**Общество с ограниченной ответственностью**
**«Мосэнергопроект»**
**(ООО «МЭП»)**

**СОГЛАСОВАНО**

Главный инженер проекта
Департамента по строительству и
ремонту электростанций
АО «ГК «ЕКС»

_____ А.Н. Чернищук
Подпись Расшифровка

«_____»_____2026 г.

# СТРОИТЕЛЬСТВО ПАРОГАЗОВОГО БЛОКА МОЩНОСТЬЮ 225 МВт КАК НЕЗАВИСИМОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ТЕРРИТОРИИ ПРОМЗОНЫ ТЭЦ-25 - ФИЛИАЛА ПАО «МОСЭНЕРГО»

## ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения**
**Подраздел 1. Система электроснабжения**
**Часть 2. Релейная защита, автоматика, управление и сигнализация**
**Книга 1. Основные решения**

**25-83G1-00-ИОС1.2.1**
**Том 5.1.2.1**

**Заместитель директора по проектированию** — **О.В. Некрасов**

**Главный инженер проекта** — **Ю.А. Яшукова**

**2026**

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

| Обозначение | Наименование | Примечание |
|---|---|---|
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-С | Содержание тома 5.1.2.1 | На 1 л. |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-ТЧ | Текстовая часть | На 306 л. |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ | Графическая часть | На 20 л. |
| | Всего | На 327 л. |

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Состав проектной документации выполнен отдельным томом 25-83G1-00-СП в соответствии с ГОСТ Р 21.101-2020.

| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 |
| ГИП | | Яшукова | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-С

Содержание тома 5.1.2.1

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | | 1 |

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Формат А4

# Содержание


1 Общие сведения об объекте ... 11
2 Общее описание выполняемых работ ... 11
3 Параметры силового оборудования ... 11
4 Общие положения по выполнению релейной защиты и автоматики ... 15
4.1 Назначение устройств вторичной коммутации и их состав ... 15
4.2 Основные принципы выполнения ... 16
4.3 Мероприятия по защите вторичных цепей от импульсных помех ... 18
5 Релейная защита и автоматика для первого этапа строительства ... 18
5.1 Релейная защита генератора ТГ-1А ... 18
5.1.1 Защита генератора типа ЭКРА 213 ... 19
5.1.1.1 Продольная дифференциальная защита генератора, IΔG ... 19
5.1.1.2 Дифференциальная защита генератора в режиме пуска, IΔ(f) ... 20
5.1.1.3 Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений с блокировкой от качаний по скорости изменения сопротивления, Z1<, Z2<, dZcp ... 20
5.1.1.4 Контроль исправности цепей напряжения, КИН ... 22
5.1.1.5 Защита от симметричных перегрузок обмотки статора, I1 ... 22
5.1.1.6 Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора, I2, I2> ... 23
5.1.1.7 Защита от потери возбуждения с токовым контролем, Ф< ... 25
5.1.1.8 100% защита от замыканий на землю обмотки статора с контролем основной и третьей гармоник, UnUo ... 25
5.1.1.9 Защита генератора от однофазных замыканий в режиме пуска, UoG(f) ... 26
5.1.1.10 Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем, U> ... 26
5.1.1.11 Защита обратной мощности, Робр ... 27
5.1.1.12 Защита от асинхронного режима без потери возбуждения, Фz ... 27
5.1.1.13 Защита от повышения/снижения частоты, F>, F< ... 28
5.1.1.14 Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе, U<Форс ... 28


Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 25-83G1-00-ИОС1.2.1-ТЧ | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Разработал | | Суворов | | | 19.02.26 | Текстовая часть | Стадия | Лист | Листов |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 | | П | 1 | 306 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 | | Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП») | | |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 | | | | |
| ГИП | | Яшукова | | | 19.02.26 | | | | |

Формат А4

5.1.1.15 Защита ротора от замыканий на землю, Re< ... 29
5.1.1.16 Защита ротора от перегрузки, Ip ... 29
5.1.1.17 Токовая отсечка трансформатора возбуждения, I>>ТВ ... 30
5.1.1.18 Максимальная токовая защита трансформатора возбуждения ... 30
5.1.2 Защита генератора типа ТЕКОН 339GB ... 31
5.1.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора, PDIF ... 31
5.1.2.2 Дифференциальная отсечка генератора в режиме пуска, PIOC ... 32
5.1.2.3 Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений, PDISGN 32
5.1.2.4 Блокировка при качаниях по сопротивлению, RPSBZ_GAPC ... 33
5.1.2.5 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1 ... 34
5.1.2.6 Защита от симметричных перегрузок обмотки статора, PTOCOVL ... 34
5.1.2.7 Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора, NG_PTOC ... 35
5.1.2.8 Защита от потери возбуждения с токовым контролем, PDISUE ... 36
5.1.2.9 100% защита от замыканий на землю обмотки статора, PTOVREF ... 37
5.1.2.10 Защита генератора от однофазных замыканий в режиме пуска, PTOV ... 38
5.1.2.11 Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем, PTOV ... 38
5.1.2.12 Защита обратной мощности, PDPR_PDUP ... 39
5.1.2.13 Защита от асинхронного режима без потери возбуждения, PSPP ... 39
5.1.2.14 Защита от повышения/снижения частоты, PTOF, PTUF ... 39
5.1.2.15 Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе, PTUV ... 40
5.2 Релейная защита и автоматика блочного трансформатора Т-91А ... 40
5.2.1 Продольная дифференциальная защита трансформатора блока, PDIF ... 41
5.2.2 Газовая защита трансформатора блока ... 42
5.2.3 Взаимодействие с технологическими защитами трансформатора блока ... 43
5.2.4 Двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности, GND_PTOC ... 43
5.2.5 Защита от перегрузки трансформатора блока, PIOC ... 44
5.2.6 Пуск охлаждения трансформатора по напряжению/току, PTOV/PTOCOVH ... 44
5.2.7 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1 ... 44
5.2.8 Контроль отсутствия тока и напряжения на трансформаторе блока для пуска пожаротушения, GAPCFPS ... 45
5.2.9 МТЗ в режиме с отключенным выключателем генератора, PTOC ... 45
5.2.10 Сигнализация замыкания на землю на стороне низшего напряжения трансформатора блока, PTOV ... 46
5.3 Релейная защита и автоматика резервного трансформатора собственных нужд ... 46
5.3.1 Продольная дифференциальная защита РТСН, PDIF ... 46
5.3.2 Газовая защита РТСН ... 47

5.3.3 Взаимодействие с технологическими защитами РТСН ... 48
5.3.4 МТЗ на стороне ВН РТСН с комбинированным пуском по напряжению, PTOC ... 48
5.3.5 Защита от перегрузки РТСН, PIOC ... 48
5.3.6 Дуговая защита, PARCV ... 48
5.3.7 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1 ... 49
5.3.8 Пуск охлаждения РТСН, PTOCVH ... 49
5.3.9 Сигнализация замыкания на землю на стороне низшего напряжения РТСН ... 49
5.3.10 АРКТ РТСН ... 50
5.4 Релейная защита и автоматика рабочего трансформатора собственных нужд ... 50
5.4.1 Продольная дифференциальная защита ТСН, PDIF ... 51
5.4.2 Газовая защита ТСН ... 52
5.4.3 Взаимодействие с технологическими защитами ТСН ... 52
5.4.4 МТЗ на стороне ВН ТСН с комбинированным пуском по напряжению, PTOC ... 53
5.4.5 Защита от перегрузки ТСН, PIOC ... 53
5.4.6 Дуговая защита, PARCV ... 53
5.4.7 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1 ... 54
5.4.8 Пуск охлаждения ТСН, PTOCVH ... 55
5.4.9 Сигнализация замыкания на землю на стороне низшего напряжения ТСН ... 55
5.4.10 АРКТ ТСН ... 55
5.5 Защиты и автоматика рабочей и резервной системы возбуждения ... 55
5.5.1 Защита от превышения допустимой температуры трансформатора возбуждения ... 56
5.5.2 Защита от потери возбуждения с токовым контролем ... 56
5.5.3 Защита ротора от перегрузки с резервированием ... 56
5.5.4 Автоматическое управление возбуждением ... 57
5.6 Тиристорное пусковое устройство ... 58
5.7 АУВ 110 кВ и 15 кВ ... 58
5.7.1 Автоматика управления выключателем, CSWI ... 59
5.7.2 УРОВ, RBRF ... 60
5.8 Релейная защита КРУ 6 кВ собственных нужд ПГУ 225 МВт ... 60
5.8.1 Рабочий ввод от ТСН ... 60
5.8.1.1 МТЗ на стороне НН ТСН с комбинированным пуском по напряжению, PTOC ... 61
5.8.1.2 Дуговая защита, PARCV ... 61
5.8.1.3 УРОВ, RBRF ... 61
5.8.1.4 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1 ... 62
5.8.2 Резервный ввод от РТСН ... 63
5.8.2.1 МТЗ на стороне НН РТСН с комбинированным пуском по напряжению, PTOC ... 63
5.8.2.2 Дуговая защита, PARCV ... 63

5.8.2.3 УРОВ, RBRF ... 64
5.8.2.4 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1 ... 64
5.8.3 Резервный ввод от ТЭЦ-25 ... 65
5.8.3.1 Максимальная токовая защита, PTOC ... 65
5.8.3.2 Дуговая защита, PARCV ... 65
5.8.3.3 УРОВ, RBRF ... 66
5.8.4 Ввод 6 кВ на ТЭЦ-25 ... 66
5.8.4.1 Дифференциальная токовая защита линии, PDIF ... 66
5.8.4.2 Максимальная токовая защита, PTOC ... 67
5.8.4.3 Дуговая защита, PARCV ... 67
5.8.5 Магистраль резервного питания ... 67
5.8.5.1 МТЗ с комбинированным пуском по напряжению, PTOC ... 67
5.8.5.2 Дуговая защита, PARCV ... 68
5.8.5.3 УРОВ, RBRF ... 68
5.8.5.4 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1 ... 68
5.8.6 Ячейка ТН 6 кВ рабочей секции шин ... 69
5.8.6.1 Защита минимального напряжения, PTUV ... 69
5.8.6.2 АВР, ATSW ... 69
5.8.6.3 Сигнализация замыкания на землю, PTOV1 ... 70
5.8.7 Ячейка ТН 6 кВ резервной секции шин ... 70
5.8.7.1 АВР, ATSW ... 70
5.8.7.2 Сигнализация замыкания на землю, PTOV1 ... 70
5.8.8 Трансформаторы собственных нужд 6/0,4 кВ ... 71
5.8.8.1 Токовая отсечка, PIOC ... 71
5.8.8.2 МТЗ, PTOC ... 71
5.8.8.3 Дуговая защита, PARCV ... 72
5.8.8.4 УРОВ, RBRF ... 72
5.8.8.5 Защита от однофазных замыканий на землю, PTOCGNDS ... 72
5.8.9 Электродвигатели собственных нужд 6 кВ ... 72
5.8.9.1 Токовая отсечка, PIOC ... 73
5.8.9.2 Токовая защита обратной последовательности, PTOCNG ... 73
5.8.9.3 Защита от перегрузки, PTOC ... 73
5.8.9.4 Дуговая защита, PARCV ... 74
5.8.9.5 УРОВ, RBRF ... 74
5.8.9.6 Защита от однофазных замыканий на землю, PTOCGNDS ... 74
5.8.10 Выключатели 6,3 кВ питания трансформаторов резервного возбуждения ... 74
5.8.10.1 Токовая отсечка, PIOC ... 75

5.8.10.2 МТЗ, РТОС ... 75
5.8.10.3 Дуговая защита, PARCV ... 75
5.8.10.4 УРОВ, RBRF ... 76
5.8.10.5 Защита от однофазных замыканий на землю, PTOCGNDS ... 76
5.9 Синхронизация блока ... 76
5.10 Управление электротехническим оборудованием и сигнализация его состояния ... 77
5.10.1 Основные принципы управления ... 77
5.10.2 Основное управление ... 77
5.10.3 Резервное управление ... 77
5.10.4 Резервное управление ... 78
5.10.5 Сигнализация ... 78
5.10.6 Оперативная блокировка неправильных действий при переключениях в электроустановках ... 78
5.10.7 Управление и сигнализация электродвигателей 6 кВ ... 79
5.11 Регистратор аварийных событий ... 79
5.12 Релейная защита и автоматика КВЛ 110 кВ ... 84
5.13 Релейная защита и автоматика КЛ 500 кВ ... 84
5.14 ЧДА ... 84
5.15 Система мониторинга переходных процессов ... 85
6 Релейная защита и автоматика для второго этапа строительства ... 86
6.1 Релейная защита генератора ТГ-1Б ... 86
6.1.1 Защита генератора типа ЭКРА 213 ... 87
6.1.1.1 Продольная дифференциальная защита генератора, IΔG ... 87
6.1.1.2 Поперечная дифференциальная защита генератора, IΔ> ... 87
6.1.1.3 Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений с блокировкой от качаний по скорости изменения сопротивления, Z1<, Z2<, dZcp ... 88
6.1.1.4 Контроль исправности цепей напряжения, КИН ... 89
6.1.1.5 Защита от симметричных перегрузок обмотки статора, I1 ... 89
6.1.1.6 Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора, I2, I2> ... 90
6.1.1.7 Защита от потери возбуждения с токовым контролем, Ф< ... 91
6.1.1.8 100% защита от замыканий на землю обмотки статора с контролем основной и третьей гармоник, UnUo ... 91
6.1.1.9 Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем, U> ... 92
6.1.1.10 Защита обратной мощности, Робр ... 93
6.1.1.11 Защита от асинхронного режима без потери возбуждения, Фz ... 93
6.1.1.12 Защита от повышения/снижения частоты, F>, F< ... 93

6.1.1.13 Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе, U<Форс ... 94
6.1.1.14 Защита ротора от замыканий на землю, Re< ... 94
6.1.1.15 Защита ротора от перегрузки, Ip ... 94
6.1.1.16 Токовая отсечка трансформатора возбуждения, I>>ТВ ... 95
6.1.1.17 Максимальная токовая защита трансформатора возбуждения ... 95
6.1.2 Защита генератора типа ТЕКОН 339GB ... 95
6.1.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора, PDIF ... 95
6.1.2.2 Поперечная дифференциальная защита генератора, S_PDIF ... 96
6.1.2.3 Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений, PDISGN96
6.1.2.4 Блокировка при качаниях по сопротивлению, RPSBZ_GAPC ... 97
6.1.2.5 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1 ... 98
6.1.2.6 Защита от симметричных перегрузок обмотки статора, PTOCOVL ... 98
6.1.2.7 Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора, NG_PTOC ... 99
6.1.2.8 Защита от потери возбуждения с токовым контролем, PDISUE ... 100
6.1.2.9 100% защита от замыканий на землю обмотки статора, PTOVREF ... 100
6.1.2.10 Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем, PTOV ... 101
6.1.2.11 Защита обратной мощности, PDPR_PDUP ... 101
6.1.2.12 Защита от асинхронного режима без потери возбуждения, PSPP ... 101
6.1.2.13 Защита от повышения/снижения частоты, PTOF, PTUF ... 102
6.1.2.14 Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе, PTUV ... 102
6.2 Релейная защита и автоматика блочного трансформатора Т-91Б ... 103
6.2.1 Продольная дифференциальная защита трансформатора блока, PDIF ... 103
6.2.2 Газовая защита трансформатора блока ... 104
6.2.3 Взаимодействие с технологическими защитами трансформатора блока ... 105
6.2.4 Двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности, GND_PTOC ... 105
6.2.5 Защита от перегрузки трансформатора блока, PIOC ... 106
6.2.6 Пуск охлаждения трансформатора по напряжению/току, PTOV/PTOCOVH ... 106
6.2.7 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1 ... 107
6.2.8 Контроль отсутствия тока и напряжения на трансформаторе блока для пуска пожаротушения, GAPCFPS ... 107
6.2.9 МТЗ в режиме с отключенным выключателем генератора, PTOC ... 107
6.2.10 Сигнализация замыкания на землю на стороне низшего напряжения трансформатора блока, PTOV ... 108
6.3 Защиты и автоматика рабочей и резервной системы возбуждения ... 108
6.3.1 Защита от превышения допустимой температуры трансформатора возбуждения ... 108

6.3.2 Защита от потери возбуждения с токовым контролем ... 109
6.3.3 Защита ротора от перегрузки с резервированием ... 109
6.3.4 Автоматическое управление возбуждением ... 109
6.4 АУВ 10 кВ ... 110
6.5 Синхронизация блока ... 111
6.6 Управление электротехническим оборудованием и сигнализация его состояния ... 112
6.6.1 Основные принципы управления ... 112
6.6.2 Основное управление ... 112
6.6.3 Резервное управление ... 113
6.6.4 Резервное управление ... 113
6.6.5 Сигнализация ... 113
6.6.6 Оперативная блокировка неправильных действий при переключениях в электроустановках ... 114
7 Электротехнические расчеты вторичных цепей для первого этапа ... 115
7.1 Выбор трансформаторов тока релейной защиты 500 кВ ... 115
7.1.1 Исходные данные для выбора трансформаторов тока ... 115
7.1.2 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА3, ТА4 ДЗТ Т-91А ... 115
7.1.3 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА8, ТА9 ДЗЛ КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 ... 116
7.2 Выбор трансформаторов тока релейной защиты 15 кВ ... 117
7.2.1 Исходные данные для выбора трансформаторов тока ... 117
7.2.2 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА15 ДЗГ ... 118
7.2.3 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА16 ДЗГ ... 119
7.2.4 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА18, ТА19 ДЗТ Т-91А ... 119
7.2.5 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА27 ДЗГ ... 120
7.2.6 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА28 ДЗГ ... 120
7.2.7 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА30, ТА31, ТА32, ТА33 ДЗТ. 121
7.3 Выбор трансформаторов тока релейной защиты 110 кВ ... 122
7.3.1 Исходные данные для выбора трансформаторов тока ... 122
7.3.2 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА1, ТА2 ДЗТ Т-60Р3 ... 122
7.3.3 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА7, ТА8 ДЗЛ КЛ 110 кВ Очаково – Новокунцево I цепь с отпайкой на ПГУ ... 123
7.4 Выбор трансформаторов тока релейной защиты 6,3 кВ ... 124
7.4.1 Исходные данные для выбора трансформаторов тока ... 124
7.4.2 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА1, ТА2 ДЗТ ТСН-61 ... 125
7.4.3 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА2, ТА2 ДЗТ Т-60Р3 ... 125
7.4.4 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА1 ДТЗ МРП ... 126

7.4.5 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА3 ДТЗ МРП КРУ 6 кВ ТЭЦ-25 . ..... 127
7.5 Расчет измерительных обмоток трансформаторов тока ..... 127
7.6 Проверочный расчет трансформаторов тока РЗА на допустимую погрешность ..... 128
7.7 Расчет цепей напряжения ..... 131
7.7.1 Расчет ТКЗ на стороне низкого напряжения ТН и проверка защитных аппаратов цепей ТН 500 кВ ..... 131
7.7.2 Расчет ТКЗ на стороне низкого напряжения ТН и проверка защитных аппаратов цепей ТН 15 кВ ..... 132
7.7.3 Расчет ТКЗ на стороне низкого напряжения ТН и проверка защитных аппаратов цепей ТН 6 кВ ..... 133
7.7.4 Цепи напряжения ТН 6 кВ ..... 135
8 Электротехнические расчеты вторичных цепей для второго этапа ..... 144
8.1 Выбор трансформаторов тока релейной защиты 500 кВ ..... 144
8.1.1 Исходные данные для выбора трансформаторов тока ..... 144
8.1.2 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА3, ТА4 ДЗТ Т-91А ..... 144
8.1.3 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА8, ТА9 ДЗЛ КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 ..... 145
8.2 Выбор трансформаторов тока релейной защиты 10 кВ ..... 146
8.2.1 Исходные данные для выбора трансформаторов тока ..... 146
8.2.2 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА15 ДЗГ ..... 147
8.2.3 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА16 ДЗГ ..... 147
8.2.4 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА18, ТА19 ДЗТ Т-91Б ..... 148
8.2.5 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА27-1, ТА27-2 ДЗГ ..... 149
8.2.6 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА28-1, ТА28-2 ДЗГ ..... 149
8.3 Расчет измерительных обмоток трансформаторов тока ..... 150
8.4 Проверочный расчет трансформаторов тока РЗА на допустимую погрешность ..... 150
8.5 Расчет цепей напряжения ..... 153
8.5.1 Расчет ТКЗ на стороне низкого напряжения ТН и проверка защитных аппаратов цепей ТН 500 кВ ..... 153
8.5.2 Расчет ТКЗ на стороне низкого напряжения ТН и проверка защитных аппаратов цепей ТН 15 кВ ..... 154
9 Расчет уставок защит для первого этапа строительства ..... 156
9.1 Расчет уставок релейной защиты генератора ТГ-1А ..... 156
9.1.1 Расчет уставок защиты генератора типа ЭКРА 213 ..... 156
9.1.1.1 Продольная дифференциальная защита генератора, IΔG ..... 156
9.1.1.2 Продольная дифференциальная защита генератора в режиме пуска, IΔ(f) ..... 160
9.1.1.3 Дистанционная защита от междуфазных повреждений с блокировкой от качаний по сопротивлению, Z<<, Z, dZ (21) ..... 161

9.1.1.4 Контроль исправности цепей напряжения (КИНг) ... 164
9.1.1.5 Защита от симметричных перегрузок обмотки статора I1 ... 165
9.1.1.6 Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора I2, I2> ... 167
9.1.1.7 Защита от потери возбуждения с токовым контролем Ф< ... 171
9.1.1.8 100% защита от замыканий на землю обмотки статора Un (U0) ... 174
9.1.1.9 Защита генератора от однофазных замыканий в режиме пуска, UoG(f) ... 176
9.1.1.10 Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем, U> ... 176
9.1.1.11 Защита обратной мощности, Робр ... 177
9.1.1.12 Защита от асинхронного режима без потери возбуждения, Фz ... 178
9.1.1.13 Защита от повышения/снижения частоты, F>, F< ... 180
9.1.1.14 Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе, U<Форс ... 181
9.1.1.15 Защита ротора от замыканий на землю, Re< ... 181
9.1.1.16 Защита ротора от перегрузки, Ip ... 183
9.1.1.17 Токовая отсечка трансформатора возбуждения, I>>ТВ ... 185
9.1.1.18 Максимальная токовая защита трансформатора возбуждения ... 186
9.1.2 Расчет уставок защиты генератора типа ТЕКОН 339GB ... 187
9.1.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора, PDIF ... 187
9.1.2.2 Дифференциальная отсечка в режиме пуска, PIOC ... 191
9.1.2.3 Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений, PDISGN ... 192
9.1.2.4 Блокировка при качаниях по сопротивлению, RPSBZ_GAPC ... 197
9.1.2.5 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1 ... 200
9.1.2.6 Защита от симметричных перегрузок обмотки статора, PTOCOVL ... 205
9.1.2.7 Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора, NG_PTOC ... 208
9.1.2.8 Защита от потери возбуждения с токовым контролем, PDISUE ... 211
9.1.2.9 100% защита от замыканий на землю обмотки статора, PTOVREF ... 216
9.1.2.10 Защита генератора от однофазных замыканий в режиме пуска, PTOV ... 219
9.1.2.11 Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем, PTOV ... 220
9.1.2.12 Защита обратной мощности, PDPR_PDUP ... 223
9.1.2.13 Защита от асинхронного режима с контролем изменения угла, PSPP ... 225
9.1.2.14 Защита от повышения/снижения частоты, PTOF, PTUF ... 231
9.1.2.15 Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе, PTUV ... 233
9.2 Расчет уставок устройства защиты ТЕКОН 339ТВ блочного трансформатора 11BAT10234
9.2.1 Дифференциальная защита трансформатора, PDIF ... 234

9.2.2 БНН и контроль исправности цепей напряжения ТН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1. ..... 242
9.2.3 Максимальная токовая защита трансформатора, PTOC ..... 247
9.2.4 Токовая защита нулевой последовательности трансформатора, GND_PTOC..... 249
9.2.5 Защита от замыкания на землю на стороне НН трансформатора, PTOV ..... 250
9.2.6 Защита от перегрузки трансформатора, PIOC..... 251
9.2.7 Автоматика пуска охлаждения трансформатора, PTOCOVH ..... 252
9.2.8 Контроль отсутствия напряжения на трансформаторе для пуска ПЖТ, GAPCFPS.. 254
9.3 Расчет уставок устройства защиты ТЕКОН 339ТВ рабочего трансформатора собственных нужд 11ВВТ10 ..... 255
9.3.1 Дифференциальная защита трансформатора, PDIF ..... 255
9.3.2 БНН и контроль исправности цепей напряжения ТН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1. ..... 259
9.3.3 Максимальная токовая защита с пуском по напряжению, PTOC ..... 264
9.3.4 Токовый контроль дуговой защиты, PARCV ..... 267
9.3.5 Защита от замыканий на землю на стороне НН трансформатора, PTOV..... 268
9.3.6 Защита от перегрузки, PIOC ..... 269
9.3.7 Автоматика пуска охлаждения трансформатора, PTOCOVH ..... 269
9.4 Расчет уставок и параметров АРКТ рабочего трансформатора собственных нужд 11ВВТ10, ATCCTR ..... 271
9.5 Расчет уставок устройства защиты ТЕКОН 339ТВ резервного трансформатора собственных нужд 00ВСТ30 ..... 280
9.5.1 Дифференциальная защита трансформатора, PDIF ..... 280
9.5.2 БНН и контроль исправности цепей напряжения ТН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1. ..... 284
9.5.3 Максимальная токовая защита с пуском по напряжению, PTOC ..... 288
9.5.4 Токовый контроль дуговой защиты, PARCV ..... 290
9.5.5 Защита от замыканий на землю на стороне НН трансформатора, PTOV..... 291
9.5.6 Защита от перегрузки, PIOC ..... 292
9.5.7 Автоматика пуска охлаждения трансформатора, PTOCOVH ..... 292
9.6 Расчет уставок и параметров АРКТ резервного трансформатора собственных нужд 00ВСТ30, ATCCTR ..... 294
10 Расчет уставок защит для второго этапа строительства ..... 301
Приложение А. Технические данные терминалов РЗА ЭКРА 200, необходимые для расчета трансформаторов тока по Р 58669-2019 (письмо ООО НПП «ЭКРА» №108/21 от 25.02.2021 г.) ..... 302
Приложение Б. Расчет токов короткого замыкания ..... 304

## 1 Общие сведения об объекте

Основанием для разработки проектной документации являются:

– инвестиционная программа ПАО «Мосэнерго»;

– техническое задание на выполнение проектной и рабочей документации по объекту: «Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго»».

Заданием на проектирование предусматривается выделение 2 этапов строительства:

– Первый этап – строительство ГТУ – 160 с комплексом вспомогательного оборудования, зданий и сооружений;

– Второй этап – строительство ПТУ-90 с комплексом вспомогательного оборудования, зданий и сооружений.

Расчет и выбор уставок устройств РЗА, схемы размещения устройств РЗА, планы расположения шкафов вторичной коммутации, схемы конфигурирования и параметрирования микропроцессорных терминалов, схемы электрические принципиальные, монтажные, подключения выполняются в рамках рабочего проектирования после окончательного определения и согласования объёма, состава и типов устройств релейной защиты и автоматики.

В данной работе не описаны техническое решения по выполнению релейной защиты линий электропередачи 110 и 500 кВ, так как данные решения должны быть разработаны в рамках строительства линий электропередач.

Технические решения по выполнению релейной защиты и автоматики разработаны в соответствии с действующими в РФ нормативными документами, а также с учетом опыта проектирования устройств РЗА на микропроцессорной технике других энергетических объектов, в том числе электростанций ПАО «Мосэнерго».

## 2 Общее описание выполняемых работ

В соответствии с выполнением первого этапа строительства проектом предусматривается строительство ГТУ – 160 с основным и вспомогательным оборудованием, главным корпусом, ОРУ 500 кВ, ОРУ 110 кВ и вспомогательными зданиями, сооружениями и инженерными сетями в пределах территории ТЭЦ-25.

В соответствии с выполнением второго этапа строительства проектом предусматривается строительство ПТУ-90 с основным и вспомогательным оборудованием, вспомогательными зданиями, сооружениями и инженерными сетями в пределах территории ТЭЦ-25.

## 3 Параметры силового оборудования

<u>Параметры блочного трансформатора Т-91А:</u>

| | |
|---|---|
| Тип трансформатора | - ТДЦ-250000/500-У1 |
| Завод изготовитель | - ООО «НЭМЗ» |
| $S_{ВН}$ номинальная мощность | - 250 МВА |
| $U_{ВН}$ номинальное напряжение обмоток ВН | - 525 кВ |
| $U_{НН}$ номинальное напряжение обмоток НН | - 15,75 кВ |
| Схема и группа соединения обмоток | - $У_Н$/Д-11 |
| $I_{XX}$ ток холостого хода | - 0,45 % |
| $P_{XX}$ потери холостого хода | - 205 кВт |
| $P_{К.З.\ ВН\text{-}НН}$ потери короткого замыкания | - 590 кВт |
| $U_{К.З.\ ВН\text{-}НН}$ напряжение короткого замыкания | - 13 % |
| ПБВ | - ±2х2,5 % |

<u>Параметры рабочего трансформатора собственных нужд ТСН-61:</u>

| | |
|---|---|
| Тип трансформатора | - ТРДНС-25000/15-У1 |
| Завод изготовитель | - ООО «НЭМЗ» |

| | |
|---|---|
| Схема и группа соединений обмоток | - Д/Д-Д-0-0 |
| Номинальная мощность | - 25000 кВА |
| Номинальное напряжение обмоток ВН | - 15,75 кВ |
| Номинальное напряжение обмоток НН | - 6,3 кВ |
| $I_{XX}$ ток холостого хода | - 0 % |
| $P_{XX}$ потери холостого хода | - 25 кВт |
| $P_{К.З.\ ВН-НН}$ потери короткого замыкания | - 115 кВт |
| Напряжение короткого замыкания Uк | - 10,5 % |
| Напряжение короткого замыкания Uк12 | - 30 % |
| РПН | - ±8х1,5 % |

Параметры синхронного трехфазного турбогенератора ТГ-1А:

| | |
|---|---|
| Тип турбогенератора | - SGen5-100A |
| Завод изготовитель | - Силовые Машины |
| Полная мощность | - 200000 кВА |
| Активная мощность | - 160000 кВт |
| Коэффициент мощности Cosφ | - 0,8 |
| Номинальное напряжение статора | - 15750 В |
| Напряжение возбуждения номинальное | - 300 В |
| Ток статора | - 7331 А |
| Коэффициент полезного действия | - 98,6 % |
| Номинальный ток ротора | - 1125 А |
| Частота | - 50 Гц |
| Частота вращения | - 3000 об./мин. |
| Соединение фаз обмотки статора | - звезда |
| X”d | - 13,9 % |
| X’d | - 22,5 % |
| Xd | - 199 % |
| Xq | - 191 % |
| X2 | - 14,6 % |
| X0 | - 9,8 % |
| T”d | - 0,029 с |
| T’d | - 1,256 с |
| T’0 | - 12,690 с |
| T”00 | - 0,041 с |
| Ta | - 0,459 с |

Параметры трансформатора возбуждения ТВ-1А:

| | |
|---|---|
| Тип трансформатора | - ТСЗП-1600-У3 |
| Схема и группа соединений обмоток | - У/Д-11 |
| Номинальная мощность | - 1550 кВА |
| Номинальное напряжение обмоток ВН | - 15,75 кВ |
| Номинальное напряжение обмоток НН | - 0,66 кВ |
| Напряжение короткого замыкания | - 6,0 % |

Параметры резервного трансформатора собственных нужд Т-60Р3:

| | |
|---|---|
| Тип трансформатора | - ТРДНС-25000/110-У1 |
| Завод изготовитель | - ООО «НЭМЗ» |
| Схема и группа соединений обмоток | - Ун/Д-Д-11-11 |
| Номинальная мощность | - 25000 кВА |
| Номинальное напряжение обмоток ВН | - 115 кВ |
| Номинальное напряжение обмоток НН | - 6,3 кВ |

| | |
|---|---|
| $I_{XX}$ ток холостого хода | - 0 % |
| $P_{XX}$ потери холостого хода | - 25 кВт |
| $P_{К.З.\ ВН-НН}$ потери короткого замыкания | - 120 кВт |
| Напряжение короткого замыкания Uк | - 10,5 % |
| Напряжение короткого замыкания Uк12 | - 30 % |
| РПН | - ±9х1,78 % |

Параметры блочного трансформатора Т-91Б:

| | |
|---|---|
| Тип трансформатора | - ТДЦ-125000/500-У1 |
| Завод изготовитель | - ООО «НЭМЗ» |
| $S_{ВН}$ номинальная мощность | - 125 МВА |
| $U_{ВН}$ номинальное напряжение обмоток ВН | - 525 кВ |
| $U_{НН}$ номинальное напряжение обмоток НН | - 10,5 кВ |
| Схема и группа соединения обмоток | - $У_{Н}$/Д-11 |
| $I_{XX}$ ток холостого хода | - 0,55 % |
| $P_{XX}$ потери холостого хода | - 125 кВт |
| $P_{К.З.\ ВН-НН}$ потери короткого замыкания | - 380 кВт |
| $U_{К.З.\ ВН-НН}$ напряжение короткого замыкания | - 12 % |
| ПБВ | - ±2х2,5 % |

Параметры синхронного трехфазного турбогенератора ТГ-1Б:

| | |
|---|---|
| Тип турбогенератора | - ТФ-90-2УХЛ4 |
| Завод изготовитель | - НПО «ЭЛСИБ» ПАО |
| Полная мощность | - 112500 кВА |
| Активная мощность | - 90000 кВт |
| Коэффициент мощности Cosφ | - 0,8 |
| Номинальное напряжение статора | - 10500 В |
| Напряжение возбуждения номинальное | - 220 В |
| Ток статора | - 6186 А |
| Коэффициент полезного действия | - 98,3 % |
| Номинальный ток ротора | - 1350 А |
| Частота | - 50 Гц |
| Частота вращения | - 3000 об./мин. |
| Соединение фаз обмотки статора | - двойная звезда |
| X”d | - 16,1 % |
| X’d | - 21,5 % |
| Xd | - 234,4 % |
| Xq | - 211 % |
| X2 | - 14,6 % |
| T”d | - 0,02 с |
| T’d | - 2,022 с |
| T’d0 | - 10,73 с |
| T”d0 | - 0,182 с |
| Ta | - 0,4356 с |

Параметры возбудителя ТГ-1Б:

| | |
|---|---|
| Тип системы возбуждения | - СТС-КНФР-220-1375-2,5-10,5-11М-П-РВ УХЛ4 |
| Номинальное напряжение системы возбуждения | - 220 В |
| Номинальный постоянный ток системы возбуждения | - 1375 А |
| Кратность форсировки по току | - 2,0 |
| Кратность форсировки по напряжению | - 2,5 |

Длительность форсировки возбуждения, не более - 20 с

Параметры трансформатора возбуждения ТВ-1Б:

Тип трансформатора - ТСЗП-1000/15ВУ3
Схема и группа соединений обмоток - У/Д-11
Номинальная мощность - 880 кВА
Номинальное напряжение обмоток ВН - 10,5 кВ
Номинальное напряжение обмоток НН - 0,45 кВ
Напряжение короткого замыкания - 6,0 %

Технические требования от НПС «ЭЛСИБ» ПАО на выполнение электрических защит генератора ТФ-90-2УХЛ4:

1) От междуфазных коротких замыканий в обмотке статора с уставкой по току не более 0,3Iн и по времени не более 0,1с с действием на отключение, развозбуждение и остановку турбогенератора.

2) От витковых замыканий одной фазы обмотки статора с уставкой по току 0,2Iн и по времени 0,1с с действием на отключение, развозбуждение и остановку турбогенератора.

3) 100 % защита от замыкания на землю обмотки статора с временем срабатывания не выше 0,5с с действием на отключение и развозбуждение.

4) От замыкания на землю обмотки возбуждения с действием:

- на сигнал при снижении сопротивления изоляции обмотки возбуждения ниже 10 кОм;
- на отключение и развозбуждение турбогенератора в течение 1 часа при снижении сопротивления изоляции обмотки возбуждения ниже 4 кОм.

5) От двойного замыкания на землю обмотки ротора с действием без выдержки времени на отключение, развозбуждение и остановку генератора.

6) От перенапряжения обмотки статора с уставкой по напряжению 1,2Uн с действием на отключение и развозбуждение турбогенератора с выдержкой времени не более 2с.

7) От повышения напряжения обмотки возбуждения с действием на сигнал и на замыкание обмотки на сопротивление с целью исключения короткого замыкания на контактных кольцах.

8) От перегрузки током обратной последовательности с действием:

- на сигнал при $I_2 = 0{,}05 \cdot I_н$ с выдержкой по времени до 10с;
- на отключение с выдержкой времени в зависимости от токовой характеристики при $I_2^2 \cdot t > 15c$ в соответствии с таблицей 1.

| | | | |
|---|---|---|---|
| Продолжительность короткого замыкания, сек. | 5 | 10 | 20 |
| Ток обратной последовательности, кратность от номинального $I_2/I_н$ | 1,7 | 1,2 | 0,9 |

9) От симметричной перегрузки статора с действием на сигнал. Должна иметь зависимую характеристику в соответствии с таблицей 2.

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Продолжительность, мин. | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 15 | 60 |
| Допустимая кратность перегрузки, $I/I_Н$, о.е. | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,25 | 1,2 | 1,15 | 1,1 |

10) От перегрузки обмотки ротора. Должна иметь зависимую характеристику в соответствии с таблицей 3.

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Продолжительность, сек. | 20 | 45 | 60 | 240 | 600 | 3600 |
| Допустимая кратность перегрузки, $i/i_Н$, о.е. | 2,0 | 1,7 | 1,5 | 1,2 | 1,15 | 1,06 |

11) От перегрузок, вызванных внешними короткими заиыканиями, с дечтвием на тключение и развозбуждение турбогенератора.

12) Защита от потери возбуждения.

13) Защита от снижения сопротивления изоляции подшипников с действием на сигнал.

14) Защита от короткого замыкания на контактных кольцах.

При аварийных условиях в сети турбогенератор допускает кратковременную работу с отклонением частоты:

| Диапазон частот | Длительность режима |
|---|---|
| выше 53,0 до 55 Гц включительно | - одноразово продолжительностью не более 5 секунд и не более 15 минут за весь срок службы; |
| выше 51,5 до 53,0 Гц | - одноразово продолжительностью не более 10 секунд и не более 30 минут за весь срок службы; |
| выше 51,0 до 51,5 Гц | - одноразово продолжительностью не более 3 минут и не более 500 минут за весь срок службы; |
| ниже 49,0 до 48,0 Гц | - одноразово продолжительностью не более 5 минут и не более 750 минут за весь срок службы; |
| ниже 48,0 до 47,5 Гц | - одноразово продолжительностью не более 1 минуты и не более 180 минут за весь срок службы; |
| ниже 47,5 до 47,0 Гц | - одноразово продолжительностью не более 40 секунд и не более 120 минут за весь срок службы; |
| ниже 47,0 до 46,0 Гц включительно | - одноразово продолжительностью не более 10 секунд и не более 30 минут за весь срок службы. |

Турбогенератор обеспечивает устойчивую работу:

- при частоте 46,0 Гц – в течение не менее 1 с;
- при частоте 47,0 Гц – в течение не менее 40 с.

# 4 Общие положения по выполнению релейной защиты и автоматики

## 4.1 Назначение устройств вторичной коммутации и их состав

Устройства вторичной коммутации предназначены для:

– защиты оборудования энергосистемы от повреждений и ненормальных режимов работы;

– фиксации аварийного возмущения, локализации, предотвращения развития и ликвидации аварии, восстановления нормального режима;

– поддержания параметров нормального режима энергосистемы в допустимых пределах;

– повышения надежности электроэнергетической системы и надежности электроснабжения потребителей;

– регистрации аварийных событий;

– сбора и передачи информации об электротехническом оборудовании, а также об устройствах вторичной коммутации в АСУ ЭТО;

– приема и реализации управляющих воздействий;

– оперативного управления (дистанционного и местного).

В соответствии со своим назначением для проектируемых элементов главной схемы электрических соединений для первого этапа строительства предусматривается следующее оборудование вторичной коммутации:

– шкаф первого комплекта защит блочного трансформатора Т-91А на терминале ТЕКОН 339ТВ;

– шкаф второго комплекта защит блочного трансформатора Т-91А на терминале ТЕКОН 339ТВ;

– шкаф первого комплекта защит генератора ТГ-1А ШЭ1111 на терминале ЭКРА 213;

– шкаф второго комплекта защит генератора ТГ-1А на терминале ТЕКОН 339GB;

– шкаф первого комплекта защит и АРКТ рабочего трансформатора собственных нужд ТСН-61 на терминале ТЕКОН 339ТВ;

– шкаф второго комплекта защит рабочего трансформатора собственных нужд ТСН-61 на терминале ТЕКОН 339ТВ;

– шкаф первого комплекта защит и АРКТ резервного трансформатора собственных нужд Т-60Р3 на терминале ТЕКОН 339ТВ;

– шкаф второго комплекта защит резервного трансформатора собственных нужд ТСН-60Р3 на терминале ТЕКОН 339ТВ;

– шкаф синхронизации блока ГТУ-160 на терминале ТЕКОН 319SW;

– шкаф автоматики управления выключателем 15 кВ В-201А на терминале ТЕКОН 339SW;

– шкаф автоматики управления выключателем 110 кВ В-105 на терминале ТЕКОН 339SW;

– шкаф реле управления рабочей системой возбуждения генератора ТГ-1А с заземляющим блоком вала турбогенератора типа ЗБ-2К;

– щит рабочей системы возбуждения генератора ТГ-1А с защитами;

– шкаф реле управления резервной системой возбуждения;

– щит резервной системы возбуждения с защитами;

– защиты и управление вводов 6 кВ на терминале ТЕКОН 329FS;

– защиты и управление присоединений питания двигателей 6 кВ на терминале ТЕКОН 329GL;

– защиты и управление присоединений питания от ТЭЦ-25 на терминале ТЕКОН 329TL;

– защиты и управление присодинений 6 кВ на терминале ТЕКОН 329FS;

– два шкафа регистрации аварийных событий (РАС);

– шкаф системы мониторинга переходных режимов (СМПР);

– шкаф системы мониторинга блочного трансформатора Т-91А (СМТО);

– два шкафа распределения оперативного тока (ШРОТ);

– ящики вторичных цепей трансформаторов тока, напряжения, разъединителей и заземляющих ножей;

– кабели электрических цепей, перечисленных выше устройств.

В соответствии со своим назначением для проектируемых элементов главной схемы электрических соединений для второго этапа строительства предусматривается следующее оборудование вторичной коммутации:

– шкаф первого комплекта защит блочного трансформатора Т-91Б на терминале ТЕКОН 339ТВ;

– шкаф второго комплекта защит блочного трансформатора Т-91Б на терминале ТЕКОН 339ТВ;

– шкаф первого комплекта защит генератора ТГ-1Б ШЭ1111 на терминале ЭКРА 213;

– шкаф второго комплекта защит генератора ТГ-1Б на терминале ТЕКОН 339GB;

– шкаф синхронизации блока ПТУ-90 на терминале ТЕКОН 319SW;

– шкаф автоматики управления выключателем 10 кВ В-201Б на терминале ТЕКОН 339SW;

– шкаф реле управления рабочей системой возбуждения генератора ТГ-1Б с заземляющим блоком вала турбогенератора типа ЗБ-2К;

– щит рабочей системы возбуждения генератора ТГ-1Б с защитами;

– шкаф системы мониторинга блочного трансформатора Т-91Б (СМТО);

– ящики вторичных цепей трансформаторов тока, напряжения, разъединителей и заземляющих ножей;

– кабели электрических цепей, перечисленных выше устройств.

### 4.2 Основные принципы выполнения

Оснащение ПГУ 225 МВт устройствами вторичной коммутации предусматривается в необходимом объеме согласно Техническому заданию на проектирование и выполняется в соответствии с действующими в РФ нормативными документами.

При этом все технические решения ориентированы на использование наиболее совершенной на данный момент техники, в первую очередь, микропроцессорной (МП), имеющей положительный опыт эксплуатации и направленной на дальнейшие модернизацию и развитие.

Применение МП устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА) дает ряд несомненных преимуществ, таких как:

а) использование функций релейной защиты с улучшенными характеристиками и широким диапазоном параметров срабатывания;

б) минимизация использования аппаратуры защиты и управления, прежде всего, промежуточных реле, за счет наличия в МП УРЗА:

– большого количества дискретных входов и выходов;

– широкой библиотеки функций, позволяющую реализовать любую логику, любые выдержки времени и т.д.;

– выходных контактов, рассчитанные на длительное протекание через них больших токов включения и отключения силовых выключателей и др.

в) применение контрольных кабелей небольшого сечения вследствие малой потребляемой мощности МП УРЗА по цепям тока, напряжения и оперативным цепям;

г) низкая периодичность обслуживания МП УРЗА за счет функции постоянного самотестирования;

д) сокращение вторичных цепей электростанции и количества устройств нижнего уровня АСУ ЭТО за счёт передачи сигналов от УРЗА в АСУ ЭТО по цифровым каналам связи.

Количество трансформаторов тока, вторичных обмоток и их классы точности выбираются для обеспечения раздельного подключения устройств РЗА и систем измерений.

Устройства РЗА основного оборудования размещаются в специализированных низковольтных комплектных устройствах (НКУ), имеющих шкафную конструкцию.

Конструкция всех шкафов РЗА предусматривается унифицированной: напольного исполнения, двухстороннего обслуживания, для визуального контроля за состоянием МП устройств РЗА лицевая панель МП РЗА устанавливается на дверце шкафа. Исключения составляют НКУ РЗА, поставляемые комплектно с другим СЭО (системами возбуждения, трансформаторами, ячейками РУ и др.), конструктив которых определяется заводом-изготовителем.

НКУ РЗА (кроме НКУ, поставляемых комплектно с СЭО) размещаются в помещениях РЩ, РЩ КИП, помещения систем возбуждения в которых обеспечиваются следующие условия для надежной работы устройств РЗА:

– ограничение доступа в помещения;

– наличие отопления и кондиционирования, что позволяет поддерживать необходимый микроклимат в помещении.

Для присоединения к НКУ РЗА цепей переменного тока и напряжения (от трансформаторов соответственно тока и напряжения) предусматриваются специальные испытательные блоки и испытательные клеммы.

Для наиболее ответственных цепей оперативного тока (цепей оперативного «плюса» и «минуса», цепей включения и отключения высоковольтных выключателей и др.) также применяются клеммы с размыкателем.

Использование испытательных блоков и клемм с размыкателем в цепях тока, напряжения и оперативных цепях позволяет подключать к НКУ РЗА внешние специализированные и универсальные проверочные устройства без вывода первичного оборудования в ремонт или проверку.

Все устройства РЗА оборудуются необходимым составом оперативных переключателей, предназначенных для вывода из работы устройства РЗА полностью или отдельных его функций.

Все устройства РЗА предусматривают в своем составе необходимый набор местных органов сигнализации и «сухих» контактов для передачи информации станционным средствам предупредительной и аварийной сигнализации.

Питание устройств РЗА осуществляется от шкафов распределения оперативного тока.

### 4.3 Мероприятия по защите вторичных цепей от импульсных помех

Необходимые мероприятия по защите вторичных цепей от импульсных помех разрабатываются в соответствии с утвержденными рекомендациями СТО 569447007-29.240.044-2010 с учетом компоновочных решений ПГУ 225 МВт.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия:

а) выполнение защитного заземления НКУ РЗА путем присоединения их корпусов к закладным протяженным элементам, проложенным в полу, к которым крепятся эти устройства;

б) выполнение рабочего заземления схем РЗА присоединением рабочих (схемных) точек заземления к зажимам защитного заземления НКУ РЗА;

в) экранирование от воздействия электрических и магнитных полей помещений, в которых располагаются НКУ РЗА;

г) применение экранированных кабелей в цепях МП устройств РЗА;

д) прокладка по разным трассам силовых и контрольных кабелей;

е) заземление с двух сторон металлических оболочек кабелей цепей управления, измерения и сигнализации с применением в НКУ РЗА специальных зажимов для заземления экранов кабелей;

ж)прокладка кабелей на удалении от металлоконструкций открытого распределительного устройства, на которых расположены молниеприёмники.

Для проверки достаточности принятых проектных решений на стадии пусковых или приемосдаточных испытаний следует провести натурные измерения, и, при необходимости, выполнить дополнительные мероприятия по обеспечению помехозащищенности.

## 5 Релейная защита и автоматика для первого этапа строительства

Схема распределения устройств релейной защиты и автоматики по трансформаторам тока и трансформаторам напряжения представлена в графической части на чертеже 25-83G1-00-ETD1.1.3-113-G.02 и 25-83G1-00-ETD1.1.3-113-G.03.

Передача команды отключения на обратный конец линий производится через оба комплекта ДЗЛ КЛ 500 кВ и КВЛ 110 кВ.

### 5.1 Релейная защита генератора ТГ-1А

Защита генератора выполнена в виде двух комплектов защиты. Первый комплект выполняется на базе МП устройства РЗА типа ЭКРА 213 (шкаф типа ШЭ1111), второй комплект выполняется на базе МП устройства РЗА типа ТЕКОН 339GB.

Каждый комплект защит генератора размещается в отдельном шкафу.

Дублирующие комплекты защит генератора подключается к отдельным измерительным ТТ и ТН и имеет независимое от другого комплекта оперативное питание.

Первый комплект защиты генератора содержит следующие функции:

1. Продольная дифференциальная защита генератора IΔG (ANSI 87G);
2. Дифференциальная защита генератора в режиме пуска IΔ(f) (ANSI 87G);
3. Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений с блокировкой от качаний по скорости изменения сопротивления Z<<, Z<, dZср (ANSI 21);
4. Защита от симметричных перегрузок обмотки статора I1 (ANSI 49S);
5. Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора I2, I2> (ANSI 46);
6. Защита от потери возбуждения с токовым контролем Ф< (ANSI 40);
7. 100% защита от замыкания на землю обмотки статора UnU0 (ANSI 64S);
8. Блокировка UnU0 по U2> (ANSI 47);
9. Защита генератора от однофазных замыканий в режиме пуска UoG(f) (ANSI 59N);
10. Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем U> (ANSI 59);
11. Контроль исправности переменного напряжения генератора КИН (ANSI 60G);

12. Защита обратной мощности Робр (ANSI 32P);
13. Защита от асинхронного режима без потери возбуждения Фz (ANSI 78);
14. Контроль тока ВН (ANSI 50) для блокировки защиты от повышения напряжения U> (ANSI 59);
15. Контроль тока генератора (ANSI 50) для блокировки защиты от повышения напряжения U> (ANSI 59);
16. Контроль тока (ANSI 50) для блокировки защиты от потери возбуждения Ф< (ANSI 40);
17. Защита ротора от замыкания на землю Re< (ANSI 64R);
18. Защита ротора от перегрузки Ip (ANSI 49R);
19. Токовая отсечка трансформатора возбуждения I>>ТВ (ANSI 50);
20. МТЗ трансформатора возбуждения I>ТВ (ANSI 50);
21. Защита от повышения/понижения частоты F> (ANSI 81O)/F< (ANSI 81U);
22. Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе U< Форс (ANSI 27);
23. Аварийный осциллограф (АО);
24. Дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Второй комплект защиты генератора содержит следующие функции:

1. Продольная дифференциальная защита генератора PDIF (ANSI 87G);
2. Дифференциальная отсечка генератора в режиме пуска PIOC (ANSI 87G);
3. Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений PDISGN (ANSI 21P);
4. Блокировка дистанционной защиты при качаниях по сопротивлению RPSBZ_GAPC (ANSI 68Z);
5. Защита от симметричных перегрузок обмотки статора PTOCOVL (ANSI 49S);
6. Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора NG_PTOC (ANSI 46);
7. Защита от потери возбуждения с токовым контролем PDISUE (ANSI 40);
8. 100% защита от замыканий на землю обмотки статора PTOVREF (ANSI 59TN);
9. Защита генератора от однофазных замыканий в режиме пуска PTOV (ANSI 59N);
10. Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем PTOV (ANSI 59);
11. БНН PVCB_GAPC1 (ANSI 60_3), PVCB5_PTOV1 (ANSI 60G);
12. Защита обратной мощности PDPR_PDUP (ANSI 32P);
13. Защита от асинхронного режима с контролем изменения угла PSPP (ANSI 78P);
14. Контроль тока ВН PIOC (ANSI 50) для блокировки защиты от повышения напряжения PTOV (ANSI 59);
15. Контроль тока генератора PIOC (ANSI 50) для блокировки защиты от повышения напряжения PTOV (ANSI 59);
16. Защита от повышения/понижения частоты PTOF (ANSI 81O), PTUF (ANSI 81U);
17. Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе PTUV (ANSI 27);
18. Аварийный осциллограф (АО);
19. Дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

### 5.1.1 Защита генератора типа ЭКРА 213

#### 5.1.1.1 Продольная дифференциальная защита генератора, IΔG

Функция продольной дифференциальной защиты генератора предназначена для защиты генератора от многофазных КЗ в обмотке статора и на его выводах, а также от двойных замыканий на землю в цепях генераторного напряжения.

Продольная дифференциальная защита генератора выполняется трехфазной и подключается к двум группам трансформаторов тока: со стороны линейных выводов генератора и со стороны нулевых выводов генератора.

Дифференциальная защита выполняется с торможением с уставкой по начальному дифференциальному току срабатывания $I_{ср.0}$. Характеристика срабатывания защиты имеет наклон, определяемый коэффициентом торможения $К_Т$. Защита не работает при внешних КЗ и при асинхронном ходе генератора.

Для обеспечения надежной работы при больших токах КЗ в зоне действия предусмотрена дифференциальная отсечка.

Защита действует без выдержки времени на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ (при включении выключателя 15 кВ ТПУ). Для защиты генератора в пусковых режимах вводится специальная дифференциальная отсечка, имеющая частотонезависимый токовый орган IΔ(f).

#### 5.1.1.2 Дифференциальная защита генератора в режиме пуска, IΔ(f)

Функция дифференциальной защиты генератора в режиме пуска предназначена для защиты генератора от многофазных КЗ в обмотке статора и на его выводах, а также от двойных замыканий на землю в цепях генераторного напряжения в режиме пуска от ТПУ.

Продольная дифференциальная защита генератора при изменяющейся частоте выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока со стороны нулевых выводов генератора.

Дифференциальная защита выполняется как дифференциальная отсечка.

Защита вводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ (при включении выключателя 15 кВ ТПУ).

Защита действует без выдержки времени на:

- отключение выключателя В 6 кВ ТПУ;
- отключение выключателя В 1,4 кВ ТПУ;
- инвертирование ТПУ;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А.

#### 5.1.1.3 Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений с блокировкой от качаний по скорости изменения сопротивления, Z1<, Z2<, dZcp

Защита используется в качестве селективной защиты с выдержкой времени от междуфазных коротких замыканий в генераторе, на его выводах и в обмотке низшего напряжения

трансформатора блока, а также защиты от внешних симметричных коротких замыканий при повреждениях на отходящей КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8. Принцип работы основан на измерении полного сопротивления защищаемой цепи.

По цепям тока защита подключается к трансформаторам тока со стороны нейтрали генератора, по цепям напряжения к трансформатору напряжения на стороне линейных выводов генератора.

Защита реализуется с помощью функций Z1<, Z2<, dZср (ANSI 21).

Характеристика срабатывания первой ступени Z1< представляет собой круг с центром в начале координат (характеристика срабатывания, проходящая через начало координат, имеет сопротивление смещения равное сопротивлению срабатывания) – для надежного охвата линейных выводов генератора. Характеристика срабатывания второй ступени Z2< представляет собой круг в I квадранте комплексной плоскости сопротивлений (характеристика срабатывания имеет сопротивление смещения равное нулю).

Должна быть предусмотрена блокировка дистанционной защиты при потере возбуждения генератора (при срабатывании защиты от потери возбуждения генератора Ф<), а также блокировка при неисправности цепей напряжения «звезды», либо «треугольника» по факту срабатывания функции контроля исправности цепей напряжения КИН.

Следует отметить, что функция КИН не определяет неисправность цепей напряжения при одновременном обрыве всех трех вторичных цепей ТН. Поэтому блокировка при одновременном обрыве всех трех вторичных цепей ТН осуществляется с помощью токового органа I>(Z<). В нормальном режиме I>(Z<) находится в несработанном состоянии и блокирует дистанционную защиту. При срабатывании любой ступени дистанционной защиты I>(Z<) срабатывает и разрешает воздействие дистанционной защиты на отключение.

Первая ступень ДЗ предназначена для ближнего резервирования отключений симметричных КЗ защитами блока генератор-трансформатор, выполняется с использованием одного междуфазного органа и включает в себя орган блокировки при качаниях, реагирующий на скорость изменения сопротивления, который может не использоваться, если данная ступень ДЗ отстроена по времени от ожидаемого периода качаний (порядка 1,5 с).

Вторая ступень ДЗ предназначена для дальнего резервирования защит КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 и выполнена в виде трех междуфазных дистанционных органов минимального сопротивления.

Первая ступень защиты действует с выдержкой времени на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

Вторая ступень защиты действует:

1. с первой выдержкой времени (работа генератора ГТ на собственные нужды) на:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;

– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

2. со второй выдержкой времени на:

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
– отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.1.4 Контроль исправности цепей напряжения, КИН

Функция КИН подключается ко вторичным обмоткам измерительного трансформатора напряжения, соединенным в «звезду» (напряжения AN, BN, CN) и в «треугольник» (напряжения НИ, НК). При этом в нормальном режиме в датчике устройства КИН МДС от токов, пропорциональных напряжениям фаз «звезды» (с выделенной фазой AN), уравновешены МДС от тока, пропорционального напряжению НИ, а при внешних КЗ и МДС от тока, пропорционального напряжению НК. КИН не работает в нормальных симметричных режимах, а также при внешних несимметричных КЗ и реагирует на обрыв одной, двух либо трех фаз или нулевого провода в цепях напряжения переменного тока, соединенных в «звезду». Функция КИН действует на блокирование защит, которые могут ложно работать при повреждениях цепей напряжения и на сигнал о неисправности цепей переменного напряжения.

#### 5.1.1.5 Защита от симметричных перегрузок обмотки статора, I1

Защита от симметричной перегрузки предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора генератора.

Защита подключается к измерительным трансформаторам тока, установленным со стороны нулевых выводов генератора и реагирует на относительный ток прямой последовательности I1.

Защита содержит следующие функциональные органы:

– сигнальный орган (Iсигн), срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока статора генератора выше значения уставки срабатывания органа;

– пусковой орган (Iпуск), срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока статора генератора выше значения уставки срабатывания органа и осуществляющий пуск интегрального органа;

– интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме. Характеристика интегрального органа определяется перегрузочной характеристикой генератора, приведенной в паспорте на генератор. Количество задаваемых точек интегрально-зависимой характеристики - от 3 до 9.

Интегральный орган действует с первой выдержкой времени на отделение блока от сети:

– отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;

– отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Интегральный орган действует со второй выдержкой времени на:
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
– отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

Сигнальный орган срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I1 выше значения уставки срабатывания органа. Сигнальный орган действует на сигнал с выдержкой времени равной 9 сек, уставки срабатывания определяются паспортом турбогенератора.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.1.6 Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора, I2, I2>

Токовая защита обратной последовательности предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмотки статора токами обратной последовательности при внешних КЗ или в несимметричных режимах работы, а также отключений междуфазных КЗ. Защита обратной последовательности включена со стороны нулевых выводов генератора и содержит:

– измерительный орган максимального тока обратной последовательности с интегрально-зависимой выдержкой времени (I2);

– измерительный орган максимального тока обратной последовательности с независимой выдержкой времени (I2>2ст).

Измерительный орган I2 включает следующие пусковые органы:

– сигнальный орган (I2сигн);
– пусковой орган (I2пуск);
– орган токовой отсечки (I2отс);
– интегральный орган.

Сигнальный орган (I2сигн) срабатывает без выдержки времени при превышении током I2 значения уставки срабатывания органа и действует с выдержкой времени на сигнал, уставки срабатывания определяются паспортом турбогенератора.

Пусковой орган (I2пуск) срабатывает без выдержки времени при превышении током I2 значения уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа.

Орган токовой отсечки (I2отс) срабатывает без выдержки времени при превышении током I2 значения уставки срабатывания и используется для дальнего резервирования.

Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока I2 выдержкой времени при несимметричных режимах, сопровождающихся токами обратной последовательности. После устранения перегрузки интегральный орган имитирует процесс охлаждения генератора по экпоненциальному закону. Характеристика интегрального органа определяется перегрузочной характеристикой генератора, приведенной в паспорте на генератор.

Орган токовой отсечки (I2отс) действует с первой выдержкой времени на отделение блока от сети:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

Орган токовой отсечки (I2отс) действует со второй выдержкой времени на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
- отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

Интегральный орган действует с первой выдержкой времени на отделение блока от сети:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

Интегральный орган действует со второй выдержкой времени на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
- отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

Также в составе данной защитной функции интегрального органа предусматривается грубая отсечка I2>2ст по току обратной последовательности, предназначенная для ближнего резервирования основных защит генератора при междуфазных КЗ. Для предотвращения излишнего отключения генератора при КЗ на стороне ВН блока и возрастании тока I2 в переходном режиме должна быть предусмотрена блокировка данного измерительного органа через время порядка 0,6 с после срабатывания пускового органа защиты обратной последовательности.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.1.7 Защита от потери возбуждения с токовым контролем, Ф<

Защита предназначена для выявления и ликвидации режима потери возбуждения генератора и выполнена в виде трех междуфазных дистанционных органов минимального сопротивления, а также органа блокировки от внешних КЗ, который реагирует на скорость изменения сопротивления, имеет круговую характеристику, смещенный в третий, четвертый квадранты комплексной плоскости сопротивлений и не охватывает начало координат. Защита подключается к измерительным трансформаторам тока, установленным со стороны нулевых выводов генератора, и к измерительным трансформаторам напряжения со стороны линейных выводов генератора.

Защита действует с выдержкой времени на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

Защита выполнена с пуском по току и вводится в работу при срабатывании измерительного органа максимального тока цепи линейных выводов генератора.

Для предотвращения срабатывания защиты при внешних несимметричных замыканиях через переходное сопротивление также предусмотрена блокировка защиты при срабатывании пускового органа защиты от несимметричных КЗ и перегрузок I2. Также защита от потери возбуждения блокируется при срабатывании функции КИН.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.1.8 100% защита от замыканий на землю обмотки статора с контролем основной и третьей гармоник, UnUo

100% защита от замыканий на землю в обмотке статора генератора с контролем основной и третьей гармоники напряжения (UnUo) предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при возникновении однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора, работающего в блоке с трансформатором и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд или сетью потребителей.

В состав защиты входят следующие функциональные органы:

- орган напряжения основной составляющей напряжения нулевой последовательности (Uo), обеспечивающий защиту 85-95% витков обмотки статора со стороны линейных выводов;
- орган напряжения обратной последовательности (U2>) для блокировки защиты при внешних КЗ;
- орган напряжения третьей гармоники с торможением (Uоз), обеспечивающий защиту 20% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Орган U0 включается на напряжение нейтрали генератора относительно земли (UN) и на трансформатор напряжения в нейтрали. Орган U2> включается на линейные напряжения трансформатора напряжения трансформатора напряжения линейных выводов генератора.

Орган Uоз включается на напряжения нулевой последовательности на выводах генератора (UΔ) и в его нейтрали (UN). При этом, орган Uоз реагирует только на отношение абсолютных

значений третьей гармоники указанных напряжений, в соответствии с условием срабатывания защиты. Должна быть предусмотрена блокировка при отключении автоматического выключателя цепей напряжения разомкнутого «треугольника» линейных выводов и цепей напряжения нейтрали генератора, подключенных к защите.

Защита действует с выдержкой времени не более 2 с на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ (при включении выключателя 15 кВ ТПУ). Для защиты генератора в пусковых режимах вводится специальная защита от замыканий на землю, имеющая частотонезависимый орган напряжения нулевой последовательности Uo(f).

#### 5.1.1.9 Защита генератора от однофазных замыканий в режиме пуска, UoG(f)

Защита от однофазных КЗ при изменяющейся частоте вводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ (при включении выключателя 15 кВ ТПУ). Защита предназначена для защиты генератора в режимах пуска ТПУ при низких частотах, когда основные защитные функции могут работать с недопустимыми погрешностями.

Защита подключается к ТН линейных выводов генератора к цепям разомкнутого «треугольника».

Защита действует с выдержкой времени не более 0,5 с на:

- отключение выключателя В 6 кВ ТПУ;
- отключение выключателя В 1,4 кВ ТПУ;
- инвертирование ТПУ;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А.

#### 5.1.1.10 Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем, U>

Повышение напряжения на статоре генератора может возникнуть при его работе на холостом ходу. Такой режим может возникнуть при сбросе нагрузки.

Защита от повышения напряжения выполнена с помощью функции максимального напряжения (U>), который включен на линейные выводы генератора и блокирующих реле тока, которыми рассматриваемая защита выводится из работы при работе блока на нагрузку. Защита выполняется с контролем тока на стороне ВН блочного трансформатора и на стороне генератора.

В случае отключения блока от сети или резкого сброса нагрузки защита вводится с выдержкой времени равной 3 сек., перекрывающей длительность кратковременного повышения напряжения на генераторе при его отключении от сети.

Защита действует без выдержки времени при начальном возбуждении и вводится в действие с выдержкой времени при отключении блока от сети в случае внезапного сброса нагрузки.

Защита действует при отключенном генераторном выключателе на:

- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А.

Защита действует при включенном генераторном выключателе на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.1.11 Защита обратной мощности, Робр

Защита выполняется в технологических защитах турбины.

В терминале защит генератора выполняется выявление режима, когда при недостатке энергии турбины синхронный генератор работает как двигатель, потребляя мощность из сети с действием в технологические защиты турбины.

Функция обратной мощности (Робр) срабатывает при отрицательном значении активной мощности (работа генератора в двигательном режиме) и потреблении активной мощности из системы и не срабатывает при положительном значении активной мощности (генератор выдаёт активную мощность в систему).

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.1.12 Защита от асинхронного режима без потери возбуждения, Φz

Автоматика ликвидации асинхронного режима АЛАР необходима для выявления и ликвидации асинхронного режима генератора, не сопровождающегося потерей возбуждения. Принцип действия АЛАР основан на контроле комплексного сопротивления в точке подключения к измерительным ТН.

По цепям напряжения защита подключается к трансформатору напряжения со стороны линейных выводов, по цепям тока к трансформаторам тока со стороны нулевых выводов генератора.

Защита действует с выдержкой времени на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;

– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

В защите предусмотрена блокировка при появлении на входе «Запр.» сигнала о срабатывании функции КИН. Также в дополнение АЛАР вводится в работу при появлении на входе «Разр.» сигнала о срабатывании органа, контролирующего наличие тока в цепи генераторного выключателя (PT G), а воздействия первой и второй ступеней выполнены с пуском от сигнала срабатывания сигнального органа защиты от симметричных перегрузок (I1сигн), так как асинхронный режим сопровождается колебаниями токов. Для исключения блокировки защиты при снижении токов предусмотрен подхват сигнала I1сигн на время, которое должно приниматься не менее максимального для защиты периода асинхронного режима.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.1.13 Защита от повышения/снижения частоты, F>, F<

Защита от понижения частоты предназначена для защиты генератора от чрезмерного подъёма температуры вследствие повышенных потерь в железе, а также от повреждений, вызванных вибрацией (F<). Защита от повышения частоты (F>) работает, например, при неисправности системы регулирования турбины. Рассматриваемые защиты выполняются в соответствие с данными, приведенными в паспорте на конкретный генератор. Предварительно предусматривается три ступени защиты по повышению частоты и три ступени защиты по снижению частоты.

Защита от повышения/снижения частоты действует с выдержкой времени на отключение генератора:

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Защита блокируется при потере напряжения и в режиме холостого хода при отсутствии тока через генератор от реле тока генератора PT G.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.1.14 Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе, U<Форс

Для пуска форсировки резервного возбудителя используется орган минимального напряжения, включенный на линейное напряжение трансформатора напряжения линейных выводов генератора. Рассматриваемая функция вводится в работу при прохождении логического сигнала «генератор работает на резервной системе возбуждения» от блок-контакта АГП резервного возбудителя.

Одним из способов обеспечения надежной работы синхронной машины при авариях является быстрое повышение тока возбуждения – форсировка возбуждения.

Форсировка возбуждения срабатывает при снижении напряжения генератора, что позволяет поддержать напряжение в точках, удаленных от КЗ на более высоком уровне, повысить предел устойчивости генератора и тем самым сохранить его синхронную работу.

Необходимо предусмотреть блокировку пуска форсировки при неисправности цепей напряжения КИН.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.1.15 Защита ротора от замыканий на землю, Re<

Защита предназначена для выявления замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения.

Защита подключается к обмотке возбуждения генератора.

Защита содержит блок контроля сопротивления изоляции и блок частотного фильтра.

Защита имеет две ступени по сопротивлению изоляции цепи возбуждения:

- при снижении сопротивления изоляции ниже 12кОм срабатывает чувствительная ступень и защита действует на сигнал;

- при снижении сопротивления изоляции ниже 6кОм срабатывает грубая ступень и защита действует с выдержкой времени не более 6с.

Защита действует с выдержкой времени на:

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

В нормальном режиме работы блока, защита ротора от замыканий на землю введена только в составе защит системы возбуждения генератора. Защита ротора от замыканий на землю в составе шкафа защит типа ШЭ1111 нормально выведена из работы и вводится при выводе защиты в составе системы возбуждения генератора.

#### 5.1.1.16 Защита ротора от перегрузки, Ip

Защита обмотки ротора генератора от перегрузки выполняется на основе измерений тока в системе возбуждения (Ip).

Защита Ip подключается к ТТ со стороны ВН трансформатора возбуждения.

Защита действует на:

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;

– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

#### 5.1.1.17 Токовая отсечка трансформатора возбуждения, I>>ТВ

Токовая отсечка предназначена для ликвидации многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах ВН трансформатора возбуждения.

В качестве входных величин используются фазные токи от встроенных в трансформатор возбуждения трансформаторов тока.

Защита действует без выдержки времени на:
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

#### 5.1.1.18 Максимальная токовая защита трансформатора возбуждения

МТЗ предназначена для:
- устранения многофазных КЗ в трансформаторе системы возбуждения;
- резервирования быстродействующих защит (ТО).

В качестве входных величин используются фазные токи от встроенных в трансформатор возбуждения трансформаторов тока.

Защита действует с выдержкой времени на:
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;

– останов турбины ТГ-1Б.

### 5.1.2 Защита генератора типа ТЕКОН 339GB

#### 5.1.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора, PDIF

Функция продольной дифференциальной защиты генератора предназначена для защиты генератора от многофазных КЗ в обмотке статора и на его выводах, а также от двойных замыканий на землю в цепях генераторного напряжения.

Продольная дифференциальная защита генератора выполняется трехфазной и подключается к двум группам трансформаторов тока: со стороны линейных выводов генератора и со стороны нулевых выводов генератора. Трехфазное исполнение дифференциальной защиты позволяет обеспечить чувствительность к двойным замыканиям на землю.

Дифференциальная защита выполнена с помощью логического узла PDIF. Действие дифференциальной защиты основывается на принципе пофазного сравнения значений фаз токов, приходящих к защищаемому объекту и уходящих от него.

Номинальные токи трансформаторов тока согласовываются с номинальным током защищаемого объекта. Для этого используются номинальные значения токов каждого присоединения, вводимые с помощью уставок ANom1, ANom2.

Для повышения надежности защиты при сверхтоках КЗ предусмотрена дифференциальная отсечка. Если значение дифференциального тока превышает предварительно выставленную пороговую уставку StrValD0, то независимо от величины тока торможения выдается сигнал отключения «Op». Дифференциальная отсечка может работать даже в том случае, когда в дифференциальном токе имеется существенное содержание 2-й гармоники, вызванное насыщением ТТ, которое является следствием наличия апериодической составляющей в токе повреждения, а это может быть интерпретировано функцией торможения при броске тока намагничивания как бросок тока.

Для более быстрого срабатывания при внутренних коротких замыканиях функция дифференциальной защиты содержит быстродействующий орган, определяющий разность скорости нарастания передних фронтов дифференциального и тормозного токов при КЗ. При КЗ в защищаемой зоне дифференциальные и тормозные токи нарастают практически одновременно, а при внешнем КЗ – тормозной ток нарастает раньше дифференциального.

Для предотвращения срабатывания при неисправности цепей переменного тока в защите предусмотрены пофазные реле контроля исправности токовых цепей (КИТЦ) с действием на блокировку защитной функции или на сигнал.

Защита действует без выдержки времени на:

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Защита действует в режиме пуска без выдержки времени на:

– отключение выключателя В-1 6 кВ ТПУ;

– отключение выключателя В-2 6 кВ ТПУ;
– инвертирование ТПУ;
– останов турбины.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.2.2 Дифференциальная отсечка генератора в режиме пуска, PIOC

Функция дифференциальной отсечки генератора в режиме пуска предназначена для защиты генератора от многофазных КЗ в обмотке статора и на его выводах, а также от двойных замыканий на землю в цепях генераторного напряжения в режиме пуска от ТПУ.

Продольная дифференциальная защита генератора при изменяющейся частоте 3-45 Гц выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока со стороны нулевых выводов генератора.

Для реализации защиты используется функциональный блок дифференциальной отсечки PIOC и логического узла измерения частоты от 3 до 95 Гц WB_MMXU и свободно программируемая логика терминала.

Защита действует без выдержки времени на:
– отключение выключателя В-1 6 кВ ТПУ;
– отключение выключателя В-2 6 кВ ТПУ;
– инвертирование ТПУ;
– останов турбины.

#### 5.1.2.3 Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений, PDISGN

Защита используется в качестве селективной защиты с выдержкой времени от междуфазных коротких замыканий в генераторе, на его выводах и в обмотке низшего напряжения трансформатора блока, а также защиты от внешних симметричных коротких замыканий при повреждениях на отходящей КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8. Принцип работы основан на измерении полного сопротивления защищаемой цепи.

Защита подключается к измерительным трансформаторам тока стороны нулевых выводов генератора и к трансформатору напряжения стороны линейных выводов генератора.

Дистанционная защита выполнена двухступенчатой, каждая из которых имеет две выдержки времени. Характеристика ИО сопротивления в комплексной плоскости сопротивлений – круговая направленная в первый и второй квадрант с возможностью смещения в третий и четвертый квадрант.

Первая ступень охватывает генератор и его линейные вывода. Вторая ступень охватывает генератор, трансформатор блока, отходящую КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 обеспечивая таким образом дальнее резервирование. Для ДЗ предусматривается блокировка при неисправности цепей ТН БНН.

Для обеспечения не действия защиты в режиме качаний и асинхронного хода для ДЗ должна быть выполнена блокировка при качаниях, которая может быть введена для каждой ступени отдельно программными накладками. Дополнительно предусмотреть блокировку дистанционной защиты при потере возбуждения генератора (при срабатывании защиты от потери возбуждения PDISUE).

Первая ступень защиты действует с выдержкой времени на:
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;

– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Вторая ступень защиты действует:

1. с первой выдержкой времени (работа генератора ГТ на собственные нужды) на:

– отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

2. со второй выдержкой времени на:

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
– отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.2.4 Блокировка при качаниях по сопротивлению, RPSBZ_GAPC

Блокировка при качаниях БК по сопротивлению используется для обнаружения качаний мощности в энергосистеме и блокирования дистанционной защиты в указанном режиме. БК по сопротивлению основана на дистанционном принципе и включает в себя внешнюю и внутреннюю характеристики сопротивления с отстройкой от нагрузочного режима. Принцип действия БК по сопротивлению основан на измерении времени перехода годографа сопротивления из внешней характеристики во внутреннюю. При качаниях и асинхронном ходе величина комплексного сопротивления изменяется медленнее, чем при КЗ. Если время между входом годографа сопротивления во внешнюю и внутреннюю характеристики больше значения уставки, то идентифицируется режим качаний мощности.

Кроме того, в качестве логического узла блокировки от качаний в составе МП терминалов РЗА ТЕКОН 300 может применяться логический узел блокировки от качаний по току (RPSBA_GAPC).

Принцип действия БК по току основан на методе контроля скорости изменения тока прямой и обратной последовательности. При качаниях и асинхронном ходе величины приращения малы, тогда как при возникновении КЗ уровень приращения достаточен для срабатывания данного логического блока, который выдает сигнал, разрешающий работу дистанционной защиты.

#### 5.1.2.5 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1

Формирование общего блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности в цепях напряжения измерительного ТН обеспечивается за счет совместного применения по одному из логических узлов PVCB5 и PVCB.

Логический узел PVCB5 формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН.

Для необходимости фиксации обрыва нуля вторичной обмотки ТН в кабеле необходимо установить в соответствии с рекомендациями шунтирующий резистор параллельно одному из входов фазного напряжения основной обмотки ТН. При проектировании номинал резистора рекомендуется принять равным 47 кОм, при необходимости значение может быть уточнено в ходе ПНР в диапазоне от 10 до 300 кОм. Шунтирующий резистор создает искусственную несимметрию при обрыве нуля, необходимую для срабатывания логического узла PCVB5.

Логический узел PVCB формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне ВН измерительного ТН.

К БНН подключается:

- фазные напряжения основной обмотки Ua, Ub, Uc;
- линейное напряжение Uн-к дополнительной обмотки;
- одного дополнительного линейного напряжения дополнительной обмотки Uн-и;
- фазные токи нулевых выводов генератора Ia, Ib, Ic.

БНН не срабатывает при следующих неисправностях в цепях напряжения:

- обрыв вывода К дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи;
- обрыв вывода Ф дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи.

Существует вероятность отсутствия фиксации короткого замыкания фаза В – фаза С основной обмотки ТН.

БНН действует на блокирование защит, которые могут ложно работать при повреждениях цепей напряжения и на сигнал о неисправности цепей переменного напряжения.

#### 5.1.2.6 Защита от симметричных перегрузок обмотки статора, PTOCOVL

Защита от симметричной перегрузки предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора генератора.

Защита подключается к измерительным трансформаторам тока, установленным со стороны нулевых выводов генератора.

Защита содержит следующие токовые ступени:

- сигнальная ступень с независимой выдержкой времени на срабатывание;
- независимая ступень с двумя независимыми выдержками времени на срабатывание;
- интегральная ступень с двумя обратнозависимыми от тока выдержками времени на срабатывание.

Интегральная ступень действует с первой выдержкой времени на отделение блока от сети:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;

– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Интегральная ступень действует со второй выдержкой времени на:
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
– отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

Сигнальная ступень защиты от симметричной перегрузки действует на сигнал с выдержкой времени равной 9 сек, уставки срабатывания определяются паспортом турбогенератора.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.2.7 Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора, NG_PTOC

Токовая защита обратной последовательности предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмотки статора токами обратной последовательности при внешних КЗ или в несимметричных режимах работы, а также отключений междуфазных КЗ. Защита обратной последовательности включена со стороны нулевых выводов генератора и содержит следующие элементы:
– сигнальная ступень;
– первая ступень токовой отсечки с двумя независимыми выдержками времени;
– вторая ступень токовой отсечки;
– ступень с интегральным токовым органом с двумя выдержками времени на срабатывание.

В случае превышения значения допустимого продолжительного тока обратной последовательности по истечении задаваемого времени формируется сигнал срабатывания сигнальной ступени для сигнализации несимметричного режима работы,

Пусковой орган (I2пуск) срабатывает без выдержки времени при превышении током I2 значения уставки срабатывания органа и осуществляет пуск интегрального органа.

Первая ступень токовой отсечки используется для дальнего резервирования защит КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково. Вторая ступень отсечки предназначена для ближнего резервирования основных защит генератора при междуфазных КЗ. Для предотвращения излишнего отключения генератора при КЗ на стороне ВН блока и возрастании тока I2 в переходном режиме должна быть предусмотрена блокировка данного измерительного органа через время порядка 0,6 с после срабатывания пускового органа защиты обратной последовательности.

Ступень с интегральным органом срабатывает с зависимой от тока I2 выдержкой времени при несимметричных режимах, сопровождающихся токами обратной последовательности. После устранения перегрузки интегральный орган имитирует процесс охлаждения генератора по экспоненциальному закону. Характеристика интегрального органа определяется перегрузочной характеристикой генератора, приведенной в паспорте на генератор.

Первая ступень токовой отсечки действует с первой выдержкой времени на отделение блока от сети:
– отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Первая ступень токовой отсечки действует со второй выдержкой времени на:
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
– отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

Ступень с интегральным органом действует с первой выдержкой времени на отделение блока от сети:
– отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Ступень с интегральным органом действует со второй выдержкой времени на:
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
– отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.2.8 Защита от потери возбуждения с токовым контролем, PDISUE

Защита от потери возбуждения предназначена для выявления и ликвидации и ликвидации режима потери возбуждения генератора и выполнена в виде трех междуфазных дистанционных органов минимального сопротивления, имеет круговую характеристику, смещенную в третий, четвертый квадранты комплексной плоскости сопротивлений и не охватывает начало координат. Защита подключается к измерительным трансформаторам тока, установленным со стороны нулевых выводов генератора, и к измерительным трансформаторам напряжения со стороны линейных выводов генератора.

Защита действует с выдержкой времени на:
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;

– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Защита выполнена с пуском по току и вводится в работу при срабатывании измерительного органа максимального тока цепи линейных выводов генератора.

Для предотвращения срабатывания защиты при внешних несимметричных замыканиях через переходное сопротивление также предусмотрена блокировка защиты при срабатывании пускового органа защиты от несимметричных КЗ и перегрузок I2. Также защита от потери возбуждения блокируется при срабатывании функции БНН.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.2.9 100% защита от замыканий на землю обмотки статора, PTOVREF

Защита обмотки статора от замыканий на землю обеспечивается совместной работой реле напряжения нулевой последовательности основной гармоники, защищающим 85-95 % обмотки статора со стороны линейных выводов, и реле напряжения третьей гармоники нулевой последовательности, защищающим до 30% обмотки статора со стороны нейтрали. Кроме того, алгоритм выключает реле напряжения обратной последовательности, предназначенный для блокировки действия защиты при внешних замыканиях и орган обнаружения обрыва цепей напряжения со стороны нейтрали генератора.

По принципу действия при обрыве или замыкании цепей напряжения нейтрали генератора ложно может сработать измерительный орган U03>. Для исключения вероятности ложного отключения в алгоритме реализован орган блокировки BlkUnFail, контролирующий скорость изменения напряжения нулевой последовательности нейтрали генератора и разомкнутого треугольника ТН со стороны линейных выводов генератора. Дополнительно к органу блокировки необходимо предусмотреть внешнюю блокировку функции PTOVREF при отключении автоматов цепей ТН нейтрали или разомкнутого треугольника ТН со стороны линейных выводов генератора (от блок-контактов автоматов цепей напряжения).

Защита от замыканий на землю генератора является защитой генератора от внутренних повреждений и действует с выдержкой времени не более 2 с на:
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;

– останов турбины ТГ-1Б.

Защита действует в режиме пуска без выдержки времени на:

– отключение выключателя В-1 6 кВ ТПУ;
– отключение выключателя В-2 6 кВ ТПУ;
– инвертирование ТПУ;
– останов турбины.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.2.10 Защита генератора от однофазных замыканий в режиме пуска, PTOV

Защита от однофазных КЗ при изменяющейся частоте 3-45 Гц предназначена для защиты генератора в режимах пуска ТПУ при низких частотах, когда основные защитные функции могут работать с недопустимыми погрешностями.

Защита подключается к ТН линейных выводов генератора к цепям разомкнутого «треугольника».

Для реализации защиты используется функциональный блок защиты максимального напряжения PTOV и логического узла измерения частоты от 3 до 95 Гц WB_MMXU и свободно программируемая логика терминала.

Защита действует с выдержкой времени не более 0,5 с на:

– отключение выключателя В-1 6 кВ ТПУ;
– отключение выключателя В-2 6 кВ ТПУ;
– инвертирование ТПУ;
– останов турбины.

#### 5.1.2.11 Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем, PTOV

Повышение напряжения на статоре генератора может возникнуть при его работе на холостом ходу. Такой режим может возникнуть при сбросе нагрузки.

Защита от повышения напряжения выполнена с помощью функции максимального напряжения (PTOV), который включен на линейные выводы генератора и блокирующих реле тока, которыми рассматриваемая защита выводится из работы при работе блока на нагрузку. Защита выполняется с контролем тока на стороне ВН блочного трансформатора и на стороне генератора.

В случае отключения блока от сети или резкого сброса нагрузки защита вводится с выдержкой времени равной 3 сек., перекрывающей длительность кратковременного повышения напряжения на генераторе при его отключении от сети.

Защита действует без выдержки времени при начальном возбуждении и вводится в действие с выдержкой времени при отключении блока от сети в случае внезапного сброса нагрузки.

Защита действует при отключенном генераторном выключателе на:

– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А.

Защита действует при включенном генераторном выключателе на:

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.2.12 Защита обратной мощности, PDPR_PDUP

Защита выполняется в технологических защитах турбины.

В терминале защит генератора выполняется выявление режима, когда при недостатке энергии турбины синхронный генератор работает как двигатель, потребляя мощность из сети с действием в технологические защиты турбины.

Функция обратной мощности (PDPR_PDUP) срабатывает при отрицательном значении активной мощности (работа генератора в двигательном режиме) и потреблении активной мощности из системы и не срабатывает при положительном значении активной мощности (генератор выдаёт активную мощность в систему).

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.2.13 Защита от асинхронного режима без потери возбуждения, PSPP

Автоматика ликвидации асинхронного режима АЛАР необходима для выявления и ликвидации асинхронного режима генератора, не сопровождающегося потерей возбуждения. Принцип действия АЛАР основан на контроле комплексного сопротивления в точке подключения к измерительным ТН, автоматика выполнена с использованием защитной функции PSPP (функция выявления асинхронного режима по углу АЛАРу).

По цепям напряжения защита подключается к трансформатору напряжения со стороны линейных выводов, по цепям тока к трансформаторам тока со стороны нулевых выводов генератора.

В защите предусмотрена блокировка при неисправности цепей напряжения БНН.

В логическом узле АЛАРу реализованы 3 независимые ступени:

– первая ступень обеспечивает формирование дискретных управляющих воздействий, направленных на предотвращение аварийных режимов, на первом цикле качаний с учетом или без учета знака скольжения при условии нахождения электрического центра качаний (ЭЦК) в рамках контролируемого участка сети;

– вторая ступень обеспечивает селективное (с учетом ЭЦК) выявление аварийных режимов на контролируемом участке сети с делением на все несинхронно работающие части после заданного числа циклов с учетом или без учета знака частоты скольжения;

– третья ступень обеспечивает селективное (с учетом ЭЦК) выявление аварийного режима на контролируемом участке сети после заданного числа циклов с целью обеспечения дальнего резервирования второй ступени (действие на отключение) АЛАР, расположенного на противоположном конце защищаемого участка сети или на смежном участке ЭЭС.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.2.14 Защита от повышения/снижения частоты, PTOF, PTUF

Защита от понижения частоты предназначена для защиты генератора от чрезмерного подъёма температуры вследствие повышенных потерь в железе, а также от повреждений, вызванных вибрацией (F<). Защита от повышения частоты (F>) работает, например, при неисправности системы регулирования турбины. Рассматриваемые защиты выполняются в

соответствие с данными, приведенными в паспорте на конкретный генератор. Предварительно предусматривается три ступени защиты по повышению частоты и три ступени защиты по снижению частоты.

Для оценки частоты в логический узел PTUF подводятся 3 фазных (линейных) напряжения с выводов генератора. Оценка частоты возможна только тогда, когда присутствует как минимум одно из трех подведенных к защите напряжений (фазное или линейное), и оно имеет достаточную величину. Если все напряжения становятся меньше задаваемого значения, то защита по частоте выводится, потому что точный расчет частоты при сниженном напряжении невозможен.

Защита от повышения/снижения частоты действует с выдержкой времени на отключение генератора:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

Защита блокируется при потере напряжения и в режиме холостого хода при отсутствии тока через генератор.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

#### 5.1.2.15 Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе, PTUV

Для пуска форсировки резервного возбудителя используется орган минимального напряжения PTUV, включенный на линейное напряжение трансформатора напряжения линейных выводов генератора. Рассматриваемая функция вводится в работу при прохождении логического сигнала «генератор работает на резервной системе возбуждения» от блок-контакта АГП резервного возбудителя.

Одним из способов обеспечения надежной работы синхронной машины при авариях является быстрое повышение тока возбуждения – форсировка возбуждения.

Форсировка возбуждения срабатывает при снижении напряжения генератора, что позволяет поддержать напряжение в точках, удаленных от КЗ на более высоком уровне, повысить предел устойчивости генератора и тем самым сохранить его синхронную работу.

Необходимо предусмотреть блокировку пуска форсировки при неисправности цепей напряжения БНН.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ.

### 5.2 Релейная защита и автоматика блочного трансформатора Т-91А

На ОРУ 500 кВ ПГУ 225 МВт устанавливается блочный трансформатор Т-91А типа ТДЦ-250000/500-У1.

Для защиты трансформатора от любых видов КЗ, включая витковые замыкания в обмотке, также от ненормальных режимов работы, в частности таких, как перегрузка, недопустимое понижение уровня масла предусматривается два комплекта защит трансформатора со 100% резервированием.

Защита блочного трансформатора выполняется на МП терминалах типа ТЕКОН 339ТВ, входящих в состав нетиповых шкафов РЗА.

Комплект защиты трансформатора содержит следующие функции:

1. Продольная дифференциальная защита трансформатора блока, PDIF;
2. Приемные цепи газовой защиты трансформатора блока;
3. Приемные цепи технологических защит трансформатора блока (контроль температуры масла, контроль уровня масла, предохранительный клапан (контроль давления внутри бака), отсечной клапан, контроль быстрого роста давления, контроль исправности автоматики охлаждения, контроль температуры обмотки, защита от потери охлаждения (ЗПО));
4. Контроль исправности цепей газовой и технологических защит трансформатора блока;
5. Двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности GND_PTOC;
6. Защита от перегрузки на стороне ВН, PIOC;
7. Пуск охлаждения трансформатора по напряжению/току, PTOV/PTOCOVH;
8. БНН PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1;
9. Контроль отсутствия тока и напряжения на трансформаторе блока для пуска пожаротушения, GAPCFPS;
10. МТЗ в режиме с откл. выключателем генератора, PTOC
11. Сигнализация о замыкании на землю, PTOV;
12. Аварийный осциллограф;
13. Дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Питание оперативных цепей газовой защиты должно выполняться от отдельного АВ ШРОТ с контролем изоляции данных цепей.

Предусматривается установка системы мониторинга на трансформаторе.

Ниже приведено краткое описание защит трансформатора.

Питание технологических защит выполнить от отдельного автомата в шкафу ШРОТ.

### 5.2.1 Продольная дифференциальная защита трансформатора блока, PDIF

ДЗТ трансформатора блока предназначена для ликвидации всех видов КЗ в обмотках трансформатора.

Защита реализуется в составе обоих комплектов защит блочного трансформатора с использованием функции быстродействующей дифференциальной защиты трансформатора PDIF.

В качестве входных величин используются:

- фазные токи на стороне ВН трансформатора;
- фазные токи на стороне линейных выводов генератора;
- фазные токи на стороне ВН рабочего ТСН.

Для правильного функционирования защиты в микропроцессорном (МП) терминале защиты должно обеспечиваться программное выравнивание токов, поступающих на входа устройства, вызванное различием коэффициентов трансформации ТТ. Также в МП терминале должна обеспечиваться программная компенсация фазового сдвига, обусловленного группой соединения трансформатора.

Защита выполняется в виде чувствительной защиты и дифференциальной отсечки.

Дифференциальная отсечка предназначена для отключения коротких замыканий в зоне действия защиты с большим током повреждения.

Чувствительная дифференциальная защита выполняется с торможением для отстройки от токов небаланса, имеющих место быть при токах внешних КЗ в установившихся и переходных режимах. Торможение осуществляется с использованием входных токов от всех групп трансформаторов тока, используемых в схемах защиты.

Для отстройки от бросков тока намагничивания в алгоритме чувствительной дифференциальной защиты используется блокировка, действующая при превышении заданного

соотношения второй и основной гармоник дифференциального тока. Для отстройки от перевозбуждения трансформатора используется блокировка по 5 гармонике.

Защита действует без выдержки времени на:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б;
- отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
- отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН;
- пуск пожаротушения.

### 5.2.2 Газовая защита трансформатора блока

Газовая защита (ГЗ) предназначена для защиты трансформатора от витковых замыканий в обмотках трансформатора и от других повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа. Она также реагирует на понижение уровня масла в трансформаторе.

Защита выполняется с помощью газового реле, поставляемого комплектно с трансформатором.

Газовое реле трансформатора оборудуется тремя парами контактов сигнальной и отключающей ступеней защиты.

Газовая защита трансформатора имеет две ступени: первая ступень выполняется с действием на сигнал, а вторая ступень – на отключение трансформатора без выдержки времени. В каждом комплекте защит предусмотрен оперативный переключатель для перевода действия второй ступени защиты на сигнал.

Сигналы срабатывания газового реле трансформатора принимаются и обрабатываются обоими комплектами защит трансформатора.

Действие ГЗ на отключение имеет запоминание до 1 с от момента ее срабатывания, реализуемое при помощи внутренней логики МП УРЗА трансформатора.

Питание цепей ГЗ от системы постоянного тока осуществляется через отдельный автоматический выключатель.

При выявлении критически низкого снижения изоляции ГЗ, автоматически, с фиксацией в терминале основных защит предусмотреть перевод действия ГЗ на сигнал.

Защита действует без выдержки времени на:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;

– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б;
– отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
– отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.
– пуск пожаротушения.

### 5.2.3 Взаимодействие с технологическими защитами трансформатора блока

Комплекс защит трансформатора блока обеспечивает прием сигналов от технологических защит трансформатора (повышение температуры масла, повышение и понижение уровня масла и др., фиксируемые соответствующими датчиками трансформатора), а также сигналов неисправностей системы охлаждения.

В зависимости от характера принимаемого сигнала комплекс РЗА трансформатора выполняет мероприятия (отключение трансформатора или сигнал), определяемые эксплуатационной документацией на трансформатор и нормами РФ.

### 5.2.4 Двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности, GND_PTOC

Защита предназначена для резервирования защит, отключающих короткие замыкания на землю в сети с большим током замыкания на землю и на стороне высшего напряжения трансформатора блока.

Защита подключается к трансформаторам тока, встроенным во вводы трансформатора блока со стороны его нейтрали.

Первая ступень защиты с более грубой уставкой, используется для резервирования защит блочного трансформатора и КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 - Очаково №8, действует с выдержкой времени на:
– отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;

– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б;
– отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
– отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

Вторая ступень защиты с более чувствительной уставкой, используется для дальнего резервирования в сети 500 кВ, действует с первой выдержкой времени (работа генератора ГТ на собственные нужды) на:

– отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Вторая ступень защиты с более чувствительной уставкой действует со второй выдержкой времени на:

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
– отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

### 5.2.5 Защита от перегрузки трансформатора блока, PIOC

Перегрузка трансформаторов обычно, бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью токовой отсечки. Защита действует с выдержкой времени на сигнал. На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается со стороны основного питания.

### 5.2.6 Пуск охлаждения трансформатора по напряжению/току, PTOV/PTOCOVH

Автоматическое управление системой охлаждения вида ДЦ должно обеспечивать работу электродвигателей вентиляторов и электронасосов группами:

- первой – при наличии напряжения на стороне НН трансформатора блока (режим 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.

### 5.2.7 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1

Формирование общего блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности в цепях напряжения измерительного ТН обеспечивается за счет совместного применения по одному из логических узлов PVCB5 и PVCB.

Логический узел PVCB5 формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН.

Для необходимости фиксации обрыва нуля вторичной обмотки ТН в кабеле необходимо установить в соответствии с рекомендациями шунтирующий резистор параллельно одному из входов фазного напряжения основной обмотки ТН. При проектировании номинал резистора рекомендуется принять равным 47 кОм, при необходимости значение может быть уточнено в ходе ПНР в диапазоне от 10 до 300 кОм. Шунтирующий резистор создает искусственную несимметрию при обрыве нуля, необходимую для срабатывания логического узла PCVB5.

Логический узел PVCB формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне ВН измерительного ТН.

К БНН подключается:

- фазные напряжения основной обмотки Ua, Ub, Uc;
- линейное напряжение Uн-к дополнительной обмотки;
- одного дополнительного линейного напряжения дополнительной обмотки Uн-и;
- фазные токи нулевых выводов генератора Ia, Ib, Ic.

БНН не срабатывает при следующих неисправностях в цепях напряжения:

- обрыв вывода К дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи;
- обрыв вывода Ф дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи.

Существует вероятность отсутствия фиксации короткого замыкания фаза В – фаза С основной обмотки ТН.

БНН действует на блокирование защит, которые могут ложно работать при повреждениях цепей напряжения и на сигнал о неисправности цепей переменного напряжения.

### 5.2.8 Контроль отсутствия тока и напряжения на трансформаторе блока для пуска пожаротушения, GAPCFPS

Автоматический пуск пожаротушения трансформатора должен предусматриваться от следующих защит, действующих на отключение трансформатора с контролем отсутствия тока и напряжения на трансформаторе:

- 2-й ступени газовой защиты;
- дифференциальной защиты.

### 5.2.9 МТЗ в режиме с отключенным выключателем генератора, PTOC

Данная защита предусматривается на блоках с двухобмоточным трансформатором.

Защита предназначена для отключения междуфазных коротких замыканий на ошиновке низшего напряжения трансформатора блока в режиме, когда выключатель в цепи генератора отключен, при этом она резервирует дифференциальную защиту трансформатора при междуфазных коротких замыканиях в трансформаторе.

Устанавливается данная защита на стороне высшего напряжения трансформатора блока с использованием функции максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени. В качестве входных величин функцией PTOC используются расчетные линейные токи алгоритма GGIOSUBA со стороны ВН трансформатора, такое включение необходимо для предотвращения возможности неселективного действия защиты при замыкании на землю в сети 500 кВ, поскольку на указанном напряжении нейтраль трансформатора блока заземлена.

Дополнительная МТЗ действует с выдержкой времени на:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;

– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
– отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

#### 5.2.10 Сигнализация замыкания на землю на стороне низшего напряжения трансформатора блока, PTOV

Устанавливается в схемах защиты блоков с выключателем в цепи генератора.

Контроль изоляции на стороне низшего напряжения трансформатора выполняется в виде защиты напряжения нулевой последовательности, подключенной в разомкнутый треугольник вторичной обмотке трансформатора напряжения.

Защита действует на сигнал с выдержкой времени.

### 5.3 Релейная защита и автоматика резервного трансформатора собственных нужд

На ОРУ 110 кВ ПГУ 225 МВт устанавливается РТСН Т-60Р3 типа ТРДНС-25000/110-У1.

Для защиты трансформатора от любых видов КЗ, включая витковые замыкания в обмотке, также от ненормальных режимов работы, в частности таких, как перегрузка, недопустимое понижение уровня масла предусматривается два комплекта защит трансформатора со 100% резервированием.

Защиты РТСН выполняется на МП терминалах типа ТЕКОН 339ТВ, входящих в состав нетиповых шкафов РЗА. В шкаф первого комплекта защит РТСН включено устройство АРКТ РТСН.

Комплект защиты трансформатора содержит следующие функции:

1. Продольная дифференциальная защита РТСН, PDIF;
2. МТЗ на стороне ВН с комбинированным пуском по напряжению, PTOC;
3. Защита от перегрузки на стороне НН, PIOC;
4. Контроль тока ЗДЗ, PARCV;
5. Приемные цепи газовой защиты РТСН;
6. Приемные цепи газовой защиты устройства РПН РТСН;
7. Приемные цепи технологических защит трансформатора (контроль температуры масла, контроль уровня масла, предохранительный клапан (контроль давления внутри бака), отсечной клапан, контроль быстрого роста давления, контроль исправности автоматики охлаждения, контроль температуры обмотки, защита от потери охлаждения (ЗПО));
8. Контроль исправности цепей газовой и технологических защит РТСН;
9. Контроль исправности цепей газовой защиты РПН РТСН;
10. БНН PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1;
11. Пуск охлаждения трансформатора по току, PTOCOVH;
12. СЗЗ, PTOV;
13. Аварийный осциллограф.
14. Дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Комплект АРКТ на терминале ТЕКОН329SF содержит следующие функции:

1. АРКТ РТСН, ATCCTR;
2. Контроль положения контактов РПН, SLTCC;
3. Дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Питание оперативных цепей газовой защиты должно выполняться от отдельного АВ ШРОТ с контролем изоляции данных цепей.

Ниже приведено краткое описание защит трансформатора.

Питание технологических защит выполнить от отдельного автомата в шкафу ШРОТ.

#### 5.3.1 Продольная дифференциальная защита РТСН, PDIF

ДЗТ РТСН Т-60Р3 предназначена для ликвидации всех видов КЗ в обмотках трансформатора.

Защита реализуется в составе обоих комплектов защит РТСН с использованием функции быстродействующей дифференциальной защиты трансформатора PDIF.

В качестве входных величин используются:

- фазные токи на стороне ВН трансформатора;
- фазные токи на стороне НН1 трансформатора;
- фазные токи на стороне НН2 трансформатора.

Для правильного функционирования защиты в микропроцессорном (МП) терминале защиты должно обеспечиваться программное выравнивание токов, поступающих на входа устройства, вызванное различием коэффициентов трансформации ТТ. Также в МП терминале должна обеспечиваться программная компенсация фазового сдвига, обусловленного группой соединения трансформатора.

Защита выполняется в виде чувствительной защиты и дифференциальной отсечки.

Дифференциальная отсечка предназначена для отключения коротких замыканий в зоне действия защиты с большим током повреждения.

Чувствительная дифференциальная защита выполняется с торможением для отстройки от токов небаланса, имеющих место быть при токах внешних КЗ в установившихся и переходных режимах. Торможение осуществляется с использованием входных токов от всех групп трансформаторов тока, используемых в схемах защиты.

Для отстройки от бросков тока намагничивания в алгоритме чувствительной дифференциальной защиты используется блокировка, действующая при превышении заданного соотношения второй и основной гармоник дифференциального тока. Для отстройки от перевозбуждения трансформатора используется блокировка по 5 гармонике.

Защита действует без выдержки времени на:

– отключение выключателя 110 кВ ВН РТСН;
– пуск УРОВ выключателя 110 кВ ВН РТСН;
– отключение выключателя 6 кВ НН1 РТСН;
– отключение выключателя 6 кВ НН2 РТСН.

### 5.3.2 Газовая защита РТСН

Газовая защита (ГЗ) предназначена для защиты трансформатора от витковых замыканий в обмотках трансформатора и от других повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа. Она также реагирует на понижение уровня масла в трансформаторе.

Защита выполняется с помощью газового реле, поставляемого комплектно с трансформатором.

Газовое реле трансформатора оборудуется тремя парами контактов сигнальной и отключающей ступеней защиты.

Газовая защита трансформатора имеет две ступени: первая ступень выполняется с действием на сигнал, а вторая ступень – на отключение трансформатора без выдержки времени. В каждом комплекте защит предусмотрен оперативный переключатель для перевода действия второй ступени защиты на сигнал.

Сигналы срабатывания газового реле трансформатора принимаются и обрабатываются обоими комплектами защит трансформатора.

Действие ГЗ на отключение имеет запоминание до 1 с от момента ее срабатывания, реализуемое при помощи внутренней логики МП УРЗА трансформатора.

Питание цепей ГЗ от системы постоянного тока осуществляется через отдельный автоматический выключатель.

Газовая защита бака РПН выполняется одноступенчатой с возможностью оперативного перевода действия газовой защиты РПН на сигнал.

Защита контактора РПН (струйное реле) имеет одну ступень, которая действует на отключение трансформатора.

Предусматривается контроль изоляции цепей газовой защиты трансформатора и защиты РПН.

При выявлении критически низкого снижения изоляции ГЗ и струйного реле, автоматически, с фиксацией в терминале основных защит предусмотреть перевод действия ГЗ и струйного реле на сигнал.

Защита действует без выдержки времени на:

- отключение выключателя 110 кВ ВН РТСН;
- пуск УРОВ выключателя 110 кВ ВН РТСН;
- отключение выключателя 6 кВ НН1 РТСН;
- отключение выключателя 6 кВ НН2 РТСН.

### 5.3.3 Взаимодействие с технологическими защитами РТСН

Комплекс защит РТСН обеспечивает прием сигналов от технологических защит трансформатора (повышение температуры масла, повышение и понижение уровня масла и др., фиксируемые соответствующими датчиками трансформатора), а также сигналов неисправностей системы охлаждения.

В зависимости от характера принимаемого сигнала комплекс РЗА трансформатора выполняет мероприятия (отключение трансформатора или сигнал), определяемые эксплуатационной документацией на трансформатор и нормами РФ.

### 5.3.4 МТЗ на стороне ВН РТСН с комбинированным пуском по напряжению, PTOC

МТЗ предназначена для защиты от многофазных КЗ в трансформаторе и на его выводах, и для резервирования основных защит РТСН.

Пуск МТЗ производится от напряжения прямой и обратной последовательности.

В качестве входных величин используются фазные токи со стороны ВН трансформатора и пуск от ТН НН.

При неисправности цепей напряжения МТЗ переводится в аварийный режим без пуска по напряжению.

Защита действует с первой выдержкой времени на:

- отключение выключателя 6 кВ НН1 РТСН;
- отключение выключателя 6 кВ НН2 РТСН.

Защита действует со второй выдержкой времени на:

- отключение выключателя 110 кВ ВН РТСН;
- пуск УРОВ выключателя 110 кВ ВН РТСН.

### 5.3.5 Защита от перегрузки РТСН, PIOC

Перегрузка трансформаторов обычно, бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью токовой отсечки, включенной на ток НН РТСН. Защита действует с выдержкой времени на сигнал. На трансформаторах с расщепленной обмоткой защита от перегрузки устанавливается со сторон НН трансформатора.

### 5.3.6 Дуговая защита, PARCV

Дуговая защита применяется для защиты от дуговых замыканий в водных ячейках НН РТСН с контролем тока на стороне ВН РТСН с помощью функционального блока PARCV.

В терминал приходят сигналы срабатывания датчиков отсека ТН, отсека ввода/вывода и отсека выключателя и с токовым контролем без выдержки времени действует на:

– отключение выключателя 110 кВ ВН РТСН;
– пуск УРОВ выключателя 110 кВ ВН РТСН.

### 5.3.7 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1

Формирование общего блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности в цепях напряжения измерительного ТН ввода 6 кВ обеспечивается за счет совместного применения по одному из логических узлов PVCB5 и PVCB.

Логический узел PVCB5 формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН.

Для необходимости фиксации обрыва нуля вторичной обмотки ТН в кабеле необходимо установить в соответствии с рекомендациями шунтирующий резистор параллельно одному из входов фазного напряжения основной обмотки ТН. При проектировании номинал резистора рекомендуется принять равным 47 кОм, при необходимости значение может быть уточнено в ходе ПНР в диапазоне от 10 до 300 кОм. Шунтирующий резистор создает искусственную несимметрию при обрыве нуля, необходимую для срабатывания логического узла PCVB5.

Логический узел PVCB формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне ВН измерительного ТН.

К БНН подключается:

– фазные напряжения основной обмотки Ua, Ub, Uc;
– линейное напряжение Uн-к дополнительной обмотки;
– одного дополнительного линейного напряжения дополнительной обмотки Uн-и;
– фазные токи нулевых выводов генератора Ia, Ib, Ic.

БНН не срабатывает при следующих неисправностях в цепях напряжения:

– обрыв вывода К дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи;
– обрыв вывода Ф дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи.

Существует вероятность отсутствия фиксации короткого замыкания фаза В – фаза С основной обмотки ТН.

БНН действует на блокирование защит, которые могут ложно работать при повреждениях цепей напряжения и на сигнал о неисправности цепей переменного напряжения.

### 5.3.8 Пуск охлаждения РТСН, PTOCVH

Автоматическое управление системой охлаждения вида Д 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.

### 5.3.9 Сигнализация замыкания на землю на стороне низшего напряжения РТСН

Контроль изоляции на стороне НН РТСН предназначен для сигнализации замыкания на землю в обмотке НН и на ошиновке стороны НН РТСН при отключенном выключателе в цепи НН РТСН.

Контроль изоляции на стороне низшего напряжения трансформатора выполняется в виде защиты напряжения нулевой последовательности, подключенной в разомкнутый треугольник вторичной обмотке трансформатора напряжения НН РТСН.

Защита действует на сигнал с выдержкой времени.

### 5.3.10 АРКТ РТСН

Автоматический регулятор коэффициента трансформации (АРКТ) осуществляет следующие функции:

– автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
– ручное регулирование напряжения;
– управление приводами устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) параллельно работающих трансформаторов;
– контроль состояния привода РПН;
– блокировку работы РПН при обнаружении ненормальных и аварийных режимах, при неисправности привода РПН и от внешних сигналов;
– формирование импульсных и непрерывных команд управления электроприводом РПН;
– индикация положения РПН;
– дистанционное регулирование с АРМ АСУ ЭТО.

## 5.4 Релейная защита и автоматика рабочего трансформатора собственных нужд

На ОРУ 110 кВ ПГУ 225 МВт устанавливается ТСН ТСН-61 типа ТРДНС-25000/15-У1.

Для защиты трансформатора от любых видов КЗ, включая витковые замыкания в обмотке, также от ненормальных режимов работы, в частности таких, как перегрузка, недопустимое понижение уровня масла предусматривается два комплекта защит трансформатора со 100% резервированием.

Защиты ТСН выполняется на МП терминалах типа ТЕКОН 339ТВ, входящих в состав нетиповых шкафов РЗА. В шкаф первого комплекта защит ТСН включено устройство АРКТ РТСН.

Комплект защиты трансформатора содержит следующие функции:

1. Продольная дифференциальная защита ТСН, PDIF;
2. МТЗ на стороне ВН с комбинированным пуском по напряжению, PTOC;
3. Защита от перегрузки на стороне НН, PIOC;
4. Контроль тока ЗДЗ, PARCV;
5. Приемные цепи газовой защиты РТСН;
6. Приемные цепи газовой защиты устройства РПН РТСН;
7. Приемные цепи технологических защит трансформатора (контроль температуры масла, контроль уровня масла, предохранительный клапан (контроль давления внутри бака), отсечной клапан, контроль быстрого роста давления, контроль исправности автоматики охлаждения, контроль температуры обмотки, защита от потери охлаждения (ЗПО));
8. Контроль исправности цепей газовой и технологических защит РТСН;
9. Контроль исправности цепей газовой защиты РПН РТСН;
10. БНН PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1;
11. Пуск охлаждения трансформатора по току, PTOCOVH;
12. СЗЗ, PTOV;
13. Аварийный осциллограф.
14. Дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Комплект АРКТ на терминале ТЕКОН329SF содержит следующие функции:

4. АРКТ РТСН, ATCCTR;
5. Контроль положения контактов РПН, SLTCC;
6. Дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Питание оперативных цепей газовой защиты должно выполняться от отдельного АВ ШРОТ с контролем изоляции данных цепей.

Ниже приведено краткое описание защит трансформатора.

Питание технологических защит выполнить от отдельного автомата в шкафу ШРОТ.

### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита ТСН, PDIF

ДЗТ ТСН-61предназначена для ликвидации всех видов КЗ в обмотках трансформатора.

Защита реализуется в составе обоих комплектов защит ТСН с использованием функции быстродействующей дифференциальной защиты трансформатора PDIF.

В качестве входных величин используются:

- фазные токи на стороне ВН трансформатора;
- фазные токи на стороне НН1 трансформатора;
- фазные токи на стороне НН2 трансформатора.

Для правильного функционирования защиты в микропроцессорном (МП) терминале защиты должно обеспечиваться программное выравнивание токов, поступающих на входа устройства, вызванное различием коэффициентов трансформации ТТ. Также в МП терминале должна обеспечиваться программная компенсация фазового сдвига, обусловленного группой соединения трансформатора.

Защита выполняется в виде чувствительной защиты и дифференциальной отсечки.

Дифференциальная отсечка предназначена для отключения коротких замыканий в зоне действия защиты с большим током повреждения.

Чувствительная дифференциальная защита выполняется с торможением для отстройки от токов небаланса, имеющих место быть при токах внешних КЗ в установившихся и переходных режимах. Торможение осуществляется с использованием входных токов от всех групп трансформаторов тока, используемых в схемах защиты.

Для отстройки от бросков тока намагничивания в алгоритме чувствительной дифференциальной защиты используется блокировка, действующая при превышении заданного соотношения второй и основной гармоник дифференциального тока. Для отстройки от перевозбуждения трансформатора используется блокировка по 5 гармонике.

Защита действует без выдержки времени на:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б;
- отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
- отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

### 5.4.2 Газовая защита ТСН

Газовая защита (ГЗ) предназначена для защиты трансформатора от витковых замыканий в обмотках трансформатора и от других повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа. Она также реагирует на понижение уровня масла в трансформаторе.

Защита выполняется с помощью газового реле, поставляемого комплектно с трансформатором.

Газовое реле трансформатора оборудуется тремя парами контактов сигнальной и отключающей ступеней защиты.

Газовая защита трансформатора имеет две ступени: первая ступень выполняется с действием на сигнал, а вторая ступень – на отключение трансформатора без выдержки времени. В каждом комплекте защит предусмотрен оперативный переключатель для перевода действия второй ступени защиты на сигнал.

Сигналы срабатывания газового реле трансформатора принимаются и обрабатываются обоими комплектами защит трансформатора.

Действие ГЗ на отключение имеет запоминание до 1 с от момента ее срабатывания, реализуемое при помощи внутренней логики МП УРЗА трансформатора.

Питание цепей ГЗ от системы постоянного тока осуществляется через отдельный автоматический выключатель.

Газовая защита бака РПН выполняется одноступенчатой с возможностью оперативного перевода действия газовой защиты РПН на сигнал.

Защита контактора РПН (струйное реле) имеет одну ступень, которая действует на отключение трансформатора.

Предусматривается контроль изоляции цепей газовой защиты трансформатора и защиты РПН.

При выявлении критически низкого снижения изоляции ГЗ и струйного реле, автоматически, с фиксацией в терминале основных защит предусмотреть перевод действия ГЗ и струйного реле на сигнал.

Защита действует без выдержки времени на:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б;
- отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
- отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

### 5.4.3 Взаимодействие с технологическими защитами ТСН

Комплекс защит ТСН обеспечивает прием сигналов от технологических защит трансформатора (повышение температуры масла, повышение и понижение уровня масла и др., фиксируемые соответствующими датчиками трансформатора), а также сигналов неисправностей системы охлаждения.

В зависимости от характера принимаемого сигнала комплекс РЗА трансформатора выполняет мероприятия (отключение трансформатора или сигнал), определяемые эксплуатационной документацией на трансформатор и нормами РФ.

### 5.4.4 МТЗ на стороне ВН ТСН с комбинированным пуском по напряжению, PTOC

МТЗ предназначена для защиты от многофазных КЗ в трансформаторе и на его выводах, и для резервирования основных защит ТСН.

Пуск МТЗ производится от напряжения прямой и обратной последовательности.

В качестве входных величин используются фазные токи со стороны ВН трансформатора и пуск от ТН НН.

При неисправности цепей напряжения МТЗ переводится в аварийный режим без пуска по напряжению.

Защита действует с первой выдержкой времени на:

- отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
- отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

Защита действует со второй выдержкой времени на:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б;
- отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
- отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

### 5.4.5 Защита от перегрузки ТСН, PIOC

Перегрузка трансформаторов обычно, бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью токовой отсечки, включенной на ток НН ТСН. Защита действует с выдержкой времени на сигнал. На трансформаторах с расщепленной обмоткой защита от перегрузки устанавливается со сторон НН трансформатора.

### 5.4.6 Дуговая защита, PARCV

Дуговая защита применяется для защиты от дуговых замыканий в водных ячейках НН ТСН с контролем тока на стороне ВН ТСН с помощью функционального блока PARCV.

В терминал приходят сигналы срабатывания датчиков отсека ТН, отсека ввода/вывода и отсека выключателя и с токовым контролем без выдержки времени действует на:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

### 5.4.7 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1

Формирование общего блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности в цепях напряжения измерительного ТН ввода 6 кВ обеспечивается за счет совместного применения по одному из логических узлов PVCB5 и PVCB.

Логический узел PVCB5 формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН.

Для необходимости фиксации обрыва нуля вторичной обмотки ТН в кабеле необходимо установить в соответствии с рекомендациями шунтирующий резистор параллельно одному из входов фазного напряжения основной обмотки ТН. При проектировании номинал резистора рекомендуется принять равным 47 кОм, при необходимости значение может быть уточнено в ходе ПНР в диапазоне от 10 до 300 кОм. Шунтирующий резистор создает искусственную несимметрию при обрыве нуля, необходимую для срабатывания логического узла PCVB5.

Логический узел PVCB формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне ВН измерительного ТН.

К БНН подключается:

- фазные напряжения основной обмотки Ua, Ub, Uc;
- линейное напряжение Uн-к дополнительной обмотки;
- одного дополнительного линейного напряжения дополнительной обмотки Uн-и;
- фазные токи нулевых выводов генератора Ia, Ib, Ic.

БНН не срабатывает при следующих неисправностях в цепях напряжения:

- обрыв вывода К дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи;
- обрыв вывода Ф дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи.

Существует вероятность отсутствия фиксации короткого замыкания фаза В – фаза С основной обмотки ТН.

БНН действует на блокирование защит, которые могут ложно работать при повреждениях цепей напряжения и на сигнал о неисправности цепей переменного напряжения.

### 5.4.8 Пуск охлаждения ТСН, PTOCVH

Автоматическое управление системой охлаждения вида Д 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.

### 5.4.9 Сигнализация замыкания на землю на стороне низшего напряжения ТСН

Контроль изоляции на стороне НН ТСН предназначен для сигнализации замыкания на землю в обмотке НН и на ошиновке стороны НН ТСН при отключенном выключателе в цепи НН ТСН.

Контроль изоляции на стороне низшего напряжения трансформатора выполняется в виде защиты напряжения нулевой последовательности, подключенной в разомкнутый треугольник вторичной обмотке трансформатора напряжения НН ТСН.

Защита действует на сигнал с выдержкой времени.

### 5.4.10 АРКТ ТСН

Автоматический регулятор коэффициента трансформации (АРКТ) осуществляет следующие функции:

– автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
– ручное регулирование напряжения;
– управление приводами устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) параллельно работающих трансформаторов;
– контроль состояния привода РПН;
– блокировку работы РПН при обнаружении ненормальных и аварийных режимах, при неисправности привода РПН и от внешних сигналов;
– формирование импульсных и непрерывных команд управления электроприводом РПН;
– индикация положения РПН;
– дистанционное регулирование с АРМ АСУ ЭТО.

## 5.5 Защиты и автоматика рабочей и резервной системы возбуждения

Защиты рабочей системы возбуждения имеют следующие функции:

1. Токовая отсечка трансформатора возбуждения;
2. Максимальная токовая защита трансформатора возбуждения;
3. Защита ротора генератора от перегрузки;
4. Защита от неограниченной форсировки ротора генератора по току и по времени;
5. Защита от замыкания на землю обмотки ротора генератора;
6. Защита от неуспешного инвертирования;
7. Защита от превышения допустимой температуры трансформатора возбуждения;
8. Защита от потери возбуждения с токовым контролем;
9. Форсировка.

Защиты резервной системы возбуждения имеют следующие функции:

1. Токовая отсечка трансформатора возбуждения;
2. Максимальная токовая защита трансформатора возбуждения;
3. Защита ротора генератора от перегрузки;
4. Защита от неограниченной форсировки ротора генератора по току и по времени;
5. Защита от неуспешного инвертирования;

6. Защита от превышения допустимой температуры трансформатора возбуждения.

Предусматривается установка на каждой системе возбуждения по одному шкафу с реле управления системой возбуждения.

Ниже приведено краткое описание защит системы возбуждения.

### 5.5.1 Защита от превышения допустимой температуры трансформатора возбуждения

На трансформаторах возбуждения реализуется тепловая защита трансформатора по схеме «2» из «3».

В состав трансформатора возбуждения включается блок контроля температуры (БКТ) обмотки и железа трансформатора, предназначенный для предотвращения перегрева трансформатора. Выходными сигналами БКТ являются:

- неисправность БКТ,
- срабатывание 1-ой ступени (предупредительный сигнал),
- срабатывание 2-ой ступени (аварийный сигнал).

При срабатывании 1-ой ступени БКТ и отсутствии сигнала о неисправности БКТ с выдержкой времени формируется выходной сигнал «Перегрев ТВ».

При срабатывании 2-ой ступеней и отсутствии сигнала о неисправности БКТ и с выдержкой времени защита срабатывает на отключение.

При срабатывании только одной 2-ой ступени БКТ с выдержкой времени формируется выходной сигнал «БКТ Неисправность 2 ст.» с действием в предупредительную сигнализацию.

При появлении сигнала о неисправности БКТ с выдержкой времени формируется выходной сигнал «Неисправность БКТ» с действием в предупредительную сигнализацию.

### 5.5.2 Защита от потери возбуждения с токовым контролем

Защита предназначена для выявления асинхронного режима работы генератора при наличии недостаточного возбуждения.

По цепям напряжения защита подключается к трансформатору напряжения со стороны линейных выводов, по цепям тока к трансформатору тока со стороны нулевых выводов.

Защита выполнена с блокировкой при неисправности цепей напряжения.

Защита действует с выдержкой времени на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

### 5.5.3 Защита ротора от перегрузки с резервированием

В рамках рассматриваемого проекта предусматривается использование данной защиты с резервированием т.е. защита будет иметь подключение как по цепям ТТ со стороны ВН трансформатора возбуждения таким образом будет выполняться непосредственный замер тока в

цепи возбуждения, так и к ТТ и ТН линейных выводов генератора (принцип работы по диаграмме Потье (косвенный метод)).

Данная защита предназначена для защиты ротора генератора от перегрузок током возбуждения, которые могут быть вызваны нарушениями нормальной работы энергосистемы, неисправностью системы возбуждения или неправильными действиями персонала.

Защита действует с выдержкой времени на:

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

### 5.5.4 Автоматическое управление возбуждением

Устройства автоматического регулирования возбуждения предназначены для:

– поддержания напряжения в электрической системе по заданным характеристикам при нормальной работе электроэнергетической системы;

– распределения реактивной нагрузки между источниками реактивной мощности по заданному закону;

– повышения статической и динамической устойчивости электрических систем и демпфирования колебаний в переходных режимах.

Для выполнения функций автоматического регулирования возбуждения генератора предусматриваются МП АРВ в составе системы возбуждения генератора.

Предусматриваются два АРВ, каждый из которых имеет отдельное подключение по цепям тока, напряжения и оперативного питания.

По цепям напряжения оба АРВ имеют независимое от устройств защиты и измерения подключение к отдельным ТН 15 кВ.

МП АРВ генераторов обеспечивают:

– автоматическое регулирование напряжения на выводах генератора;

– дистанционное и местное изменение уставки напряжения генератора в заданных пределах;

– слежение автоматического регулятора, находящегося в резерве, за режимом автоматического регулятора, находящегося в работе;

– работу в энергосистеме с нагрузками и перегрузками, допустимыми для турбогенератора;

– релейное форсирование возбуждения с заданной кратностью по напряжению и току при нарушениях в энергосистеме, вызывающих снижение напряжения на шинах станции до 0,7 – 0,9 от заданного значения;

– компенсацию с заданным статизмом падения напряжения на блочном трансформаторе, возникающем из-за протекания реактивного тока генератора;

– формирование сигнала стабилизации по изменению и производной частоты напряжения статора турбогенератора, по производной тока ротора с помощью системного стабилизатора PSS,

обеспечивающего достижение максимальных пределов статической и динамической устойчивости и улучшение демпфирования качаний в энергосистеме в диапазоне частот от 0,2 до 2,0 Hz;

– обеспечение режима поддержания заданного cos φ;

– обеспечение режима поддержания заданной реактивной мощности генератора.

МП АРВ генераторов выполняют следующие функции ограничения:

– ограничение перегрузки генератора по токам ротора и статора с выдержкой времени, обратно пропорциональной кратности перегрузки в пределах, заданных технической спецификацией на генератор;

– ограничение потребляемого генератором реактивного тока в зависимости от активного тока (ограничение минимального возбуждения) без выдержки времени в пределах, заданных технической спецификацией на генератор;

– V / Hz ограничение (предотвращение насыщения стали блочного трансформатора в случае снижения частоты, в том числе в режимах начального возбуждения и останова турбогенератора).

### 5.6 Тиристорное пусковое устройство

Устройство пусковое тиристорное предназначено для запуска в работу и технологических прокруток газотурбогенераторного агрегата. При работе с пусковым устройством генератор работает в режиме двигателя. При этом питание обмотки статора осуществляется через ТПУ, а возбуждение генератора должно обеспечиваться с системы возбуждения. При работе ТПУ осуществляет связь с АСУ ЭТО и обеспечивает управление системой возбуждения генератора а также входным и выходным высоковольтными выключателями.

ТПУ обеспечивает следующие защиты элементов схемы:

1. МТЗ преобразователя;
2. дифференциальную токовую защиту преобразователя;
3. защиту от неуспешного пуска;
4. защиту от снижения напряжения и обрыва фазы питающей сети;
5. защиту от повышения выходного напряжения (напряжения генератора);
6. защиту тиристоров преобразователя от перегрева;
7. защиту от исчезновения питания собственных нужд.

Управление работой ТПУ осуществляется микропроцессорной системой, в котором реализованы функции регулятора выпрямленного тока, регулятора частоты вращения генератора и регулятора угла запаса инвертора. На вход регулятора частоты вращения поступают фактическая и заданная частоты вращения агрегата, а на выходе формируется заданный выпрямленный ток.

При любом отключении ТПУ, аварийных или штатных, выпрямленный ток прерывается путем перевода выпрямителя в инверторный режим. После спадания выпрямленного тока снимаются импульсы управления тиристорами и выдается команда на отключение входного и выходного высоковольтного выключателя, в систему возбуждения выдается сигнал «Гашение поля» и снимается сигнал «Управление с ТПУ».

### 5.7 АУВ 110 кВ и 15 кВ

Для выключателя 110 кВ и 15 кВ устанавливается терминал АУВ типа ТЕКОН 339SW.

Управление выключателем 110 кВ и 15 кВ осуществляется в нормальном режиме с АРМа. Необходимо реализовать в SCADA схему ОБР с отображением элементов блокировки при отказе операции управления КА.

При выходе из строя АРМов оперативного персонала управление осуществляется либо с терминала управления (с лицевой панели терминала), либо ключами, расположенными в шкафу с терминалом управления, либо из шкафа местного управления (ШМУ). При этом шкаф, на котором располагаются органы местного управления, должны иметь мнемосхему ячейки выключателя или сигнализацию положения выключателя.

Защиты на отключение выключателей действуют помимо микропроцессорных терминалов, непосредственно на электромагниты отключения ЭМО1, и ЭМО2.

Любое действие на выключатель (включение или отключение) должно авторизированно фиксироваться либо автоматикой выключателя, либо защитой с расшифровкой времени отключения и с возможностью считывания этой информации в АСУ ЭТО.

Блокировка, действующая при неисправности выключателя, блокирует, в том числе, и цепи ручных операций с выключателем.

Оперативное управление (включение) выключателей осуществляется с контролем напряжения.

Целостность цепи каждого электромагнита контролируется индивидуально в положении замкнутого состояния блок контактов выключателя соответствующей цепи.

Для выключателей, имеющих собственную блокировку от многократных включений, достаточно использовать только эту блокировку.

Блокировка управления выключателем осуществляется при аварийном снижении давления элегаза или неготовности привода выключателя.

Цепи отключения выключателей через ЭМО1, ЭМО2 выполнить с питанием от разных секций ШРОТ.

Для исключения повреждения электромагнитов при длительном протекании тока, предусмотреть выполнение защиты электромагнита защитой, действующей на отключение АВ цепей управления.

Комплект автоматики управления выключателем выполняет следующие функции:

1. автоматика управления выключателем, CSWI;
2. контроль и сигнализация состояния коммутационных аппаратов присоединения (выключатель, разъединитель, заземляющий нож);
3. управление всеми коммутационными аппаратами присоединения, CSWI;
4. аварийный осциллограф;
5. программная (логическая) оперативная блокировка разъединителей и заземляющих ножей присоединений, реализуемая по цифровым каналам связи по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE;
6. УРОВ, RBRF;
7. контроль коммутационного ресурса выключателя, XCBR;
8. контроль синхронизма для включения RSYN
9. измерения для АСУ ЭТО и ТМиС;
10. принимать из шкафа управления выключателя и трансляции на верхний уровень в АСУ ЭТО дискретных сигналов исправности и работы выключателя, его привода, автоматики блокировок;
11. дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Ниже приведено краткое описание функций АУВ.

### 5.7.1 Автоматика управления выключателем, CSWI

Логический узел АУВ предназначен для управления выключателем, разъединителем, заземляющим ножом. Для управления каждым коммутационным аппаратом должен применяться свой экземпляр логического узла CSWI.

Логический узел АУВ содержит:

– логику определения текущего режима управления (дистанционное/местное);

– логику фиксации положения выключателя (РФК) и сигнализации аварийных отключений;

– логику формирования команд на отключение/включение коммутационного аппарата;

– логику блокирования формирования команд на отключение/включение при неисправности коммутационного аппарата;

– логику однократного включения на КЗ;
– логику выбора коммутационного аппарата для управления в местном режиме.

### 5.7.2 УРОВ, RBRF

Устройство резервирования отказа выключателя 110 кВ и 15 кВ предназначено для ликвидации КЗ, сопровождающихся отказом выключателя.

Пуск УРОВ осуществляется при действии всех защит, действующих на отключение данного выключателя, с контролем наличия тока в цепи выключателя.

УРОВ:

– осуществляет контроль положения каждой фазы выключателя с помощью специальных органов тока;

– осуществляет (в соответствии с сигналами защит) повторные воздействия на отключение без выдержки времени выключателя (действие «на себя»);

– при пуске от защит и наличии тока по истечении выдержки времени, превышающей с запасом время отключения выключателя, на отключение смежных выключателей;

– обеспечивает возврат таймеров УРОВ при успешном отключении выключателя, определяемом по возврату токовых органов.

УРОВ в АУВ 15 кВ действует с выдержкой времени на:

– отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
– отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

УРОВ в АУВ 110 кВ действует с выдержкой времени на:

– отключение выключателей 110 кВ обратных концов линии;
– пуск УРОВ 110 кВ обратных концов линии;
– отключение выключателя 6 кВ НН1 РТСН;
– отключение выключателя 6 кВ НН2 РТСН.

## 5.8 Релейная защита КРУ 6 кВ собственных нужд ПГУ 225 МВт

Комплекс РЗА КРУ 6 кВ полностью реализован с использованием МП устройств типа ТЕКОН 300, которые размещаются непосредственно в шкафах КРУ внутренней установки (в релейных отсеках ячеек).

МП устройства, помимо функций РЗА, обеспечивают:

– дистанционное (из АСУ ЭС) и местное управление выключателями 6 кВ;

– дистанционный контроль положения коммутационных аппаратов (выключателей, заземляющих ножей и т.п.);

– дистанционный контроль исправности цепей управления и защиты и исправности самого МП устройства;

– осциллографирование и регистрация аварийных событий.

Для защиты шин 6 кВ предусматривается защита от дуговых замыканий в ячейках КРУ (ЗДЗ).

Объем функций РЗА для элементов КРУ 6 кВ приведен ниже.

### 5.8.1 Рабочий ввод от ТСН

На вводных ячейках предусматривается выполнение следующих защит и функций в терминале ТЕКОН 329FS:

1. максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению, РТОС;

2. защита от дуговых замыканий с контролем по току, PARCV;
3. устройство резервирования при отказе выключателя, RBRF;
4. БНН PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1;
5. автоматика управления выключателем, CSWI;
6. контроль и сигнализация состояния коммутационных аппаратов присоединения (выключатель, тележка выключателя, заземляющий нож);
7. управление вкатом/выкатом тележки выключателя и заземляющим ножом, CSWI;
8. регистрация аварийных событий;
9. программная (логическая) оперативная блокировка разъединителей и заземляющих ножей присоединений, реализуемая по цифровым каналам связи по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE;
10. контроль коммутационного ресурса выключателя, XCBR;
11. измерения для АСУ ЭТО и ТМиС;
12. принимать от выключателя и трансляция на верхний уровень в АСУ ЭТО дискретных сигналов исправности и работы выключателя, его привода, автоматики блокировок;
13. аварийный осциллограф;
14. дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Ниже приведено краткое описание защит присоединения.

#### 5.8.1.1 МТЗ на стороне НН ТСН с комбинированным пуском по напряжению, PTOC

МТЗ с комбинированным пуском по напряжению на вводе рабочего питания секции шин КРУ 6 кВ предназначена для:

– ликвидации многофазных КЗ на шинах КРУ;
– резервирования быстродействующих защит отходящих от шин КРУ присоединений.

Пуск МТЗ производится от напряжения прямой и обратной последовательности.

В качестве входных величин используются фазные токи со стороны НН трансформатора и пуск от ТН шин 6 кВ.

При неисправности цепей напряжения МТЗ переводится в аварийный режим без пуска по напряжению.

Защита действует с выдержкой времени, отстроенной от времени срабатывания быстродействующих защит смежных элементов, на:

– отключение выключателя 6 кВ НН ТСН;
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ НН ТСН;
– запрет АВР.

#### 5.8.1.2 Дуговая защита, PARCV

Дуговая защита применяется для защиты шин 6 кВ от дуговых замыканий с контролем тока на стороне НН ТСН с помощью функционального блока PARCV.

В терминал приходят сигналы срабатывания датчиков шинных отсеков присоединений 6 кВ, срабатывания датчиков отсеков выключателей отходящих присоединений 6 кВ и с токовым контролем без выдержки времени действует на:

– отключение выключателя 6 кВ НН ТСН;
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ НН ТСН;
– запрет АВР.

#### 5.8.1.3 УРОВ, RBRF

Устройство резервирования отказа выключателя ввода 6 кВ предназначено для ликвидации КЗ, сопровождающихся отказом выключателя.

Пуск УРОВ осуществляется при действии всех защит, действующих на отключение данного выключателя, с контролем наличия тока в цепи выключателя.

УРОВ:

– осуществляет контроль положения каждой фазы выключателя с помощью специальных органов тока;

– осуществляет (в соответствии с сигналами защит) повторные воздействия на отключение без выдержки времени выключателя (действие «на себя»);

– при пуске от защит и наличии тока по истечении выдержки времени, превышающей с запасом время отключения выключателя, на отключение смежных выключателей;

– обеспечивает возврат таймеров УРОВ при успешном отключении выключателя, определяемом по возврату токовых органов.

УРОВ действует с выдержкой времени на:

– отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

#### 5.8.1.4 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1

Формирование общего блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности в цепях напряжения измерительного ТН шин 6кВ обеспечивается за счет совместного применения по одному из логических узлов PVCB5 и PVCB.

Логический узел PVCB5 формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН.

Для необходимости фиксации обрыва нуля вторичной обмотки ТН в кабеле необходимо установить в соответствии с рекомендациями шунтирующий резистор параллельно одному из входов фазного напряжения основной обмотки ТН. При проектировании номинал резистора рекомендуется принять равным 47 кОм, при необходимости значение может быть уточнено в ходе ПНР в диапазоне от 10 до 300 кОм. Шунтирующий резистор создает искусственную несимметрию при обрыве нуля, необходимую для срабатывания логического узла PCVB5.

Логический узел PVCB формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне ВН измерительного ТН.

К БНН подключается:

– фазные напряжения основной обмотки Ua, Ub, Uc;
– линейное напряжение Uн-к дополнительной обмотки;
– одного дополнительного линейного напряжения дополнительной обмотки Uн-и;
– фазные токи нулевых выводов генератора Ia, Ib, Ic.

БНН не срабатывает при следующих неисправностях в цепях напряжения:

– обрыв вывода К дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи;

– обрыв вывода Ф дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи.

Существует вероятность отсутствия фиксации короткого замыкания фаза В – фаза С основной обмотки ТН.

БНН действует на блокирование защит, которые могут ложно работать при повреждениях цепей напряжения и на сигнал о неисправности цепей переменного напряжения.

### 5.8.2 Резервный ввод от РТСН

На вводных ячейках предусматривается выполнение следующих защит и функций в терминале ТЕКОН 329FS:

1. максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению, РТОС;
2. защита от дуговых замыканий с контролем по току, PARCV;
3. устройство резервирования при отказе выключателя, RBRF;
4. БНН PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1;
5. АВР, ATSW;
6. автоматика управления выключателем, CSWI;
7. контроль и сигнализация состояния коммутационных аппаратов присоединения (выключатель, тележка выключателя, заземляющий нож);
8. управление вкатом/выкатом тележки выключателя и заземляющим ножом, CSWI;
9. регистрация аварийных событий;
10. программная (логическая) оперативная блокировка разъединителей и заземляющих ножей присоединений, реализуемая по цифровым каналам связи по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE;
11. контроль коммутационного ресурса выключателя, XCBR;
12. измерения для АСУ ЭТО и ТМиС;
13. принимать от выключателя и трансляция на верхний уровень в АСУ ЭТО дискретных сигналов исправности и работы выключателя, его привода, автоматики блокировок;
14. аварийный осциллограф;
15. дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Ниже приведено краткое описание защит присоединения.

#### 5.8.2.1 МТЗ на стороне НН РТСН с комбинированным пуском по напряжению, РТОС

МТЗ с комбинированным пуском по напряжению на вводе резервного питания секции шин КРУ 6 кВ предназначена для:

– ликвидации многофазных КЗ на шинах КРУ;

– резервирования быстродействующих защит отходящих от шин КРУ присоединений.

Пуск МТЗ производится от напряжения прямой и обратной последовательности.

В качестве входных величин используются фазные токи со стороны НН трансформатора и пуск от ТН шин 6 кВ.

При неисправности цепей напряжения МТЗ переводится в аварийный режим без пуска по напряжению.

Защита действует с выдержкой времени, отстроенной от времени срабатывания быстродействующих защит смежных элементов, на:

– отключение выключателя 6 кВ НН РТСН;

– пуск УРОВ выключателя 6 кВ НН РТСН;

– запрет АВР.

#### 5.8.2.2 Дуговая защита, PARCV

Дуговая защита применяется для защиты шин 6 кВ от дуговых замыканий с контролем тока на стороне НН РТСН с помощью функционального блока PARCV.

В терминал приходят сигналы срабатывания датчиков шинных отсеков присоединений 6 кВ, срабатывания датчиков отсеков выключателей отходящих присоединений 6 кВ и с токовым контролем без выдержки времени действует на:

– отключение выключателя 6 кВ НН РТСН;
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ НН РТСН;
– запрет АВР.

#### 5.8.2.3 УРОВ, RBRF

Устройство резервирования отказа выключателя ввода 6 кВ предназначено для ликвидации КЗ, сопровождающихся отказом выключателя.

Пуск УРОВ осуществляется при действии всех защит, действующих на отключение данного выключателя, с контролем наличия тока в цепи выключателя.

УРОВ:

– осуществляет контроль положения каждой фазы выключателя с помощью специальных органов тока;
– осуществляет (в соответствии с сигналами защит) повторные воздействия на отключение без выдержки времени выключателя (действие «на себя»);
– при пуске от защит и наличии тока по истечении выдержки времени, превышающей с запасом время отключения выключателя, на отключение смежных выключателей;
– обеспечивает возврат таймеров УРОВ при успешном отключении выключателя, определяемом по возврату токовых органов.

УРОВ действует с выдержкой времени на:

– отключение выключателя 110 кВ ВН РТСН;
– пуск УРОВ выключателя 110 кВ ВН РТСН.

#### 5.8.2.4 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1

Формирование общего блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности в цепях напряжения измерительного ТН шин 6кВ обеспечивается за счет совместного применения по одному из логических узлов PVCB5 и PVCB.

Логический узел PVCB5 формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН.

Для необходимости фиксации обрыва нуля вторичной обмотки ТН в кабеле необходимо установить в соответствии с рекомендациями шунтирующий резистор параллельно одному из входов фазного напряжения основной обмотки ТН. При проектировании номинал резистора рекомендуется принять равным 47 кОм, при необходимости значение может быть уточнено в ходе ПНР в диапазоне от 10 до 300 кОм. Шунтирующий резистор создает искусственную несимметрию при обрыве нуля, необходимую для срабатывания логического узла PCVB5.

Логический узел PVCB формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне ВН измерительного ТН.

К БНН подключается:

– фазные напряжения основной обмотки Ua, Ub, Uc;
– линейное напряжение Uн-к дополнительной обмотки;
– одного дополнительного линейного напряжения дополнительной обмотки Uн-и;
– фазные токи нулевых выводов генератора Ia, Ib, Ic.

БНН не срабатывает при следующих неисправностях в цепях напряжения:

– обрыв вывода К дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи;

– обрыв вывода Ф дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи.

Существует вероятность отсутствия фиксации короткого замыкания фаза В – фаза С основной обмотки ТН.

БНН действует на блокирование защит, которые могут ложно работать при повреждениях цепей напряжения и на сигнал о неисправности цепей переменного напряжения.

### 5.8.3 Резервный ввод от ТЭЦ-25

На вводных ячейках предусматривается выполнение следующих защит и функций в терминале ТЕКОН 329FS:

1. максимальная токовая защита, PTOC;
2. защита от дуговых замыканий с контролем по току, PARCV;
3. устройство резервирования при отказе выключателя, RBRF;
4. автоматика управления выключателем, CSWI;
5. контроль и сигнализация состояния коммутационных аппаратов присоединения (выключатель, тележка выключателя, заземляющий нож);
6. управление вкатом/выкатом тележки выключателя и заземляющим ножом, CSWI;
7. регистрация аварийных событий;
8. программная (логическая) оперативная блокировка разъединителей и заземляющих ножей присоединений, реализуемая по цифровым каналам связи по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE;
9. контроль коммутационного ресурса выключателя, XCBR;
10. измерения для АСУ ЭТО и ТМиС;
11. принимать от выключателя и трансляция на верхний уровень в АСУ ЭТО дискретных сигналов исправности и работы выключателя, его привода, автоматики блокировок;
12. аварийный осциллограф;
13. дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Ниже приведено краткое описание защит присоединения.

#### 5.8.3.1 Максимальная токовая защита, PTOC

МТЗ на вводе резервного питания секции шин КРУ 6 кВ от ТЭЦ-25 предназначена для:

– ликвидации многофазных КЗ на шинах КРУ;

– резервирования быстродействующих защит отходящих от шин КРУ присоединений.

В качестве входных величин используются фазные токи.

Защита действует с выдержкой времени, отстроенной от времени срабатывания быстродействующих защит смежных элементов, на:

– отключение выключателя 6 кВ ввода от ТЭЦ-25;

– пуск УРОВ выключателя 6 кВ ввода от ТЭЦ-25;

– запрет АВР.

#### 5.8.3.2 Дуговая защита, PARCV

Дуговая защита применяется для защиты шин 6 кВ от дуговых замыканий с контролем тока на вводе 6 кВ от ТЭЦ-25 с помощью функционального блока PARCV.

В терминал приходят сигналы срабатывания датчиков шинных отсеков присоединений 6 кВ резервной секции шин, срабатывания датчиков отсеков выключателей отходящих присоединений 6 кВ резервной секции шин и с токовым контролем без выдержки времени действует на:

– отключение выключателя 6 кВ ввода от ТЭЦ-25;

– пуск УРОВ выключателя 6 кВ ввода от ТЭЦ-25;

– запрет АВР.

#### 5.8.3.3 УРОВ, RBRF

Устройство резервирования отказа выключателя ввода 6 кВ от ТЭЦ-25 предназначено для ликвидации КЗ, сопровождающихся отказом выключателя.

Пуск УРОВ осуществляется при действии всех защит, действующих на отключение данного выключателя, с контролем наличия тока в цепи выключателя.

УРОВ:

– осуществляет контроль положения каждой фазы выключателя с помощью специальных органов тока;

– осуществляет (в соответствии с сигналами защит) повторные воздействия на отключение без выдержки времени выключателя (действие «на себя»);

– при пуске от защит и наличии тока по истечении выдержки времени, превышающей с запасом время отключения выключателя, на отключение смежных выключателей;

– обеспечивает возврат таймеров УРОВ при успешном отключении выключателя, определяемом по возврату токовых органов.

УРОВ действует с выдержкой времени на отключение выключателя 6 кВ на ТЭЦ-25.

### 5.8.4 Ввод 6 кВ на ТЭЦ-25

На вводных ячейках предусматривается выполнение следующих защит и функций в терминале ТЕКОН 329TL:

1. дифференциальная токовая защита линии, PDIF;
2. максимальная токовая защита, PTOC;
3. защита от дуговых замыканий с контролем по току, PARCV;
4. автоматика управления выключателем, CSWI;
5. контроль и сигнализация состояния коммутационных аппаратов присоединения (выключатель, тележка выключателя, заземляющий нож);
6. управление вкатом/выкатом тележки выключателя и заземляющим ножом, CSWI;
7. регистрация аварийных событий;
8. программная (логическая) оперативная блокировка разъединителей и заземляющих ножей присоединений, реализуемая по цифровым каналам связи по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE;
9. контроль коммутационного ресурса выключателя, XCBR;
10. измерения для АСУ ЭТО и ТМиС;
11. принимать от выключателя и трансляция на верхний уровень в АСУ ЭТО дискретных сигналов исправности и работы выключателя, его привода, автоматики блокировок;
12. аварийный осциллограф;
13. дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Ниже приведено краткое описание защит присоединения.

#### 5.8.4.1 Дифференциальная токовая защита линии, PDIF

Дифференциальная токовая защита линии используется в качестве основной быстродействующей защиты от всех видов КЗ на линии. Защита имеет трехфазное трехлинейное исполнение и подключена к ТТ, расположенным по концам линии. Дифференциальная защита линии в устройстве РЗА ТЕКОН 329TL реализована на основе логического узла PDIF. PDIF представляет собой быстродействующую селективную защиту от всех видов коротких замыканий. Дифференциальная токовая защита линии имеет две ступени:

− быстродействующая ступень (дифференциальная токовая отсечка);

− чувствительная ступень (дифференциальная токовая защита с торможением).

Защита действует без выдержки времени на:

– отключение выключателя 6 кВ на ТЭЦ-25.

#### 5.8.4.2 Максимальная токовая защита, PTOC

МТЗ предназначена для:

– ликвидации многофазных КЗ на линии 6 кВ;

– резервирования быстродействующих защит на вводе 6 кВ от ТЭЦ-25.

В качестве входных величин используются фазные токи с обоих сторон линии.

Защита действует с выдержкой времени, отстроенной от времени срабатывания быстродействующих защит смежных элементов, на:

– отключение выключателя 6 кВ на ТЭЦ-25.

#### 5.8.4.3 Дуговая защита, PARCV

Дуговая защита применяется для защиты от дуговых замыканий в отсеке ввода/вывода с помощью функционального блока PARCV.

В терминал приходят сигналы срабатывания датчика отсека ввода/вывода и с токовым контролем без выдержки времени действует на:

– отключение выключателя 6 кВ на ТЭЦ-25.

### 5.8.5 Магистраль резервного питания

На ячейке МРП предусматривается выполнение следующих защит и функций в терминале ТЕКОН 329FS:

1. максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению, PTOC;
2. защита от дуговых замыканий с контролем по току, PARCV;
3. устройство резервирования при отказе выключателя, RBRF;
4. БНН PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1;
5. автоматика управления выключателем, CSWI;
6. контроль и сигнализация состояния коммутационных аппаратов присоединения (выключатель, тележка выключателя, заземляющий нож);
7. управление вкатом/выкатом тележки выключателя и заземляющим ножом, CSWI;
8. регистрация аварийных событий;
9. программная (логическая) оперативная блокировка разъединителей и заземляющих ножей присоединений, реализуемая по цифровым каналам связи по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE;
10. контроль коммутационного ресурса выключателя, XCBR;
11. измерения для АСУ ЭТО и ТМиС;
12. принимать от выключателя и трансляция на верхний уровень в АСУ ЭТО дискретных сигналов исправности и работы выключателя, его привода, автоматики блокировок;
13. аварийный осциллограф;
14. дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Ниже приведено краткое описание защит присоединения.

#### 5.8.5.1 МТЗ с комбинированным пуском по напряжению, PTOC

МТЗ с комбинированным пуском по напряжению на МРП КРУ 6 кВ предназначена для:

– ликвидации многофазных КЗ на шинах КРУ;

– резервирования быстродействующих защит отходящих от шин КРУ присоединений.

Пуск МТЗ производится от напряжения прямой и обратной последовательности.

В качестве входных величин используются фазные токи ячейки МРП и пуск от ТН рабочей секции шин 6 кВ.

При неисправности цепей напряжения МТЗ переводится в аварийный режим без пуска по напряжению.

Защита действует с выдержкой времени, отстроенной от времени срабатывания быстродействующих защит смежных элементов, на:

– отключение выключателя 6 кВ МРП;
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ МРП;
– запрет АВР.

**5.8.5.2 Дуговая защита, PARCV**

Дуговая защита применяется для защиты шин 6 кВ от дуговых замыканий с контролем тока на через МРП с помощью функционального блока PARCV.

В терминал приходят сигналы срабатывания датчиков шинных отсеков присоединений 6 кВ, срабатывания датчиков отсеков выключателей отходящих присоединений 6 кВ и с токовым контролем без выдержки времени действует на:

– отключение выключателя 6 кВ МРП;
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ МРП;
– запрет АВР.

**5.8.5.3 УРОВ, RBRF**

Устройство резервирования отказа выключателя ввода 6 кВ предназначено для ликвидации КЗ, сопровождающихся отказом выключателя.

Пуск УРОВ осуществляется при действии всех защит, действующих на отключение данного выключателя, с контролем наличия тока в цепи выключателя.

УРОВ:

– осуществляет контроль положения каждой фазы выключателя с помощью специальных органов тока;

– осуществляет (в соответствии с сигналами защит) повторные воздействия на отключение без выдержки времени выключателя (действие «на себя»);

– при пуске от защит и наличии тока по истечении выдержки времени, превышающей с запасом время отключения выключателя, на отключение смежных выключателей;

– обеспечивает возврат таймеров УРОВ при успешном отключении выключателя, определяемом по возврату токовых органов.

УРОВ действует с выдержкой времени на:

– отключение выключателя 6 кВ НН РТСН;
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ НН РТСН;
– запрет АВР.

**5.8.5.4 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1**

Формирование общего блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности в цепях напряжения измерительного ТН шин 6 кВ обеспечивается за счет совместного применения по одному из логических узлов PVCB5 и PVCB.

Логический узел PVCB5 формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН.

Для необходимости фиксации обрыва нуля вторичной обмотки ТН в кабеле необходимо установить в соответствии с рекомендациями шунтирующий резистор параллельно одному из входов фазного напряжения основной обмотки ТН. При проектировании номинал резистора рекомендуется принять равным 47 кОм, при необходимости значение может быть уточнено в ходе ПНР в диапазоне от 10 до 300 кОм. Шунтирующий резистор создает искусственную несимметрию при обрыве нуля, необходимую для срабатывания логического узла PCVB5.

Логический узел PVCB формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне ВН измерительного ТН.

К БНН подключается:

– фазные напряжения основной обмотки Ua, Ub, Uc;

– линейное напряжение Uн-к дополнительной обмотки;

– одного дополнительного линейного напряжения дополнительной обмотки Uн-и;

– фазные токи нулевых выводов генератора Ia, Ib, Ic.

БНН не срабатывает при следующих неисправностях в цепях напряжения:

– обрыв вывода К дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи;

– обрыв вывода Ф дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи.

Существует вероятность отсутствия фиксации короткого замыкания фаза В – фаза С основной обмотки ТН.

БНН действует на блокирование защит, которые могут ложно работать при повреждениях цепей напряжения и на сигнал о неисправности цепей переменного напряжения.

### 5.8.6 Ячейка ТН 6 кВ рабочей секции шин

Защита и автоматика в ячейках ТН выполняется на МП терминалах типа ТЕКОН 329FS.

1. защита минимального напряжения, PTUV;
2. АВР, ATSW;
3. СЗЗ, PTOV1;
4. программная (логическая) оперативная блокировка разъединителей и заземляющих ножей присоединений, реализуемая по цифровым каналам связи по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE;
5. измерения для АСУ ЭТО;
6. аварийный осциллограф;
7. дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Ниже приведено краткое описание защит присоединения.

#### 5.8.6.1 Защита минимального напряжения, PTUV

Защита минимального напряжения устанавливается на электродвигателях, которые необходимо отключать при понижении напряжения для обеспечения самозапуска ответственных электродвигателей, а также электродвигателей, самозапуск которых при восстановлении напряжения недопустим по условиям техники безопасности или особенностям технологического процесса.

ЗМН выполнена при помощи защиты от понижения напряжения. Защита имеет две ступени. Первая ступень срабатывает при снижении напряжения (всех трех фаз) на секции шин до 70% номинального значения и с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение неответственных электродвигателей для обеспечения условий самозапуска остальных двигателей.

Вторая ступень срабатывает при снижении напряжения (всех трех фаз) на секции шин до 50% номинального значения и с выдержкой времени 9 с действует на отключение ряда ответственных электродвигателей.

#### 5.8.6.2 АВР, ATSW

Пуск АВР логического узла ATSW по:

– контроль отсутствия напряжения на рабочей секции шин;

– контроль отсутствия остаточного напряжения на рабочей секции шин;

– контроль наличия напряжения обратной последовательности на рабочей секции шин;

– контроль наличия напряжения нулевой последовательности на рабочей секции шин;

– контроль наличия напряжения на резервной секции шин;

– контроль отключенного положения выключателя резервного ввода 6 кВ от ТЭЦ-25.

АВР действует с выдержкой времени 0,8 с на:

– отключение выключателя 6 кВ НН ТСН;
– включение выключателя 6 кВ НН РТСН.

#### 5.8.6.3 Сигнализация замыкания на землю, PTOV1

Общая неселективная защита напряжения нулевой последовательности (контроль изоляции в сети 6,3 кВ) предназначена для сигнализации однофазных замыканий на землю в сети 6,3 кВ.

Устройство контроля изоляции фиксирует однофазное замыкание на землю в сети 6,3 кВ по появлению напряжения нулевой последовательности (3U0). Для выполнения устройства контроля изоляции в качестве фильтра напряжения нулевой последовательности используются ТН секций шин рабочего питания 6,3 кВ, дополнительные вторичные обмотки которых соединены по схеме открытого треугольника.

Сигнализация замыкания на землю в сети 6,3 кВ выполняется с выдержкой времени, что обеспечивает ее несрабатывание при повреждениях, отключаемых ЗОЗЗ присоединений секций шин КРУ СН 6,3 кВ.

### 5.8.7 Ячейка ТН 6 кВ резервной секции шин

Защита и автоматика в ячейках ТН выполняется на МП терминалах типа ТЕКОН 329FS.

1. АВР, ATSW;
2. СЗЗ, PTOV1;
3. КНН для АВР, PTOV;
4. программная (логическая) оперативная блокировка разъединителей и заземляющих ножей присоединений, реализуемая по цифровым каналам связи по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE;
5. измерения для АСУ ЭТО;
6. аварийный осциллограф;
7. дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Ниже приведено краткое описание защит присоединения.

#### 5.8.7.1 АВР, ATSW

Пуск АВР логического узла ATSW по:

– контроль отсутствия напряжения на резервной секции шин;
– контроль отсутствия остаточного напряжения на резервной секции шин;
– контроль наличия напряжения обратной последовательности на резервной секции шин;
– контроль наличия напряжения нулевой последовательности на резервной секции шин;
– контроль наличия напряжения на вводе 6 кВ от ТЭЦ-25;
– контроль отключенного положения выключателя магистрали резервного питания.

АВР действует с выдержкой времени 1,2 с на:

– отключение выключателя 6 кВ НН РТСН;
– включение выключателя 6 кВ ввода от ТЭЦ-25.

#### 5.8.7.2 Сигнализация замыкания на землю, PTOV1

Общая неселективная защита напряжения нулевой последовательности (контроль изоляции в сети 6,3 кВ) предназначена для сигнализации однофазных замыканий на землю в сети 6,3 кВ.

Устройство контроля изоляции фиксирует однофазное замыкание на землю в сети 6,3 кВ по появлению напряжения нулевой последовательности (3U0). Для выполнения устройства контроля изоляции в качестве фильтра напряжения нулевой последовательности используются ТН секций шин рабочего питания 6,3 кВ, дополнительные вторичные обмотки которых соединены по схеме открытого треугольника.

Сигнализация замыкания на землю в сети 6,3 кВ выполняется с выдержкой времени, что обеспечивает ее несрабатывание при повреждениях, отключаемых ЗОЗЗ присоединений секций шин КРУ СН 6,3 кВ.

### 5.8.8 Трансформаторы собственных нужд 6/0,4 кВ

На ячейках питания трансформаторов СН 6/0,4 кВ предусматривается выполнение следующих защит и функций в терминале ТЕКОН 329FS:

1. токовая отсечка, PIOC;
2. максимальная токовая защита, PTOC;
3. защита от перегрузки, PTOC;
4. защита от дуговых замыканий с контролем по току, PARCV;
5. устройство резервирования при отказе выключателя, RBRF;
6. защита от однофазных замыканий на землю, PTOCGNDS
7. автоматика управления выключателем, CSWI;
8. контроль и сигнализация состояния коммутационных аппаратов присоединения (выключатель, тележка выключателя, заземляющий нож);
9. управление вкатом/выкатом тележки выключателя и заземляющим ножом, CSWI;
10. регистрация аварийных событий;
11. программная (логическая) оперативная блокировка разъединителей и заземляющих ножей присоединений, реализуемая по цифровым каналам связи по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE;
12. контроль коммутационного ресурса выключателя, XCBR;
13. измерения для АСУ ЭТО;
14. принимать от выключателя и трансляция на верхний уровень в АСУ ЭТО дискретных сигналов исправности и работы выключателя, его привода, автоматики блокировок;
15. аварийный осциллограф;
16. дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Ниже приведено краткое описание защит присоединения.

#### 5.8.8.1 Токовая отсечка, PIOC

Токовая отсечка трансформатора собственных нужд предназначена для:

– ликвидации многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах 6 кВ трансформатора;

– защиты от многофазных коротких замыканий участка кабельной линии между выводами высшего напряжения трансформатора и ячейкой КРУ.

Токовая отсечка действует без выдержки времени на отключение выключателя ВН ТСН с пуском УРОВ и отключение автоматического выключателя рабочего ввода на секцию 0,4 кВ.

Защита действует без выдержки времени на:

– отключение выключателя 6 кВ ТСН 6/0,4 кВ;

– пуск УРОВ выключателя 6 кВ ТСН 6/0,4 кВ.

#### 5.8.8.2 МТЗ, PTOC

Максимальная токовая защита является защитой от сверхтоков, обусловленных внешними междуфазными КЗ.

Максимальная токовая защита предназначена для:

– устранения многофазных КЗ в трансформаторах и на выводах 0,4 кВ;

– резервирования токовой отсечки 6,3 кВ и защит секций 0,4 кВ, выполненных на автоматических выключателях рабочего ввода на секции.

Защита действует с выдержкой времени, принимаемой по согласованию с селективной защитой автоматического выключателя ввода секции 0,4 кВ, на:

– отключение выключателя 6 кВ ТСН 6/0,4 кВ;
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ ТСН 6/0,4 кВ.

#### 5.8.8.3 Дуговая защита, PARCV

Дуговая защита применяется для защиты от дуговых замыканий в отсеке ввода/вывода с помощью функционального блока PARCV.

В терминал приходят сигналы срабатывания датчика отсека ввода/вывода и с токовым контролем без выдержки времени действует на:

– отключение выключателя 6 кВ ТСН 6/0,4 кВ;
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ ТСН 6/0,4 кВ.

#### 5.8.8.4 УРОВ, RBRF

Устройство резервирования отказа выключателя предназначено для ликвидации КЗ, сопровождающихся отказом выключателя.

Пуск УРОВ осуществляется при действии всех защит, действующих на отключение данного выключателя, с контролем наличия тока в цепи выключателя.

УРОВ:

– осуществляет контроль положения каждой фазы выключателя с помощью специальных органов тока;
– осуществляет (в соответствии с сигналами защит) повторные воздействия на отключение без выдержки времени выключателя (действие «на себя»);
– при пуске от защит и наличии тока по истечении выдержки времени, превышающей с запасом время отключения выключателя, на отключение смежных выключателей;
– обеспечивает возврат таймеров УРОВ при успешном отключении выключателя, определяемом по возврату токовых органов.

УРОВ действует с выдержкой времени на:

– отключение выключателя 6 кВ НН ТСН (для присоединений рабочей секции шин);
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ НН ТСН (для присоединений рабочей секции шин);
– отключение выключателя 6 кВ МРП;
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ МРП;
– отключение выключателя 6 кВ НН РТСН (для присоединений резервной секции шин);
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ НН РТСН (для присоединений резервной секции шин);
– отключение выключателя 6 кВ ввода от ТЭЦ-25 (для присоединений резервной секции шин);
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ ввода от ТЭЦ-25 (для присоединений резервной секции шин);
– запрет АВР.

#### 5.8.8.5 Защита от однофазных замыканий на землю, PTOCGNDS

Для защиты от замыкания на землю в сети с заземленной нейтралью через резистор используется ненаправленная ОЗЗ на логическом узле PTOCGNDS. На логический узел PTOCGNDS заводится непосредственно ток нулевой последовательности.

Защита без выдержки времени действует на:

– отключение выключателя 6 кВ ТСН 6/0,4 кВ.

### 5.8.9 Электродвигатели собственных нужд 6 кВ

На ячейках питания электродвигателей СН 6 кВ предусматривается выполнение следующих защит и функций в терминале ТЕКОН 329GL:

1. токовая отсечка, PIOC;
2. защита от несимметричного режима (ТЗОП), PTOCNG;

3. защита от перегрузки, PTOC;
4. защита от дуговых замыканий с контролем по току, PARCV;
5. устройство резервирования при отказе выключателя, RBRF;
6. защита от затянутого пуска (ЗЗП), PMSS;
7. защита от однофазных замыканий на землю, PTOCGNDS
8. автоматика управления выключателем, CSWI;
9. контроль и сигнализация состояния коммутационных аппаратов присоединения (выключатель, тележка выключателя, заземляющий нож);
10. управление вкатом/выкатом тележки выключателя и заземляющим ножом, CSWI;
11. регистрация аварийных событий;
12. программная (логическая) оперативная блокировка разъединителей и заземляющих ножей присоединений, реализуемая по цифровым каналам связи по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE;
13. контроль коммутационного ресурса выключателя, XCBR;
14. измерения для АСУ ЭТО, АСУ ТМО;
15. принимать от выключателя и трансляция на верхний уровень в АСУ ЭТО дискретных сигналов исправности и работы выключателя, его привода, автоматики блокировок;
16. аварийный осциллограф;
17. дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Ниже приведено краткое описание защит присоединения.

#### 5.8.9.1 Токовая отсечка, PIOC

Токовая отсечка электродвигателей собственных нужд предназначена для ликвидации многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах электродвигателя.

Защита действует без выдержки времени на:

– отключение выключателя 6 кВ;
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ.

#### 5.8.9.2 Токовая защита обратной последовательности, PTOCNG

Несимметричные режимы работы статора электродвигателя оказывают тепловое и механическое воздействие на электродвигатель. Токи обратной последовательности, возникающие при несимметрии, вызывают усиленный разогрев пазовых клиньев, зубцов ротора, бандажных колец и т.д. Несимметричный режим также является признаком появления виткового замыкания в обмотке статора. Все это предопределяет необходимость защиты электродвигателя от несимметричных режимов.

Защита выполняется двухступенчатой.

Первая ступень с выдержкой времени 10 с действует на сигнал.

Вторая ступень с выдержкой времени 9,1 с действует на:

– отключение выключателя 6 кВ;
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ.

#### 5.8.9.3 Защита от перегрузки, PTOC

Защита от перегрузки предназначена для ликвидации технологических перегрузок, возникающих:

– при затянувшемся пуске или самозапуске, из-за перегрузки приводимых механизмов или понижении напряжения на выводах электродвигателя;
– при механическом повреждении электродвигателя (или приводного им механизма) или самого механизма.

ТЗОП действует с выдержкой времени, отстроенной от пуска электродвигателя, на:

– отключение выключателя 6 кВ;

– пуск УРОВ выключателя 6 кВ.

#### 5.8.9.4 Дуговая защита, PARCV

Дуговая защита применяется для защиты от дуговых замыканий в отсеке ввода/вывода с помощью функционального блока PARCV.

В терминал приходят сигналы срабатывания датчика отсека ввода/вывода и с токовым контролем без выдержки времени действует на:

– отключение выключателя 6 кВ;
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ.

#### 5.8.9.5 УРОВ, RBRF

Устройство резервирования отказа выключателя предназначено для ликвидации КЗ, сопровождающихся отказом выключателя.

Пуск УРОВ осуществляется при действии всех защит, действующих на отключение данного выключателя, с контролем наличия тока в цепи выключателя.

УРОВ:

– осуществляет контроль положения каждой фазы выключателя с помощью специальных органов тока;
– осуществляет (в соответствии с сигналами защит) повторные воздействия на отключение без выдержки времени выключателя (действие «на себя»);
– при пуске от защит и наличии тока по истечении выдержки времени, превышающей с запасом время отключения выключателя, на отключение смежных выключателей;
– обеспечивает возврат таймеров УРОВ при успешном отключении выключателя, определяемом по возврату токовых органов.

УРОВ действует с выдержкой времени на:

– отключение выключателя 6 кВ НН ТСН (для присоединений рабочей секции шин);
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ НН ТСН (для присоединений рабочей секции шин);
– отключение выключателя 6 кВ МРП;
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ МРП;
– отключение выключателя 6 кВ НН РТСН (для присоединений резервной секции шин);
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ НН РТСН (для присоединений резервной секции шин);
– отключение выключателя 6 кВ ввода от ТЭЦ-25 (для присоединений резервной секции шин);
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ ввода от ТЭЦ-25 (для присоединений резервной секции шин);
– запрет АВР.

#### 5.8.9.6 Защита от однофазных замыканий на землю, PTOCGNDS

Для защиты от замыкания на землю в сети с заземленной нейтралью через резистор используется ненаправленная ОЗЗ на логическом узле PTOCGNDS. На логический узел PTOCGNDS заводится непосредственно ток нулевой последовательности.

Защита без выдержки времени действует на:

– отключение выключателя 6 кВ.

### 5.8.10 Выключатели 6,3 кВ питания трансформаторов резервного возбуждения

На ячейках питания трансформатора резервного возбуждения предусматривается выполнение следующих защит и функций в терминале ТЕКОН 329FS:

1. токовая отсечка, PIOC;
2. максимальная токовая защита, PTOC;

3. защита от перегрузки, PTOC;
4. защита от дуговых замыканий с контролем по току, PARCV;
5. устройство резервирования при отказе выключателя, RBRF;
6. защита от однофазных замыканий на землю, PTOCGNDS
7. автоматика управления выключателем, CSWI;
8. контроль и сигнализация состояния коммутационных аппаратов присоединения (выключатель, тележка выключателя, заземляющий нож);
9. управление вкатом/выкатом тележки выключателя и заземляющим ножом, CSWI;
10. регистрация аварийных событий;
11. программная (логическая) оперативная блокировка разъединителей и заземляющих ножей присоединений, реализуемая по цифровым каналам связи по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE;
12. контроль коммутационного ресурса выключателя, XCBR;
13. измерения для АСУ ЭТО;
14. принимать от выключателя и трансляция на верхний уровень в АСУ ЭТО дискретных сигналов исправности и работы выключателя, его привода, автоматики блокировок;
15. аварийный осциллограф;
16. дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Ниже приведено краткое описание защит присоединения.

#### 5.8.10.1 Токовая отсечка, PIOC

Токовая отсечка трансформатора резервного возбуждения предназначена для:

– ликвидации многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах 6 кВ трансформатора;

– защиты от многофазных коротких замыканий участка кабельной линии между выводами высшего напряжения трансформатора и ячейкой КРУ.

Токовая отсечка действует без выдержки времени на отключение выключателя 6,3 кВ с пуском УРОВ, отключение АГП резервного возбуждения и отключение генератора от сети через защиты генератора.

#### 5.8.10.2 МТЗ, PTOC

Максимальная токовая защита является резервной защитой трансформатора резервного возбудителя. Максимальная токовая защита является защитой от сверхтоков, обусловленных внешними междуфазными КЗ.

Максимальная токовая защита предназначена для:

– устранения многофазных КЗ в трансформаторе и на выводах 0,66 кВ;
– резервирования токовой отсечки 6,3 кВ.

МТЗ действует с выдержки времени на отключение выключателя 6,3 кВ с пуском УРОВ, отключение АГП резервного возбуждения и отключение генератора от сети через защиты генератора.

Выдержка времени отстраивается от времени перегорания предохранителей тиристорных преобразователей.

#### 5.8.10.3 Дуговая защита, PARCV

Дуговая защита применяется для защиты от дуговых замыканий в отсеке ввода/вывода с помощью функционального блока PARCV.

В терминал приходят сигналы срабатывания датчика отсека ввода/вывода и с токовым контролем без выдержки времени действует на:

– отключение выключателя 6 кВ ТСН 6/0,4 кВ;
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ ТСН 6/0,4 кВ.

#### 5.8.10.4 УРОВ, RBRF

Устройство резервирования отказа выключателя предназначено для ликвидации КЗ, сопровождающихся отказом выключателя.

Пуск УРОВ осуществляется при действии всех защит, действующих на отключение данного выключателя, с контролем наличия тока в цепи выключателя.

УРОВ:

– осуществляет контроль положения каждой фазы выключателя с помощью специальных органов тока;

– осуществляет (в соответствии с сигналами защит) повторные воздействия на отключение без выдержки времени выключателя (действие «на себя»);

– при пуске от защит и наличии тока по истечении выдержки времени, превышающей с запасом время отключения выключателя, на отключение смежных выключателей;

– обеспечивает возврат таймеров УРОВ при успешном отключении выключателя, определяемом по возврату токовых органов.

УРОВ действует с выдержкой времени на:

– отключение выключателя 6 кВ НН ТСН;
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ НН ТСН;
– отключение выключателя 6 кВ МРП;
– пуск УРОВ выключателя 6 кВ МРП;
– запрет АВР.

#### 5.8.10.5 Защита от однофазных замыканий на землю, PTOCGNDS

Для защиты от замыкания на землю в сети с заземленной нейтралью через резистор используется ненаправленная ОЗЗ на логическом узле PTOCGNDS. На логический узел PTOCGNDS заводится непосредственно ток нулевой последовательности.

Защита действует на отключение выключателя 6,3 кВ с пуском УРОВ, отключение АГП резервного возбуждения и отключение генератора от сети через защиты генератора.

### 5.9 Синхронизация блока

Включение генератора на параллельную работу с сетью системы производится двумя способами:

– точная автоматическая синхронизация (основной способ включения на параллельную работу генератора с сетью);

– точной ручной синхронизацией (резервный способ).

Для реализации точной автоматической синхронизации на турбогенераторе ТГ-1А используется микропроцессорное устройство типа ТЕКОН 319SW.

Кроме этого, турбогенератор ТГ-1А оборудуется устройствами, позволяющими в необходимых случаях производить ручную точную синхронизацию с блокировкой от несинхронного включения в терминале АУВ.

Таким образом, предусматривается один шкаф для выполнения синхронизации на генераторном выключателе 15 кВ В-201А. Шкаф синхронизации включает в себя:

– автосинхронизатор типа ТЕКОН 319SW;

– измерительные приборы ручной синхронизации (синхроноскоп, вольтметры, частотомеры);

– органы управления генератором при точной ручной синхронизации (ключ управления «Включить/Отключить выключатель», «Прибавить/Убавить обороты турбины», «Больше/Меньше напряжение генератора» и др.);

– реле автоматики и др. оборудование.

Автосинхронизатор выполняет следующие функции:

– регулирование частоты генератора импульсами +F, -F, воздействующими на уставку АРЧ, для достижения оптимальной частоты скольжения;

– регулирование напряжения генератора импульсами +U, -U, воздействующими на уставку АРВ, для уравнивания напряжений генератора и сети с заданной точностью;

– формирование импульса «Включить» для включения выключателя с заданным временем опережения при достижении условий точной синхронизации.

### 5.10 Управление электротехническим оборудованием и сигнализация его состояния

#### 5.10.1 Основные принципы управления

Технические средства дистанционного управления электротехническим оборудованием предназначены для реализации команд оператора по управлению этим оборудованием во всех режимах работы энергоблока.

Объектами дистанционного управления являются:

– система возбуждения генератора;

– ТПУ;

– генераторный выключатель 15 кВ В-201А;

– выключатель 110 кВ РТСН В-105;

– разъединители Р 15 кВ ТПУ, ТР 15 кВ Т-91А, ТР 500 кВ Т-91А, ЛР 500 кВ Очаково №8, ЛР 110 кВ Очаково-Новокунцево;

– заземляющие разъединители ЗНО 15 кВ ТГ-1А, ЗН ТР 15 кВ Т-91А, ЗНТ ТР 500 кВ Т-91А, ЗНЛ ТР 500 кВ Т-91А, ЗНЛ ЛР 500 кВ Очаково №8, ЗНЛ ЛР 110 кВ Очаково-Новокунцево, ЗНВ ЛР 110 кВ Очаково-Новокунцево, ЗР-1 110 кВ Т-60Р3;

– привода РПН трансформаторов ТСН-61, Т-60Р3;

– выключатели вводов рабочего и резервного питания КРУ 6 кВ В-1 6 кВ ТСН-61, В-2 6 кВ ТСН-61, В-1 6 кВ Т-60Р3, В-2 6 кВ Т-60Р3, В-1 6 кВ МРП-2А, В-2 6 кВ МРП-2Б.

– вводные выключатели РУСН-0,4 кВ.

Электротехническое оборудование энергоблока управляется:

а) при нормальном режиме работы оборудования средствами АСУ ЭТО из помещения БЩУ;

б) при неисправности АСУ ЭТО – резервными средствами управления в составе шкафа синхронизации;

в) в режимах испытания, наладки оборудования или при неисправности АСУ ЭТО – местными средствами управления.

#### 5.10.2 Основное управление

Основное управление электротехническим оборудованием осуществляется дистанционно средствами АСУ ЭТО (ПТК ТЕКОН).

Измерения электрических величин в части СВ ТГ-1А, Т-91А, ТСН-61, Т-60Р3, КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8, КВЛ 110 кВ Очаково - Новокунцево I цепь с отпайкой на ТЭЦ-25, а также собственных нужд ПГУ 225 МВт осуществляется средствами АСУ ЭТО на базе терминалов ТЕКОН 300 (рассматриваются в разделе АСУ ЭТО).

Измерения электрических величин в части ТГ-1А осуществляется в терминале АУВ В-201А в МП типа ТЕКОН 339SW.

#### 5.10.3 Резервное управление

Для основных элементов схемы ГТУ-160 предусматриваются следующие резервные средства дистанционного управления:

– шкаф синхронизации генератора ТГ-1А в помещении КИП в части управления генераторным выключателем 15 кВ В-201А;

– устройства управления рабочей и резервной системой возбуждения генератора, поставляемые комплектно с системами возбуждения.

Резервные средства дистанционного управления в составе шкафа синхронизации генератора ТГ-1А включают в себя:

– ключ выбора места управления «АСУ»/«Местное»;
– ключ включения/отключения выключателя генератора 15 кВ В-201А;
– мнемосхема первичных электрических соединений;
– световую сигнализацию положения коммутационных аппаратов;
– измерительные приборы, показывающие основные электрические параметры;
– табло световой сигнализации и прочую необходимую аппаратуру.

Положение всех переключателей шкафа синхронизации заводится в АСУ ЭТО для контроля проведения операций управления.

Перечень органов управления шкафа синхронизации указан предварительно и подлежит уточнению на стадии РД.

### 5.10.4 Резервное управление

Все силовое электротехническое оборудование предусматривает в своем составе органы местного управления.

Местное управление коммутационными аппаратами, оснащенных электродвигательными приводами, осуществляется со шкафов, блоков местного управления, шкафов приводов силовых выключателей.

Режим местного управления вводится оперативным переключателем «местное/дистанционное» при установке его в положение «Местное». При этом разрываются цепи приема дистанционных команд, обеспечивая надежное местное управление.

Местное управление рабочей и резервной системой возбуждения генератора предусматривается с соответствующих шкафов в составе щитов возбуждения, автоматикой охлаждения трансформаторов Т-91А, ТСН-61, Т-60Р3, приводом РПН ТСН-61, Т-60Р3 с соответствующих шкафов автоматики и управления трансформаторов.

Для возможности местного управления выключателями в КРУ 6 кВ предусматривается переносной пульт дистанционного управления ППДУ. При подключении ППДУ производится блокировка команд управления из АСУ ЭТО.

### 5.10.5 Сигнализация

Сигнализация выполняется в следующем объеме:

а) световая положения аппаратов с дистанционным управлением – в составе АРМов АСУ ЭТО (ПТК ТЕКОН);

б) световая сигнализация положения аппаратов с местным управлением – в соответствующих шкафах, откуда производится управление «по месту»;

в) индивидуальная световая и обобщенная звуковая предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправностях и аварийных режимах энергосистемы в составе АРМов АСУ ЭТО (ПТК ТЕКОН) – основная сигнализация;

г) индивидуальная визуальная в составе шкафов и терминалов РЗА (светодиоды терминалов, лампы сигнализации), обеспечивающая предварительный анализ ситуации – местная сигнализация.

Резервная центральная сигнализация не предусматривается.

### 5.10.6 Оперативная блокировка неправильных действий при переключениях в электроустановках

Предполагается цифровая оперативная блокировка разъединителей. Цифровая оперативная блокировка предназначена для предотвращения неправильных действий с разъединителями и заземляющими разъединителями (заземлителями) при переключениях в электроустановках.

Оперативная блокировка предназначена исключать:

– оперирование разъединителями «под нагрузкой»;

– возможность подачи напряжения разъединителем на заземленный участок цепи;

– включение заземляющих разъединителей на участки цепи, неотделенном разъединителями от цепей, находящихся под напряжением.

Логическая блокировка, реализуемая в терминалах управления коммутационными аппаратами. МПТ АУВ обмениваются информацией о состоянии КА по цифровым каналам связи по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE.

Управление разъединителями, заземляющими ножами, тележками выключателей 6 кВ выполняется с АРМа ОП, с терминала управления (либо ключами, расположенными в шкафу с терминалом управления) и с РУ из шкафа местного управления ячейки. При этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, имеют сигнализацию положения разъединителя (если в шкафу располагается ключ управления только одним аппаратом) или мнемосхему ячейки выключателя (если аппаратов несколько).

Питание цепей оперативной блокировки выполняется от отдельных автоматов в ШРОТ, имеющих АВР и с переводом присоединения на «Шкаф для переключения потребителей с поврежденной изоляцией со ШРОТ».

В ячейках КРУ также остается заводская блокировка.

#### 5.10.7 Управление и сигнализация электродвигателей 6 кВ

Для электродвигателей 6 кВ реализуется дистанционное управление с АРМ АСУ ТП. Автоматика ввода резерва АВР и блокировок реализуется в АСУ ТП.

Объемы контроля и управления механизмов собственных нужд могут быть уточнены на этапе рабочего проектирования.

### 5.11 Регистратор аварийных событий

Для регистрации аварийных событий и процессов (РАС) устанавливаются автономные микропроцессорные устройства. Кроме того, функция РАС реализуется во всех устройствах РЗА.

Предусматривается возможность реализации следующих основных способов пуска автономного РАС:

– по изменению состояния дискретного сигнала;

– по изменению значения (выше/ниже уставки) аналогового сигнала;

– ручной пуск по команде (дистанционный или местный).

При появлении хотя бы одного условия для пуска устройство РАС записывает все подключенные сигналы (независимо от изменения их величины или состояния).

Предусматривается регистрация доаварийного, аварийного и послеаварийного режимов.

Регистрации автономным РАС подлежат:

– фазные напряжения и утроенное напряжение нулевой последовательности ТН 500 кВ и 110 кВ;

– фазные напряжения ТН, установленные на стороне низшего напряжения трансформаторов;

– фазные напряжения ТН генераторного напряжения и ТН в нейтрали генератора;

– фазные токи и утроенный ток нулевой последовательности присоединения 500 кВ и 110 кВ;

– ток от ТТ нейтрали трансформаторов;

– фазные токи ТТ линейных выводов генератора;

– частота электрического тока от ТН, установленных на каждой секции шин;

– частота электрического тока от ТН, установленного на линейных выводах генератора до выключателя;
– ток ротора;
– напряжение между полюсами, полюсами и «землей» ротора;
– напряжение ротора;
– напряжение между полюсами, полюсами и «землей» СОПТ;
– сигналы положения выключателей;
– действие на отключение от устройств РЗА;
– пуск УРОВ;
– сигналы срабатывания пусковых, измерительных органов устройств РЗА;
– пуск и действие АВР;
– неисправность устройств РЗА.

Таблица 5.11.1. Перечень аналоговых сигналов в РАС

| № п/п | Наименование сигнала РАС | Тип сигнала |
|---|---|---|
| 1. | Ia КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 | AI |
| 2. | Ib КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 | AI |
| 3. | Ic КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 | AI |
| 4. | 3I0 КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 | AI |
| 5. | Ia 500 кВ Т-91А | AI |
| 6. | Ib 500 кВ Т-91А | AI |
| 7. | Ic 500 кВ Т-91А | AI |
| 8. | 3I0 500 кВ Т-91А | AI |
| 9. | 3Io нейтрали 500 кВ Т-91А | AI |
| 10. | Ia 500 кВ Т-91Б | AI |
| 11. | Ib 500 кВ Т-91Б | AI |
| 12. | Ic 500 кВ Т-91Б | AI |
| 13. | 3I0 500 кВ Т-91Б | AI |
| 14. | 3Io нейтрали 500 кВ Т-91Б | AI |
| 15. | Ua ТН-1 500 Очаково №8 | AI |
| 16. | Ub ТН-1 500 Очаково №8 | AI |
| 17. | Uc ТН-1 500 Очаково №8 | AI |
| 18. | 3U0 ТН-1 500 Очаково №8 | AI |
| 19. | Ua ТН-2 500 Очаково №8 | AI |
| 20. | Ub ТН-2 500 Очаково №8 | AI |
| 21. | Uc ТН-2 500 Очаково №8 | AI |
| 22. | 3U0 ТН-2 500 Очаково №8 | AI |
| 23. | Ia 110 кВ Т-60Р3 | AI |
| 24. | Ib 110 кВ Т-60Р3 | AI |
| 25. | Ic 110 кВ Т-60Р3 | AI |
| 26. | 3I0 110 кВ Т-60Р3 | AI |
| 27. | 3Io нейтрали 110 кВ Т-60Р3 | AI |
| 28. | Ua ТН-1 15 кВ ГТ-1А | AI |
| 29. | Ub ТН-1 15 кВ ГТ-1А | AI |
| 30. | Uc ТН-1 15 кВ ГТ-1А | AI |
| 31. | 3U0 ТН-1 15 кВ ГТ-1А | AI |
| 32. | Ia 15 кВ ТГ-1А | AI |

| № п/п | Наименование сигнала РАС | Тип сигнала |
|---|---|---|
| 33. | Ib 15 кВ ТГ-1А | AI |
| 34. | Ic 15 кВ ТГ-1А | AI |
| 35. | Ua ТН-4 15 кВ ТГ-1А | AI |
| 36. | Ub ТН-4 15 кВ ТГ-1А | AI |
| 37. | Uc ТН-4 15 кВ ТГ-1А | AI |
| 38. | 3U0 ТН-4 15 кВ ТГ-1А | AI |
| 39. | U нейтрали ТН-7 15 кВ ТГ-1А | AI |
| 40. | Ia 15 кВ ТСН-61 | AI |
| 41. | Ib 15 кВ ТСН-61 | AI |
| 42. | Ic 15 кВ ТСН-61 | AI |
| 43. | Ia 15 кВ ТВ-1А | AI |
| 44. | Ib 15 кВ ТВ-1А | AI |
| 45. | Ic 15 кВ ТВ-1А | AI |
| 46. | I ротора ТГ-1А | AI |
| 47. | U между + и - ротора ТГ-1А | AI |
| 48. | U между + и «землей» ротора ТГ-1А | AI |
| 49. | U между - и «землей» ротора ТГ-1А | AI |
| 50. | Ua ТН-1 10 кВ ТГ-1Б | AI |
| 51. | Ub ТН-1 10 кВ ТГ-1Б | AI |
| 52. | Uc ТН-1 10 кВ ТГ-1Б | AI |
| 53. | 3U0 ТН-1 10 кВ ТГ-1Б | AI |
| 54. | Ia 10 кВ ТГ-1Б | AI |
| 55. | Ib 10 кВ ТГ-1Б | AI |
| 56. | Ic 10 кВ ТГ-1Б | AI |
| 57. | Ua ТН-4 10 кВ ТГ-1Б | AI |
| 58. | Ub ТН-4 10 кВ ТГ-1Б | AI |
| 59. | Uc ТН-4 10 кВ ТГ-1Б | AI |
| 60. | 3U0 ТН-4 10 кВ ТГ-1Б | AI |
| 61. | U нейтрали ТН-7 10 кВ ТГ-1Б | AI |
| 62. | Ia 10 кВ ТВ-1Б | AI |
| 63. | Ib 10 кВ ТВ-1Б | AI |
| 64. | Ic 10 кВ ТВ-1Б | AI |
| 65. | I ротора ТГ-1Б | AI |
| 66. | U между + и - ротора ТГ-1Б | AI |
| 67. | U между + и «землей» ротора ТГ-1Б | AI |
| 68. | U между - и «землей» ротора ТГ-1Б | AI |
| 69. | Ua ТН-1 6 кВ | AI |
| 70. | Ub ТН-1 6 кВ | AI |
| 71. | Uc ТН-1 6 кВ | AI |
| 72. | 3U0 ТН-1 6 кВ | AI |
| 73. | Ua ТН-2 6 кВ | AI |
| 74. | Ub ТН-2 6 кВ | AI |
| 75. | Uc ТН-2 6 кВ | AI |
| 76. | 3U0 ТН-2 6 кВ | AI |
| 77. | Ua ТН-3 6 кВ | AI |

| № п/п | Наименование сигнала РАС | Тип сигнала |
|---|---|---|
| 78. | Ub ТН-3 6 кВ | AI |
| 79. | Uc ТН-3 6 кВ | AI |
| 80. | 3U0 ТН-3 6 кВ | AI |
| 81. | Ua ТН-4 6 кВ | AI |
| 82. | Ub ТН-4 6 кВ | AI |
| 83. | Uc ТН-4 6 кВ | AI |
| 84. | 3U0 ТН-4 6 кВ | AI |
| 85. | Напряжение между «+» - «-» ЩПТ1 | AI |
| 86. | Напряжение между «+» - земля ЩПТ1 | AI |
| 87. | Напряжение между «-» - земля ЩПТ1 | AI |
| 88. | Напряжение между «+» - «-» ЩПТ2 | AI |
| 89. | Напряжение между «+» - земля ЩПТ2 | AI |
| 90. | Напряжение между «-» - земля ЩПТ2 | AI |

Таблица 5.11.2. Перечень дискретных сигналов в РАС

| № п/п | Наименование сигнала РАС | Тип сигнала |
|---|---|---|
| 1. | Срабатывание защиты КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 1к. | DI |
| 2. | Неисправность защиты КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 1к. | DI |
| 3. | Срабатывание защиты КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 2к. | DI |
| 4. | Неисправность защиты КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 2к. | DI |
| 5. | Срабатывание защиты Т-91А 1к. | DI |
| 6. | Неисправность защиты Т-91А 1к. | DI |
| 7. | Срабатывание защиты Т-91А 2к. | DI |
| 8. | Неисправность защиты Т-91А 2к. | DI |
| 9. | Срабатывание защиты Т-91Б 1к. | DI |
| 10. | Неисправность защиты Т-91Б 1к. | DI |
| 11. | Срабатывание защиты Т-91Б 2к. | DI |
| 12. | Неисправность защиты Т-91Б 2к. | DI |
| 13. | Неисправность ТН-1 500 кВ Очаково №8 | DI |
| 14. | Неисправность ТН-2 500 кВ Очаково №8 | DI |
| 15. | Срабатывание защиты ТГ-1А 1к. | DI |
| 16. | Срабатывание АЛАР ТГ-1А 1к. | DI |
| 17. | Неисправность защиты ТГ-1А 1к. | DI |
| 18. | Срабатывание защиты ТГ-1А 2к. | DI |
| 19. | Срабатывание АЛАР ТГ-1А 2к. | DI |
| 20. | Неисправность защиты ТГ-1А 2к. | DI |
| 21. | Срабатывание защиты ТГ-1Б 1к. | DI |
| 22. | Срабатывание АЛАР ТГ-1Б 1к. | DI |
| 23. | Неисправность защиты ТГ-1Б 1к. | DI |
| 24. | Срабатывание защиты ТГ-1Б 2к. | DI |
| 25. | Срабатывание АЛАР ТГ-1Б 2к. | DI |
| 26. | Неисправность защиты ТГ-1Б 2к. | DI |
| 27. | Неисправность АУВ 15 кВ В-201А | DI |

| № п/п | Наименование сигнала РАС | Тип сигнала |
|---|---|---|
| 28. | Пуск УРОВ 15 кВ В-201А | DI |
| 29. | Срабатывание АУВ 15 кВ В-201А на отключение | DI |
| 30. | Выключатель отключен 15 кВ В-201А | DI |
| 31. | Неисправность АУВ 10 кВ В-201Б | DI |
| 32. | Пуск УРОВ 10 кВ В-201Б | DI |
| 33. | Срабатывание АУВ 10 кВ В-201Б на отключение | DI |
| 34. | Выключатель отключен 10 кВ В-201Б | DI |
| 35. | Срабатывание СВ ТГ-1А | DI |
| 36. | Неисправность СВ ТГ-1А | DI |
| 37. | АГП ТГ-1А отключен | DI |
| 38. | Срабатывание СВ ТГ-1Б | DI |
| 39. | Неисправность СВ ТГ-1Б | DI |
| 40. | АГП ТГ-1Б отключен | DI |
| 41. | Срабатывание защиты ТСН-61А 1к. | DI |
| 42. | Неисправность защиты ТСН-61А 1к. | DI |
| 43. | Срабатывание защиты ТСН-61А 2к. | DI |
| 44. | Неисправность защиты ТСН-61А 2к. | DI |
| 45. | Срабатывание защиты В-1 6 кВ ТСН-61 | DI |
| 46. | Пуск УРОВ В-1 6 кВ ТСН-61 | DI |
| 47. | Неисправность защиты В-1 6 кВ ТСН-61 | DI |
| 48. | Выключатель отключен В-1 6 кВ ТСН-61 | DI |
| 49. | Срабатывание защиты В-2 6 кВ ТСН-61 | DI |
| 50. | Пуск УРОВ В-2 6 кВ ТСН-61 | DI |
| 51. | Неисправность защиты В-2 6 кВ ТСН-61 | DI |
| 52. | Выключатель отключен В-2 6 кВ ТСН-61 | DI |
| 53. | Срабатывание защиты КВЛ 110 кВ Очаково – Новокунцево I цепь с отпайкой на ПГУ 1к. | DI |
| 54. | Неисправность защиты КВЛ 110 кВ Очаково – Новокунцево I цепь с отпайкой на ПГУ 1к. | DI |
| 55. | Срабатывание защиты КВЛ 110 кВ Очаково – Новокунцево I цепь с отпайкой на ПГУ 2к. | DI |
| 56. | Неисправность защиты КВЛ 110 кВ Очаково – Новокунцево I цепь с отпайкой на ПГУ 2к. | DI |
| 57. | Срабатывание защиты Т-60Р3 1к. | DI |
| 58. | Неисправность защиты Т-60Р3 1к. | DI |
| 59. | Срабатывание защиты Т-60Р3 2к. | DI |
| 60. | Неисправность защиты Т-60Р3 2к. | DI |
| 61. | Срабатывание защиты В-1 6 кВ Т-60Р3 | DI |
| 62. | Пуск УРОВ В-1 6 кВ Т-60Р3 | DI |
| 63. | Неисправность защиты В-1 6 Т-60Р3 | DI |
| 64. | Выключатель отключен В-1 6 кВ Т-60Р3 | DI |
| 65. | Включение В-1 6 кВ Т-60Р3 по АВР | DI |
| 66. | Срабатывание защиты В-2 6 кВ Т-60Р3 | DI |
| 67. | Пуск УРОВ В-2 6 кВ Т-60Р3 | DI |
| 68. | Неисправность защиты В-2 6 Т-60Р3 | DI |

| № п/п | Наименование сигнала РАС | Тип сигнала |
|---|---|---|
| 69. | Выключатель отключен В-2 6 кВ Т-60Р3 | DI |
| 70. | Включение В-2 6 кВ Т-60Р3 по АВР | DI |
| 71. | Включение В-1 6 кВ ответственных потребителей по АВР | DI |
| 72. | Включение В-2 6 кВ ответственных потребителей по АВР | DI |

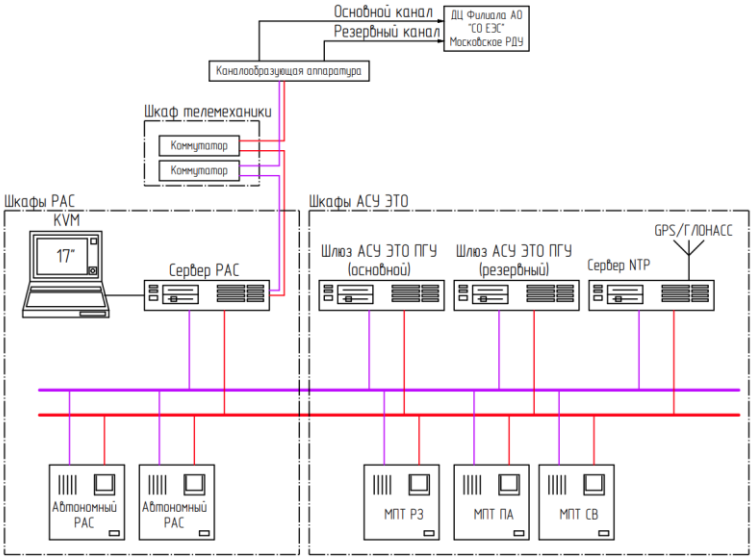



Рис. 5.11.1. Структурная схема РАС

## 5.12 Релейная защита и автоматика КВЛ 110 кВ

Для электроснабжения собственных нужд нового энергоблока предполагается установка резервного трансформатора собственных нужд, с подключением его от КВЛ 110 кВ Очаково – Новокунцево 1 цепь.

Защита КВЛ 110 кВ Очаково – Новокунцево 1 цепь проектируется по титулу строительства КВЛ 110 кВ. По отдельному титулу предусматривается сооружение КЛ 110 кВ от разъединителя РТСН до ОРУ 110 кВ КВЛ 110 кВ Очаково – Новокунцево 1 цепь с оснащением КВЛ оборудованием РЗА.

## 5.13 Релейная защита и автоматика КЛ 500 кВ

Предполагается осуществить подключение ПГУ 225 МВт к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Очаково сооружением КЛ 500 кВ ориентировочной протяженностью 1,5 км.

Защита КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 проектируется по титулу строительства КЛ 500 кВ. По отдельному проекту предусматривается:

- сооружение КЛ 500 кВ с оснащение КЛ оборудованием РЗА;
-сооружение 3 (трех) ячеек элегазовых выключателей на ПС 500 кВ Очаково (КРУЭ 500 кВ).

## 5.14 ЧДА

В соответствии с СВМ устанавливается ЧДА для обеспечения живучести генераторов станции при опасном снижении частоты в энергосистеме, сопровождающимся погашением блоков и развалом энергосистемы, путем выделения станции на питание собственных нужд.

Сохранение в работе части генераторов при действии ЧДА позволяет ускорить восстановление электроснабжения в послеаварийном режиме.

С целью обеспечения надежности энергоснабжения потребителей собственных нужд энергоблока ПГУ-225 ООО «Развитие генерации» при глубоких снижениях частоты в ОЭС Центра предлагается следующий алгоритм: при снижении частоты в ОЭС Центра ниже уставок срабатывания алгоритма ЧДА электростанции осуществляет перевод генератора газовой турбины

энергоблока ПГУ-225 ООО «Развитие генерации», находящегося в работе, на обеспечение энергоснабжения СН через ТСН генератора газовой турбины путём отключения В 532 и В 530 на ПС 500 кВ Очаково и отключения генераторного выключателя 10,5 кВ генератора паровой турбины энергоблока ПГУ-225 ООО «Развитие генерации».

Уставки срабатывания устройств ЧДА по частоте и времени рекомендуется принять:

– 1 ступень: 46,5 Гц/0,5 с;
– 2 ступень: 47,5 Гц/30 с.

### 5.15 Система мониторинга переходных процессов

Требуется устанавливать СМПР поскольку блок ПГУ имеет распределительное устройство напряжением более 330 кВ.

СМПР состоит из устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) и концентратора синхронизированных векторных данных (КСВД). СМПР обеспечивает измерение, обработку и передачу в главный КСВД в ЦДУ. УСВИ устанавливается на присоединении ТГ-1А, ТГ-1Б и КВЛ 500 кВ.

В УСВИ заводятся измерения следующих сигналов:

1. Фазные токи от ТН ЛЭП;
2. Фазные напряжения от ТТ ЛЭП;
3. Фазные напряжения от ТН ТГ-1А и ТГ-1Б;
4. Фазные токи от ТТ на линейных выводах генераторов ТГ-1А, ТГ-1Б;
5. Ток ротора от шунта системы возбуждения;
6. Напряжение ротора от цепи постоянного напряжения ротора.

В ПТК СМПР обеспечена синхронизация УСВИ с глобальными спутниковыми системами точного времени от сервера точного времени, установленный в шкафу КСВД.

Перечень параметров, передаваемых в ЦДУ в режиме реального времени:

1. Векторы: U1, U2, U0, Ua, Ub, Uc, I1, I2, I0, Ia, Ib, Ic;
2. Параметры: fa, fb, fc, P, Q, Uf, Uff, If, Iff, Uab, Ubc, Uca, U1, U2, U0, Ua, Ub, Uc, I1, I2, I0, Ia, Ib, Ic, угол U1, угол U2, угол U0, угол Ua, угол Ub, угол Uc, угол I1, угол I2, угол I0, угол Ia, угол Ib, угол Ic;
3. Сигнал корректной работы системы возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения;
4. Специальные поля частоты f, df/dt.

Перечень параметров, передаваемых в ЦДУ в режиме по запросу:

P, Q, U1, Ua, Ub, Uc, δU1, δUa, δUb, δUc, I1, Ia, Ib, Ic, δI1, δIa, δIb, δIc, fa, fb, fc, Uf, Uff, If, Iff.

# 6 Релейная защита и автоматика для второго этапа строительства

Схема распределения устройств релейной защиты и автоматики по трансформаторам тока и трансформаторам напряжения представлена в графической части на чертеже 25-83G1-00-ETD1.1.3-113-G.02 и 25-83G1-00-ETD1.1.3-113-G.03.

Передача команды отключения на обратный конец линий производится через оба комплекта ДЗЛ КЛ 500 кВ.

## 6.1 Релейная защита генератора ТГ-1Б

Защита генератора выполнена в виде двух комплектов защиты. Первый комплект выполняется на базе МП устройства РЗА типа ЭКРА 213 (шкаф типа ШЭ1111), второй комплект выполняется на базе МП устройства РЗА типа ТЕКОН 339GB.

Каждый комплект защит генератора размещается в отдельном шкафу.

Дублирующие комплекты защит генератора подключается к отдельным измерительным ТТ и ТН и имеет независимое от другого комплекта оперативное питание.

Первый комплект защиты генератора содержит следующие функции:

1. Продольная дифференциальная защита генератора IΔG (ANSI 87G);
2. Поперечная дифференциальная защита генератора IΔ> (ANSI 87P);
3. Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений с блокировкой от качаний по скорости изменения сопротивления Z<<, Z<, dZср (ANSI 21);
4. Защита от симметричных перегрузок обмотки статора I1 (ANSI 49S);
5. Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора I2, I2> (ANSI 46);
6. Защита от потери возбуждения с токовым контролем Ф< (ANSI 40);
7. 100% защита от замыкания на землю обмотки статора UnU0 (ANSI 64S);
8. Блокировка UnU0 по U2> (ANSI 47);
9. Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем U> (ANSI 59);
10. Контроль исправности переменного напряжения генератора КИН (ANSI 60G);
11. Защита обратной мощности Робр (ANSI 32P);
12. Защита от асинхронного режима без потери возбуждения Фz (ANSI 78);
13. Контроль тока ВН (ANSI 50) для блокировки защиты от повышения напряжения U> (ANSI 59);
14. Контроль тока генератора (ANSI 50) для блокировки защиты от повышения напряжения U> (ANSI 59);
15. Контроль тока (ANSI 50) для блокировки защиты от потери возбуждения Ф< (ANSI 40);
16. Защита ротора от замыкания на землю Re< (ANSI 64R);
17. Защита ротора от перегрузки Ip (ANSI 49R);
18. Токовая отсечка трансформатора возбуждения I>>ТВ (ANSI 50);
19. МТЗ трансформатора возбуждения I>ТВ (ANSI 50);
20. Защита от повышения/понижения частоты F> (ANSI 81O)/F< (ANSI 81U);
21. Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе U< Форс (ANSI 27);
22. Аварийный осциллограф (АО);
23. Дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Второй комплект защиты генератора содержит следующие функции:

1. Продольная дифференциальная защита генератора PDIF (ANSI 87G);
2. Поперечная дифференциальная защита генератора S_PDIF (ANSI 87P);
3. Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений PDISGN (ANSI 21P);

4. Блокировка дистанционной защиты при качаниях по сопротивлению RPSBZ_GAPC (ANSI 68Z);
5. Защита от симметричных перегрузок обмотки статора PTOCOVL (ANSI 49S);
6. Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора NG_PTOC (ANSI 46);
7. Защита от потери возбуждения с токовым контролем PDISUE (ANSI 40);
8. 100% защита от замыканий на землю обмотки статора PTOVREF (ANSI 59TN);
9. Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем PTOV (ANSI 59);
10. БНН PVCB_GAPC1 (ANSI 60_3), PVCB5_PTOV1 (ANSI 60G);
11. Защита обратной мощности PDPR_PDUP (ANSI 32P);
12. Защита от асинхронного режима с контролем изменения угла PSPP (ANSI 78P);
13. Контроль тока ВН PIOC (ANSI 50) для блокировки защиты от повышения напряжения PTOV (ANSI 59);
14. Контроль тока генератора PIOC (ANSI 50) для блокировки защиты от повышения напряжения PTOV (ANSI 59);
15. Защита от повышения/понижения частоты PTOF (ANSI 81O), PTUF (ANSI 81U);
16. Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе PTUV (ANSI 27);
17. Аварийный осциллограф (АО);
18. Дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

### 6.1.1 Защита генератора типа ЭКРА 213

#### 6.1.1.1 Продольная дифференциальная защита генератора, IΔG

Функция продольной дифференциальной защиты генератора предназначена для защиты генератора от многофазных КЗ в обмотке статора и на его выводах, а также от двойных замыканий на землю в цепях генераторного напряжения.

Продольная дифференциальная защита генератора выполняется трехфазной и подключается к трем группам трансформаторов тока: со стороны линейных выводов генератора и со стороны первой и второй ветви нулевых выводов генератора.

Дифференциальная защита выполняется с торможением с уставкой по начальному дифференциальному току срабатывания $I_{ср.0}$. Характеристика срабатывания защиты имеет наклон, определяемый коэффициентом торможения $К_Т$. Защита не работает при внешних КЗ и при асинхронном ходе генератора.

Для обеспечения надежной работы при больших токах КЗ в зоне действия предусмотрена дифференциальная отсечка.

Защита действует без выдержки времени на:

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

#### 6.1.1.2 Поперечная дифференциальная защита генератора, IΔ>

Функция поперечной дифференциальной защиты генератора предназначена для защиты генератора от замыканий между витками параллельных ветвей одной фазы обмотки статора.

Защита подключается на трансформатор тока, находящийся между нейтралями параллельных ветвей обмоток статора, соединенных в двойную звезду, является защитой генератора от внутренних повреждений.

Защита действует без выдержки времени на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

#### 6.1.1.3 Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений с блокировкой от качаний по скорости изменения сопротивления, Z1<, Z2<, dZcp

Защита используется в качестве селективной защиты с выдержкой времени от междуфазных коротких замыканий в генераторе, на его выводах и в обмотке низшего напряжения трансформатора блока, а также защиты от внешних симметричных коротких замыканий при повреждениях на отходящей КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8. Принцип работы основан на измерении полного сопротивления защищаемой цепи.

По цепям тока защита подключается к трансформаторам тока со стороны нейтрали генератора, по цепям напряжения к трансформатору напряжения на стороне линейных выводов генератора.

Защита реализуется с помощью функций Z1<, Z2<, dZcp (ANSI 21).

Характеристика срабатывания первой ступени Z1< представляет собой круг с центром в начале координат (характеристика срабатывания, проходящая через начало координат, имеет сопротивление смещения равное сопротивлению срабатывания) – для надежного охвата линейных выводов генератора. Характеристика срабатывания второй ступени Z2< представляет собой круг в I квадранте комплексной плоскости сопротивлений (характеристика срабатывания имеет сопротивление смещения равное нулю).

Должна быть предусмотрена блокировка дистанционной защиты при потере возбуждения генератора (при срабатывании защиты от потери возбуждения генератора Ф<), а также блокировка при неисправности цепей напряжения «звезды», либо «треугольника» по факту срабатывания функции контроля исправности цепей напряжения КИН.

Следует отметить, что функция КИН не определяет неисправность цепей напряжения при одновременном обрыве всех трех вторичных цепей ТН. Поэтому блокировка при одновременном обрыве всех трех вторичных цепей ТН осуществляется с помощью токового органа I>(Z<). В нормальном режиме I>(Z<) находится в несработанном состоянии и блокирует дистанционную защиту. При срабатывании любой ступени дистанционной защиты I>(Z<) срабатывает и разрешает воздействие дистанционной защиты на отключение.

Первая ступень ДЗ предназначена для ближнего резервирования отключений симметричных КЗ защитами блока генератор-трансформатор, выполняется с использованием одного междуфазного органа и включает в себя орган блокировки при качаниях, реагирующий на скорость изменения сопротивления, который может не использоваться, если данная ступень ДЗ отстроена по времени от ожидаемого периода качаний (порядка 1,5 с).

Вторая ступень ДЗ предназначена для дальнего резервирования защит КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 и выполнена в виде трех междуфазных дистанционных органов минимального сопротивления.

Первая ступень защиты действует с выдержкой времени на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;

– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Вторая ступень защиты действует с выдержкой времени (работа генератора ГТ на собственные нужды) на:

– отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

#### 6.1.1.4 Контроль исправности цепей напряжения, КИН

Функция КИН подключается ко вторичным обмоткам измерительного трансформатора напряжения, соединенным в «звезду» (напряжения AN, BN, CN) и в «треугольник» (напряжения НИ, НК). При этом в нормальном режиме в датчике устройства КИН МДС от токов, пропорциональных напряжениям фаз «звезды» (с выделенной фазой AN), уравновешены МДС от тока, пропорционального напряжению НИ, а при внешних КЗ и МДС от тока, пропорционального напряжению НК. КИН не работает в нормальных симметричных режимах, а также при внешних несимметричных КЗ и реагирует на обрыв одной, двух либо трех фаз или нулевого провода в цепях напряжения переменного тока, соединенных в «звезду». Функция КИН действует на блокирование защит, которые могут ложно работать при повреждениях цепей напряжения и на сигнал о неисправности цепей переменного напряжения.

#### 6.1.1.5 Защита от симметричных перегрузок обмотки статора, I1

Защита от симметричной перегрузки предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора генератора.

Защита подключается к измерительным трансформаторам тока, установленным со стороны нулевых выводов генератора и реагирует на относительный ток прямой последовательности I1.

Защита содержит следующие функциональные органы:

– сигнальный орган (Iсигн), срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока статора генератора выше значения уставки срабатывания органа;
– пусковой орган (Iпуск), срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока статора генератора выше значения уставки срабатывания органа и осуществляющий пуск интегрального органа;
– интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме. Характеристика интегрального органа определяется перегрузочной характеристикой генератора, приведенной в паспорте на генератор. Количество задаваемых точек интегрально-зависимой характеристики - от 3 до 9.

Интегральный орган действует с выдержкой времени на отделение блока ГТ от сети:

– отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;

– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Сигнальный орган срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I1 выше значения уставки срабатывания органа. Сигнальный орган действует на сигнал с выдержкой времени равной 9 сек, уставки срабатывания определяются паспортом турбогенератора.

#### 6.1.1.6 Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора, I2, I2>

Токовая защита обратной последовательности предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмотки статора токами обратной последовательности при внешних КЗ или в несимметричных режимах работы, а также отключений междуфазных КЗ. Защита обратной последовательности включена со стороны нулевых выводов генератора и содержит:

– измерительный орган максимального тока обратной последовательности с интегрально-зависимой выдержкой времени (I2);
– измерительный орган максимального тока обратной последовательности с независимой выдержкой времени (I2>2ст).

Измерительный орган I2 включает следующие пусковые органы:

– сигнальный орган (I2сигн);
– пусковой орган (I2пуск);
– орган токовой отсечки (I2отс);
– интегральный орган.

Сигнальный орган (I2сигн) срабатывает без выдержки времени при превышении током I2 значения уставки срабатывания органа и действует с выдержкой времени на сигнал, уставки срабатывания определяются паспортом турбогенератора.

Пусковой орган (I2пуск) срабатывает без выдержки времени при превышении током I2 значения уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа.

Орган токовой отсечки (I2отс) срабатывает без выдержки времени при превышении током I2 значения уставки срабатывания и используется для дальнего резервирования.

Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока I2 выдержкой времени при несимметричных режимах, сопровождающихся токами обратной последовательности. После устранения перегрузки интегральный орган имитирует процесс охлаждения генератора по экпоненциальному закону. Характеристика интегрального органа определяется перегрузочной характеристикой генератора, приведенной в паспорте на генератор.

Орган токовой отсечки (I2отс) действует с выдержкой времени на отделение блока ГТ от сети:

– отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;

– останов турбины ТГ-1Б.

Интегральный орган действует с выдержкой времени на отделение блока ГТ от сети:

– отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Также в составе данной защитной функции интегрального органа предусматривается грубая отсечка I2>2ст по току обратной последовательности, предназначенная для ближнего резервирования основных защит генератора при междуфазных КЗ. Для предотвращения излишнего отключения генератора при КЗ на стороне ВН блока и возрастании тока I2 в переходном режиме должна быть предусмотрена блокировка данного измерительного органа через время порядка 0,6 с после срабатывания пускового органа защиты обратной последовательности.

#### 6.1.1.7 Защита от потери возбуждения с токовым контролем, Ф<

Защита предназначена для выявления и ликвидации режима потери возбуждения генератора и выполнена в виде трех междуфазных дистанционных органов минимального сопротивления, а также органа блокировки от внешних КЗ, который реагирует на скорость изменения сопротивления, имеет круговую характеристику, смещенный в третий, четвертый квадранты комплексной плоскости сопротивлений и не охватывает начало координат. Защита подключается к измерительным трансформаторам тока, установленным со стороны нулевых выводов генератора, и к измерительным трансформаторам напряжения со стороны линейных выводов генератора.

Защита действует с выдержкой времени на:

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Защита выполнена с пуском по току и вводится в работу при срабатывании измерительного органа максимального тока цепи линейных выводов генератора.

Для предотвращения срабатывания защиты при внешних несимметричных замыканиях через переходное сопротивление также предусмотрена блокировка защиты при срабатывании пускового органа защиты от несимметричных КЗ и перегрузок I2. Также защита от потери возбуждения блокируется при срабатывании функции КИН.

#### 6.1.1.8 100% защита от замыканий на землю обмотки статора с контролем основной и третьей гармоник, UnUo

100% защита от замыканий на землю в обмотке статора генератора с контролем основной и третьей гармоники напряжения (UnUo) предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при возникновении однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора, работающего в блоке с трансформатором и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд или сетью потребителей.

В состав защиты входят следующие функциональные органы:

– орган напряжения основной составляющей напряжения нулевой последовательности (Uo), обеспечивающий защиту 85-95% витков обмотки статора со стороны линейных выводов;

– орган напряжения обратной последовательности (U2>) для блокировки защиты при внешних КЗ;

– орган напряжения третьей гармоники с торможением (Uоз), обеспечивающий защиту 20% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Орган U0 включается на напряжение нейтрали генератора относительно земли (UN) и на трансформатор напряжения в нейтрали. Орган U2> включается на линейные напряжения трансформатора напряжения трансформатора напряжения линейных выводов генератора.

Орган Uоз включается на напряжения нулевой последовательности на выводах генератора (UΔ) и в его нейтрали (UN). При этом, орган Uоз реагирует только на отношение абсолютных значений третьей гармоники указанных напряжений, в соответствии с условием срабатывания защиты. Должна быть предусмотрена блокировка при отключении автоматического выключателя цепей напряжения разомкнутого «треугольника» линейных выводов и цепей напряжения нейтрали генератора, подключенных к защите.

Защита действует с выдержкой времени не более 0,5 с на:

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

**6.1.1.9 Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем, U>**

Повышение напряжения на статоре генератора может возникнуть при его работе на холостом ходу. Такой режим может возникнуть при сбросе нагрузки.

Защита от повышения напряжения выполнена с помощью функции максимального напряжения (U>), который включен на линейные выводы генератора и блокирующих реле тока, которыми рассматриваемая защита выводится из работы при работе блока на нагрузку. Защита выполняется с контролем тока на стороне ВН блочного трансформатора и на стороне генератора.

В случае отключения блока от сети или резкого сброса нагрузки защита вводится с выдержкой времени равной 3 сек., перекрывающей длительность кратковременного повышения напряжения на генераторе при его отключении от сети.

Защита действует без выдержки времени при начальном возбуждении и вводится в действие с выдержкой времени при отключении блока от сети в случае внезапного сброса нагрузки.

Защита действует при отключенном генераторном выключателе на:

– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Защита действует при включенном генераторном выключателе на:

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

#### 6.1.1.10 Защита обратной мощности, Робр

Защита выполняется в технологических защитах турбины.

В терминале защит генератора выполняется выявление режима, когда при недостатке энергии турбины синхронный генератор работает как двигатель, потребляя мощность из сети с действием в технологические защиты турбины.

Функция обратной мощности (Робр) срабатывает при отрицательном значении активной мощности (работа генератора в двигательном режиме) и потреблении активной мощности из системы и не срабатывает при положительном значении активной мощности (генератор выдаёт активную мощность в систему).

#### 6.1.1.11 Защита от асинхронного режима без потери возбуждения, Фz

Автоматика ликвидации асинхронного режима АЛАР необходима для выявления и ликвидации асинхронного режима генератора, не сопровождающегося потерей возбуждения. Принцип действия АЛАР основан на контроле комплексного сопротивления в точке подключения к измерительным ТН.

По цепям напряжения защита подключается к трансформатору напряжения со стороны линейных выводов, по цепям тока к трансформаторам тока со стороны нулевых выводов генератора.

Защита действует с выдержкой времени на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

В защите предусмотрена блокировка при появлении на входе «Запр.» сигнала о срабатывании функции КИН. Также в дополнение АЛАР вводится в работу при появлении на входе «Разр.» сигнала о срабатывании органа, контролирующего наличие тока в цепи генераторного выключателя (PT G), а воздействия первой и второй ступеней выполнены с пуском от сигнала срабатывания сигнального органа защиты от симметричных перегрузок (I1сигн), так как асинхронный режим сопровождается колебаниями токов. Для исключения блокировки защиты при снижении токов предусмотрен подхват сигнала I1сигн на время, которое должно приниматься не менее максимального для защиты периода асинхронного режима.

#### 6.1.1.12 Защита от повышения/снижения частоты, F>, F<

Защита от понижения частоты предназначена для защиты генератора от чрезмерного подъёма температуры вследствие повышенных потерь в железе, а также от повреждений, вызванных вибрацией (F<). Защита от повышения частоты (F>) работает, например, при неисправности системы регулирования турбины. Рассматриваемые защиты выполняются в соответствие с данными, приведенными в паспорте на конкретный генератор. Предварительно предусматривается три ступени защиты по повышению частоты и три ступени защиты по снижению частоты.

Защита от повышения/снижения частоты действует с выдержкой времени на отключение генератора:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;

– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Защита блокируется при потере напряжения и в режиме холостого хода при отсутствии тока через генератор от реле тока генератора PT G.

#### 6.1.1.13 Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе, U<Форс

Для пуска форсировки резервного возбудителя используется орган минимального напряжения, включенный на линейное напряжение трансформатора напряжения линейных выводов генератора. Рассматриваемая функция вводится в работу при прохождении логического сигнала «генератор работает на резервной системе возбуждения» от блок-контакта АГП резервного возбудителя.

Одним из способов обеспечения надежной работы синхронной машины при авариях является быстрое повышение тока возбуждения – форсировка возбуждения.

Форсировка возбуждения срабатывает при снижении напряжения генератора, что позволяет поддержать напряжение в точках, удаленных от КЗ на более высоком уровне, повысить предел устойчивости генератора и тем самым сохранить его синхронную работу.

Необходимо предусмотреть блокировку пуска форсировки при неисправности цепей напряжения КИН.

#### 6.1.1.14 Защита ротора от замыканий на землю, Re<

Защита предназначена для выявления замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения.

Защита подключается к обмотке возбуждения генератора.

Защита содержит блок контроля сопротивления изоляции и блок частотного фильтра.

Защита имеет две ступени по сопротивлению изоляции цепи возбуждения:

- при снижении сопротивления изоляции ниже 12кОм срабатывает чувствительная ступень и защита действует на сигнал;

- при снижении сопротивления изоляции ниже 6кОм срабатывает грубая ступень и защита действует с выдержкой времени не более 6с.

Защита действует с выдержкой времени на:
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

В нормальном режиме работы блока, защита ротора от замыканий на землю введена только в составе защит системы возбуждения генератора. Защита ротора от замыканий на землю в составе шкафа защит типа ШЭ1111 нормально выведена из работы и вводится при выводе защиты в составе системы возбуждения генератора.

#### 6.1.1.15 Защита ротора от перегрузки, Ip

Защита обмотки ротора генератора от перегрузки выполняется на основе измерений тока в системе возбуждения (Ip).

Защита Ip подключается к ТТ со стороны ВН трансформатора возбуждения.

Защита действует на:
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;

– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

#### 6.1.1.16 Токовая отсечка трансформатора возбуждения, I>>ТВ

Токовая отсечка предназначена для ликвидации многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах ВН трансформатора возбуждения.

В качестве входных величин используются фазные токи от встроенных в трансформатор возбуждения трансформаторов тока.

Защита действует без выдержки времени на:
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

#### 6.1.1.17 Максимальная токовая защита трансформатора возбуждения

МТЗ предназначена для:
- устранения многофазных КЗ в трансформаторе системы возбуждения;
- резервирования быстродействующих защит (ТО).

В качестве входных величин используются фазные токи от встроенных в трансформатор возбуждения трансформаторов тока.

Защита действует с выдержкой времени на:
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

### 6.1.2 Защита генератора типа ТЕКОН 339GB

#### 6.1.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора, PDIF

Функция продольной дифференциальной защиты генератора предназначена для защиты генератора от многофазных КЗ в обмотке статора и на его выводах, а также от двойных замыканий на землю в цепях генераторного напряжения.

Продольная дифференциальная защита генератора выполняется трехфазной и подключается к двум группам трансформаторов тока: со стороны линейных выводов генератора и со стороны нулевых выводов генератора. Трехфазное исполнение дифференциальной защиты позволяет обеспечить чувствительность к двойным замыканиям на землю.

Дифференциальная защита выполнена с помощью логического узла PDIF. Действие дифференциальной защиты основывается на принципе пофазного сравнения значений фаз токов, приходящих к защищаемому объекту и уходящих от него.

Номинальные токи трансформаторов тока согласовываются с номинальным током защищаемого объекта. Для этого используются номинальные значения токов каждого присоединения, вводимые с помощью уставок ANom1, ANom2.

Для повышения надежности защиты при сверхтоках КЗ предусмотрена дифференциальная отсечка. Если значение дифференциального тока превышает предварительно выставленную пороговую уставку StrValD0, то независимо от величины тока торможения выдается сигнал отключения «Op». Дифференциальная отсечка может работать даже в том случае, когда в дифференциальном токе имеется существенное содержание 2-й гармоники, вызванное насыщением ТТ, которое является следствием наличия апериодической составляющей в токе повреждения, а это может быть интерпретировано функцией торможения при броске тока намагничивания как бросок тока.

Для более быстрого срабатывания при внутренних коротких замыканиях функция дифференциальной защиты содержит быстродействующий орган, определяющий разность скорости нарастания передних фронтов дифференциального и тормозного токов при КЗ. При КЗ в защищаемой зоне дифференциальные и тормозные токи нарастают практически одновременно, а при внешнем КЗ – тормозной ток нарастает раньше дифференциального.

Для предотвращения срабатывания при неисправности цепей переменного тока в защите предусмотрены пофазные реле контроля исправности токовых цепей (КИТЦ) с действием на блокировку защитной функции или на сигнал.

Защита действует без выдержки времени на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

#### 6.1.2.2 Поперечная дифференциальная защита генератора, S_PDIF

Функция поперечной дифференциальной защиты генератора предназначена для защиты генератора от замыканий между витками параллельных ветвей одной фазы обмотки статора.

Защита подключается на трансформатор тока, находящийся между нейтралями параллельных ветвей обмоток статора, соединенных в двойную звезду, является защитой генератора от внутренних повреждений.

Защита действует без выдержки времени на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

#### 6.1.2.3 Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений, PDISGN

Защита используется в качестве селективной защиты с выдержкой времени от междуфазных коротких замыканий в генераторе, на его выводах и в обмотке низшего напряжения трансформатора блока, а также защиты от внешних симметричных коротких замыканий при повреждениях на отходящей КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8. Принцип работы основан на измерении полного сопротивления защищаемой цепи.

Защита подключается к измерительным трансформаторам тока стороны нулевых выводов генератора и к трансформатору напряжения стороны линейных выводов генератора.

Дистанционная защита выполнена двухступенчатой, каждая из которых имеет две выдержки времени. Характеристика ИО сопротивления в комплексной плоскости сопротивлений – круговая

направленная в первый и второй квадрант с возможностью смещения в третий и четвертый квадрант.

Первая ступень охватывает генератор и его линейные вывода. Вторая ступень охватывает генератор, трансформатор блока, отходящую КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 обеспечивая таким образом дальнее резервирование. Для ДЗ предусматривается блокировка при неисправности цепей ТН БНН.

Для обеспечения не действия защиты в режиме качаний и асинхронного хода для ДЗ должна быть выполнена блокировка при качаниях, которая может быть введена для каждой ступени отдельно программными накладками. Дополнительно предусмотреть блокировку дистанционной защиты при потере возбуждения генератора (при срабатывании защиты от потери возбуждения PDISUE).

Первая ступень защиты действует с выдержкой времени на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

Вторая ступень защиты действует с выдержкой времени (работа генератора ГТ на собственные нужды) на:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

#### 6.1.2.4 Блокировка при качаниях по сопротивлению, RPSBZ_GAPC

Блокировка при качаниях БК по сопротивлению используется для обнаружения качаний мощности в энергосистеме и блокирования дистанционной защиты в указанном режиме. БК по сопротивлению основана на дистанционном принципе и включает в себя внешнюю и внутреннюю характеристики сопротивления с отстройкой от нагрузочного режима. Принцип действия БК по сопротивлению основан на измерении времени перехода годографа сопротивления из внешней характеристики во внутреннюю. При качаниях и асинхронном ходе величина комплексного сопротивления изменяется медленнее, чем при КЗ. Если время между входом годографа сопротивления во внешнюю и внутреннюю характеристики больше значения уставки, то идентифицируется режим качаний мощности.

Кроме того, в качестве логического узла блокировки от качаний в составе МП терминалов РЗА ТЕКОН 300 может применяться логический узел блокировки от качаний по току (RPSBA_GAPC).

Принцип действия БК по току основан на методе контроля скорости изменения тока прямой и обратной последовательности. При качаниях и асинхронном ходе величины приращения малы, тогда как при возникновении КЗ уровень приращения достаточен для срабатывания данного логического блока, который выдает сигнал, разрешающий работу дистанционной защиты.

#### 6.1.2.5 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1

Формирование общего блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности в цепях напряжения измерительного ТН обеспечивается за счет совместного применения по одному из логических узлов PVCB5 и PVCB.

Логический узел PVCB5 формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН.

Для необходимости фиксации обрыва нуля вторичной обмотки ТН в кабеле необходимо установить в соответствии с рекомендациями шунтирующий резистор параллельно одному из входов фазного напряжения основной обмотки ТН. При проектировании номинал резистора рекомендуется принять равным 47 кОм, при необходимости значение может быть уточнено в ходе ПНР в диапазоне от 10 до 300 кОм. Шунтирующий резистор создает искусственную несимметрию при обрыве нуля, необходимую для срабатывания логического узла PCVB5.

Логический узел PVCB формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне ВН измерительного ТН.

К БНН подключается:

- фазные напряжения основной обмотки Ua, Ub, Uc;
- линейное напряжение Uн-к дополнительной обмотки;
- одного дополнительного линейного напряжения дополнительной обмотки Uн-и;
- фазные токи нулевых выводов генератора Ia, Ib, Ic.

БНН не срабатывает при следующих неисправностях в цепях напряжения:

- обрыв вывода К дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи;
- обрыв вывода Ф дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи.

Существует вероятность отсутствия фиксации короткого замыкания фаза В – фаза С основной обмотки ТН.

БНН действует на блокирование защит, которые могут ложно работать при повреждениях цепей напряжения и на сигнал о неисправности цепей переменного напряжения.

#### 6.1.2.6 Защита от симметричных перегрузок обмотки статора, PTOCOVL

Защита от симметричной перегрузки предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора генератора.

Защита подключается к измерительным трансформаторам тока, установленным со стороны нулевых выводов генератора.

Защита содержит следующие токовые ступени:

- сигнальная ступень с независимой выдержкой времени на срабатывание;
- независимая ступень с двумя независимыми выдержками времени на срабатывание;
- интегральная ступень с двумя обратнозависимыми от тока выдержками времени на срабатывание.

Интегральная ступень действует с выдержкой времени на отделение блока ГТ от сети:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;

– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Сигнальная ступень защиты от симметричной перегрузки действует на сигнал с выдержкой времени равной 9 сек, уставки срабатывания определяются паспортом турбогенератора.

#### 6.1.2.7 Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора, NG_PTOC

Токовая защита обратной последовательности предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмотки статора токами обратной последовательности при внешних КЗ или в несимметричных режимах работы, а также отключений междуфазных КЗ. Защита обратной последовательности включена со стороны нулевых выводов генератора и содержит следующие элементы:

– сигнальная ступень;
– первая ступень токовой отсечки с двумя независимыми выдержками времени;
– вторая ступень токовой отсечки;
– ступень с интегральным токовым органом с двумя выдержками времени на срабатывание.

В случае превышения значения допустимого продолжительного тока обратной последовательности по истечении задаваемого времени формируется сигнал срабатывания сигнальной ступени для сигнализации несимметричного режима работы,

Пусковой орган (I2пуск) срабатывает без выдержки времени при превышении током I2 значения уставки срабатывания органа и осуществляет пуск интегрального органа.

Первая ступень токовой отсечки используется для дальнего резервирования защит КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково. Вторая ступень отсечки предназначена для ближнего резервирования основных защит генератора при междуфазных КЗ. Для предотвращения излишнего отключения генератора при КЗ на стороне ВН блока и возрастании тока I2 в переходном режиме должна быть предусмотрена блокировка данного измерительного органа через время порядка 0,6 с после срабатывания пускового органа защиты обратной последовательности.

Ступень с интегральным органом срабатывает с зависимой от тока I2 выдержкой времени при несимметричных режимах, сопровождающихся токами обратной последовательности. После устранения перегрузки интегральный орган имитирует процесс охлаждения генератора по экспоненциальному закону. Характеристика интегрального органа определяется перегрузочной характеристикой генератора, приведенной в паспорте на генератор.

Первая ступень токовой отсечки действует с выдержкой времени на отделение блока ГТ от сети:

– отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Ступень с интегральным органом действует с выдержкой времени на отделение блока ГТ от сети:

– отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;

– отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

#### 6.1.2.8 Защита от потери возбуждения с токовым контролем, PDISUE

Защита от потери возбуждения предназначена для выявления и ликвидации и ликвидации режима потери возбуждения генератора и выполнена в виде трех междуфазных дистанционных органов минимального сопротивления, имеет круговую характеристику, смещенную в третий, четвертый квадранты комплексной плоскости сопротивлений и не охватывает начало координат. Защита подключается к измерительным трансформаторам тока, установленным со стороны нулевых выводов генератора, и к измерительным трансформаторам напряжения со стороны линейных выводов генератора.

Защита действует с выдержкой времени на:
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Защита выполнена с пуском по току и вводится в работу при срабатывании измерительного органа максимального тока цепи линейных выводов генератора.

Для предотвращения срабатывания защиты при внешних несимметричных замыканиях через переходное сопротивление также предусмотрена блокировка защиты при срабатывании пускового органа защиты от несимметричных КЗ и перегрузок I2. Также защита от потери возбуждения блокируется при срабатывании функции БНН.

#### 6.1.2.9 100% защита от замыканий на землю обмотки статора, PTOVREF

Защита обмотки статора от замыканий на землю обеспечивается совместной работой реле напряжения нулевой последовательности основной гармоники, защищающим 85-95 % обмотки статора со стороны линейных выводов, и реле напряжения третьей гармоники нулевой последовательности, защищающим до 30% обмотки статора со стороны нейтрали. Кроме того, алгоритм выключает реле напряжения обратной последовательности, предназначенный для блокировки действия защиты при внешних замыканиях и орган обнаружения обрыва цепей напряжения со стороны нейтрали генератора.

По принципу действия при обрыве или замыкании цепей напряжения нейтрали генератора ложно может сработать измерительный орган U03>. Для исключения вероятности ложного отключения в алгоритме реализован орган блокировки BlkUnFail, контролирующий скорость изменения напряжения нулевой последовательности нейтрали генератора и разомкнутого треугольника ТН со стороны линейных выводов генератора. Дополнительно к органу блокировки необходимо предусмотреть внешнюю блокировку функции PTOVREF при отключении автоматов цепей ТН нейтрали или разомкнутого треугольника ТН со стороны линейных выводов генератора (от блок-контактов автоматов цепей напряжения).

Защита от замыканий на землю генератора является защитой генератора от внутренних повреждений и действует с выдержкой времени не более 0,5 с на:

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

#### 6.1.2.10 Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем, PTOV

Повышение напряжения на статоре генератора может возникнуть при его работе на холостом ходу. Такой режим может возникнуть при сбросе нагрузки.

Защита от повышения напряжения выполнена с помощью функции максимального напряжения (PTOV), который включен на линейные выводы генератора и блокирующих реле тока, которыми рассматриваемая защита выводится из работы при работе блока на нагрузку. Защита выполняется с контролем тока на стороне ВН блочного трансформатора и на стороне генератора.

В случае отключения блока от сети или резкого сброса нагрузки защита вводится с выдержкой времени равной 3 сек., перекрывающей длительность кратковременного повышения напряжения на генераторе при его отключении от сети.

Защита действует без выдержки времени при начальном возбуждении и вводится в действие с выдержкой времени при отключении блока от сети в случае внезапного сброса нагрузки.

Защита действует при отключенном генераторном выключателе на:
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Защита действует при включенном генераторном выключателе на:
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

#### 6.1.2.11 Защита обратной мощности, PDPR_PDUP

Защита выполняется в технологических защитах турбины.

В терминале защит генератора выполняется выявление режима, когда при недостатке энергии турбины синхронный генератор работает как двигатель, потребляя мощность из сети с действием в технологические защиты турбины.

Функция обратной мощности (PDPR_PDUP) срабатывает при отрицательном значении активной мощности (работа генератора в двигательном режиме) и потреблении активной мощности из системы и не срабатывает при положительном значении активной мощности (генератор выдаёт активную мощность в систему).

#### 6.1.2.12 Защита от асинхронного режима без потери возбуждения, PSPP

Автоматика ликвидации асинхронного режима АЛАР необходима для выявления и ликвидации асинхронного режима генератора, не сопровождающегося потерей возбуждения. Принцип действия АЛАР основан на контроле комплексного сопротивления в точке подключения

к измерительным ТН, автоматика выполнена с использованием защитной функции PSPP (функция выявления асинхронного режима по углу АЛАРу).

По цепям напряжения защита подключается к трансформатору напряжения со стороны линейных выводов, по цепям тока к трансформаторам тока со стороны нулевых выводов генератора.

В защите предусмотрена блокировка при неисправности цепей напряжения БНН.

В логическом узле АЛАРу реализованы 3 независимые ступени:

– первая ступень обеспечивает формирование дискретных управляющих воздействий, направленных на предотвращение аварийных режимов, на первом цикле качаний с учетом или без учета знака скольжения при условии нахождения электрического центра качаний (ЭЦК) в рамках контролируемого участка сети;

– вторая ступень обеспечивает селективное (с учетом ЭЦК) выявление аварийных режимов на контролируемом участке сети с делением на все несинхронно работающие части после заданного числа циклов с учетом или без учета знака частоты скольжения;

– третья ступень обеспечивает селективное (с учетом ЭЦК) выявление аварийного режима на контролируемом участке сети после заданного числа циклов с целью обеспечения дальнего резервирования второй ступени (действие на отключение) АЛАР, расположенного на противоположном конце защищаемого участка сети или на смежном участке ЭЭС.

#### 6.1.2.13 Защита от повышения/снижения частоты, PTOF, PTUF

Защита от понижения частоты предназначена для защиты генератора от чрезмерного подъёма температуры вследствие повышенных потерь в железе, а также от повреждений, вызванных вибрацией (F<). Защита от повышения частоты (F>) работает, например, при неисправности системы регулирования турбины. Рассматриваемые защиты выполняются в соответствие с данными, приведенными в паспорте на конкретный генератор. Предварительно предусматривается три ступени защиты по повышению частоты и три ступени защиты по снижению частоты.

Для оценки частоты в логический узел PTUF подводятся 3 фазных (линейных) напряжения с выводов генератора. Оценка частоты возможна только тогда, когда присутствует как минимум одно из трех подведенных к защите напряжений (фазное или линейное), и оно имеет достаточную величину. Если все напряжения становятся меньше задаваемого значения, то защита по частоте выводится, потому что точный расчет частоты при сниженном напряжении невозможен.

Защита от повышения/снижения частоты действует с выдержкой времени на отключение генератора:

– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б.

Защита блокируется при потере напряжения и в режиме холостого хода при отсутствии тока через генератор.

#### 6.1.2.14 Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе, PTUV

Для пуска форсировки резервного возбудителя используется орган минимального напряжения PTUV, включенный на линейное напряжение трансформатора напряжения линейных выводов генератора. Рассматриваемая функция вводится в работу при прохождении логического

сигнала «генератор работает на резервной системе возбуждения» от блок-контакта АГП резервного возбудителя.

Одним из способов обеспечения надежной работы синхронной машины при авариях является быстрое повышение тока возбуждения – форсировка возбуждения.

Форсировка возбуждения срабатывает при снижении напряжения генератора, что позволяет поддержать напряжение в точках, удаленных от КЗ на более высоком уровне, повысить предел устойчивости генератора и тем самым сохранить его синхронную работу.

Необходимо предусмотреть блокировку пуска форсировки при неисправности цепей напряжения БНН.

### 6.2 Релейная защита и автоматика блочного трансформатора Т-91Б

На ОРУ 500 кВ ПГУ 225 МВт устанавливается блочный трансформатор Т-91Б типа ТДЦ-125000/500-У1.

Для защиты трансформатора от любых видов КЗ, включая витковые замыкания в обмотке, также от ненормальных режимов работы, в частности таких, как перегрузка, недопустимое понижение уровня масла предусматривается два комплекта защит трансформатора со 100% резервированием.

Защита блочного трансформатора выполняется на МП терминалах типа ТЕКОН 339ТВ, входящих в состав нетиповых шкафов РЗА.

Комплект защиты трансформатора содержит следующие функции:

1. Продольная дифференциальная защита трансформатора блока, PDIF;
2. Приемные цепи газовой защиты трансформатора блока;
3. Приемные цепи технологических защит трансформатора блока (контроль температуры масла, контроль уровня масла, предохранительный клапан (контроль давления внутри бака), отсечной клапан, контроль быстрого роста давления, контроль исправности автоматики охлаждения, контроль температуры обмотки, защита от потери охлаждения (ЗПО));
4. Контроль исправности цепей газовой и технологических защит трансформатора блока;
5. Двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности GND_PTOC;
6. Защита от перегрузки на стороне ВН, PIOC;
7. Пуск охлаждения трансформатора по напряжению/току, PTOV/PTOCOVH;
8. БНН PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1;
9. Контроль отсутствия тока и напряжения на трансформаторе блока для пуска пожаротушения, GAPCFPS;
10. МТЗ в режиме с откл. выключателем генератора, PTOC
11. Сигнализация о замыкании на землю, PTOV;
12. Аварийный осциллограф;
13. Дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Питание оперативных цепей газовой защиты должно выполняться от отдельного АВ ШРОТ с контролем изоляции данных цепей.

Предусматривается установка системы мониторинга на трансформаторе.

Ниже приведено краткое описание защит трансформатора.

Питание технологических защит выполнить от отдельного автомата в шкафу ШРОТ.

#### 6.2.1 Продольная дифференциальная защита трансформатора блока, PDIF

ДЗТ трансформатора блока предназначена для ликвидации всех видов КЗ в обмотках трансформатора.

Защита реализуется в составе обоих комплектов защит блочного трансформатора с использованием функции быстродействующей дифференциальной защиты трансформатора PDIF.

В качестве входных величин используются:

- фазные токи на стороне ВН трансформатора;
- фазные токи на стороне НН трансформатора.

Для правильного функционирования защиты в микропроцессорном (МП) терминале защиты должно обеспечиваться программное выравнивание токов, поступающих на входа устройства, вызванное различием коэффициентов трансформации ТТ. Также в МП терминале должна обеспечиваться программная компенсация фазового сдвига, обусловленного группой соединения трансформатора.

Защита выполняется в виде чувствительной защиты и дифференциальной отсечки.

Дифференциальная отсечка предназначена для отключения коротких замыканий в зоне действия защиты с большим током повреждения.

Чувствительная дифференциальная защита выполняется с торможением для отстройки от токов небаланса, имеющих место быть при токах внешних КЗ в установившихся и переходных режимах. Торможение осуществляется с использованием входных токов от всех групп трансформаторов тока, используемых в схемах защиты.

Для отстройки от бросков тока намагничивания в алгоритме чувствительной дифференциальной защиты используется блокировка, действующая при превышении заданного соотношения второй и основной гармоник дифференциального тока. Для отстройки от перевозбуждения трансформатора используется блокировка по 5 гармонике.

Защита действует без выдержки времени на:

– отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
– отключение АГП ТГ-1А;
– инвертирование ТГ-1А;
– включение КШР ТГ-1А;
– останов турбины ТГ-1А;
– отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
– пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
– отключение АГП ТГ-1Б;
– инвертирование ТГ-1Б;
– включение КШР ТГ-1Б;
– останов турбины ТГ-1Б;
– отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
– отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН;
– пуск пожаротушения.

### 6.2.2 Газовая защита трансформатора блока

Газовая защита (ГЗ) предназначена для защиты трансформатора от витковых замыканий в обмотках трансформатора и от других повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа. Она также реагирует на понижение уровня масла в трансформаторе.

Защита выполняется с помощью газового реле, поставляемого комплектно с трансформатором.

Газовое реле трансформатора оборудуется тремя парами контактов сигнальной и отключающей ступеней защиты.

Газовая защита трансформатора имеет две ступени: первая ступень выполняется с действием на сигнал, а вторая ступень – на отключение трансформатора без выдержки времени. В каждом комплекте защит предусмотрен оперативный переключатель для перевода действия второй ступени защиты на сигнал.

Сигналы срабатывания газового реле трансформатора принимаются и обрабатываются обоими комплектами защит трансформатора.

Действие ГЗ на отключение имеет запоминание до 1 с от момента ее срабатывания, реализуемое при помощи внутренней логики МП УРЗА трансформатора.

Питание цепей ГЗ от системы постоянного тока осуществляется через отдельный автоматический выключатель.

При выявлении критически низкого снижения изоляции ГЗ, автоматически, с фиксацией в терминале основных защит предусмотреть перевод действия ГЗ на сигнал.

Защита действует без выдержки времени на:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б;
- отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
- отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.
- пуск пожаротушения.

### 6.2.3 Взаимодействие с технологическими защитами трансформатора блока

Комплекс защит трансформатора блока обеспечивает прием сигналов от технологических защит трансформатора (повышение температуры масла, повышение и понижение уровня масла и др., фиксируемые соответствующими датчиками трансформатора), а также сигналов неисправностей системы охлаждения.

В зависимости от характера принимаемого сигнала комплекс РЗА трансформатора выполняет мероприятия (отключение трансформатора или сигнал), определяемые эксплуатационной документацией на трансформатор и нормами РФ.

### 6.2.4 Двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности, GND_PTOC

Защита предназначена для резервирования защит, отключающих короткие замыкания на землю в сети с большим током замыкания на землю и на стороне высшего напряжения трансформатора блока.

Защита подключается к трансформаторам тока, встроенным во вводы трансформатора блока со стороны его нейтрали.

Первая ступень защиты с более грубой уставкой, используется для резервирования защит блочного трансформатора и КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 - Очаково №8, действует с выдержкой времени на:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б;
- отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
- отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

Вторая ступень защиты с более чувствительной уставкой, используется для дальнего резервирования в сети 500 кВ, действует с выдержкой времени (работа генератора ГТ на собственные нужды) на:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

### 6.2.5 Защита от перегрузки трансформатора блока, PIOC

Перегрузка трансформаторов обычно, бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью токовой отсечки. Защита действует с выдержкой времени на сигнал. На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается со стороны основного питания.

### 6.2.6 Пуск охлаждения трансформатора по напряжению/току, PTOV/PTOCOVH

Автоматическое управление системой охлаждения вида ДЦ должно обеспечивать работу электродвигателей вентиляторов и электронасосов группами:

- первой – при наличии напряжения на стороне НН трансформатора блока (режим 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.

### 6.2.7 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1

Формирование общего блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности в цепях напряжения измерительного ТН обеспечивается за счет совместного применения по одному из логических узлов PVCB5 и PVCB.

Логический узел PVCB5 формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН.

Для необходимости фиксации обрыва нуля вторичной обмотки ТН в кабеле необходимо установить в соответствии с рекомендациями шунтирующий резистор параллельно одному из входов фазного напряжения основной обмотки ТН. При проектировании номинал резистора рекомендуется принять равным 47 кОм, при необходимости значение может быть уточнено в ходе ПНР в диапазоне от 10 до 300 кОм. Шунтирующий резистор создает искусственную несимметрию при обрыве нуля, необходимую для срабатывания логического узла PCVB5.

Логический узел PVCB формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне ВН измерительного ТН.

К БНН подключается:

– фазные напряжения основной обмотки Ua, Ub, Uc;

– линейное напряжение Uн-к дополнительной обмотки;

– одного дополнительного линейного напряжения дополнительной обмотки Uн-и;

– фазные токи нулевых выводов генератора Ia, Ib, Ic.

БНН не срабатывает при следующих неисправностях в цепях напряжения:

– обрыв вывода К дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи;

– обрыв вывода Ф дополнительной вторичной обмотки ТН в кабеле с последующим восстановлением цепи.

Существует вероятность отсутствия фиксации короткого замыкания фаза В – фаза С основной обмотки ТН.

БНН действует на блокирование защит, которые могут ложно работать при повреждениях цепей напряжения и на сигнал о неисправности цепей переменного напряжения.

### 6.2.8 Контроль отсутствия тока и напряжения на трансформаторе блока для пуска пожаротушения, GAPCFPS

Автоматический пуск пожаротушения трансформатора должен предусматриваться от следующих защит, действующих на отключение трансформатора с контролем отсутствия тока и напряжения на трансформаторе:

- 2-й ступени газовой защиты;
- дифференциальной защиты.

### 6.2.9 МТЗ в режиме с отключенным выключателем генератора, PTOC

Данная защита предусматривается на блоках с двухобмоточным трансформатором.

Защита предназначена для отключения междуфазных коротких замыканий на ошиновке низшего напряжения трансформатора блока в режиме, когда выключатель в цепи генератора отключен, при этом она резервирует дифференциальную защиту трансформатора при междуфазных коротких замыканиях в трансформаторе.

Устанавливается данная защита на стороне высшего напряжения трансформатора блока с использованием функции максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени. В качестве входных величин функцией PTOC используются расчетные линейные токи алгоритма GGIOSUBA со стороны ВН трансформатора, такое включение необходимо для предотвращения

возможности неселективного действия защиты при замыкании на землю в сети 500 кВ, поскольку на указанном напряжении нейтраль трансформатора блока заземлена.

Дополнительная МТЗ действует с выдержкой времени на:

- отключение выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 532 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- пуск УРОВ выключателя 500 кВ В 530 на ПС 500 кВ Очаково;
- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1А;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201А;
- отключение АГП ТГ-1А;
- инвертирование ТГ-1А;
- включение КШР ТГ-1А;
- останов турбины ТГ-1А;
- отключение выключателя 6 кВ НН1 ТСН;
- отключение выключателя 6 кВ НН2 ТСН.

#### 6.2.10 Сигнализация замыкания на землю на стороне низшего напряжения трансформатора блока, PTOV

Устанавливается в схемах защиты блоков с выключателем в цепи генератора.

Контроль изоляции на стороне низшего напряжения трансформатора выполняется в виде защиты напряжения нулевой последовательности, подключенной в разомкнутый треугольник вторичной обмотке трансформатора напряжения.

Защита действует на сигнал с выдержкой времени.

### 6.3 Защиты и автоматика рабочей и резервной системы возбуждения

Защиты рабочей системы возбуждения имеют следующие функции:

1. Токовая отсечка трансформатора возбуждения;
2. Максимальная токовая защита трансформатора возбуждения;
3. Защита ротора генератора от перегрузки;
4. Защита от неограниченной форсировки ротора генератора по току и по времени;
5. Защита от замыкания на землю обмотки ротора генератора;
6. Защита от неуспешного инвертирования;
7. Защита от превышения допустимой температуры трансформатора возбуждения;
8. Защита от потери возбуждения с токовым контролем;
9. Форсировка.

Защиты резервной системы возбуждения имеют следующие функции:

1. Токовая отсечка трансформатора возбуждения;
2. Максимальная токовая защита трансформатора возбуждения;
3. Защита ротора генератора от перегрузки;
4. Защита от неограниченной форсировки ротора генератора по току и по времени;
5. Защита от неуспешного инвертирования;
6. Защита от превышения допустимой температуры трансформатора возбуждения.

Предусматривается установка на каждой системе возбуждения по одному шкафу с реле управления системой возбуждения.

Ниже приведено краткое описание защит системы возбуждения.

#### 6.3.1 Защита от превышения допустимой температуры трансформатора возбуждения

На трансформаторах возбуждения реализуется тепловая защита трансформатора по схеме «2» из «3».

В состав трансформатора возбуждения включается блок контроля температуры (БКТ) обмотки и железа трансформатора, предназначенный для предотвращения перегрева трансформатора. Выходными сигналами БКТ являются:

- неисправность БКТ,
- срабатывание 1-ой ступени (предупредительный сигнал),
- срабатывание 2-ой ступени (аварийный сигнал).

При срабатывании 1-ой ступени БКТ и отсутствии сигнала о неисправности БКТ с выдержкой времени формируется выходной сигнал «Перегрев ТВ».

При срабатывании 2-ой ступеней и отсутствии сигнала о неисправности БКТ и с выдержкой времени защита срабатывает на отключение.

При срабатывании только одной 2-ой ступени БКТ с выдержкой времени формируется выходной сигнал «БКТ Неисправность 2 ст.» с действием в предупредительную сигнализацию.

При появлении сигнала о неисправности БКТ с выдержкой времени формируется выходной сигнал «Неисправность БКТ» с действием в предупредительную сигнализацию.

### 6.3.2 Защита от потери возбуждения с токовым контролем

Защита предназначена для выявления асинхронного режима работы генератора при наличии недостаточного возбуждения.

По цепям напряжения защита подключается к трансформатору напряжения со стороны линейных выводов, по цепям тока к трансформатору тока со стороны нулевых выводов.

Защита выполнена с блокировкой при неисправности цепей напряжения.

Защита действует с выдержкой времени на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

### 6.3.3 Защита ротора от перегрузки с резервированием

В рамках рассматриваемого проекта предусматривается использование данной защиты с резервированием т.е. защита будет иметь подключение как по цепям ТТ со стороны ВН трансформатора возбуждения таким образом будет выполняться непосредственный замер тока в цепи возбуждения, так и к ТТ и ТН линейных выводов генератора (принцип работы по диаграмме Потье (косвенный метод)).

Данная защита предназначена для защиты ротора генератора от перегрузок током возбуждения, которые могут быть вызваны нарушениями нормальной работы энергосистемы, неисправностью системы возбуждения или неправильными действиями персонала.

Защита действует с выдержкой времени на:

- отключение выключателя в цепи генератора ТГ-1Б;
- пуск УРОВ генераторного выключателя В-201Б;
- отключение АГП ТГ-1Б;
- инвертирование ТГ-1Б;
- включение КШР ТГ-1Б;
- останов турбины ТГ-1Б.

### 6.3.4 Автоматическое управление возбуждением

Устройства автоматического регулирования возбуждения предназначены для:

– поддержания напряжения в электрической системе по заданным характеристикам при нормальной работе электроэнергетической системы;

– распределения реактивной нагрузки между источниками реактивной мощности по заданному закону;

– повышения статической и динамической устойчивости электрических систем и демпфирования колебаний в переходных режимах.

Для выполнения функций автоматического регулирования возбуждения генератора предусматриваются МП АРВ в составе системы возбуждения генератора.

Предусматриваются два АРВ, каждый из которых имеет отдельное подключение по цепям тока, напряжения и оперативного питания.

По цепям напряжения оба АРВ имеют независимое от устройств защиты и измерения подключение к отдельным ТН 10 кВ.

МП АРВ генераторов обеспечивают:

– автоматическое регулирование напряжения на выводах генератора;

– дистанционное и местное изменение уставки напряжения генератора в заданных пределах;

– слежение автоматического регулятора, находящегося в резерве, за режимом автоматического регулятора, находящегося в работе;

– работу в энергосистеме с нагрузками и перегрузками, допустимыми для турбогенератора;

– релейное форсирование возбуждения с заданной кратностью по напряжению и току при нарушениях в энергосистеме, вызывающих снижение напряжения на шинах станции до 0,7 – 0,9 от заданного значения;

– компенсацию с заданным статизмом падения напряжения на блочном трансформаторе, возникающем из-за протекания реактивного тока генератора;

– формирование сигнала стабилизации по изменению и производной частоты напряжения статора турбогенератора, по производной тока ротора с помощью системного стабилизатора PSS, обеспечивающего достижение максимальных пределов статической и динамической устойчивости и улучшение демпфирования качаний в энергосистеме в диапазоне частот от 0,2 до 2,0 Hz;

– обеспечение режима поддержания заданного cos φ;

– обеспечение режима поддержания заданной реактивной мощности генератора.

МП АРВ генераторов выполняют следующие функции ограничения:

– ограничение перегрузки генератора по токам ротора и статора с выдержкой времени, обратно пропорциональной кратности перегрузки в пределах, заданных технической спецификацией на генератор;

– ограничение потребляемого генератором реактивного тока в зависимости от активного тока (ограничение минимального возбуждения) без выдержки времени в пределах, заданных технической спецификацией на генератор;

– V / Hz ограничение (предотвращение насыщения стали блочного трансформатора в случае снижения частоты, в том числе в режимах начального возбуждения и останова турбогенератора).

### 6.4 АУВ 10 кВ

Для генераторного выключателя 10 кВ устанавливается терминал АУВ типа ТЕКОН 339SW.

Управление выключателем 10 кВ осуществляется в нормальном режиме с АРМа. Необходимо реализовать в SCADA схему ОБР с отображением элементов блокировки при отказе операции управления КА.

При выходе из строя АРМов оперативного персонала управление осуществляется либо с терминала управления (с лицевой панели терминала), либо ключами, расположенными в шкафу с

терминалом управления, либо из шкафа местного управления (ШМУ). При этом шкаф, на котором располагаются органы местного управления, должны иметь мнемосхему ячейки выключателя или сигнализацию положения выключателя.

Защиты на отключение выключателей действуют помимо микропроцессорных терминалов, непосредственно на электромагниты отключения ЭМО1, и ЭМО2.

Любое действие на выключатель (включение или отключение) должно авторизированно фиксироваться либо автоматикой выключателя, либо защитой с расшифровкой времени отключения и с возможностью считывания этой информации в АСУ ЭТО.

Блокировка, действующая при неисправности выключателя, блокирует, в том числе, и цепи ручных операций с выключателем.

Оперативное управление (включение) выключателей осуществляется с контролем напряжения.

Целостность цепи каждого электромагнита контролируется индивидуально в положении замкнутого состояния блок контактов выключателя соответствующей цепи.

Для выключателей, имеющих собственную блокировку от многократных включений, достаточно использовать только эту блокировку.

Блокировка управления выключателем осуществляется при аварийном снижении давления элегаза или неготовности привода выключателя.

Цепи отключения выключателей через ЭМО1, ЭМО2 выполнить с питанием от разных секций ШРОТ.

Для исключения повреждения электромагнитов при длительном протекании тока, предусмотреть выполнение защиты электромагнита защитой, действующей на отключение АВ цепей управления.

Комплект автоматики управления выключателем выполняет следующие функции:

1. автоматика управления выключателем, CSWI;
2. контроль и сигнализация состояния коммутационных аппаратов присоединения (выключатель, разъединитель, заземляющий нож);
3. управление всеми коммутационными аппаратами присоединения, CSWI;
4. аварийный осциллограф;
5. программная (логическая) оперативная блокировка разъединителей и заземляющих ножей присоединений, реализуемая по цифровым каналам связи по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE;
6. УРОВ, RBRF;
7. контроль коммутационного ресурса выключателя, XCBR;
8. контроль синхронизма для включения RSYN
9. измерения для АСУ ЭТО и ТМиС;
10. принимать из шкафа управления выключателя и трансляции на верхний уровень в АСУ ЭТО дискретных сигналов исправности и работы выключателя, его привода, автоматики блокировок;
11. дистанционное управление функциями из АСУ ЭТО.

Ниже приведено краткое описание функций АУВ.

### 6.5 Синхронизация блока

Включение генератора на параллельную работу с сетью системы производится двумя способами:

– точная автоматическая синхронизация (основной способ включения на параллельную работу генератора с сетью);

– точной ручной синхронизацией (резервный способ).

Для реализации точной автоматической синхронизации на турбогенераторе ТГ-1Б используется микропроцессорное устройство типа ТЕКОН 319SW.

Кроме этого, турбогенератор ТГ-1Б оборудуется устройствами, позволяющими в необходимых случаях производить ручную точную синхронизацию с блокировкой от несинхронного включения в терминале АУВ.

Таким образом, предусматривается один шкаф для выполнения синхронизации на генераторном выключателе 10 кВ В-201Б. Шкаф синхронизации включает в себя:

– автосинхронизатор типа ТЕКОН 319SW;

– измерительные приборы ручной синхронизации (синхроноскоп, вольтметры, частотомеры);

– органы управления генератором при точной ручной синхронизации (ключ управления «Включить/Отключить выключатель», «Прибавить/Убавить обороты турбины», «Больше/Меньше напряжение генератора» и др.);

– реле автоматики и др. оборудование.

Автосинхронизатор выполняет следующие функции:

– регулирование частоты генератора импульсами +F, -F, воздействующими на уставку АРЧ, для достижения оптимальной частоты скольжения;

– регулирование напряжения генератора импульсами +U, -U, воздействующими на уставку АРВ, для уравнивания напряжений генератора и сети с заданной точностью;

– формирование импульса «Включить» для включения выключателя с заданным временем опережения при достижении условий точной синхронизации.

## 6.6 Управление электротехническим оборудованием и сигнализация его состояния

### 6.6.1 Основные принципы управления

Технические средства дистанционного управления электротехническим оборудованием предназначены для реализации команд оператора по управлению этим оборудованием во всех режимах работы энергоблока.

Объектами дистанционного управления являются:

– система возбуждения генератора;

– генераторный выключатель 10 кВ В-201Б;

– разъединители ТР 10 кВ Т-91Б, ТР 500 кВ Т-91Б;

– заземляющие разъединители ЗНО 10 кВ ТГ-1Б, ЗН ТР 10 кВ Т-91Б, ЗНТ ТР 500 кВ Т-91Б, ЗНЛ ТР 500 кВ Т-91Б.

Электротехническое оборудование энергоблока управляется:

а) при нормальном режиме работы оборудования средствами АСУ ЭТО из помещения БЩУ;

б) при неисправности АСУ ЭТО – резервными средствами управления в составе шкафа синхронизации;

в) в режимах испытания, наладки оборудования или при неисправности АСУ ЭТО – местными средствами управления.

### 6.6.2 Основное управление

Основное управление электротехническим оборудованием осуществляется дистанционно средствами АСУ ЭТО (ПТК ТЕКОН).

Измерения электрических величин в части СВ ТГ-1Б, Т-91Б осуществляется средствами АСУ ЭТО на базе терминалов ТЕКОН 300 (рассматриваются в разделе АСУ ЭТО).

Измерения электрических величин в части ТГ-1Б осуществляется в терминале АУВ В-201Б в МП типа ТЕКОН 339SW.

### 6.6.3 Резервное управление

Для основных элементов схемы ПГУ 225 МВт предусматриваются следующие резервные средства дистанционного управления:

– шкаф синхронизации генератора ТГ-1Б в помещении КИП в части управления генераторным выключателем 10 кВ В-201Б;

– устройства управления рабочей и резервной системой возбуждения генератора, поставляемые комплектно с системами возбуждения.

Резервные средства дистанционного управления в составе шкафа синхронизации генератора ТГ-1Б включают в себя:

– ключ выбора места управления «АСУ»/«Местное»;
– ключ включения/отключения выключателя генератора 10 кВ В-201Б;
– мнемосхема первичных электрических соединений;
– световую сигнализацию положения коммутационных аппаратов;
– измерительные приборы, показывающие основные электрические параметры;
– табло световой сигнализации и прочую необходимую аппаратуру.

Положение всех переключателей шкафа синхронизации заводится в АСУ ЭТО для контроля проведения операций управления.

Перечень органов управления шкафа синхронизации указан предварительно и подлежит уточнению на стадии РД.

### 6.6.4 Резервное управление

Все силовое электротехническое оборудование предусматривает в своем составе органы местного управления.

Местное управление коммутационными аппаратами, оснащенных электродвигательными приводами, осуществляется со шкафов, блоков местного управления, шкафов приводов силовых выключателей.

Режим местного управления вводится оперативным переключателем «местное/дистанционное» при установке его в положение «Местное». При этом разрываются цепи приема дистанционных команд, обеспечивая надежное местное управление.

Местное управление рабочей системой возбуждения генератора предусматривается с соответствующих шкафов в составе щита возбуждения, автоматикой охлаждения трансформатора Т-91Б с шкафа автоматики и управления трансформатора.

### 6.6.5 Сигнализация

Сигнализация выполняется в следующем объеме:

а) световая положения аппаратов с дистанционным управлением – в составе АРМов АСУ ЭТО (ПТК ТЕКОН);

б) световая сигнализация положения аппаратов с местным управлением – в соответствующих шкафах, откуда производится управление «по месту»;

в) индивидуальная световая и обобщенная звуковая предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправностях и аварийных режимах энергосистемы в составе АРМов АСУ ЭТО (ПТК ТЕКОН) – основная сигнализация;

г) индивидуальная визуальная в составе шкафов и терминалов РЗА (светодиоды терминалов, лампы сигнализации), обеспечивающая предварительный анализ ситуации – местная сигнализация.

Резервная центральная сигнализация не предусматривается.

### 6.6.6 Оперативная блокировка неправильных действий при переключениях в электроустановках

Предполагается цифровая оперативная блокировка разъединителей. Цифровая оперативная блокировка предназначена для предотвращения неправильных действий с разъединителями и заземляющими разъединителями (заземлителями) при переключениях в электроустановках.

Оперативная блокировка предназначена исключать:

– оперирование разъединителями «под нагрузкой»;

– возможность подачи напряжения разъединителем на заземленный участок цепи;

– включение заземляющих разъединителей на участки цепи, неотделенном разъединителями от цепей, находящихся под напряжением.

Логическая блокировка, реализуемая в терминалах управления коммутационными аппаратами. МПТ АУВ обмениваются информацией о состоянии КА по цифровым каналам связи по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE.

Управление разъединителями, заземляющими ножами выполняется с АРМа ОП, с терминала управления (либо ключами, расположенными в шкафу с терминалом управления). При этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, имеют сигнализацию положения разъединителя (если в шкафу располагается ключ управления только одним аппаратом) или мнемосхему ячейки выключателя (если аппаратов несколько).

Питание цепей оперативной блокировки выполняется от отдельных автоматов в ШРОТ, имеющих АВР и с переводом присоединения на «Шкаф для переключения потребителей с поврежденной изоляцией со ШРОТ».

# 7 Электротехнические расчеты вторичных цепей для первого этапа

Расчет выполняется для номинальных параметров трансформаторов тока и трансформаторов напряжения. На стадии выполнения рабочей документации после определения заказчиком производителей оборудования расчет будет выполнен с учетом параметров выбранного оборудования.

## 7.1 Выбор трансформаторов тока релейной защиты 500 кВ

Выбор трансформаторов тока выполнен в соответствии с ГОСТ Р 71403-2024 и ГОСТ Р 58669-2019.

Параметры необходимые для выбора трансформаторов тока:

$t_{РЗ}$ - минимально необходимое время достоверного измерения значения тока, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗ, реализованных в устройстве РЗА, в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ, заявленное производителем устройства РЗА;

$T_а$ – эквивалентная постоянная времени, рассчитанная в соответствии с ГОСТ Р 58669;

$I_{КЗ}$ – максимальное значение тока КЗ через выбираемый трансформатор тока;

$I_{1ном}$– номинальный первичный ток;

$L_{каб}$ – длина кабеля;

$S_{каб}$ – сечение кабеля;

$Z_{н.факт}$ – фактическая вторичная нагрузка;

$Z_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка;

$K_{ном}$ – номинальная предельная кратность.

$k_r$ – коэффициент остаточной намагниченности.

### 7.1.1 Исходные данные для выбора трансформаторов тока

Таблица 7.1.1 – Исходные данные

| № ТТ | Кабель $L_{каб}$, м/ $S_{каб}$, мм$^2$ | Подключаемые устройства | Минимально необходимое время достоверного измерения значения ток $t_{РЗ}$, с | Эквивалентная постоянная времени $T_а$, с | Максимальное значение тока КЗ $I_{кз}^{(3)}/I_{кз}^{(1)}$, А | Фактическая вторичная нагрузка $Z_{н.факт}^{(3)}/Z_{н.факт}^{(1)}$, Ом |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ТА3 2000/1 10PR60 10ВА | 240/4 | ДЗТ Т-91А 1 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,071 | 39360/40020 | 1,06/2,11 |
| ТА4 2000/1 10PR60 10ВА | 240/4 | ДЗТ Т-91А 2 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,071 | 39360/40020 | 1,06/2,11 |
| ТА8 2000/1 10PR60 10ВА | 240/4 | ДЗЛ 2 к. КЛ 500 кВ | 0,005 | 0,071 | 39360/40020 | 1,55/2,6 |
| ТА9 2000/1 10PR60 10ВА | 240/4 | ДЗЛ 1 к. КЛ 500 кВ | 0,005 | 0,071 | 39360/40020 | 1,55/2,6 |

### 7.1.2 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА3, ТА4 ДЗТ Т-91А

Номинальный первичны ток:

$$I_{ном.Т} = \frac{S_Т}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.Т}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 525} = 275 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 300 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (10 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}071 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}071}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{40020}{300} = 1832$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}071 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}071}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{40020}{300} = 285$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10PR с номинальным первичным током 300А не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR с номинальным первичным током 2000А:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}071 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}071}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{40020}{2000} = 42{,}8$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 60$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 2000/1 10PR60 10ВА.

### 7.1.3 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА8, ТА9 ДЗЛ КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8

Номинальный первичны ток:

$$I_{ном.Т} = \frac{S_Т}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.Т}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 525} = 275 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 300 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (10 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}071 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}005}{0{,}071}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{40020}{300} = 2398$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}071 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}005}{0{,}071}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{40020}{300} = 373$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10PR с номинальным первичным током 300А не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR с номинальным первичным током 2000А:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}071 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}005}{0{,}071}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{40020}{2000} = 55{,}9$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 60$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 2000/1 10PR60 10ВА.

## 7.2 Выбор трансформаторов тока релейной защиты 15 кВ

Выбор трансформаторов тока выполнен в соответствии с ГОСТ Р 71403-2024 и ГОСТ Р 58669-2019.

Параметры необходимые для выбора трансформаторов тока:

$t_{РЗ}$ - минимально необходимое время достоверного измерения значения тока, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗ, реализованных в устройстве РЗА, в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ, заявленное производителем устройства РЗА;

$T_a$ – эквивалентная постоянная времени, рассчитанная в соответствии с ГОСТ Р 58669;

$I_{КЗ}$ – максимальное значение тока КЗ через выбираемый трансформатор тока;

$I_{1ном}$– номинальный первичный ток;

$L_{каб}$ – длина кабеля;

$S_{каб}$ – сечение кабеля;

$Z_{н.факт}$ – фактическая вторичная нагрузка;

$Z_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка;

$K_{ном}$ – номинальная предельная кратность.

$k_r$ – коэффициент остаточной намагниченности.

### 7.2.1 Исходные данные для выбора трансформаторов тока

Таблица 7.2.1 – Исходные данные

| **№ ТТ** | **Кабель** $L_{каб}$, м/ $S_{каб}$, мм$^2$ | **Подключаемые устройства** | **Минимально необходимое время достоверного измерения значения ток $t_{РЗ}$, с** | **Эквивалентная постоянная времени $T_a$, с** | **Максимальное значение тока КЗ $I_{кз}^{(3)}/I_{кз}^{(1)}$, А** | **Фактическая вторичная нагрузка $Z_{н.факт}^{(3)}/Z_{н.факт}^{(1)}$, Ом** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| TA15 10000/1 10PR30 10BA | 70/2,5 | ДЗГ 2 к. (ТЕКОН 339GB) | 0,003 | 0,1325 | 74380/- | 0,5/- |
| TA16 10000/1 10PR40 10BA | 70/2,5 | ДЗГ 1 к. (ЭКРА 213) | 0,01 | 0,1325 | 74380/- | 0,99/- |

| № ТТ | Кабель $L_{каб}$, м/ $S_{каб}$, мм$^2$ | Подключаемые устройства | Минимально необходимое время достоверного измерения значения ток $t_{РЗ}$, с | Эквивалентная постоянная времени $T_а$, с | Максимальное значение тока КЗ $I_{кз}^{(3)}/I_{кз}^{(1)}$, А | Фактическая вторичная нагрузка $Z_{н.факт}^{(3)}/Z_{н.факт}^{(1)}$, Ом |
|---|---|---|---|---|---|---|
| TA18 10000/1 10PR30 10BA | 70/2,5 | ДЗТ Т-91А 2 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,1325 | 74380/- | 0,5/- |
| TA19 10000/1 10PR30 10BA | 70/2,5 | ДЗТ Т-91А 1 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,1325 | 74380/- | 0,5/- |
| TA27 10000/1 10PR40 10BA | 90/2,5 | ДЗГ 1 к. (ЭКРА 213) | 0,01 | 0,437 | 57480/- | 1,13/- |
| TA28 10000/1 10PR30 10BA | 90/2,5 | ДЗГ 2 к. (ТЕКОН 339GB) | 0,003 | 0,437 | 57480/- | 0,64/- |
| TA30 4000/1 10PR75 10BA | 100/2,5 | ДЗТ ТСН 1 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,1504 | 131800/- | 0,71/- |
| TA31 4000/1 10PR75 10BA | 100/2,5 | ДЗТ ТСН 2 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,1504 | 131800/- | 0,71/- |
| TA32 4000/1 10PR75 10BA | 100/2,5 | ДЗТ Т-91А 2 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,1504 | 131800/- | 0,71/- |
| TA33 4000/1 10PR75 10BA | 100/2,5 | ДЗТ Т-91А 1 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,1504 | 131800/- | 0,71/- |

### 7.2.2 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА15 ДЗГ

Номинальный первичны ток:

$$I_{1ном} = I_{ном.г} = \frac{S_г}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.г}} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75} = 7331 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 10000 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (10 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_а \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_а}}\right) + 1}{1 - k_г} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}1325 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}1325}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{74380}{10000} = 102{,}6$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}1325 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}1325}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{74380}{10000} = 15{,}96$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 30$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 10000/1 10PR30 10ВА.

### 7.2.3 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА16 ДЗГ

Номинальный первичны ток:

$$I_{1ном} = I_{ном.г} = \frac{S_г}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.г}} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75} = 7331 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 10000 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (10 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}1325 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}01}{0{,}1325}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{74380}{10000} = 213{,}8$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}1325 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}01}{0{,}1325}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{74380}{10000} = 33{,}3$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 40$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 10000/1 10PR40 10ВА.

### 7.2.4 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА18, ТА19 ДЗТ Т-91А

Номинальный первичны ток:

$$I_{1ном} = I_{ном.г} = \frac{S_г}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.г}} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75} = 7331 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 10000 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (10 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}1325 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}1325}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{74380}{10000} = 102{,}6$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}1325 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}1325}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{74380}{10000} = 15{,}96$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 30$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 10000/1 10PR30 10ВА.

### 7.2.5 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА27 ДЗГ

Номинальный первичны ток:

$$I_{1ном} = I_{ном.г} = \frac{S_г}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.г}} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75} = 7331 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 10000 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (10 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}437 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}01}{0{,}437}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{57480}{10000} = 169$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}437 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}01}{0{,}437}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{57480}{10000} = 26{,}2$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 40$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 10000/1 10PR40 10ВА.

### 7.2.6 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА28 ДЗГ

Номинальный первичны ток:

$$I_{1ном} = I_{ном.г} = \frac{S_г}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.г}} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75} = 7331 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 10000 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (10 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}437 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}437}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{57480}{10000} = 79{,}6$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10P, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10P не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}437 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}437}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{57480}{10000} = 12{,}4$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 30$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 10000/1 10PR30 10ВА.

### 7.2.7 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА30, ТА31, ТА32, ТА33 ДЗТ

Номинальный первичны ток:

$$I_{1ном} = I_{ном.ТСН} = \frac{S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ТСН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 1375 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 1500 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (10 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10P:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}1504 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}1504}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{131800}{1500} = 1213$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10P, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10P не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}1504 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}1504}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{131800}{1500} = 188{,}7$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10PR с номинальным первичным током 1500А не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR с номинальным первичным током 4000А:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}1504 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}1504}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{131800}{4000} = 70{,}76$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 75$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 4000/1 10PR75 10ВА.

### 7.3 Выбор трансформаторов тока релейной защиты 110 кВ

Выбор трансформаторов тока выполнен в соответствии с ГОСТ Р 71403-2024 и ГОСТ Р 58669-2019.

Параметры необходимые для выбора трансформаторов тока:

$t_{РЗ}$ - минимально необходимое время достоверного измерения значения тока, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗ, реализованных в устройстве РЗА, в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ, заявленное производителем устройства РЗА;

$T_а$ – эквивалентная постоянная времени, рассчитанная в соответствии с ГОСТ Р 58669;

$I_{КЗ}$ – максимальное значение тока КЗ через выбираемый трансформатор тока;

$I_{1ном}$– номинальный первичный ток;

$L_{каб}$ – длина кабеля;

$S_{каб}$ – сечение кабеля;

$Z_{н.факт}$ – фактическая вторичная нагрузка;

$Z_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка;

$K_{ном}$ – номинальная предельная кратность.

$k_r$ – коэффициент остаточной намагниченности.

#### 7.3.1 Исходные данные для выбора трансформаторов тока

Таблица 7.3.1 – Исходные данные

| № ТТ | Кабель $L_{каб}$, м/ $S_{каб}$, мм$^2$ | Подключаемые устройства | Минимально необходимое время достоверного измерения значения ток $t_{РЗ}$, с | Эквивалентная постоянная времени $T_а$, с | Максимальное значение тока КЗ $I_{кз}^{(3)}/I_{кз}^{(1)}$, А | Фактическая вторичная нагрузка $Z_{н.факт}^{(3)}/Z_{н.факт}^{(1)}$, Ом |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ТА1 2000/1 10PR50 10ВА | 190/4 | ДЗТ Т-60Р3 1 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,05 | 21800/23610 | 0,84/1,68 |
| ТА2 2000/1 10PR50 10ВА | 190/4 | ДЗТ Т-60Р3 2 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,05 | 21800/23610 | 0,84/1,68 |
| ТА7 2000/1 10PR60 10ВА | 190/4 | ДЗЛ 2 к. КВЛ 110 кВ | 0,005 | 0,05 | 21800/23610 | 1,33/2,17 |
| ТА8 2000/1 10PR60 10ВА | 190/4 | ДЗЛ 1 к. КВЛ 110 кВ | 0,005 | 0,05 | 21800/23610 | 1,33/2,17 |

#### 7.3.2 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА1, ТА2 ДЗТ Т-60Р3

Номинальный первичны ток:

$$I_{ном.Т} = \frac{S_{РТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.РТСН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125{,}5 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 150 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (3 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}05 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}05}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{23610}{150} = 2150$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10P, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10P не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}05 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}05}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{23610}{150} = 334{,}8$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10PR с номинальным первичным током 150А не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR с номинальным первичным током 2000А:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}05 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}05}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{23610}{2000} = 25{,}1$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 50$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 2000/1 10PR50 10ВА.

### 7.3.3 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА7, ТА8 ДЗЛ КЛ 110 кВ Очаково – Новокунцево I цепь с отпайкой на ПГУ

Номинальный первичны ток:

$$I_{ном.Т} = \frac{S_{РТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.РТСН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125{,}5 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 150 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (3 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10P:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}05 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}005}{0{,}05}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{23610}{150} = 2804$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10P, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10P не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}05 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}005}{0{,}05}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{23610}{150} = 436$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10PR с номинальным первичным током 150А не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR с номинальным первичным током 2000А:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}05 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}005}{0{,}05}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{23610}{2000} = 32{,}7$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 60$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 2000/1 10PR60 10ВА.

### 7.4 Выбор трансформаторов тока релейной защиты 6,3 кВ

Выбор трансформаторов тока выполнен в соответствии с ГОСТ Р 71403-2024 и ГОСТ Р 58669-2019.

Параметры необходимые для выбора трансформаторов тока:

$t_{РЗ}$ - минимально необходимое время достоверного измерения значения тока, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗ, реализованных в устройстве РЗА, в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ, заявленное производителем устройства РЗА;

$T_a$ – эквивалентная постоянная времени, рассчитанная в соответствии с ГОСТ Р 58669;

$I_{КЗ}$ – максимальное значение тока КЗ через выбираемый трансформатор тока;

$I_{1ном}$– номинальный первичный ток;

$L_{каб}$ – длина кабеля;

$S_{каб}$ – сечение кабеля;

$Z_{н.факт}$ – фактическая вторичная нагрузка;

$Z_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка;

$K_{ном}$ – номинальная предельная кратность.

$k_r$ – коэффициент остаточной намагниченности.

#### 7.4.1 Исходные данные для выбора трансформаторов тока

Таблица 7.4.1 – Исходные данные

| № ТТ | Кабель $L_{каб}$, м/ $S_{каб}$, мм$^2$ | Подключаемые устройства | Минимально необходимое время достоверного измерения значения ток $t_{РЗ}$, с | Эквивалентная постоянная времени $T_a$, с | Максимальное значение тока КЗ $I_{КЗ}^{(3)}/I_{КЗ}^{(1)}$, А | Фактическая вторичная нагрузка $Z_{н.факт}^{(3)}/Z_{н.факт}^{(1)}$, Ом |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ТСН ТА1 1500/1 10PR27 3ВА | 100/2,5 | ДЗТ ТСН-61 1 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,0491 | 19010/- | 0,7/- |
| ТСН ТА2 1500/1 10PR27 3ВА | 100/2,5 | ДЗТ ТСН-61 2 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,0491 | 19010/- | 0,7/- |
| РТСН ТА1 1500/1 10PR26 3ВА | 80/2,5 | ДЗТ РТСН 1 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,0474 | 18110/- | 0,58/- |

| № ТТ | Кабель $L_{каб}$, м/ $S_{каб}$, мм$^2$ | Подключаемые устройства | Минимально необходимое время достоверного измерения значения ток $t_{РЗ}$, с | Эквивалентная постоянная времени $T_а$, с | Максимальное значение тока КЗ $I_{кз}^{(3)}/I_{кз}^{(1)}$, А | Фактическая вторичная нагрузка $Z_{н.факт}^{(3)}/Z_{н.факт}^{(1)}$, Ом |
|---|---|---|---|---|---|---|
| РТСН ТА2 1500/1 10PR26 3ВА | 80/2,5 | ДЗТ РТСН 2 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,0474 | 18110/- | 0,58/- |
| МРП ТА1 800/1 10PR88 10ВА | 420/2,5 | ДТЗ МРП (ТЕКОН 329TL) | 0,003 | 0,0152 | 34000/- | 2,95/- |
| МРП на ТЭЦ-25 ТА3 800/1 10PR102 3ВА | 10/2,5 | ДТЗ МРП (ТЕКОН 329TL) | 0,003 | 0,0324 | 38500/- | 0,09/- |

### 7.4.2 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА1, ТА2 ДЗТ ТСН-61

Номинальный первичны ток:

$$I_{ном.Т} = \frac{S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ТСН}} = \frac{25000/2}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 1146 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 1500 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 3 Ом (3 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_а \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_а}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}0491 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}0491}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{19010}{1500} = 173{,}24$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_а \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_а}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}0491 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}0491}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{19010}{1500} = 26{,}9$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 27$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 1500/1 10PR27 3ВА.

### 7.4.3 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА2, ТА2 ДЗТ Т-60Р3

Номинальный первичны ток:

$$I_{ном.Т} = \frac{S_{РТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.РТСН}} = \frac{25000/2}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 1146 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 1500 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 3 Ом (3 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}0474 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}0474}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{18110}{1500} = 164{,}9$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}0474 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}0474}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{18110}{1500} = 25{,}66$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 26$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 1500/1 10PR26 3ВА.

### 7.4.4 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА1 ДТЗ МРП

Номинальный первичны ток:

$$I_{ном.Т} = \frac{S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ТСН}} = \frac{(1600 + 1000)}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 238{,}27 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 800 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (10 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}0152 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}0152}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{34000}{800} = 563$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}0152 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}0152}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{34000}{800} = 87{,}6$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 88$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 800/1 10PR88 10ВА.

### 7.4.5 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА3 ДТЗ МРП КРУ 6 кВ ТЭЦ-25

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 800 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 3 Ом (3 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}0324 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}0324}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{38500}{800} = 653$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}0324 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}0324}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{38500}{800} = 101{,}6$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 102$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 800/1 10PR102 3ВА.

### 7.5 Расчет измерительных обмоток трансформаторов тока

**Расчет трансформаторов тока по допустимой вторичной нагрузке.**

Согласно ГОСТ 7746-2015 для обмоток измерения трансформаторов тока диапазон вторичной нагрузки в процентах от номинальной должен составлять: 25 – 100 %. Для ТТ с номинальной нагрузкой не более 30 ВА допускается нижний предел вторичной нагрузки менее 25% номинальной, вплоть до нулевой.

$$0 \leq S_{расч} \leq S_{ном}$$

Вторичную нагрузку трансформаторов тока определяем по выражению:

$$S_{расч} = I_{ном2}^2 * Z_{Н.расч}$$

где $I_{ном2}$ – номинальный ток вторичной обмотки,

$Z_{Н.расч}$ – расчетное сопротивление нагрузки вторичной обмотки.

Расчетное сопротивление нагрузки вторичной обмотки ТТ находится по выражению:

$$Z_{Н.расч} = R_{каб} + Z_{пр} + r_{пер}$$

где $r_{пер}$ – переходное сопротивление контактов,

$r_{пер} = 0{,}05$ Ом;

$Z_{пр}$ – сопротивление приборов во вторичных токовых цепях:

$$Z_{пр} = \frac{S_{пр}}{I_{ном2}^2}$$

Сопротивление кабеля находится из формулы:

$$R_{каб} = \frac{L}{F \cdot \gamma}$$

Таблица 7.5.1 – Выбор обмоток измерений

| № ТТ | Кабель $L_{каб}$, м/ $S_{каб}$, мм$^2$ | Подключаемые устройства | Фактическая вторичная нагрузка, ВА | Фактическая вторичная нагрузка от номинальной мощности ТТ, % |
|---|---|---|---|---|
| ОРУ 500 кВ ТА2 1000/1 0,2FS5 10ВА | 240/2,5 | СМПР | $0 \leq 2{,}18 \leq 10$ | 21,8 |
| 15 кВ ТА17 10000/1 0,2FS5 10ВА | 70/2,5 | СМПР + Измерения синхронизации | $0 \leq 1{,}99 \leq 10$ | 19,9 |
| 15 кВ ТА22 10000/1 0,2FS10 10ВА | 70/2,5 | АРВ | $0 \leq 0{,}99 \leq 10$ | 9,9 |
| 15 кВ ТА23 10000/1 0,2FS10 10ВА | 70/2,5 | ЭКРА 213 + ЭЧСРиЗ. | $0 \leq 1{,}49 \leq 10$ | 14,9 |
| 15 кВ ТА25 10000/1 0,2FS10 10ВА | 70/2,5 | АРВ | $0 \leq 0{,}99 \leq 10$ | 9,9 |
| 15 кВ ТА26 10000/1 0,2FS10 10ВА | 70/2,5 | ТЕКОН 339GB + ЭЧСРиЗ. | $0 \leq 1{,}01 \leq 10$ | 10,1 |

## 7.6 Проверочный расчет трансформаторов тока РЗА на допустимую погрешность

Расчет на допустимую погрешность трансформаторов тока выполнен по методике: Е.П. Королев, Э.М. Либерзон «Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты» с учетом выбранных характеристик ТТ.

Расчет трансформаторов тока на допустимую нагрузку представлен в таблице 7.6.1.

Номинальная мощность вторичных обмоток ТТ (SномТТ) должна быть больше суммарной расчетной мощности с учетом мощности нагрузки устройств РЗА, мощности в контрольном кабеле с расчетным сечением и длиной кабеля от ТТ до устройств РЗА.

Сопротивление кабеля определялось по выражению:

$$R_К = \frac{К \cdot L}{\gamma . q пр} \quad (7.6.1)$$

где L – длина кабеля, м;

К – коэффициент, учитывающий вид нейтрали (К = 2 для сети с глухозаземленной нейтралью, К = 1 для сети и изолированной нейтралью);

γ = 57 м/Ом·мм2 - удельная проводимость меди;

$q_{пр}$ – сечение провода, мм2.

Потеря мощности в кабеле:

$$S_к = R_К \cdot I_{ВТ}^2 \quad (7.6.2)$$

где $R_К$ - сопротивление кабеля, Ом;

$I_{ВТ}^2$ - вторичный номинальный ток ТТ, А;

Суммарная расчетная мощность нагрузки:

$$S_\Sigma = S_к + S_{нагр} \quad (7.6.3)$$

где $S_\Sigma$ – суммарная расчетная мощность нагрузки, ВА;

$S_к$ – потеря мощности в кабеле, ВА;

$S_{нагр}$ – мощность нагрузки, подключенной к ТТ, ВА (определяется по данным, приведенным в таблице 7.5.1).

Фактическая вторичная нагрузка ТТ определяется как сумма сопротивлений, подключенных к ТТ приборов, сопротивлений кабелей токовых цепей.

Должно выполняться условие:

$$S_{номТТ} > S_{сумм} \quad (7.6.4)$$

где Sсумм – суммарная расчетная мощность нагрузки, ВА.

Расчетный коэффициент кратности:

$$K_{расч} = \frac{I_{расч}}{I_{номТТ}} < K_{ТТ} \quad (7.6.5)$$

Таблица 7.6.1 - Проверка трансформаторов тока на допустимую токовую погрешность

| Трансформатор тока | | Приборы | Потребляемая мощность приборов, ВА | Сопротивление приборов, Ом | Сопротивление кабеля, Ом | Расчётная нагрузка на ТТ, ВА | Расчетный коэффициент кратности |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ОРУ 500 кВ | TA5, 2000/1, 10PR25, 10BA | ЭКРА 213 | 0,5 | 0,5 | $\frac{2 \cdot 240}{57 \cdot 4} = 2{,}105$ | $(0{,}5 + 2{,}105 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 2{,}655 < 10$ | $\frac{40020}{2000} = 20{,}01 < 25$ |
| | TA6, 2000/1, 10PR25, 10BA | ТЕКОН 339GB | 0,01 | 0,01 | $\frac{2 \cdot 240}{57 \cdot 4} = 2{,}105$ | $(0{,}01 + 2{,}105 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 2{,}165 < 10$ | $\frac{40020}{2000} = 20{,}01 < 25$ |
| | TA7, 2000/1, 10PR25, 10BA | РАС | 0,5 | 0,5 | $\frac{2 \cdot 240}{57 \cdot 4} = 2{,}105$ | $(0{,}5 + 2{,}105 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 2{,}655 < 10$ | $\frac{40020}{2000} = 20{,}01 < 25$ |
| | TA12, 600/1, 10PR15, 10BA | ТЕКОН 339TB+РАС | 0,51 | 0,51 | $\frac{2 \cdot 240}{57 \cdot 4} = 2{,}105$ | $(0{,}51 + 2{,}105 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 2{,}665 < 10$ | $\frac{1407}{600} = 2{,}345 < 15$ |
| | TA13, 600/1, 10PR15, 10BA | ТЕКОН 339TB | 0,01 | 0,01 | $\frac{240}{57 \cdot 2{,}5} = 1{,}68$ | $(0{,}01 + 1{,}68 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 1{,}74 < 10$ | $\frac{1407}{600} = 2{,}345 < 15$ |
| Линейные вывода 15 кВ ТГ-1А | TA21, 10000/1, 10PR20, 10BA | РАС+Защита СВ | 1 | 1 | $\frac{70}{57 \cdot 2{,}5} = 0{,}5$ | $(1 + 0{,}5 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 1{,}55 < 10$ | $\frac{74380}{10000} = 7{,}438 < 20$ |
| | TA24, 10000/1, 10PR20, 10BA | ТЕКОН 339SW+Защита СВ | 0,51 | 0,51 | $\frac{70}{57 \cdot 2{,}5} = 0{,}5$ | $(0{,}51 + 0{,}5 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 1{,}06 < 10$ | $\frac{74380}{10000} = 7{,}438 < 20$ |
| 15 кВ ТСН-61 | TA35, 4000/1, 10PR35, 10BA | РАС | 0,5 | 0,5 | $\frac{120}{57 \cdot 2{,}5} = 0{,}84$ | $(0{,}5 + 0{,}84 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 1{,}539 < 10$ | $\frac{131800}{4000} = 32{,}95 \leq 35$ |
| 15 кВ ТПУ | TA3, 1000/5, 10PR60, 10BA | Резерв | 0,01 | 0,01 | $\frac{3}{57 \cdot 2{,}5} = 0{,}02$ | $(0{,}01 + 0{,}02 + 0{,}05) \cdot 5^2 = 2 < 10$ | $\frac{57480}{1000} = 57{,}48 < 60$ |
| 110 кВ РТСН | TA5, 2000/1, 10PR18, 3BA | ТЕКОН 339SW | 0,01 | 0,01 | $\frac{2 \cdot 190}{57 \cdot 4} = 1{,}67$ | $(0{,}01 + 1{,}67 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 1{,}73 < 3$ | $\frac{35010}{2000} = 17{,}5 < 18$ |
| | TA6, 2000/1, 10PR18, 3BA | РАС | 0,5 | 0,5 | $\frac{2 \cdot 190}{57 \cdot 4} = 1{,}67$ | $(0{,}5 + 1{,}67 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 2{,}22 < 3$ | $\frac{35010}{2000} = 17{,}5 < 18$ |
| | TA10, 600/1, 10PR5, 3BA | РАС | 0,5 | 0,5 | $\frac{190}{57 \cdot 2{,}5} = 1{,}34$ | $(0{,}5 + 1{,}34 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 1{,}89 < 3$ | $\frac{763}{600} = 1{,}28 < 5$ |
| КРУ 6 кВ ТСН | TA5, 1500/5, 10PR13, 3BA | ТЕКОН 329FS | 0,2 | 0,04 | $\frac{3}{57 \cdot 2{,}5} = 0{,}02$ | $(0{,}04 + 0{,}02 + 0{,}05) \cdot 5^2 = 2{,}77 < 3$ | $\frac{19010}{1500} = 12{,}67 < 13$ |
| КРУ 6 кВ РТСН | TA3, 1500/5, 10PR13, 3BA | ТЕКОН 329FS | 0,2 | 0,04 | $\frac{3}{57 \cdot 2{,}5} = 0{,}02$ | $(0{,}04 + 0{,}02 + 0{,}05) \cdot 5^2 = 2{,}77 < 3$ | $\frac{18110}{1500} = 12{,}07 < 13$ |
| КРУ 6 кВ 600/5 | TA3, 600/5, 10PR32, 3BA | ТЕКОН 329GL | 0,2 | 0,04 | $\frac{3}{57 \cdot 2{,}5} = 0{,}02$ | $(0{,}04 + 0{,}02 + 0{,}05) \cdot 5^2 = 2{,}77 < 3$ | $\frac{19010}{600} = 31{,}68 < 32$ |
| КРУ 6 кВ 400/5 | TA3, 400/5, 10PR48, 3BA | ТЕКОН 329FS | 0,2 | 0,04 | $\frac{3}{57 \cdot 2{,}5} = 0{,}02$ | $(0{,}04 + 0{,}02 + 0{,}05) \cdot 5^2 = 2{,}77 < 3$ | $\frac{19010}{400} = 47{,}53 < 48$ |
| КРУ 6 кВ 400/5 МРП | TA5, 400/5, 10PR85, 3BA | ТЕКОН 329FS | 0,2 | 0,04 | $\frac{3}{57 \cdot 2{,}5} = 0{,}02$ | $(0{,}04 + 0{,}02 + 0{,}05) \cdot 5^2 = 2{,}77 < 3$ | $\frac{34000}{400} = 85 = 85$ |

### 7.7 Расчет цепей напряжения

Выбор сечений кабелей цепей напряжения от ТН осуществляется по методике, указанной в «Трансформаторах напряжения и их вторичных цепях» В.Н. Вавина.

Сечение проводов во вторичных цепях определяется по допустимой потере напряжения, установленной ПУЭ п. 3.4.5. В целях упрощения расчетов потеря напряжения принимается равной падению напряжения.

Все кабели в цепях напряжения выбираются с медными жилами сечением не менее 1,5 мм2, что определяется условием механической прочности по ПУЭ п. 3.4.12.

#### 7.7.1 Расчет ТКЗ на стороне низкого напряжения ТН и проверка защитных аппаратов цепей ТН 500 кВ

Расчет токов КЗ на стороне низкого напряжения трансформатора напряжения выполняется для наиболее нагруженного присоединения при максимальной длине кабеля с целью осуществления проверки правильности функционирования защитного автомата. По результатам определения минимальных значений тока КЗ оценивается чувствительность электромагнитных расцепителей из условия: $K_ч \geq 1{,}5$.

Номинальные данные:

– номинальная мощность основных обмоток ТН: $S_{макс1} = 30$ ВА;

– номинальная мощность основных обмоток ТН: $S_{макс2} = 75$ ВА;

– номинальная мощность дополнительных обмоток ТН: $S_{макс3} = 300$ ВА;

– напряжение короткого замыкания основной обмотки: $U_{к1} = 3$ %;

– напряжение короткого замыкания основной обмотки: $U_{к2} = 4{,}5$ %;

– напряжение короткого замыкания дополнительной обмотки: $U_{к3} = 6{,}5$ %;

– вторичное напряжение основной обмотки: $U_{ном} = 100/\sqrt{3}$ В;

– вторичное напряжение дополнительной обмотки: $U_{ном.доп} = 100/3$ В.

Сопротивление трансформатора напряжения:

– основная обмотка №1:

$$X_{к1} = \frac{U_{к1} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{макс1}} = \frac{3 \cdot \left(100/\sqrt{3}\right)^2}{100 \cdot 30} = 3{,}333 \text{ Ом.}$$

– основная обмотка №2:

$$X_{к2} = \frac{U_{к1} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{макс1}} = \frac{4{,}5 \cdot \left(100/\sqrt{3}\right)^2}{100 \cdot 75} = 2 \text{ Ом.}$$

– дополнительная обмотка №3:

$$X_{к3} = \frac{U_{к1} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{макс1}} = \frac{6{,}5 \cdot (100)^2}{100 \cdot 300} = 2{,}17 \text{ Ом.}$$

Определяем параметры кабеля от ТН до приборов.

$$R = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{240}{57 \cdot 2{,}5} = 1{,}684 \text{ Ом}.$$

Минимальное значение тока КЗ в цепи основных обмоток №1:

– однофазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн1}^{(1)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к1}^2}} = \frac{57{,}7}{\sqrt{(2 \cdot 1{,}684)^2 + 3{,}333^2}} = 12{,}2 \text{ А}.$$

– двухфазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн1}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к1}^2}} = \frac{100}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot 1{,}684)^2 + 3{,}333^2}} = 10{,}55 \text{ А}.$$

Параметры автоматического выключателя:

$I_н = 1{,}6$ А;

$I_{н.расц} = 3{,}5 \cdot I_н$.

Минимальное значение тока КЗ в цепи основных обмоток №2:

– однофазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн2}^{(1)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к2}^2}} = \frac{57{,}7}{\sqrt{(2 \cdot 1{,}684)^2 + 2^2}} = 14{,}7 \text{ А}.$$

– двухфазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн2}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к2}^2}} = \frac{100}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot 1{,}684)^2 + 2^2}} = 12{,}7 \text{ А}.$$

Параметры автоматического выключателя:

$I_н = 1{,}6$ А;

$I_{н.расц} = 3{,}5 \cdot I_н$.

Минимальное значение тока КЗ в цепи дополнительных обмоток №3:

– однофазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн3}^{(1)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к3}^2}} = \frac{100}{\sqrt{(2 \cdot 1{,}684)^2 + 2{,}17^2}} = 24{,}9 \text{ А}.$$

– двухфазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн3}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к3}^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot 1{,}684)^2 + 2{,}17^2}} = 21{,}6 \text{ А}.$$

Параметры автоматического выключателя:

$I_н = 2{,}5$ А;

$I_{н.расц} = 3{,}5 \cdot I_н$.

### 7.7.2 Расчет ТКЗ на стороне низкого напряжения ТН и проверка защитных аппаратов цепей ТН 15 кВ

Расчет токов КЗ на стороне низкого напряжения трансформатора напряжения выполняется для наиболее нагруженного присоединения при максимальной длине кабеля с целью осуществления проверки правильности функционирования защитного автомата. По результатам определения минимальных значений тока КЗ оценивается чувствительность электромагнитных расцепителей из условия: $К_ч \geq 1{,}5$.

Номинальные данные ТН-2 15 кВ ТГ-1А:

– номинальная мощность основных обмоток ТН: $S_{макс1} = 15$ ВА;

– номинальная мощность основных обмоток ТН: $S_{макс2} = 25$ ВА;

– номинальная мощность дополнительных обмоток ТН: $S_{макс3} = 200$ ВА;

– напряжение короткого замыкания основной обмотки: $U_{к1} = 0{,}26$ %;

– напряжение короткого замыкания основной обмотки: $U_{к2} = 0{,}43$ %;

– напряжение короткого замыкания дополнительной обмотки: $U_{к3} = 4$ %;

– вторичное напряжение основной обмотки: $U_{ном} = 100/\sqrt{3}$ В;
– вторичное напряжение дополнительной обмотки: $U_{ном.доп} = 100/3$ В.
Сопротивление трансформатора напряжения:
– основная обмотка №1:

$$X_{к1} = \frac{U_{к1} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{макс1}} = \frac{0{,}26 \cdot \left(100/\sqrt{3}\right)^2}{100 \cdot 15} = 0{,}578 \text{ Ом}.$$

– основная обмотка №2:

$$X_{к2} = \frac{U_{к1} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{макс2}} = \frac{0{,}43 \cdot \left(100/\sqrt{3}\right)^2}{100 \cdot 25} = 0{,}578 \text{ Ом}.$$

– дополнительная обмотка №3:

$$X_{к3} = \frac{U_{к1} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{макс1}} = \frac{4 \cdot (100/3)^2}{100 \cdot 200} = 0{,}222 \text{ Ом}.$$

Определяем параметры кабеля от ТН до приборов.

$$R = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{70}{57 \cdot 2{,}5} = 0{,}491 \text{ Ом}.$$

Минимальное значение тока КЗ в цепи основных обмоток №1 и №2:
– однофазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн1}^{(1)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к1}^2}} = \frac{57{,}7}{\sqrt{(2 \cdot 0{,}491)^2 + 0{,}578^2}} = 50{,}6 \text{ А}.$$

– двухфазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн1}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к1}^2}} = \frac{100}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot 0{,}491)^2 + 0{,}578^2}} = 43{,}8 \text{ А}.$$

Параметры автоматического выключателя:
$I_н = 2{,}5$ А;
$I_{н.расц} = 3{,}5 \cdot I_н$.
Минимальное значение тока КЗ в цепи дополнительных обмоток №3:
– однофазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн3}^{(1)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к3}^2}} = \frac{100/3}{\sqrt{(2 \cdot 0{,}491)^2 + 0{,}222^2}} = 33{,}1 \text{ А}.$$

– двухфазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн3}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к3}^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100/3}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot 0{,}491)^2 + 0{,}222^2}} = 28{,}6 \text{ А}.$$

Параметры автоматического выключателя:
$I_н = 2{,}5$ А;
$I_{н.расц} = 3{,}5 \cdot I_н$.

### 7.7.3 Расчет ТКЗ на стороне низкого напряжения ТН и проверка защитных аппаратов цепей ТН 6 кВ

Расчет токов КЗ на стороне низкого напряжения трансформатора напряжения выполняется для наиболее нагруженного присоединения при максимальной длине кабеля с целью осуществления проверки правильности функционирования защитного автомата. По результатам определения минимальных значений тока КЗ оценивается чувствительность электромагнитных расцепителей из условия: $K_ч \geq 1{,}5$.

Номинальные данные ТН секция 1РА (1РБ) 6 кВ:
– номинальная мощность основных обмоток ТН: $S_{макс1} = 75$ ВА;
– номинальная мощность дополнительных обмоток ТН: $S_{макс2} = 200$ ВА;

– напряжение короткого замыкания основной обмотки: $U_{к1} = 1{,}3$ %;
– напряжение короткого замыкания дополнительной обмотки: $U_{к2} = 4$ %;
– вторичное напряжение основной обмотки: $U_{ном} = 100/\sqrt{3}$ В;
– вторичное напряжение дополнительной обмотки: $U_{ном.доп} = 100/3$ В.
Сопротивление трансформатора напряжения:
– основная обмотка №1:

$$X_{к1} = \frac{U_{к1} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{макс1}} = \frac{1{,}3 \cdot \left(100/\sqrt{3}\right)^2}{100 \cdot 75} = 0{,}5778 \text{ Ом}.$$

– дополнительная обмотка №2:

$$X_{к3} = \frac{U_{к3} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{макс2}} = \frac{4 \cdot (100/3)^2}{100 \cdot 200} = 0{,}222 \text{ Ом}.$$

Определяем параметры кабеля от ТН шин до приборов в наиболее удаленной ячейке КРУ 6 кВ:

$$R = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{50}{57 \cdot 1{,}5} = 0{,}585 \text{ Ом}.$$

Максимальное значение тока КЗ на выводах основных обмоток:

$$I_{осн1}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{X_{к1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0{,}5778} = 100 \text{ А}.$$

Минимальное значение тока КЗ в цепи основных обмоток №1:
– однофазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн1}^{(1)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к1}^2}} = \frac{57{,}7}{\sqrt{(2 \cdot 0{,}585)^2 + 0{,}5778^2}} = 44{,}257 \text{ А}.$$

– двухфазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн1}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к1}^2}} = \frac{100}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot 0{,}585)^2 + 0{,}5778^2}} = 38{,}33 \text{ А}.$$

Параметры автоматического выключателя:
$I_н = 2$ А;
$I_{н.расц} = (3 - 5) \cdot I_н$.
Минимальное значение тока КЗ в цепи дополнительных обмоток №2:
– однофазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн3}^{(1)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к2}^2}} = \frac{100/3}{\sqrt{(2 \cdot 0{,}585)^2 + 0{,}222^2}} = 28 \text{ А}.$$

– двухфазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн3}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к2}^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100/3}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot 0{,}585)^2 + 0{,}222^2}} = 24{,}25 \text{ А}.$$

Параметры автоматического выключателя:
$I_н = 2$ А;
$I_{н.расц} = (3 - 5) \cdot I_н$.
Номинальные данные ТН рабочего ввода 6 кВ ТСН-61 (ТН резервного ввода 6 кВ Т-60Р3):
– номинальная мощность основных обмоток ТН: $S_{макс1} = 15$ ВА;
– номинальная мощность дополнительных обмоток ТН: $S_{макс2} = 200$ ВА;
– напряжение короткого замыкания основной обмотки: $U_{к1} = 0{,}26$ %;
– напряжение короткого замыкания дополнительной обмотки: $U_{к2} = 4$ %;
– вторичное напряжение основной обмотки: $U_{ном} = 100/\sqrt{3}$ В;
– вторичное напряжение дополнительной обмотки: $U_{ном.доп} = 100/3$ В.
Сопротивление трансформатора напряжения:

– основная обмотка №1:

$$X_{к1} = \frac{U_{к1} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{макс1}} = \frac{0{,}26 \cdot \left(100/\sqrt{3}\right)^2}{100 \cdot 15} = 0{,}5778 \text{ Ом.}$$

– дополнительная обмотка №2:

$$X_{к2} = \frac{U_{к2} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{макс2}} = \frac{4 \cdot (100/3)^2}{100 \cdot 200} = 0{,}222 \text{ Ом.}$$

Определяем параметры кабеля от ТН шин до приборов на РЩ:

$$R = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{100}{57 \cdot 1{,}5} = 1{,}17 \text{ Ом.}$$

Максимальное значение тока КЗ на выводах основных обмоток:

$$I_{осн1}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{X_{к1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 1{,}17} = 38{,}5 \text{ А.}$$

Минимальное значение тока КЗ в цепи основных обмоток №1 и №2:

– однофазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн1}^{(1)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к1}^2}} = \frac{57{,}7}{\sqrt{(2 \cdot 1{,}17)^2 + 0{,}5778^2}} = 24 \text{ А.}$$

– двухфазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн1}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к1}^2}} = \frac{100}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot 1{,}17)^2 + 0{,}5778^2}} = 20{,}75 \text{ А.}$$

Параметры автоматического выключателя:

$I_н = 2$ А;

$I_{н.расц} = (3 - 5) \cdot I_н$.

Минимальное значение тока КЗ в цепи дополнительных обмоток №2:

– однофазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн2}^{(1)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к2}^2}} = \frac{100/3}{\sqrt{(2 \cdot 1,)^2 + 0{,}222^2}} = 23{,}46 \text{ А.}$$

– двухфазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн2}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к2}^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100/3}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot 0{,}7)^2 + 0{,}222^2}} = 20{,}32 \text{ А.}$$

Параметры автоматического выключателя:

$I_н = 2$ А;

$I_{н.расц} = (3 - 5) \cdot I_н$.

### 7.7.4 Цепи напряжения ТН 6 кВ

Расчет нагрузки на трансформаторы напряжения выполняется по данным о потреблении релейной и измерительной аппаратуры, подключенной к трансформатору напряжения.

Для расчета потребления аппаратуры, включенной на линейное напряжения, потребление приводится к напряжению 100В, а аппаратуры, включенной на фазное напряжение, – к $\frac{100}{\sqrt{3}}$ В.

Пересчет с одного напряжения на другое производится по выражению:

$$S_{РАСЧ} = \left(\frac{U_{РАСЧ}}{U}\right)^2 \cdot S_U \qquad (7.7.4.1)$$

где $S_U$ – потребление, заданное при напряжении U;

$S_{РАСЧ}$ – потребление при расчетном (линейном или фазном) напряжении $U_{РАСЧ}$.

Если известно только сопротивление Z реле или приборов, то:

$$S_{\text{РАСЧ}} = \frac{U_{\text{РАСЧ}}^2}{Z} \quad (7.7.4.2)$$

Расчет сводится к определению нагрузки наиболее загруженной фазы ТН. С целью упрощения, суммирование потребляемой мощности производится арифметически, без учета разных коэффициентов мощности отдельных нагрузок. Неравномерность нагрузки учитывается приближенно, что создает некоторый расчетный запас.

Полная мощность нагрузки фазы определяется по выражению:

$$S_{\text{НФ}} = \frac{S_{\text{МФ}}}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{K^2 + \text{К} + 1} + S_{\text{Ф}} \quad (7.7.4.3)$$

где $S_{\text{НФ}}$ – полная мощность нагрузки фазы (ВА);

$S_{\text{МФ}}$ – линейная нагрузка между фазами (ВА);

$S_{\phi}$ – нагрузка фазы (ВА).

Для фазы «А»:

$$S_{\text{ФА}} = \frac{S_{ab}}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\text{К}_1^2 + \text{К}_1 + 1} + S_{\text{А}}, \text{К}_1 = \frac{S_{ca}}{S_{ab}} \quad (7.7.4.4)$$

Для фазы «В»:

$$S_{\text{ФВ}} = \frac{S_{bc}}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\text{К}_2^2 + \text{К}_2 + 1} + S_{\text{В}}, \text{К}_2 = \frac{S_{ab}}{S_{bc}} \quad (7.7.4.5)$$

Для фазы «С»:

$$S_{\text{Ф}C} = \frac{S_{ca}}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\text{К}_3^2 + \text{К}_3 + 1} + S_C, \text{К}_3 = \frac{S_{bc}}{S_{ca}} \quad (7.7.4.6)$$

Наибольшее значение $S_{\text{НФ}}$ будет для той фазы, к которой присоединены две междуфазные нагрузки, каждая из которых больше третьей.

Таблица 7.7.4.1 – Нагрузка основной обмотки для ТН секции 1РА (1РБ) 6 кВ

| **Расположение Тип** | | **Кол-во** | **Нагрузка, ВА** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | **Sab** | **Sbc** | **Sca** | **Sa** | **Sb** | **Sc** |
| | Цепи измерения: | | | | | | | |
| | Меркурий 234ARTM2: АИИС КУЭ | 18 | | | | $2 \cdot 18 = 36$ | $2 \cdot 18 = 36$ | $2 \cdot 18 = 36$ |
| | ТЭКОН | 20 | | | | $0{,}3 \cdot 20 = 6$ | $0{,}3 \cdot 20 = 6$ | $0{,}3 \cdot 20 = 6$ |
| | РАС | 1 | | | | 0,16 | 0,16 | 0,16 |
| | **Всего (своя нагрузка):** | | | | | 42,16 | 42,16 | 42,16 |

Максимальная расчетная нагрузка второй основной обмотки для фазы А с учетом существующей нагрузки по выражению (7.7.4.4):

$$S_{\text{нагр.макс}} = S_{\text{ФА}} = 42{,}16 \text{ ВА}$$

Номинальное линейное напряжение $U_{\text{ном}} = 100$ В.

Соединительная кабельная линия от трансформатора напряжения в ячейке до приборов $L_1 =$ 5м.

Номинальная мощность основных обмоток ТН: $S_{\text{макс1}} = 75$ ВА.

Номинальная мощность дополнительных обмоток ТН: $S_{макс2} = 200$ ВА.

Выбор сечения жил кабеля для вторичных цепей выполняется с учетом того, что потеря напряжения в проводах от трансформатора напряжения до измерительных преобразователей - 0,5 %, до терминалов защит – 3%, а до приборов учета – 0,25%.

При совместном питании по общим жилам вышеперечисленных приборов сечение жил кабеля выбирается по минимальной из допустимых норм потерь напряжения.

Для обеспечения работы ТН 6 кВ в своем классе согласно ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия» минимальная требуемая загрузка составляет 25%, что составляет 18,75 ВА.

Выполнять нормализацию нагрузки вторичных цепей трансформатора напряжения 6 кВ согласно методическим указаниям МИ 3023-2006 «Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения» не требуется.

Оптимальные значения метрологических характеристик трансформаторов напряжения находятся в диапазоне от 40 % до 60 % от номинального значения мощности нагрузки. Трансформатор напряжения загружен на 56,2%.

Определяем ток нагрузки для вторичных цепей ТН:

– ток на участке от ТН до клеммника в ячейке КРУ 6 кВ:

$$I_н = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{нагр.макс}}{U_{ном}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 42{,}46}{100} = 0{,}735 \text{ А}.$$

Допустимая потеря напряжения:

$$\Delta U_{доп} = 0{,}735 \cdot 100 = 73{,}5 \text{ В}.$$

Допустимое наибольшее сопротивление фазного провода:

– на участке от ТН до клемника в ячейке 6 кВ:

$$R_{доп} = \frac{\Delta U_{доп}}{\sqrt{3} \cdot I_н} = \frac{73{,}5}{\sqrt{3} \cdot 0{,}732} = 57{,}73 \text{ Ом}.$$

Допустимое сечение:

– на участке от ячейки ТН до приборов в ячейках КРУ 6 кВ:

$$q = \frac{l}{R_{доп} \cdot \gamma} = \frac{5}{57{,}73 \cdot 57} = 0{,}0015 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к прокладке медный кабель сечением в ячейке ТН- 1,5 мм2.

При таком сечении кабеля падение напряжения будет равно:

$$\Delta U = I_н \cdot R = I_н \cdot \frac{l}{q_к \cdot \gamma} = 0{,}735 \cdot \frac{5}{1{,}5 \cdot 57} = 0{,}043\text{В}.$$

Тогда потеря напряжения в относительных единицах:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{0{,}043 \cdot \sqrt{3}}{100} \cdot 100\% = 0{,}07\% < 0{,}25\%.$$

Принятые сечения кабелей удовлетворяют требованиям.

Таблица 7.7.4.2 – Нагрузка дополнительной обмотки для ТН секции 1РА (1РБ) 6 кВ

| **Расположение Тип** | | **Кол-во** | **Нагрузка, ВА** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | **Sab** | **Sbc** | **Sca** | **Sa** | **Sb** | **Sc** |
| | Цепи измерения: | | | | | | | |
| | Терминал ТЕКОН | 3 | | | | $0{,}3 \cdot 3 = 0{,}9$ | $0{,}3 \cdot 3 = 0{,}9$ | $0{,}3 \cdot 3 = 0{,}9$ |

| Расположение Тип | Кол-во | Нагрузка, ВА | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Sab | Sbc | Sca | Sa | Sb | Sc |
| РАС | 1 | | | | 0,16 | 0,16 | 0,16 |
| **Всего (своя нагрузка):** | | | | | 1,06 | 1,06 | 1,06 |

Максимальная расчетная нагрузка дополнительной обмотки для фазы А с учетом существующей нагрузки по выражению (6.7.4.4):

$$S_{нагр.макс} = S_{ФА} = 1{,}06 \text{ ВА}$$

Таблица 7.7.4.3 – Нагрузка основной обмотки для ТН рабочего ввода 6 кВ ТСН-61 (ТН резервного ввода 6 кВ Т-60Р3)

| Расположение Тип | Кол-во | Нагрузка, ВА | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Sab | Sbc | Sca | Sa | Sb | Sc |
| Цепи измерения: | | | | | | | |
| Меркурий 234ARTM2: АИИС КУЭ | 1 | | | | 2 | 2 | 2 |
| Терминал ТЕКОН | 4 | | | | $0{,}3 \cdot 4 = 1{,}2$ | $0{,}3 \cdot 4 = 1{,}2$ | $0{,}3 \cdot 4 = 1{,}2$ |
| РАС | 1 | | | | 0,16 | 0,16 | 0,16 |
| **Всего (своя нагрузка):** | | | | | 3,36 | 3,36 | 3,36 |

Максимальная расчетная нагрузка второй основной обмотки для фазы А с учетом существующей нагрузки по выражению (7.7.4.4):

$$S_{нагр.макс} = S_{ФА} = 3{,}36 \text{ ВА}$$

Номинальное линейное напряжение $U_{ном} = 100$ В.

Номинальная мощность основных обмоток ТН: $S_{макс1} = 15$ ВА: Номинальная мощность дополнительных обмоток ТН: $S_{макс2} = 200$ ВА.

Выбор сечения жил кабеля для вторичных цепей выполняется с учетом того, что потеря напряжения в проводах от трансформатора напряжения до измерительных преобразователей - 0,5 %, до терминалов защит – 3%, а до приборов учета – 0,25%.

При совместном питании по общим жилам вышеперечисленных приборов сечение жил кабеля выбирается по минимальной из допустимых норм потерь напряжения.

Для обеспечения работы ТН 6 кВ в своем классе согласно ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия» минимальная требуемая загрузка составляет 25%, что составляет 3,75 ВА.

Выполним нормализацию нагрузки вторичных цепей трансформатора напряжения 6 кВ согласно методическим указаниям МИ 3023-2006 «Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения».

Оптимальные значения метрологических характеристик трансформаторов напряжения находятся в диапазоне от 40 % до 60 % от номинального значения мощности нагрузки, необходимо выполнить нормализацию мощности нагрузки трансформатора, так как трансформатор напряжения загружен на 22,4%.

Необходима установка догрузочных сопротивлений. Догрузочное сопротивление выбирается из условия обеспечения работы в классе точности 0,5 при минимальной нагрузке на цепи ТН:

Догрузочное сопротивление с учетом существующей нагрузки:

$$S_{ДОГР} > 0{,}5 \cdot S_{тн} - S_{нагр.макс} = 0{,}5 \cdot 15 - 3{,}36 = 4{,}14 \text{ ВА},$$

Необходимо установить три догрузочных резистора типа МР 3021-Н-100/√3В-(3х5) ВА с номинальной мощностью рассеивания $S_{догр}$= 5 (ВА).

Определяем ток нагрузки для вторичных цепей ТН:

– ток на участке от ТН др клеммника в ячейке КРУ 6 кВ:

$$I_н = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{нагр.макс}}{U_{ном}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3{,}36}{100} = 0{,}058 \text{ А}.$$

Допустимая потеря напряжения:

$$\Delta U_{доп} = 0{,}058 \cdot 100 = 5{,}8 \text{ В}.$$

Допустимое наибольшее сопротивление фазного провода:

– на участке от ТН до клемника в ячейке 6 кВ:

$$R_{доп} = \frac{\Delta U_{доп}}{\sqrt{3} \cdot I_н} = \frac{5{,}8}{\sqrt{3} \cdot 0{,}058} = 57{,}73 \text{ Ом}.$$

Допустимое сечение:

– на участке от ТН до шкафа на РЩ:

$$q = \frac{l}{R_{доп} \cdot \gamma} = \frac{100}{57{,}73 \cdot 57} = 0{,}03 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к прокладке медный кабель сечением в ячейке ТН- 1,5 мм2.

При таком сечении кабеля падение напряжения будет равно:

$$\Delta U = I_н \cdot R = I_н \cdot \frac{l}{q_к \cdot \gamma} = 0{,}058 \cdot \frac{100}{1{,}5 \cdot 57} = 0{,}068 \text{ В}.$$

Тогда потеря напряжения в относительных единицах:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{0{,}068 \cdot \sqrt{3}}{100} \cdot 100\% = 0{,}12\% < 0{,}25\%.$$

Принятые сечения кабелей удовлетворяют требованиям.

Таблица 7.7.4.4 – Нагрузка дополнительной обмотки для ТН рабочего ввода 6 кВ ТСН-61 (ТН резервного ввода 6 кВ Т-60Р3)

| **Расположение** | **Тип** | **Кол-во** | **Нагрузка, ВА** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | **Sab** | **Sbc** | **Sca** | **Sa** | **Sb** | **Sc** |
| | Цепи измерения: | | | | | | | |
| | Терминал ТЕКОН | 2 | | | | 0,3 · 2 = 0,6 | 0,3 · 2 = 0,6 | 0,3 · 2 = 0,6 |
| | РАС | 1 | | | | 0,16 | 0,16 | 0,16 |

| Расположение Тип | Кол-во | Нагрузка, ВА | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Sab | Sbc | Sca | Sa | Sb | Sc |
| **Всего (своя нагрузка):** | | | | | 0,76 | 0,76 | 0,76 |

Максимальная расчетная нагрузка дополнительной обмотки для фазы А с учетом существующей нагрузки по выражению (7.7.4.4):

$$S_{нагр.макс} = S_{ФА} = 0{,}76 \text{ ВА}$$

Таблица 7.7.4.5 – Нагрузка основной обмотки для ТН секции 00ВСА(00ВСВ) 6 кВ

| Расположение Тип | Кол-во | Нагрузка, ВА | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Sab | Sbc | Sca | Sa | Sb | Sc |
| Цепи измерения: | | | | | | | |
| Меркурий 234ARTM2: АИИС КУЭ | 2 | | | | $2 \cdot 2 = 4$ | $2 \cdot 2 = 4$ | $2 \cdot 2 = 4$ |
| Терминал ТЕКОН | 4 | | | | $0{,}3 \cdot 4 = 1{,}2$ | $0{,}3 \cdot 4 = 1{,}2$ | $0{,}3 \cdot 4 = 1{,}2$ |
| РАС | 1 | | | | 0,16 | 0,16 | 0,16 |
| **Всего (своя нагрузка):** | | | | | 5,36 | 5,36 | 5,36 |

Максимальная расчетная нагрузка второй основной обмотки для фазы А с учетом существующей нагрузки по выражению (7.7.4.4):

$$S_{нагр.макс} = S_{ФА} = 5{,}36 \text{ ВА}$$

Номинальное линейное напряжение $U_{ном} = 100$ В.

Номинальная мощность основных обмоток ТН: $S_{макс1} = 15$ ВА: Номинальная мощность дополнительных обмоток ТН: $S_{макс2} = 200$ ВА.

Выбор сечения жил кабеля для вторичных цепей выполняется с учетом того, что потеря напряжения в проводах от трансформатора напряжения до измерительных преобразователей - 0,5 %, до терминалов защит – 3%, а до приборов учета – 0,25%.

При совместном питании по общим жилам вышеперечисленных приборов сечение жил кабеля выбирается по минимальной из допустимых норм потерь напряжения.

Для обеспечения работы ТН 6 кВ в своем классе согласно ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия» минимальная требуемая загрузка составляет 25%, что составляет 3,75 ВА.

Выполним нормализацию нагрузки вторичных цепей трансформатора напряжения 6 кВ согласно методическим указаниям МИ 3023-2006 «Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения».

Оптимальные значения метрологических характеристик трансформаторов напряжения находятся в диапазоне от 40 % до 60 % от номинального значения мощности нагрузки, необходимо выполнить нормализацию мощности нагрузки трансформатора, так как трансформатор напряжения загружен на 35,73%.

Необходима установка догрузочных сопротивлений. Догрузочное сопротивление выбирается из условия обеспечения работы в классе точности 0,5 при минимальной нагрузке на цепи ТН:

Догрузочное сопротивление с учетом существующей нагрузки:

$$S_{ДОГР} > 0{,}5 \cdot S_{тн} - S_{нагр.макс} = 0{,}5 \cdot 15 - 5{,}36 = 2{,}14 \text{ ВА},$$

Необходимо установить три догрузочных резистора типа МР 3021-Н-100/√3В-(3х3) ВА с номинальной мощностью рассеивания $S_{догр}$= 3 (ВА).

Определяем ток нагрузки для вторичных цепей ТН:

– ток на участке от ТН др клеммника в ячейке КРУ 6 кВ:

$$I_н = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{нагр.макс}}{U_{ном}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5{,}36}{100} = 0{,}093 \text{ А}.$$

Допустимая потеря напряжения:

$$\Delta U_{доп} = 0{,}093 \cdot 100 = 9{,}3 \text{ В}.$$

Допустимое наибольшее сопротивление фазного провода:

– на участке от ТН до клемника в ячейке 6 кВ:

$$R_{доп} = \frac{\Delta U_{доп}}{\sqrt{3} \cdot I_н} = \frac{9{,}3}{\sqrt{3} \cdot 0{,}093} = 57{,}73 \text{ Ом}.$$

Допустимое сечение:

– на участке от ТН до клемника в ячейке КРУ 6 кВ:

$$q = \frac{l}{R_{доп} \cdot \gamma} = \frac{5}{57{,}73 \cdot 57} = 0{,}0015 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к прокладке медный кабель сечением в ячейке ТН- 1,5 мм2.

При таком сечении кабеля падение напряжения будет равно:

$$\Delta U = I_н \cdot R = I_н \cdot \frac{l}{q_к \cdot \gamma} = 0{,}093 \cdot \frac{5}{1{,}5 \cdot 57} = 0{,}0055 \text{ В}.$$

Тогда потеря напряжения в относительных единицах:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{0{,}0055 \cdot \sqrt{3}}{100} \cdot 100\% = 0{,}01\% < 0{,}25\%.$$

Принятые сечения кабелей удовлетворяют требованиям.

Таблица 7.7.4.6 – Нагрузка дополнительной обмотки для ТН секции 00ВСА(00ВСВ) 6 кВ

| **Расположение Тип** | | **Ко л-во** | **Нагрузка, ВА** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | **Sab** | **Sbc** | **Sca** | **Sa** | **Sb** | **Sc** |
| | Цепи измерения: | | | | | | | |
| | Терминал ТЕКОН | 2 | | | | $0{,}3 \cdot 2 = 0{,}6$ | $0{,}3 \cdot 2 = 0{,}6$ | $0{,}3 \cdot 2 = 0{,}6$ |
| | РАС | 1 | | | | 0,16 | 0,16 | 0,16 |
| | **Всего (своя нагрузка):** | | | | | 0,76 | 0,76 | 0,76 |

Максимальная расчетная нагрузка дополнительной обмотки для фазы А с учетом существующей нагрузки по выражению (6.7.4.4):

$$S_{нагр.макс} = S_{ФА} = 0{,}76 \text{ ВА}$$

Таблица 7.7.4.7 – Нагрузка основной обмотки для ТН ввода 6 кВ для линии связи с резервной магистралью КРУ 6 кВ ТЭЦ-25

| Расположение Тип | | Кол-во | Нагрузка, ВА | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Sab | Sbc | Sca | Sa | Sb | Sc |
| | Цепи измерения: | | | | | | | |
| | Меркурий 234ARTM2: АИИС КУЭ | 1 | | | | 2 | 2 | 2 |
| | Терминал ТЕКОН | 1 | | | | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| | **Всего (своя нагрузка):** | | | | | 2,3 | 2,3 | 2,3 |

Максимальная расчетная нагрузка второй основной обмотки для фазы А с учетом существующей нагрузки по выражению (7.7.4.4):

$$S_{нагр.макс} = S_{ФА} = 2{,}3 \text{ ВА}$$

Номинальное линейное напряжение $U_{ном} = 100$ В.

Номинальная мощность основных обмоток ТН: $S_{макс1} = 15$ ВА: Номинальная мощность дополнительных обмоток ТН: $S_{макс2} = 200$ ВА.

Выбор сечения жил кабеля для вторичных цепей выполняется с учетом того, что потеря напряжения в проводах от трансформатора напряжения до измерительных преобразователей - 0,5 %, до терминалов защит – 3%, а до приборов учета – 0,25%.

При совместном питании по общим жилам вышеперечисленных приборов сечение жил кабеля выбирается по минимальной из допустимых норм потерь напряжения.

Для обеспечения работы ТН 6 кВ в своем классе согласно ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия» минимальная требуемая загрузка составляет 25%, что составляет 3,75 ВА.

Выполним нормализацию нагрузки вторичных цепей трансформатора напряжения 6 кВ согласно методическим указаниям МИ 3023-2006 «Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения».

Оптимальные значения метрологических характеристик трансформаторов напряжения находятся в диапазоне от 40 % до 60 % от номинального значения мощности нагрузки, необходимо выполнить нормализацию мощности нагрузки трансформатора, так как трансформатор напряжения загружен на 15,33%.

Необходима установка догрузочных сопротивлений. Догрузочное сопротивление выбирается из условия обеспечения работы в классе точности 0,5 при минимальной нагрузке на цепи ТН:

Догрузочное сопротивление с учетом существующей нагрузки:

$$S_{ДОГР} > 0{,}5 \cdot S_{тн} - S_{нагр.макс} = 0{,}5 \cdot 15 - 2{,}3 = 5{,}2 \text{ ВА},$$

Необходимо установить три догрузочных резистора типа МР 3021-Н-100/√3В-(3х5) ВА с номинальной мощностью рассеивания $S_{догр}$= 5 (ВА).

Определяем ток нагрузки для вторичных цепей ТН:

– ток на участке от ТН до клеммника в ячейке КРУ 6 кВ:

$$I_н = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{нагр.макс}}{U_{ном}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2,3}{100} = 0,04 \text{ А}.$$

Допустимая потеря напряжения:

$$\Delta U_{доп} = 0,04 \cdot 100 = 4 \text{ В}.$$

Допустимое наибольшее сопротивление фазного провода:

– на участке от ТН до клемника в ячейке 6 кВ:

$$R_{доп} = \frac{\Delta U_{доп}}{\sqrt{3} \cdot I_н} = \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 0,04} = 57,73 \text{ Ом}.$$

Допустимое сечение:

– на участке от ТН до клемника в существующей ячейке КРУ 6 кВ ТЭЦ-25:

$$q = \frac{l}{R_{доп} \cdot \gamma} = \frac{100}{57,73 \cdot 57} = 0,03 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к прокладке медный кабель сечением в ячейке ТН- 1,5 мм2.

При таком сечении кабеля падение напряжения будет равно:

$$\Delta U = I_н \cdot R = I_н \cdot \frac{l}{q_к \cdot \gamma} = 0,04 \cdot \frac{100}{1,5 \cdot 57} = 0,047 \text{ В}.$$

Тогда потеря напряжения в относительных единицах:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{0,047 \cdot \sqrt{3}}{100} \cdot 100\% = 0,081\% < 0,25\%.$$

Принятые сечения кабелей удовлетворяют требованиям.

Таблица 7.7.4.8 – Нагрузка дополнительной обмотки для ТН ввода 6 кВ для линии связи с резервной магистралью КРУ 6 кВ ТЭЦ-25

| **Расположение Тип** | | **Ко л-во** | **Нагрузка, ВА** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | **Sab** | **Sbc** | **Sca** | **Sa** | **Sb** | **Sc** |
| | Цепи измерения: | | | | | | | |
| | Терминал ТЕКОН | 2 | | | | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| | **Всего (своя нагрузка):** | | | | | 0,3 | 0,3 | 0,3 |

Максимальная расчетная нагрузка дополнительной обмотки для фазы А с учетом существующей нагрузки по выражению (7.7.4.4):

$$S_{нагр.макс} = S_{ФА} = 0,3 \text{ ВА}$$

# 8 Электротехнические расчеты вторичных цепей для второго этапа

Расчет выполняется для номинальных параметров трансформаторов тока и трансформаторов напряжения. На стадии выполнения рабочей документации после определения заказчиком производителей оборудования расчет будет выполнен с учетом параметров выбранного оборудования.

## 8.1 Выбор трансформаторов тока релейной защиты 500 кВ

Выбор трансформаторов тока выполнен в соответствии с ГОСТ Р 71403-2024 и ГОСТ Р 58669-2019.

Параметры необходимые для выбора трансформаторов тока:

$t_{РЗ}$ - минимально необходимое время достоверного измерения значения тока, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗ, реализованных в устройстве РЗА, в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ, заявленное производителем устройства РЗА;

$T_а$ – эквивалентная постоянная времени, рассчитанная в соответствии с ГОСТ Р 58669;

$I_{КЗ}$ – максимальное значение тока КЗ через выбираемый трансформатор тока;

$I_{1ном}$– номинальный первичный ток;

$L_{каб}$ – длина кабеля;

$S_{каб}$ – сечение кабеля;

$Z_{н.факт}$ – фактическая вторичная нагрузка;

$Z_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка;

$K_{ном}$ – номинальная предельная кратность.

$k_r$ – коэффициент остаточной намагниченности.

### 8.1.1 Исходные данные для выбора трансформаторов тока

Таблица 7.1.1 – Исходные данные

| № ТТ | Кабель $L_{каб}$, м/ $S_{каб}$, мм$^2$ | Подключаемые устройства | Минимально необходимое время достоверного измерения значения ток $t_{РЗ}$, с | Эквивалентная постоянная времени $T_а$, с | Максимальное значение тока КЗ $I_{кз}^{(3)}/I_{кз}^{(1)}$, А | Фактическая вторичная нагрузка $Z_{н.факт}^{(3)}/Z_{н.факт}^{(1)}$, Ом |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ТА3 2000/1 10PR60 10ВА | 240/4 | ДЗТ Т-91А 1 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,0716 | 39900/39980 | 1,06/2,11 |
| ТА4 2000/1 10PR60 10ВА | 240/4 | ДЗТ Т-91А 2 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,0716 | 39900/39980 | 1,06/2,11 |
| ТА8 2000/1 10PR60 10ВА | 240/4 | ДЗЛ 2 к. КЛ 500 кВ | 0,005 | 0,0716 | 39900/39980 | 1,55/2,6 |
| ТА9 2000/1 10PR60 10ВА | 240/4 | ДЗЛ 1 к. КЛ 500 кВ | 0,005 | 0,0716 | 39900/39980 | 1,55/2,6 |

### 8.1.2 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА3, ТА4 ДЗТ Т-91А

Номинальный первичны ток:

$$I_{ном.Т} = \frac{S_Т}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.Т}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 525} = 137{,}5 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 150 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (10 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}0716 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}0716}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{39980}{150} = 3660$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}0716 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}0716}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{39980}{150} = 569{,}4$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10PR с номинальным первичным током 300А не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR с номинальным первичным током 2000А:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}0716 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}0716}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{39980}{2000} = 42{,}7$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 60$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 2000/1 10PR60 10ВА.

### 8.1.3 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА8, ТА9 ДЗЛ КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8

Номинальный первичны ток:

$$I_{ном.Т} = \frac{S_Т}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.Т}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 525} = 137{,}5 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 150 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (10 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}0716 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}005}{0{,}0716}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{39980}{150} = 4791$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}0716 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}005}{0{,}0716}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{39980}{150} = 745$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10PR с номинальным первичным током 300А не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR с номинальным первичным током 2000А:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}0716 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}005}{0{,}0716}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{39980}{2000} = 55{,}9$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 60$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 2000/1 10PR60 10ВА.

## 8.2 Выбор трансформаторов тока релейной защиты 10 кВ

Выбор трансформаторов тока выполнен в соответствии с ГОСТ Р 71403-2024 и ГОСТ Р 58669-2019.

Параметры необходимые для выбора трансформаторов тока:

$t_{РЗ}$ - минимально необходимое время достоверного измерения значения тока, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗ, реализованных в устройстве РЗА, в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ, заявленное производителем устройства РЗА;

$T_a$ – эквивалентная постоянная времени, рассчитанная в соответствии с ГОСТ Р 58669;

$I_{КЗ}$ – максимальное значение тока КЗ через выбираемый трансформатор тока;

$I_{1ном}$– номинальный первичный ток;

$L_{каб}$ – длина кабеля;

$S_{каб}$ – сечение кабеля;

$Z_{н.факт}$ – фактическая вторичная нагрузка;

$Z_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка;

$K_{ном}$ – номинальная предельная кратность.

$k_r$ – коэффициент остаточной намагниченности.

### 8.2.1 Исходные данные для выбора трансформаторов тока

Таблица 8.2.1 – Исходные данные

| **№ ТТ** | **Кабель** $L_{каб}$, м/ $S_{каб}$, мм$^2$ | **Подключаемые устройства** | **Минимально необходимое время достоверного измерения значения ток $t_{РЗ}$, с** | **Эквивалентная постоянная времени $T_a$, с** | **Максимальное значение тока КЗ $I_{кз}^{(3)}/I_{кз}^{(1)}$, А** | **Фактическая вторичная нагрузка $Z_{н.факт}^{(3)}/Z_{н.факт}^{(1)}$, Ом** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| TA15 8000/1 10PR30 10BA | 70/2,5 | ДЗГ 2 к. (ТЕКОН 339GB) | 0,003 | 0,0907 | 59840/- | 0,5/- |
| TA16 8000/1 10PR40 10BA | 70/2,5 | ДЗГ 1 к. (ЭКРА 213) | 0,01 | 0,0907 | 59840/- | 0,99/- |

| № ТТ | Кабель $L_{каб}$, м/ $S_{каб}$, мм$^2$ | Подключаемые устройства | Минимально необходимое время достоверного измерения значения ток $t_{РЗ}$, с | Эквивалентная постоянная времени $T_а$, с | Максимальное значение тока КЗ $I_{кз}^{(3)}/I_{кз}^{(1)}$, А | Фактическая вторичная нагрузка $Z_{н.факт}^{(3)}/Z_{н.факт}^{(1)}$, Ом |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ТА18 8000/1 10PR30 10ВА | 70/2,5 | ДЗТ Т-91А 2 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,0907 | 59840/- | 0,5/- |
| ТА19 8000/1 10PR30 10ВА | 70/2,5 | ДЗТ Т-91А 1 к. (ТЕКОН 339ТВ) | 0,003 | 0,0907 | 59840/- | 0,5/- |
| ТА27-1; ТА27-2 4000/1 10PR60 10ВА | 90/2,5 | ДЗГ 1 к. (ЭКРА 213) | 0,01 | 0,4804 | 40850/- | 1,13/- |
| ТА28-1; ТА28-2 4000/1 10PR40 10ВА | 90/2,5 | ДЗГ 2 к. (ТЕКОН 339GB) | 0,003 | 0,4804 | 40850/- | 0,64/- |

### 8.2.2 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА15 ДЗГ

Номинальный первичны ток:

$$I_{1ном} = I_{ном.г} = \frac{S_г}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.г}} = \frac{112500}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 6186 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 8000 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (10 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_а \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_а}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}0907 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}0907}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{59840}{8000} = 102{,}9$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_а \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_а}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}0907 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}003}{0{,}0907}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{59840}{8000} = 16{,}01$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 30$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 10000/1 10PR30 10ВА.

### 8.2.3 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА16 ДЗГ

Номинальный первичны ток:

$$I_{1ном} = I_{ном.г} = \frac{S_г}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.г}} = \frac{112500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6186 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 8000 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (10 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0,0907 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0,01}{0,0907}}\right) + 1}{1 - 0,86} \cdot \frac{59840}{8000} = 212,3$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0,0907 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0,01}{0,0907}}\right) + 1}{1 - 0,1} \cdot \frac{59840}{8000} = 33,1$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 40$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 10000/1 10PR40 10ВА.

### 8.2.4 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА18, ТА19 ДЗТ Т-91Б

Номинальный первичны ток:

$$I_{1ном} = I_{ном.г} = \frac{S_г}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.г}} = \frac{112500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6186 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 8000 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (10 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0,0907 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0,003}{0,0907}}\right) + 1}{1 - 0,86} \cdot \frac{59840}{8000} = 102,9$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0,0907 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0,003}{0,0907}}\right) + 1}{1 - 0,1} \cdot \frac{59840}{8000} = 16,01$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 30$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 10000/1 10PR30 10ВА.

### 8.2.5 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА27-1, ТА27-2 ДЗГ

Номинальный первичны ток:

$$I_{1ном} = I_{ном.г} = \frac{S_г}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.г}} = \frac{112500/2}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3093 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 4000 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (10 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0,4804 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0,01}{0,4804}}\right) + 1}{1 - 0,86} \cdot \frac{40850}{4000} = 299,6$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0,4804 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0,01}{0,4804}}\right) + 1}{1 - 0,1} \cdot \frac{40850}{4000} = 46,6$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 60$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 4000/1 10PR60 10ВА.

### 8.2.6 Выбор параметров обмоток трансформаторов тока ТА28-1, ТА28-2 ДЗГ

Номинальный первичны ток:

$$I_{1ном} = I_{ном.г} = \frac{S_г}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.г}} = \frac{112500/2}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3093 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный первичный ток трансформаторов тока равным 4000 А согласно ГОСТ Р 70507.2.

Принимается номинальный вторичный ток трансформаторов тока равным 1А.

Выбираем номинальное значение вторичной нагрузки трансформаторов тока равным 10 Ом (10 ВА) согласно приведенных в ГОСТ Р 70507.2.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0,4804 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0,003}{0,4804}}\right) + 1}{1 - 0,86} \cdot \frac{40850}{4000} = 141,4$$

Полученное значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10PR:

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0,4804 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0,003}{0,4804}}\right) + 1}{1 - 0,1} \cdot \frac{40850}{4000} = 22$$

В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями номинальной предельной кратности принимает $K_{ном} = 40$.

Выбран трансформатор тока со следующими параметрами 4000/1 10PR40 10ВА.

### 8.3 Расчет измерительных обмоток трансформаторов тока

**Расчет трансформаторов тока по допустимой вторичной нагрузке.**

Согласно ГОСТ 7746-2015 для обмоток измерения трансформаторов тока диапазон вторичной нагрузки в процентах от номинальной должен составлять: 25 – 100 %. Для ТТ с номинальной нагрузкой не более 30 ВА допускается нижний предел вторичной нагрузки менее 25% номинальной, вплоть до нулевой.

$$0 \leq S_{расч} \leq S_{ном}$$

Вторичную нагрузку трансформаторов тока определяем по выражению:

$$S_{расч} = I_{ном2}^2 * Z_{Н.расч}$$

где $I_{ном2}$ – номинальный ток вторичной обмотки,

$Z_{Н.расч}$ – расчетное сопротивление нагрузки вторичной обмотки.

Расчетное сопротивление нагрузки вторичной обмотки ТТ находится по выражению:

$$Z_{Н.расч} = R_{каб} + Z_{пр} + r_{пер}$$

где $r_{пер}$ – переходное сопротивление контактов,

$r_{пер} = 0{,}05$ Ом;

$Z_{пр}$ – сопротивление приборов во вторичных токовых цепях:

$$Z_{пр} = \frac{S_{пр}}{I_{ном2}^2}$$

Сопротивление кабеля находится из формулы:

$$R_{каб} = \frac{L}{F \cdot \gamma}$$

Таблица 8.3 – Выбор обмоток измерений

| **№ ТТ** | **Кабель $L_{каб}$, м/ $S_{каб}$, мм$^2$** | **Подключаемые устройства** | **Фактическая вторичная нагрузка, ВА** | **Фактическая вторичная нагрузка от номинальной мощности ТТ, %** |
|---|---|---|---|---|
| ОРУ 500 кВ ТА2 1000/1 0,2FS5 10ВА | 240/2,5 | СМПР | $0 \leq 2{,}18 \leq 10$ | 21,8 |
| 10 кВ ТА17 8000/1 0,2FS5 10ВА | 70/2,5 | СМПР + Измерения синхронизации | $0 \leq 1{,}99 \leq 10$ | 19,9 |
| 10 кВ ТА22 8000/1 0,2FS10 10ВА | 70/2,5 | АРВ | $0 \leq 0{,}99 \leq 10$ | 9,9 |
| 10 кВ ТА23 8000/1 0,2FS10 10ВА | 70/2,5 | ЭКРА 213 + ЭЧСРиЗ. | $0 \leq 1{,}49 \leq 10$ | 14,9 |
| 10 кВ ТА25 8000/1 0,2FS10 10ВА | 70/2,5 | АРВ | $0 \leq 0{,}99 \leq 10$ | 9,9 |
| 10 кВ ТА26 8000/1 0,2FS10 10ВА | 70/2,5 | ТЕКОН 339GB + ЭЧСРиЗ. | $0 \leq 1{,}01 \leq 10$ | 10,1 |

### 8.4 Проверочный расчет трансформаторов тока РЗА на допустимую погрешность

Расчет на допустимую погрешность трансформаторов тока выполнен по методике: Е.П. Королев, Э.М. Либерзон «Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты» с учетом выбранных характеристик ТТ.

Расчет трансформаторов тока на допустимую нагрузку представлен в таблице 8.4.1.

Номинальная мощность вторичных обмоток ТТ (SномТТ) должна быть больше суммарной расчетной мощности с учетом мощности нагрузки устройств РЗА, мощности в контрольном кабеле с расчетным сечением и длиной кабеля от ТТ до устройств РЗА.

Сопротивление кабеля определялось по выражению:

$$R_{К} = \frac{К \cdot L}{\gamma . q пр} \quad (8.4.1)$$

где L – длина кабеля, м;

К – коэффициент, учитывающий вид нейтрали (К = 2 для сети с глухозаземленной нейтралью, К = 1 для сети и изолированной нейтралью);

γ = 57 м/Ом·мм2 - удельная проводимость меди;

$q_{пр}$ – сечение провода, мм2.

Потеря мощности в кабеле:

$$S_{к} = R_{К} \cdot I_{ВТ}^{2} \quad (8.4.2)$$

где $R_{К}$ - сопротивление кабеля, Ом;

$I_{ВТ}^{2}$ - вторичный номинальный ток ТТ, А;

Суммарная расчетная мощность нагрузки:

$$S_{\Sigma} = S_{к} + S_{нагр} \quad (8.4.3)$$

где $S_{\Sigma}$ – суммарная расчетная мощность нагрузки, ВА;

$S_{к}$ – потеря мощности в кабеле, ВА;

$S_{нагр}$ – мощность нагрузки, подключенной к ТТ, ВА (определяется по данным, приведенным в таблице 8.3).

Фактическая вторичная нагрузка ТТ определяется как сумма сопротивлений, подключенных к ТТ приборов, сопротивлений кабелей токовых цепей.

Должно выполняться условие:

$$S_{номТТ} > S_{сумм} \quad (8.4.4)$$

где Sсумм – суммарная расчетная мощность нагрузки, ВА.

Расчетный коэффициент кратности:

$$К_{расч} = \frac{I_{расч}}{I_{номТТ}} < К_{ТТ} \quad (8.4.5)$$

Таблица 8.4.1 - Проверка трансформаторов тока на допустимую токовую погрешность

| Трансформатор тока | | Приборы | Потребляемая мощность приборов, ВА | Сопротивление приборов, Ом | Сопротивление кабеля, Ом | Расчётная нагрузка на ТТ, ВА | Расчетный коэффициент кратности |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ОРУ 500 кВ | TA5, 2000/1, 10PR21, 3BA | ЭКРА 213 | 0,5 | 0,5 | $\frac{2 \cdot 240}{57 \cdot 4} = 2{,}105$ | $(0{,}5 + 2{,}105 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 2{,}655 < 3$ | $\frac{39980}{2000} = 19{,}99 < 21$ |
| | TA6, 2000/1, 10PR21, 3BA | ТЕКОН 339GB | 0,01 | 0,01 | $\frac{2 \cdot 240}{57 \cdot 4} = 2{,}105$ | $(0{,}01 + 2{,}105 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 2{,}165 < 3$ | $\frac{39980}{2000} = 19{,}99 < 21$ |
| | TA7, 2000/1, 10PR25, 10BA | РАС | 0,5 | 0,5 | $\frac{2 \cdot 240}{57 \cdot 4} = 2{,}105$ | $(0{,}5 + 2{,}105 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 2{,}655 < 10$ | $\frac{39980}{2000} = 19{,}99 < 25$ |
| | TA12, 600/1, 10PR15, 10BA | ТЕКОН 339TB+РАС | 0,51 | 0,51 | $\frac{2 \cdot 240}{57 \cdot 4} = 2{,}105$ | $(0{,}51 + 2{,}105 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 2{,}665 < 10$ | $\frac{1445}{600} = 2{,}408 < 15$ |
| | TA13, 600/1, 10PR15, 10BA | ТЕКОН 339TB | 0,01 | 0,01 | $\frac{240}{57 \cdot 2{,}5} = 1{,}68$ | $(0{,}01 + 1{,}68 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 1{,}74 < 10$ | $\frac{1445}{600} = 2{,}408 < 15$ |
| Линейные вывода 10 кВ ТГ-1Б | TA21, 8000/1, 10PR8, 3BA | РАС+Защита СВ | 1 | 1 | $\frac{70}{57 \cdot 2{,}5} = 0{,}5$ | $(1 + 0{,}5 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 1{,}55 < 3$ | $\frac{59840}{8000} = 7{,}48 < 8$ |
| | TA24, 8000/1, 10PR8, 3BA | ТЕКОН 339SW+Защита СВ | 0,51 | 0,51 | $\frac{70}{57 \cdot 2{,}5} = 0{,}5$ | $(0{,}51 + 0{,}5 + 0{,}05) \cdot 1^2 = 1{,}06 < 3$ | $\frac{59840}{8000} = 7{,}48 < 8$ |

### 8.5 Расчет цепей напряжения

Выбор сечений кабелей цепей напряжения от ТН осуществляется по методике, указанной в «Трансформаторах напряжения и их вторичных цепях» В.Н. Вавина.

Сечение проводов во вторичных цепях определяется по допустимой потере напряжения, установленной ПУЭ п. 3.4.5. В целях упрощения расчетов потеря напряжения принимается равной падению напряжения.

Все кабели в цепях напряжения выбираются с медными жилами сечением не менее 1,5 мм2, что определяется условием механической прочности по ПУЭ п. 3.4.12.

#### 8.5.1 Расчет ТКЗ на стороне низкого напряжения ТН и проверка защитных аппаратов цепей ТН 500 кВ

Расчет токов КЗ на стороне низкого напряжения трансформатора напряжения выполняется для наиболее нагруженного присоединения при максимальной длине кабеля с целью осуществления проверки правильности функционирования защитного автомата. По результатам определения минимальных значений тока КЗ оценивается чувствительность электромагнитных расцепителей из условия: $K_ч \geq 1{,}5$.

Номинальные данные:

– номинальная мощность основных обмоток ТН: $S_{макс1} = 30$ ВА;

– номинальная мощность основных обмоток ТН: $S_{макс2} = 75$ ВА;

– номинальная мощность дополнительных обмоток ТН: $S_{макс3} = 300$ ВА;

– напряжение короткого замыкания основной обмотки: $U_{к1} = 3$ %;

– напряжение короткого замыкания основной обмотки: $U_{к2} = 4{,}5$ %;

– напряжение короткого замыкания дополнительной обмотки: $U_{к3} = 6{,}5$ %;

– вторичное напряжение основной обмотки: $U_{ном} = 100/\sqrt{3}$ В;

– вторичное напряжение дополнительной обмотки: $U_{ном.доп} = 100/3$ В.

Сопротивление трансформатора напряжения:

– основная обмотка №1:

$$X_{к1} = \frac{U_{к1} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{макс1}} = \frac{3 \cdot \left(100/\sqrt{3}\right)^2}{100 \cdot 30} = 3{,}333 \text{ Ом.}$$

– основная обмотка №2:

$$X_{к2} = \frac{U_{к1} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{макс1}} = \frac{4{,}5 \cdot \left(100/\sqrt{3}\right)^2}{100 \cdot 75} = 2 \text{ Ом.}$$

– дополнительная обмотка №3:

$$X_{к3} = \frac{U_{к1} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{макс1}} = \frac{6{,}5 \cdot (100)^2}{100 \cdot 300} = 2{,}17 \text{ Ом.}$$

Определяем параметры кабеля от ТН до приборов.

$$R = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{240}{57 \cdot 2{,}5} = 1{,}684 \text{ Ом.}$$

Минимальное значение тока КЗ в цепи основных обмоток №1:

– однофазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн1}^{(1)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к1}^2}} = \frac{57{,}7}{\sqrt{(2 \cdot 1{,}684)^2 + 3{,}333^2}} = 12{,}2 \text{ А.}$$

– двухфазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн1}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к1}^2}} = \frac{100}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot 1{,}684)^2 + 3{,}333^2}} = 10{,}55 \text{ А.}$$

Параметры автоматического выключателя:

$I_н = 1{,}6$ А;

$I_{н.расц} = 3{,}5 \cdot I_н$.

Минимальное значение тока КЗ в цепи основных обмоток №2:

– однофазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн2}^{(1)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к2}^2}} = \frac{57{,}7}{\sqrt{(2 \cdot 1{,}684)^2 + 2^2}} = 14{,}7 \text{ А}.$$

– двухфазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн2}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к2}^2}} = \frac{100}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot 1{,}684)^2 + 2^2}} = 12{,}7 \text{ А}.$$

Параметры автоматического выключателя:

$I_н = 1{,}6$ А;

$I_{н.расц} = 3{,}5 \cdot I_н$.

Минимальное значение тока КЗ в цепи дополнительных обмоток №3:

– однофазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн3}^{(1)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к3}^2}} = \frac{100}{\sqrt{(2 \cdot 1{,}684)^2 + 2{,}17^2}} = 24{,}9 \text{ А}.$$

– двухфазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн3}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к3}^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot 1{,}684)^2 + 2{,}17^2}} = 21{,}6 \text{ А}.$$

Параметры автоматического выключателя:

$I_н = 2{,}5$ А;

$I_{н.расц} = 3{,}5 \cdot I_н$.

### 8.5.2 Расчет ТКЗ на стороне низкого напряжения ТН и проверка защитных аппаратов цепей ТН 15 кВ

Расчет токов КЗ на стороне низкого напряжения трансформатора напряжения выполняется для наиболее нагруженного присоединения при максимальной длине кабеля с целью осуществления проверки правильности функционирования защитного автомата. По результатам определения минимальных значений тока КЗ оценивается чувствительность электромагнитных расцепителей из условия: Кч ≥ 1,5.

Номинальные данные ТН-2 15 кВ ТГ-1А:

– номинальная мощность основных обмоток ТН: $S_{макс1} = 15$ ВА;

– номинальная мощность основных обмоток ТН: $S_{макс2} = 25$ ВА;

– номинальная мощность дополнительных обмоток ТН: $S_{макс3} = 200$ ВА;

– напряжение короткого замыкания основной обмотки: $U_{к1} = 0{,}26$ %;

– напряжение короткого замыкания основной обмотки: $U_{к2} = 0{,}43$ %;

– напряжение короткого замыкания дополнительной обмотки: $U_{к3} = 4$ %;

– вторичное напряжение основной обмотки: $U_{ном} = 100/\sqrt{3}$ В;

– вторичное напряжение дополнительной обмотки: $U_{ном.доп} = 100/3$ В.

Сопротивление трансформатора напряжения:

– основная обмотка №1:

$$X_{к1} = \frac{U_{к1} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{макс1}} = \frac{0{,}26 \cdot \left(100/\sqrt{3}\right)^2}{100 \cdot 15} = 0{,}578 \text{ Ом}.$$

– основная обмотка №2:

$$X_{к2} = \frac{U_{к1} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{макс2}} = \frac{0{,}43 \cdot \left(100/\sqrt{3}\right)^2}{100 \cdot 25} = 0{,}578 \text{ Ом}.$$

– дополнительная обмотка №3:

$$X_{к3} = \frac{U_{к1} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{макс1}} = \frac{4 \cdot (100/3)^2}{100 \cdot 200} = 0{,}222 \text{ Ом}.$$

Определяем параметры кабеля от ТН до приборов.

$$R = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{70}{57 \cdot 2{,}5} = 0{,}491 \text{ Ом}.$$

Минимальное значение тока КЗ в цепи основных обмоток №1 и №2:

– однофазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн1}^{(1)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к1}^2}} = \frac{57{,}7}{\sqrt{(2 \cdot 0{,}491)^2 + 0{,}578^2}} = 50{,}6 \text{ А}.$$

– двухфазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн1}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к1}^2}} = \frac{100}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot 0{,}491)^2 + 0{,}578^2}} = 43{,}8 \text{ А}.$$

Параметры автоматического выключателя:

$I_н = 2{,}5$ А;

$I_{н.расц} = 3{,}5 \cdot I_н$.

Минимальное значение тока КЗ в цепи дополнительных обмоток №3:

– однофазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн3}^{(1)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к3}^2}} = \frac{100/3}{\sqrt{(2 \cdot 0{,}491)^2 + 0{,}222^2}} = 33{,}1 \text{ А}.$$

– двухфазное КЗ у наиболее удаленных приборов:

$$I_{осн3}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot R)^2 + X_{к3}^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100/3}{2 \cdot \sqrt{(2 \cdot 0{,}491)^2 + 0{,}222^2}} = 28{,}6 \text{ А}.$$

Параметры автоматического выключателя:

$I_н = 2{,}5$ А;

$I_{н.расц} = 3{,}5 \cdot I_н$.

# 9 Расчет уставок защит для первого этапа строительства

## 9.1 Расчет уставок релейной защиты генератора ТГ-1А

Защиты генератора ТГ-1А выполнены с использованием двух взаиморезервируемых комплектов:

– первый комплект защит генератора ТГ-1А типа ШЭ1111 ООО «НПП ЭКРА», в состав которого входит МП терминал типа ЭКРА 213;

– второй комплект защит генератора ТГ-1А, нетиповой, в состав которого входит МП терминал типа ТЕКОН 339GB.

Каждый комплект защит генератора размещается в отдельном шкафу.

Дублирующие комплекты защит генератора подключается к отдельным измерительным ТТ и ТН и имеет независимое от другого комплекта оперативное питание.

### 9.1.1 Расчет уставок защиты генератора типа ЭКРА 213

#### 9.1.1.1 Продольная дифференциальная защита генератора, IΔG

Продольная дифференциальная защита генератора является основной защитой от внутренних повреждений.

Расчет продольной дифференциальной защиты генератора сводится к определению параметров тормозной характеристики ДЗГ.

Тормозная характеристика задается в относительных единицах. Расчет производится в первичных величинах. Перевод в относительные единицы производится по выражению:

$$I_{\text{СР}*} = \frac{I_{\text{СР}}}{I_{\text{БАЗ}}}$$

где $I_{\text{СР}}$ – уставка в первичных величинах;

$I_{\text{БАЗ}}$ – базисный ток, который принимается равным номинальному току статора генератора.

**Начальный ток срабатывания дифференциальной защиты**

Начальный ток срабатывания ДЗГ определяется по условию отстройки от тока небаланса в нормальном нагрузочном режиме:

$$I_{\text{СР0 РАСЧ}} = \text{К}_{\text{отс}}\cdot(\text{К}_{\text{одн}}\cdot\varepsilon + \Delta f_{\text{выр}*})\cdot I_{\text{НОМ.Г}} = 2\cdot(1{,}0\cdot 0{,}1 + 0{,}02)\cdot 7331 = 1759{,}4\ \text{А}$$

где $I_{\text{НОМ.Г}}$ – номинальный ток статора генератора, А (см. п. 3);

$\text{К}_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности измерительных трансформаторов тока. Для разнотипных ТТ принимается равным 1, для однотипных ТТ принимается равным 0,5;

ε – относительное значение полной погрешности ТТ в установившемся режиме (ε = 0,1 для ТТ класса точности 10PR);

$\Delta f$ =0,02 – относительная погрешность выравнивания токов плеч.

Начальный ток срабатывания в относительных единицах:

$$I_{\text{СР}*} = \frac{1759{,}4}{7331} = 0{,}24\ \text{о. е.}$$

Принимается $I_{\text{СР0}*} = 0{,}24\ \text{о. е.}$ (диапазон уставок 0,1÷1,2 о.е. с шагом 0,01).

Также рассматриваемую уставку необходимо проверить по обеспечению несрабатывания дифференциальной защиты в режиме форсировки генератора, учитывая, что трансформатор возбуждения включен в зону дифференциальной защиты генератора.

Предельный установившийся ток рабочей системы возбуждения в режиме форсировки составляет $I_{\text{ФОРС}} = 4400$ А.

С учетом коэффициента трансформации трансформатора самовозбуждения и коэффициента преобразования трехфазной мостовой схемы выпрямления имеем ток в режиме форсировки на стороне 15,75 кВ выпрямительного трансформатора:

$$I_{\text{ФОРС}}^{15,75\text{кВ}} = 0,85 \cdot 4400 \cdot \frac{0,66}{15,75} = 156,7 \text{ А}$$

Таким образом, уставка по начальному току срабатывания дифференциальной защиты генератора, равная $I_{\text{СР0}} = 1759,4$ А надежно отстроена от тока в режиме форсировки генератора.

**Коэффициенты торможения дифференциальной защиты на первом и втором наклонном участках характеристики**

Коэффициент торможения ДЗГ выбирается по условию отстройки от тока небаланса, вызванного погрешностями ТТ при внешних КЗ или асинхронном режиме по выражению:

$$K_{T1} = \frac{2 \cdot 23584}{93954} = 0,5$$

где $I_{\text{НБ}(MAX)}$ – максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ или асинхронном ходе;

$K_{\text{отс}}$= 2,0 – коэффициент отстройки;

$I_T$ – ток торможения в рассматриваемом режиме.

Максимальный ток небаланса определяется по выражению:

$I_{\text{НБ}(MAX)} = (\text{К}_{\text{АП}} \cdot \text{К}_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{СКВ}\,MAX} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,02) \cdot 107200 = 23584$ А

где ε = 0,1 – относительное значение полной погрешности ТТ;

$\text{К}_{\text{АП}} = 2$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей тока КЗ;

$\text{К}_{\text{ОДН}}$ – коэффициент однотипности измерительных трансформаторов тока. Для разнотипных ТТ принимается равным 1, для однотипных ТТ принимается равным 0,5;

$\Delta f_{\text{выр}}$ = 0,02 – относительная погрешность выравнивания токов плеч.

$I_{\text{СКВ}\,MAX} = max[I_{\text{вн.кз}}; I_{\text{АХ}}]$ – ток в цепи генератора либо при внешнем КЗ на линейных выводах генератора, либо при асинхронном ходе генератора.

Ток в цепи генератора при внешнем КЗ на линейных выводах генератора составляет:

$$I_{\text{вн.кз}} = 57500 \text{ А}$$

Ток в цепи генератора при асинхронном ходе определяется по выражению:

$$I_{\text{АХ}} = \frac{E_g^{``} + E_c}{X_d^{``} + X_{\text{т}} + X_c} = \frac{17,06 + 15,75}{0,17 + 0,129 + 0,007} = 107,2 \text{ кА}$$

где $E_g^{``} = \left(1 + X_{d*}^{``} \cdot sin\varphi\right) \cdot E_g = (1 + 0,139 \cdot 0,6) \cdot 15,75 = 17,06$ кВ – сверхпереходная ЭДС генератора;

$E_c$ = 15,75 кВ – ЭДС системы;

$X_d^{``} = X_{d*}^{``} \cdot \frac{U_{\text{баз}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,139 \cdot \frac{15,75^2}{200} = 0,17$ Ом – сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора в именованных единицах;

$X_{\text{т}} = \frac{U_{k\%}}{100\%} \cdot \frac{U_{\text{баз}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{13}{100\%} \cdot \frac{15,75^2}{250} = 0,129$ Ом – сопротивление блочного трансформатора;

$X_c = \frac{U_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}\,max}^{(3)}} = \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 38,8} = 7,81$ Ом – сопротивление системы;

$I_{\text{кз}\,max}^{(3)} = 38,8$ А – максимальный ток от системы при КЗ на стороне 525 кВ;

$X_c = 7,81 \cdot \frac{15,75^2}{525^2} = 0,007$ Ом – эквивалентное сопротивление системы сети 525 кВ, приведенное к базисному напряжению 15,75 кВ.

Тормозной ток по выражению:

$$I_{\text{т}} = \sqrt{I_{\text{СКВ}\,MAX} \cdot (I_{\text{СКВ}\,MAX} - I_{\text{НБ}(MAX)}) \cdot \cos\alpha} = \sqrt{107200 \cdot (107200 - 23584) \cdot \cos 10^0} = 93954 \text{ А}$$

где $\alpha$ = 10° – угол между векторами токов плеч защиты в режиме протекания сквозного тока.

Для второго наклонного участка характеристики в соответствии с рекомендациями производителя МП терминала РЗА принимается $K_{T2} = K_{T1} = 0{,}5$ (рекомендуемое значение), (диапазон выставления уставок 0,2÷0,95 о.е. с шагом 0,05).

**Ток начала торможения дифференциальной защиты**

Ток начала торможения в именованных единицах по выражению:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СРО РАСЧ}}}{\text{К}_{\text{т}}} = \frac{1759{,}4}{0{,}5} = 3518{,}8 \text{ А}$$

Ток начала торможения в относительных единицах по выражению:

$$I_{\text{НТ}*} = \frac{I_{\text{НТ}}}{I_{\text{БАЗ}}} = \frac{3518{,}8}{7331} = 0{,}48 \text{ о. е.}$$

Принимается $I_{\text{НТ}*} = 0{,}48$ о. е. (диапазон 0,1÷6,0 о.е. с шагом 0,01).

**Точка излома характеристики срабатывания**

Параметр В определяет переключение характеристики срабатывания ДТЗ с наклонного участка на вертикальный:

– если I'1 ≥ В и I'2 ≥ В – ДТЗ блокируется;

– если I'1 < В или I'2 < В – наклон характеристики срабатывания ДТЗ определяется коэффициентом торможения.

Параметр В выбирается по следующему условию:

$$B_* \geq I_{\text{НТ}*}$$

Принимается $B_* = 1{,}5$ о. е. (типовое значение уставки), диапазон (1,2÷3,0 о.е.) с шагом 0,01.

В первичных величинах В = 10997 А.

**Ток срабатывания дифференциальной отсечки**

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается по условию отстройки от максимального тока (тока небаланса при внешнем КЗ на линейных выводах или в асинхронном режиме) по выражению:

$$I_{\text{ОТС}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ}(MAX)} = 2 \cdot 23584 = 47168 \text{ А}$$

где $K_{\text{отс}}$= 2,0 – коэффициент отстройки;

Максимальный ток небаланса при асинхронном ходе генератора, который рассчитывается следующим образом:

$I_{\text{НБ}(MAX)} = (\text{К}_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{СКВ}\,MAX} = (2 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}02) \cdot 107200 = 23584$ А

где ε = 0,1 – относительное значение полной погрешности ТТ;

$\text{К}_{\text{ПЕР}} = 2$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$\Delta f_{\text{выр}}$ = 0,02 – относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$I_{\text{СКВ}\,MAX} = 107200$ А – принимаем исходя из расчета тока при асинхронном ходе, который получается больше максимального тока от генератора при внешнем КЗ.

В относительных величинах по выражению:

$$I_{\text{ОТС}*} = \frac{I_{\text{ОТС}}}{I_{\text{БАЗ}}} = \frac{47168}{7331} = 6{,}43 \text{ о. е.}$$

где $I_{\text{БАЗ}} = 7331$ А – базисный ток, который принимается равным номинальному току статора генератора.

В проекте принимается уставка отсечки $I_{\text{ОТС}*}$= 6,0 о.е., $I_{\text{ОТС}} = 43986$ А – рекомендуемое методикой расчета значение уставки (диапазон 2,0÷12,0 о.е. с шагом 0,01).

**Коэффициент фазовой коррекции К1, К2**

Коэффициенты фазовой коррекции выбираются таким образом, чтобы дифференциальный ток в нормальном режиме равнялся нулю. Для этого направления вторичных токов защиты приводят к направлению первичных токов с учетом полярности.

Поскольку на вход защиты заводится три плеча, уставку количества токовых групп Nгр, принимаем равной 3.

Уставки коэффициентов фазовой коррекции принимаются равными: Кф1 = 1 для цепи IГ линейных выводов,

Кф2 = Кф3= 1 для цепи IГN нулевых выводов (с параллельными ветвями).

Кф4 и Кф5 в рамках рассматриваемого проекта не применяются.

Коэффициенты коррекции полярности ТТ должны быть уточнены при наладке.

**Оценка чувствительности ДЗГ**

Коэффициент чувствительности дифференциальной защиты определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\Delta\text{мин}}}{I_{\text{ср}}}$$

где $I_{\Delta\text{мин}}$ – минимальный дифференциальный ток в расчетном режиме;

$I_{\text{ср}}$ – дифференциальный ток срабатывания защиты.

Минимальный коэффициент чувствительности должен быть более 2,0.

Поскольку начальный ток срабатывания защиты составляет $I_{\text{СР0}*} = 0{,}24$, коэффициент чувствительности заведомо получается значительно больше двух и проверка чувствительности по току начального срабатывания в проекте не выполняется. При внутренних повреждениях тормозной ток равен нулю, поэтому проверка по чувствительности также не выполняется.

Коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки в режиме работы генератора на холостом ходу:

$$K_{\text{ч}} = \frac{51500}{43986} = 1{,}17 < 2{,}0$$

где $I_{\Delta\text{мин}} = 51500$ А – ток через защиту при двухфазном КЗ на выводах генератора в режиме холостого хода;

$I_{\text{ср}} = 43986$ А – ток срабатывания дифференциальной отсечки в именованных единицах.

Коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки в нормальном режиме (параллельная работа ТГ-1А с сетью):

$$K_{\text{ч}} = \frac{114000}{43986} = 2{,}59 > 2{,}0$$

где $I_{\Delta\text{мин}} = 114000$ А – ток через защиту при двухфазном КЗ на выводах генератора в режиме работы генератора на нагрузку;

$I_{\text{ср}} = 43986$ А – ток срабатывания дифференциальной отсечки в именованных единицах.

Уставка начального тока срабатывания при включении и время загрубления защиты при включении выставляются по умолчанию равными:

Iвкл=0,2 о.е;

Твкл=0 сек.

Защита выводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ (при включении выключателя 15 кВ ТПУ). Для защиты генератора в пусковых режимах вводится специальная дифференциальная отсечка, имеющая частотонезависимый токовый орган IΔ(f).

Рис. 9.1.1.1 – характеристика срабатывания продольной дифференциальной токовой защиты генератора

Уставки дифференциальной защиты генератора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.1.1

Таблица 9.1.1.1 – Уставки дифференциальной защиты генератора

| Наименование уставок | Обозначение уставок | Ед. изм. | Диапазон уставок | | | Значение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | мин | макс | шаг | |
| Начальный ток срабатывания | $I_{СР0}$ | о.е.* | 0,10 | 1,20 | 0,01 | 0,24 |
| Коэффициент торможения | $K_{ТОРМ\ МИН}$ | - | 0,20 | 0,95 | 0,01 | 0,5 |
| Точка излома характеристики (блокировка) | B | о.е.* | 1,00 | 6,00 | 0,01 | 1,50 |
| Ток срабатывания дифференциальной отсечки | $I_{ОТС}$ | о.е.* | 2,00 | 12,00 | 0,01 | 6,00 |
| Ток начала торможения | $I_{НТ}$ | о.е.* | 0,10 | 6,00 | 0,01 | 0,48 |
| Коэффициент коррекции полярности ТТ (группа1) –$I_{НГ}$ | K1 | - | -1 | 1 | - | -1 |
| Коэффициент коррекции полярности ТТ (группа2) –$I_{Г}$ | K2 | - | -1 | 1 | - | 1 |

### 9.1.1.2 Продольная дифференциальная защита генератора в режиме пуска, IΔ(f)

Продольная дифференциальная защита генератора при изменяющейся частоте выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока со стороны нулевых выводов генератора.

Дифференциальная защита выполняется как дифференциальная отсечка.

**Ток срабатывания дифференциальной отсечки в режиме пуска**

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается по условию отстройки от максимального тока (тока небаланса при внешнем КЗ на линейных выводах генератора) по выражению:

$$I_{ОТС} = K_{отс} \cdot I_{НБ(MAX)} = 2 \cdot 12650 = 25300 \text{ А}$$

где $K_{отс}$= 2,0 – коэффициент отстройки;

Максимальный ток небаланса при внешнем КЗ на линейных выводах генератора, который рассчитывается следующим образом:

$$I_{НБ(MAX)} = (К_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta f_{выр}) \cdot I_{СКВ\ MAX} = (2 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}02) \cdot 57500 = 12650 \text{ А}$$

где ε = 0,1 – относительное значение полной погрешности ТТ;

$К_{ПЕР} = 2$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$\Delta f_{выр}$ = 0,02 – относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$I_{СКВ\,MAX} = 57500$ А – максимальный ток от генератора при внешнем КЗ.

В относительных величинах по выражению:

$$I_{ОТС*} = \frac{I_{ОТС}}{I_{БАЗ}} = \frac{25300}{7331} = 3{,}45 \text{ о. е.}$$

где $I_{БАЗ} = 7331$ А – базисный ток, который принимается равным номинальному току статора генератора.

В проекте принимается уставка отсечки $I_{ОТС*}$= 6,0 о.е., $I_{ОТС} = 43986$ А – рекомендуемое методикой расчета значение уставки (диапазон 2,0÷12,0 о.е. с шагом 0,01).

Защита вводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ (при включении выключателя 15 кВ ТПУ).

#### 9.1.1.3 Дистанционная защита от междуфазных повреждений с блокировкой от качаний по сопротивлению, Z<<, Z, dZ (21)

Защита предназначена для резервирования основных защит блока генератор-трансформатор от междуфазных замыканий.

Расчет уставки $Z_{СР}$ выполняется в первичных величинах. При расчете все сопротивления приводятся к генераторному напряжению.

При вводе уставок в терминал первичное сопротивление срабатывания защиты приводится ко вторичному по формуле:

$$Z_{СР(ВТ)} = Z_{СР(П)} \cdot \frac{К_{ТТ}}{К_{ТН}} \cdot \frac{1}{К_{СХ}} = Z_{СР(П)} \cdot \frac{10000/1}{15750/100} \cdot \frac{1}{1},$$

где $К_{СХ}$ = 1 – коэффициент схемы;

$К_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$К_{ТН}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

**Срабатывание первой ступени ($Z_{СР}$, $Z_{СМ}$, $\varphi_{МЧ}$, Откл_t1)**

Уставка сопротивления выбирается по условию охвата 70% обмоток блочного трансформатора: $Z_{СР} = 0{,}7 \cdot Z_Т = 0{,}7 \cdot 0{,}129 = 0{,}09$ Ом,

где $Z_Т = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U^2_{НОМ.Т}}{S_{НОМ.Т}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{15{,}75^2}{250} = 0{,}129$ Ом - сопротивление блочного трансформатора.

Уставка во вторичных величинах: $Z_{СР} = 0{,}09 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 5{,}71$ Ом.

Проверка чувствительности по току точной работы производится по выражению:

$$К_Ч \geq \frac{I_{КЗ.МИН}}{К_{ТТ} \cdot I_{ТР}} = \frac{32400}{10000 \cdot 0{,}1} = 32{,}4,$$

где $I_{КЗ.МИН}$ = 32400 А – ток в месте установки защиты при КЗ в конце зоны резервирования в режиме, обеспечивающем минимальный ток;

$I_{ТР}$ – ток точной работы; принимается равным $I_{ТР} = 0{,}1 \cdot I_{НОМ.Д} = 0{,}1 \cdot 1 = 0{,}1$ А относительно минимального тока аналогового преобразователя тока ($I_{НОМ.Д}$).

Чувствительность по току точной работы достаточна.

**Сопротивление смещения первой ступени (Z1см)**

Для устранения мертвой зоны при КЗ вблизи линейных выводов генератора уставку рекомендуется принимать равной Zср:

$Z_{СМ} = Z_{СР}$ = 5,71 Ом.

Уставка угла максимальной чувствительности ($\varphi_{МЧ}$) принимается равной 80°.

Выдержка времени первой ступени принимается равной 0,5 с.: Откл_t1 = 0,5 с.

**Блокировка от качаний 1-ой ступени (dZср)**

Рекомендуется вводить блокировку от качаний, если минимальное время срабатывания защиты не превышает 1,5 с. Ввод функции блокировки от качаний осуществляется выбором состояния программной накладки FXN1 = 1.

Уставка выбирается по условию обеспечения чувствительности к короткому замыканию (КЗ): $dZ_{СР} \leq \frac{|Z_{НГ.МИН} - Z_X|}{К_Н \cdot Т_{НОМ}}$,

где $Z_{НГ.МИН}$ – сопротивление, в режиме наибольшей реальной возможной нагрузки;

$Z_X$ – значение полного сопротивления характеристики срабатывания, определяемое как ближайшее к величине $Z_{НГ.МИН}$;

$К_Н = 2$ – коэффициент надежности;

$Т_{НОМ} = 0{,}02$ с. – период промышленной частоты, $Т_{НОМ} = 0{,}02$ с при $f_{НОМ} = 50$ Гц.

При этом, $|Z_{НГ.МИН} – Z_X|$ определяется по формуле:

$|Z_{НГ.МИН} – Z_X| = Z_{НГ.МИН} – Z_{СР} = 63{,}77 – 5{,}71 = 58{,}06$ Ом,

где $Z_{СР}$ – сопротивление срабатывания 1-ой ступени;

$Z_{НГ.МИН}$ – сопротивление, измеряемое защитой в режиме наибольшей реальной возможной нагрузки, определяется по формуле:

$$Z_{НГ.МИН} = \frac{U_{МИН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НГ.МАКС}} = \frac{0{,}95 \cdot 15750}{\sqrt{3} \cdot 9530} = 1{,}004 \text{ Ом},$$

где $U_{МИН} = 0{,}95 \cdot U_{НОМ.Г}$ – минимальное эксплуатационное напряжение;

$I_{НГ.МАКС} = 1{,}3 \cdot I_{НОМ.Г} = 9530$ А – максимальное значение рабочего тока генератора в длительно допустимом режиме.

Значение во вторичных величинах: $Z_{НГ.МИН} = 1{,}004 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 63{,}77$ Ом.

Рассчитываем уставку блокировки от качаний:

$$dZ_{СР} = \frac{58{,}06}{2 \cdot 0{,}02} = 1451 \text{ Ом/с}.$$

Принимаем максимально возможное значение $dZ_{СР} = 500$ Ом/с.

**Срабатывание второй ступени ($Z_{СР}$, $Z_{СМ}$, $\varphi_{МЧ}$, Откл_t1, Откл_t2)**

Уставку сопротивления рекомендуется выбирать по условию отстройки от режима наибольшей нагрузки:

$$Z_{СР} \leq \frac{Z_{НГ.МИН}}{К_{ОТС} \cdot К_В \cdot \cos(\varphi_{МЧ} - \varphi_{НГ})},$$

где $К_{ОТС} = 1{,}2$ – коэффициент отстройки;

$К_В = 1{,}05$ – коэффициент возврата;

$Z_{НГ.МИН}$ – сопротивление измеряемое защитой в режиме наибольшей реально возможной нагрузки;

$\varphi_{МЧ}$ – угол максимальной чувствительности;

$\varphi_{НГ}$ – угол нагрузки в режиме наибольшей реально возможной нагрузки.

Сопротивление, измеряемое защитой в режиме наибольшей реальной возможной нагрузки, определяется по формуле:

$$Z_{НГ.МИН} = \frac{U_{МИН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НГ.МАКС}} = \frac{0{,}95 \cdot 15750}{\sqrt{3} \cdot 9530} = 1{,}004 \text{ Ом},$$

где $U_{МИН} = 0{,}95 \cdot U_{НОМ.Г}$ – минимальное эксплуатационное напряжение;

$I_{НГ.МАКС} = 9530$ А – максимальное значение рабочего тока генератора в длительно допустимом режиме.

Угол нагрузки ($\varphi_{НГ}$) определяется в предположении, что активная нагрузка в рассматриваемом режиме осталась равной номинальной:

$$\varphi_{НГ} = \arccos\left[\frac{P_{НОМ.Г}}{\sqrt{3}\cdot U_{МИН}\cdot I_{НГ.МАКС}}\right] = \arccos\left[\frac{160\cdot 10^6}{\sqrt{3}\cdot 0{,}95\cdot 15750\cdot 9530}\right] = 49{,}62°,$$

где $P_{НОМ.Г}$ – номинальная активная мощность генератора.

Определяем уставку сопротивления срабатывания второй ступени:

$$Z_{СР} = \frac{1{,}004}{1{,}2\cdot 1{,}05\cdot \cos(80° - 49{,}62°)} = 0{,}92 \text{ Ом}$$

Уставка во вторичных величинах: $Z_{СР} = 0{,}92\cdot\frac{10000}{157{,}5} = 58{,}64$ Ом.

**Проверка чувствительности уставки защиты второй ступени**

Проверка чувствительности защиты генератора выполняется при двухфазном КЗ на стороне 500 кВ блочного трансформатора Т-91А. Сопротивление цепи от места установки защиты до точки КЗ равно:

$$Z_{К3500} = \frac{(X_d'' + X_2 + X_T)}{100}\cdot\frac{U^2_{НОМ.Т}}{S_{НОМ.Т}} = \frac{(13{,}9 + 14{,}6 + 12{,}9)}{100}\cdot\frac{15{,}75^2}{200} = 0{,}513 \text{ Ом},$$

где $X_d''$ = 13,9 % – продольное сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора;

$X_2$ = 14,6 % – сопротивление обратной последовательности генератора;

$X_Т$ = 12,9 % – сопротивление блочного трансформатора.

$$К_ч = \frac{Z_{СР}}{Z_{К3500}} = \frac{0{,}92}{0{,}513} = 1{,}79 > 1{,}2$$ – коэффициент чувствительности обеспечивается.

Сопротивление смещения второй ступени принимаем равным $Z_{СМ} = 0$.

Уставка угла максимальной чувствительности ($\varphi_{МЧ}$) принимается равной 80°.

Первая выдержка времени второй ступени Откл_t1 принимается на ступень селективности больше максимальной из выдержек времени ступеней смежных защит, которые обеспечивают дальнее резервирование:

Откл_t1 = $t_{СЗ}$ + Δt

где $t_{СЗ}$ – выдержка времени чувствительной ступени ДЗ КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8, которая обеспечивает дальнее резервирование.

Δt = 0,3 с. – ступень селективности.

Вторая выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности более первой выдержки времени:

Откл_t2 = Откл_t1 + Δt

По причине того, что защиты КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 проектируются по отдельному титулу, расчет выдержек времени ДЗ генератора будет возможен только после реализации данного проекта.

Уставки, рекомендации по расчету которых не приведены принимаются равными значениям по умолчанию.

Уставки дистанционной защиты генератора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблицах 9.1.1.2, 9.1.1.3

Таблица 9.1.1.2 – Уставки первой ступени дистанционной защиты генератора

| Наименование уставок | Обозначение уставок | Ед. изм. | Диапазон уставок | | | Значение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | мин | макс | шаг | |
| Сопротивление срабатывания на угле $\varphi_{МЧ}$ | $Z_{СР}$ | Ом | 0,10 | 300,00 | 0,01 | 5,71 |
| Сопротивление смещения на угле $\varphi_{МЧ}$ | $Z_{СМ}$ | Ом | - 80,00 | 300,00 | 0,01 | 5,71 |
| Угол максимальной чувствительности | $\varphi_{МЧ}$ | градус | 0,0 | 359,9 | 0,1 | 80,0 |
| Коэффициент возврата | Квоз. | - | 1,00 | 1,50 | 0,01 | 1,05 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Ввод блокировки от качаний | FXN1 | - | 0 | 1 | - | 1 |
| Уставка по скорости сопротивления | dZср. | Ом/с | 1,0 | 500,0 | 0,1 | 500 |
| Коэффициент возврата органа блокировки от качаний | Kвоз.dZ | - | 0,50 | 1,0 | 0,01 | 0,95 |
| Первая выдержка времени на отключение | Откл_t1 | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 0,5 |
| Ввод пуска по току | VXN1_Z1< | - | 0 | 1 | - | 0 |

Таблица 9.1.1.3 – Уставки второй ступени дистанционной защиты генератора

| Наименование уставок | Обозначение уставок | Ед. изм. | Диапазон уставок | | | Значение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | мин | макс | шаг | |
| Сопротивление срабатывания на угле $\varphi_{\text{МЧ}}$ | $Z_{\text{СР}}$ | Ом | 0,10 | 300,00 | 0,01 | 58,64 |
| Сопротивление смещения на угле $\varphi_{\text{МЧ}}$ | $Z_{\text{СМ}}$ | Ом | - 80,00 | 300,00 | 0,01 | 0 |
| Угол максимальной чувствительности | $\varphi_{\text{МЧ}}$ | градус | 0,0 | 359,9 | 0,1 | 80,0 |
| Коэффициент возврата | Kвоз. | - | 1,00 | 1,50 | 0,01 | 1,05 |
| Первая выдержка времени на отключение | Откл_t1 | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | - |
| Вторая выдержка времени на отключение | Откл_t2 | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | - |
| Выдержка времени при оперативном ускорении | Опер_уск_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | - |
| Ввод пуска по току | VXN1_Z2< | - | 0 | 1 | - | 0 |
| Ввод оперативного ускорения | VXN2_Z2< Уск | - | 0 | 1 | - | 0 |

#### 9.1.1.4 Контроль исправности цепей напряжения (КИНг)

Устройство КИН подключается ко вторичным обмоткам измерительного трансформатора напряжения, соединенным в «звезду» (напряжения AN, BN, CN) и в «треугольник» (напряжения НИ, НК). При этом в нормальном режиме в датчике устройства КИН м.д.с от токов, пропорциональных напряжениям фаз “звезды” (с выделенной фазой AN), уравновешены м.д.с. от тока, пропорционального напряжению НИ, а при внешних КЗ и м.д.с. от тока, пропорционального напряжению НК. Устройство КИН не работает в нормальных симметричных режимах, а также при внешних несимметричных КЗ и реагирует на обрыв одной, двух либо трех фаз или нулевого провода в цепях напряжения переменного тока, соединенных в «звезду».

Уставки устройства КИН выставляем в соответствии с рекомендациями методики расчета.

Напряжение срабатывания КИН выбирается по условию отстройки от напряжения небаланса в нормальном режиме. Напряжение срабатывания необходимо принять $0{,}3 \cdot \text{Uном}$, данную уставку необходимо уточнить при наладке:

$$U_{\text{ср}} = 0{,}3 \text{ о. е.}$$

Коэффициент возврата КИН:

$$\text{К}_{\text{воз}} = 0{,}9 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени КИН_Сраб_t (действие в сигнализацию):

$$T_{\text{ср}} = 9 \text{ сек.}$$

Все прочие уставки функции КИН принимаются заводскими и требуют уточнения.

### 9.1.1.5 Защита от симметричных перегрузок обмотки статора I1

Защита предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при симметричных перегрузках.

Защита содержит следующие функциональные органы:

– сигнальный орган ($I_{сигн}$), срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока статора генератора I* выше значения уставки срабатывания органа;

– пусковой орган ($I_{пуск}$), срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока статора генератора I* выше значения уставки срабатывания органа и осуществляющий пуск интегрального органа;

– орган токовой отсечки ($I_{отс}$), срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока I* выше значения уставки срабатывания органа. В рамках текущего проекта орган отсечки не применяется, поэтому выставляем максимально возможную уставку 3 о.е.;

– интегральный орган (ИО), срабатывающий с зависимой от тока I* выдержкой времени, заданной в табличной форме. Количество задаваемых точек интегрально-зависимой характеристики – от 3 до 9.

Уставки по току срабатывания задаются в терминал в относительных единицах.

Базисный ток защиты по выражению:

$$I_{БАЗ} = \frac{I_{ном.г}}{K_{ТТ}} = \frac{7331}{10000/1} = 0{,}733\ о.е.$$

**Сигнальный орган**

Ток срабатывания сигнального органа выбирается по условию отстройки от номинального тока генератора с учетом возврата по выражению:

$$I_{сигн} \geq \frac{K_{отс}}{K_{в}} \cdot I_{ном.г} = \frac{1{,}05}{0{,}98} \cdot 7331 = 7854{,}6\ А$$

$$I_{сигн*} = \frac{I_{сигн}}{I_{ном.г}} = \frac{7854{,}6}{7331} = 1{,}07\ о.е.$$

Выдержка времени выбирается по условию согласования с выдержками времени резервных защит генератора ТГ-3.

В проекте принимается выдержка времени $t_{сигн}$ = 9 с.

**Пусковой орган**

Пусковой орган ограничивает уставку срабатывания интегрального органа при малых токах.

Ток срабатывания пускового органа принимается равной минимальной величине тока по характеристике допустимых перегрузок:

$$I_{пуск} = 1{,}1 \cdot I_{ном.г} = 1{,}1 \cdot 7331 = 8064\ А$$

В относительных единицах $I_{пуск*} = 1{,}1$.

**Интегральный орган**

Характеристика срабатывания интегрального органа ИО задается в табличной форме и представлена в таблице 9.1.1.4, количество точек перегрузочной характеристики генератора – 7. Точки характеристики по оси времени срабатывания интегрального органа принимаются (с учетом двухступенчатого действия защиты) меньше на ступень селективности, которая равна 0,3 с, чем значения, представленные в табл 9.1.1.4.

Максимальное время срабатывания $t_{макс}$ можно принять равной максимальному времени характеристики допустимых перегрузок обмоток статора (табл. 9.1.1.4).

Таблица 9.1.1.4 – Характеристика срабатывания защиты от симметричной перегрузки с интегральным органом

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Продолжительность, с. | 120 | 180 | 240 | 300 | 360 | 900 | 3600 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Допустимая кратность перегрузки, $I/I_H$, о.е. | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,25 | 1,2 | 1,15 | 1,1 |

Принимается $t_{макс} = 3600$ с.

Минимальное время срабатывания $t_{мин}$ можно принять равной минимальному времени характеристики допустимых перегрузок обмоток статора.

Принимается $t_{мин} = 120$ с.

Полное время охлаждения статора представляет из себя промежуток времени, за который перегрев статора генератора снижается от максимально допустимой величины (Qmax) до 0,135 от этой величины ($Qmax \cdot e^{-2}$). Предварительно выставляется уставка (100 с.), на этапе подготовки рабочих уставок для ввода генератора в эксплуатацию необходимо уточнить данную уставку.

Орган отсечки защиты от симметричных перегрузок Iотс - не используется. Уставка принимается максимально возможной – 3 о.е. Выдержки времени ступени отсечки рассматривемой защиты могут быть заданы максимально возможными:

Отс_t1= Отс_t2= Отс_t3=9999,99 с.

Точки характеристики срабатывания защиты принимаются на основании полученных исходных данных на турбогенератор. Всего в проекте для рассматриваемой защиты используется 7 точек характеристики.

Точки 8, 9, 10 для рассматриваемой защиты не используются, а уставки для них не выставляются.

**Полное время охлаждения Тохл**

Полное время охлаждения задается заводом-изготовителем генератора. В связи с отсутствием данных уставка может быть принята $T_{ОХЛ}$ = 1500 с.

Уставку следует уточнить на стадии рабочего проектирования.

Уставки защиты от симметричных перегрузок обмотки статора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.1.5

Таблица 9.1.1.5 – Уставки защиты от симметричных перегрузок обмотки статора

| **Наименование уставок** | **Обозначение уставок** | **Ед. изм.** | **Диапазон уставок** | | | **Значение** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | **мин** | **макс** | **шаг** | |
| Ток срабатывания сигнального органа | $I_{СИГН}$ | о.е. | 0,05 | 2,00 | 0,01 | 1,07 |
| Ток срабатывания пускового органа | $I_{ПУСК}$ | о.е. | 0,05 | 2,00 | 0,01 | 1,10 |
| Минимальное время срабатывания | $T_{МИН}$ | с | 0,50 | 200,00 | 0,10 | 120 |
| Максимальное время срабатывания | $T_{МАКС}$ | с | 200,00 | 4000,00 | 1,00 | 3600,00 |
| Время охлаждения | $T_{ОХЛ}$ | с | 10,00 | 3000,00 | 1,00 | 1500,00 |
| Коэффициент возврата сигнального органа | $K_{ВОЗ.\ СИГН.}$ | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,98 |
| Коэффициент возврата пускового органа | $K_{ВОЗ.\ ПУСК.}$ | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,98 |
| Количество задаваемых точек характеристики | Nточек | - | 5,00 | 9,00 | 1,00 | 7,00 |
| Ток первой точки характеристики | I1 | о.е. | 0,10 | 3,00 | 0,01 | 1,10 |
| Время срабатывания первой точки характеристики | T1 | с | 0,10 | 4000,00 | 0,01 | 3600,00 |
| Ток второй точки характеристики | I2 | о.е. | 0,10 | 3,00 | 0,01 | 1,15 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Время срабатывания второй точки характеристики | T2 | с | 0,10 | 4000,00 | 0,01 | 900,00 |
| Ток третьей точки характеристики | I3 | о.е. | 0,10 | 3,00 | 0,01 | 1,20 |
| Время срабатывания третьей точки характеристики | T3 | с | 0,10 | 4000,00 | 0,01 | 360,00 |
| Ток четвертой точки характеристики | I4 | о.е. | 0,10 | 3,00 | 0,01 | 1,25 |
| Время срабатывания четвертой точки характеристики | T4 | с | 0,10 | 4000,00 | 0,01 | 300,00 |
| Ток пятой точки характеристики | I5 | о.е. | 0,10 | 3,00 | 0,01 | 1,30 |
| Время срабатывания пятой точки характеристики | T5 | с | 0,10 | 4000,00 | 0,01 | 240,00 |
| Ток шестой точки характеристики | I6 | о.е. | 0,10 | 3,00 | 0,01 | 1,4 |
| Время срабатывания шестой точки характеристики | T6 | с | 0,10 | 4000,00 | 0,01 | 180,00 |
| Ток седьмой точки характеристики | I7 | о.е. | 0,10 | 3,00 | 0,01 | 1,5 |
| Время срабатывания седьмой точки характеристики | T7 | с | 0,10 | 4000,00 | 0,01 | 120,00 |
| Выдержка времени при срабатывании сигнального органа | Сигн_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 9,00 |
| Первая выдержка времени при срабатывании интегрального органа | Откл_t1 | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 9999,99 |
| Вторая выдержка времени при срабатывании интегрального органа | Откл_t2 | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 9999,99 |

#### 9.1.1.6 Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора I2, I2>

Защита предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при несимметричных КЗ и перегрузках токами обратной последовательности.

Измерительный орган I2 включает в себя следующие органы:

– сигнальный орган ($I2_{СИГН}$);

– пусковой орган ($I2_{ПУСК}$);

– орган токовой отсечки ($I2_{ОТС}$);

– интегральный орган.

В качестве базисного тока принят номинальный ток генератора $I_{ном.г} = 7331$ А.

**Ток срабатывания сигнального органа ($I2_{СИГН}$)**

Ток срабатывания сигнального органа должен быть не более длительно допустимого тока обратной последовательности (I2) для защищаемого генератора:

$I2_{СИГН} = I2_{дл.доп}$ ,

где $I2_{дл.доп} = 0,05 \cdot I_{ном.г} = 0,05$ о.е. – длительно допустимый ток обратной последовательности.

Принимаем $I2_{СИГН*} = 0,05 \cdot I_{ном.г.}$

В первичных величинах $I2_{СИГН}$ = 366,6 А.

Выдержка времени сигнального органа должна быть не менее максимальной из выдержек времени резервных защит блока. Для обеспечения вышеуказанного условия выдержку времени сигнального органа с некоторым запасом принимаем $t_{СИГН}$ = 9 с.

**Ток срабатывания пускового органа ($I2_{ПУСК}$)**

Пусковой орган ограничивает зону срабатывания интегрального органа при малых токах обратной последовательности I2. Уставка срабатывания пускового органа должна быть не менее уставки срабатывания сигнального органа.

$I2_{ПУСК} = К_{ОТС} \cdot I2_{СИГН}$

где $К_{ОТС}$ = 1,1÷1,2 - коэффициент отстройки.

Определяем уставку в относительных единицах: $I2_{ПУСК*}$ = 1,2 · 0,05 = 0,06 о.е.

Принимаем $I2_{ПУСК*} = 0{,}09 \cdot I_{НОМ.Г.}$

В первичных величинах $I2_{ПУСК}$ = 659,8 А.

**Ток срабатывания органа отсечки ($I2_{ОТС}$)**

Ток срабатывания отсечки выбирается по условию согласования уставки по чувствительности с защитами смежных элементов.

$I2_{ОТС} \geq К_{ОТС} \cdot I2_{РАСЧ}$ ,

где $К_{ОТС}$ = 1,1 – коэффициент отстройки;

$I2_{РАСЧ}$ – ток обратной последовательности в месте установки защиты в расчетных условиях, когда токовая защита обратной последовательности трансформаторов находится на грани чувствительности.

Типовые значения уставок $I2_{ОТС} = (0{,}5 \div 0{,}8) \cdot I_{НОМ.Г}$.

В связи с ориентировочным выбором уставки органа отсечки в качестве уставки принимаем уставку $I2_{ОТС*} = 0{,}8 \cdot I_{НОМ.Г}$.

В первичных величинах $I2_{ОТС}$ = 5865 А.

Первая выдержка времени органа отсечки принимается на ступень селективности более выдержек времени тех ступеней смежных защит, с которыми отсечка согласована по току:

$$t_{отс1} = t_{сз} + \Delta t$$

где $t_{сз}$ – выдержка времени резервной защиты смежных присоединений сети 500 кВ с которой отсечка согласована по току;

Δt = 0,3 – ступень селективности, с.

Первую выдержку времени принимаем равной $t_{отс1}$ = 0,7 с.

Вторая выдержка времени органа отсечки принимается на ступень селективности более первой выдержки времени. Принимаем $t_{отс2}$ = 1,0 с.

Уставки по времени уточняются на стадии рабочего проектирования.

**Проверка чувствительности уставки токовой отсечки**

Проверка чувствительности защиты генератора выполняется при двухфазном КЗ на выводах 500 кВ трансформатора Т-91А. Ток обратной последовательности в месте установки защиты составляет $I2_{КЗ min}$= 15850 А.

При выполнении отсечки функции резервирования минимальный коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,2.

$$К_ч = \frac{I2_{КЗ\,min}}{I2_{ОТС}} = \frac{15850}{5865} = 2{,}7 > 1{,}2$$ – коэффициент чувствительности обеспечивается.

**Параметры срабатывания интегрального органа (A, $t_{МАКС}$, $t_{МИН}$, $t_{ОХЛ}$)**

**Характеристика срабатывания интегрального органа (A)**

Характеристика срабатывания интегрального органа должна соответствовать допустимым перегрузкам генератора током I2 и время срабатывания интегрального органа определяется формулой:

$$t_{СР} = \frac{A}{I_{2*}^2},$$

где $I_{2*}$ – ток обратной последовательности в о.е.;

A = 8,0 с. – постоянная времени генератора, являющаяся характеристической величиной генератора, численно равная допустимой длительности несимметричного режима при $I_{2*}$ = 1,0 о.е.

**Максимальное время срабатывания интегрального органа ($t_{МАКС}$)**

Уставка должна быть не менее времени допустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности, соответствующих току срабатывания пускового органа:

$$t_{МАКС} > \frac{A}{(I2_{пуск*})^2} = \frac{8}{0{,}09^2} = 988 \text{ с.}$$

Принимаем уставку $t_{МАКС}$ = 988 с.

**Минимальное время срабатывания интегрального органа ($t_{МИН}$)**

Уставку целесообразно принимать равной минимальному значению из возможного диапазона уставок. Принимаем $t_{МИН}$ = 0,5 с.

**Полное время охлаждения ($t_{ОХЛ}$)**

Значение полного времени охлаждения задается заводом-изготовителем генератора. При отсутствии данных принимаем уставку $t_{ОХЛ}$ = 200 с. При этом значение должно быть уточнено при наладке.

**Выдержка времени интегрального органа ($t_{ИО}$).**

Выдержка времени интегрального органа принимается равной нулю. Первая выдержка времени, дополняемая к интегральному органу, принимается равной ступени селективности:

Откл_t1 = Δt = 0,3 с.,

где Δt – ступень селективности, рекомендуется принимать равной Δt = 0,3 с.

Вторая выдержка времени, дополняемая к интегральному органу, принимается на ступень селективности более выдержки времени предыдущих ступеней:

Откл_t2 = Откл_t1 +Δt = 0,3+0,3=0,6 с.

**Защита обратной последовательности с независимой выдержкой времени (вторая ступень)**

Уставка выбирается по условию обеспечения необходимой чувствительности при двухфазном КЗ на линейных выводах генератора:

$$I2_{ОТС*} = \frac{I2''_{г*}}{К_ч},$$

где $К_ч$ = 1,2 – коэффициент чувствительности;

$I2''_{г*}$ – сверхпереходной ток обратной последовательности в месте установки защиты при КЗ на выводах генератора.

$$I2''_{г*} = \frac{1}{X''_d + X_2} = \frac{1}{0{,}139 + 0{,}146} = 3{,}51 \text{ о.е.}$$

где $X''_d$ = 13,9 % – продольное сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора;

$X_2$ = 14,6 % – сопротивление обратной последовательности генератора.

Определяем уставку I2>: $I2_{ОТС*} = \frac{3,51}{1,2} = 2,92$ о.е.

Принимается $I2_{ОТС*} = 2,92$ о.е., диапазон уставок (0,03 ÷ 20,78) о.е. с шагом 0,01 о.е.

В абсолютных величинах ток срабатывания $I2_{ОТС} = 21406$ А.

Выдержка времени грубой отсечки выбирается по условию отстройки от основных защит генератора от междуфазных КЗ.

Принимается $t_{2ОТС} = 0,3$ с.

Для предотвращения излишнего отключения генератора при КЗ на стороне ВН и возрастании тока I2 в переходном режиме измерительный орган I2> блокируется через 0,6 с после срабатывания пускового органа защиты.

Оперативное ускорение токовой отсечки защиты от несимметричных КЗ не используется (логическая накладка VXN1_I2_Уск устанавливается в положение выведено).

Уставки защиты от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.1.6

Таблица 9.1.1.6 – Уставки защиты от симметричных перегрузок обмотки статора

| Наименование уставок | Обозначение уставок | Ед. изм. | Диапазон уставок | | | Значение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | мин | макс | шаг | |
| Ток срабатывания сигнального органа | Iсигн | о.е. | 0,05 | 2,00 | 0,01 | 0,05 |
| Ток срабатывания пускового органа | Iпуск | о.е. | 0,05 | 2,00 | 0,01 | 0,09 |
| Ток срабатывания органа отсечки | Iотс | о.е. | 0,05 | 3,00 | 0,01 | 0,80 |
| Минимальное время срабатывания | Тмин | с | 0,5 | 200,0 | 0,1 | 0,5 |
| Максимальное время срабатывания | Тмакс | с | 200 | 4000 | 1 | 988 |
| Время охлаждения | Тохл | с | 10 | 3000 | 1 | 200 |
| Коэффициент возврата сигнального органа | Квоз. Сигн. | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,95 |
| Коэффициент возврата сигнального органа | Квоз. Пуск. | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,95 |
| Коэффициент возврата органа отсечки | Квоз. Отс. | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,95 |
| Постоянная времени | А | с | 5,0 | 40,0 | 0,1 | 8,0 |
| Ток срабатывания ИО I2> | Iср | о.е. | 0,10 | 20,00 | 0,01 | 2,92 |
| Коэффициент возврата ИО I2> | Квоз. | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,95 |
| Выдержка времени при срабатывании сигнального органа | Сигн_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 9,00 |
| Первая выдержка времени при срабатывании органа отсечки | Отс_t1 | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 0,70 |
| Вторая выдержка времени при срабатывании органа отсечки | Отс_t2 | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 1,00 |
| Третья выдержка времени при срабатывании органа отсечки | Отс_t3 | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 9999,99 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Выдержка времени при срабатывании органа отсечки с ускорением | Отс_уск_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 1,50 |
| Первая выдержка времени при срабатывании органа отключения | Откл_t1 | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 0,30 |
| Вторая выдержка времени при срабатывании органа отключения | Откл_t2 | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 0,60 |
| Выдержка времени при срабатывании ИО I2> | Сраб_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 0,30 |
| Выдержка времени на блокировку ИО I2> при срабатывании пускового органа | Блок_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 0,60 |

#### 9.1.1.7 Защита от потери возбуждения с токовым контролем Ф<

Рассматриваемая защита предназначена для выявления и ликвидации режима потери возбуждения генератора и выполнена в виде трех междуфазных дистанционных органов минимального сопротивления, а также органа блокировки от внешних КЗ, который реагирует на скорость изменения сопротивления.

Характеристика срабатывания защиты (см. рисунок 9.1.1.2) имеет форму круга, расположенного в III – IV квадрантах комплексной плоскости сопротивлений.

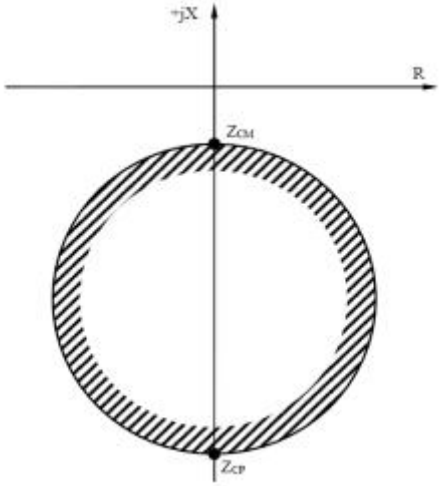



Рис. 9.1.1.2 – Характеристика срабатывания защиты от потери возбуждения

**Сопротивление срабатывания на угле максимальной чувствительности ($Z_{СР}$)**

Уставка по сопротивлению срабатывания на угле максимальной чувствительности принимается равной синхронному реактивному сопротивлению генератора и определяется по выражению:

$$Z_{СР} = X_d \cdot \frac{U_{НОМ.Г}^2}{S_{НОМ.Г}} = 1{,}99 \cdot \frac{15{,}75^2}{200} = 2{,}468 \text{ Ом},$$

где $U_{НОМ.Г}$ - номинальное напряжение генератора;

$S_{НОМ.Г}$ - номинальная мощность генератора;

$X_d$ = 1,99 о.е. – продольное синхронное индуктивное сопротивление генератора.

Определяем вторичное сопротивление уставки $Z_{СР(ВТ)}$:

$Z_{СР(ВТ)} = Z_{СР} \cdot \frac{К_{ТТ}}{К_{ТН}} = 2{,}468 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 156{,}7$ Ом,

где $К_{ТТ}$ - коэффициент трансформации трансформаторов тока с учетом расщепления обмотки статора генератора;

$К_{ТН}$ - коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

**Сопротивление смещения на угле максимальной чувствительности ($Z_{СМ}$)**

Уставку рекомендуется принимать равной половине переходного реактивного сопротивления генератора ($X'_d$):

$Z_{СМ} = -0{,}5 \cdot X'_d \cdot \frac{U^2_{НОМ.Г}}{S_{НОМ.Г}} = -0{,}5 \cdot 0{,}225 \cdot \frac{15{,}75^2}{200} = -0{,}14$ Ом,

где $X'_d = 0{,}225$ о.е. – продольное переходное индуктивное сопротивление генератора.

Определяем вторичное сопротивление уставки $Z_{СМ(ВТ)}$:

$Z_{СМ(ВТ)} = Z_{СМ} \cdot \frac{К_{ТТ}}{К_{ТН}} = -0{,}14 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = -8{,}89$ Ом.

**Уставка скорости органа контроля скорости изменения сопротивления (dZср)**

Уставка выбирается по условию обеспечения чувствительности к короткому замыканию (КЗ) в режиме максимальной нагрузки: $dZ_{СР} \leq \frac{|Z_{НГ.МИН} - Z_X|}{К_Н \cdot Т_{НОМ}}$,

где $Z_{НГ.МИН}$ – сопротивление, в режиме наибольшей реальной возможной нагрузки;

$Z_X$ – значение полного сопротивления характеристики срабатывания, определяемое как ближайшее к величине $Z_{НГ.МИН}$;

$К_Н = 3$ – коэффициент надежности;

$Т_{НОМ} = 0{,}02$ с. – период промышленной частоты, $Т_{НОМ} = 0{,}02$ с при $f_{НОМ} = 50$ Гц.

При этом, $|Z_{НГ.МИН} – Z_X|$ определяется по формуле:

$|Z_{НГ.МИН} – Z_X| = Z_{НГ.МИН} – Z_{СР} = 0{,}906 - 2{,}468 = - 1{,}56$ Ом

где $Z_{НГ.МИН}$ - сопротивление, в режиме наибольшей реальной возможной нагрузки, определяется по формуле:

$Z_{НГ.МИН} = \frac{U_{МИН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НГ.МАКС}} = \frac{0{,}95 \cdot 15750}{\sqrt{3} \cdot 9530} = 0{,}906$ Ом,

где $U_{МИН} = 0{,}95 \cdot U_{НОМ.Г}$ – минимальное эксплуатационное напряжение;

$I_{НГ.МАКС} = 1{,}3 \cdot I_{НОМ.Г} = 9530$ А – максимальное значение рабочего тока генератора в длительно допустимом режиме.

Значение во вторичных величинах: $Z_{НГ.МИН} = 0{,}906 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 57{,}52$ Ом.

Рассчитываем уставку органа контроля скорости изменения сопротивления:

$dZ_{СР} = \frac{1{,}56}{3 \cdot 0{,}02} = 26$ Ом.

**Угол максимальной чувствительности ($\varphi_{МЧ}$)**

Угол максимальной чувствительности принимаем $\varphi_{МЧ} = 270°$.

**Выдержки времени**

Выдержку времени Откл_t принимаем равной 1,5 с. для отстройки от излишнего срабатывания в переходном режиме, когда сопротивление генератора может изменяться.

Уставки, рекомендации по расчету которых не приведены принимаются равными значениям по умолчанию.

**Орган контроля тока стороны НН**

Уставка органов контроля тока стороны НН блочного трансформатора (РТ НН) принимается равной $0{,}1 \cdot I_{\text{ном.г}}$:

$$I_{\text{сз}} = 0{,}1 \cdot I_{\text{ном.г}} = 0{,}1 \cdot 7331 = 733 \text{ А}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{733}{10000/1} = 0{,}07 \text{ А}.$$

где - $K_{\text{ТТ}}$ = 10000/1 - коэффициент трансформации ТТ со стороны НН трансформатора блока.

Принимаем значение уставки $I_{\text{ср.нн}} = 0{,}07$ А.

Уставки защиты от потери возбуждения, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблицах 9.1.1.7, 9.1.1.8

Таблица 9.1.1.7 – Уставки защиты от симметричных перегрузок обмотки статора

| Наименование уставок | Обозначение уставок | Ед. изм. | Диапазон уставок | | | Значение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | мин | макс | шаг | |
| Сопротивление срабатывания на угле максимальной чувствительности | $Z_{СР}$ | Ом | 0,10 | 300,00 | 0,01 | 156,7 |
| Сопротивление смещения на угле максимальной чувствительности | $Z_{СМ}$ | Ом | -80,00 | 300,00 | 0,01 | -8,89 |
| Угол максимальной чувствительности | φмч | градус | 0,0 | 359,9 | 0,1 | 270,0 |
| Коэффициент возврата | $K_{ВОЗ}$ | - | 1,00 | 1,50 | 0,01 | 1,05 |
| Ввод блокировки от органа скорости изменения сопротивления | FXN1 | - | 0 | 1 | - | 1 |
| Уставка по скорости изменения сопротивления | $dZ_{СР}$ | Ом/с | 1,0 | 500,0 | 0,1 | 26 |
| Коэффициент возврата органа блокировки от качаний | $K_{ВОЗ}dZ$ | - | 0,50 | 1,0 | 0,01 | 0,95 |
| Выдержка времени на сигнал | Сигн_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 0,5 |
| Выдержка времени на отключение | Откл_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 1,5 |
| Выдержка времени при включении генератора методом самосинхронизации | PT_G_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 0,50 |
| Технологическая выдержка времени отстройки от переходных режимов | I2_t1 | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 1,00 |
| Выдержка времени блокировки защиты до установившегося режима | I2_t2 | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 0,50 |
| Первая выдержка времени работы в асинхронном режиме | Откл_t1_АР | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 1,50 |
| Вторая выдержка времени работы в асинхронном режиме | Откл_t2_АР | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 900,00 |

Таблица 9.1.1.8 – Уставки органа контроля тока стороны НН

| Наименование уставок | | | Диапазон уставок | Значение |
|---|---|---|---|---|

| | Обозначение уставок | Ед. изм. | мин | макс | шаг | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Ток срабатывания органов контроля тока стороны ВН | $I_{СР.ВН}$ | о.е. | 0,05 | 40,00 | 0,01 | 0,07 |
| Коэффициент возврата | $К_{ВОЗ}$ | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,95 |

#### 9.1.1.8 100% защита от замыканий на землю обмотки статора Un (U0)

Защита предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при возникновении однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в составе блока генератор-трансформатор и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд или сетью потребителей.

Защита содержит ИО напряжения нулевой последовательности основной частоты ($U_{0G}$), ИО напряжения третьей гармоники ($U_{03}$) и дополнительную логику.

Уставки, рекомендации по расчету которых не приведены в данном разделе, принимаются равными значениям по умолчанию. Уставки задаются во вторичных величинах.

**Орган, реагирующий на напряжение 3U0 основной частоты**

Напряжение срабатывания органа основной частоты UoG выбирается по условию отстройки от напряжения нулевой последовательности, обусловленного электростатической индукцией при однофазных КЗ на стороне ВН блочного трансформатора по выражению:

$$U_{0G} \geq \frac{К_Н}{К_{ВОЗ}} \cdot \frac{3 \cdot U_{0.ЭЛ.СТ}}{К_{ТН,\Delta}},$$

где $К_Н$ = 1,3 - коэффициент надежности;

$К_{ВОЗ}$ = 0,9 - коэффициент возврата;

$U_{0.ЭЛ.СТ}$ – напряжение нулевой последовательности основной частоты, обусловленное электростатической индукцией между обмотками ВН и НН повышающего трансформатора при замыкании на землю на стороне ВН;

$К_{ТН,\Delta}$ – коэффициент трансформации между первичной и вторичной дополнительными обмотками одной фазы ТН.

По условию отстройки от ложных срабатываний защиты при однофазных КЗ на стороне ВН блочного трансформатора принимаем проектную уставку срабатывания органа $U_{0G}$ равной: $U_{0СР}$ = 10 В.

Вводим блокировку UnUo по $U_2$ (функциональная накладка VXN1_UnUo_U2> в пол. 1).

Напряжение срабатывания органа напряжения обратной последовательности ($U$ср) рекомендуется принимать равным:

$$U_{СР} = 0{,}1 \cdot U_{НОМ.Г} = 0{,}1 \cdot 15{,}75 = 1{,}575 \text{ кВ}$$

где $U_{НОМ.Г}$ – номинальное напряжение статора генератора.

Во вторичных величинах:

$$U_{СР(ВТ)} = \frac{U_{СР}}{K_{ТН\Delta}} = \frac{1575}{273} = 5{,}77 \text{ В}$$

где $K_{ТН\Delta}$ - коэффициент трансформации трансформатора напряжения для обмоток, соединенных в треугольник:

$$K_{ТН\Delta} = \frac{15{,}75/\sqrt{3}}{0{,}1/3} = 273$$

Выдержка времени на срабатывание органа основной гармоники принимается по рекомендациям изготовителя терминала $t_{СЗ} = 0{,}5$ с.

**Орган, реагирующий на напряжение 150 Гц**

Коэффициент торможения органа 150 Гц выбирается по условию надежного охвата органом третьей гармоники незащищенной органом основной гармоники зоны со стороны нейтрали генератора:

$$К_Т = \frac{1}{К_ч} \cdot \frac{1-2 \cdot \alpha}{\alpha},$$

где α – незащищенная зона обмотки статора генератора со стороны нейтрали органом основной составляющей $U_{0СР}$;

$К_ч$ = 2 - коэффициент чувствительности органа третьей гармоники.

$$\alpha = К_Н \cdot \frac{U_{0СР}}{100} = 2 \cdot \frac{10}{100} = 0{,}2,$$

$К_Н$ – коэффициент надежности, принимаемый равным 2 из условия обеспечения необходимой чувствительности органом основной гармоники.

Определяем коэффициент торможения:

$$К_Т = \frac{1}{2} \cdot \frac{1-2 \cdot 0{,}2}{0{,}2} = 1{,}5.$$

**Выдержка времени**

Защита должна действовать на отключение с выдержкой времени не более 0,5 с. Выдержки времени при срабатывании органа напряжения нулевой последовательности $U_{0G}$ и органа напряжения третьей гармоники $U_{03}$ принимаются равными 0,5 с.

Уставки защиты от замыканий на землю обмотки статора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.1.9

Таблица 9.1.1.9 – Уставки защиты от замыканий на землю обмотки статора

| Наименование уставок | Обозначение уставок | Ед. изм. | Диапазон уставок | | | Значение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | мин | макс | шаг | |
| Коэффициент торможения органа $U_{03}$ | Kt | - | 1,0 | 3,0 | 0,1 | 1,5 (уставка уточняется при наладке) |
| Коэффициент возврата органа $U_{03}$ | Kv | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,95 (уставка уточняется при наладке) |
| Фазовая коррекция входных величин органа $U_{03}$ | Fi | градус | 0,0 | 359,9 | 0,1 | 0,0 |
| Напряжение срабатывания органа Up> | Сраб.Ur | В | 0,20 | 7,00 | 0,01 | 0,50 |
| Коэффициент возврата органа Up> | Квоз.Ur | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,90 |
| Напряжение срабатывания органа $U_{0G}$ | Сраб. | В | 0,30 | 200,00 | 0,01 | 10,00 (уставка уточняется при наладке) |
| Коэффициент возврата органа $U_{0G}$ | Квоз. | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,90 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Выдержка времени при срабатывании органа $U_{0G}$ | $U_{0G}$_Сраб_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 0,5 |
| Выдержка времени при срабатывании органа $U_{03}$ | $U_{03}$_Откл_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 0,5 |

#### 9.1.1.9 Защита генератора от однофазных замыканий в режиме пуска, UoG(f)

Защита от однофазных КЗ при изменяющейся частоте вводится на время пуска генератора от тиристорного пускового устройства ТПУ (при включении выключателя 15 кВ ТПУ). Защита предназначена для защиты генератора в режимах пуска ТПУ при низких частотах, когда основные защитные функции могут работать с недопустимыми погрешностями.

Защита подключается к ТН линейных выводов генератора к цепям разомкнутого «треугольника».

Уставки защиты от однофазных замыканий в режиме пуска, задаваемые в терминал защиты, соответствуют уставкам 100% защиты от замыканий на землю обмотки статора и приведены в таблице 9.1.1.9

#### 9.1.1.10 Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем, U>

Защита предназначена для предотвращения повреждений, возникающих при недопустимом повышении напряжения на статоре генератора в режиме холостого хода блока. Защита действует без выдержки времени при начальном возбуждении генератора и вводится в действие с выдержкой времени при отключении генератора от сети.

Уставки органов максимального напряжения задаются в относительных единицах по отношению к базисному напряжению. В качестве базисного напряжения принимается номинальное напряжение статора генератора во вторичных величинах.

**Напряжение срабатывания защиты**

Уставка задается в относительных единицах по отношению к базисному напряжению. В качестве базисного напряжения рекомендуется принимать номинальное напряжение статора генератора во вторичных величинах:

$$U_{\text{баз}} = \frac{U_{\text{ном.г}}}{K_{\text{ТН}}} = \frac{15750}{157{,}5} = 100 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания органа максимального напряжения принимается по выражению:

$$U_{\text{сраб1}} = 1{,}2 \cdot U_{\text{баз}} = 120 \text{ В}$$

В относительных величинах $U_{\text{сраб1}}$ = 1,2 о. е. Диапазон уставок (0,01 ÷ 2,64) о. е. с шагом 0,01 о. е.

Защита выполняется с выдержкой времени $t_{\text{сз}}$ = 1 с (выдержка времени Сраб_t) в соответствии с рекомендациями производителя РЗА. Выдержка времени на блокирование первой ступени по току РТ_t рекомендуется принимать равной 3 сек.

Выдержка времени на сигнал данной защиты в проекте не используется, поэтому уставку можно принять максимально возможной 9999,99 с.

**Орган контроля тока стороны ВН**

Уставка органов контроля тока стороны ВН блочного трансформатора (РТ ВН) принимается равной 0,1 · $I_{\text{ном.г}}$:

$$I_{\text{сз}} = 0{,}1 \cdot I_{\text{ном.г}} \frac{U_{\text{Т.НН.ном}}}{U_{\text{Т.ВН.ном}}} = 0{,}1 \cdot 7331 \cdot \frac{15{,}75}{525} = 22 \text{ А}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{K_{ТТ}} = \frac{22}{2000/1} = 0{,}01\ А$$

где - $K_{ТТ}$ = 2000/1 - коэффициент трансформации ТТ со стороны ВН трансформатора блока.

Принимаем минимально возможное значение уставки $I_{ср.вн} = 0{,}05$ А.

**Орган контроля тока стороны НН**

Уставка органов контроля тока стороны НН блочного трансформатора (РТ НН) принимается равной $0{,}1 \cdot I_{ном.г}$:

$$I_{сз} = 0{,}1 \cdot I_{ном.г} = 0{,}1 \cdot 7331 = 733\ А$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{K_{ТТ}} = \frac{733}{10000/1} = 0{,}07\ А$$

где - $K_{ТТ}$ = 10000/1 - коэффициент трансформации ТТ со стороны НН трансформатора блока.

Принимаем значение уставки $I_{ср.нн} = 0{,}07$ А.

Уставки защиты от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблицах 9.1.1.10, 9.1.1.11, 9.1.1.12

Таблица 9.1.1.10 – Уставки защиты от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем

| Наименование уставок | Обозначение уставок | Ед. изм. | Диапазон уставок | | | Значение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | мин | макс | шаг | |
| Напряжение срабатывания первой ступени | $U_{СРАБ1}$ | о.е. | 0,00 | 2,64 | 0,01 | 1,20 |
| Коэффициент возврата первой ступени | $К_{ВОЗ1}$ | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,98 |
| Выдержка времени на срабатывание первой ступени | Сраб1_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 1,0 |
| Выдержка времени на блокирование первой ступени по току | РТ_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 3,00 |
| Ток срабатывания органов контроля тока стороны НН | $I_{СР.НН}$ | о.е. | 0,05 | 40,00 | 0,01 | 0,07 |

Таблица 9.1.1.11 – Уставки органа контроля тока стороны ВН

| Наименование уставок | Обозначение уставок | Ед. изм. | Диапазон уставок | | | Значение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | мин | макс | шаг | |
| Ток срабатывания органов контроля тока стороны ВН | $I_{СР.ВН}$ | о.е. | 0,05 | 40,00 | 0,01 | 0,05 |
| Коэффициент возврата | $К_{ВОЗ}$ | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,95 |

Таблица 9.1.1.12 – Уставки органа контроля тока стороны НН

| Наименование уставок | Обозначение уставок | Ед. изм. | Диапазон уставок | | | Значение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | мин | макс | шаг | |
| Ток срабатывания органов контроля тока стороны ВН | $I_{СР.ВН}$ | о.е. | 0,05 | 40,00 | 0,01 | 0,07 |
| Коэффициент возврата | $К_{ВОЗ}$ | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,95 |

### 9.1.1.11 Защита обратной мощности, Робр

Защита обратной мощности действует «сухим контактом» в систему регулирования турбины ЭЧСР и З, где по факту закрытого состояния стопорного клапана турбины с выдержкой времени производится действие на отключение блока.

Она предназначена для защиты первичного двигателя (паровой турбины) от чрезмерно высоких температур и возможных механических повреждений в случае ошибочного закрытия стопорного клапана турбины и для защиты паровой турбины от чрезмерного повышения частоты вращения при неплотном закрытии стопорного клапана. В этих случаях генератор работает как двигатель и вращает турбину, забирая активную мощность из сети.

Проектную уставку по мощности срабатывания для первых пусков принимаем в диапазоне 3,5-4,0% от номинальной мощности турбины, а выдержку по времени примем равной 10 секунд. Таким образом:

$$P_{\text{обр}} = \frac{3{,}5}{100} \cdot P_{\text{ном.турб.}} = \frac{3{,}5}{100} \cdot 160 = 5{,}6 \text{ МВт},$$

где $P_{\text{ном.турб.}}$ = 160 МВт - номинальная электрическая мощности турбины.

Принимается $P_{\text{обр}}$ = 5,6 МВт.

В относительных единицах для задания в терминал $P$обр∗ = 0,035 о. е., диапазон уставок $P$ср∗ = (0,01 ÷ 1,0) о. е с шагом 0,001 о. е.

Угол максимальной чувствительности, исходя из назначения защиты, принимается: $\varphi$м.ч. = 180°.

Уставка угла коррекции принимается равной по умолчанию 30°.

Выдержка времени защиты обратной мощности составляет $t$ср = 10 с.

Уставки защиты обратной мощности, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.1.13

Таблица 9.1.1.13 – Уставки защиты обратной мощности

| Наименование уставок | Обозначение уставок | Ед. изм. | Диапазон уставок | | | Значение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | мин | макс | шаг | |
| Мощность срабатывания | Рср. | о.е. | 0,01 | 1,000 | 0,001 | 0,035 |
| Коэффициент возврата | Квоз | – | 0,5 | 1,00 | 0,01 | 0,95 |
| Время срабатывания | Сраб_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 10 |

### 9.1.1.12 Защита от асинхронного режима без потери возбуждения, Фz

Защита предназначена для выявления и ликвидации асинхронного режима генератора, не сопровождающегося потерей возбуждения. Принцип действия защиты основан на контроле комплексного сопротивления в точке подключения к измерительным ТН.

Расчет уставок органов по сопротивлению срабатывания $Z_{CP}$ следует выполнять в первичных величинах.

Выбор уставок органа Z1:

Сопротивление срабатывания ИО Z1 рекомендуется принимать для единичных блоков генератор - трансформатор по выражению:

$$Z1_{\text{ср}} = X_T^{15,75} + X_C^{15,75} = 0{,}129 + 0{,}007 = 0{,}136 \text{ Ом},$$

где $X_T^{15,75}$ – сопротивление блочного трансформатора:

$X_T^{15,75} = \frac{U_{k\%}}{100\%} \cdot \frac{U_{\text{баз}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{13}{100\%} \cdot \frac{15{,}75^2}{250} = 0{,}129$ Ом – сопротивление блочного трансформатора;

$X_c = \frac{U_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}\,max}^{(3)}} = \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 38{,}8} = 7{,}81$ Ом – сопротивление системы;

$I_{\text{кз}\,max}^{(3)} = 38{,}8$ А – максимальный ток от системы при КЗ на стороне 525 кВ;

$X_C^{15,75} = 7{,}81 \cdot \frac{15{,}75^2}{525^2} = 0{,}007$ Ом – эквивалентное сопротивление системы сети 525 кВ, приведенное к базисному напряжению 15,75 кВ.

Вторичное значение для ввода в терминал определяется по выражению:

$$Z1_{\text{ср(вт)}} = Z1_{\text{ср}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0{,}136 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 8{,}63 \text{ Ом}$$

Диапазон изменения уставок (0,1 ÷ 300) Ом с шагом 0,01 Ом.

Сопротивление смещения рекомендуется принимать равным переходному сопротивлению генератора:

$$Z1_{\text{см}} = X_d^{`} = 0{,}225 \text{ Ом}$$

где $X_d^{`}$ – переходное реактивное сопротивление генератора, о.е.

Вторичное значение уставки для ввода в терминал определяется по выражению:

$$Z1_{\text{см(вт)}} = Z1_{\text{см}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0{,}225 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 14{,}28 \text{ Ом}$$

Диапазон изменения уставок для всех органов сопротивления (0,1 ÷ 300) Ом с шагом 0,01 Ом.

Угол максимальной чувствительности органа Z1 рекомендуется принимать равным $\varphi$1мч = 90°.

Выбор уставок органа Z2:

Сопротивление срабатывания ИО Z2 рекомендуется принимать равным:

$$Z2_{\text{ср}} = X_d = 1{,}99 \text{ Ом}$$

где $X_d$ – синхронное реактивное сопротивление генератора, о.е.

Вторичное значение значения сопротивления срабатывания для ввода в терминал определяется по выражению:

$$Z2_{\text{ср(вт)}} = Z2_{\text{ср}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 1{,}99 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 126{,}35 \text{ Ом}$$

Сопротивление смещения $Z_{2\text{см}}$ для единичных блоков генератор-трансформатор рекомендуется принимать равным индуктивному сопротивлению блочного трансформатора:

$$Z2_{\text{см}} = 0{,}129 \text{ Ом}$$

Вторичное значение значения сопротивления смещения для ввода в терминал определяется по выражению:

$$Z2_{\text{см(вт)}} = Z2_{\text{см}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0{,}129 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 8{,}19 \text{ Ом}$$

Угол максимальной чувствительности органа Z2 рекомендуется принимать равным $\varphi$2мч = 270°.

Уставку по углу максимальной чувствительности фазочувствительного органа W рекомендуется принимать равной 180°.

Уставку счетчика первой ступени ($N$сч1) необходимо принимать равной 1 согласно [Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 59371-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования»].

Уставки по числу проворотов счетчика 2 ступени ($N$сч2) и 3 ступени ($N$сч3) должны выбираться по условию согласования с уставками по числу проворотов устройств АЛАР прилегающей сети и должны утоняться Московским РДУ. На данном этапе принимаются значения уставок по умолчанию $N$сч2 = 5 и $N$сч3 = 8.

Выдержку времени на возврат $T$воз рекомендуется выбирать по условию отстройки от времени максимально возможного для контролируемого сечения периода АР. На этапе проектирования принимается равной значению 5,0 с.

Выдержку времени I1_t для исключения блокировки защиты при снижении токов (так как АР сопровождается колебаниями токов) рекомендуется принимать равной $I1_t$ = $T$воз = 5,0 с. Предусмотрена блокировка функции АЛАР при неисправностях цепей напряжения.

Уставки защиты, рекомендации по выбору которых не приведены в данном разделе, принимаются равными значениям по умолчанию.

Уставки защиты от асинхронного режима без потери возбуждения, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.1.14

Таблица 9.1.1.14 – Уставки защиты от асинхронного режима без потери возбуждения

| Наименование уставок | Обозначение уставок | Ед. изм. | Диапазон уставок | | | Значение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | мин | макс | шаг | |
| Сопротивление срабатывания ИО Z1 | $Z1_{СР}$ | Ом | 0,10 | 300,00 | 0,010 | 8,63 |
| Сопротивление смещения ИО Z1 | $Z1_{СМ}$ | Ом | 0,10 | 300,00 | 0,010 | 14,28 |
| Угол максимальной чувствительности ИО Z1 | φмч 1 | градус | 0,00 | 359,90 | 0,100 | 90,00 |
| Коэффициент возврата ИО Z1 | К воз1 | - | 1,00 | 1,50 | 0,010 | 1,05 |
| Сопротивление срабатывания ИО Z2 | $Z2_{СР}$ | Ом | 0,10 | 300,00 | 0,010 | 126,35 |
| Сопротивление смещения ИО Z2 | $Z2_{СМ}$ | Ом | 0,10 | 300,00 | 0,010 | 8,19 |
| Угол максимальной чувствительности ИО Z2 | φмч 2 | градус | 0,00 | 359,90 | 0,100 | 270,00 |
| Коэффициент возврата ИО Z2 | К воз 2 | - | 1,00 | 1,50 | 0,010 | 1,05 |
| Уставка фазочувствительного органа | W_Fi | градус | 0,00 | 359,90 | 0,100 | 180,00 |
| Выдержка времени срабатывания первой ступени | T1 | с | 0,01 | 0,02 | 0,001 | 0,02 |
| Выдержка времени срабатывания второй ступени | T2 | с | 0,01 | 0,02 | 0,001 | 0,02 |
| Выдержка времени на возврат | Твоз | с | 0,50 | 5,00 | 0,100 | 5,00 |
| Счетчик циклов проворота 1 ст. | N Сч 1 ст | - | 1,00 | 5,00 | 1,000 | 1,00 |
| Счетчик циклов проворота 2 ст. | N Сч 2 ст | - | 1,00 | 5,00 | 1,000 | 5,00 |
| Счетчик циклов проворота 3 ст. | N Сч 3 ст | - | 1,00 | 8,00 | 1,000 | 8,00 |
| Выдержка времени на отключение от первой ступени | 1_ст_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,010 | 0,50 |
| Выдержка времени на отключение от второй ступени | 2_ст_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,010 | 0,50 |
| Выдержка времени на сигнализацию о недовозбуждении | Недовозб_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,010 | 1,00 |
| Выдержка времени на возврат от токового органа | I1_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,010 | 5,00 |
| Длительность блокировки при включении генератора способом самосинхронизации | TMOC | с | 0,00 | 9999,99 | 0,010 | 0,50 |

### 9.1.1.13 Защита от повышения/снижения частоты, F>, F<

Защита является технологической. Уставки защиты принимаются в соответствие с данными, приведенными в паспорте на конкретный генератор.

### 9.1.1.14 Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе, U<Форс

Рассматриваемая функция вводится в работу при прохождении сигнала о включенном состоянии АГП резервного возбуждения и работе генератора в сети и блокируется при неисправности цепей напряжения или отключении автоматического выключателя цепей “звезды” цепей переменного напряжения ТН.

Напряжение срабатывания органа минимального напряжения, который осуществляет пуск форсировки при работе генератора ТГ-1А на резервном возбуждении выбирается по условию устойчивого возврата ИО напряжения после отключения внешних КЗ по выражению:

$$U_{\text{сз}} = \frac{U_{\text{ном.г.}}}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}}} = \frac{15{,}75}{1{,}1 \cdot 1{,}05} = 13{,}64 \text{ кВ},$$

где $U$ном.г. – номинальное напряжение статора генератора;

$k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата органа форсировки;

Во вторичных величинах:

$$U_{\text{ср}} = \frac{U_{\text{сз}}}{K_{\text{ТН}}} = \frac{13640}{157{,}5} = 86{,}6 \text{ В}$$

В относительных величинах для задания в терминал: $U_{\text{ср}*}$ = 0,86 о. е.

Выдержка времени таймер импульсного действия форсировки принимается 0,5 с. и требует уточнения при наладке.

Уставки органа минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.1.15

Таблица 9.1.1.15 – Уставки органа минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе

| Наименование уставок | Обозначение уставок | Ед. изм. | Диапазон уставок | | | Значение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | мин | макс | шаг | |
| Напряжение срабатывания | Сраб. | о.е. | 0,01 | 1,5 | 0,01 | 0,86 |
| Коэффициент возврата | $K_{ВОЗ}$ | - | 1,00 | 1,50 | 0,01 | 1,05 |

### 9.1.1.15 Защита ротора от замыканий на землю, Re<

Защита предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при возникновении замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения. Дополнительной функцией защиты является контроль состояния контакта релейной щетки.

В защите предусмотрено два органа контроля изоляции цепей возбуждения. Первый орган контролирует сопротивление изоляции цепей возбуждения генератора при работе на рабочей СВ, второй орган – при работе на резервной СВ. Каждый из органов содержит две ступени. Уставки выбираются для одного из органов. Уставки второго органа принимаются аналогично.

**Сопротивление срабатывания первой ступени ($R_{СИГН}$):**

Уставку принимаем равной $R_{СИГН}$ = 12 кОм.

**Сопротивление срабатывания второй ступени ($R_{ОТКЛ}$):**

Уставку принимаем равной $R_{ОТКЛ}$ = 6 кОм.

При срабатывании первой ступени любого из органов защита действует с выдержкой времени на сигнал «Снижение изоляции ротора ТГ».

При срабатывании второй ступени любого из органов защита действует с выдержкой времени на отключение и появляется сигнал «Земля в цепи ротора ТГ».

Защита действует с выдержкой времени на сигнал «Отскок щетки» при превышении величины проекции вектора $U_{ВЫХ}$ на вектор $U_{G,\ 17Гц}$ уставки (Pr) срабатывания любого из органов.

При возникновении неисправности источника 17 Гц защита действует с выдержкой времени на сигнал.

Выдержка времени при возникновении неисправности источника 17 Гц является проектной, принимаем равной $t_{G,\,17Гц}$ = 2 с. Выдержка времени уточняется при наладке.

Выдержку времени первой ступени принимаем равной $t_{СИГН}$ = 6 с.

Выдержку времени второй ступени принимаем равной $t_{ОТКЛ}$ = 6 с.

При появлении сигнала «Отскок щетки» выдержку времени принимаем $t_{PR}$ = 3 с.

Уставки, выбор которых не приведен, принимаются равными значениям по умолчанию.

Уставки защиты ротора от замыканий на землю, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.1.16

Таблица 9.1.1.16 – Уставки защиты ротора от замыканий на землю

| Наименование уставок | Обозначение уставок | Ед. изм. | Диапазон уставок | | | Значение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | мин | макс | шаг | |
| Сопротивление срабатывания органа сигнализации | Rсраб1 | кОм | 1,0 | 80,0 | 0,1 | 12,0 |
| Сопротивление срабатывания органа отключения | Rсраб2 | кОм | 1,0 | 80,0 | 0,1 | 6,0 |
| Напряжение срабатывания органа контроля контакта релейной щетки | Pr | В | 0,01 | 10,0 | 0,01 | 1,00 |
| Угол коррекции вектора Uвых | Fi | градус | 0,0 | 359,9 | 0,1 | 270,0 |
| Минимально допустимое значение частоты источника вспомогательного напряжения | Fмин | Гц | 13,00 | 17,00 | 0,01 | 15,00 |
| Максимально допустимое значение частоты источника вспомогательного напряжения | Fмах | Гц | 17,00 | 21,00 | 0,01 | 19,00 |
| Коэффициент возврата органа сигнализации | Kвоз.Rсраб1 | - | 1,00 | 1,50 | 0,01 | 1,05 |
| Коэффициент возврата органа отключения | Kвоз.Rсраб2 | - | 1,00 | 1,50 | 0,01 | 1,05 |
| Коэффициент возврата органа контроля контакта релейной щетки | Kвоз.Pr | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 1,00 |
| Выдержка времени на сигнал при неисправности вспомогательного источника напряжения | Неиспр_17Гц | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 2,00 |
| Выдержка времени при срабатывании органа сигнализации | Сигн_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 6,00 |
| Выдержка времени при срабатывании органа отключения | Откл_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 6,00 |
| Выдержка времени на сигнализацию при нарушении контакта релейной щетки | Отск_щетки_t | с | 0,00 | 9999,99 | 0,01 | 3,00 |

### 9.1.1.16 Защита ротора от перегрузки, Ip

Защита предназначена для предотвращения повреждения обмотки возбуждения генератора токами перегрузки.

Уставки функциональных органов задаются в относительных единицах по отношению к номинальному току защиты. Уставки, выбор которых не приведен принимаются равными значениям по умолчанию.

Защита содержит следующие функциональные органы:

– преобразователь тока ротора (ПТР), моделирующий ток ротора генератора по току и напряжению статора генератора.

– сигнальный орган ($I_{СИГН}$), срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока Ip выше значения уставки срабатывания органа;

– пусковой орган ($I_{ПУСК}$), срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока Ip выше значения уставки срабатывания органа и осуществляющий пуск интегрального органа;

– орган токовой отсечки ($I_{ОТС}$), срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока Ip выше значения уставки срабатывания органа. Орган отсечки не используется;

– интегральный орган (ИО), срабатывающий с зависимой от тока Ip выдержкой времени, заданной в табличной форме.

Защита обмотки ротора генератора от перегрузки выполняется на основе измерений тока в системе возбуждения (Ip).

Защита Ip подключается к ТТ со стороны ВН трансформатора возбуждения.

**Ток срабатывания сигнального органа ($I_{СИГН}$)**

Уставка выбирается по условию отстройки от номинального тока ротора генератора:

$I_{СИГН} = K_{ОТС} \cdot K_{ВЫП} \cdot I_{НОМ.Р.Г.}$

где $K_{ОТС}$ = 1,05 – коэффициент отстройки;

$K_{ВЫП} = \sqrt{\frac{2}{3}} = 0{,}816$ – коэффициент выпрямления для мостовой схемы;

$I_{НОМ.Р.Г.}$ = 1125 А – номинальный ток ротора.

$I_{СИГН} = 1{,}05 \cdot 0{,}816 \cdot 1125 = 963{,}9$ А.

Для расчета в относительных единицах определяем базисный ток, который принимаем равным номинальному току ротора с учетом выпрямления:

$I_{БАЗ} = K_{ВЫП} \cdot I_{НОМ.Р.Г.} = 0{,}816 \cdot 1125 = 918$ А.

$I_{СИГН*} = I_{СИГН} / I_{БАЗ} = 963{,}9/918 = 1{,}05$ о.е.

**Ток срабатывания пускового органа ($I_{ПУСК}$)**

Уставка выбирается по условию отстройки от срабатывания интегрального органа при малых токах. При этом ток срабатывания пускового органа должен быть не более минимального значения тока ротора по характеристики допустимых перегрузок.

Ток срабатывания пускового орган, по этому условию, принимаем равным $I_{ПУСК}$ = 1,06 о.е. В первичных величинах $I_{ПУСК}$ = 1193 А.

**Параметры срабатывания интегрального органа (ИО)**

Характеристика срабатывания ИО задается по допустимой перегрузке генератора током возбуждения.

В соответствии с паспортными данными на турбогенератор типа SGen5-100A таблица перегрузки по току ротора:

| Продолжительность, сек. | 20 | 60 | 240 | 360 | 600 | 3600 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Допустимая кратность перегрузки, $i/i_H$, о.е. | 2,0 | 1,5 | 1,2 | 1,15 | 1,1 | 1,06 |

Для обеспечения запаса уставки по времени характеристики перегрузки уменьшаются на 5% от паспортных данных.

Максимальное время срабатывания должно быть не менее времени допустимых перегрузок генератора токами возбуждения, соответствующих току срабатывания пускового органа. $t_{MAX}$ = 3600 с.

Минимальное время срабатывания принимаем равным времени последней точки характеристики допустимых перегрузок. $t_{MIN}$ = 20 с.

**Полное время охлаждения $t_{ОХЛ}$**

Полное время охлаждения должно задаваться заводом изготовителем генератора. В связи с отсутствием данных уставку принимаем $t_{ОХЛ}$ = 1500 с. Уставку следует уточнить при наладке.

**Выдержка времени сигнального органа ($t_{СИГН}$)**

Уставка времени срабатывания сигнального органа должна быть не менее максимальной из выдержек времени резервных защит системы возбуждения. Выдержку времени принимаем равной $t_{СИГН}$ = 10 с.

**Выдержка времени интегрального органа ($t_{ИО}$)**

Уставка первой выдержки времени на отключение принимается равной нулю.

Уставка второй выдержки времени на отключение исходя из того, что выдержки времени первой ступени должны быть меньше выдержек времени второй ступени на 20%, определяется:

$t_{СР} = 0{,}2 \cdot t_{ДОП,MIN} = 0{,}2 \cdot 20 = 4$ с.,

где $t_{ДОП,MIN}$ = 20 с. – минимальное время по характеристике допустимых перегрузок током ротора.

**Уставки преобразователя тока ротора.**

Характеристика холостого хода задается по результатам опыта холостого хода. Напряжение статора и ток возбуждения задаются в относительных единицах, относительно номинального напряжения и номинального тока возбуждения.

Сопротивление Потье генератора задается уставкой Хр в о.е. При проектировании сопротивление Потье может быть рассчитано по формуле:

$Xp = 0{,}85 \cdot X'_d = 0{,}85 \cdot 0{,}225 = 0{,}191$ о.е.

где $X'_d$ - переходное сопротивление генератора.

Уставки защиты ротора от перегрузки, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.1.17

Таблица 9.1.1.17 – Уставки защиты ротора от перегрузки

| Наименование уставок | Обозначение уставок | Ед. изм. | Диапазон уставок | | | Значение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | мин | макс | шаг | |
| Ток срабатывания сигнального органа | Iсигн | о.е. | 1,00 | 2,00 | 0,01 | 1,05 |
| Ток срабатывания пускового органа | Iпуск | о.е. | 1,00 | 2,00 | 0,01 | 1,06 |
| Минимальное время срабатывания | Тмин | с | 1,00 | 200,00 | 0,1 | 20,00 |
| Максимальное время срабатывания | Тмакс | с | 200,00 | 4000,00 | 1,00 | 3600,00 |
| Время охлаждения | Тохл | с | 10,00 | 3000,00 | 1,00 | 1500,00 |
| Коэффициент возврата сигнального органа | Квоз. Сигн. | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,98 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Коэффициент возврата сигнального органа | Квоз. Пуск. | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,98 |
| Количество точек характеристики | Nточек | - | 5,00 | 9,00 | 1,00 | 5,00 |
| Ток первой точки характеристики | I1 | о.е. | 0,10 | 3,00 | 0,01 | 1,06 |
| Время срабатывания первой точки характеристики | T1 | с | 0,10 | 4000,00 | 0,01 | 3600,00 |
| Ток второй точки характеристики | I2 | о.е. | 0,10 | 3,00 | 0,01 | 1,10 |
| Время срабатывания второй точки характеристики | T2 | с | 0,10 | 4000,00 | 0,01 | 600,00 |
| Ток третьей точки характеристики | I3 | о.е. | 0,10 | 3,00 | 0,01 | 1,15 |
| Время срабатывания третьей точки характеристики | T3 | с | 0,10 | 4000,00 | 0,01 | 360,00 |
| Ток четвертой точки характеристики | I4 | о.е. | 0,10 | 3,00 | 0,01 | 1,20 |
| Время срабатывания четвертой точки характеристики | T4 | с | 0,10 | 4000,00 | 0,01 | 240,00 |
| Ток пятой точки характеристики | I5 | о.е. | 0,10 | 3,00 | 0,01 | 1,50 |
| Время срабатывания пятой точки характеристики | T5 | с | 0,10 | 4000,00 | 0,01 | 60 |
| Ток шестой точки характеристики | I5 | о.е. | 0,10 | 3,00 | 0,01 | 2,00 |
| Время срабатывания шестой точки характеристики | T5 | с | 0,10 | 4000,00 | 0,01 | 20 |
| Сопротивление Потье | Xp | о.е. | 0,000 | 0,500 | 0,001 | 0,221 |

#### 9.1.1.17 Токовая отсечка трансформатора возбуждения, I>>ТВ

Токовая отсечка предназначена для ликвидации многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах ВН трансформатора возбуждения.

Ток срабатывания токовой отсечки принимается по условию отстройки от максимального тока через защиту при КЗ на стороне НН выпрямительного трансформатора по выражению:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{защ}} = 1{,}5 \cdot 1120 = 1680 \text{ А}$$

где $K$отс = 1,5 – коэффициент отстройки;

$I$защ = 1120 А - максимальный ток через защиту при трехфазном КЗ на стороне НН трансформатора возбуждения;

Принимается $I$сз = 1680 А.

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1680}{400/5} = 21 \text{ А},$$

где $K_{\text{ТТ}}$ = 400/5 - коэффициент трансформации ТТ защит выпрямительного трансформатора. Диапазон уставок (0,05 ÷ 41,58) А с шагом 0,01 А.

Защита выполняется без выдержки времени, поэтому первая выдержка времени принимается равной Сраб_$t$1 = 0,0 с.

Вторая выдержка времени в проекте не используется, поэтому можно выставить максимальную уставку Сраб_$t$2 = 9999,9 с.

Уставки токовой отсечки трансформатора возбуждения, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.1.18

Таблица 9.1.1.18 – Уставки токовой отсечки трансформатора возбуждения

| Наименование уставок | Обозначение уставок | Ед. изм. | Диапазон уставок | | | Значение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | мин | макс | шаг | |
| Ток срабатывания | $I_{СР.ВН}$ | А | 0,25 | 200,00 | 0,01 | 21,00 |
| Коэффициент возврата | $К_{ВОЗ}$ | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,95 |
| Первая выдержка времени | Сраб_$t$1 | с | 0,00 | 9999,9 | 0,01 | 0,00 |
| Вторая выдержка времени | Сраб_$t$2 | с | 0,00 | 9999,9 | 0,01 | 9999,9 |

### 9.1.1.18 Максимальная токовая защита трансформатора возбуждения

МТЗ предназначена для:

– устранения многофазных КЗ в трансформаторе системы возбуждения;

– резервирования быстродействующих защит (ТО).

Уставка максимальной токовой защиты принимается по условию отстройки от максимального рабочего тока трансформатора в режиме форсировки возбуждения по выражению:

$$I_{сз} = \frac{K_{Н} \cdot I_{раб.max}}{K_{ВОЗ}} = \frac{1{,}1 \cdot 77{,}11}{0{,}95} = 89{,}29 \text{ А}$$

$$I_{раб.max} = K_{ф} \cdot K_{вып} \cdot K_{ТВ} \cdot I_{ном.рот.} = 2 \cdot 0{,}816 \cdot 0{,}042 \cdot 1125 = 77{,}11 \text{ А}$$

где: $K_{ф}$ = 2 – кратность форсировки по току;

$K_{вып} = \sqrt{\frac{2}{3}} = 0{,}816$ – коэффициент выпрямления для мостовой схемы

$K_{ТВ}$ – коэффициент трансформации трансформатора возбуждения

$$K_{ТВ} = \frac{660}{15750} = 0{,}042$$

$I_{ном.рот.}$ = 1125 А – номинальный ток ротора турбогенератора ТГ-1А;

Для расчета в относительных единицах определим базисный ток:

$$I_{баз} = I_{номТВ} = \frac{S_{номТВ}}{\sqrt{3} \cdot U_{номТВ}} = \frac{1550}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75} = 56{,}8 \text{ А}$$

Уставка МТЗ ТП ТГ-1А в о.е.:

$$I_{сз*} = \frac{I_{сз}}{I_{баз}} = \frac{89{,}29}{56{,}8} = 1{,}57 \text{ о. е.}$$

Принимаем проектную уставку МТЗ $I_{сз*} = 1{,}6$ о. е. или 90,9 А.

Чувствительность проверяется к минимальному току КЗ за трансформатором возбуждения, который определяется в режиме холостого хода генератора, когда сверхпереходная ЭДС генератора равна номинальному напряжению статора генератора:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗмин}}{I_{сз}} = \frac{1120}{90{,}9} = 12{,}3 > 1{,}5$$

где $I_{КЗмин}$ = 1120 А – минимальный ток КЗ через рассматриваемую защиту при 2-х фазном КЗ на стороне НН трансформатора возбуждения ТГ-1А.

Чувствительность защиты обеспечивается.

Выдержку времени МТЗ трансформатора возбуждения ТГ-1А выбираем по условию отстройки от времени перегорания предохранителей ТП равной 0,4 сек.

$t$сз = 0,4 с.

Уставки максимальной токовой защиты трансформатора возбуждения, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.1.19

Таблица 9.1.1.19 – Уставки максимальной токовой защиты трансформатора возбуждения

| Наименование уставок | Обозначение уставок | Ед. изм. | Диапазон уставок | | | Значение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | мин | макс | шаг | |
| Ток срабатывания | о.е. | А | 0,25 | 200,00 | 0,01 | 1,60 |
| Коэффициент возврата | $К_{ВОЗ}$ | - | 0,50 | 1,00 | 0,01 | 0,95 |
| Первая выдержка времени | Сраб_$t$1 | с | 0,00 | 9999,9 | 0,01 | 0,40 |
| Вторая выдержка времени | Сраб_$t$2 | с | 0,00 | 9999,9 | 0,01 | 9999,9 |

### 9.1.2 Расчет уставок защиты генератора типа ТЕКОН 339GB

#### 9.1.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора, PDIF

Продольная дифференциальная защита генератора является основной защитой от внутренних повреждений.

Функция продольной дифференциальной защиты генератора предназначена для защиты генератора от многофазных КЗ в обмотке статора и на его выводах, а также от двойных замыканий на землю в цепях генераторного напряжения.

**Номинальные токи плеч защиты**

Вторичный номинальный ток, А на стороне линейных выводов генератора рассчитывается по выражению:

$$\text{ANom1} = \frac{I_{\text{НОМ.Г}}}{K_{\text{ТТ1}}} = \frac{7331}{10000/1} = 0{,}733 \text{ о. е.}$$

где $I_{\text{НОМ.Г}}$ – номинальный ток статора генератора;

$K_{\text{ТТ1}}$ - коэффициент трансформации ТТ плеча линейных выводов генератора.

Вторичный номинальный ток, А на стороне нулевых выводов генератора рассчитывается по выражению:

$$\text{ANom2} = \text{ANom3} = \frac{I_{\text{НОМ.Г}}}{K_{\text{ТТ2}}} = \frac{7331}{10000/1} = 0{,}733 \text{ о. е.}$$

где $I_{\text{НОМ.Г}}$ – номинальный ток статора генератора;

$K_{\text{ТТ2}}$ - коэффициент трансформации ТТ плечей нулевых выводов генератора.

Уставки матриц преобразования Gr1, Gr2, Gr3 и Gr4 по умолчанию задаются равными параметру «A». При необходимости изменения полярности ТТ со стороны нейтрали уставку Gr2 необходимо принять равной «R».

Принимаются для уставок матриц преобразования параметр A (уточняется при наладке).

**Начальный ток срабатывания чувствительной ступени**

Определяем начальный ток срабатывания чувствительной ступени защиты с учетом отстройки защиты от тока небаланса в номинальном режиме:

$$StrValDif0 = К_{отс}\cdot(К_{одн}\cdot\varepsilon + \Delta f)\cdot I_{скв.мин*} = 2{,}0\cdot(1{,}0\cdot 0{,}1 + 0{,}02)\cdot 1{,}0 = 0{,}24 \text{ о. е.}$$

где $К_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,5÷2,0;

$К_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ, который учитывает разные характеристики трансформаторов тока. Для однотипных ТТ $К_{одн}$ = 0,5; для разнотипных ТТ: $К_{одн}$ = 1,0;

ε - относительное значение полной погрешности ТТ в установившемся режиме (для ТТ класса 10P принимается значение 0,1, для 5P – 0,05);

$\Delta f$ = 0,02 – относительная погрешность выравнивания, обусловленная погрешностью преобразования АЦП;

$I_{скв.мин*}$ – минимальный сквозной ток в относительных величинах, принимается равным 1,0 о.е.

В соответствии с рекомендацией, для генераторов мощностью свыше 160 МВт уставку рекомендуется принимать равной 0,3.

Принимаем $StrValDif0 = 0{,}3$ о. е.

**Коэффициент торможения**

Отстройка защиты от токов небаланса при протекании через защиту сквознго тока $I_{СКВ}$* выполняется с помощью коэффициента торможения:

$$RstRat1 = 0{,}5 \cdot К_{отс} \cdot (К_{АП} \cdot К_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta f) = 0{,}5 \cdot 2{,}0 \cdot (2{,}5 \cdot 1{,}0 \cdot 0{,}1 + 0{,}02) = 0{,}27 \text{ о. е.}$$

$К_{отс}$ = 1,5÷2,0 – коэффициент отстройки;

$К_{АП}$ = 2,0÷3,0 – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме.

Не рекомендуется принимать значение уставки RstRat1 ниже 0,15 о.е. В случае применения различных ТТ для защиты генератора, а также для генераторов большой мощности (свыше 160 МВт) рекомендуется принимать RstRat1 не ниже 0,3 о.е.

В проектных расчетах принимаем уставку:

$$RstRat1 = 0{,}3 \text{ о. е.}$$

**Точка пересечения второго участка характеристики срабатывания с осью тормозного тока**

Точку пересечения второго участка характеристики срабатывания с осью тормозного тока (ОХ) RstVal1 вычисляют по формуле:

$$RstVal1 = 2{,}0 - \frac{StrValDif0}{RstRat1} = 2{,}0 - \frac{0{,}3}{0{,}3} = 1{,}0 \text{ о. е.}$$

Третий участок тормозной характеристики дифференциальной защиты, как правило, не используется. Для вывода третьей ступени необходимо принять:

$RstRat1$=$RstRat2$; $RstVal1$=$RstVal2$.

**Уставка срабатывания дифференциальной отсечки**

Для обеспечения быстрого и надежного срабатывание защиты при внутренних КЗ с большими токами в защите предусмотрена дифференциальная отсечка. Уставка срабатывания дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле:

$$StrValDO = К_{отс} \cdot (К_{пер} \cdot К_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta f) \cdot I_{скв.макс*}$$

где $К_{отс}$ = 1,5÷2,0 – коэффициент отстройки;

$К_{пер}$ = 2,0÷3,0 – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме;

$I_{скв.макс*}$ – максимальный сквозной ток, который вычисляется по формуле:

$$I_{скв.макс*} = \frac{E_*^{``}}{X_d^{``}} = \frac{1 + X_d^{``} \cdot \sin\varphi}{X_d^{``}} = \frac{1 + X_d^{``} \cdot \sin\varphi}{X_d^{``}} = \frac{1 + 0{,}139 \cdot 0{,}6}{0{,}139} = 7{,}79 \text{ о. е.}$$

где $X_d^{``}$ = 13,9 % – сверхпереходное сопротивление генератора;

$E_*^{``}$ – сверхпереходная ЭДС генератора, о.е.

Определяем уставку срабатывания дифференциальной отсечки:

$$StrValDO = 2{,}0 \cdot (2{,}5 \cdot 1{,}0 \cdot 0{,}1 + 0{,}02) \cdot 7{,}79 = 4{,}21 \text{ о. е.}$$

С целью единообразного выполнения с первым комплектом защит в проектных расчетах уставку срабатывания дифференциальной отсечки второго комплекта примем равной 6 о.е. При необходимости, данное значение может быть изменено на стадии рабочего проектирования.

Для исключения замедления срабатывания дифференциальной защиты из-за насыщения трансформаторов тока при КЗ на выводах генератора выведем блокировку по второй и пятой гармоникам (BlkHa2Mod=off, BlkHa5Mod=off).

Кроме того, компенсация тока нулевой последовательности в дифференциальной защите генератора, работающего в сети с малым током замыкания на землю (с изолированной или компенсированной нейтралью), не используется. Для вывода функции компенсации тока нулевой

последовательности необходимо программную накладку CompMod перевести в положение «0 – не компенсировать».

**Проверка чувствительности дифференциальной защиты**

Проверка чувствительности дифференциальной защиты генератора выполняется для минимального тока КЗ в зоне действия защиты, который определяется в режиме холостого хода генератора, когда сверхпереходная ЭДС генератора равна номинальному напряжению статора генератора $U_{ном\ ген}$ = 15,75 кВ, $E''_{ген}$ = 1 о.е.

$$I_{КЗ*}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}\cdot E''_{ген}}{X''_d + X_2} = \frac{\sqrt{3}}{0{,}139 + 0{,}146} = 6{,}08\ \text{о. е.}$$

где $X''_d$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$X_2$ – сопротивление обратной последовательности генератора.

Дифференциальный и тормозной токи:

$$I_{д*} = I_{т*} = 6{,}08\ \text{о. е.}$$

Определяем коэффициент чувствительности:

$$K_ч = \frac{I_{д*}}{(I_{т*} - RstVal1)\cdot RstRat1} = \frac{6{,}08}{(6{,}08 - 1)\cdot 0{,}3} = 3{,}99 > 2$$

**Контроль исправности цепей переменного тока**

Так как начальный ток срабатывания *StrValDif0* равен 0,3, ток срабатывания реле КИТЦ в соответствии с рекомендациями принимаем $StrValFTC$ = 0,2 о. е.

Выдержку времени на срабатывание КИТЦ в соответствии с рекомендациями принимаем $OpFTCTmms$ = 10000 мс.

Выдержку времени на возврат КИТЦ в соответствии с рекомендациями принимаем $RsFTCTmms$ = 1000 мс.

Положение программной накладки FctMod5 в соответствии с рекомендациями принимаем равным «Функция выведена».

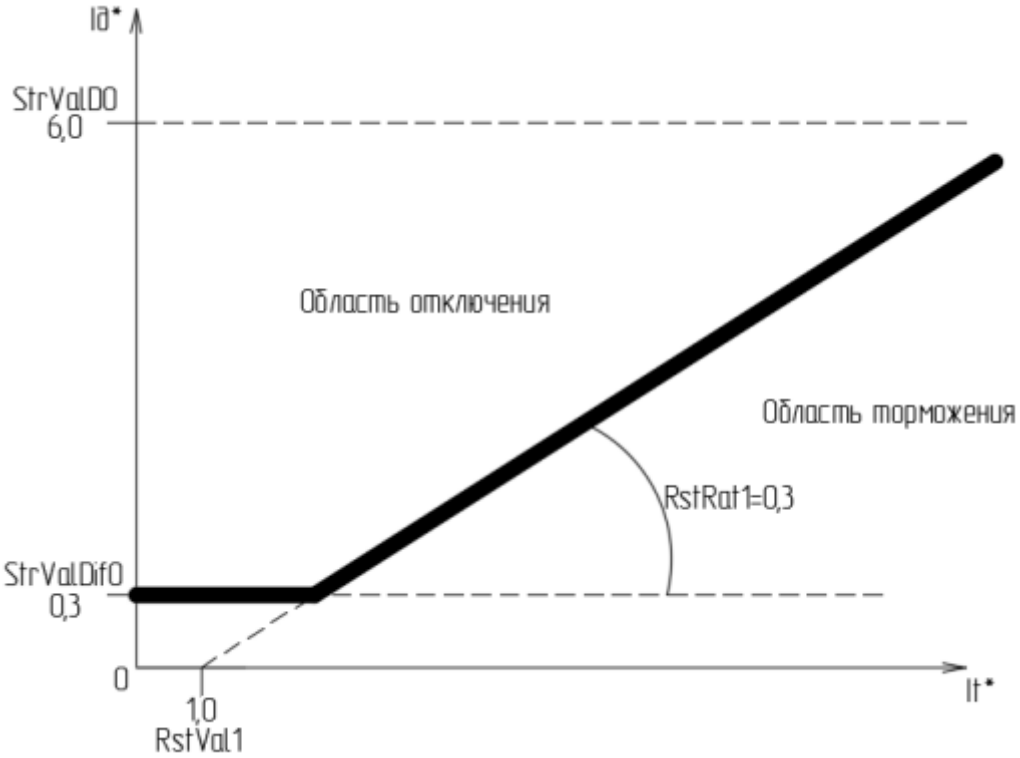


Рис. 9.1.2.1 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

Уставки дифференциальной защиты генератора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.1

Таблица 9.1.2.1 – Уставки логического узла PDIF

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| ANom1 | Номинальный ток 1-го присоединения, А | 0,14 | 0,100 – 30,000 с шагом 0,001 |
| ANom2 | Номинальный ток 2-го присоединения, А | 0,92 | 0,100 – 30,000 с шагом 0,001 |
| ANom3 | Номинальный ток 3-го присоединения, А | 0,92 | 0,100 – 30,000 с шагом 0,001 |
| VNom | Номинальное напряжение, В | 57,74 | 0,10 – 200,00 с шагом 0,01 |
| GR1 | Матрица преобразований для 1-го присоединения | A | A; B; C; X; Y; Z; R; S; T; L; M; N; 0 |
| GR2 | Матрица преобразований для 2-го присоединения | A | A; B; C; X; Y; Z; R; S; T; L; M; N; 0 |
| GR3 | Матрица преобразований для 3-го присоединения | A | A; B; C; X; Y; Z; R; S; T; L; M; N; 0 |
| GR4 | Матрица преобразований для 4-го присоединения | A | A; B; C; X; Y; Z; R; S; T; L; M; N; 0 |
| StrValDO | Ток срабатывания дифференциальной отсечки, о.е. | 6,00 | 0,100 – 30,000 с шагом 0,001 |
| StrValDif0 | Уставка первого участка характеристики срабатывания, о.е. | 0,3 | 0,050 – 2,000 с шагом 0,001 |
| RstVal1 | Точка пересечения второго участка тормозной характеристики с остью ОХ, о.е. | 1,00 | 0,000 – 2,000 с шагом 0,001 |
| RstRat1 | Коэффициент торможения (тангенс угла наклона) второго участка тормозной характеристики, о.е. | 0,30 | 0,100 – 1,200 с шагом 0,001 |
| RstVal2 | Точка пересечения третьего участка тормозной характеристики с остью ОХ, о.е. | 1,00 | 0,000 – 10,000 с шагом 0,001 |
| RstRat2 | Коэффициент торможения (тангенс угла наклона) третьего участка тормозной характеристики, о.е. | 0,30 | 0,200 – 1,200 с шагом 0,001 |
| StrValFTC | Ток срабатывания реле КИТЦ, о.е. | 0,2 | 0,040 – 2,000 с шагом 0,001 |
| FctMod1 | Ввод функции блокировки от КИТЦ | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| OpFTCTmms | Выдержка времени на срабатывание КИТЦ, мс | 10000 | 50 – 27000 с шагом 10 |
| RsFTCTmms | Выдержка времени на возврат КИТЦ, мс | 1000 | 100 – 10000 с шагом 10 |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| FctMod2 | Ввод функции контроля двойных замыканий на землю и режима отключения «два из трех» | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |
| BlkHa2Mod | Включение функции блокировки по 2-й гармонике | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |
| Ha2Rat | Допустимое содержание 2-й гармоники в дифференциальном токе, о.е. | 0,15 | 0,08 – 0,80<br>с шагом 0,01 |
| BlkHa5Mod | Включение функции блокировки по 5-й гармонике | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |
| Ha5Rat | Допустимое содержание 5-й гармоники в дифференциальном токе, о.е. | 0,30 | 0,05 – 0,80<br>с шагом 0,01 |
| MaxAHa5 | Максимальный дифференциальный ток для торможения по 5-й гармонике, о.е. | 1,50 | 0,50 – 12,00<br>с шагом 0,01 |
| LoSet | Порог обнаружения пуска объекта (заводская уставка), о.е. | 0,00 | 0,000 – 2,000<br>с шагом 0,001 |
| SRat | Коэффициент увеличения характеристики при пуске (заводская уставка) | 1 | 1,00 – 2,00<br>с шагом 0,01 |
| MaxStrTmms | Максимальное время пуска (заводская уставка), мс | 5000 | 0 – 200000<br>с шагом 1 |
| Ha2Tmms | Длительность перекрестной блокировки по 2-й гармоники (заводская уставка), мс | 150 | 0 – 20000<br>с шагом 1 |
| Ha5Tmms | Длительность перекрестной блокировки по 5-й гармоники (заводская уставка), мс | 0 | 0 – 20000<br>с шагом 1 |
| CompMod | Компенсация тока нулевой последовательности | функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |
| FctMod3 | Функция ввода/вывода фазовой блокировки для дифференциальной отсечки | функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |
| FctMod4 | Функция ввода/вывода фазовой блокировки для дифференциального реле | функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |
| FctMod5 | Программная накладка ввода подхвата сигнала срабатывания КИТЦ | функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |

#### 9.1.2.2 Дифференциальная отсечка в режиме пуска, PIOC

Дифференциальная отсечка расширенного диапазона частот (ТОч) в устройстве РЗА серии ТЕКОН 300 реализована на основе логических узлов ADDA_GGIO и PIOC.

ДОч предназначена для обнаружения коротких замыканий при выходе частоты защищаемого оборудования из рабочего диапазона частот 45-80 Гц:

– в режиме тиристорного пуска;

– в режиме электроторможения.

В соответствии с проектным решением защита выполняется трехфазной.

Ток срабатывания защиты выбирается из условия по условию отстройки от небаланса при максимальном сквозном токе:

$$StrVal = К_{отс} \cdot (К_{пер} \cdot К_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta f) \cdot I_{скв.макс*} = 2{,}0 \cdot (2{,}5 \cdot 1{,}0 \cdot 0{,}1 + 0{,}02) \cdot 7{,}79 = 4{,}21 \text{ о.е.}$$

где $К_{отс}$ = 1,5÷2,0 – коэффициент отстройки;

$К_{пер}$ = 2,0÷3,0 – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме;

$I_{скв.макс*}$ – максимальный сквозной ток, который вычисляется по формуле:

$$I_{\text{скв.макс}*} = \frac{E_*^{``}}{X_d^{``}} = \frac{1 + X_d^{``} \cdot \sin\varphi}{X_d^{``}} = \frac{1 + X_d^{``} \cdot \sin\varphi}{X_d^{``}} = \frac{1 + 0{,}139 \cdot 0{,}6}{0{,}139} = 7{,}79$$

где $X_d^{``}$ = 13,9 % – сверхпереходное сопротивление генератора;

$E_*^{``}$ – сверхпереходная ЭДС генератора, о.е.

$ANom$ принимается равным номинальному току генератора $I_{\text{ном.ген}}$. Номинальный ток генератора вычисляется по формуле:

$$I_{\text{ном.ген.}} = \frac{P_{\text{ном.ген.}}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{ТТ}} \cdot U_{\text{ном.ген.}} \cdot \eta \cdot \cos\varphi} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10000 \cdot 15{,}75 \cdot 0{,}9876 \cdot 0{,}8} = 0{,}74 \text{ А}$$

где $P_{\text{ном.ген.}}$ – номинальная мощность генератора, кВт;

$U_{\text{ном.ген.}}$ – номинальное линейное действующее напряжение генератора, кВ;

$\eta$ – коэффициент полезного действия генератора;

$K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, подключенных к входам In1 ЛУ ADDA_GGIO;

$cos\varphi$ – номинальный коэффициент мощности генератора.

Коэффициент возврата, задаваемый уставкой RsRat, принимается равным 0,95.

Уставки дифференциальной отсечки в режиме пуска, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.2

Таблица 9.1.2.2 – Уставки блока PIOC

| **Обозначение** | **Наименование** | **Уставка** | **Диапазон** |
|---|---|---|---|
| ANom | Номинальный ток, А | 0,74 | 0– 10<br>с шагом 0,01 |
| StrVal | Уставка срабатывания, о.е. | 4,21 | 0,05 – 200<br>с шагом 0,001 |
| RsRat | Коэффициент возврата | 0,95 | 0,5 – 1<br>с шагом 0,01 |
| OpMod | Ввод БТО в работу | Функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |

### 9.1.2.3 Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений, PDISGN

Для дальнего и ближнего резервирования генератора при симметричных КЗ в устройстве реализована дистанционная защита с круговой характеристикой, выполненная на основе логического узла PDISGN.

Защита состоит из двух независимых друг от друга ступеней. Первая ступень защиты применяется для ближнего резервирования, вторая - для дальнего резервирования.

Расчет уставки $Z_{\text{СР}}$ выполняется в первичных величинах. При расчете все сопротивления приводятся к генераторному напряжению.

При вводе уставок в терминал первичное сопротивление срабатывания защиты приводится ко вторичному по формуле:

$$Z_{\text{ср(вт)}} = Z_{\text{сз}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}}$$

где $K_{\text{ТТ}}$ - коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$K_{\text{ТН}}$ - коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

**Срабатывание первой ступени**

Уставка сопротивления выбирается по условию охвата 70% обмоток блочного трансформатора:

$$Z_{\text{СЗ}}^{I} = 0{,}7 \cdot X_{\text{Т}} = 0{,}7 \cdot 0{,}129 = 0{,}09 \text{ Ом}$$

где $X_{\text{Т}}$ – сопротивление блочного трансформатора:

$X_{\text{Т}} = \frac{U_{k\%}}{100\%} \cdot \frac{U_{\text{баз}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{13}{100\%} \cdot \frac{15{,}75^2}{250} = 0{,}129$ Ом – сопротивление блочного трансформатора, приведенное к генераторному напряжению;

Принимается $Z_{\text{СЗ}}^{I} = 0{,}09$ Ом/ф

Вторичное значение для ввода в терминал определяется по выражению:

$$RchPP1 = Z_{\text{СЗ}}^{I} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0{,}09 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 5{,}71 \text{ Ом}$$

Выдержка времени первой ступени ДЗ принимается равной:

$$t_{\text{СЗ1}}^{I} = 0{,}5\ c$$

Таким образом, уставка DlTmms1 принимается равной 500мс.

Для исключения отказа защиты при КЗ вблизи места установки защиты, а также для увеличения чувствительности к переходным сопротивлениям необходимо выполнить расширение характеристики первой ступени в третий квадрант комплексной плоскости. Сопротивление смещения первой ступени ДЗ OfsPP1 принимается в соответствии с МУ равным сопротивлению срабатывания 1 ступени:

$$Z_{\text{смещ}}^{I} = Z_{\text{СЗ}}^{I} = 0{,}09 \text{ Ом}$$

Вторичное значение сопротивления смещения:

$$OfsPP1 = Z_{\text{смещ}}^{I} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0{,}09 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 5{,}71 \text{ Ом}$$

Угол максимальной чувствительности характеристики реле сопротивления принимается: *SlpPP1* = $80^0$.

Ступень выполняется с блокировкой при качаниях, т.к. выдержка времени $t_{\text{СЗ1}}^{I}$ меньше ожидаемого периода качаний, который составляет порядка 1,5 с. Состояние программной накладки FctMod5 – в положении «1», что соответствует вводу функции блокировки от качаний.

Коэффициент возврата измерительного органа первой ступени дистанционной защиты необходимо принять *RsRat1* = 1,1.

**Срабатывание второй ступени**

Уставку сопротивления рекомендуется выбирать по условию отстройки от режима наибольшей нагрузки:

$$Z_{\text{СЗ}}^{II} \leq \frac{Z_{\text{НГ.МИН}}}{\text{К}_{\text{ОТС}} \cdot \text{К}_{\text{ВОЗ}} \cdot \cos(\varphi_{\text{МЧ}} - \varphi_{\text{НГ}})},$$

где $\text{К}_{\text{ОТС}}$ = 1,2 - коэффициент отстройки;

$\text{К}_{\text{ВОЗ}}$ = 1,1 - коэффициент возврата;

$Z_{\text{НГ.МИН}}$ - сопротивление измеряемое защитой в режиме наибольшей реально возможной нагрузки;

$\varphi_{\text{мч}}$ = SlpPP2 = $80^0$ – угол максимальной чувствительности;

$\varphi_{\text{нг}}$ – угол нагрузки в режиме наибольшей реально возможной нагрузки.

Сопротивление, измеряемое защитой в режиме наибольшей реальной возможной нагрузки, определяется по формуле:

$$Z_{\text{НГ.МИН}} = \frac{U_{\text{МИН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НГ.МАКС}}} = \frac{0{,}95 \cdot 15750}{\sqrt{3} \cdot 9530} = 0{,}906 \text{ Ом},$$

где $U_{\text{МИН}} = 0{,}95 \cdot U_{\text{НОМ.Г}}$ – минимальное эксплуатационное напряжение;

$I_{\text{НГ.МАКС}} = 1{,}3 \cdot 7331 = 9530$ А – максимальное значение рабочего тока генератора в длительно допустимом режиме.

Угол нагрузки ($\varphi_{\text{НГ}}$) определяется в предположении, что активная нагрузка в рассматриваемом режиме осталась равной номинальной:

$$\varphi_{\text{нг}} = \arccos\left[\frac{P_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{МИН}} \cdot I_{\text{НГ.МАКС}}}\right] = \arccos\left[\frac{160000000}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot 15750 \cdot 9530}\right] = 52°,$$

где $P_{\text{НОМ.Г}}$ – номинальная активная мощность генератора.

Определяем уставку сопротивления срабатывания второй ступени:

$$Z_{СЗ}^{II} = \frac{0{,}906}{1{,}2 \cdot 1{,}1 \cdot \cos(80° - 52°)} = 0{,}78 \text{ Ом}$$

Уставка во вторичных величинах:

$$RchPP2 = 0{,}78 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 49{,}36 \text{ Ом.}$$

Смещение в третий и четвертый квадрант принимается в соответствии с МУ равным $0{,}12 \cdot Z_{СЗ}^{II}$ (12%), для устранения мертвой зоны при симметричных КЗ вблизи линейных выводов генератора. Таким образом:

$$Z_{смещ}^{II} = 0{,}12 \cdot Z_{СЗ}^{II} = 0{,}12 \cdot 0{,}78 = 0{,}094 \text{ Ом}$$

Вторичное значение сопротивления смещения:

$$OfsPP2 = Z_{смещ}^{II} \cdot \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} = 0{,}094 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 5{,}94 \text{ Ом}$$

Угол максимальной чувствительности характеристики реле сопротивления принимается: Slp2 = $80^0$.

Первая выдержка времени второй ступени Откл_t1 принимается на ступень селективности больше максимальной из выдержек времени ступеней смежных защит, которые обеспечивают дальнее резервирование:

Откл_t1 = $t_{СЗ}$ + Δt

где $t_{СЗ}$ – выдержка времени чувствительной ступени ДЗ КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8, которая обеспечивает дальнее резервирование.

Δt = 0,3 с. – ступень селективности.

Вторая выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности более первой выдержки времени:

Откл_t2 = Откл_t1 + Δt

По причине того, что защиты КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 проектируются по отдельному титулу, расчет выдержек времени ДЗ генератора будет возможен только после реализации данного проекта.

Ступень выполняется без блокировки при качаниях, т.к. выдержка времени II СЗ t больше ожидаемого периода качаний, который составляет порядка 1,5 с. Состояние программной накладки FctMod6 – в положении «0», что соответствует выводу функции блокировки от качаний.

Коэффициент возврата измерительного органа второй ступени дистанционной защиты необходимо принять RsRat2=1,1.

**Проверка чувствительности уставки защиты второй ступени**

Проверка чувствительности защиты генератора выполняется при двухфазном КЗ на стороне 500 кВ. Сопротивление цепи от места установки защиты до точки КЗ равно:

$$Z_{К3500} = \frac{(X_d'' + X_2 + X_T)}{100} \cdot \frac{U_{НОМ.Т}^2}{S_{НОМ.Т}} = \frac{(13{,}9 + 14{,}6 + 12{,}9)}{100} \cdot \frac{15{,}75^2}{200} = 0{,}513 \text{ Ом,}$$

где $X_d''$ = 13,9 % – продольное сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора;

$X_2$ = 14,6 % – сопротивление обратной последовательности генератора;

$X_Т$ = 12,9 % – сопротивление блочного трансформатора.

$$К_ч = \frac{Z_{СР}}{Z_{К3500}} = \frac{0{,}92}{0{,}513} = 1{,}79 > 1{,}2$$ – коэффициент чувствительности обеспечивается.

Уставки дистанционной защиты от междуфазных повреждений, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.3

Таблица 9.1.2.3 – Уставки блока PDISGN

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| RchPP1 | Сопротивление срабатывания первой ступени контура «фаза–фаза», Ом | 5,71 | 0,01 – 500,00 с шагом 0,01 |
| OfsPP1 | Сопротивление смещения в III квадрант первой ступени контура «фаза–фаза», Ом | 5,71 | -100,00 – 500,00 с шагом 0,01 |
| SlpPP1 | Угол максимальной чувствительности первой ступени контура «фаза–фаза», градус | 80,0 | 0,0 – 360,0 с шагом 0,1 |
| RsRatPP1 | Коэффициент возврата первой ступени контура «фаза–фаза» | 1,10 | 1,00 – 1,50 с шагом 0,01 |
| RchPP2 | Сопротивление срабатывания второй ступени контура «фаза–фаза», Ом | 49,36 | 0,01 – 500,00 с шагом 0,01 |
| OfsPP2 | Сопротивление смещения в III квадрант второй ступени контура «фаза–фаза», Ом | 5,94 | -100,00 – 500,00 с шагом 0,01 |
| SlpPP2 | Угол максимальной чувствительности второй ступени контура «фаза–фаза», градус | 80,0 | 0,0 – 360,0 с шагом 0,1 |
| RsRatPP2 | Коэффициент возврата второй ступени контура «фаза–фаза» | 1,10 | 1,00 – 1,50 с шагом 0,01 |
| Rch1 | Сопротивление срабатывания первой ступени контура «фаза–земля», Ом | 10,00 | 0,01 – 500,00 с шагом 0,01 |
| Ofs1 | Сопротивление смещения в III квадрант первой ступени контура «фаза–земля», Ом | 1,00 | -100,00 – 500,00 с шагом 0,01 |
| Slp1 | Угол максимальной чувствительности первой ступени контура «фаза–земля», градус | 80,0 | 0,0 – 360,0 с шагом 0,1 |
| RsRat1 | Коэффициент возврата первой ступени контура «фаза–земля» | 1,10 | 1,00 – 1,50 с шагом 0,01 |
| Rch2 | Сопротивление срабатывания второй ступени контура «фаза–земля», Ом | 10,00 | 0,01 – 500,00 с шагом 0,01 |
| Ofs2 | Сопротивление смещения в III квадрант второй ступени контура «фаза–земля», Ом | 1,00 | -100,00 – 500,00 с шагом 0,01 |
| Slp2 | Угол максимальной чувствительности второй ступени контура «фаза–земля», градус | 80,0 | 0,0 – 360,0 с шагом 0,1 |
| RsRat2 | Коэффициент возврата второй ступени контура «фаза–земля» | 1,10 | 1,00 – 1,50 с шагом 0,01 |
| AMin | Ток точной работы реле сопротивления, А | 0,02 | 0,01 – 2,00 с шагом 0,01 |
| AMinRat | Коэффициент возврата органа проверки тока точной работы | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| FctMod9 | Программная накладка выбора, задающая вид заводимого в защиту тока | PE (Фазный) | PP (Линейный) PE (Фазный) |
| FctMod10 | Программная накладка выбора, задающая вид заводимого в защиту напряжения | PE (Фазный) | PP (Линейный) PE (Фазный) |
| MagZro | Амплитуда комплексного коэффициента компенсации тока нулевой последовательности | 0,00 | 0,00 – 4,00 с шагом 0,01 |
| MemRat | Коэффициент памяти, о.е. | 0,2 | 0,1 – 1,0 с шагом 0,1 |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| AngZro | Фаза комплексного коэффициента компенсации тока нулевой последовательности, градус | 0 | -135 – 135 с шагом 1 |
| DlTmms1 | Первая выдержка времени срабатывания реле сопротивления первой ступени контура «фаза–фаза», мс | 500 | 1 – 30000 с шагом 1 |
| DlTmms2 | Вторая выдержка времени срабатывания реле сопротивления первой ступени контура «фаза–фаза», мс | 800 | 1 – 30000 с шагом 1 |
| DlTmms4 | Первая выдержка времени срабатывания реле сопротивления второй ступени контура «фаза–фаза», мс | - | 1 – 30000 с шагом 1 |
| DlTmms5 | Вторая выдержка времени срабатывания реле сопротивления второй ступени контура «фаза–фаза», мс | - | 1 – 30000 с шагом 1 |
| FctMod1 | Программная накладка вывода первой ступени контура «фаза–фаза» | Функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |
| FctMod2 | Программная накладка вывода второй ступени контура «фаза–фаза» | Функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |
| FctMod3 | Программная накладка вывода первой ступени контура «фаза–земля» | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |
| FctMod4 | Программная накладка вывода второй ступени контура «фаза–земля» | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |
| FctMod5 | Программная накладка вывода действия блокировки от качаний на первую ступень контура «фаза–фаза» | Функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |
| FctMod6 | Программная накладка вывода действия блокировки от качаний на вторую ступень контура «фаза–фаза» | Функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |
| FctMod7 | Программная накладка вывода действия блокировки от качаний на первую ступень контура «фаза–земля» | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |
| FctMod8 | Программная накладка вывода действия блокировки от качаний на вторую ступень контура «фаза–земля» | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |
| BlkSwgMod1 | Программная накладка выбора типа выходного сигнала блокировки от качаний первой ступени ДЗ (1 – разрешающий; 2 – блокирующий) | 1 | 1– 2 с шагом 1 |
| BlkSwgMod2 | Программная накладка выбора типа выходного сигнала блокировки от качаний второй ступени ДЗ (1 – разрешающий; 2 – блокирующий) | 1 | 1– 2 с шагом 1 |
| OAccMod | Уставка выбора ступени оперативного ускорения (0 – ускорение выведено; 1 – первая ступень; 2 – вторая ступень) | 0 | 0– 2 с шагом 1 |
| OAccTmms | Выдержка времени на срабатывание ступени в режиме оперативного ускорения, мс | 20 | 0 – 10000 с шагом 1 |

#### 9.1.2.4 Блокировка при качаниях по сопротивлению, RPSBZ_GAPC

В соответствии с МУ, внутренняя характеристика выбирается по максимальному охвату 1-й или 2-й ступеней ДЗ с коэффициентом отстройки 1,2÷1,5.

Уставка пересечения правой границы характеристики срабатывания с осью R RisMax отстраивается от характеристики последней ступени дистанционной защиты, для которой предусматривается блокировка при качаниях, и рассчитывается по формуле:

$$RisMax = К_{ОТС} \cdot \left(\frac{Z_{MAX(I)} + Z_{СМ(I)}}{2} + \frac{Z_{MAX(I)} - Z_{СМ(I)}}{2} \cdot cos\varphi_{мч}\right) =$$

$$= 1{,}2 \cdot \left(\frac{5{,}71 + 5{,}71}{2} + \frac{5{,}71 - 5{,}71}{2} \cdot cos80°\right) = 6{,}85 \text{ Ом.}$$

Уставка пересечения левой границы внутренней характеристики срабатывания с осью R RisMin как правило принимается равной минус RisMax.

Уставка по реактивному сопротивлению внутренней характеристики ReactMax выбирается по условию охвата всех ступеней ДЗ, которые должны блокироваться по сопротивлению и рассчитывается по формуле:

$$ReactMax = К_{ОТС} \cdot \left(\frac{Z_{MAX(I)} + Z_{СМ(I)}}{2} + \frac{Z_{MAX(I)} - Z_{СМ(I)}}{2} \cdot sin\varphi_{мч}\right) =$$

$$= 1{,}2 \cdot \left(\frac{5{,}71 + 5{,}71}{2} + \frac{5{,}71 - 5{,}71}{2} \cdot sin80°\right) = 6{,}85 \text{ Ом.}$$

Уставки пересечения нижней границы внутренней характеристики срабатывания с осью X ReactMin как правило принимается равной минус ReactMax.

Угол максимальной чувствительности принимается принимается равным $80^0$.

Отстройка от нагрузочного режима выведена.

Внешняя характеристика выбирается с условием отстройки от минимального нагрузочного сопротивления (Zнг.мин) и охватом всех ступеней ДЗ, которые должны блокироваться по сопротивлению.

Уставка SwgRis выбирается из следующего условия:

$$SwgRis \leq \frac{Z_{НГ.МИН}}{К_{ОТС} \cdot К_{ВОЗ}} \cdot \left(cos\varphi_{нг} - sin\varphi_{нг} \cdot ctg\varphi_{мч}\right) - RisMax =$$

$$= \frac{57{,}55}{1{,}2 \cdot 1{,}05} \cdot \left(cos52° - sin52° \cdot ctg80°\right) - 6{,}85 = 14{,}92 \text{ Ом,}$$

где $К_{ОТС}$ = 1,2 – коэффициент отстройки;

$К_{ВОЗ}$ = 1,05 – коэффициент возврата;

$Z_{НГ.МИН}$ – сопротивление измеряемое защитой в режиме наибольшей реально возможной нагрузки;

$\varphi_{нг}$ – угол нагрузки в режиме наибольшей реально возможной нагрузки.

Сопротивление, измеряемое защитой в режиме наибольшей реальной возможной нагрузки, определяется по формуле:

$$Z_{НГ.МИН} = \frac{U_{МИН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НГ.МАКС}} = \frac{0{,}95 \cdot 15750}{\sqrt{3} \cdot 9530} = 0{,}906 \text{ Ом,}$$

где $U_{МИН}$ = 0,95 · $U_{НОМ.Г}$ – минимальное эксплуатационное напряжение;

$I_{НГ.МАКС}$ = 1,3 · 7331 = 9530 А – максимальное значение рабочего тока генератора в длительно допустимом режиме.

Первичное сопротивление нагрузки приводится ко вторичному по формуле:

$$Z_{НГ.МИН(ВТ)} = Z_{НГ.МИН(П)} \cdot \frac{К_{ТТ}}{К_{ТН}} = 0{,}906 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 57{,}55 \text{ Ом}$$

Угол нагрузки ($\varphi_{нг}$) определяется в предположении, что активная нагрузка в рассматриваемом режиме осталась равной номинальной:

$$\varphi_{нг} = \arccos\left[\frac{P_{НОМ.Г}}{\sqrt{3}\cdot U_{МИН}\cdot I_{НГ.МАКС}}\right] = \arccos\left[\frac{160000000}{\sqrt{3}\cdot 0{,}95\cdot 15750\cdot 9530}\right] = 52°,$$

Обычно принимают разность индуктивных сопротивлений внешней и внутренней характеристик SwgReact равной разности активных сопротивлений внешней и внутренней характеристики SwgRis:

*SwgReact = SwgRis*

В случае, если внешняя характеристика срабатывания может быть надежно отстроена от максимального нагрузочного режима (рассчитанное значение уставки SwgRis положительно), необходимо выполнить расчет максимального скольжения качаний, при котором обеспечивается блокировка, по формуле:

$$f_{АР.МАКС} = \frac{arctg\left(\frac{X'_d + X_T}{2\cdot RisMax\cdot \sin\varphi_{МЧ}}\right) - arctg\left(\frac{X'_d + X_T}{2\cdot (RisMax + SwgRis)\cdot \sin\varphi_{МЧ}}\right)}{180\cdot SwgTmms1\cdot 10^{-3}},$$

где SwgTmms1 – выдержка времени таймера обнаружения первого цикла качаний мощности в энергосистеме;

$X'_d$ * = 0,225 о.е. – продольное переходное индуктивное сопротивление генератора.

Определяем вторичное значение $X'_d$:

$$X'_d = X'_d * \cdot \frac{U^2_{НОМ.Г}}{S_{НОМ.Г}}\cdot\frac{К_{ТТ}}{К_{ТН}} = 0{,}225\cdot\frac{15{,}75^2}{200}\cdot\frac{10000}{157{,}5} = 17{,}72 \text{ Ом}.$$

Уставка во вторичных величинах: $X_T = 0{,}129\cdot\frac{10000}{157{,}5} = 8{,}19$ Ом.

Значение $f_{АР.МАКС}$ должно быть не меньше, чем предельное расчетное значение скольжения качаний с ЭЦК в защищаемом генераторе или трансформаторе блока $f_{АР.РАСЧ}$.

При отсутствии исходных данных предельное значение скольжения может быть принято равным 2 Гц.

Рассчитываем максимальное скольжение качаний:

$$f_{АР.МАКС} = \frac{arctg\left(\frac{17{,}72 + 8{,}19}{2\cdot 6{,}85\cdot \sin 80°}\right) - arctg\left(\frac{17{,}72 + 8{,}19}{2\cdot (6{,}85 + 14{,}92)\cdot \sin 80°}\right)}{180\cdot 50\cdot 10^{-3}} = 3{,}5°.$$

Значение уставки *RisLod*, ограничивающей сектор нагрузки, выбирается из условия отстройки от нагрузочного режима:

$$RisLod = \frac{Z_{НГ.МИН}}{К_{ОТС}\cdot К_В}\cdot\cos\varphi_{нг} - SwgRis = \frac{57{,}55}{1{,}2\cdot 1{,}05}\cdot\cos 52° - 14{,}92 = 13{,}2 \text{ Ом}.$$

Уставка угла сектора нагрузки *AngLod* выбирается из условия отстройки от нагрузочного режима по формуле:

$AngLod = \varphi_{нг} + \varphi_{зап} = 52 + 7 = 59°$,

где $\varphi_{зап} = 7°$ – угол запаса, учитывающий погрешности измерений, вычислений и необходимый запас.

Принцип действия функции БК основан на измерении времени перехода годографа сопротивления из внешней характеристики во внутреннюю. При качаниях и асинхронном ходе величина комплексного сопротивления изменяется медленнее, нежели при КЗ. Если время между входом годографа сопротивления во внешнюю и внутреннюю характеристики больше уставки SwgTmms1, то идентифицируется режим качаний мощности. Параметр SwgTmms1 определяется по таймеру обнаружения первого цикла качаний мощности в энергосистеме. Рекомендуемое значение: 50 мс.

Как правило, первый цикл качаний длится дольше, чем все последующие. Поэтому после выявления качаний в энергосистеме время перехода из одной характеристики в другую уменьшается до SwgTmms2. Рекомендуемое значение: 30 мс.

Сигнал срабатывания БК продлевается на время AsynTmms, и выдается сигнал о запрете действия ДЗ, если нет условий блокировки функции БК. Время AsynTmms определяется из условия затухания качаний. Рекомендуемое значение: 10 с.

Функция БК блокируется при выполнении одного из условий:

– появляется сигнал внешней блокировки функции БК на дискретном входе Blk;

– если хотя бы один из замеров сопротивления находится во внутренней характеристике в течение времени достаточного для отключения замыкания в сети.

$BlkTmms = t_{Р} + t_{ВЫКЛ} + t_{ЗАП}$ = 6,6 + 0,1 + 0,1 = 6,8 сек.,

где $t_{Р}$ – время срабатывания устройства ТЕКОН 300GB на отключение выключателя, определяется максимальной выдержкой времени действия защиты на отключение;

$t_{ВЫКЛ}$ – собственное время отключения выключателя;

$t_{ЗАП}$ – время запаса, включающее в себя время срабатывания выходного реле устройства ТЕКОН 300GB и время срабатывания промежуточных реле шкафа. Разрешается установить значение $t$зап=0,1 с при отсутствии необходимых данных для расчета.

Сигнал срабатывания БК продлевается на время «AsynTmms» и выдается сигнал о запрете действия дистанционной защиты, если нет условий блокировки функции БК.

Уставки блокировки при качаниях по сопротивлению, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.4

Таблица 9.1.2.4 – Уставки блока RPSBZ

| **Обозначение** | **Наименование** | **Уставка** | **Диапазон** |
|---|---|---|---|
| ANom | Номинальный ток, А | 1,00 | 0,100 – 10,000 с шагом 0,001 |
| AMod | Программная накладка выбора, задающая вид заводимого в алгоритм тока | 1 | 1 – фазный 2 – междуфазный |
| RisRat1 | Действительная составляющая коэффициента компенсации тока нулевой последовательности | 1,00 | 0,00 – 10,00 с шагом 0,01 |
| ReactRat1 | Мнимая составляющая коэффициента компенсации тока нулевой последовательности | 1,00 | 0,00 – 10,00 с шагом 0,01 |
| RisRat2 | Действительная составляющая коэффициента компенсации тока нулевой последовательности параллельной линии | 0,00 | 0,00 – 10,00 с шагом 0,01 |
| ReactRat2 | Мнимая составляющая коэффициента компенсации тока нулевой последовательности параллельной линии | 0,00 | 0,00 – 10,00 с шагом 0,01 |
| RisMax | Уставка пересечения правой границы внутренней характеристики срабатывания с осью абсцисс, Ом | 6,85 | 0,010 – 600,000 с шагом 0,001 |
| ReactMax | Уставка пересечения верхней границы внутренней характеристики срабатывания с осью ординат, Ом | 6,85 | 0,010 – 600,000 с шагом 0,001 |
| RisMin | Уставка пересечения левой границы внутренней характеристики срабатывания с осью абсцисс, Ом | -6,85 | – 600,000 – -0,010 с шагом 0,001 |
| ReactMin | Уставка пересечения нижней границы внутренней характеристики срабатывания с осью ординат, Ом | -6,85 | -600,000 – -0,010 с шагом 0,001 |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| ChrAng | Уставка угла максимальной чувствительности характеристики срабатывания, градус | 80,0 | 30,0 – 90,0 с шагом 0,1 |
| FctMod1 | Отстройка от нагрузочного режима | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| RisLod | Уставка, ограничивающая сектор нагрузки, Ом | 13,20 | 0,010 – 600,000 с шагом 0,001 |
| AngLod | Уставка угла сектора нагрузки, градус | 59 | 0,0 – 60,0 с шагом 0,1 |
| SwgRis | Уставка, увеличивающая внутреннюю характеристику срабатывания до внешней по оси абсцисс, Ом | 14,92 | 0,010 – 600,000 с шагом 0,001 |
| SwgReact | Уставка, увеличивающая внутреннюю характеристику срабатывания до внешней по оси ординат, Ом | 14,92 | 0,010 – 600,000 с шагом 0,001 |
| SwgTmms1 | Таймер обнаружения первого цикла качаний мощности в энергосистеме, мс | 50 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| SwgTmms2 | Таймер обнаружения второго и последующих циклов качаний мощности в энергосистеме, мс | 30 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| BlkTmms | Таймер, обеспечивающий выдержку времени на запрет блокирования при очень медленных качаниях, мс | 6800 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| FctMod2 | Уставка запрета работы функции БК в цикле ОАПВ | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| RecTmms | Уставка времени учета бестоковой паузы в цикле ОАПВ, мс | 3000 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| FctMod3 | Уставка запрета работы функции БК при появлении КЗ | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| FltTmms | Уставка времени запрета работы функции БК при КЗ, мс | 300 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| FctMod4 | Режим работы функции БК | 3 из 3 | Выведена 1 из 3 2 из 3 3 из 3 |
| AsynTmms | Максимальная длительность цикла асинхронного хода, мс | 10000 | 0 – 10000 с шагом 1 |

#### 9.1.2.5 БНН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1

Контроль исправности цепей напряжения (КИН) используется для обнаружения различного вида неисправностей в цепях измерительных трансформаторов напряжения, питающих устройства релейной защиты и автоматики.

Принцип действия функции КИН основан на сравнении значения напряжения нулевой последовательности, вычисленного из фазных напряжений, измеряемых на основных вторичных обмотках трансформаторов напряжения, со значением напряжения нулевой последовательности, измеряемым на дополнительных вторичных обмотках трансформаторов напряжения, которые соединены по схеме «разомкнутый треугольник» или «открытый треугольник».

**Расчет уставок логического узла PVCB**

Логический узел PVCB предназначен для формирования блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне

ВН измерительного ТН. При возникновении несимметричной неисправности сигнал блокировки формируется на выходе «AsymFail». При возникновении симметричной неисправности, например, при обрыве трех фаз на стороне ВН, сигнал блокировки формируется на выходе «SymFail».

**Методика расчета уставок несимметричного канала логического узла PVCB**

Значение уставки контроля несимметрии по току UblnA, А, определяется по формуле:

$$\mathrm{Ubln}A = 3 \cdot I_2 = K_{\text{ОТС}} \cdot (2 \cdot f_{\text{Н}} + 3 \cdot K_2) \cdot I_{MAX.\text{НАГР}}$$

где $\mathrm{I}_{\text{пуск.эд}}$ – величина тока обратной последовательности в максимальном нагрузочном режиме, А;

$K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, который принимается равным 1,5÷2,0;

$f_{\text{Н}}$ – погрешность трансформатора тока, которая принимается равной 0,03;

$K_2$ – расчетное относительное значение первичного тока небаланса обратной последовательности. По умолчанию коэффициент $K2$ принимается равным 0,02. При наличии несимметрии в нагрузочном токе коэффициент $K2$ рассчитывается с учетом максимальной несимметрии.

Для надежной блокировки формирования сигнала БНН по несимметричному каналу логического узла PVCB при несимметричных КЗ на защищаемом участке электрической сети, необходимо оценить чувствительность уставки контроля несимметрии по току UblnA по формуле:

$$\text{К}_{\text{ч}} = \frac{I_{2.\text{КЗ}}}{\mathrm{Ubln}A} \geq 1{,}5$$

где $\mathrm{I}_{\text{пуск.эд}}$ – минимальное значение тока обратной последовательности при несимметричных КЗ на защищаемом участке электрической сети, приведенное ко вторичным величинам, А.

Значение уставки контроля несимметрии по напряжению UblnV, В, определяется по формуле:

$$\mathrm{Ubln}V = 3 \cdot U_2$$

где $\mathrm{I}_{\text{пуск.эд}}$ – значение напряжения обратной последовательности в максимальном нагрузочном режиме. Как правило, значение $U2$ находится в диапазоне от 5 В до 15 В.

При проектировании значение уставки UblnV рекомендуется принять равным 20 В и уточнять во время пуско-наладочных работ.

Для вывода принципа контроля нулевой последовательности необходимо задать значение программной накладки ZroAMod равным «Функция выведена». Для ввода принципа контроля нулевой последовательности необходимо задать значение программной накладки ZroAMod равным «Функция введена».

**Методика расчета уставок симметричного канала логического узла PVCB**

Уставка контроля ограничения максимального тока MaxA, А, рассчитывается по формуле:

$$MaxA = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{MAX.\text{НАГР}}$$

где $\mathrm{I}_{\text{пуск.эд}}$=1,1 – коэффициент отстройки;

$I_{MAX.\text{НАГР}}$ -вторичное значение фазного тока в максимальном нагрузочном режиме, А.

$$I_{MAX.\text{НАГР}} = \frac{1{,}5 \cdot I_{\text{ном.г}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1{,}5 \cdot 7331}{10000/1} = 1{,}1\ \text{А}$$

Iраб.max – максимальный рабочий ток присоединения.

Уставка контроля отсутствия напряжения MinV задается равной от 15 % до 35 % от номинального напряжения основной вторичной обмотки измерительного ТН:

$$MaxB = (0{,}15 \div 0{,}30) \cdot U_{\text{ФНОМ}} \approx (8{,}6 \div 20{,}0)\text{В}$$

Уставки MinV и MaxA должны удовлетворять условию:

$$\frac{U_{\text{НОМ}} - MinV}{U_{\text{НОМ}}} \geq K_{\text{ЗАП}} \cdot \frac{MaxA - I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{КЗ}}^{(3)} - I_{\text{НОМ}}}$$

где $I_{пуск.эд}$ = 57,7 В – номинальное напряжение основной вторичной обмотки ТН;

$I_{НОМ}$ – номинальный вторичный ток, А;

$I_{КЗ}^{(3)} = 57500$ А – ток близкого трехфазного КЗ с просадкой напряжения до нуля (КЗ на линейных выводах генератора), приведенное ко вторичным величинам, А;

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{57500}{10000} = 5{,}75$$

$K_{ЗАП}$- коэффициент запаса, который принимается равным 1,1−1,5.

Чем больше значение $\frac{MaxA - I_{НОМ}}{I_{КЗ}^{(3)} - I_{НОМ}}$, тем меньшим принимается значение коэффициента запаса. Если данное условие выполняется с большим запасом, то рекомендуется принять уставку MinV равной 20 В.

Уставка контроля наличия тока MinA принимается равной 10 % от номинального тока:

$$MinA = 0{,}1 \cdot I_{ном.г(вт)}$$

Значение выдержки времени на срабатывание логических узлов GAPCONDL2, GAPCONDL3 рекомендуется принять равным 10 мс. Значение длительности импульса логического узла GAPCPLS2 рекомендуется принять равным 10 мс. Значение выдержки времени на возврат логического узла GAPCOFFDL3 рекомендуется принять равным 20 мс. Выдержка времени на срабатывания логического узла PVCB задается уставкой OpDlTmms. Рекомендуется задавать значение уставки, равное 0 мс. Выдержка времени на возврат логического узла PVCB задается при помощи логического узла GAPCOFFDL1. Данная выдержка времени предназначена для согласования времени возврата реле сопротивления дистанционной защиты и возврата сигнала БНН. Рекомендуется принимать значение уставки равным 50 мс. Не рекомендуется выставлять значение уставки менее 25 мс.

**Расчет уставок логического узла PVCB5**

Логический узел PVCB5 предназначен для формирования блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН. Пуск PVCB5 осуществляется при выполнении условия:

$$U_{НБ} > \mathrm{StrVal}$$

где $I_{пуск.эд}$ - уставка срабатывания логического узла PVCB5, В;

Небаланс напряжения рассчитывается по формуле:

$$U_{НБ} = \mathrm{RatA} \cdot \mathrm{UA} + \mathrm{RatB} \cdot \mathrm{UB} + \mathrm{RatC} \cdot \mathrm{UC} - \mathrm{Rat0} \cdot \mathrm{Uнк} - \mathrm{RatD0} \cdot \mathrm{U\Delta},$$

где UA, UB, UC – фазные напряжения;

RatA, RatB, RatC, Rat0, RatD0 – коэффициенты настройки, которые задаются в зависимости от схемы соединения дополнительных обмоток ТН.

Uнк – напряжение нулевой последовательности с выводов «НК»;

UΔ – линейное напряжение с испытательных выводов разомкнутого треугольника;

Уставка StrVal, как правило, выбирается из диапазона от 10 до 20 В, причем большее значение выбирается для сетей с изолированной нейтралью, а меньшее для сетей с глухозаземленной нейтралью. Значение уставки коэффициента возврата RsRat рекомендуется принимать равным 0,95. Выдержка времени формирования сигнала срабатывания PVCB5 задается уставкой OpDlTmms. Для формирования блокирующего сигнала БНН за менее чем 20 мс необходимо значение выдержки времени OpDlTmms задавать равным 5 мс. При отсутствии жестких требований по быстродействию к БНН, значение уставки OpDlTmms рекомендуется задать равным 10 мс.

Формирование общего блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности в цепях напряжения измерительного трансформатора напряжения (ТН) обеспечивается за счет совместного применения сочетания логических узлов PVCB5 и PVCB. Логический узел PVCB5 формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН. Логический узел PVCB формирует блокирующий сигнал БНН при

возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне ВН измерительного ТН.

**Расчет уставок логических узлов PVCB и PVCB5**

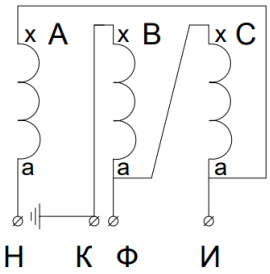



Рисунок 9.1.2.2 – Схема соединения дополнительной обмотки рассматриваемого ТН

Применяется вариант при условии наличия пяти напряжений от обмоток ТН:

− трех фазных напряжений основной обмотки Ua, Ub, Uc;

− линейного напряжения UН–К дополнительной обмотки;

− одного дополнительного линейного напряжения дополнительной обмотки UН–И или UФ–К. При необходимости возможно применение других напряжений от разомкнутого треугольника (UИ–К, UИ–Ф и др.).

**Расчет уставок несимметричного канала логического узла PVCB**

Значение уставки контроля несимметрии по току UblnA определяется по формуле:

$$\mathrm{Ubln}A = 1{,}5 \cdot (2 \cdot 0{,}03 + 3 \cdot 0{,}02) \cdot 1{,}1 = 0{,}2$$

Уставка контроля отсутствия напряжения MinV, согласно рекомендациям, принимается равным 10 В.

Чувствительность уставки контроля несимметрии по току UblnA определяется по формуле:

$$\mathrm{K_ч} = \frac{I_{2.\text{кз}}}{0{,}2} \geq 1{,}5$$

где $I_{2\text{кз}}$ – минимальное значение тока обратной последовательности при несимметричных КЗ на защищаемом участке электрической сети, приведенное ко вторичным величинам, А. Защищаемый участок определяется зонами защит, блокируемых при возникновении неисправности в цепях измерительного ТН. Для надежной блокировки БНН при несимметричных КЗ на защищаемом участке электрической сети коэффициент чувствительности $K_ч$ должен быть не менее 1,5. При очень больших значениях коэффициента рекомендуется повысить значение уставки *UblnA*.

Значение уставки контроля несимметрии по напряжению UblnV, согласно рекомендациям, принимается равным 20 В. Согласно рекомендациям, значение программной накладки ZroAMod принимается равным «Функция введена».

**Расчет уставок симметричного канала логического узла PVCB**

Уставка контроля ограничения максимального тока MaxA, А, рассчитывается по формуле:

$$MaxA = 1{,}2 \cdot 1{,}1 = 1{,}32 \text{ А}$$

Уставки MinV и MaxA должны удовлетворять условию:

$$\frac{57{,}7 - 20}{57{,}7} \geq 1{,}2 \cdot \frac{1{,}32 - 1}{5{,}75 - 1}$$

0,653 >0,08.

Если данное условие выполняется с большим запасом, то рекомендуется принять уставку MinV равной 20 В.

Уставка контроля наличия тока MinA принимается равной 10 % от номинального тока:

$$MinA = 0{,}1 \cdot 0{,}733 = 0{,}07 \text{ А}$$

Значение выдержки времени на срабатывание логических узлов GAPCONDL2, GAPCONDL3 согласно рекомендациям, принимается равным 10 мс.

Значение длительности импульса логического узла GAPCPLS2 согласно рекомендациям, принимается равным 10 мс.

Значение выдержки времени на возврат логического узла GAPCOFFDL3 согласно рекомендациям, принимается равным 20 мс. Согласно рекомендациям, значение выдержки времени на срабатывание логического узла PVCB OpDlTmms принимается равным 0 мс.

Выдержка времени на возврат логического узла PVCB задается при помощи логического узла GAPCOFFDL1. Данная выдержка времени предназначена для согласования времени возврата реле сопротивления дистанционной защиты и возврата сигнала БНН. Согласно рекомендациям, значение уставки принимается равным 50 мс.

**Расчет уставок логических узлов PVCB5**

Пуск логического узла PVCB5_PTOV1 осуществляется при выполнении условия:

$$U_{нб} > StrVal$$

Значения коэффициентов RatA, RatB, RatC, Rat0, RatD0, согласно рекомендациям, к выбранному варианту реализации БНН, принимается равным 2,000; 1,000; 1,000; 0,577; 0,577 соответственно. Согласно рекомендациям, значение уставки StrVal принимается равным 10 В. Согласно рекомендациям, значение уставки RsRat принимается равным 0,95.

С учетом обеспечения требования к быстродействию БНН, согласно рекоменациям, значение выдержки времени OpDlTmms принимается равным 5 мс.

Выдержка времени на возврат задается при помощи логического узла GAPCOFFDL1. Данная выдержка времени предназначена для согласования времени возврата реле сопротивления дистанционной защиты и возврата сигнала БНН. Согласно рекомендациям, значение уставки принимается равным 50 мс.

Уставки БНН, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблицах 9.1.2.5, 9.1.2.6 и 9.1.2.7

Таблица 9.1.2.5 – Уставки логического узла PVCB_GAPC1

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| UblnA | Уставка контроля несимметрии по току, А | 0,2 | 0,01 – 5,00 с шагом 0,01 |
| UblnV | Уставка контроля несимметрии по напряжению, В | 20 | 10,0 – 100,0 с шагом 0,1 |
| MinA | Уставка контроля наличия тока, А | 0,07 | 0,01 – 1,00 с шагом 0,01 |
| MaxA | Уставка контроля ограничения максимального тока, А | 1,32 | 0,01 – 30,00 с шагом 0,01 |
| MinV | Уставка контроля отсутствия напряжения, В | 20 | 2,0 – 100,0 с шагом 0,1 |
| ZroAMod | Программная накладка для введения/выведения принципа контроля нулевой последовательности | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| OpDlTmms | Выдержка времени на срабатывание БНН, мс | 0 | 0 – 10000 с шагом 1 |

Таблица 9.1.2.6 – Уставки логического узла PVCB5_PTOV1

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| RatA | Коэффициент настройки напряжения фазы А основной вторичной обмотки ТН | 2 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| RatB | Коэффициент настройки напряжения фазы В основной вторичной обмотки ТН | 1 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| RatC | Коэффициент настройки напряжения фазы С основной вторичной обмотки ТН | 1 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| Rat0 | Коэффициент настройки напряжения нулевой последовательности дополнительной вторичной обмотки ТН | 0,577 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| RatD0 | Коэффициент настройки напряжения дополнительной вторичной обмотки ТН | 0,577 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| StrVal | Напряжение срабатывания, В | 10 | 0,00 – 100,00 с шагом 0,01 |
| RsRat | Коэффициент возврата | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| OpDlTmms | Выдержка времени формирования сигнала срабатывания, мс | 5 | 0 – 60000 с шагом 1 |

Таблица 9.1.2.7 – Уставки вспомогательных логических узлов

| Логический узел | Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|---|
| GAPCONDL2 | DlTmms | Выдержка времени на срабатывание, мс | 10 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| GAPCONDL3 | DlTmms | Выдержка времени на срабатывание, мс | 10 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| GAPCOFFDL1 | DlTmms | Выдержка времени на возврат, мс | 50 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| GAPCPLS2 | PlsTmms | Длина импульса, мс | 10 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| GAPCOFFDL3 | DlTmms | Выдержка времени на возврат, мс | 20 | 0 – 1000000 с шагом 1 |

БНН действует на блокирование защит, которые могут ложно работать при повреждениях цепей напряжения и на сигнал о неисправности цепей переменного напряжения.

#### 9.1.2.6 Защита от симметричных перегрузок обмотки статора, PTOCOVL

Защита предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при симметричных перегрузках.

Алгоритм защиты от перегрузок включает три токовые ступени:

– сигнальная ступень с независимой выдержкой времени на срабатывание;

– интегральная ступень с двумя обратнозависимыми от тока выдержками времени на срабатывание;

– независимая ступень с двумя независимыми выдержками времени на срабатывание.

При выборе уставок защиты от симметричных перегрузок расчету подлежат параметры срабатывания сигнальной и интегральной ступеней. Уставка независимой ступени рассчитывается только для электростанций без постоянного дежурного оперативного персонала.

Номинальный ток генератора задается уставкой ANomVal во вторичных величинах. Значение рассчитывается по формуле: $\text{ANomVal} = \frac{I_{\text{НОМ.Г}}}{\text{К}_{\text{ТТ}}} = \frac{7331}{10000} = 0{,}733$ А,

где $I_{\text{НОМ.Г}}$ – номинальный первичный фазный ток статора генератора;

$\text{К}_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Коэффициент возврата пусковых органов защиты задается уставкой RsRat. Принимаем значение RsRat = 0,96.

**Сигнальная ступень ЗСП**

Уставка срабатывания пускового органа сигнальной ступени SigStrVal задается в единицах, отнесенных к номинальному току генератора ANomVal. Уставка SigStrVal рассчитывается из условия возврата при номинальном токе статора по формуле:

$SigStrVal$ = $К_{ОТС} \cdot I_{НОМ.Г*} = 1{,}05 \cdot 1{,}0 = 1{,}05$ о.е.;

$RsRat \cdot SigStrVal > I_{НОМ.Г*} \rightarrow 0{,}96 \cdot 1{,}05 = 1{,}008 > 1{,}0$ ,

где $I_{НОМ.Г*} = 1{,}0$ о.е. - номинальный первичный фазный ток статора генератора;

$К_{ОТС} = 1{,}05$ − коэффициент отстройки.

Уставка выдержки времени срабатывания сигнальной ступени OpSigDlTms отстраивается от времени действия резервных защит генератора от внешних КЗ. Принимаем уставку OpSigDlTms равной 9 с.

**Интегральная ступень ЗСП**

Уставка срабатывания пускового органа интегральной ступени InvStrVal задается в единицах, отнесенных к номинальному току генератора ANomVal.

Уставка InvStrVal выбирается равной первой точке перегрузочной характеристики статора (с минимальным значением тока и максимальной выдержкой времени) и должна быть согласована с сигнальной ступенью:

$InvStrVal = InvAVal1$;

$RsRat \cdot InvStrVal > SigStrVal \rightarrow 0{,}96 \cdot 1{,}10 = 1{,}056 > 1{,}05$.

Интервал селективности между первой и второй зависимыми выдержками времени на срабатывание задается уставкой SelDlTmms. Значение уставки SelDlTmms выбирается из условия отстройки от времени разгрузки и отключения выключателя, на который воздействует интегральная ступень с первой выдержкой времени. Принимаем уставку SelDlTmms равной 100 мс.

Времятоковая интегральная характеристика задается по точкам. Уставки InvAVal1−InvAVal10 определяют координаты точек характеристики по току, уставки InvDlTms1−InvDlTms10 определяют координаты точек характеристики по времени срабатывания.

Уставки InvAVal1−InvAVal10, InvDlTms1−InvDlTms10 задаются по перегрузочной характеристике статора генератора:

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Продолжительность, с. | 120 | 180 | 240 | 300 | 360 | 900 | 3600 |
| Допустимая кратность перегрузки, $I/I_Н$, о.е. | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,25 | 1,2 | 1,15 | 1,1 |

Постоянная времени охлаждения генератора задается уставкой ThmTms по данным завода-изготовителя генератора. В связи с отсутствием данных уставка может быть принята $Т_{ОХЛ}$ = 1500 с. Уставку следует уточнить при наладке.

Уставки, рекомендации по расчету которых не приведены принимаются равными значениям по умолчанию.

Уставки защиты от симметричных перегрузок обмотки статора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.8

Таблица 9.1.2.8 – Уставки блока RPSBZ

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| AMod | Выбор исполнения защиты | ЗСП по максимальной из фаз | ЗСП по току прямой последовательности<br>ЗСП по максимальной из фаз<br>ЗРП по диаграмме Потье ЗРП по току ВТ для последовательной |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| | | | схемы выпрямления ЗРП по току ВТ для параллельной схемы выпрямления ЗРП по току шунта |
| ANomVal | Номинальный ток, А | 0,733 | 0,000 – 10000,000 с шагом 0,001 |
| VNomVal | Номинальное вторичное напряжение, В | 57,73 | 0,05 – 200,00 с шагом 0,01 |
| InvStrVal | Уставка срабатывания пускового органа интегральной ступени, о.е. | 1,1 | 0,00 – 5,00 с шагом 0,01 |
| SigStrVal | Уставка срабатывания пускового органа сигнальной ступени, о.е. | 1,05 | 0,00 – 5,00 с шагом 0,01 |
| RsRat | Коэффициент возврата пусковых органов | 0,96 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| VMod | Программная накладка учета линейных напряжений вместо фазных со стороны линейных выводов | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| SigMod | Программная накладка ввода сигнальной ступени | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| DefTm1Mod | Программная накладка ввода независимой ступени с первой выдержкой времени | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| DefTm2Mod | Программная накладка ввода независимой ступени со второй выдержкой времени | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| InvTm1Mod | Программная накладка ввода интегральной ступени с первой выдержкой времени | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| InvTm2Mod | Программная накладка ввода интегральной ступени со второй выдержкой времени | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| OpSigDlTms | Уставка выдержки времени срабатывания сигнальной ступени, с | 9 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| ThmTms | Время полного охлаждения генератора, с | 1500,0 | 0,0 – 30000,0 с шагом 0,1 |
| SelDlTmms | Интервал селективности между первой и второй зависимыми выдержками времени на срабатывание интегральной ступени, мс | 300,0 | 0,0 – 30000,0 с шагом 0,1 |
| InvAVal1 | Ток первой точки интегральной характеристики, о.е. | 1,10 | 0,00 – 5,00 с шагом 0,01 |
| InvDlTms1 | Выдержка времени первой точки интегральной характеристики, с | 3600,0 | 0,0 – 30000,0 с шагом 0,1 |
| InvAVal2 | Ток второй точки интегральной характеристики, о.е. | 1,15 | 0,00 – 5,00 с шагом 0,01 |
| InvDlTms2 | Выдержка времени второй точки интегральной характеристики, с | 900 | 0,0 – 30000,0 с шагом 0,1 |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| InvAVal3 | Выдержка времени третьей точки интегральной характеристики, с | 1,20 | 0,00 – 5,00 с шагом 0,01 |
| InvDlTms3 | Ток четвертой точки интегральной характеристики, о.е. | 360 | 0,0 – 30000,0 с шагом 0,1 |
| InvAVal4 | Ток четвертой точки интегральной характеристики, о.е. | 1,25 | 0,00 – 5,00 с шагом 0,01 |
| InvDlTms4 | Выдержка времени четвертой точки интегральной характеристики, с | 300 | 0,0 – 30000,0 с шагом 0,1 |
| InvAVal5 | Ток пятой точки интегральной характеристики, о.е. | 1,30 | 0,00 – 5,00 с шагом 0,01 |
| InvDlTms5 | Выдержка времени пятой точки интегральной характеристики, с | 240 | 0,0 – 30000,0 с шагом 0,1 |
| InvAVal6 | Ток шестой точки интегральной характеристики, о.е. | 1,40 | 0,00 – 5,00 с шагом 0,01 |
| InvDlTms6 | Выдержка времени шестой точки интегральной характеристики, с | 180 | 0,0 – 30000,0 с шагом 0,1 |
| InvAVal7 | Ток седьмой точки интегральной характеристики, о.е. | 1,50 | 0,00 – 5,00 с шагом 0,01 |
| InvDlTms7 | Выдержка времени седьмой точки интегральной характеристики, с | 120 | 0,0 – 30000,0 с шагом 0,1 |
| InvAVal8 | Ток восьмой точки интегральной характеристики, о.е. | 0,00 | 0,00 – 5,00 с шагом 0,01 |
| InvDlTms8 | Выдержка времени восьмой точки интегральной характеристики, с | 0,0 | 0,0 – 30000,0 с шагом 0,1 |
| InvAVal9 | Ток девятой точки интегральной характеристики, о.е. | 0,00 | 0,00 – 5,00 с шагом 0,01 |
| InvDlTms9 | Выдержка времени девятой точки интегральной характеристики, с | 0,0 | 0,0 – 30000,0 с шагом 0,1 |
| InvAVal10 | Ток десятой точки интегральной характеристики, о.е. | 0,00 | 0,00 – 5,00 с шагом 0,01 |
| InvDlTms10 | Выдержка времени десятой точки интегральной характеристики, с | 0,0 | 0,0 – 30000,0 с шагом 0,1 |

#### 9.1.2.7 Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора, NG_PTOC

Защита предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при несимметричных КЗ и перегрузках токами обратной последовательности.

ТЗОП в устройстве ТЕКОН 300GB реализована на основе логического узла PTOCNG. В состав ТЗОП входят следующие ступени:

− сигнальная ступень;

− первая ступень токовой отсечки с двумя независимыми выдержками времени на срабатывание;

− вторая ступень токовой отсечки;

− ступень с интегральным пусковым органом с двумя зависимыми выдержками времени на срабатывание.

**Расчет уставок сигнальной ступени**

Ток срабатывания сигнального органа должен быть не более длительно допустимого тока обратной последовательности генератора:

$I2_{СИГН} = I2_{ДЛ.ДОП}$,

где $I2_{ДЛ.ДОП} = 0,05 \cdot I_{НОМ.Г} = 0,05$ о.е. - длительно допустимый ток обратной последовательности.

Принимаем StrVal1 = 0,05 о.е.

Выдержка времени сигнального органа должна быть не менее максимальной из выдержек времени резервных защит блока. Для обеспечения вышеуказанного условия выдержку времени сигнального органа с некоторым запасом принимаем OpDlTmms1 = 9 с.

Номинальный ток генератора задается уставкой ANom во вторичных величинах. Значение рассчитывается по формуле:

$$ANom = \frac{I_{НОМ.Г}}{К_{ТТ}} = \frac{7331}{10000} = 0,73 \text{ А},$$

где $К_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$I_{НОМ.Г}$ – номинальный первичный фазный ток статора генератора.

**Расчет уставок пускового органа интегральной ступени**

Пусковой орган ограничивает зону срабатывания интегрального органа при малых токах обратной последовательности I2. Уставка срабатывания пускового органа должна быть не менее уставки срабатывания сигнального органа.

$StrVal4 = К_{ОТС} \cdot StrVal1$,

где $К_{ОТС} = 1,2$ - коэффициент отстройки.

Определяем уставку в относительных единицах: $StrVal4 = 1,2 \cdot 0,05 = 0,06$ о.е.

Принимаем StrVal4 = 0,1 о.е.

**Расчет уставки токовой отсечки первой ступени**

Ток срабатывания отсечки выбирается по условию согласования уставки по чувствительности с защитами смежных элементов.

$I2_{ОТС} \geq К_{ОТС} \cdot I2_{РАСЧ}$,

где $К_{ОТС} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$I2_{РАСЧ}$ – ток обратной последовательности в месте установки защиты в расчетных условиях, когда токовая защита обратной последовательности трансформаторов находится на грани чувствительности.

Типовые значения уставок $I2_{ОТС} = (0,5 \div 0,8) \cdot I_{НОМ.Г}$.

Принимаем уставку $I2_{ОТС} = 0,8$ о.е.

Значение уставки StrVal2 задается в относительных единицах:

$$StrVal2 = I2_{ОТС} \cdot \frac{S_{НОМ.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Г} \cdot К_{ТТ} \cdot ANom} = 0,8 \cdot \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 10000 \cdot 0,733} = 0,8 \text{ о.е.}$$

где $S_{НОМ.Г}$ – номинальная полная мощность генератора;

$U_{НОМ.Г}$ – номинальное линейное напряжение генератора.

**Проверка чувствительности уставки токовой отсечки первой ступени**

Проверка чувствительности защиты генератора выполняется при двухфазном КЗ на стороне 500 кВ. Ток обратной последовательности в месте установки защиты:

$$I2_{К3500} = \frac{1}{(X_d'' + X_2) + X_T} = \frac{1}{(0,139 + 0,146) + 0,129} = 2,4 \text{ о.е.}$$

где $X_d'' = 13,9$ % – продольное сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора;

$X_2 = 14,6$ % – сопротивление обратной последовательности генератора;

$X_T = 12,9$ % – сопротивление блочного трансформатора.

$$К_Ч = \frac{I2_{К3500}}{I2_{ОТС}} = \frac{2,4}{0,8} = 3 > 1,2$$ – коэффициент чувствительности обеспечивается.

**Выдержка времени интегральной ступени**

Значение уставки ограничения времени срабатывания интегральной ступени принимается OpDlTmms4 = 0, аналогично уставкам 1-го комплекта защит. Первая выдержка времени, дополняемая к интегральному органу в логике конфигурирования терминала, принимается равной ступени селективности:

Откл_t1 = Δt = 0,3 с.,

где Δt – ступень селективности, рекомендуется принимать равной Δt = 0,3 с.

Значение уставки SelDlTmms должно выбираться из условия перекрытия времени отключения выключателя на стороне ВН. Принимаем уставку SelDlTmms = 100 мс.

**Выдержка времени токовой отсечки первой ступени**

Первая выдержка времени второй ступени органа отсечки принимается на ступень селективности более выдержки времени первой ступени смежной защиты от несимметричных КЗ:

OpDlTmms2 = $t_{СЗ}$ + Δt

где $t_{СЗ}$ – выдержка времени второй (чувствительной) ступени ДЗ КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8, которая обеспечивает дальнее резервирование.

Δt = 0,3 с. – ступень селективности.

Вторая выдержка времени органа отсечки принимается на ступень селективности более первой выдержки времени.

OpDlTmms5 = OpDlTmms2 + Δt

По причине того, что защиты КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 проектируются по отдельному титулу, расчет выдержек времени будет возможен только после реализации данного проекта.

**Расчет уставок токовой отсечки второй ступени**

Орган защиты не используется.

**Выдержка времени ограничения срабатывания интегральной ступени**

Значение уставки ограничения времени срабатывания интегральной ступени ***OpDlTmms4*** должно приниматься равной уставке ***OpDlTmms3***. В случае использования уставка времени срабатывания отсечки второй ступени ***OpDlTmms3*** должна быть согласована с быстродействующими защитами трансформатора блока генератор-трансформатор. Данную уставку рекомендуется принимать равной 300 мс. Не рекомендуется принимать значение данной уставки более 550 мс.

Принимаем уставку равной ***OpDlTmms4*** = 300 мс.

**Характеристика срабатывания интегрального органа (А)**

А = 8 сек. – постоянная времени генератора, являющаяся характеристической величиной генератора, численно равная допустимой длительности несимметричного режима при I2* = 1,0 о.е. Принимаем уставку RatTmms = 8000 мс.

**Полное время охлаждения ($t_{ОХЛ}$)**

Значение полного времени охлаждения задается заводом-изготовителем генератора. При отсутствии данных принимаем уставку $t_{ОХЛ}$ = 1500 с. При этом значение должно быть уточнено при наладке. Принимаем уставку DlTms = 1500 с.

Времятоковая интегральная характеристика задается в соответствии с перегрузочной характеристики статора по данным завода-изготовителя.

Уставки защиты от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.9.

Таблица 9.1.2.9 – Уставки блока PTOCNG

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| ANom | Номинальный ток генератора, А | 0,73 | 0,00 – 125,00 с шагом 0,01 |
| StrVal1 | Уставка срабатывания сигнальной ступени, о.е. | 0,05 | 0,01 – 10,00 с шагом 0,01 |
| StrVal2 | Уставка срабатывания токовой отсечки первой ступени, о.е. | 0,8 | 0,01 – 10,00 с шагом 0,01 |
| StrVal3 | Уставка срабатывания токовой отсечки второй ступени, о.е. | 0,8 | 0,01 – 10,00 с шагом 0,01 |
| StrVal4 | Уставка срабатывания пускового органа интегральной ступени, о.е. | 0,1 | 0,01 – 10,00 с шагом 0,01 |
| RatTmms | Постоянная генератора (А), мс | 8000 | 500 – 500000 с шагом 10 |
| DlTms | Выдержка времени охлаждения генератора, с | 1500 | 10 – 5000 с шагом 1 |
| RsRat | Коэффициент возврата пусковых органов | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| SelDlTmms | Интервал селективности между первой и второй зависимыми выдержками времени на срабатывание интегральной ступени, мс | 100 | 0 – 500000 с шагом 10 |
| OpDlTmms1 | Уставка выдержки времени на срабатывание сигнальной ступени, мс | 9000 | 100 – 500000 с шагом 10 |
| OpDlTmms2 | Уставка первой независимой выдержки времени на срабатывание токовой отсечки первой ступени, мс | - | 100 – 500000 с шагом 10 |
| OpDlTmms3 | Уставка независимой выдержки времени на срабатывание токовой отсечки второй ступени, мс | - | 0 – 500000 с шагом 10 |
| OpDlTmms4 | Уставка ограничения времени срабатывания интегральной ступени, мс | 300 | 100 – 500000 с шагом 10 |
| OpDlTmms5 | Уставка второй независимой выдержки времени на срабатывание токовой отсечки первой ступени, мс | - | 100 – 500000 с шагом 10 |
| BlkMod | Разрешение действия входа «Blk» на блокирование защиты | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |

#### 9.1.2.8 Защита от потери возбуждения с токовым контролем, PDISUE

Защита предназначена для выявления и ликвидации режима потери возбуждения генератора.

Защита от потери возбуждения в устройстве ТЕКОН 300GB реализована на основе логического узла PDISUE.

ЗПВ включает:

– два реле сопротивления;
– орган скорости изменения сопротивления;
– пусковой орган тока;
– орган контроля активной мощности.

Алгоритм ЗПВ выявляет потерю возбуждения синхронного генератора по факту срабатывания реле сопротивления с круговой характеристикой, смещенной в III−IV квадранты. Попадание сопротивления генератора в III−IV квадранты свидетельствует о потреблении генератором реактивной мощности, т.е. потере возбуждения.

ЗПВ имеет 2 реле сопротивления минимального действия РС1 и РС2 с круговой характеристикой, смещенной в III−IV квадранты, и углом максимальной чувствительности, равным 270 градусам.

В качестве защиты используется пусковой орган РС2 с заданием уставки выдержки времени в логике конфигурирования терминала.

**Измерительная часть**

Номинальный ток генератора задается уставкой ANomVal во вторичных величинах. Значение рассчитывается по формуле:

$$\text{ANomVal} = \frac{I_{\text{НОМ.Г}}}{\text{К}_{\text{ТТ}}} = \frac{7331}{10000} = 0{,}73\ \text{А},$$

где $\text{К}_{\text{ТТ}}$ - коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$\text{I}_{\text{НОМ.Г}}$ - номинальный первичный фазный ток статора генератора.

Номинальное фазное напряжение генератора задается уставкой VNomVal во вторичных величинах. Значение рассчитывается по формуле:

$$\text{VNomVal} = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3}\cdot \text{К}_{\text{ТН}}} = \frac{15750}{\sqrt{3}\cdot 157{,}5} = 57{,}74\ \text{В},$$

где $\text{К}_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения;

$\text{U}_{\text{НОМ.Г}}$ – номинальное первичное линейное напряжение статора генератора.

Программной накладкой ZMod = 1 вводится контроль защитой междуфазного контура АВ.

**Реле сопротивления**

Коэффициент возврата РС1 и РС2 задается уставкой ZRsRat. Рекомендуется принимать значение уставки ZRsRat = 1,1.

Минимальный ток работы РС задается уставкой AMinVal. Рекомендуется принимать значение уставки AMinVal = 0,02 А.

**Реле сопротивления РС1**

Орган защиты не используется. Программная накладка Z1Mod = 0.

**Реле сопротивления РС2**

Реле сопротивления РС2 вводится в действие программной накладкой Z2Mod = 1.

Радиус характеристики срабатывания РС2 задается уставкой ***ZStrVal2*** в Ом вторичных. Уставка ***ZStrVal2*** рассчитывается по формуле:

$$\text{ZStrVal2} = \frac{X_d}{2}\cdot\frac{U^2_{\text{НОМ.Г}}}{S_{\text{НОМ.Г}}}\cdot\frac{\text{К}_{\text{ТТ}}}{\text{К}_{\text{ТН}}} = \frac{1{,}99}{2}\cdot\frac{15{,}75^2}{200}\cdot\frac{10000}{157{,}5} = 78{,}36\ \text{Ом},$$

где $\text{U}_{\text{НОМ.Г}}$ – номинальное линейное напряжение статора генератора;

$\text{S}_{\text{НОМ.Г}}$ – номинальная полная мощность генератора;

где $X_d$ = 1,99 о.е. – продольное синхронное индуктивное сопротивление генератора.

Смещение относительно начала координат центра характеристики срабатывания РС2 задается уставкой ZOfsVal2 во вторичных величинах. Значение рассчитывается по формуле:

$$\text{ZOfsVal2} = \left(\frac{X'_d}{2}+\frac{X_d}{2}\right)\cdot\frac{U^2_{\text{НОМ.Г}}}{S_{\text{НОМ.Г}}}\cdot\frac{\text{К}_{\text{ТТ}}}{\text{К}_{\text{ТН}}} = \left(\frac{0{,}225}{2}+\frac{1{,}99}{2}\right)\cdot\frac{15{,}75^2}{200}\cdot\frac{10000}{157{,}5} = 87{,}22\ \text{Ом},$$

где $X'_d$ = 0,225 о.е. – продольное переходное индуктивное сопротивление генератора.

Выдержка времени срабатывания РС2 задается уставкой ***OpZDlTmms2*** из условия отстройки от срабатывания в режиме синхронных качаний.

Рекомендованное значение уставки ***OpZDlTmms2*** = 2000 мс.

**Пусковой орган тока**

Пуск ЗПВ по току контролируемого контура вводится в работу программной накладкой AStrMod = 1.

Уставка срабатывания пускового органа тока задается уставкой ***AStrVal.*** Уставка срабатывания пускового органа тока выбирается из условия надежной работы во всех нагрузочных режимах по формуле:

$AStrVal = К_Н \cdot ANomVal = 0{,}05 \cdot 0{,}73 = 0{,}04$ А,

где $К_Н = 0{,}05$ – коэффициент надежности.

Коэффициент возврата пускового органа тока задается уставкой ***ARsRat.*** Рекомендованное значение уставки ***ARsRat*** = 0,9.

Выдержка времени на ввод в работу ЗПВ после срабатывания пускового органа тока задается уставкой ***OpADlTmms.*** Выдержка времени ***OpADlTmms*** выбирается из условия отстройки от режима самозапуска генератора, если он допустим. Рекомендуемое значение уставки ***OpADlTmms*** = 1000 мс.

**Орган контроля активной мощности**

Орган защиты не используется. Программная накладка WMod = 0.

**Орган контроля скорости изменения сопротивления**

Орган контроля скорости изменения сопротивления вводится в работу программной накладкой DZMod = 1.

Уставка срабатывания органа контроля скорости изменения сопротивления ***DZStrVal,*** выбирается из условия обеспечения надежности блокировки при КЗ, учитывающем значение уставки ZStrVal2 и определяется по формуле:

$$DZStrVal = \frac{\sqrt{Z_{НГ.МИН}^2 + ZOfsVal2^2 - 2 \cdot Z_{НГ.МИН} \cdot ZOfsVal2 \cdot \cos(\varphi_{НГ} + 90°)} - ZStrVal2}{К_З \cdot Т_{НОМ}},$$

где $К_З = 3$ – коэффициент запаса;

$Z_{НГ.МИН}$ – сопротивление измеряемое защитой в режиме наибольшей реально возможной нагрузки;

$\varphi_{нг}$ – угол нагрузки в режиме наибольшей реально возможной нагрузки;

$Т_{НОМ}$ - период промышленной частоты, $Т_{НОМ} = 0{,}02$ с при $f_{НОМ} = 50$ Гц.

Сопротивление, измеряемое защитой в режиме наибольшей реальной возможной нагрузки, определяется по формуле:

$$Z_{НГ.МИН} = \frac{U_{МИН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НГ.МАКС}} \cdot \frac{К_{ТТ}}{К_{ТН}} = \frac{0{,}95 \cdot 15750}{\sqrt{3} \cdot 9530} \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 57{,}55 \text{ Ом},$$

где $U_{МИН} = 0{,}95 \cdot U_{НОМ.Г}$ – минимальное эксплуатационное напряжение;

$I_{НГ.МАКС} = 9530$ А – максимальное значение рабочего тока генератора в длительно допустимом режиме.

Угол нагрузки ($\varphi_{НГ}$) определяется в предположении, что активная нагрузка в рассматриваемом режиме осталась равной номинальной:

$$\varphi_{нг} = \arccos\left[\frac{P_{НОМ.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{МИН} \cdot I_{НГ.МАКС}}\right] = \arccos\left[\frac{160000000}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot 15750 \cdot 9530}\right] = 52°,$$

где $P_{НОМ.Г}$ – номинальная активная мощность генератора.

Рассчитываем величину уставки органа контроля скорости изменения сопротивления:

$$DZStrVal = \frac{\sqrt{57{,}55^2 + 87{,}22^2 - 2 \cdot 57{,}55 \cdot 87{,}22 \cdot \cos(52° + 90°)} - 78{,}36}{3 \cdot 0{,}02} = 981 \text{ Ом/с}.$$

Принимаем DZStrVal = 950 Ом/с.

Коэффициент возврата органа контроля скорости изменения сопротивления задается уставкой ***DZRsRat.*** Рекомендованное значение уставки ***DZRsRat*** = 0,9.

Блокировка ЗПВ от органа контроля скорости изменения сопротивления вводится в действие программной накладкой ***DZMod*** = 1.

Автоматический возврат подхвата блокировки с выдержкой времени после срабатывания блокировки вводится в действие программной накладкой ***DZRsMod*** = 1.

Выдержка времени автоматического возврата подхвата блокировки задается уставкой ***RsDZDlTmms***. Значение уставки ***RsDZDlTmms*** выбирается из условия отстройки от максимального времени действия резервных защит генератора:

RsDZDlTmms = $t_{Р}$ + $t_{ВЫКЛ}$ + $t_{ЗАП}$ = 6,6 + 0,1 + 0,1 = 6,8 сек.,

где $t_{Р}$ – время срабатывания устройства ТЕКОН 300GB на отключение выключателя, определяется максимальной выдержкой времени действия резервных защит на отключение;

$t_{ВЫКЛ}$ – собственное время отключения выключателя;

$t_{ЗАП}$ – время запаса, включающее в себя время срабатывания выходного реле устройства ТЕКОН 300GB и время срабатывания промежуточных реле шкафа. Разрешается установить значение $t$зап = 0,1 с при отсутствии необходимых данных для расчета.

Уставки, рекомендации по расчету которых не приведены принимаются равными значениям по умолчанию.

**Орган контроля тока на стороне НН блочного трансформатора**

Орган максимального тока (PIOC) предназначен для пуска защиты от потери возбуждения генератора. Орган тока должен контролировать минимальный уровень тока в цепи линейных выводов генератора.

Определяем номинальный вторичный ток блочного трансформатора на стороне НН:

$$ANom = \frac{S_{НОМ.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Г} \cdot К_{ТТ}} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75 \cdot 10000} = 0{,}73 \text{ А},$$

где $S_{НОМ.Г}$ –номинальная полная мощность генератора;

$U_{НОМ.Г}$ – номинальное линейное напряжение генератора;

$К_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Уставку срабатывания принимаем 10% от номинала Iсз = 0,073 А.

В логическом узле PIOC ток срабатывания задается в относительных единицах уставкой StrVal и, в случае подключения трансформаторов тока по схеме «звезда», рассчитывается по формуле:

$$StrVal = \frac{I_{СЗ}}{ANom} = \frac{0{,}073}{0{,}73} = 0{,}1 \text{ о. е.}$$

Уставки защиты от потери возбуждения с токовым контролем, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.10

Таблица 9.1.2.10 – Уставки блока PDISUE

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| ANomVal | Номинальный вторичный ток генератора, А | 0,73 | 0,01 – 10,00 с шагом 0,01 |
| VNomVal | Номинальное вторичное напряжение генератора, В | 57,73 | 0,05 – 200,00 с шагом 0,01 |
| VMod | Программная накладка учета линейных/фазных напряжений | 0 | 0 – фазные 1 – линейные |
| ZMod | Программная накладка ввода контроля междуфазного контура/контура прямой последовательности | 1 | 0 – прямая последовательность 1 – междуфазный |
| Z1Mod | Программная накладка ввода PC1 | 0 | 0 – выведен 1 – введен |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| Z2Mod | Программная накладка ввода РС2 | 1 | 0 – выведен 1 – введен |
| ZOfsVal2 | Смещение центра характеристики РС2 по мнимой оси комплексной плоскости, Ом | 87,22 | - 100,00 – 500,00 с шагом 0,01 |
| ZStrVal12 | Радиус характеристики РС2, Ом | 78,36 | 0,01 – 500,00 с шагом 0,01 |
| ZRsRat | Коэффициент возврата пусковых органов РС1 и РС2 | 1,10 | 1,00 – 1,50 с шагом 0,01 |
| AMinVal | Минимальный ток работы РС, А | 0,02 | 0,01 – 2,00 с шагом 0,01 |
| AStrVal | Уставка срабатывания пускового органа тока, А | 0,04 | 0,01 – 10,00 с шагом 0,01 |
| ARsRat | Коэффициент возврата пусковых органов тока | 0,90 | 0,05 – 1,00 с шагом 0,01 |
| DZStrVal | Уставка срабатывания органа скорости изменения сопротивления, Ом/с | 950 | 0,01 – 950,00 с шагом 0,01 |
| DZRsRat | Коэффициент возврата органа скорости изменения сопротивления | 0,90 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| OpZDlTmms2 | Выдержка времени срабатывания РС2, мс | 2000 | 0 – 10000000 с шагом 1 |
| RsDZDlTmms | Выдержка времени на возврат подхвата блокировки от органа контроля скорости изменения сопротивления, мс | 6800 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| OpADlTmms | Выдержка времени на ввод в работу ЗПВ после срабатывания пускового органа тока, мс | 1000 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| OpNgDlTmms | Выдержка времени на срабатывание блокировки от ТЗОП, мс | 100 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| RsNgDlTmms | Выдержка времени на возврат блокировки от ТЗОП, мс | 6400 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| AStrMod | Программная накладка ввода пускового органа тока | 1 | 0 – выведен 1 – введен |
| NgBlkMod | Программная накладка ввода блокировки от ТЗОП | 1 | 0 – выведен 1 – введен |
| DZMod | Программная накладка ввода блокировки от органа контроля скорости изменения сопротивления | 1 | 0 – выведен 1 – введен |
| DZRsMod | Программная накладка ввода возврата подхвата блокировки от органа скорости изменения сопротивления с выдержкой времени RsDZDlTmms | 1 | 0 – выведен 1 – введен |
| WMod | Программная накладка ввода разгрузки генератора при работе без возбуждения | 0 | 0 – выведен 1 – введен |

Уставки органа токового контроля на стороне НН блочного трансформатора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.11.

Таблица 9.1.2.11 – Уставки блока PIOC

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| ANom | Номинальный ток, А | 0,73 | 0,00 – 10,00 с шагом 0,01 |
| StrVal | Уставка срабатывания, о.е. | 0,1 | 0,050 – 200,000 с шагом 0,001 |
| RsRat | Коэффициент возврата | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| OpMod | Ввод БТО в работу | Функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |

### 9.1.2.9 100% защита от замыканий на землю обмотки статора, PTOVREF

Защита предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при возникновении однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в составе блока генератор-трансформатор и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд или сетью потребителей.

Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора по напряжению 3-й гармоники в устройстве ТЕКОН 300GB реализована на основе логического узла PTOVREF.

Уставки, рекомендации по расчету которых не приведены в данном разделе, принимаются равными значениям по умолчанию. Уставки задаются во вторичных величинах.

**Реле напряжения нулевой последовательности основной гармоники**

Уставка реле основной гармоники напряжения нулевой последовательности $U_0$> должна быть отстроена от напряжения нулевой последовательности на линейных выводах генератора при однофазных коротких замыканиях за трансформатором блока.

Уставка $U_0$> может быть приблизительно вычислена по формуле:

$$\text{StrVal} = \frac{К_{ОТС} \cdot U_{0.НБ}}{RsRat} = \frac{1{,}3 \cdot 7}{0{,}95} = 9{,}58 \text{ В},$$

где $К_{ОТС}$ = 1,3 – коэффициент отстройки;

RsRat = 0,95 – коэффициент возврата реле основной частоты;

$U_{0.НБ}$ = 7 В – вторичное напряжение нулевой последовательности основной частоты при замыканиях на землю на стороне ВН трансформатора блока.

Если уставка срабатывания ***StrVal*** оказывается меньше 10 В, рекомендуется принять ***StrVal*** = 10 В для отстройки от небаланса.

Выдержка времени защиты от замыканий на землю обмотки статора генератора должна быть не больше 0,5 с.

**Реле напряжения нулевой последовательности 3-й гармоники**

Реле напряжения 3-й гармоники нулевой последовательности содержит измерительный орган $U_{03}$> и измерительный орган $U_{03}$(I)> с зависимой от тока характеристикой. Выбор используемого измерительного органа осуществляется программной накладкой Mod2. Реле напряжения 3-й гармоники нулевой последовательности вводится в работу программной накладкой Mod1.

Коэффициент возврата реле напряжения нулевой последовательности 3-й гармоники задается уставкой ***RsRat3***. Рекомендуемое значение ***RsRat3*** = 0,95.

Выдержка времени срабатывания реле напряжения нулевой последовательности 3-й гармоники задается уставкой ***OpDlTmms3H***. Рекомендуемое значение ***OpDlTmms3H*** = 500 мс.

**Измерительный орган $U_{03}$>**

При наличии ТН в нейтрали генератора реле напряжения 3-й гармоники нулевой последовательности должно использоваться с измерительным органом $U_{03}$>.

Для обеспечения селективной защиты витков обмотки статора только со стороны нейтрали коэффициент торможения ***RstRat*** необходимо принять больше 1. Рекомендуемый диапазон уставок ***RstRat*** = 1,33÷3,00. Уставка ***RstRat*** выбирается исходя из следующих условий:

1. Реле напряжения нулевой последовательности основной гармоники с уставкой ***StrVal*** = 10 В защищает часть обмотки 20%÷100% от нейтрали.
2. Участок ***X*** = 0÷20% обмотки необходимо защитить реле напряжения третьей гармоники с коэффициентом надежности $K_H$ = 2.

Для соблюдения указанных условий коэффициент торможения определяется по выражению: $\text{RstRat} \le \frac{1}{K_{\text{Н}}} \cdot \left(\frac{1}{X} - 2\right) = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{1}{0{,}2} - 2\right) = 1{,}5$ .

Ограничение по минимуму уровня напряжения ***StrVal3*** необходимо для надежной работы органа сравнения, который производит сравнение $U_{3СРАБ}$ и $U_{3ТОРМ}$. Рекомендуемое значение ***StrVal3*** = 1,5 В.

Коэффициент торможения сигнальной ступени органа $U_{03}$> ***RstRatSig*** задается в процентах от значения ***RstRat***. Рекомендуемое значение ***RstRatSig*** = 90 %.

Выдержка времени срабатывания сигнальной ступени органа $U_{03}$> задается уставкой ***OpDlTmmsSig***. Рекомендуемое значение ***OpDlTmmsSig*** = 10000 мс.

Программной накладкой ***Blk3HMod*** вводится в действие блокировка органа $U_{03}$> при обрыве цепей напряжения нейтрали. Рекомендуемое значение ***Blk3HMod*** = «1».

**Измерительный орган $U_{03}$(I)>**

При отсутствии ТН в нейтрали генератора реле напряжения 3-й гармоники нулевой последовательности может использоваться с органом $U_{03}$(I)> с зависимой от активной нагрузки уставкой срабатывания.

Определяем вторичный номинальный активный ток генератора:

$$\text{ANom} = \frac{P_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Г}} \cdot \text{К}_{\text{ТТ}}} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75 \cdot 10000} = 0{,}59 \text{ А},$$

где $P_{НОМ.Г}$ – номинальная активная мощность генератора;

$U_{НОМ.Г}$ – номинальное линейное напряжение генератора;

$К_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Уставки 100% защиты от замыканий на землю обмотки статора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.12.

Таблица 9.1.2.12 – Уставки блока PTOVREF

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| StrVal | Уставка срабатывания реле напряжения основной гармоники U0>, В | 10,00 (уставка уточняется при наладке) | 1,00 – 1000,00 с шагом 0,01 |
| RsRat | Коэффициент возврата реле напряжения основной гармоники | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| RstRat | Коэффициент торможения характеристики срабатывания органа U03> | 1,50 | 1,00 – 4,00 с шагом 0,01 |
| StrVal3 | Уставка срабатывания органа U03>, В | 1,50 | 0,05 – 30,00 с шагом 0,01 |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| RsRat3 | Коэффициент возврата органа U03> | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| RstRatSig | Коэффициент торможения характеристики срабатывания сигнальной ступени органа U03>, % от RstRat | 90,0 | 1,0 – 200,0 с шагом 0,1 |
| Rat1 | Коэффициент трансформации ТН со стороны линейных выводо | 273 | 1 – 100000 с шагом 1 |
| Rat2 | Коэффициент трансформации ТН в нейтрали | 157 | 1 – 100000 с шагом 1 |
| Ang | Угол между напряжением нулевой последовательности линейных выводов и напряжением нейтрали, повернутым на 180°, градус | 0 | -180,0 – 180,0 с шагом 0,1 |
| MaxVal3H | Величина напряжения 3-й гармоники нулевой последовательности стороны линейных выводов в режиме максимальной активной нагрузки, В | 10,00 | 0,20 – 40,00 с шагом 0,01 |
| MinVal3H | Величина напряжения 3-й гармоники нулевой последовательности стороны линейных выводов в режиме минимальной активной нагрузки, В | 1,00 | 0,20 – 40,00 с шагом 0,01 |
| ANom | Номинальный вторичный активный ток генератора, А | 0,59 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| SFact | Коэффициент надежности органа U03(I)> | 1,20 | 1,00 – 2,00 с шагом 0,01 |
| OpDITmms1H | Уставка выдержки времени срабатывания реле основной гармоники, мс | 500 | 10 – 500000 с шагом 10 |
| OpDITmms3H | Уставка выдержки времени срабатывания реле 3-й гармоники, мс | 500 | 10 – 500000 с шагом 10 |
| OpDITmmsSig | Уставка выдержки времени срабатывания сигнальной ступени органа $U_{03}$>, мс | 10000 | 10 – 500000 с шагом 10 |
| Mod1 | Программная накладка ввода реле 3-й гармоники | Функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |
| Mod2 | Программная накладка ввода органа U03(I)> реле 3-й гармоники вместо органа U03> | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |
| VMod | Программная накладка ввода учета линейных напряжений вместо фазных со стороны линейных выводов | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |
| BlkNg3HMod | Программная накладка ввода блокировки реле 3-й гармоники от реле U2> | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |
| BlkNg1HMod | Программная накладка ввода блокировки реле основной гармоники от реле U2> | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| Blk3HMod | Программная накладка ввода блокировки реле U03> при обрыве цепей напряжения нейтрали | Функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |
| VZro1Mod | Программная накладка ввода органа U0> стороны линейных выводов | Функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |
| VZro2Mod | Программная накладка ввода органа U0> стороны нейтрали | Функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |

#### 9.1.2.10 Защита генератора от однофазных замыканий в режиме пуска, PTOV

Защита от однофазных КЗ при изменяющейся частоте 3-45 Гц предназначена для защиты генератора в режимах пуска ТПУ при низких частотах, когда основные защитные функции могут работать с недопустимыми погрешностями.

Защита подключается к ТН линейных выводов генератора к цепям разомкнутого «треугольника».

Для реализации защиты используется функциональный блок защиты максимального напряжения PTOV и логического узла измерения частоты от 3 до 95 Гц WB_MMXU и свободно программируемая логика терминала.

**Расчет уставок защиты максимального напряжения генератора**

Для контроля одного подводимого в алгоритм напряжения разомкнутого треугольника ТН значение программной накладки VMod принять равным «1» («Контроль одного измеренного фазного/междуфазного напряжения»).

Значение уставки BaseVol выбирается равным вторичному номинальному напряжению подключаемого трансформатора.

$BaseVol$ = $U$ном.вт = 100/3 = 33,3 В

Коэффициент возврата пусковых органов по напряжению RsRat в соответствии с рекомендациями принимается равным 0,95.

Первая ступень используется для защиты от КЗ на землю в режиме пуска.

Напряжение срабатывания первой ступени StrVal1 выбирается по выражению:

$$StrVal1 = \frac{(5 \dots 10)}{\text{BaseVol}} = \frac{5}{33{,}3} = 0{,}15$$

Выдержка времени на срабатывание первой ступени OpDlTmms1 задается равной 500 мс.

Вторая ступень защиты не используется. Значения уставок StrVal2, OpDlTmms2, TypOpCrv в соответствии с рекомендациями принять равными значениям по умолчанию.

Так как функционал блокировка ступеней защиты по току не используется при выполнении защиты от КЗ на землю на стороне ВН трансформатора блока при работе с незаземленной нейтралью, для вывода блокировки по току значение программных накладок BlkAMod1, BlkAMod2 принять равным «Функция выведена».

Ток блокирования пускового органа блокировки задается уставкой StrAVal. Значение уставки StrAVal в соответствии с рекомендациями принять равным значению по умолчанию.

Выдержка времени на ввод ЗМаксН после исчезновения сигнала блокировки по току задается уставкой DlTmms. Значение уставки DlTmms в соответствии с рекомендациями принять равным значению по умолчанию.

Уставки защиты генератора от однофазных замыканий в режиме пуска, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.13.

Таблица 9.1.2.13 – Уставки блока PTOV

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| BaseVol | Базовое напряжение, В | 33,3 | 1,00 – 150,00 с шагом 0,01 |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| StrVal1 | Напряжение срабатывания первой ступени, о.е. | 0,15 | 0,01 – 2,00 с шагом 0,01 |
| StrVal2 | Напряжение срабатывания второй ступени, о.е. | 1,15 | 0,01 – 2,00 с шагом 0,01 |
| StrAVal | Ток блокирования ЗМаксН, А | 0,100 | 0,000 – 10,000 с шагом 0,001 |
| RsRat | Коэффициент возврата ПО по напряжению | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| DlTmms | Выдержка времени на ввод ЗМаксН после исчезновения сигнала блокировки по току, мс | 3000 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| OpDlTmms1 | Уставка выдержки времени формирования сигнала отключения первой ступени, мс | 500 | 0 – 100000 с шагом 1 |
| OpDlTmms2 | Уставка выдержки времени формирования сигнала отключения второй ступени, мс | 100000 | 0 – 100000 с шагом 1 |
| TypOpCrv | Тип выдержки времени срабатывания второй ступени | False | False – независимая<br>True – зависимая |
| VMod | Программная накладка выбора контролируемого напряжения | 1 | 1 – контроль одного измеренного фазного/междуфазного напряжения 2 – контроль измеренного минимального фазного/междуфазного напряжения 3 – контроль расчетного минимального междуфазного напряжения |
| BlkAMod1 | Программная накладка ввода/вывода блокировки по току первой ступени ЗМаксН | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |
| BlkAMod2 | Программная накладка ввода/вывода блокировки по току второй ступени ЗМаксН | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |

#### 9.1.2.11 Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем, PTOV

Защита предназначена для предотвращения повреждений, возникающих при недопустимом повышении напряжения на статоре генератора в режиме холостого хода блока. Защита действует без выдержки времени при начальном возбуждении генератора и вводится в действие с выдержкой времени при отключении генератора от сети.

**Напряжение срабатывания защиты**

Напряжение срабатывания защиты выбирается по условию повышения напряжения статора на 20% выше номинального:

$U_{СЗ} = 1,2 \cdot U_{НОМ.Г} = 1,2 \cdot 15750 = 18900$ В,

где $U_{НОМ.Г}$ – номинальное напряжение генератора.

Во вторичных величинах для задания в терминал:

$$StrVal = \frac{U_{СЗ}}{K_{ТН}} = \frac{18900}{157,5} = 120 \text{ В}$$

$K_{ТН}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения, к которому подключена защита;

В относительных величинах StrVal1 = 1,2 о.е. по отношению к базисному напряжению BaseVol = 100 В.

Пусковой орган, контролирующий напряжение генератора должен быть с высоким коэффициентом возврата и принимается равным RsRat = 0,98.

Защита выполняется без выдержки времени OpDlTmms1 = 0 мс.

Выдержка времени на блокирование защиты по току, перекрывающая длительность кратковременного повышения напряжения на генераторе при его отключении от сети принимается равной 3,0 с. Данная выдержка времени выполняются в гибкой логике конфигурации терминала.

**Орган контроля тока на стороне НН блочного трансформатора**

Орган максимального тока (PIOC) предназначен для блокировки защиты от повышения напряжения генератора. Орган тока должен контролировать минимальный уровень тока в цепи линейных выводов генератора.

Определяем номинальный вторичный ток блочного трансформатора на стороне НН:

$$ANom = \frac{S_{НОМ.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Г} \cdot К_{ТТ}} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 10000} = 0,73 \text{ А},$$

где $S_{НОМ.Г}$ – номинальная полная мощность генератора;

$U_{НОМ.Г}$ – номинальное линейное напряжение генератора;

$К_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Уставку срабатывания принимаем 10% от номинала Iсз = 0,073 А.

В логическом узле PIOC ток срабатывания задается в относительных единицах уставкой StrVal и, в случае подключения трансформаторов тока по схеме «звезда», рассчитывается по формуле:

$$StrVal = \frac{I_{СЗ}}{ANom} = \frac{0,073}{0,73} = 0,1 \text{ о.е.}$$

**Орган контроля тока на стороне ВН блочного трансформатора**

Орган максимального тока (PIOC) предназначен для блокировки защиты от повышения напряжения генератора. Орган тока должен контролировать минимальный уровень тока в цепи ВН блочного трансформатора.

Определяем номинальный вторичный ток блочного трансформатора на стороне ВН:

$$ANom = \frac{S_{НОМ.ТБ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН} \cdot К_{ТТ}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 525 \cdot 2000} = 0,14 \text{ А},$$

где $S_{НОМ.ТБ}$ – номинальная полная мощность трансформатора блока;

$U_{НОМ.Г}$ – номинальное линейное напряжение генератора;

$К_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Уставку срабатывания принимаем 10% от номинала Iсз = 0,014 А.

В логическом узле PIOC ток срабатывания задается в относительных единицах уставкой StrVal и, в случае подключения трансформаторов тока по схеме «звезда», рассчитывается по формуле:

$$StrVal = \frac{I_{СЗ}}{ANom} = \frac{0,014}{0,14} = 0,1 \text{ о.е.}$$

Уставки защиты от повышения напряжения на выводах генератора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.14.

Таблица 9.1.2.14 – Уставки блока PTOV

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| BaseVol | Базовое напряжение, В | 100 | 1,00 – 150,00 с шагом 0,01 |
| StrVal1 | Напряжение срабатывания первой ступени, о.е. | 1,20 | 0,01 – 2,00 с шагом 0,01 |
| RsRat | Коэффициент возврата ПО по напряжению | 0,98 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| OpDlTmms1 | Уставка выдержки времени формирования сигнала отключения первой ступени, мс | 0 | 0 – 100000 с шагом 1 |
| VMod | Программная накладка выбора контролируемого напряжения | 1 | 1 – контроль одного измеренного фазного/междуфазного напряжения 2 – контроль измеренного минимального фазного/междуфазного напряжения 3 – контроль расчетного минимального междуфазного напряжения |

Уставки органа токового контроля на стороне НН блочного трансформатора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.15.

Таблица 9.1.2.15 – Уставки блока PIOC

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| ANom | Номинальный ток, А | 0,73 | 0,00 – 10,00 с шагом 0,01 |
| StrVal | Уставка срабатывания, о.е. | 0,1 | 0,050 – 200,000 с шагом 0,001 |
| RsRat | Коэффициент возврата | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| OpMod | Ввод БТО в работу | Функция введена | Функция выведена Функция введена |

Уставки органа токового контроля на стороне ВН блочного трансформатора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.16.

Таблица 9.1.2.16 – Уставки блока PIOC

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| ANom | Номинальный ток, А | 0,14 | 0,00 – 10,00 с шагом 0,01 |
| StrVal | Уставка срабатывания, о.е. | 0,1 | 0,050 – 200,000 с шагом 0,001 |
| RsRat | Коэффициент возврата | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| OpMod | Ввод БТО в работу | Функция введена | Функция выведена Функция введена |

### 9.1.2.12 Защита обратной мощности, PDPR_PDUP

Защита от обратной активной мощности предназначена для защиты турбины от перегрева при работе генератора в двигательном режиме. В устройстве ТЕКОН 300GB эта защита выполнена на основе логического узла PDPR.

Номинальная вторичная мощность генератора задается через номинальный вторичный фазный ток статора ANom и номинальное вторичное фазное напряжение генератора VNom.

Принимаем VNom = 57,74 В.

$$ANom = \frac{S_{НОМ.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Г} \cdot К_{ТТ}} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75 \cdot 10000} = 0{,}73 \text{ А},$$

где $S_{НОМ.Г}$ – номинальная полная мощность генератора;

$U_{НОМ.Г}$ – номинальное линейное напряжение генератора;

$К_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Выбор контролируемого значения мощности определяется программной накладкой FctMod2, где:

– FctMod2 = «выведена» – контроль полной мощности;

– FctMod2 = «введена» – контроль активной или реактивной мощности.

Для ЗОАМ необходимо выбрать FctMod2 = «1».

Для учета угловых погрешностей трансформаторов тока и напряжения предусмотрена коррекция с помощью постоянного угла коррекции CorAng, определяемого при пуско-наладке устройства защиты в системе. При проектировании уставку можно задать равным 0.

С помощью угла максимальной чувствительности ChrAng предусмотрена коррекция полной мощности. При выборе контроля активной или реактивной мощности (FctMod2 = «1») угол задается в зависимости от вида мощности и ее направления. При контроле активной мощности ChrAng задается 0 градусов для прямого направления, 180 градусов для обратного направления. Принимаем ChrAng = 180°.

Уставка срабатывания реле направления мощности StrVal задается в относительных единицах от базовой мощности. Уставка рассчитывается по формуле:

$$StrVal = \frac{К_{ОТС} \cdot (Р_Т + Р_Г)}{S_{НОМ.Г}},$$

где $К_{ОТС}$ = 1,0 - коэффициент отстройки;

$Р_Т$ - минимальные потери турбины на трение, обычно составляют (2÷4) % от $Р_{НОМ.Г}$;

$Р_Г$ - минимальные потери генератора на трение:

$Р_Г = (1 – α) \cdot Р_{НОМ.Г} = (1 – 0{,}987) \cdot Р_{НОМ.Г} = 0{,}013 \cdot Р_{НОМ.Г}$,

где α - коэффициент полезного действия генератора;

$S_{НОМ.Г}$ - номинальная полная мощность генератора.

$$StrVal = \frac{1{,}0 \cdot (0{,}04 \cdot 160 + 0{,}013 \cdot 160)}{200} = 0{,}042 \text{ о.е.}$$

Коэффициент возврата ***RsRat*** выбирается исходя из условия обеспечения отсутствия дребезга сигнала пуска защиты на границе срабатывания. Для предотвращения дребезга сигнала пуска защиты на границе срабатывания минимальная разница между уровнями срабатывания и возврата установлена в 0,005 о.е.

$$RsRat \leq 1 - \frac{0{,}005}{StrVal} = 1 - \frac{0{,}005}{0{,}042} = 0{,}88.$$

Принимаем коэффициент возврата ***RsRat*** = 0,88.

Для того чтобы ЗОАМ не срабатывала при возможных кратковременных перетоках мощности, например, при качаниях мощности при повреждениях в системе, команда на отключение выдается с выдержкой времени OpDlTmms1.

Принимаем уставку выдержки времени OpDlTmms1 = 0,5 с.

Уставки защиты обратной мощности, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.17.

Таблица 9.1.2.17 – Уставки блока PDPR_PDUP

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| ANom | Номинальный ток, А | 0,73 | 0,050 – 10,000 с шагом 0,001 |
| VNom | Номинальное напряжение, В | 57,74 | 1,00 – 200,00 с шагом 0,01 |
| AMod | Программная накладка учета фазных/линейных токов (только при выборе FctMod1 = «2») | Фазный | Фазный Линейный |
| VMod | Программная накладка учета фазных/линейных напряжений (только при выборе FctMod1 = «2») | Фазный | Фазный Линейный |
| FctMod1 | Программная накладка выбора метода определения мощности | 1 | 1 – расчет по трем фазным токам и трем фазным напряжениям 2 – расчет по токам и напряжениям прямой последователь ности 3 – расчет по двум фазным токам и двум линейным напряжениям 4 – расчет по одному фазному току и одному линейному напряжению |
| FctMod2 | Программная накладка выбора контроля полной или активной мощности (функция выведена – контроль полной мощности; функция введена – контроль активной мощности) | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| CorAng | Уставка угла коррекции погрешности ТТ и ТН по углу, градус | 0,0 | 0,0 – 360,0 с шагом 0,1 |
| ChrAng | Уставка угла максимальной чувствительности защиты, градус | 180 | 0,0 – 360,0 с шагом 0,1 |
| StrVal | Уставка срабатывания защиты, о.е. | 0,042 | 0,010 – 2,000 с шагом 0,001 |
| RsRat | Коэффициент возврата защиты | 0,88 | 0,50 – 1,50 с шагом 0,01 |
| OpDlTmms1 | Выдержка времени на срабатывание первой ступени, мс | 500 | 0 – 60000 с шагом 1 |
| RsDlTmms | Уставка выдержки времени возврата для подхвата сигнала пуска, мс | 30 | 0 – 60000 с шагом 1 |
| AvTmms | Время усреднения мощности, мс | 5 | 5 – 10000 с шагом 1 |

#### 9.1.2.13 Защита от асинхронного режима с контролем изменения угла, PSPP

В качестве защиты от асинхронного режима (ЗАР) в устройстве ТЕКОН 300GB используется алгоритм автоматики ликвидации асинхронного режима с контролем изменения угла (АЛАРу).

АЛАРу предназначена для предотвращения, селективного выявления и ликвидации асинхронных режимов (АР) с частотой скольжения от 0,05 до 10,00 Гц при условии нахождения электрического центра качаний в рамках контролируемого участка сети в любом симметричном и длительном несимметричном режиме.

В логическом узле АЛАРу реализованы три независимые ступени:

– первая ступень обеспечивает формирование дискретных управляющих воздействий, направленных на предотвращение АР, на первом цикле качаний с учетом или без учета знака скольжения при условии нахождения электрического центра качаний (ЭЦК) в рамках контролируемого участка сети;

– вторая ступень обеспечивает селективное (с учетом ЭЦК) выявление АР на контролируемом участке сети с делением ЭЭС на две несинхронно работающие части после заданного числа циклов с учетом или без учета знака частоты скольжения;

– третья ступень обеспечивает селективное (с учетом ЭЦК) выявление АР на контролируемом участке сети после заданного числа циклов с целью обеспечения дальнего резервирования второй ступени (действие на отключение) комплекта АЛАР, расположенного на противоположном конце защищаемого участка сети или на смежном участке ЭЭС.

Логический узел АЛАРу, реализованный в устройстве, выдает следующий объем выходных сигналов:

– сигнал пуска АЛАРу;

– сигналы срабатывания соответствующих ступеней АЛАРу;

– сигналы, определяющие состояние энергосистемы (энергодефицитная/ энергоизбыточная);

– сигналы измерений векторов напряжений в каждой из заданных точек модели;

– сигналы углов δ всех активных подзон.

**Уставки Rat1, Rat2**

Для случая подключения к устройству одной группы ТТ (АЛАРу) значения коэффициентов трансформации Rat1 и Rat2 принимаем равными:

Rat1 = $\frac{10000}{1}$ = 10000; Rat2 = 0.

**Уставки SubNum1 и FctMod4**

В соответствии с топологией сети примем значение количества подзон в зоне 1 (уставка SubNum1 = «2») равным 2 и введем в действие зону 2 (уставка FctMod4 = «1»).

**Уставки задания параметров зон и подзон контролируемого участка сети**

В соответствии с топологией сети зададим параметры трех подзон зоны 1. Принимаем значения корректирующих коэффициентов К2, К3 равными 0,85 и 1,15 соответственно. Данные коэффициенты предотвращают выход первой зоны за рамки контролируемого участка сети в любых режимах работы трансформатора и гарантируют фиксацию АР с ЭЦК в конце контролируемого участка сети зоны 1 в наиболее неблагоприятном режиме работы сети.

Подзона 1а охватывает участок между трансформаторами тока, к которым подключено устройство АЛАРу и блочным трансформатором. На этом участке ошиновки 15,75 кВ подключен отбор мощности на собственные нужды (ТСН-61). В связи с тем, что сопротивление ошиновки пренебрежимо мало принимаем уставки сопротивления подзоны 1а равным минимальному значению: $RisPs$A = 0,01 Ом, $ReactPs$A = 0,01 Ом.

Подзона 1в охватывает участок 85% блочного трансформатора.

Подзона 1с охватывает участок 100% блочного трансформатора и часть системы.

Примем, что активное сопротивление блочного трансформатора пренебрежимо мало и выставим минимальную уставку 0,01 Ом.

$$RisPs\text{B} = \text{K2} \cdot Re(Z_\text{T}) \cdot \frac{\text{К}_\text{ТТ}}{\text{К}_\text{ТН}} = 0{,}01 \text{ Ом.}$$

$$ReactPs\text{B} = \text{K2} \cdot \text{Im}(Z_\text{T}) \cdot \frac{\text{К}_\text{ТТ}}{\text{К}_\text{ТН}} = 0{,}85 \cdot 0{,}129 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 6{,}96 \text{ Ом,}$$

где $\text{К}_\text{ТТ}$ - коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$\text{К}_\text{ТН}$ - коэффициент трансформации трансформатора напряжения;

$\text{Im}(Z_\text{T})$ – индуктивное сопротивление блочного трансформатора,

$$\text{Im}(Z_\text{T}) = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U^2_\text{НОМ.Т}}{S_\text{НОМ.Т}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{15{,}75^2}{250} = 0{,}129 \text{ Ом.}$$

$$RisPs\text{C} = \text{K3} \cdot Re(Z_\text{T}) \cdot \frac{\text{К}_\text{ТТ}}{\text{К}_\text{ТН}} = 0{,}01 \text{ Ом.}$$

$$ReactPs\text{C} = \text{K3} \cdot \text{Im}(Z_\text{T}) \cdot \frac{\text{К}_\text{ТТ}}{\text{К}_\text{ТН}} = 1{,}15 \cdot 0{,}129 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 9{,}42 \text{ Ом.}$$

Уставки неиспользуемых подзон 1d и 1e принимаем равными наибольшим уставкам подзоны 1с.

Задаем значения уставок, определяющих зону 2.

Примем, что активное сопротивление генератора пренебрежимо мало и выставим минимальную уставку 0,01 Ом.

$$RisPs2 = R_\text{Г} \cdot \frac{\text{К}_\text{ТТ}}{\text{К}_\text{ТН}} = 0{,}01 \text{ Ом.}$$

$$ReactPs2 = \text{X'}_\text{d} \cdot \frac{\text{К}_\text{ТТ}}{\text{К}_\text{ТН}} = 0{,}279 \cdot \frac{10000}{157{,}5} = 17{,}71 \text{ Ом,}$$

где $\text{X'}_\text{d}$ – продольное переходное индуктивное сопротивление генератора,

$$\text{X'}_\text{d} = 0{,}225 \cdot \frac{15{,}75^2}{200} = 0{,}279 \text{ Ом.}$$

Определяем значение уровня отбора активной мощности на участке АВ:

$$PwrX = \frac{\text{Р}_\text{ОТБ}}{\text{К}_\text{ТТ} \cdot \text{К}_\text{ТН}} = \frac{20000000}{10000 \cdot 157{,}5} = 13 \text{ Вт,}$$

где $\text{Р}_\text{ОТБ}$ – отбор активной мощности трансформатора ТСН-61.

Определяем отбор активной мощности от номинальных данных ТСН-61 и коэффициента мощности нагрузки.

Номинальная мощность ТСН-61: $\text{S}_\text{НОМ.Т} = 25000$ кВА.

Суммарная мощность отбора: $\text{S}_\text{ОТБ} = \text{S}_\text{НОМ.Т} = 25000$ кВА.

Коэффициент мощности нагрузки принимаем равным значению:

$\cos \varphi_\text{Н} = 0{,}8$.

$\text{Р}_\text{ОТБ} = \text{S}_\text{ОТБ} \cdot \cos \varphi_\text{Н} = 25000 \cdot 0{,}8 = 20000$ кВт.

**Уставка StrAng**

Уставка по углу пуска АЛАР определяется исходя из отстройки от максимального уровня транзита мощности на контролируемом участке сети.

$$StrAng \geq \arctan\left(\frac{\sqrt{RisPsC^2 + ReactPsC^2}}{Z_\text{Н} \cdot \frac{\text{К}_\text{ТТ}}{\text{К}_\text{ТН}}}\right) + \arctan\left(\frac{\sqrt{RisPs2^2 + ReactPs2^2}}{Z_\text{Н} \cdot \frac{\text{К}_\text{ТТ}}{\text{К}_\text{ТН}}}\right) =$$

$$= \arctan\left(\frac{9{,}42}{0{,}906 \cdot \frac{10000}{157{,}5}}\right) + \arctan\left(\frac{17{,}71}{0{,}906 \cdot \frac{10000}{157{,}5}}\right) = 26{,}41°,$$

где $Z_Н$ – сопротивления нагрузки генератора в максимальном режиме.

$$Z_Н = \frac{U_{МИН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НГ.МАКС}} = \frac{0{,}95 \cdot 15750}{\sqrt{3} \cdot 9530} = 0{,}906 \text{ Ом},$$

где $U_{МИН} = 0{,}95 \cdot U_{НОМ.Г}$ – минимальное эксплуатационное напряжение;

$I_{НГ.МАКС}$ = 9530 А – максимальное значение рабочего тока генератора в длительно допустимом режиме.

Принимаем значение уставки StrAng равным 110 градусам.

**Уставка RsTmms**

Уставка определяет длительность цикла асинхронного хода.

Уставку рекомендуется отстраивать от минимальной частоты скольжения АР, при которой устройство должно работать в заданной сети:

$DlTmms1 = T_{max\ Д.Ц.} + \Delta t \leq 30000$ мс,

где $T_{max\ Д.Ц.}$ - заданная максимальная длительность цикла АР, при превышении которой устройство АЛАРу должно блокироваться, а счетчик циклов АР сбрасываться;

$\Delta t$ – запас по времени (зависит от точности расчетов).

Принимаем значение уставки RsTmms равной 30000 мс.

**Уставка NgVStr**

Уставка фиксирует факт возникновения существенной несимметрии на контролируемом участке сети, не связанной с АР (возникновение цикла однофазного автоматического повторного включения выключателя (ОАПВ) или неполнофазного режима). При срабатывании данного пускового органа происходит блокировка работы первой ступени АЛАРу.

Уставка должна быть отстроена от уровней небалансов, возникающих при фильтрации трехфазного напряжения в режиме асинхронного хода.

В связи с выводом из работы первой ступени АЛАРу принимаем значение по умолчанию NgVStr = 10,1 В.

**Уставка FctMod1**

Так как выполнять управляющие воздействия до момента наступления первого асинхронного проворота не требуется, то выведем из работы первую ступень АЛАРу (FctMod1 = «0»).

**Уставка StMod1**

Так как первая ступень выведена из работы задаем уставку контроля знака скольжения для первой ступени равной по умолчанию.

**Уставка StrAng1**

Так как первая ступень выведена из работы задаем уставку по углу срабатывания первой ступени равной по умолчанию.

**Уставка FctMod2**

Введем в действие вторую ступень АЛАРу с помощью уставки (FctMod2 = «1»).

**Уставка StMod2**

В связи с наличием на контролируемом участке сети отбора мощности принимаем положительное значение знака скольжения для второй ступени. Задаем уставку StMod2 равной «2».

**Уставки CycNumA2, CycNumB2, CycNumC2, CycNumD2, CycNumE2 и CycNum22**

Уставки выбираются из условия формирования управляющего воздействия с минимальной задержкой (минимальным числом циклов АР). Соответственно для первой подзоны указанное число составляет 1 (CycNumA2 = 1). Для второй подзоны принимаем значение равное уставке первой подзоны (CycNumB2 = 1). Для третьей подзоны помимо требования минимального числа АР должна быть обеспечена отстройка от работы АЛАР, установленных на смежных участках сети. В связи с этим значение уставки третьей подзоны зоны 1 принимаем равной 2 (CycNumC2 = 2).

Параметры счетчиков циклов остальных подзон зоны 1 принять равными значению счетчика циклов CycNumC2, так как остальные подзоны зоны 1 не участвуют в работе алгоритма, а их параметры принимаются равными параметрам последней рабочей подзоны зоны 1, т. е. в данном случае подзоны 1с.

Параметры счетчика циклов зоны 2 принять аналогичными первой подзоне зоны 1 (CycNum22 = 1).

**Уставки FctMod3 и StMod3**

Введем в действие третью ступень АЛАРу с помощью уставки (FctMod3 = «1»).

В связи с наличием на контролируемом участке сети отбора мощности принимаем положительное значение знака скольжения для второй ступени. Задаем уставку StMod2 равной «2».

**Уставки CycNumA3, CycNumB3, CycNumC3, CycNumD3, CycNumE3 и CycNum23**

Принимаем уставки счетчиков циклов третьей ступени равными на один больше уставок второй ступени (CycNumA3 = CycNumB3 = CycNum23 = 2 и CycNumC3 = 3).

**Уставка StrAng2**

Уставка определяет момент формирования сигнала на деление ЭЭС после фиксации соответствующего количества асинхронных проворотов векторов напряжений по концам контролируемого участка сети.

Уставка определяется с учетом:

– отстройки от колебаний угла δ между векторами по концам контролируемого участка сети в зоне около 180 градусов при металлических КЗ;

– обеспечения формирования команды на деление сети в момент времени с минимальными токами.

Значение уставки рекомендуется задавать в диапазоне 240÷300 градусов. Принимаем значение StrAng2 равным 240 градусам.

Уставки защиты от асинхронного режима с контролем изменения угла, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.18.

Таблица 9.1.2.18 – Уставки блока PSPP

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| Общие уставки | | | |
| SubNum1 | Количество подзон в зоне 1 | 3 | 1 – 5 с шагом 1 |
| Rat1 | Коэффициент трансформации ТТ1 | 10000 | 10 – 10000 с шагом 1 |
| Rat2 | Коэффициент трансформации ТТ2 | 0 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| FctMod4 | Функция ввода зоны 2 | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |
| StrAng | Уставка по углу пуска АЛАР, градус | 110 | 90 – 150 с шагом 1 |
| RsTmms | Выдержка времени на возврат сигнала пуска, мс | 30000 | 0 – 60000 с шагом 1 |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| StrAng1 | Уставка по углу срабатывания первой ступени, градус | 150 | 120 – 180 с шагом 1 |
| StrAng2 | Уставка по углу срабатывания для разрешения срабатывания второй и третьей ступеней, градус | 240 | 180 – 300 с шагом 1 |
| NgVStr | Уровень напряжения обратной последовательности для блокировки АЛАР, В | 10,1 | 1,0 – 100,0 с шагом 0,1 |
| StMod1 | Контроль знака скольжения для первой ступени | Без контроля | Без контроля<br>Положительное<br>Отрицательное |
| StMod2 | Контроль знака скольжения для второй ступени | Положительное | Без контроля<br>Положительное<br>Отрицательное |
| StMod3 | Контроль знака скольжения для третьей ступени | Положительное | Без контроля<br>Положительное<br>Отрицательное |
| FctMod1 | Функция ввода первой ступени | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |
| FctMod2 | Функция ввода второй ступени | Функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |
| FctMod3 | Функция ввода третьей ступени | Функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |
| Уставки по сопротивлению | | | |
| RisPsA | Активное сопротивление прямой последовательности зоны 1a приведенное ко вторичным величинам, Ом | 0,01 | -450,00 – 1150,00 с шагом 0,01 |
| ReactPsA | Реактивное сопротивление прямой последовательности зоны 1a приведенное ко вторичным величинам, Ом | 0,01 | 0,01 – 1150,00 с шагом 0,01 |
| RisPsB | Активное сопротивление прямой последовательности зоны 1b приведенное ко вторичным величинам, Ом | 0,01 | -450,00 – 1150,00 с шагом 0,01 |
| ReactPsB | Реактивное сопротивление прямой последовательности зоны 1b приведенное ко вторичным величинам, Ом | 6,96 | 0,01 – 1150,00 с шагом 0,01 |
| RisPsC | Активное сопротивление прямой последовательности зоны 1c приведенное ко вторичным величинам, Ом | 0,01 | -450,00 – 1150,00 с шагом 0,01 |
| ReactPsC | Реактивное сопротивление прямой последовательности зоны 1c приведенное ко вторичным величинам, Ом | 9,42 | 0,01 – 1150,00 с шагом 0,01 |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| RisPsD | Активное сопротивление прямой последовательности зоны 1d приведенное ко вторичным величинам, Ом | 0,01 | -450,00 – 1150,00 с шагом 0,01 |
| ReactPsD | Реактивное сопротивление прямой последовательности зоны 1d приведенное ко вторичным величинам, Ом | 9,42 | 0,01 – 1150,00 с шагом 0,01 |
| RisPsE | Активное сопротивление прямой последовательности зоны 1e приведенное ко вторичным величинам, Ом | 0,01 | -450,00 – 1150,00 с шагом 0,01 |
| ReactPsE | Реактивное сопротивление прямой последовательности зоны 1e приведенное ко вторичным величинам, Ом | 9,42 | 0,01 – 1150,00 с шагом 0,01 |
| RisPs2 | Активное сопротивление прямой последовательности зоны 2 приведенное ко вторичным величинам, Ом | 0,01 | -450,00 – 1150,00 с шагом 0,01 |
| ReactPs2 | Реактивное сопротивление прямой последовательности зоны 2 приведенное ко вторичным величинам, Ом | 17,71 | 0,01 – 1150,00 с шагом 0,01 |
| Уставки по мощности | | | |
| PwrAB | Активная мощность отбора между зонами 1a и 1b, приведенная ко вторичным величинам, Вт | 13 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| PwrFactAB | Коэффициент мощности нагрузки между зонами 1a и 1b | 0,80 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| PwrBC | Активная мощность отбора между зонами 1c и 1b, приведенная ко вторичным величинам, Вт | 0 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| PwrFactBC | Коэффициент мощности нагрузки между зонами 1c и 1b | 1,00 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| PwrCD | Активная мощность отбора между зонами 1d и 1c, приведенная ко вторичным величинам, Вт | 0 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| PwrFactCD | Коэффициент мощности нагрузки между зонами 1d и 1c | 1,00 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| Уставки по циклу | | | |
| CycNumA2 | Количество циклов АР для второй ступени в зоне 1a | 1 | 1 – 20 с шагом 1 |
| CycNumB2 | Количество циклов АР для второй ступени в зоне 1b | 1 | 1 – 20 с шагом 1 |
| CycNumC2 | Количество циклов АР для второй ступени в зоне 1c | 2 | 1 – 20 с шагом 1 |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| CycNumD2 | Количество циклов АР для второй ступени в зоне 1d | 2 | 1 – 20 с шагом 1 |
| CycNumE2 | Количество циклов АР для второй ступени в зоне 1e | 2 | 1 – 20 с шагом 1 |
| CycNumA3 | Количество циклов АР для третьей ступени в зоне 1a | 2 | 1 – 20 с шагом 1 |
| CycNumB3 | Количество циклов АР для третьей ступени в зоне 1b | 2 | 1 – 20 с шагом 1 |
| CycNumC3 | Количество циклов АР для третьей ступени в зоне 1c | 3 | 1 – 20 с шагом 1 |
| CycNumD3 | Количество циклов АР для третьей ступени в зоне 1d | 3 | 1 – 20 с шагом 1 |
| CycNumE3 | Количество циклов АР для третьей ступени в зоне 1e | 3 | 1 – 20 с шагом 1 |
| CycNum22 | Количество циклов АР для второй ступени в зоне 2 | 1 | 1 – 20 с шагом 1 |
| CycNum23 | Количество циклов АР для третьей ступени в зоне 2 | 2 | 1 – 20 с шагом 1 |

#### 9.1.2.14 Защита от повышения/снижения частоты, PTOF, PTUF

Защита от изменения частоты в устройстве РЗА серии ТЕКОН 300 состоит из защиты от повышения частоты PTOF (81H) и защиты от понижения частоты PTUF (81L).

В алгоритмах PTOF и PTUF предусмотрено по 4 ступени. Уставки срабатывания измерительных органов частоты (StrVal, StrVal2, StrVal3, StrVal4) и выдержек времени на срабатывание (OpDlTmms, StoDlTms, OpDlTmms2, StoDlTms2, OpDlTmms3, StoDlTms3, OpDlTmms4, StoDlTms4) для каждой ступени задаются отдельно.

Для предотвращения ложной работы ЗМаксЧ в режимах пуска и останова электрической машины в алгоритмах PTOF и PTUF предусмотрен контроль срабатывания ступеней защиты по току, выполненный при помощи трёхфазного измерительного органа тока максимального действия.

Для реализации рассматриваемой сигнализации в рамках проектного решения применяются первые ступени алгоритмов PTUF и PTOF.

Значение уставки первой ступени ЗМЧ определяется величиной StrVal. В соответствии с предъявляемыми сигнализации требованиями в рамках проектного решения, значение уставки StrVal рассчитывается по выражению:

$$StrVal = f_{\text{ном}} - \Delta f_{\max\text{доп}} = 50 - 0{,}5 = 49{,}5\ \text{Гц}$$

где $f_{\text{ном}}$ = 50 Гц – номинальная частота сети;

$\Delta f_{\max\text{доп}}$ = 0,5 Гц – максимально допустимое по условиям срабатывания сигнализации отклонение частоты сети.

Выдержка времени на срабатывание первой ступени ЗМЧ определяется уставкой OpDlTmms. Значение уставки OpDlTmms принимается равным 10000 мс.

Значения остальных уставок алгоритма PTUF (StrVal2, StrVal3, StrVal4, StoDlTms, OpDlTmms2, StoDlTms2, OpDlTmms3, StoDlTms3, OpDlTmms4, StoDlTms4, StrVVal, StrAVal, AMod) принимаются равными значениям по умолчанию.

Значение уставки первой ступени ЗМаксЧ определяется величиной StrVal. В соответствии с предъявляемыми сигнализации требованиями в рамках проектного решения, значение уставки StrVal рассчитывается по выражению:

$$StrVal = f_{\text{ном}} + \Delta f_{\max\text{доп}} = 50 + 0{,}5 = 50{,}5\ \text{Гц}$$

где $f_{\text{ном}}$ = 50 Гц – номинальная частота сети;

$\Delta f_{\max доп}$ = 0,5 Гц – максимально допустимое по условиям срабатывания сигнализации отклонение частоты сети.

Выдержка времени на срабатывание первой ступени ЗМаксЧ определяется уставкой OpDlTmms. Значение уставки OpDlTmms принимается равным 10000 мс.

Значения остальных уставок алгоритма PTOF (StrVal2, StrVal3, StrVal4, StoDlTms, OpDlTmms2, StoDlTms2, OpDlTmms3, StoDlTms3, OpDlTmms4, StoDlTms4, StrVVal, StrAVal, AMod) принимаются равными значениям по умолчанию.

Уставки защиты от снижения частоты, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.19.

Таблица 9.1.2.19 – Уставки блока PTUF

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| StrVal | Уставка срабатывания первой ступени ЗМЧ, Гц | 49,50 | 40,00 – 65,00 с шагом 0,01 |
| StrVal2 | Уставка срабатывания второй ступени ЗМЧ, Гц | 49,00 | 40,00 – 65,00 с шагом 0,01 |
| StrVal3 | Уставка срабатывания третьей ступени ЗМЧ, Гц | 48,50 | 40,00 – 65,00 с шагом 0,01 |
| StrVal4 | Уставка срабатывания четвёртой ступени ЗМЧ, Гц | 48,00 | 40,00 – 65,00 с шагом 0,01 |
| StrAVal | Уставка срабатывания пускового органа по току максимального действия, А | 0,050 | 0,000 – 10,000 с шагом 0,001 |
| StrVVal | Минимальное рабочее напряжение, В | 10,00 | 10,00 – 150,00 с шагом 0,01 |
| OpDlTmms | Независимая выдержка времени на срабатывание первой ступени ЗМЧ, мс | 10000 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| StoDlTms | Значение аккумулирующей выдержки времени на срабатывание первой ступени ЗМЧ, с | 24000 | 0 – 100000 с шагом 1 |
| OpDlTmms2 | Независимая выдержка времени на срабатывание второй ступени ЗМЧ, мс | 3000 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| StoDlTms2 | Значение аккумулирующей выдержки времени на срабатывание второй ступени ЗМЧ, с | 18000 | 0 – 100000 с шагом 1 |
| OpDlTmms3 | Независимая выдержка времени на срабатывание третьей ступени ЗМЧ, мс | 2000 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| StoDlTms3 | Значение аккумулирующей выдержки времени на срабатывание третьей ступени ЗМЧ, с | 12000 | 0 – 100000 с шагом 1 |
| OpDlTmms4 | Независимая выдержка времени на срабатывание четвёртой ступени ЗМЧ, мс | 1000 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| StoDlTms4 | Значение аккумулирующей выдержки времени на срабатывание четвёртой ступени ЗМЧ, с | 8000 | 0 – 100000 с шагом 1 |
| AMod | Программная накладка ввода/вывода контроля пуска по току ступеней ЗМЧ | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |

Уставки защиты от повышения частоты, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.20.

Таблица 9.1.2.20 – Уставки блока PTOF

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| StrVal | Уставка срабатывания первой ступени ЗМЧ, Гц | 50,50 | 40,00 – 65,00 с шагом 0,01 |
| StrVal2 | Уставка срабатывания второй ступени ЗМЧ, Гц | 51,00 | 40,00 – 65,00 с шагом 0,01 |
| StrVal3 | Уставка срабатывания третьей ступени ЗМЧ, Гц | 51,50 | 40,00 – 65,00 с шагом 0,01 |
| StrVal4 | Уставка срабатывания четвёртой ступени ЗМЧ, Гц | 52,00 | 40,00 – 65,00 с шагом 0,01 |
| StrAVal | Уставка срабатывания пускового органа по току максимального действия, А | 0,050 | 0,000 – 10,000 с шагом 0,001 |
| StrVVal | Минимальное рабочее напряжение, В | 10,00 | 10,00 – 150,00 с шагом 0,01 |
| OpDlTmms | Независимая выдержка времени на срабатывание первой ступени ЗМЧ, мс | 10000 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| StoDlTms | Значение аккумулирующей выдержки времени на срабатывание первой ступени ЗМЧ, с | 24000 | 0 – 100000 с шагом 1 |
| OpDlTmms2 | Независимая выдержка времени на срабатывание второй ступени ЗМЧ, мс | 3000 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| StoDlTms2 | Значение аккумулирующей выдержки времени на срабатывание второй ступени ЗМЧ, с | 18000 | 0 – 100000 с шагом 1 |
| OpDlTmms3 | Независимая выдержка времени на срабатывание третьей ступени ЗМЧ, мс | 2000 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| StoDlTms3 | Значение аккумулирующей выдержки времени на срабатывание третьей ступени ЗМЧ, с | 12000 | 0 – 100000 с шагом 1 |
| OpDlTmms4 | Независимая выдержка времени на срабатывание четвёртой ступени ЗМЧ, мс | 1000 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| StoDlTms4 | Значение аккумулирующей выдержки времени на срабатывание четвёртой ступени ЗМЧ, с | 8000 | 0 – 100000 с шагом 1 |
| AMod | Программная накладка ввода/вывода контроля пуска по току ступеней ЗМЧ | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |

### 9.1.2.15 Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе, PTUV

Орган форсировки при работе на резервном возбуждении выполнен с использованием логического блока PTUV, включённого на напряжение фаз АВ, ВС и СА линейных выводов генератора.

Рассматриваемая функция вводится в работу при прохождении сигнала «Генератор ТГ-1А работает на резервной системе возбуждения», включенном состоянии АГП и работе генератора параллельно с сетью (сигнал от реле контроля тока УРОВ) и блокируется при неисправности цепей напряжения или отключении автоматического выключателя цепей «звезды» цепей переменного напряжения.

Напряжение срабатывания органа минимального напряжения, который осуществляет пуск форсировки при работе генератора ТГ-1А на резервном возбуждении выбирается по условию устойчивого возврата ИО напряжения после отключения внешних КЗ по выражению:

$$U_{СЗ} = \frac{U_{ном.г}}{K_{отс} \cdot K_{в}} = \frac{15,75}{1,1 \cdot 1,05} = 13,64 \text{ кВ}$$

где $U_{ном.г}$ – номинальное напряжение статора генератора;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$K_{в}$ – коэффициент возврата органа форсировки.

Во вторичных величинах:

$$StrVal1 = \frac{U_{СЗ}}{K_{ТН}} = \frac{13640}{157,5} = 86,6 \text{ В}$$

где $K_{ТН}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения к которому подключена защита.

Принимается StrVal1 = 86,6 В.

Время срабатывания первой ступени, задаваемое уставкой OpDlTmms1, принимается равным 500 мс.

Уставки органа минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.1.2.21.

Таблица 9.1.2.21 – Уставки блока PTUV

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| StrVal1 | Напряжение срабатывания первой ступени, В | 86,6 | 5,00 – 125,00 с шагом 0,01 |
| RsRat | Коэффициент возврата | 1,05 | 1,00 – 1,50 с шагом 0,01 |
| VolMod1 | Программная накладка выбора количества напряжений | Три фазы | Одна фаза<br>Три фазы |
| VolMod2 | Программная накладка выбора системы напряжений | Трехфазная система | Трехфазная система<br>Напряжение прямой последовательности |
| OpMod | Программная накладка выбора условия для формирования сигнала срабатывания защиты | 2 | 1 – срабатывание при снижении напряжения в одной из фаз 2 – срабатывание при снижении напряжения в трех фазах 3 – срабатывание при снижении напряжения прямой последовательности |
| OpDlTmms1 | Выдержка времени формирования сигнала отключения первой ступени, мс | 500 | 0 – 100000 с шагом 1 |

## 9.2 Расчет уставок устройства защиты ТЕКОН 339ТВ блочного трансформатора 11ВАТ10

### 9.2.1 Дифференциальная защита трансформатора, PDIF

**Методика расчета защиты**

Характеристика срабатывания дифференциальной токовой защиты представляет собой ломаную кривую с двумя точками перегиба и состоящую из горизонтального и наклонного участков (см. рисунок 9.2.1.1). С помощью цифровой фильтрации на основе анализа Фурье из дифференциального тока выделяются токи первой, второй и пятой гармонической составляющих, а из тормозного тока – первая гармоническая составляющая. Основные гармоники используются для пуска защиты и образования тормозной характеристики, вторая и пятая – для блокировки защиты.

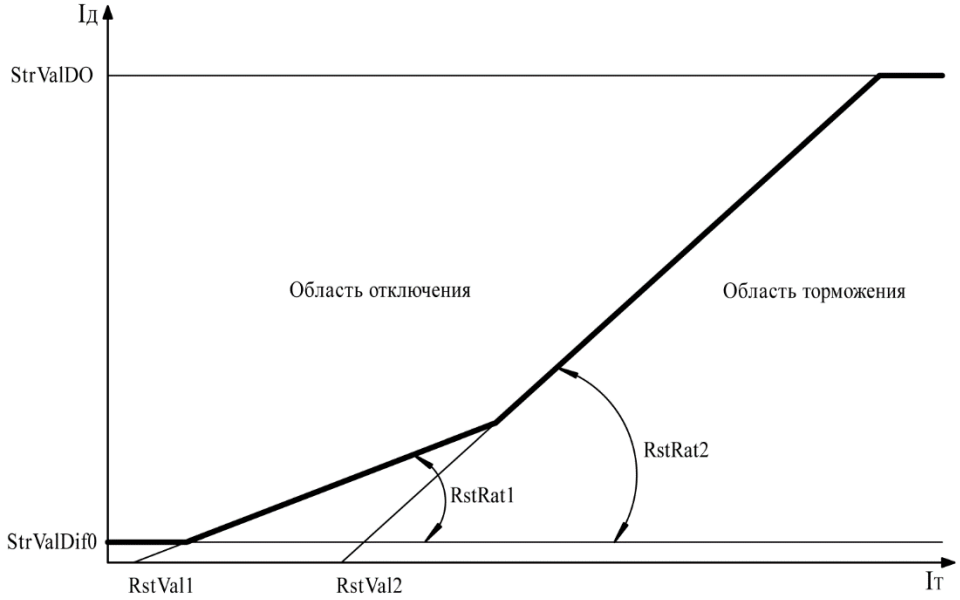



Рис. 9.2.1.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты

На первом горизонтальном участке характеристики защита действует без торможения. Ток срабатывания $I_{\text{дифф.мин}}$, А, выбирается по условию отстройки от тока небаланса в номинальном нагрузочном режиме:

$$I_{\text{дифф.мин}} = \text{К}_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \qquad (9.2.1)$$

где $\text{К}_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности терминала, ошибки расчета и необходимый запас, принимаемый равным 1,3.

$I_{\text{нб.расч}}$ – максимальный ток небаланса в номинальном нагрузочном режиме работы трансформатора, А, определяемый по выражению:

$$I_{\text{нб.расч}} = (\text{К}_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{ном.нагр}} \qquad (9.2.2)$$

где $I_{\text{ном.нагр}}$ – номинальный нагрузочный ток, А;

$\text{К}_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности измерительных трансформаторов тока. Для разнотипных ТТ принимается равным 1;

ε – относительная погрешность ТТ в номинальном нагрузочном режиме работы трансформатора (ε = 0,1 для ТТ класса точности 10Р);

$\Delta f$ =0,02 – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностями выравнивания, погрешностью преобразования АЦП;

$\Delta U_{\text{рег}}$ – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на сторонах защищаемого объекта, принимается равной половине используемого диапазона регулирования на соответствующей стороне, о.е.

$$\Delta U_{\text{рег}} = \frac{n \cdot \Delta \text{U}}{100} \qquad (9.2.3)$$

где n – количество ступеней регулирования в одну сторону (от номинального значения);

ΔU – диапазон изменения напряжения относительно номинального одной ступени регулирования, %.

Задаваемая в терминале уставка *StrValDif0*, о.е., вычисляется по формуле:

$$StrValDif0 = \frac{I_{\text{дифф.мин}}}{I_{\text{ном.нагр}}} \quad (9.2.4)$$

Если минимальный ток срабатывания, рассчитанный по формуле (9.2.4), получится меньше 0,3, то рекомендуется принять *StrValDif0* = 0,3 о.е.

Второй участок тормозной характеристики предназначен для надежной работы защиты в режиме перегрузки защищаемого трансформатора, со сквозными токами $I_{\text{скв}} = (1{,}0 \div 2{,}0) \cdot I_{\text{ном}}$. Такой ток, протекающий через защищаемый трансформатор, может вызвать дифференциальный ток, определяющийся по формуле:

$$I_{\text{диф}} = К_{\text{отс}} \cdot (К_{\text{пер}} \cdot К_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{скв}} \quad (9.2.5)$$

где $I_{\text{скв}}$ – максимальный ток небаланса, который обуславливается броском пускового тока, А;

$К_{\text{пер}}$ – коэффициент учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме, принимается равным 2,0.

Остальные коэффициенты аналогичны приведенным в формуле (9.2.2).

С учетом способа формирования тормозного тока в защите PDIF при протекании через защищаемый трансформатор сквозного тока тормозной ток будет равен:

$$I_{\text{торм}} \geq 2 \cdot I_{\text{скв}} \quad (9.2.6)$$

Чтобы защита не срабатывала при указанных уровнях сквозных токов, коэффициент торможения должен выбираться по условию:

$$RstRat1 = \frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{торм}}} \quad (9.2.7)$$

С учетом (9.2.5), (9.2.6), (9.2.7) коэффициент торможения рассчитывается:

$$RstRat1 \geq \frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{торм}}} = \frac{К_{\text{отс}} \cdot (К_{\text{пер}} \cdot К_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}})}{2} \quad (9.2.8)$$

Точка пересечения второго участка тормозной характеристики с осью тормозного тока *RstVal1*:

$$RstVal1 = 2{,}0 - \frac{StrValDif0}{RstRat1} \quad (9.2.9)$$

При больших кратностях первичного тока возможно существенное насыщение ТТ, и требуется усиленное торможение, которое обеспечивается на третьем участке тормозной характеристики.

Коэффициент торможения третьего участка *RstRat2* рекомендуется принять в 1,5÷2,0 раза больше, чем коэффициент торможения второго участка *RstRat1*.

Точка пересечения третьего участка с осью ОХ определяется по формуле:

$$RstVal2 = 2 \cdot k \cdot \left(1 - \frac{RstRat1}{RstRat2}\right) + \frac{RstRat1}{RstRat2} \cdot RstVal1 \quad (9.2.10)$$

где *RstRat2* – Коэффициент торможения третьего участка, о.е.;

*k* – кратность первичного тока к базисному, при котором возможно существенное насыщение ТТ, принимается равным 3.

Для повышения надежности и быстродействия защиты от сверхтоков КЗ предусмотрена дифференциальная отсечка, которая является грубым органом без торможения и реагирует на 1-ю гармонику дифференциального тока. Если значение дифференциального тока защиты

превышает предварительно выставленную пороговую уставку *StrValDO*, то независимо от величины тока торможения выдается сигнал отключения.

Дифференциальная отсечка может работать даже в том случае, когда в дифференциальном токе имеется существенное содержание 2-й гармоники, вызванное насыщением ТТ, которое является следствием наличия апериодической составляющей в токе повреждения, и это может быть интерпретировано функцией торможения при броске тока намагничивания как бросок тока.

При выборе параметра срабатывания *StrValDO* необходимо учитывать два условия:

1. отстройка от режима броска тока намагничивания (БНТ), рассчитывается по формуле:

$$StrValDO = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{БНТ}} \quad (9.2.11)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,1;

$I_{\text{БНТ}}$ – действующее значение броска тока намагничивания (приведенного к номинальному току трансформатора).

2. отстройка от небаланса в режиме максимального тока при внешнем КЗ, значение выбирается по формуле:

$$StrValDO = \text{К}_{\text{отс}} \cdot (\text{К}_{\text{пер}} \cdot \text{К}_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{кз.макс}} \quad (9.2.12)$$

где $I_{\text{кз.макс}}$ – максимальное значение тока внешнего короткого замыкания, отнесенное к номинальному току соответствующей стороны защищаемого трансформатора, о.е;

$\text{К}_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле, ошибки расчетов и запас, принимается равным 1,5.

Остальные коэффициенты аналогичны приведенным в формуле (9.2.2)

Расчетной точкой КЗ для определения чувствительности защиты является точка с минимальным дифференциальным током.

В соответствии с ПУЭ коэффициент чувствительности должен быть не менее 2.

Для оценки чувствительности ДТЗТ необходимо определить тормозные и дифференциальные токи защиты, которые рассчитываются по формулам:

$$I_{\text{д}*} = \frac{\left| I_{\text{вн}} + I_{\text{нн(тсн)}} + I_{\text{нн(тг)}} \right|}{I_{\text{ном.вн}}} \quad (9.2.13)$$

$$I_{\text{т}*} = \frac{\left| I_{\text{вн}} \right| + \left| I_{\text{нн(тсн)}} \right| + \left| I_{\text{нн(тг)}} \right|}{I_{\text{ном.вн}}} \quad (9.2.14)$$

где $I_{\text{вн}}$ – первичный ток КЗ, протекающий через трансформаторы тока, установленные на стороне ВН, А;

$I_{\text{нн(тсн)}}, I_{\text{нн(тг)}}$ – первичные токи КЗ, протекающие через трансформаторы тока, установленные на стороне НН блочного трансформатора (стороны ТСН и генератора), приведенные к стороне ВН, А

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{д}*}}{(I_{\text{т}*} - RstVal1) \cdot RstRat1} \quad (9.2.15)$$

Для предотвращения ложной работы ДТЗТ при БНТ чувствительная ступень защиты блокируется по факту превышения отношения тока 2-й гармонической составляющей к току промышленной частоты в дифференциальном токе. Рекомендуется задать уставку блокировки при второй гармонике *Ha2Rat* равной 0,15 о.е.

В защите PDIF предусмотрена перекрестная блокировка по 2-й гармонике. Как только в одной из фаз обнаруживается БНТ, другие фазы дифференциальной защиты блокируются на время уставки *Ha2Tmms*. Данная функция позволяет предусмотреть ситуации, когда содержание 2-й гармоники в отдельных фазах различается и может быть недостаточно для фазы с наименьшим содержанием 2-й гармоники для ввода блокировки действия защиты. Типичная длительность перекрестной блокировки составляет 60 мс.

Блокировка по 5-й гармонике отключена.

В устройстве ТЕКОН339ТВ компенсация фазового сдвига для различных групп соединения трансформаторов осуществляется с заданием соответствующей матрицы преобразования для каждого плеча защищаемого силового трансформатора.

Для согласования групп соединения обмоток трансформатора в защите предусмотрены уставки Gr1 – матрица преобразования стороны ВН силового трансформатора, Gr2 – матрица преобразования стороны НН (трансформатора СН и генератора).

**Орган контроля исправности токовых цепей защиты**

Для предотвращения срабатывания при неисправности цепей переменного тока в ДЗТ предусмотрены пофазные реле контроля исправности цепей переменного тока (КИТЦ). Для ввода функции КИТЦ необходимо программную накладку *FctMod1* перевести в положение «1».

Величина срабатывания токового реле КИТЦ *StrValFTC* выбирается по условию отстройки от тока небаланса максимального нагрузочного режима:

$$\mathrm{StrValFTC} = \mathrm{К}_{\text{отс}} \cdot (\mathrm{К}_{\text{пер}} \cdot \mathrm{К}_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{нагр.макс}} *$$

где $\mathrm{К}_{\text{отс}} = 1{,}1$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле, ошибки расчетов и запас;

ε – относительное значение полной погрешности ТТ в установившемся режиме. (для ТТ класса 10Р принимается значение 0,1; для 5Р – 0,05);

$\mathrm{К}_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности ТТ, который учитывает разные характеристики трансформаторов тока. Для однотипных ТТ Кодн=0,5; для разнотипных ТТ: Кодн=1,0;

$\Delta f$=0,02 – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностями выравнивания, погрешностью преобразования АЦП;

$I_{\text{нагр.макс}} *$ – максимальный ток нагрузки;

$\Delta U$рег – максимальное относительное изменение напряжения на стороне регулирования по отношению к напряжению, при котором выравнивались вторичные токи, о.е.

Если начальный дифференциальный ток срабатывания *StrValDif0* равен 0,3 о.е., то ток срабатывания КИТЦ *StrValFTC* рекомендуется задать равным 0,2 о.е. В условиях эксплуатации может потребоваться увеличение значения *StrValFTC* с учетом реального значения тока небаланса.

Выдержку времени на срабатывание КИТЦ *OpFTCTmms* рекомендуется принять равной 10000 мс.

Выдержку времени на возврат КИТЦ *RsFTCTmms* рекомендуется принять равной 10000 мс.

**Применение логического узла в сети с изолированной нейтралью**

Для трансформаторов в сети с изолированной или компенсированной нейтралью рекомендуется ввести в действие режим отключения «два из трех» и функцию фиксации двойных замыканий на землю. Для работы функции фиксации двойных замыканий на землю и режима отключения «два из трех» требуется подключение к защите цепей напряжения и трех фазных ТТ с каждой из сторон защищаемого объекта.

Ввод функции контроля двойных замыканий на землю и режима отключение «два из трех» осуществляется уставкой *FctMod2* (*FctMod2* = «1»).

Номинальное напряжение *VNom* устанавливается равным номинальному вторичному напряжению подключаемого трансформатора напряжения. Как правило, номинальное вторичное напряжение равно 57,74 В при подаче на защиту фазных напряжений, 100 В при подаче линейных напряжений. При выводе контроля двойных замыканий на землю (уставка *FctMod2* = «0») следует задать значение уставки *VNom* равным по умолчанию.

**Повышение устойчивости к насыщению ТТ**

Для исключения ложных срабатываний при глубоком насыщении измерительных трансформаторов тока рекомендуется ввести функцию фазовой блокировки. Ввод фазовой

блокировки для дифференциальной отсечки и дифференциального реле осуществляется с помощью уставок *FctMod3* и *FctMod4*.

**Расчет уставок защиты**

Первичные токи трансформатора, соответствующие типовой мощности:

$$I_{\text{ном.нагр.ВН}} = \frac{\text{S}_{\text{ном}}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{ном}}} = \frac{250000}{\sqrt{3}\cdot 525} = 275\ \text{А}$$

$$I_{\text{ном.нагр.НН}} = \frac{\text{S}_{\text{ном}}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{ном}}} = \frac{250000}{\sqrt{3}\cdot 15{,}75} = 9164\ \text{А}$$

где $\text{S}_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение высокой стороны трансформатора.

Вторичные токи трансформатора, соответствующие типовой мощности:

$$I_{\text{втор.ВН}} = \frac{I_{\text{ном.нагр.ВН}}}{\text{К}_{\text{тт.ВН}}} = \frac{275}{2000} = 0{,}14\ \text{А}$$

$$I_{\text{втор.НН}} = \frac{I_{\text{ном.нагр.НН}}}{\text{К}_{\text{тт.НН}}} = \frac{9164}{10000} = 0{,}92\ \text{А}$$

Минимальный ток срабатывания защиты определяется по формулам (9.2.1), (9.2.2), (9.2.3), где номинальный нагрузочный ток принимается равным номинальному (базисному) току трансформатора, приведенного к высокой стороне:

$$I_{\text{ном.нагр.ВН}} = 275\ \text{А}$$

Двухобмоточный трансформатор с группой соединения Y/Д–11 Стороны ВН и НН имеют схему соединения обмоток «треугольник» и «звезда» соответственно. При условии направления ТТ к объекту выставляем следующие матрицы преобразования:

Матрица преобразования для стороны ВН: GR1 = X;

Матрица преобразования для стороны НН: GR2 = A.

Максимальный ток небаланса в номинальном нагрузочном режиме работы трансформатора:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1\cdot 0{,}1 + 0{,}05 + 0{,}02)\cdot 275 = 46{,}8\ \text{А}$$

Минимальный ток срабатывания ДТЗТ по выражению (9.2.1):

$$I_{\text{дифф.мин}} = 1{,}3\cdot 33 = 60{,}8\ \text{А}$$

Задаваемая в терминале уставка *StrValDif0* чувствительной ступени ДТЗТ по формуле (9.2.4):

$$StrValDif0 = \frac{60{,}8}{275} = 0{,}22\ \text{о. е.}$$

В соответствии с рекомендациями принимаем *StrValDif0* = 0,3 о.е.

Второй участок тормозной характеристики. Коэффициент торможения по формуле (9.2.8):

$$RstRat1 \geq \frac{1{,}3\cdot(2\cdot 1\cdot 0{,}1 + 0{,}05 + 0{,}02)}{2} = 0{,}176\ \text{о. е.}$$

Точка пересечения второго участка тормозной характеристики с осью тормозного тока определяется по выражению (9.2.9):

$$RstVal1 = 2{,}0 - \frac{0{,}3}{0{,}176} = 0{,}295\ \text{о. е.}$$

Коэффициент торможения третьего участка тормозной характеристики *RstRat2* в соответствии с рекомендациями:

$$RstRat2 = RstRat1 = 2\cdot 0{,}176 = 0{,}352\ \text{о. е.}$$

Точка пересечения третьего участка с осью тормозного тока определяется по выражению (9.2.10):

$$RstVal2 = 2\cdot 3\cdot\left(1 - \frac{0{,}176}{0{,}352}\right) + \frac{0{,}176}{0{,}352}\cdot 0{,}295 = 3{,}148\ \text{о. е.}$$

**Расчет дифференциальной отсечки**

Выбор параметра срабатывания *StrValDO* выполняется по двум условиям:

– обеспечение отстройки от режима броска тока намагничивания;

– обеспечение отстройки от небаланса в режиме максимального тока при внешнем КЗ.

В качестве уставки принимается максимальный из токов срабатывания.

Максимальное значение тока БНТ возникает при включении одной фазы трансформатора со стороны ВН.

Согласно руководящим указаниям по РЗА 13Б (см. таблицу П.1.3) выполним расчет параметра $X_{\text{В}*}^{(1)}$ для трансформатора ТДЦ-250000/500-У1:

$$X_{\text{В}*}^{(1)} = 0{,}272 + 0{,}78 \cdot \frac{u_{k\%}}{100} = 0{,}272 + 0{,}78 \cdot \frac{13}{100} = 0{,}373 \text{ о. е.}$$

Произведем расчет параметра $X_{\text{В}}^{(1)}$:

$$X_{\text{В}}^{(1)} = X_{\text{В}*}^{(1)} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0{,}373 \cdot \frac{525^2}{250} = 411 \text{ Ом}$$

Действующее значение тока БНТ при включении одной фазы трансформатора:

$$I_{\text{БНТ}} = \frac{E_{c1}/\sqrt{3}}{X_C + 1{,}1 \cdot \text{X}_{\text{В}}^{(1)}} = \frac{525/\sqrt{3}}{7{,}596 + 1{,}1 \cdot 411} = 0{,}659 \text{ кА}$$

$$\text{X}_{\text{С}} = \frac{U_{\text{С}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.с}max}^{(3)}} = \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 39{,}9} = 7{,}596 \text{ Ом}$$

где $U_{\text{С}}$ – напряжение на шинах 500 кВ;

$I_{\text{кз.с}max}^{(3)}$ – максимальный ток трехфазного КЗ на шинах 500 кВ (режим минимального регулирования -ПБВ), равный 39,9 кА.

Действующее значение броска тока намагничивания, приведенного к номинальному току трансформатора:

$$I_{\text{БНТ}*} = \frac{I_{\text{БНТ}}}{I_{\text{перв.вн}}} = \frac{659}{275} = 2{,}396 \text{ о. е.}$$

Уставка дифференциальной отсечки по условию отстройки от БНТ по выражению (9.2.11):

$$StrValDO = 1{,}3 \cdot 2{,}396 = 3{,}11 \text{ о. е.}$$

Уставка дифференциальной отсечки, по условию отстройки от токов небаланса, при протекании через защиту максимального сквозного тока по формуле (9.2.12):

$$StrValDO = 1{,}5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}05 + 0{,}02) \cdot 8{,}22 = 3{,}33 \text{ о. е.}$$

$$I_{\text{кз.макс}*} = \frac{I_{\text{кз.500}}^{(3)}}{I_{\text{перв.вн}}} = \frac{2260}{275} = 8{,}22 \text{ о. е.}$$

где $I_{\text{кз.500}}^{(3)} = 2260$ А – максимальный ток, протекающий через защиту, при трехфазном КЗ на выводах НН блочного трансформатора в максимальном режиме (режим минимального регулирования -ПБВ), приведенный к стороне ВН.

В качестве уставки выбираем наибольшее получившееся значение *StrValDO* = 3,33 о.е.

**Проверка чувствительности дифференциальной защиты ДТЗТ**

Чувствительность защиты определяется при металлическом КЗ на выводах защищаемого трансформатора. Расчетным режимом является двухфазное короткое замыкание:

1. на выводах НН блочного трансформатора в минимальном режиме (отключен ТГ-1А, режим максимального регулирования +ПБВ). Ток КЗ должен быть приведен к стороне ВН:

$$I_{\text{кз.нн-вн}}^{(2)} = 1870 \text{ А}$$

2. на выводах ВН блочного трансформатора в минимальном режиме (отключен выключатель 500 кВ, режим максимального регулирования +ПБВ). Ток КЗ должен быть приведен к стороне ВН:

$$I^{(2)}_{\text{кз.нн-вн}} = 869\ \text{А}$$

Проверяем чувствительность на выводах НН блочного трансформатора. В соответствии с (9.2.13) дифференциальный ток равен:

$$I_{\text{д}*} = \frac{|1870 + 0 + 0|}{275} = 6{,}8\ \text{о. е.}$$

В соответствии с (9.2.14) тормозной ток равен:

$$I_{\text{т}*} = \frac{|1870| + |0| + |0|}{275} = 6{,}8\ \text{о. е.}$$

Коэффициент чувствительности ДТЗТ по выражению (9.2.15):

$$K_{\text{ч}} = \frac{6{,}8}{(6{,}8 - 0{,}295)\cdot 0{,}176} = 5{,}94 > 2$$

Коэффициент чувствительности ДТЗТ удовлетворяет требованию ПУЭ.

Проверяем чувствительность на выводах ВН блочного трансформатора. В соответствии с (9.2.13) дифференциальный ток равен:

$$I_{\text{д}*} = \frac{|869 + 0 + 0|}{275} = 3{,}16\ \text{о. е.}$$

В соответствии с (9.2.14) тормозной ток равен:

$$I_{\text{т}*} = \frac{|869| + |0| + |0|}{275} = 3{,}16\ \text{о. е.}$$

Коэффициент чувствительности ДТЗТ по выражению (9.2.15):

$$K_{\text{ч}} = \frac{3{,}16}{(3{,}16 - 0{,}295)\cdot 0{,}176} = 6{,}27 > 2$$

Коэффициент чувствительности ДТЗТ удовлетворяет требованию ПУЭ.

Уставки ДЗТ, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.2.1.1

Таблица 9.2.1.1 – Уставки логического узла PDIF

| **Обозначение** | **Наименование** | **Уставка** | **Диапазон** |
|---|---|---|---|
| ANom1 | Номинальный ток стороны ВН, А | 0,14 | 0,100 – 30,000 с шагом 0,001 |
| ANom2 | Номинальный ток стороны НН, А | 0,92 | 0,100 – 30,000 с шагом 0,001 |
| VNom | Номинальное напряжение, В | 57,74 | 0,10 – 200,00 с шагом 0,01 |
| GR1 | Матрица преобразований для ВН | X | A; B; C; X; Y; Z; R; S; T; L; M; N; 0 |
| GR2 | Матрица преобразования для НН | A | A; B; C; X; Y; Z; R; S; T; L; M; N; 0 |
| StrValDO | Ток срабатывания дифференциальной отсечки, о.е. | 3,33 | 0,100 – 30,000 с шагом 0,001 |
| StrValDif0 | Уставка первого участка характеристики срабатывания, о.е. | 0,3 | 0,050 – 2,000 с шагом 0,001 |
| RstVal1 | Точка пересечения второго участка тормозной характеристики с остью ОХ, о.е. | 0,295 | 0,000 – 2,000 с шагом 0,001 |
| RstRat1 | Коэффициент торможения (тангенс угла наклона) второго участка тормозной характеристики, о.е. | 0,176 | 0,100 – 1,200 с шагом 0,001 |
| RstVal2 | Точка пересечения третьего участка тормозной характеристики с остью ОХ, о.е. | 3,148 | 0,000 – 10,000 с шагом 0,001 |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| RstRat2 | Коэффициент торможения (тангенс угла наклона) третьего участка тормозной характеристики, о.е. | 0,352 | 0,200 – 1,200 с шагом 0,001 |
| StrValFTC | Ток срабатывания реле КИТЦ, о.е. | 0,2 | 0,040 – 2,000 с шагом 0,001 |
| FctMod1 | Ввод функции блокировки от КИТЦ | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| OpFTCTmms | Выдержка времени на срабатывание КИТЦ, мс | 10000 | 50 – 27000 с шагом 10 |
| RsFTCTmms | Выдержка времени на возврат КИТЦ, мс | 1000 | 100 – 10000 с шагом 10 |
| FctMod2 | Ввод функции контроля двойных замыканий на землю и режима отключения «два из трех» | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| BlkHa2Mod | Включение функции блокировки по 2-й гармонике | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| Ha2Rat | Допустимое содержание 2-й гармоники в дифференциальном токе, о.е. | 0,15 | 0,08 – 0,80 с шагом 0,01 |
| BlkHa5Mod | Включение функции блокировки по 5-й гармонике | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Ha5Rat | Допустимое содержание 5-й гармоники в дифференциальном токе, о.е. | 0,30 | 0,05 – 0,80 с шагом 0,01 |
| MaxAHa5 | Максимальный дифференциальный ток для торможения по 5-й гармонике, о.е. | 1,50 | 0,50 – 12,00 с шагом 0,01 |
| LoSet | Порог обнаружения пуска объекта (заводская уставка), о.е. | 0,01 | 0,000 – 2,000 с шагом 0,001 |
| SRat | Коэффициент увеличения характеристики при пуске (заводская уставка) | 1 | 1,00 – 2,00 с шагом 0,01 |
| MaxStrTmms | Максимальное время пуска (заводская уставка), мс | 5000 | 0 – 200000 с шагом 1 |
| Ha2Tmms | Длительность перекрестной блокировки по 2-й гармоники (заводская уставка), мс | 60 | 0 – 20000 с шагом 1 |
| Ha5Tmms | Длительность перекрестной блокировки по 5-й гармоники (заводская уставка), мс | 0 | 0 – 20000 с шагом 1 |
| CompMod | Компенсация тока нулевой последовательности | функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| FctMod3 | Функция ввода/вывода фазовой блокировки для дифференциальной отсечки | функция введена | Функция выведена Функция введена |
| FctMod4 | Функция ввода/вывода фазовой блокировки для дифференциального реле | функция введена | Функция выведена Функция введена |
| FctMod5 | Программная накладка ввода подхвата сигнала срабатывания КИТЦ | функция выведена | Функция выведена Функция введена |

### 9.2.2 БНН и контроль исправности цепей напряжения ТН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1

Контроль исправности цепей напряжения (КИН) используется для обнаружения различного вида неисправностей в цепях измерительных трансформаторов напряжения, питающих устройства релейной защиты и автоматики.

Принцип действия функции КИН основан на сравнении значения напряжения нулевой последовательности, вычисленного из фазных напряжений, измеряемых на основных вторичных обмотках трансформаторов напряжения, со значением напряжения нулевой последовательности, измеряемым на дополнительных вторичных обмотках трансформаторов напряжения, которые соединены по схеме «разомкнутый треугольник» или «открытый треугольник».

**Расчет уставок логического узла PVCB**

Логический узел PVCB предназначен для формирования блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне ВН измерительного ТН. При возникновении несимметричной неисправности сигнал блокировки формируется на выходе «AsymFail». При возникновении симметричной неисправности, например, при обрыве трех фаз на стороне ВН, сигнал блокировки формируется на выходе «SymFail».

**Методика расчета уставок несимметричного канала логического узла PVCB**

Значение уставки контроля несимметрии по току UblnA, А, определяется по формуле:

$$\mathrm{Ubln}A = 3 \cdot I_2 = K_{\text{ОТС}} \cdot (2 \cdot f_{\text{Н}} + 3 \cdot K_2) \cdot I_{MAX.\text{НАГР}}$$

где $\mathrm{I}_{\text{пуск.эд}}$ – величина тока обратной последовательности в максимальном нагрузочном режиме, А;

$K_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки, который принимается равным 1,5−2,0;

$f_{\text{Н}}$ - погрешность трансформатора тока, которая принимается равной 0,03;

$K_2$ - расчетное относительное значение первичного тока небаланса обратной последовательности. По умолчанию коэффициент $K2$ принимается равным 0,02. При наличии несимметрии в нагрузочном токе коэффициент $K2$ рассчитывается с учетом максимальной несимметрии.

Для надежной блокировки формирования сигнала БНН по несимметричному каналу логического узла PVCB при несимметричных КЗ на защищаемом участке электрической сети, необходимо оценить чувствительность уставки контроля несимметрии по току UblnA по формуле:

$$\mathrm{K}_{\text{ч}} = \frac{I_{2.\text{КЗ}}}{\mathrm{Ubln}A} \geq 1{,}5$$

где $\mathrm{I}_{\text{пуск.эд}}$ - минимальное значение тока обратной последовательности при несимметричных КЗ на защищаемом участке электрической сети, приведенное ко вторичным величинам, А.

Значение уставки контроля несимметрии по напряжению UblnV, В, определяется по формуле:

$$\mathrm{Ubln}V = 3 \cdot U_2$$

где $\mathrm{I}_{\text{пуск.эд}}$ – значение напряжения обратной последовательности в максимальном нагрузочном режиме. Как правило, значение $U2$ находится в диапазоне от 5 В до 15 В.

При проектировании значение уставки UblnV рекомендуется принять равным 20 В и уточнять во время пуско-наладочных работ.

Для вывода принципа контроля нулевой последовательности необходимо задать значение программной накладки ZroAMod равным «Функция выведена». Для ввода принципа контроля нулевой последовательности необходимо задать значение программной накладки ZroAMod равным «Функция введена».

**Методика расчета уставок симметричного канала логического узла PVCB**

Уставка контроля ограничения максимального тока MaxA, А, рассчитывается по формуле:

$$MaxA = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{MAX.\text{НАГР}}$$

где $\mathrm{I}_{\text{пуск.эд}}$=1,1 – коэффициент отстройки;

$I_{MAX.\text{НАГР}}$ -вторичное значение фазного тока в максимальном нагрузочном режиме, А.

$$I_{MAX.\text{НАГР}} = \frac{1{,}5 \cdot \mathrm{Iраб.max}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1{,}5 \cdot 9164}{10000/1} = 1{,}37\ \text{А}$$

Iраб.max – максимальный рабочий ток присоединения.

Уставка контроля отсутствия напряжения MinV задается равной от 15 % до 35 % от номинального напряжения основной вторичной обмотки измерительного ТН:

$$MaxB = (0{,}15 \div 0{,}30) \cdot U_{\text{ФНОМ}} \approx (8{,}6 \div 20{,}0)\text{В}$$

Уставки MinV и MaxA должны удовлетворять условию:

$$\frac{U_{\text{НОМ}} - MinV}{U_{\text{НОМ}}} \geq K_{\text{ЗАП}} \cdot \frac{MaxA - I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{КЗ}}^{(3)} - I_{\text{НОМ}}}$$

где $I_{\text{пуск.эд}}$=57,7 В – номинальное напряжение основной вторичной обмотки ТН;

$I_{\text{НОМ}}$- номинальный вторичный ток, А;

$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 57500$ А – ток близкого трехфазного КЗ с просадкой напряжения до нуля (КЗ на линейных выводах генератора), приведенное ко вторичным величинам, А;

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{57500}{10000} = 5{,}75$$

$K_{\text{ЗАП}}$- коэффициент запаса, который принимается равным 1,1−1,5.

Чем больше значение $\frac{MaxA - I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{КЗ}}^{(3)} - I_{\text{НОМ}}}$, тем меньшим принимается значение коэффициента запаса. Если данное условие выполняется с большим запасом, то рекомендуется принять уставку MinV равной 20 В.

Уставка контроля наличия тока MinA принимается равной 10 % от номинального тока:

$$MinA = 0{,}1 \cdot I_{\text{НОМ}}$$

Значение выдержки времени на срабатывание логических узлов GAPCONDL2, GAPCONDL3 рекомендуется принять равным 10 мс. Значение длительности импульса логического узла GAPCPLS2 рекомендуется принять равным 10 мс. Значение выдержки времени на возврат логического узла GAPCOFFDL3 рекомендуется принять равным 20 мс. Выдержка времени на срабатывания логического узла PVCB задается уставкой OpDlTmms. Рекомендуется задавать значение уставки, равное 0 мс. Выдержка времени на возврат логического узла PVCB задается при помощи логического узла GAPCOFFDL1. Данная выдержка времени предназначена для согласования времени возврата реле сопротивления дистанционной защиты и возврата сигнала БНН. Рекомендуется принимать значение уставки равным 50 мс. Не рекомендуется выставлять значение уставки менее 25 мс.

**Расчет уставок логического узла PVCB5**

Логический узел PVCB5 предназначен для формирования блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН. Пуск PVCB5 осуществляется при выполнении условия:

$$U_{\text{НБ}} > \text{StrVal}$$

где $I_{\text{пуск.эд}}$ - уставка срабатывания логического узла PVCB5, В;

Небаланс напряжения рассчитывается по формуле:

$$U_{\text{НБ}} = \text{RatA} \cdot \text{UA} + \text{RatB} \cdot \text{UB} + \text{RatC} \cdot \text{UC} - \text{Rat0} \cdot \text{Uнк} - \text{RatD0} \cdot \text{UΔ},$$

где UA, UB, UC – фазные напряжения;

RatA, RatB, RatC, Rat0, RatD0 – коэффициенты настройки, которые задаются в зависимости от схемы соединения дополнительных обмоток ТН.

Uнк – напряжение нулевой последовательности с выводов «НК»;

UΔ – линейное напряжение с испытательных выводов разомкнутого треугольника;

Уставка StrVal, как правило, выбирается из диапазона от 10 до 20 В, причем большее значение выбирается для сетей с изолированной нейтралью, а меньшее для сетей с глухозаземленной нейтралью. Значение уставки коэффициента возврата RsRat рекомендуется принимать равным 0,95. Выдержка времени формирования сигнала срабатывания PVCB5 задается уставкой OpDlTmms. Для формирования блокирующего сигнала БНН за менее чем 20 мс

необходимо значение выдержки времени OpDlTmms задавать равным 5 мс. При отсутствии жестких требований по быстродействию к БНН, значение уставки OpDlTmms рекомендуется задать равным 10 мс.

Формирование общего блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности в цепях напряжения измерительного трансформатора напряжения (ТН) обеспечивается за счет совместного применения сочетания логических узлов PVCB5 и PVCB. Логический узел PVCB5 формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН. Логический узел PVCB формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне ВН измерительного ТН.

**Расчет уставок логических узлов PVCB и PVCB5**

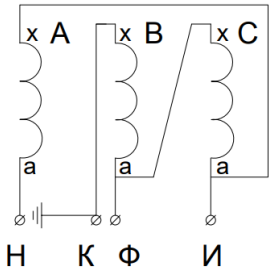



Рис. 9.2.1.2 − Схема соединения дополнительной обмотки рассматриваемого ТН

Применяется вариант при условии наличия пяти напряжений от обмоток ТН:

− трех фазных напряжений основной обмотки Ua, Ub, Uc;

− линейного напряжения UН–К дополнительной обмотки;

− одного дополнительного линейного напряжения дополнительной обмотки UН–И или UФ–К. При необходимости возможно применение других напряжений от разомкнутого треугольника (UИ–К, UИ–Ф и др.).

**Расчет уставок несимметричного канала логического узла PVCB**

Значение уставки контроля несимметрии по току UblnA определяется по формуле:

$$\mathrm{Ubln}A = 1{,}75 \cdot (2 \cdot 0{,}03 + 3 \cdot 0{,}02) \cdot 1{,}37 = 0{,}29$$

Уставка контроля отсутствия напряжения MinV, согласно рекомендациям, принимается равным 10 В.

Чувствительность уставки контроля несимметрии по току UblnA определяется по формуле:

$$\mathrm{K_ч} = \frac{I_{2.\text{кз}}}{0{,}29} \geq 1{,}5$$

где $I_{2\text{кз}}$ – минимальное значение тока обратной последовательности при несимметричных КЗ на защищаемом участке электрической сети, приведенное ко вторичным величинам, А. Защищаемый участок определяется зонами защит, блокируемых при возникновении неисправности в цепях измерительного ТН. Для надежной блокировки БНН при несимметричных КЗ на защищаемом участке электрической сети коэффициент чувствительности $K_ч$ должен быть не менее 1,5. При очень больших значениях коэффициента рекомендуется повысить значение уставки *UblnA*.

Значение уставки контроля несимметрии по напряжению UblnV, согласно рекомендациям, принимается равным 20 В. Согласно рекомендациям, значение программной накладки ZroAMod принимается равным «Функция введена».

**Расчет уставок симметричного канала логического узла PVCB**

Уставка контроля ограничения максимального тока MaxA, А, рассчитывается по формуле:

$$MaxA = 1{,}2 \cdot 1{,}37 = 1{,}64 \text{ А}$$

Уставка контроля отсутствия напряжения MinV, согласно рекомендациям, принимается равным 10 В.

Уставки MinV и MaxA должны удовлетворять условию:

$$\frac{57{,}7-10}{57{,}7} \geq 1{,}2 \cdot \frac{1{,}64-1}{5{,}75-1}$$

0,826 >0,162.

Уставка контроля наличия тока MinA принимается равной 10 % от номинального тока:

$$MinA = 0{,}1 \cdot 1 = 0{,}1 \text{ А}$$

Значение выдержки времени на срабатывание логических узлов GAPCONDL2, GAPCONDL3 согласно рекомендациям, принимается равным 10 мс.

Значение длительности импульса логического узла GAPCPLS2 согласно рекомендациям, принимается равным 10 мс.

Значение выдержки времени на возврат логического узла GAPCOFFDL3 согласно рекомендациям, принимается равным 20 мс. Согласно рекомендациям, значение выдержки времени на срабатывание логического узла PVCB OpDlTmms принимается равным 0 мс.

Выдержка времени на возврат логического узла PVCB задается при помощи логического узла GAPCOFFDL1. Данная выдержка времени предназначена для согласования времени возврата реле сопротивления дистанционной защиты и возврата сигнала БНН. Согласно рекомендациям, значение уставки принимается равным 50 мс.

**Расчет уставок логических узлов PVCB5**

Пуск логического узла PVCB5_PTOV1 осуществляется при выполнении условия:

$$U\text{нб} > StrVal$$

Значения коэффициентов RatA, RatB, RatC, Rat0, RatD0, согласно рекомендациям, к выбранному варианту реализации БНН, принимается равным 2,000; 1,000; 1,000; 0,577; 0,577 соответственно. Согласно рекомендациям, значение уставки StrVal принимается равным 10 В. Согласно рекомендациям, значение уставки RsRat принимается равным 0,95.

С учетом обеспечения требования к быстродействию БНН, согласно рекоменациям, значение выдержки времени OpDlTmms принимается равным 5 мс.

Выдержка времени на возврат задается при помощи логического узла GAPCOFFDL1. Данная выдержка времени предназначена для согласования времени возврата реле сопротивления дистанционной защиты и возврата сигнала БНН. Согласно рекомендациям, значение уставки принимается равным 50 мс.

Рассчитанные уставки БНН приведены в таблицах 9.2.2.1, 9.2.2.2 и 9.2.2.3.

Таблица 9.2.2.1 – Уставки логического узла PVCB_GAPC1

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| UblnA | Уставка контроля несимметрии по току, А | 0,29 | 0,01 – 5,00 с шагом 0,01 |
| UblnV | Уставка контроля несимметрии по напряжению, В | 20 | 10,0 – 100,0 с шагом 0,1 |
| MinA | Уставка контроля наличия тока, А | 0,1 | 0,01 – 1,00 с шагом 0,01 |
| MaxA | Уставка контроля ограничения максимального тока, А | 1,64 | 0,01 – 30,00 с шагом 0,01 |
| MinV | Уставка контроля отсутствия напряжения, В | 10 | 2,0 – 100,0 с шагом 0,1 |
| ZroAMod | Программная накладка для введения/выведения принципа контроля нулевой последовательности | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| OpDlTmms | Выдержка времени на срабатывание БНН, мс | 0 | 0 – 10000 с шагом 1 |

Таблица 9.2.2.2 – Уставки логического узла PVCB5_PTOV1

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| RatA | Коэффициент настройки напряжения фазы А основной вторичной обмотки ТН | 2 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| RatB | Коэффициент настройки напряжения фазы В основной вторичной обмотки ТН | 1 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| RatC | Коэффициент настройки напряжения фазы С основной вторичной обмотки ТН | 1 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| Rat0 | Коэффициент настройки напряжения нулевой последовательности дополнительной вторичной обмотки ТН | 0,577 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| RatD0 | Коэффициент настройки напряжения дополнительной вторичной обмотки ТН | 0,577 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| StrVal | Напряжение срабатывания, В | 10 | 0,00 – 100,00 с шагом 0,01 |
| RsRat | Коэффициент возврата | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| OpDlTmms | Выдержка времени формирования сигнала срабатывания, мс | 5 | 0 – 60000 с шагом 1 |

Таблица 9.2.2.3 – Уставки вспомогательных логических узлов

| Логический узел | Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|---|
| GAPCONDL2 | DlTmms | Выдержка времени на срабатывание, мс | 10 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| GAPCONDL3 | DlTmms | Выдержка времени на срабатывание, мс | 10 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| GAPCOFFDL1 | DlTmms | Выдержка времени на возврат, мс | 50 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| GAPCPLS2 | PlsTmms | Длина импульса, мс | 10 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| GAPCOFFDL3 | DlTmms | Выдержка времени на возврат, мс | 20 | 0 – 1000000 с шагом 1 |

Действие защиты выполняется на сигнал.

### 9.2.3 Максимальная токовая защита трансформатора, PTOC

МТЗ трансформатора Т-91А в нормальном режиме выведена из работы, данная защита вводится автоматические при отключении генератора.

**Методика расчета защиты**

Ток срабатывания защиты, А, выбирается по условию отстройки от номинального тока защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.тр-р}}}{k_{\text{в}}}, \quad (9.2.16)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$I_{\text{ном.тр-р}}$ – номинальный ток блочного трансформатора, А;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, принимается равным 0,95.

Номинальный ток, А, блочного трансформатора:

$$I_{\text{ном.тр-р}} = \frac{S_{\text{ном.тр-р}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (9.2.17)$$

где $S_{\text{ном.тр-р}}$ − номинальная мощность блочного трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{ном}}$ − номинальное напряжение на стороне ВН блочного трансформатора, кВ.

Определение чувствительности МТЗ блочного трансформатора в зоне действия при двухфазном КЗ за трансформатором. Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} \geq 1{,}5\,, \qquad (9.2.18)$$

где $I_{\text{кз}}^{(2)}$ − ток двухфазного КЗ за трансформатором, А;

$I_{\text{сз}}$ − ток срабатывания защиты, А.

Уставка выдержки времени, с, отстраивается от выдержки времени МТЗ смежного участка на ступень селективности Δt = 0,3 с.

$$t_{\text{бл.тр-р}} = t_{\text{тсн}} + \Delta\text{t}\,, \qquad (9.2.19)$$

где $t_{\text{тсн}}$ − выдержка времени МТЗ ТСН, с.

**Расчет уставок МТЗ**

Номинальный ток блочного трансформатора по (9.2.17):

$$I_{\text{ном.тр-р}} = \frac{250000}{\sqrt{3}\cdot 525} = 275\ \text{А}$$

Ток срабатывания защиты по (9.2.16):

$$I_{\text{сз}} = \frac{1{,}2\cdot 275}{0{,}95} = 347{,}3\ \text{А}$$

Принимаем $I_{\text{сз}} = 347$ А.

Вторичный ток срабатывания защиты, уставка *StrVal*:

$$StrVal = \frac{347}{2000} = 0{,}17\ \text{А}$$

Проверяем чувствительность МТЗ по (9.2.18) в минимальном режиме (ТГ-1А отключен, режим максимального регулирования +ПБВ) при двухфазном КЗ на выводах НН трансформатора Т-91А. Ток через защиту, приведенный к стороне ВН $I_{\text{кз.нн-вн}}^{(2)} = 1870$ А.

$$k_{\text{ч}} = \frac{1870}{347} = 5{,}39 \geq 1{,}5$$

Выдержка времени МТЗ блочного трансформатора по (9.2.19):

$$t_{\text{бл.тр-р}} = 0{,}9 + 0{,}3 = 1{,}2\ \text{с}\,,$$

где, $t_{\text{тсн}} = 0{,}9$ с это выдержка времени МТЗ 15 кВ ТСН-61.

Принимаем уставку: параметр *OpTmms* = 0,5 с, т.к. в случае отключения генератора данная защита является единственной резервной защитой от междуфазных КЗ на стороне НН Т-91А.

Уставки МТЗ, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.2.3.1

Таблица 9.2.3.1 – Уставки логического узла РТОС

| **Наименование** | **Обозначение** | **Заводская уставка** | **Уставка** | **Диапазон** |
|---|---|---|---|---|
| Уставка по току срабатывания пускового органа | StrVal | 1,05 | 0,17 | 0,01 – 150,00 с шагом 0,01 |
| Коэффициент возврата пускового органа | RsRat | 0,95 | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| Программная накладка включения функции определения понижения напряжения | VCntMod | 2 | 1 | 1 – выключена<br>2 – ПОН1<br>3 – ПОН2<br>4 – ПОН3 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | | 5 – от внешнего сигнала |
| Программная накладка включения блокировки по 2-й гармонике | Blk2HMod | 1 | 1 | 0 – выключена<br>1 – включена |
| Допустимое содержание в токе 2-й гармоники по отношению к 1-й гармонике | MaxRat2H | 0,120 | 0,120 | 0,010 – 1,000 с шагом 0,001 |
| Коэффициент возврата блокировки по 2-й гармонике | RsRat2H | 0,90 | 0,90 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| Режим направления | DirMod | 0 | 0 | 0 – ненаправленный<br>1 – в прямом направлении<br>2 – в обратном направлении |
| Уставка выдержки времени срабатывания защиты | OpTmms | 200 | 500 | 0 – 500000 с шагом 10 |
| Программная накладка задания типа выдержки времени срабатывания | IdmtMod | 1 | 1 | 1 – независимая<br>2 – зависимая |
| Компенсация тока нулевой | CompMod | 0 | 1 | 0 – функция выведена<br>1 – функция введена |

### 9.2.4 Токовая защита нулевой последовательности трансформатора, GND_PTOC

**Методика расчета уставок**

Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) предназначена для ликвидации замыканий на землю на стороне ВН трансформатора. В качестве входных величин функции используется ток нулевой последовательности от трансформатора тока в нейтрале блочного трансформатора. ТЗНП выполнена двухступенчатой.

Уставку срабатывания первой (грубой) ступени ТЗНП выбирают по условию согласования по чувствительности с первой ступенью защиты от замыканий на землю смежной линии по выражению:

$$I^{I}_{\text{с.з.0}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{ток}} \cdot I^{I}_{\text{с.з.0 пред.}}, \qquad (9.2.20)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки принимается равным 1,1;

$k_{\text{ток}}$ – токораспределения с согласуемой линией в режиме, определяющем наибольшее значение;

$I^{I}_{\text{с.з.0 пред.}}$ – уставка грубой ступени ТЗНП отходящей линии, А.

Первая выдержка времени грубой ступени защиты согласуется с выдержкой времени первой ступени защиты смежной линии, с которой выполняется согласование:

$$t^{I}_{0\text{сз1}} = t^{I}_{\text{с.з.0 пред.}} + \Delta\text{t}, \qquad (9.2.21)$$

где $t^{I}_{\text{с.з.0 пред.}}$ – выдержка времени первой ступени ТЗНП смежной линии, с.;

$\Delta$t – ступень селективности выдержки времени, принимаем равной 0,3 с.

Первая ступень ТЗНП с первой выдержкой времени действует на отключение выключателя 500 кВ блока с пуском УРОВ 500 кВ.

Вторая выдержка времени грубой ступени больше первой на ступень селективности и определяется по выражению:

$$t^{I}_{0\text{сз}2} = t^{I}_{0\text{сз}1} + \Delta\text{t}\,, \qquad (9.2.22)$$

Первая ступень ТЗНП со второй выдержкой времени действует на отключение выключателя 15 кВ ТГ-1А, выключателей 6 кВ ТСН-61 с пуском УРОВ этих выключателей, АГП с развозбуждением, в схему технологических защит.

Уставка по току срабатывания второй (чувствительной) ступени ТЗНП выбирается:

1. По условию согласования по чувствительности с последней, наиболее чувствительной, ступенью защиты от замыканий на землю смежной линии по выражению:

$$I^{II}_{\text{с.з.0}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{ток}} \cdot I^{\text{макс}}_{\text{с.з.0 пред.}}\,, \qquad (9.2.23)$$

где $k_{\text{отс}}$ − коэффициент отстройки принимается равным 1,1;

$k_{\text{ток}}$ − токораспределения с согласуемой линией в режиме, определяющем наибольшее значение;

$I^{I\text{макс}}_{\text{с.з.0 пред.}}$ − уставка наиболее чувствительной ступени ТЗНП отходящей линии, А.

2. По условию отстройки от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при КЗ между тремя фазами на стороне низшего напряжения рассматриваемого трансформатора:

$$I^{II}_{\text{с.з.0}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.0}} \qquad (9.2.24)$$

где $k_{\text{отс}}$ = 1,25 – коэффициент отстройки.

Ток небаланса может быть определен по выражению: $I_{\text{нб.0}} = k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{расч}}$ ,

где $I_{\text{расч}}$ – ток в месте установки защиты при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами;

$k_{\text{нб}}$ – коэффициент небаланса.

Значение коэффициента небаланса $k_{\text{нб}}$ принимается в зависимости от кратности тока $I_{\text{расч}}$ : при кратности не более 2-3 по отношению к первичному току трансформаторов тока равным 0,05; при больших кратностях, но не превосходящих 0,7-0,8 по отношению к предельной кратности первичного тока трансформаторов тока равным 0,05-0,1.

Ток срабатывания принимается равным наибольшему из получившихся двух значений.

Время срабатывания второй ступени ТЗНП выбирается по условию отстройки от наибольшего времени ТНЗНП (последней ступени) защиты смежной линии:

$$t^{II}_{0\text{сз}1} = t^{\text{макс}}_{\text{с.з.0 пред.}} + \Delta\text{t}\,, \qquad (9.2.25)$$

где $t^{\text{макс}}_{\text{с.з.0 пред.}}$ − наибольшее время срабатывания защиты от замыканий на землю смежной линии, с.;

Δt − ступень селективности выдержки времени, принимаем равной 0,3 с.

Вторая ступень ТЗНП с выдержкой времени действует на отключение выключателя 500 кВ блока с пуском УРОВ 500 кВ.

**Расчет уставок ТЗНП**

По причине того, что защиты КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 проектируются по отдельному титулу, расчет уставок ТЗНП будет возможен только после реализации данного проекта.

### 9.2.5 Защита от замыкания на землю на стороне НН трансформатора, PTOV

Защита от замыкания на землю входит в состав МП терминала ТЕКОН339ТВ защиты трансформатора блока и реализуется с помощью логического блока PTOV в свободно программируемой логике.

Защита устанавливается на блоках с выключателем в цепи генератора и предназначается для действия на сигнал при замыканиях на землю со стороны низшего напряжения блочного

трансформатора. На аналоговый вход терминала подается напряжение открытого треугольника 3U0.

Напряжение срабатывания принимается по условию отстройки от максимального напряжения на выводах «открытого треугольника» при металлических ОЗЗ. Наиболее оптимальная уставка равна:

$$U_{\text{с.з.}} = 0{,}15 \cdot U_{\text{ном}} \quad (9.2.26)$$

где , $U_{\text{ном}}$ – номинальное вторичное напряжение трансформатора напряжения, В.

Уставка по напряжению рассчитывается по (9.2.26):

$$U_{\text{с.з.}} = 0{,}15 \cdot 100 = 15 \text{ В}$$

Выдержка времени в терминале задается с помощью параметра *OpDlTmms1*=9с.

Защита действует на сигнал.

Уставки защиты от замыканий на землю на стороне НН трансформатора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.2.5.1.

Таблица 9.2.5.1 – Уставки блока PTOV

| **Наименование** | **Обозначение** | **Уставка** | **Диапазон** |
|---|---|---|---|
| Базовое напряжение, В | BaseVol | 100,0 | 1,00 – 150,00 с шагом 0,01 |
| Напряжение срабатывания первой ступени, о.е. | StrVal1 | 0,15 | 0,01 – 2,00 с шагом 0,01 |
| Напряжение срабатывания второй ступени, о.е. | StrVal2 | 1,15 | 0,01 – 2,00 с шагом 0,01 |
| Ток блокирования ЗМаксН, А | StrAVal | 0,100 | 0,000 – 10,000 с шагом 0,001 |
| Коэффициент возврата ПО по напряжению | RsRat | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| Выдержка времени на ввод ЗМаксН после исчезновения сигнала блокировки по току, мс | DlTmms | 3000 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| Уставка выдержки времени формирования сигнала отключения первой ступени, мс | OpDlTmms1 | 9000 | 0 – 100000 с шагом 1 |
| Уставка выдержки времени формирования сигнала отключения второй ступени, мс | OpDlTmms2 | 100000 | 0 – 100000 с шагом 1 |
| Тип выдержки времени срабатывания второй ступени | TypOpCrv | 0 | 0 – независимая<br>1 – зависимая |

### 9.2.6 Защита от перегрузки трансформатора, PIOC

На трансформаторах мощностью 0,4 МВ·А и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусматривать защиту от токов, обусловленных перегрузкой.

Уставка по току срабатывания ЗП отстраивается от номинального нагрузочного режима и определяется по формуле:

$$StrVal = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot \frac{I_{\text{ном.тр-р}}}{\text{К}_{\text{ТТ}}} \quad (9.2.27)$$

где $k_{\text{отс}}$ = 1,05 – коэффициент отстройки;

$k_{\text{в}}$ = 0,95 – коэффициент возврата;

$\text{К}_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации ТТ на стороне подключения защиты;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы соединения ТТ. Принимается равным 1 при соединении обмотки ТТ в «звезду»; принимается равным √3 при соединении обмотки ТТ «треугольник»;

$I_{ном.тр-р}$ – номинальный ток трансформатора, А.

Выдержка времени принимается большей времени срабатывания всех резервных защит присоединений: ***OpTmms*** = 9 с.

Коэффициент возврата используемых логических узлов PIOC определяется уставкой *RsRat*. При отсутствии соответствующих проектных обоснований рекомендуется значение уставки *RsRat* принимать равным в диапазоне 0,80−0,95.

Для ввода/вывода алгоритма ЗП соответствующей ступени напряжения трансформатора/автотрансформатора из работы в логическом узле PIOC предусмотрена программная накладка *OpMod*.

**Расчет уставок ЗП на стороне ВН трансформатора**

Рассчитаем уставку ЗП на стороне ВН по (9.2.27):

$$StrVal = \frac{1{,}05}{0{,}95} \cdot \frac{275}{2000} = 0{,}15 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени принимается ***OpTmms*** =9с.

Защита от перегрузки действует на сигнал.

Уставки защиты от перегрузки трансформатора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.2.6.1.

Таблица 9.2.6.1 – Уставки блока PIOC

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| ANom | Номинальный ток, А | 1 | 0– 10<br>с шагом 0,01 |
| StrVal | Уставка срабатывания, о.е. | 0,15 | 0,05 – 200<br>с шагом 0,001 |
| RsRat | Коэффициент возврата | 0,95 | 0,5 – 1<br>с шагом 0,01 |
| OpMod | Ввод БТО в работу | Функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |

### 9.2.7 Автоматика пуска охлаждения трансформатора, PTOCOVH

Автоматическое охлаждение вида «ДЦ» должно обеспечивать работу трех групп электродвигателей вентиляторов и электронасосов для системы охлаждения.

Контроль тока осуществляется только для стороны ВН для обеспечения своевременного включения 2 и 3 групп вентиляторов (1 группа включается при включении трансформатора на холостой ход).

Автоматика охлаждения трансформатора в устройстве РЗА серии ТЕКОН 300 реализована на основе логического узла PTOCOVH.

Положение программных накладок принимается: FctMod11, FctMod21, FctMod12, FctMod13, FctMod22, FctMod23 – «функция выведена».

Уставка срабатывания пускового органа первой ступени производится по выражению:

$$StrValS11 = \frac{I^{I}_{охл}}{К_{ТТ} \cdot К_{сх}} \quad (9.2.28)$$

где $К_{ТТ}$ – коэффициент трансформации ТТ на стороне подключения защиты;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы соединения ТТ. Принимается равным 1 при соединении обмотки ТТ в «звезду»; принимается равным √3 при соединении обмотки ТТ «треугольник».

$I^{I}_{охл}$ – первичное значение тока срабатывания первой ступени устройства пуска охлаждения трансформатора, рассчитываемый по выражению:

$$I^{I}_{\text{охл}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном.тр-р}} = 0{,}4 \cdot 275 = 110 \text{ А}$$

Уставка срабатывания пускового органа второй ступени производится по выражению:

$$StrValS21 = \frac{I^{II}_{\text{охл}}}{\text{К}_{\text{ТТ}} \cdot \text{К}_{\text{сх}}} \quad (9.2.29)$$

где $\text{К}_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации ТТ на стороне подключения защиты;

$k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы соединения ТТ. Принимается равным 1 при соединении обмотки ТТ в «звезду»; принимается равным √3 при соединении обмотки ТТ «треугольник».

$I^{II}_{\text{охл}}$ – первичное значение тока срабатывания второй ступени устройства пуска охлаждения трансформатора, рассчитываемый по выражению:

$$I^{II}_{\text{охл}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном.тр-р}} = 0{,}75 \cdot 275 = 206 \text{ А}$$

Выдержка времени на выдачу сигнала пуска автоматики охлаждения (*OpDlTmms1*, *OpDlTmms2*) должна быть задана с учетом отстройки от кратковременных режимов нагрузок, не приводящих к перегрузке силового трансформатора. При отсутствии конкретных указаний рекомендуется задавать в диапазоне 1−2 с.

Значения выдержек времени на возврат сигнала пуска автоматики охлаждения (RsDlTmms1, RsDlTmms2) при отсутствии конкретных указаний рекомендуется принять равными значениям по умолчанию.

**Расчет уставок автоматики пуска охлаждения**

Рассчитаем уставку первой ступени пуска охлаждения трансформатора по току на стороне ВН по (9.2.28):

$$StrValS11 = \frac{110}{2000 \cdot 1} = 0{,}055 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени на формирование синала срабатывания первой ступени автоматики охлаждения: *OpDlTmms1* = 1500 мс.

Рассчитаем уставку второй ступени пуска охлаждения трансформатора по току на стороне ВН по (9.2.29):

$$StrValS11 = \frac{206}{2000 \cdot 1} = 0{,}103 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени на формирование сигнала срабатывания первой ступени автоматики охлаждения: *OpDlTmms2* = 1500 мс.

Уставки автоматики охлаждения трансформатора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.2.7.1

Таблица 9.2.7.1– Уставки блока PTOCOVH

| **Наименование** | **Обозначение** | **Уставка** | **Диапазон** |
|---|---|---|---|
| Ток срабатывания первой ступени стороны ВН, А | StrValS11 | 0,055 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания первой ступени стороны СН, А | StrValS12 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания первой ступени стороны НН1, А | StrValS13 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания первой ступени стороны НН2, А | StrValS14 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания второй ступени стороны ВН, А | StrValS21 | 0,103 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания второй ступени стороны СН, А | StrValS22 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания второй ступени стороны НН1, А | StrValS23 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Ток срабатывания второй ступени стороны НН2, А | StrValS24 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ввод функции контроля тока первой ступени стороны СН | FctMod11 | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Ввод функции контроля тока первой ступени стороны НН1 | FctMod12 | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Ввод функции контроля тока первой ступени стороны НН2 | FctMod13 | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Ввод функции контроля тока второй ступени стороны СН | FctMod21 | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Ввод функции контроля тока второй ступени стороны НН1 | FctMod22 | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Ввод функции контроля тока второй ступени стороны НН2 | FctMod23 | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Выдержка времени на формирование сигнала срабатывания первой ступени автоматики охлаждения Т/АТ, мс | OpDlTmms1 | 1500 | 0 − 27000 с шагом 1 |
| Выдержка времени на формирование сигнала срабатывания второй ступени автоматики охлаждения Т/АТ, мс | OpDlTmms2 | 1500 | 0 − 27000 с шагом 1 |
| Выдержка времени на возврат сигнала срабатывания первой ступени автоматики охлаждения Т/АТ, мс | RsDlTmms1 | 1000 | 0 − 10000 с шагом 1 |
| Выдержка времени на возврат сигнала срабатывания второй ступени автоматики охлаждения Т/АТ, мс | RsDlTmms2 | 1000 | 0 − 10000 с шагом 1 |

### 9.2.8 Контроль отсутствия напряжения на трансформаторе для пуска ПЖТ, GAPCFPS

Алгоритм контроля отсутствия напряжения на трансформаторе предназначен для выявления отключенного состояния трансформатора и последующего формирования УВ, направленного на пуск пожаротушения в случае необходимости указанного действия.

Алгоритм контроля отсутствия напряжения на трансформаторе в устройстве ТЕКОН339ТВ реализован на основе логического узла GAPCFPS.

Уставка *StrValA1* (*StrValA2, StrValA3*) определяет порог срабатывания минимальных органов тока, фиксирующих отсутствие фазных токов со стороны ВН (СН, НН) силового трансформатора.

Рекомендуется задавать значение уставки *StrValA1* (*StrValA2, StrValA3*) равное 10 % от значения номинального тока.

Уставка *StrValV1* (*StrValV2*) определяет порог срабатывания минимальных органов напряжения, фиксирующих снижение фазных напряжений первого (второго) ТН.

Рекомендуется задавать значение уставки *StrValV1* (*StrValV2*) равное 10 % от значения номинального напряжения.

Уставка *StMod* определяет критерий фиксации отсутствия напряжения и отключенного состояния трансформатора («OffSt»).

Наиболее надежные варианты критериев фиксации отсутствия напряжения на Т/АТ — по факту наличия сигнала от алгоритма ФОТ и отсутствия напряжений в двух группах фазных ТН (*StMod* = «2») и по факту наличия сигнала от алгоритма ФОТ и отсутствия напряжений в двух группах фазных ТН и отсутствия токов со всех сторон контролируемого Т/АТ (*StMod* = «5»).

Время выдачи импульса сигнала пуска пожаротушения определяется уставкой *PlsTmms*. Значение уставки определяется требованиями приёмника сигнала пуска системы пожаротушения.

При отсутствии требований рекомендуется значение уставки принять равным значению по умолчанию.

Номинальный ток трансформатора стороны ВН:

$$I_{\text{ном.нагр.ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 525} = 275 \text{ А}$$

Номинальный ток трансформатора стороны НН:

$$I_{\text{ном.нагр.НН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75} = 9164 \text{ А}$$

*StrValA1* = 27,5 А (8.2% от $I_{\text{ном.нагр.ВН}}$) в первичных или 0,013 А во вторичных величинах ($К_{тт}$=2000/1);

Принимаем уставку *StrValA1* = 0,05.

*StrValA2* = *StrValA3* = 916,4 А (8.2% от $I_{\text{ном.нагр.НН}}$) в первичных или 0,229 А во вторичных величинах ($К_{тт}$=4000/1). Берем плечо со стороны ВН ТСН-61 т.к. плечо со стороны линейных выводов генератора ТГ-1А при отключенном выключателе генератора не будет обтекаться током.

Значения уставок *StrValV1* и *StrValV2*, определяющих порог срабатывания минимальных органов напряжения, фиксирующих снижение фазных напряжений ТН определяются по выражению:

$$StrValV1 = StrValV2 = \frac{0{,}1 \cdot U_{\text{ном.НН}}}{К_{ТТ}} = \frac{0{,}1 \cdot 15750}{157{,}5} = 10 \text{ В}$$

Значение уставки *PlsTmms* принято равным значению по умолчанию.

Уставки контроля отсутствия напряжения на трансформаторе, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.2.8.1.

Таблица 9.2.8.1 – Уставки блока GAPCFPS

| **Наименование** | **Обозначение** | **Уставка** | **Диапазон** |
|---|---|---|---|
| Уставка контроля отсутствия тока стороны ВН, А | StrValA1 | 0,05 | 0,050 – 10,000 с шагом 0,001 |
| Уставка контроля отсутствия тока стороны СН, А | StrValA2 | 0,229 | 0,050 – 10,000 с шагом 0,001 |
| Уставка контроля отсутствия тока стороны НН, А | StrValA3 | 0,229 | 0,050 – 10,000 с шагом 0,001 |
| Уставка контроля отсутствия напряжения ТН1, В | StrValV1 | 10 | 10,000 – 60,000 с шагом 0,001 |
| Уставка контроля отсутствия напряжения ТН2, В | StrValV2 | 10 | 10,000 – 60,000 с шагом 0,001 |
| Время выдачи импульса сигнала пуска пожаротушения, мс | PlsTmms | 1000 | 20 – 10000 с шагом 1 |
| Выбор критерия формирования сигнала отключенного состояния трансформатора | StMod | 4 | 1 – ФОТ<br>2 – ФОТиU<br>3 – ФОТиI<br>4 – UI<br>5 – ФОТиUI |

## 9.3 Расчет уставок устройства защиты ТЕКОН 339ТВ рабочего трансформатора собственных нужд 11ВВТ10

### 9.3.1 Дифференциальная защита трансформатора, PDIF

**Расчет уставок защиты**

Первичные токи трансформатора, соответствующие типовой мощности:

$$I_{\text{ном.нагр.ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75} = 916{,}4 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.нагр.НН1}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000/2}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 1146 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.нагр.НН2}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000/2}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 1146 \text{ А}$$

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

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение высокой стороны трансформатора.

Вторичные токи трансформатора, соответствующие типовой мощности:

$$I_{\text{втор.ВН}} = \frac{I_{\text{ном.нагр.ВН}}}{К_{\text{тт.ВН}}} = \frac{916{,}4}{4000} = 0{,}23 \text{ А}$$

$$I_{\text{втор.НН1}} = \frac{I_{\text{ном.нагр.НН1}}}{К_{\text{тт.НН1}}} = \frac{1146}{1500} = 0{,}764 \text{ А}$$

$$I_{\text{втор.НН2}} = \frac{I_{\text{ном.нагр.НН2}}}{К_{\text{тт.НН2}}} = \frac{1146}{1500} = 0{,}764 \text{ А}$$

Минимальный ток срабатывания защиты определяется по формулам (9.2.1), (9.2.2), (9.2.3), где номинальный нагрузочный ток принимается равным номинальному (базисному) току трансформатора, приведенного к высокой стороне:

$$I_{\text{ном.нагр.ВН}} = 916{,}4 \text{ А}$$

Трехобмоточный трансформатор с группой соединения D/D-D-0-0 Стороны ВН, НН1, НН2 имеют схему соединения обмоток «треугольник». При условии направления ТТ к объекту выставляем следующие матрицы преобразования:

Матрица преобразования для стороны ВН: GR1 = A;

Матрица преобразования для стороны НН: GR2 = A.

Матрица преобразования для стороны НН: GR3 = A.

Относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения:

$$\Delta U_{\text{рег}} = \frac{8 \cdot 1{,}5}{100} = 0{,}12 \text{ о. е.}$$

Максимальный ток небаланса в номинальном нагрузочном режиме работы трансформатора:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1{\cdot}0{,}1 + 0{,}12 + 0{,}02){\cdot}916{,}4 = 219{,}9 \text{ А}$$

Минимальный ток срабатывания ДТЗТ по выражению (9.2.1):

$$I_{\text{дифф.мин}} = 1{,}3{\cdot}219{,}9 = 285{,}9 \text{ А}$$

Задаваемая в терминале уставка *StrValDif0* чувствительной ступени ДТЗТ по формуле (9.2.4):

$$StrValDif0 = \frac{285{,}9}{916{,}4} = 0{,}312 \text{ о. е.}$$

Второй участок тормозной характеристики. Коэффициент торможения по формуле (9.2.8):

$$RstRat1 \geq \frac{1{,}3{\cdot}(2{\cdot}1{\cdot}0{,}1 + 0{,}12 + 0{,}02)}{2} = 0{,}22 \text{ о. е.}$$

Точка пересечения второго участка тормозной характеристики с осью тормозного тока определяется по выражению (9.2.9):

$$RstVal1 = 2{,}0 - \frac{0{,}312}{0{,}22} = 0{,}59 \text{ о. е.}$$

Коэффициент торможения третьего участка тормозной характеристики *RstRat2* в соответствии с рекомендациями:

$$RstRat2 = RstRat1 = 2{\cdot}0{,}22 = 0{,}44 \text{ о. е.}$$

Точка пересечения третьего участка с осью тормозного тока определяется по выражению (9.2.10):

$$RstVal2 = 2{\cdot}3{\cdot}\left(1 - \frac{0{,}22}{0{,}44}\right) + \frac{0{,}22}{0{,}44}{\cdot}0{,}59 = 3{,}3 \text{ о. е.}$$

**Расчет дифференциальной отсечки**

Выбор параметра срабатывания *StrValDO* выполняется по двум условиям:

– обеспечение отстройки от режима броска тока намагничивания;

– обеспечение отстройки от небаланса в режиме максимального тока при внешнем КЗ.

В качестве уставки принимается максимальный из токов срабатывания.

Максимальное значение тока БНТ возникает при включении одной фазы трансформатора со стороны ВН.

Согласно руководящим указаниям по РЗА 13Б (см. таблицу П.1.3) выполним расчет параметра $X_{\text{В}*}^{(1)}$ для трансформатора ТРДНС-25000/15-У1:

$$X_{\text{В}*}^{(1)} = 0{,}094 + 0{,}74{\cdot}\frac{u_{k\%}}{100} = 0{,}094 + 0{,}74{\cdot}\frac{10{,}5}{100} = 0{,}171 \text{ о. е.}$$

Произведем расчет параметра $X_{\text{В}}^{(1)}$:

$$X_{\text{В}}^{(1)} = X_{\text{В}*}^{(1)}{\cdot}\frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0{,}171{\cdot}\frac{15{,}75^2}{25} = 1{,}7 \text{ Ом}$$

Действующее значение тока БНТ при включении одной фазы трансформатора:

$$I_{\text{БНТ}} = \frac{E_{c1}/\sqrt{3}}{X_C + 1{,}1 \cdot \text{X}_{\text{В}}^{(1)}} = \frac{15{,}75/\sqrt{3}}{0{,}069 + 1{,}1 \cdot 1{,}7} = 4{,}689 \text{ кА}$$

$$\text{X}_{\text{С}} = \frac{U_{\text{С}}}{\sqrt{3}\ \cdot\ I_{\text{кз.с}.max}^{(3)}} = \frac{15{,}75}{\sqrt{3}\ \cdot 132} = 0{,}069 \text{ Ом}$$

где $U_{\text{С}}$ – напряжение на шинах 15,75 кВ;

$I_{\text{кз.с}.max}^{(3)}$ – максимальный ток трехфазного КЗ на стороне 15,75 кВ, равный 132 кА.

Действующее значение броска тока намагничивания, приведенного к номинальному току трансформатора:

$$I_{\text{БНТ}*} = \frac{I_{\text{БНТ}}}{I_{\text{перв.вн}}} = \frac{4689}{916{,}4} = 5{,}11 \text{ о. е.}$$

Уставка дифференциальной отсечки по условию отстройки от БНТ по выражению (9.2.11):

$$StrValDO = 1{,}3{\cdot}5{,}11 = 6{,}65 \text{ о. е.}$$

Уставка дифференциальной отсечки, по условию отстройки от токов небаланса, при протекании через защиту максимального сквозного тока по формуле (9.2.12):

$$StrValDO = 1{,}5{\cdot}(2{\cdot}1{\cdot}0{,}1 + 0{,}12 + 0{,}02){\cdot}7{,}42 = 3{,}78 \text{ о. е.}$$

$$I_{\text{кз.макс}*} = \frac{I_{\text{кз.15,75}}^{(3)}}{I_{\text{перв.вн}}} = \frac{6800}{916{,}4} = 7{,}42 \text{ о. е.}$$

где $I_{\text{кз.15,75}}^{(3)} = 6800$ А – максимальный ток, протекающий через защиту, при трехфазном КЗ на шинах 6,3 кВ в максимальном режиме (режим минимального регулирования -ПБВ, -РО), приведенный к стороне 15,75 кВ.

В качестве уставки выбираем наибольшее получившееся значение *StrValDO* = 6,65 о.е.

**Проверка чувствительности дифференциальной защиты ДТЗТ**

Чувствительность защиты определяется при металлическом КЗ на выводах НН защищаемого трансформатора. Расчетным режимом является двухфазное короткое замыкание:

$I_{\text{кз.нн}-\text{вн}}^{(2)} = 3510$ А – ток двухфазного КЗ на стороне НН ТСН-61, приведенный к стороне 15,75 кВ (режим максимального регулирования +ПБВ, +РО) (см. рис. 8.3.1.2):

Проверяем чувствительность на выводах НН блочного трансформатора. В соответствии с (9.2.13) дифференциальный ток равен:

$$I_{д*} = \frac{|3510 + 0 + 0|}{916{,}4} = 3{,}83 \text{ о. е.}$$

В соответствии с (9.2.14) тормозной ток равен:

$$I_{т*} = \frac{|3510| + |0| + |0|}{916{,}4} = 3{,}83 \text{ о. е.}$$

Коэффициент чувствительности ДТЗТ по выражению (9.2.15):

$$K_ч = \frac{3{,}83}{(3{,}83 - 0{,}59)\cdot 0{,}22} = 5{,}37 > 2$$

Коэффициент чувствительности ДТЗТ удовлетворяет требованию ПУЭ.

Уставки ДЗТ, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.3.1.1

Таблица 9.3.1.1 – Уставки логического узла PDIF

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| ANom1 | Номинальный ток стороны ВН, А | 0,23 | 0,100 – 30,000 с шагом 0,001 |
| ANom2 | Номинальный ток стороны НН1, А | 0,746 | 0,100 – 30,000 с шагом 0,001 |
| ANom3 | Номинальный ток стороны НН2, А | 0,746 | 0,100 – 30,000 с шагом 0,001 |
| VNom | Номинальное напряжение, В | 57,74 | 0,10 – 200,00 с шагом 0,01 |
| GR1 | Матрица преобразований для ВН | A | A; B; C; X; Y; Z; R; S; T; L; M; N; 0 |
| GR2 | Матрица преобразования для НН1 | A | A; B; C; X; Y; Z; R; S; T; L; M; N; 0 |
| GR3 | Матрица преобразования для НН2 | A | A; B; C; X; Y; Z; R; S; T; L; M; N; 0 |
| StrValDO | Ток срабатывания дифференциальной отсечки, о.е. | 6,65 | 0,100 – 30,000 с шагом 0,001 |
| StrValDif0 | Уставка первого участка характеристики срабатывания, о.е. | 0,312 | 0,050 – 2,000 с шагом 0,001 |
| RstVal1 | Точка пересечения второго участка тормозной характеристики с остью ОХ, о.е. | 0,59 | 0,000 – 2,000 с шагом 0,001 |
| RstRat1 | Коэффициент торможения (тангенс угла наклона) второго участка тормозной характеристики, о.е. | 0,22 | 0,100 – 1,200 с шагом 0,001 |
| RstVal2 | Точка пересечения третьего участка тормозной характеристики с остью ОХ, о.е. | 3,3 | 0,000 – 10,000 с шагом 0,001 |
| RstRat2 | Коэффициент торможения (тангенс угла наклона) третьего участка тормозной характеристики, о.е. | 0,44 | 0,200 – 1,200 с шагом 0,001 |
| StrValFTC | Ток срабатывания реле КИТЦ, о.е. | 0,2 | 0,040 – 2,000 с шагом 0,001 |
| FctMod1 | Ввод функции блокировки от КИТЦ | Функция введена | Функция выведена Функция введена |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| OpFTCTmms | Выдержка времени на срабатывание КИТЦ, мс | 10000 | 50 – 27000 с шагом 10 |
| RsFTCTmms | Выдержка времени на возврат КИТЦ, мс | 10000 | 100 – 10000 с шагом 10 |
| FctMod2 | Ввод функции контроля двойных замыканий на землю и режима отключения «два из трех» | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| BlkHa2Mod | Включение функции блокировки по 2-й гармонике | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| Ha2Rat | Допустимое содержание 2-й гармоники в дифференциальном токе, о.е. | 0,15 | 0,08 – 0,80 с шагом 0,01 |
| BlkHa5Mod | Включение функции блокировки по 5-й гармонике | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Ha5Rat | Допустимое содержание 5-й гармоники в дифференциальном токе, о.е. | 0,30 | 0,05 – 0,80 с шагом 0,01 |
| MaxAHa5 | Максимальный дифференциальный ток для торможения по 5-й гармонике, о.е. | 1,50 | 0,50 – 12,00 с шагом 0,01 |
| LoSet | Порог обнаружения пуска объекта (заводская уставка), о.е. | 0,01 | 0,000 – 2,000 с шагом 0,001 |
| SRat | Коэффициент увеличения характеристики при пуске (заводская уставка) | 1 | 1,00 – 2,00 с шагом 0,01 |
| MaxStrTmms | Максимальное время пуска (заводская уставка), мс | 5000 | 0 – 200000 с шагом 1 |
| Ha2Tmms | Длительность перекрестной блокировки по 2-й гармоники (заводская уставка), мс | 60 | 0 – 20000 с шагом 1 |
| Ha5Tmms | Длительность перекрестной блокировки по 5-й гармоники (заводская уставка), мс | 0 | 0 – 20000 с шагом 1 |
| CompMod | Компенсация тока нулевой последовательности | функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| FctMod3 | Функция ввода/вывода фазовой блокировки для дифференциальной отсечки | функция введена | Функция выведена Функция введена |
| FctMod4 | Функция ввода/вывода фазовой блокировки для дифференциального реле | функция введена | Функция выведена Функция введена |
| FctMod5 | Программная накладка ввода подхвата сигнала срабатывания КИТЦ | функция выведена | Функция выведена Функция введена |

### 9.3.2 БНН и контроль исправности цепей напряжения ТН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1

Контроль исправности цепей напряжения (КИН) используется для обнаружения различного вида неисправностей в цепях измерительных трансформаторов напряжения, питающих устройства релейной защиты и автоматики.

Принцип действия функции КИН основан на сравнении значения напряжения нулевой последовательности, вычисленного из фазных напряжений, измеряемых на основных вторичных обмотках трансформаторов напряжения, со значением напряжения нулевой последовательности, измеряемым на дополнительных вторичных обмотках трансформаторов напряжения, которые соединены по схеме «разомкнутый треугольник» или «открытый треугольник».

**Расчет уставок логического узла PVCB**

Логический узел PVCB предназначен для формирования блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне

ВН измерительного ТН. При возникновении несимметричной неисправности сигнал блокировки формируется на выходе «AsymFail». При возникновении симметричной неисправности, например, при обрыве трех фаз на стороне ВН, сигнал блокировки формируется на выходе «SymFail».

**Методика расчета уставок несимметричного канала логического узла PVCB**

Значение уставки контроля несимметрии по току UblnA, А, определяется по формуле:

$$\mathrm{Ubln}A = 3 \cdot I_2 = K_{\text{ОТС}} \cdot (2 \cdot f_{\text{Н}} + 3 \cdot K_2) \cdot I_{MAX.\text{НАГР}}$$

где $\mathrm{I}_{\text{пуск.эд}}$ – величина тока обратной последовательности в максимальном нагрузочном режиме, А;

$K_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки, который принимается равным 1,5−2,0;

$f_{\text{Н}}$ - погрешность трансформатора тока, которая принимается равной 0,03;

$K_2$ - расчетное относительное значение первичного тока небаланса обратной последовательности. По умолчанию коэффициент $K2$ принимается равным 0,02. При наличии несимметрии в нагрузочном токе коэффициент $K2$ рассчитывается с учетом максимальной несимметрии.

Для надежной блокировки формирования сигнала БНН по несимметричному каналу логического узла PVCB при несимметричных КЗ на защищаемом участке электрической сети, необходимо оценить чувствительность уставки контроля несимметрии по току UblnA по формуле:

$$\text{К}_{\text{ч}} = \frac{I_{2.\text{КЗ}}}{\mathrm{Ubln}A} \geq 1{,}5$$

где $\mathrm{I}_{\text{пуск.эд}}$ - минимальное значение тока обратной последовательности при несимметричных КЗ на защищаемом участке электрической сети, приведенное ко вторичным величинам, А.

Значение уставки контроля несимметрии по напряжению UblnV, В, определяется по формуле:

$$\mathrm{Ubln}V = 3 \cdot U_2$$

где $\mathrm{I}_{\text{пуск.эд}}$ – значение напряжения обратной последовательности в максимальном нагрузочном режиме. Как правило, значение $U2$ находится в диапазоне от 5 В до 15 В.

При проектировании значение уставки UblnV рекомендуется принять равным 20 В и уточнять во время пуско-наладочных работ.

Для вывода принципа контроля нулевой последовательности необходимо задать значение программной накладки ZroAMod равным «Функция выведена». Для ввода принципа контроля нулевой последовательности необходимо задать значение программной накладки ZroAMod равным «Функция введена».

**Методика расчета уставок симметричного канала логического узла PVCB**

Уставка контроля ограничения максимального тока MaxA, А, рассчитывается по формуле:

$$MaxA = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{MAX.\text{НАГР}}$$

где $\mathrm{I}_{\text{пуск.эд}}$=1,1 – коэффициент отстройки;

$I_{MAX.\text{НАГР}}$ -вторичное значение фазного тока в максимальном нагрузочном режиме, А.

$$I_{MAX.\text{НАГР}} = \frac{1{,}5 \cdot \text{Iраб.max}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1{,}5 \cdot \frac{2291}{2}}{1500/1} = 1{,}15\ \text{А}$$

Iраб.max – максимальный рабочий ток присоединения.

Уставка контроля отсутствия напряжения MinV задается равной от 15 % до 35 % от номинального напряжения основной вторичной обмотки измерительного ТН:

$$MaxB = (0{,}15 - 0{,}30) \cdot U_{\text{ФНОМ}} \approx (8{,}6 - 20{,}0)\text{В}$$

Уставки MinV и MaxA должны удовлетворять условию:

$$\frac{U_{\text{НОМ}} - MinV}{U_{\text{НОМ}}} \geq K_{\text{ЗАП}} \cdot \frac{MaxA - I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{КЗ}}^{(3)} - I_{\text{НОМ}}}$$

где $I_{пуск.эд}$=57,7 В – номинальное напряжение основной вторичной обмотки ТН;

$I_{НОМ}$- номинальный вторичный ток, А;

$I_{кз}^{(3)} = 14810$ А – ток близкого трехфазного КЗ с просадкой напряжения до нуля (КЗ на шинах 6,3 кВ), приведенный к вторичным величинам, А;

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{14810}{1500} = 9{,}87$$

$K_{ЗАП}$- коэффициент запаса, который принимается равным 1,1−1,5.

Чем больше значение $\frac{MaxA - I_{НОМ}}{I_{кз}^{(3)} - I_{НОМ}}$, тем меньшим принимается значение коэффициента запаса. Если данное условие выполняется с большим запасом, то рекомендуется принять уставку MinV равной 20 В.

Уставка контроля наличия тока MinA принимается равной 10 % от номинального тока:

$$MinA = 0{,}1 \cdot I_{НОМ}$$

Значение выдержки времени на срабатывание логических узлов GAPCONDL2, GAPCONDL3 рекомендуется принять равным 10 мс. Значение длительности импульса логического узла GAPCPLS2 рекомендуется принять равным 10 мс. Значение выдержки времени на возврат логического узла GAPCOFFDL3 рекомендуется принять равным 20 мс. Выдержка времени на срабатывания логического узла PVCB задается уставкой OpDlTmms. Рекомендуется задавать значение уставки, равное 0 мс. Выдержка времени на возврат логического узла PVCB задается при помощи логического узла GAPCOFFDL1. Данная выдержка времени предназначена для согласования времени возврата реле сопротивления дистанционной защиты и возврата сигнала БНН. Рекомендуется принимать значение уставки равным 50 мс. Не рекомендуется выставлять значение уставки менее 25 мс.

**Расчет уставок логического узла PVCB5**

Логический узел PVCB5 предназначен для формирования блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН. Пуск PVCB5 осуществляется при выполнении условия:

$$U_{НБ} > \mathrm{StrVal}$$

где $I_{пуск.эд}$ - уставка срабатывания логического узла PVCB5, В;

Небаланс напряжения рассчитывается по формуле:

$$U_{НБ} = \mathrm{RatA} \cdot \mathrm{UA} + \mathrm{RatB} \cdot \mathrm{UB} + \mathrm{RatC} \cdot \mathrm{UC} - \mathrm{Rat0} \cdot \mathrm{U_{нк}} - \mathrm{RatD0} \cdot \mathrm{U\Delta},$$

где UA, UB, UC – фазные напряжения;

RatA, RatB, RatC, Rat0, RatD0 – коэффициенты настройки, которые задаются в зависимости от схемы соединения дополнительных обмоток ТН.

Uнк – напряжение нулевой последовательности с выводов «НК»;

UΔ – линейное напряжение с испытательных выводов разомкнутого треугольника;

Уставка StrVal, как правило, выбирается из диапазона от 10 до 20 В, причем большее значение выбирается для сетей с изолированной нейтралью, а меньшее для сетей с глухозаземленной нейтралью. Значение уставки коэффициента возврата RsRat рекомендуется принимать равным 0,95. Выдержка времени формирования сигнала срабатывания PVCB5 задается уставкой OpDlTmms. Для формирования блокирующего сигнала БНН за менее чем 20 мс необходимо значение выдержки времени OpDlTmms задавать равным 5 мс. При отсутствии жестких требований по быстродействию к БНН, значение уставки OpDlTmms рекомендуется задать равным 10 мс.

Формирование общего блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности в цепях напряжения измерительного трансформатора напряжения (ТН) обеспечивается за счет совместного применения сочетания логических узлов PVCB5 и PVCB. Логический узел PVCB5 формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН. Логический узел PVCB формирует блокирующий сигнал БНН при

возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне ВН измерительного ТН.

**Расчет уставок логических узлов PVCB и PVCB5**

Применяется вариант при условии наличия пяти напряжений от обмоток ТН:

− трех фазных напряжений основной обмотки Ua, Ub, Uc;

− линейного напряжения UН–К дополнительной обмотки;

− одного дополнительного линейного напряжения дополнительной обмотки UН–И или UФ–К. При необходимости возможно применение других напряжений от разомкнутого треугольника (UИ–К, UИ–Ф и др.).

**Расчет уставок несимметричного канала логического узла PVCB**

Значение уставки контроля несимметрии по току UblnA определяется по формуле:

$$\mathrm{Ubln}A = 1{,}75 \cdot (2 \cdot 0{,}03 + 3 \cdot 0{,}02) \cdot 1{,}15 = 0{,}24$$

Уставка контроля отсутствия напряжения MinV, согласно рекомендациям, принимается равным 10 В.

Чувствительность уставки контроля несимметрии по току UblnA определяется по формуле:

$$\mathrm{K_ч} = \frac{I_{2.\text{КЗ}}}{0{,}24} \geq 1{,}5$$

где $I_{2\text{кз}}$ – минимальное значение тока обратной последовательности при несимметричных КЗ на защищаемом участке электрической сети, приведенное ко вторичным величинам, А. Защищаемый участок определяется зонами защит, блокируемых при возникновении неисправности в цепях измерительного ТН. Для надежной блокировки БНН при несимметричных КЗ на защищаемом участке электрической сети коэффициент чувствительности $K_\text{ч}$ должен быть не менее 1,5. При очень больших значениях коэффициента рекомендуется повысить значение уставки *UblnA*.

Значение уставки контроля несимметрии по напряжению UblnV, согласно рекомендациям, принимается равным 20 В. Согласно рекомендациям, значение программной накладки ZroAMod принимается равным «Функция введена».

**Расчет уставок симметричного канала логического узла PVCB**

Уставка контроля ограничения максимального тока MaxA, А, рассчитывается по формуле:

$$MaxA = 1{,}2 \cdot 1{,}15 = 1{,}38 \text{ А}$$

Уставки MinV и MaxA должны удовлетворять условию:

$$\frac{57{,}7 - 20}{57{,}7} \geq 1{,}2 \cdot \frac{1{,}38 - 1}{9{,}87 - 1}$$

0,653 >0,05.

Если данное условие выполняется с большим запасом, то рекомендуется принять уставку *MinV* равной 20 В.

Принимается *MinV* = 20 В.

Уставка контроля наличия тока MinA принимается равной 10 % от номинального тока:

$$MinA = 0{,}1 \cdot 1 = 0{,}1 \text{ А}$$

Значение выдержки времени на срабатывание логических узлов GAPCONDL2, GAPCONDL3 согласно рекомендациям, принимается равным 10 мс.

Значение длительности импульса логического узла GAPCPLS2 согласно рекомендациям, принимается равным 10 мс.

Значение выдержки времени на возврат логического узла GAPCOFFDL3 согласно рекомендациям, принимается равным 20 мс. Согласно рекомендациям, значение выдержки времени на срабатывание логического узла PVCB OpDlTmms принимается равным 0 мс.

Выдержка времени на возврат логического узла PVCB задается при помощи логического узла GAPCOFFDL1. Данная выдержка времени предназначена для согласования времени возврата реле сопротивления дистанционной защиты и возврата сигнала БНН. Согласно рекомендациям, значение уставки принимается равным 50 мс.

**Расчет уставок логических узлов PVCB5**

Пуск логического узла PVCB5_PTOV1 осуществляется при выполнении условия:

$$U\text{нб} > StrVal$$

Значения коэффициентов RatA, RatB, RatC, Rat0, RatD0, согласно рекомендациям, к выбранному варианту реализации БНН, принимается равным 2,000; 1,000; 1,000; 0,577; 0,577 соответственно. Согласно рекомендациям, значение уставки StrVal принимается равным 10 В. Согласно рекомендациям, значение уставки RsRat принимается равным 0,95.

С учетом обеспечения требования к быстродействию БНН, согласно рекоменациям, значение выдержки времени OpDlTmms принимается равным 5 мс.

Выдержка времени на возврат задается при помощи логического узла GAPCOFFDL1. Данная выдержка времени предназначена для согласования времени возврата реле сопротивления дистанционной защиты и возврата сигнала БНН. Согласно рекомендациям, значение уставки принимается равным 50 мс.

Рассчитанные уставки БНН приведены в таблицах 9.3.2.1, 9.3.2.2 и 9.3.2.3.

Таблица 9.3.2.1 – Уставки логического узла PVCB_GAPC1

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| UblnA | Уставка контроля несимметрии по току, А | 0,24 | 0,01 – 5,00 с шагом 0,01 |
| UblnV | Уставка контроля несимметрии по напряжению, В | 20 | 10,0 – 100,0 с шагом 0,1 |
| MinA | Уставка контроля наличия тока, А | 0,1 | 0,01 – 1,00 с шагом 0,01 |
| MaxA | Уставка контроля ограничения максимального тока, А | 1,15 | 0,01 – 30,00 с шагом 0,01 |
| MinV | Уставка контроля отсутствия напряжения, В | 20 | 2,0 – 100,0 с шагом 0,1 |
| ZroAMod | Программная накладка для введения/выведения принципа контроля нулевой последовательности | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| OpDlTmms | Выдержка времени на срабатывание БНН, мс | 0 | 0 – 10000 с шагом 1 |

Таблица 9.3.2.2 – Уставки логического узла PVCB5_PTOV1

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| RatA | Коэффициент настройки напряжения фазы А основной вторичной обмотки ТН | 2 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| RatB | Коэффициент настройки напряжения фазы В основной вторичной обмотки ТН | 1 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| RatC | Коэффициент настройки напряжения фазы С основной вторичной обмотки ТН | 1 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| Rat0 | Коэффициент настройки напряжения нулевой последовательности дополнительной вторичной обмотки ТН | 0,577 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| RatD0 | Коэффициент настройки напряжения дополнительной вторичной обмотки ТН | 0,577 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| StrVal | Напряжение срабатывания, В | 10 | 0,00 – 100,00 с шагом 0,01 |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| RsRat | Коэффициент возврата | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| OpDlTmms | Выдержка времени формирования сигнала срабатывания, мс | 5 | 0 – 60000 с шагом 1 |

Таблица 9.3.2.3 – Уставки вспомогательных логических узлов

| Логический узел | Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|---|
| GAPCONDL2 | DlTmms | Выдержка времени на срабатывание, мс | 10 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| GAPCONDL3 | DlTmms | Выдержка времени на срабатывание, мс | 10 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| GAPCOFFDL1 | DlTmms | Выдержка времени на возврат, мс | 50 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| GAPCPLS2 | PlsTmms | Длина импульса, мс | 10 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| GAPCOFFDL3 | DlTmms | Выдержка времени на возврат, мс | 20 | 0 – 1000000 с шагом 1 |

Действие защиты выполняется на сигнал.

### 9.3.3 Максимальная токовая защита с пуском по напряжению, РТОС

**Методика расчета**

Первичный ток срабатывания МТЗ определяется по следующему условию:

− отстройка от токов максимального нагрузочного режима в соответствии с соотношением:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{з}} \cdot k_{\text{сз}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \quad (9.3.1)$$

где $k_{\text{з}}$ − коэффициент запаса, равный 1,1;

$k_{\text{в}}$− коэффициент возврата, равный 0,95;

$k_{\text{сз}}$− коэффициент самозапуска двигателей, равный 1;

$К_{\text{н}}$ − максимальный рабочий ток присоединения (соответствует максимальному рабочему току обмотки 15,75 кВ трансформатора ТСН-61);

− согласование с МТЗ стороны НН трансформатора:

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{ток}} \cdot I_{\text{сз.пред}} \quad (9.3.2)$$

где $k_{\text{отс}}$ − коэффициент отстройки, равный 1,1;

$k_{\text{в}}$− коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе. Принят равным 1 ввиду отсутствия подпитки КЗ со стороны неповрежденной секции 6,3 кВ;

$К_{\text{н}}$= 724 А − первичный ток срабатывания МТЗ предыдущего элемента, с которой производится согласование, А.

Из рассчитанных значений выбирается максимальное и принимается за ток срабатывания.

В логическом узле РТОС ток срабатывания задается уставкой StrVal и составляет:

$$StrVal = \frac{I_{\text{сз}}}{K_{\text{тт}}} \quad (9.3.3)$$

Чувствительность токового органа определяется при двухфазном металлическом коротком замыкании на секции 6,3 кВ. Коэффициент чувствительности при работе защиты в качестве основной должен быть не менее 1,5; при резервировании защит смежных элементов – не менее 1,2 в минимальном режиме работы:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з.}} \quad (9.3.4)$$

Напряжение срабатывания минимального реле напряжения ПОН выбирается с учетом возврата реле минимального напряжения после отключения внешнего КЗ в соответствии с приведенным ниже соотношением:

$$StrV = \frac{U_{мин}}{k_{отс} \cdot k_{в} \cdot K_{тн} \cdot k_{сх} \cdot \mathrm{VNo}m} \quad (9.3.5)$$

где $I_{пуск.эд}$ – минимальное остаточное напряжение в месте измерения (предельное значение не может превышать 0,8÷0,9 от номинальной величины);

$k_{в}$ – коэффициент возврата реле минимального напряжения (определяется уставкой RsRatV);

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,1;

$K_{тн}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы, определяющий подключаемое к устройству вид напряжения (√3 – при подключении фазных напряжений);

$\mathrm{VNo}m$ - уставка номинального напряжения VNom зависит от выбора подводимых к защите напряжений, принимаем 57,74 В – для фазных напряжений.

Значение уставки StrV при отсутствии достоверных данных о минимальном остаточном напряжении в месте измерения принимать равным не выше 0,7.

Напряжение срабатывания реле напряжения обратной последовательности ПОН выбирается по условию отстройки от небаланса фильтра обратной последовательности по выражению:

$$StrVNg = k_{нб} \cdot \frac{U_{НОМ}}{K_{тн} \cdot k_{сх} \cdot \mathrm{VNo}m} \quad (9.3.6)$$

где $I_{пуск.эд}$ – номинальное первичное линейное напряжение в месте установки защиты, В;

$k_{нб}$ – коэффициент небаланса фильтра напряжения обратной последовательности, рекомендуемое значение составляет 0,06 о.е.

Чувствительность определяется по формуле:

$$K_{ч} = \frac{StrV}{\frac{U_{КМАХ}}{K_{тн}}} > 1{,}2 \quad (9.3.7)$$

где $I_{пуск.эд}$ – максимальное остаточное напряжение при КЗ, в конце резервируемого участка сети в минимальном режиме.

Уставка выдержки времени отстраивается от выдержки времени МТЗ, от которой произведена отстройка, на ступень селективности Δt = 0,5 с.

$$t_{с.з.} = t_{с.з.см} + \Delta t\,, \quad (9.3.8)$$

где $t_{с.з.см}$ – выдержка времени МТЗ на вводах 6,3 кВ, с.

**Расчет уставок МТЗ с пуском по напряжению**

Расчет уставки токового органа:

Расчет максимального рабочего тока присоединения:

$$I_{раб.max} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75} = 916{,}4 \text{ А}$$

Принимаем $I_{раб.max} = 916$ А.

По условию (9.3.1) рассчитываем ток срабатывания:

$$I_{СЗ} \geq \frac{1{,}2}{0{,}95} \cdot 916 = 1157 \text{ А}$$

По условию (9.3.2) рассчитываем ток срабатывания:

$$I_{\text{сз}} \geq 1{,}1 \cdot 1 \cdot 724 \cdot \frac{15{,}75}{6{,}3} = 318 \text{ А}$$

Принимается $I_{\text{СЗ}} = 1157$ А.

По выражению (9.3.3) определяется величина вторичного тока срабатывания, задаваемая в терминал:

$$StrVal = I_{\text{ср}} = \frac{1157}{4000/1} = 0{,}29 \text{ А}$$

По выражению (9.3.4) определяется чувствительность:

− в зоне основного действия защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3510}{1157} = 3 > 1{,}5$$

$I^{(2)}_{\text{кз.нн-вн}} = 3510$ А – ток двухфазного КЗ на стороне НН ТСН-61, приведенный к стороне 15,75 кВ (режим максимального регулирования +ПБВ, +РО).

По выражению (9.3.5) рассчитываем напряжение срабатывания органа минимального напряжения:

$$StrV = \frac{0{,}7 \cdot 6300}{1{,}2 \cdot \frac{6300}{100} \cdot \sqrt{3} \cdot 57{,}74} = 0{,}583 \text{ о. е.}$$

По выражению (9.3.6) напряжение срабатывания реле напряжения обратной последовательности ПОН определяется:

$$StrVNg = 0{,}06 \cdot \frac{6300}{\frac{6300}{100} \cdot \sqrt{3} \cdot 57{,}74} = 0{,}06 \text{ о. е.}$$

По выражению (9.3.7) определяется чувствительность:

$$K_{\text{ч}} = \frac{58{,}3}{\frac{715}{6300/100}} = 5{,}14 > 1{,}2$$

По выражению (9.3.7) определяется уставка по времени защиты МТЗ/U:

$$t_{\text{сз}} = 0{,}4 + 0{,}5 = 0{,}9 \text{ с}$$

Уставки МТЗ с пуском по напряжению, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.3.3.1.

Таблица 9.3.3.1 – Уставки логического узла РТОС

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| StrVal | Уставка по току срабатывания пускового органа, А | 0,29 | 0,01 – 150,00 с шагом 0,01 |
| RsRat | Коэффициент возврата пускового органа | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| FctMod1 | Программная накладка блокировки/деблокировки МТЗ от РНМ и ПОН при неисправности в цепях напряжения (функция выведена – деблокировка, функция введена – блокировка) | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| FctMod2 | Программная накладка выбора | Функция выведена | Функция выведена |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| | фазных/междуфазных напряжений, подключаемых к МТЗ (функция выведена – фазные, функция введена – междуфазные) | | Функция введена |
| VCntMod | Программная накладка включения функции определения понижения напряжения | 2 | 1 – выключена<br>2 – ПОН1<br>3 –ПОН2<br>4 –ПОН3<br>5 – от внешнего сигнала |
| VNom | Номинальное напряжение, В | 57,74 | 0,00 – 200,00 с шагом 0,01 |
| StrV | Уставка по напряжению срабатывания пускового органа, о.е. | 0,583 | 0,000 – 2,000 с шагом 0,001 |
| RsRatV | Коэффициент возврата реле минимального напряжения | 1,15 | 1,00 – 2,00 с шагом 0,01 |
| StrVNg | Уставка по напряжению срабатывания обратной последовательности пускового органа, о.е | 0,06 | 0,000 – 2,000 с шагом 0,001 |
| RsRatVNg | Коэффициент возврата реле напряжения обратной последовательности | 0,85 | 0,10 – 1,00 с шагом 0,01 |
| OpTmms1 | Уставка выдержки времени срабатывания, мс | 900 | 0 – 500000 с шагом 10 |

### 9.3.4 Токовый контроль дуговой защиты, PARCV

**Методика расчета**

Для защиты ввода от дуговых замыканий в устройстве серии ТЕКОН 300 реализован алгоритм логики дуговой защиты (ЗДЗ) на основе логического узла PARCV.

Для обеспечения максимального быстродействия отключения дуговых замыканий, уставку токового контроля дуговой защиты определим по следующему соотношению:

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{\text{К}_{\text{Н}} \cdot K_C}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{раб.}max}$$

где: $\text{К}_{\text{Н}}$ = 1,1 – коэффициент надежности несрабатывания защиты;

$K_C$ = 0,95 – коэффициент возврата;

$K_{\text{В}}$ = 1,5 – коэффициент отстройки;

$I_{\text{раб.}max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, соответствующий типовой мощности.

Токовый контроль выполняется без выдержки времени.

**Расчет уставки**

Величина вторичного тока срабатывания, задаваемая в терминал:

$$I_{СЗ} = \frac{1{,}2 \cdot 1{,}05}{0{,}95} \cdot 916{,}4 = 1215 \text{ А}$$

$$\text{StrVal} = \frac{1215}{4000/1} = 0{,}3 \text{ А}$$

Уставки токового контроля ЗДЗ, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.3.4.1.

Таблица 9.3.4.1 – Уставки логического узла PARCV

| **Обозначение** | **Наименование** | **Уставка** | **Диапазон** |
|---|---|---|---|
| FctMod | Программная накладка ввода функции учета сигналов от двух датчиков (функция выведена – по срабатыванию одного из датчиков, функция введена – по срабатыванию обоих датчиков) | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |
| StrVal | Уставка срабатывания защиты, А | 0,3 | 0,00 – 200,00 с шагом 0,01 |
| RsRat | Коэффициент возврата токового реле, о.е | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| OpDlTmms1 | Выдержка времени формирования сигнала отключения выключателя ввода и СВ, мс | 0 | 0 – 20000 с шагом 1 |
| OpDlTmms2 | Выдержка времени формирования сигнала отключения выключателя трансформатора, мс | 0 | 0 – 20000 с шагом 1 |

### 9.3.5 Защита от замыканий на землю на стороне НН трансформатора, PTOV

Уставка по напряжению рассчитывается по (9.2.26):

$$U_{с.з.} = 0{,}15 \cdot 100 = 15 \text{ В}$$

Выдержка времени в терминале задается с помощью параметра *OpDlTmms1*=9с.

Защита действует на сигнал.

Уставки защиты от замыкания на землю на стороне НН, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.3.5.1.

Таблица 9.3.5.1 – Уставки логического узла PTOV

| **Наименование** | **Обозначение** | **Уставка** | **Диапазон** |
|---|---|---|---|
| Базовое напряжение, В | BaseVol | 100,0 | 1,00 – 150,00 с шагом 0,01 |
| Напряжение срабатывания первой ступени, о.е. | StrVal1 | 0,15 | 0,01 – 2,00 с шагом 0,01 |
| Напряжение срабатывания второй ступени, о.е. | StrVal2 | 1,15 | 0,01 – 2,00 с шагом 0,01 |
| Ток блокирования ЗМаксН, А | StrAVal | 0,100 | 0,000 – 10,000 с шагом 0,001 |
| Коэффициент возврата ПО по напряжению | RsRat | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| Выдержка времени на ввод ЗМаксН после исчезновения сигнала блокировки по току, мс | DlTmms | 3000 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| Уставка выдержки времени формирования сигнала отключения первой ступени, мс | OpDlTmms1 | 9000 | 0 – 100000 с шагом 1 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Уставка выдержки времени формирования сигнала отключения второй ступени, мс | OpDlTmms2 | 100000 | 0 – 100000<br>с шагом 1 |
| Тип выдержки времени срабатывания второй ступени | TypOpCrv | 0 | 0 – независимая<br>1 – зависимая |

### 9.3.6 Защита от перегрузки, PIOC

**Расчет уставок ЗП на стороне НН трансформатора**

Рассчитаем уставку ЗП на стороне НН по (9.2.27):

$$StrVal = \frac{1{,}05}{0{,}95} \cdot \frac{1146}{1500} = 0{,}84 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени принимается ***OpTmms*** = 9с.

Защита от перегрузки действует на сигнал.

Уставки защиты от перегрузки трансформатора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.3.6.1.

Таблица 9.3.6.1 – Уставки блока PIOC

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| ANom | Номинальный ток, А | 1 | 0– 10<br>с шагом 0,01 |
| StrVal | Уставка срабатывания, о.е. | 0,84 | 0,05 – 200<br>с шагом 0,001 |
| RsRat | Коэффициент возврата | 0,95 | 0,5 – 1<br>с шагом 0,01 |
| OpMod | Ввод БТО в работу | Функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |

### 9.3.7 Автоматика пуска охлаждения трансформатора, PTOCOVH

Автоматическое охлаждение вида «Д» должно обеспечивать включение ЭД вентиляторов при достижении температуры верхних слоев масла $55^0$С или при достижении тока, равного 1,05 номинального, независимо от температуры верхних слоев масла.

Отключение ЭД вентиляторов при снижении температуры верхних слоев масла до $50^0$С, если при этом ток нагрузки менее 1,05 номинального.

Контроль тока осуществляется для сторон НН1 и НН2. Используется только 1 ступень охлаждения.

Автоматика охлаждения трансформатора в устройстве РЗА серии ТЕКОН 300 реализована на основе логического узла PTOCOVH.

Положение программных накладок принимается: FctMod12, FctMod13 – «функция введена», FctMod11, FctMod21, FctMod22, FctMod23 – «функция выведена».

Уставка срабатывания пускового органа первой ступени производится по выражению (9.2.28).

$I^I_{\text{охл}}$ – первичное значение тока срабатывания первой ступени устройства пуска охлаждения трансформатора, рассчитывается по выражению:

$$I^I_{\text{охл}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном.тр-р}} = 1{,}05 \cdot 1146 = 1203{,}3 \text{ А}$$

Выдержка времени на выдачу сигнала пуска автоматики охлаждения (*OpDlTmms1*, *OpDlTmms2*) должна быть задана с учетом отстройки от кратковременных режимов нагрузок, не приводящих к перегрузке силового трансформатора. При отсутствии конкретных указаний рекомендуется задавать в диапазоне 1−2 с.

Значения выдержек времени на возврат сигнала пуска автоматики охлаждения (RsDlTmms1, RsDlTmms2) при отсутствии конкретных указаний рекомендуется принять равными значениям по умолчанию.

**Расчет уставок автоматики пуска охлаждения**

Рассчитаем уставку первой ступени пуска охлаждения трансформатора по току на стороне ВН по (9.2.28):

$$StrValS11 = \frac{1203{,}3}{1500 \cdot 1} = 0{,}8 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени на формирование сигнала срабатывания первой ступени автоматики охлаждения: *OpDlTmms1* = 1500 мс.

Уставки автоматики охлаждения трансформатора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.3.7.1.

Таблица 9.3.7.1 – Уставки логического узла PTOCOVH

| **Наименование** | **Обозначение** | **Уставка** | **Диапазон** |
|---|---|---|---|
| Ток срабатывания первой ступени стороны ВН, А | StrValS11 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания первой ступени стороны СН, А | StrValS12 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания первой ступени стороны НН1, А | StrValS13 | 0,8 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания первой ступени стороны НН2, А | StrValS14 | 0,8 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания второй ступени стороны ВН, А | StrValS21 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания второй ступени стороны СН, А | StrValS22 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания второй ступени стороны НН1, А | StrValS23 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания второй ступени стороны НН2, А | StrValS24 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ввод функции контроля тока первой ступени стороны СН | FctMod11 | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Ввод функции контроля тока первой ступени стороны НН1 | FctMod12 | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| Ввод функции контроля тока первой ступени стороны НН2 | FctMod13 | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| Ввод функции контроля тока второй ступени стороны СН | FctMod21 | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Ввод функции контроля тока второй ступени стороны НН1 | FctMod22 | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Ввод функции контроля тока второй ступени стороны НН2 | FctMod23 | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Выдержка времени на формирование сигнала срабатывания первой ступени автоматики охлаждения Т/АТ, мс | OpDlTmms1 | 1500 | 0 − 27000 с шагом 1 |
| Выдержка времени на формирование сигнала срабатывания второй ступени автоматики охлаждения Т/АТ, мс | OpDlTmms2 | 1500 | 0 − 27000 с шагом 1 |
| Выдержка времени на возврат сигнала срабатывания первой ступени автоматики охлаждения Т/АТ, мс | RsDlTmms1 | 1000 | 0 − 10000 с шагом 1 |
| Выдержка времени на возврат сигнала срабатывания второй ступени автоматики охлаждения Т/АТ, мс | RsDlTmms2 | 1000 | 0 − 10000 с шагом 1 |

### 9.4 Расчет уставок и параметров АРКТ рабочего трансформатора собственных нужд 11BBT10, ATCCTR

Автоматический регулятор коэффициента трансформации (АРКТ) в устройстве серии ТЕКОН 300 реализован на основе логического узла ATCCTR.

Логический узел АРКТ (ATCCTR) работает совместно с логическими узлами определения текущего положения отпайки РПН по данным от миллиамперного датчика (логический узел SLTCC) или по данным от дискретных сигналов (логический узел SLTDC).

**Методика расчета уставок автоматического регулятора коэффициента трансформации**

Уставка ***BndCtr*** задает значение напряжения поддержания без учета компенсации в контрольной точке, относительно которой происходит пересчет требуемого напряжения в месте измерения. Уставку необходимо задать исходя из требования режима работы точки, в которой требуется поддержания заданного значения напряжения.

Значение уставки рекомендуется определять по регулировочной характеристике по следующим принципам. Напряжение, поддерживаемое регулятором должно находиться в зоне желаемых напряжений для потребителей. Указанное напряжение включает в себя уровень номинального напряжения (Uном), потери напряжения в сети ($\delta U$) и допустимое для потребителя отклонение напряжения ($\Delta U$):

$$U = \mathrm{U0} \pm \delta\mathrm{U} + \Delta\mathrm{U} \tag{9.4.1}$$

Значение уставки ***BndCtr*** связано с расчётным значением напряжения поддержание выражением:

$$BndCtr = \frac{\mathrm{U_{под}}}{\sqrt{3} \cdot K_{\mathrm{ТН}}} \tag{9.4.2}$$

где $K$тн − коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения.

Ширина зоны нечувствительности по напряжению, определяемая уставкой ***BndWid***, определяет величину отклонения напряжения от уставки, при которой регулятор не выдает команду на регулирование напряжения. Минимальная ширина зоны определяется необходимостью устранить возможность колебательного режима при регулировании напряжения. После изменения положения РПН на одну ступень регулятор не должен выдать команду на регулирование напряжения в обратную сторону. Поэтому после регулирования РПН на одну ступень напряжение должно попасть в зону нечувствительности регулятора.

Нечувствительность АРКТ определяется как разность между средним напряжением диапазона желаемых напряжений и её крайним значением.

Наибольшая нечувствительность, которая может быть допущена, равна:

$$\Delta\mathrm{U_{неч}} = \mathrm{U_{макс}} - \mathrm{U_{ж.ср}} \tag{9.4.3}$$

где $U$макс – максимально допустимое напряжение в минимальном режиме работы нагрузки, В;

$U$ж,ср – среднее значение из допустимого диапазона напряжения, В.

Значение уставки ***BndWid*** связанно с расчётным значением зоны нечувствительности выражением:

$$BndWid = \frac{\mathrm{U_{неч}}}{\sqrt{3} \cdot K_{\mathrm{ТН}}} \tag{9.4.4}$$

где $K$тн − коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения.

Ширина зоны нечувствительности должна быть больше значения ступени регулирования трансформатора с РПН.

Уставка ***LimVHi*** определяет максимально допустимое напряжение, выше которого происходит формирование информационного сигнала.

Значение уставки ***LimVHi*** должно быть рассчитано для максимального рабочего тока трансформатора в режимах систематических и аварийных перегрузок.

Уставка ***LimVLo*** определяет минимально допустимое напряжение, ниже которого происходит блокировка работы РПН.

Значение уставки может быть принято равным ***LimVLo*** = 0,7·57,7 В по условию обеспечения срабатывания блокирующего органа при повреждениях вторичных цепей ТН. Отстройка значения уставки от режимов КЗ и самозапуска электродвигателей не требуется, вследствие больших задержек срабатывания функций АРКТ.

Уставка ***LimLodA*** определяет уровень тока перегрузки, при котором происходит блокировка работы РПН.

Уставка по значению тока перегрузки выбирается как предельно допустимый ток для трансформатора с коэффициентом запаса:

$$LimLodA = \frac{I_{\text{тр}.max} \cdot k_{\text{з}}}{K_{\text{ТТ}}} \tag{9.4.5}$$

где $I_{\text{тр}max}$ – предельно допустимый ток для трансформатора, Может быть определен как 1,5*Iном, А;

$k_{\text{з}}$ – коэффициент запаса, принимается меньше 1;

$K_{\text{ТТ}}$ – значение коэффициента трансформации вводного ТТ.

Уставка ***FctMod4*** обеспечивает ввод/вывод блокировки работы РПН при фиксации напряжения обратной последовательности. Уставка ***FctMod4*** = «1» при введенном контроле и ***FctMod4*** = «0» при выведенном контроле уровня напряжения обратной последовательности.

Уставка ***FctMod5*** обеспечивает ввод/вывод блокировки работы РПН при фиксации утроенного напряжения нулевой последовательности. Уставка ***FctMod5*** = «1» при введенном контроле и ***FctMod5*** = «0» при выведенном контроле уровня утроенного напряжения нулевой последовательности.

Уставки ***LimNgV*** и ***LimZro3V*** определяют уровни напряжения обратной последовательности и утроенного напряжения нулевой последовательности, при которых происходит блокировка работы РПН.

Значения уставок ***LimNgV*** и ***LimZro3V*** рекомендуется выбирать по условию отстройки от напряжений небаланса обратной и нулевой последовательности. При этом расчет необходимо выполнять с учетом коэффициента трансформации ТН и напряжения, заводимого в рассматриваемый логический узел (фазное/междуфазное). При заведении фазных напряжений полученное значение необходимо разделить на √3.

Уставки ***TapmA1–TapmA16*** определяют значение тока, соответствующие номерам отпаек с первой по шестнадцатую, т.е. при подаче на вход логического узла определенного значения тока на выходе будет сформирован сигнал «Номер отпайки».

Уставки необходимо задавать исходя из технических характеристик применяемого внешнего датчика РПН. Для задания уставок необходимо определить шаг по току для ступени по следующему выражению:

$$\Delta I = \frac{20 - I_{\text{ст}}}{n - 1} \tag{9.4.6}$$

где $I$ст − ток, соответствующий 1 ступени РПН, мА;

n – количество ступеней РПН.

Уставки контроля тока датчика ***Amin*** и ***Amax*** выбираются исходя из определённого диапазона входных токов датчика с учётом погрешности.

**Расчет уставок автоматического регулятора коэффициента трансформации**

Согласно рекомендациям, значение уставки ***BndCtr***, определяющей требуемое напряжение поддержания, выбирается исходя из регулировочной характеристики по (9.4.1).

Для минимального режима работы нагрузки желаемое напряжение определяется как:

$U$ж.мин`= 6300+200+300 = 6,8 кВ;
$U$ж.мин`` = 6300−200+300 = 6,4 кВ.
Для максимального режима работы нагрузки желаемое напряжение определяется как:
$U$ж.макс`= 6300+200+500 = 7 кВ;
$U$ж.макс`` = 6300−200+500 = 6,6 кВ.
Таким образом для потребителей удовлетворяет диапазон напряжений 6,4–7 кВ,
$U_{под}$ = 6,6 кВ.
Рассчитаем значение уставки ***BndCtr*** по (9.4.2):

$$BndCtr = \frac{6600}{\sqrt{3} \cdot 6300/100} = 60 \text{ В}$$

Расчёт значения уставки ***BndWid*** выполняется исходя из условия обеспечения напряжения нагрузки в желаемой зоне.

Нечувствительность АРКТ определяется как разность между средним напряжением диапазона желаемых напряжений и её крайним значением. Для режима минимальной нагрузки максимально допустимое напряжение равно 6,8 кВ; минимально допустимое напряжение равно 6,4 кВ; среднее напряжение равно 6,6 кВ.

Рассчитаем наибольшую нечувствительность, которая может быть допущена по (9.4.3):
$\Delta U$неч = 6,6 − 6,4 = 200 В.
Рассчитаем значение уставки ***BndWid*** по (9.4.4):

$$BndWid = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 6300/100} = 1{,}83 \text{ В}$$

Принимаем уставку ***BndWid*** = 1,8 В.
Рассчитаем уставку по значению тока перегрузки по (9.4.5):

$$LimLodA = \frac{1{,}5 \cdot 0{,}9 \cdot 916{,}4}{4000} = 0{,}3 \text{ А}$$

Положение программной накладки ***FctMod3*** принимается равным 1 («ввод»).

Значение уставки ***LimVHi***, определяющей напряжение, выше которого происходит формирование информационного сигнала о перенапряжении принимается равным предельно допустимому рабочему напряжению:

$$LimVHi = \frac{1{,}05 \cdot 7000}{\sqrt{3} \cdot 6300/100} = 67{,}4 \text{ В}$$

Значение уставки ***LimVLo***, согласно рекомендациям, рассчитывается по условию обеспечения срабатывания блокирующего органа при повреждениях вторичных цепей ТН:

$$LimVLo = 0{,}7 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6300/100} = 40{,}4 \text{ В}$$

Значение ***LimNgV*** определяется по условию отстройки от напряжения небаланса обратной последовательности:

$$LimNgV = k_{отс} \cdot U_{2нб} = 1{,}2 \cdot 0{,}15 \cdot \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 6300/100} = 11{,}6 \text{ В}$$

где $U_{2нб}$ – Напряжение небаланса обратной последовательности. Определено как 15 % от Uном;
$k$отс – коэффициент отстройки, принят равным 1,2;
$k$тн – значение коэффициента трансформации ТН.

Значение ***LimZro3V*** определяется по условию отстройки от напряжения небаланса нулевой последовательности:

$$LimZro3V = k_{отс} \cdot 3U_{0нб} = 1{,}2 \cdot 0{,}15 \cdot \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 6300/100} = 11{,}6 \text{ В}$$

где $3U_{0нб}$ – Напряжение небаланса нулевой последовательности. Определено как 15 % от Uном;

$k$отс – коэффициент отстройки, принят равным 1,2;

$k$тн – значение коэффициента трансформации ТН.

Выдержка времени на переключение ступени РПН ведущего трансформатора, задаваемая уставкой ***OpDlTmms6***, определяется исходя из отстройки от предельного времени переключения одной ступени

$OpDlTmms6$=$T$пер+$\Delta t$=5000+500=5500 мс.

Значение уставки ***OpDlTmms9*** выбирается аналогично.

Выдержка времени на формирование команды переключения ***OpDlTmms7*** выбирается по условию отстройки от кратковременных изменений напряжения, определяемых по графику нагрузки

$OpDlTmms7$=$T$изм+$\Delta t$=2000+500=2500 мс.

Ввиду того, что количество ступеней РПН превышает 16 используются 2 логических узла SLTCC.

Уставки ***TapmA1–TapmA16*** первого логического узла SLTCC, определяющие значения тока, соответствующие номерам отпаек с первой по шестнадцатую, выбираются исходя из технических характеристик применяемого внешнего датчика РПН.

Исходя из рекомендаций определяется шаг по току по (9.4.6):

$$\Delta I = \frac{20-4}{17-1} = 1$$

Таким образом значение уставки ***TapmA1*** принимается равной 4 мА, ***TapmA2*** – 5 мА, ***TapmA3*** – 6 мА и т.д.

Уставка срабатывания пускового органа контроля тока датчика ***Amax*** выбирается исходя из максимального тока датчика при переключении РПН на максимальную ступень.

$Amax$=$I_{ст}$ +($n$−1)·$\Delta I$+$PerErr$=4+(17−1)·1+0,02=20,02 мА.

Уставка ***Amax*** принимается равной 20 мА.

Уставка ***Amin*** принимается равной 4 мА.

Уставки ***TapmA1, Amax, Amin*** второго логического узла SLTCC выбираются аналогично. Остальные уставки принимаются равными значениям по умолчанию.

Уставки АРКТ, задаваемые в терминал, приведены в таблице 9.4.1.1.

Таблица 9.4.1.1 – Уставки логических узлов ATCCTR, SLTCC1, SLTCC2

| **Наименование** | **Обозначение** | **Заводская уставка** | **Уставка** | **Диапазон** |
|---|---|---|---|---|
| Уставки блока ATCCTR | | | | |
| Значение апертуры тока в процентах от входной величины, %ё | DBPctA | 100 | 100 | 0 – 100 с шагом 1 |
| Значение апертуры напряжения в процентах от входной величины, % | DBPctV | 100 | 100 | 0 – 100 с шагом 1 |
| Значение апертуры фазы в процентах от входной величины, % | DBPctPhs | 100 | 100 | 0 – 100 с шагом 1 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Выбор базисного вектора | Vector | 1 | 3 | 1 – ток ввода<br>2 – ток секционного выключателя<br>3 – напряжение фазы А<br>4 – напряжение фазы В<br>5 – напряжение фазы С |
| Ширина зоны нечувствительности по напряжению, В | BndWid | 50,0 | 1,8 | 0,5 – 60,0<br>с шагом 0,1 |
| Значение напряжения поддержания без учета компенсации, В | BndCtr | 57,7 | 60 | 50,0 – 145,0<br>с шагом 0,1 |
| Активная часть сопротивления линии до точки регулирования напряжения, Ом | RLin | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 1000,00<br>с шагом 0,01 |
| Реактивная часть сопротивления линии до точки регулирования напряжения, Ом | Xlin | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 1000,00<br>с шагом 0,01 |
| Коэффициент возврата напряжения | RsRat | 0,95 | 0,95 | 0,80 – 1,00<br>с шагом 0,01 |
| Выбор тока компенсации | FctMod1 | 1 | 1 | 0 – ток, протекающий через секционный выключатель<br>1 – разность тока ввода и тока, протекающего через секционный выключатель |
| Тип выходного сигнала | FctMod2 | 0 | 0 | 0 – импульсный<br>1 – постоянный |
| Значение тока перегрузки, А | LimLodA | 15,0 | 0,3 | 0,1 – 15,0<br>с шагом 0,1 |
| Уставка по напряжению обратной последовательности, В | LimNgV | 60,0 | 11,6 | 0,5 – 60,0<br>с шагом 0,1 |
| Уставка по утроенному напряжению нулевой последовательности, В | LimZro3V | 30,0 | 11,6 | 0,5 – 145,0<br>с шагом 0,1 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Уставка максимально допустимого напряжения, В | LimVHi | 145,0 | 67,4 | 60,0 – 145,0 с шагом 0,1 |
| Уставка минимально допустимого напряжения, В | LimVLo | 28,0 | 40,4 | 28,0 – 95,0 с шагом 0,1 |
| Допустимое время перегрузки, мс | OpDlTmms1 | 500 | 500 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| Допустимое время превышения U2, мс | OpDlTmms2 | 500 | 500 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| Допустимое время превышения 3U0, мс | OpDlTmms3 | 500 | 500 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| Допустимое время работы с повышенным напряж., мс | OpDlTmms4 | 500 | 500 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| Допустимое время работы с пониженным напряжением, мс | OpDlTmms5 | 500 | 500 | 0 – 10000 с шагом |
| Номер максимальной ступени РПН ведущего трансформатора | NumMax1 | 48 | 25 | 5 – 48 с шагом 1 |
| Номер максимальной ступени РПН ведомого трансформатора | NumMax2 | 48 | 25 | 5 – 48 с шагом 1 |
| Направление счета ступеней ведущего трансформатора | DirTap1 | 0 | 0 | 0 – прямое 1 – обратное |
| Направление счета ступеней ведомого трансформатора | DirTap2 | 0 | 0 | 0 – прямое 1 – обратное |
| Контроль перегрузки по току | FctMod3 | 0 | 1 | 0 – вывод 1 – ввод |
| Контроль превышения напряжения U2 | FctMod4 | 0 | 1 | 0 – вывод 1 – ввод |
| Контроль превышения напряжения 3U0 | FctMod5 | 0 | 1 | 0 – вывод 1 – ввод |
| Вариант контроля крайнего положения РПН | FctMod6 | 0 | 1 | 0 – внешний сигнал 1 – внутренний сигнал |
| Выдержка времени на переключение ступени РПН ведущего трансформатора, мс | OpDlTmms6 | 1000 | 5500 | 10 – 10000 с шагом 1 |
| Выдержка времени на появление команды управления, мс | OpDlTmms7 | 1000 | 2500 | 10 – 10000 с шагом 1 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Длительность импульса в импульсном режиме управления, мс | DlTmms8 | 1000 | 1000 | 10 – 10000 с шагом 1 |
| Выбор секции измерения напряжения | FctMod7 | 0 | 0 | 0 – 1 секция<br>1 – 2 секция |
| Выбор вводного тока | FctMod8 | 1 | 1 | 0 – с 1-го ввода<br>1 – со 2-го ввода |
| Вариант контроля крайнего положения РПН ведомого трансформатора | FctMod9 | 0 | 1 | 0 – внешний сигнал<br>1 – внутренний сигнал |
| Выбор режима работы трансформаторов | ParOp | 0 | 0 | 0 – независимая<br>1 – параллельная |
| Выдержка времени на переключение ступени РПН ведомого трансформатор, мс | OpDlTmms9 | 1000 | 5500 | 10 – 10000 с шагом 1 |
| Коэффициент трансформации вводного ТТ | Rat1 | 1000 | 1600 | 10 – 10000 с шагом 1 |
| Коэффициент трансформации секционного ТТ | Rat2 | 1000 | 1600 | 10 – 10000 с шагом 1 |
| Уставки блока SLTCC1 | | | | |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 1, мА | TapmA1 | 0,00 | 4,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 2, мА | TapmA2 | 0,00 | 5,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 3, мА | TapmA3 | 0,00 | 6,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 4, мА | TapmA4 | 0,00 | 7,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 5, мА | TapmA5 | 0,00 | 8,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 6, мА | TapmA6 | 0,00 | 9,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 7, мА | ТарmА7 | 0,00 | 10,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 8, мА | ТарmА8 | 0,00 | 11,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 9, мА | ТарmА9 | 0,00 | 12,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 10, мА | ТарmА10 | 0,00 | 13,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 11, мА | ТарmА11 | 0,00 | 14,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 12, мА | ТарmА12 | 0,00 | 15,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 13, мА | ТарmА13 | 0,00 | 16,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 14, мА | ТарmА14 | 0,00 | 17,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 15, мА | ТарmА15 | 0,00 | 18,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 16, мА | ТарmА16 | 0,00 | 19,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение допустимой погрешности по току, мА | PerErr | 0,02 | 0,02 | 0,00 – 1,00 с шагом 0,01 |
| Минимально возможное значение тока, мА | Amin | 0,00 | 4 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Максимально возможное значение тока, мА | Amax | 0,00 | 20,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Коэффициент возврата | RsRat | 0,95 | 0,95 | 0,80 – 1,00 с шагом 0,01 |
| Уставки блока SLTCC2 | | | | |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 1, мА | ТарmА1 | 0,00 | 20,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 2, мА | TapmA2 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 3, мА | TapmA3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 4, мА | TapmA4 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 5, мА | TapmA5 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 6, мА | TapmA6 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 7, мА | TapmA7 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 8, мА | TapmA8 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 9, мА | TapmA9 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 10, мА | TapmA10 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 11, мА | TapmA11 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 12, мА | TapmA12 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 13, мА | TapmA13 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 14, мА | TapmA14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 15, мА | TapmA15 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 16, мА | TapmA16 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение допустимой погрешности по току, мА | PerErr | 0,02 | 0,02 | 0,00 – 1,00 с шагом 0,01 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Минимально возможное значение тока, мА | Amin | 0,00 | 4 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Максимально возможное значение тока, мА | Amax | 0,00 | 20,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Коэффициент возврата | RsRat | 0,95 | 0,95 | 0,80 – 1,00 с шагом 0,01 |

## 9.5 Расчет уставок устройства защиты ТЕКОН 339ТВ резервного трансформатора собственных нужд 00ВСТ30

### 9.5.1 Дифференциальная защита трансформатора, PDIF

**Расчет уставок защиты**

Первичные токи трансформатора, соответствующие типовой мощности:

$$I_{\text{ном.нагр.ВН}} = \frac{\text{S}_{\text{ном}}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3}\cdot 115} = 125{,}5\ \text{А}$$

$$I_{\text{ном.нагр.НН1}} = \frac{\text{S}_{\text{ном}}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000/2}{\sqrt{3}\cdot 6{,}3} = 1146\ \text{А}$$

$$I_{\text{ном.нагр.НН2}} = \frac{\text{S}_{\text{ном}}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000/2}{\sqrt{3}\cdot 6{,}3} = 1146\ \text{А}$$

где $\text{S}_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение высокой стороны трансформатора.

Вторичные токи трансформатора, соответствующие типовой мощности:

$$I_{\text{втор.ВН}} = \frac{I_{\text{ном.нагр.ВН}}}{\text{К}_{\text{тт.ВН}}} = \frac{125{,}5}{2000} = 0{,}06\ \text{А}$$

$$I_{\text{втор.НН1}} = \frac{I_{\text{ном.нагр.НН1}}}{\text{К}_{\text{тт.НН1}}} = \frac{1146}{1500} = 0{,}764\ \text{А}$$

$$I_{\text{втор.НН2}} = \frac{I_{\text{ном.нагр.НН2}}}{\text{К}_{\text{тт.НН2}}} = \frac{1146}{1500} = 0{,}764\ \text{А}$$

Минимальный ток срабатывания защиты определяется по формулам (9.2.1), (9.2.2), (9.2.3), где номинальный нагрузочный ток принимается равным номинальному (базисному) току трансформатора, приведенного к высокой стороне:

$$I_{\text{ном.нагр.ВН}} = 125{,}5\ \text{А}$$

Трехобмоточный трансформатор с группой соединения D/D-D-0-0 Стороны ВН, НН1, НН2 имеют схему соединения обмоток «треугольник». При условии направления ТТ к объекту выставляем следующие матрицы преобразования:

Матрица преобразования для стороны ВН: GR1 = A;

Матрица преобразования для стороны НН: GR2 = A.

Матрица преобразования для стороны НН: GR3 = A.

Относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения:

$$\Delta U_{\text{рег}} = \frac{9\cdot 1{,}78}{100} = 0{,}16\ \text{о. е.}$$

Максимальный ток небаланса в номинальном нагрузочном режиме работы трансформатора:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1\cdot 0{,}1 + 0{,}16 + 0{,}02)\cdot 125{,}5 = 35{,}1\ \text{А}$$

Минимальный ток срабатывания ДТЗТ по выражению (9.2.1):

$$I_{\text{дифф.мин}} = 1{,}3\cdot 35{,}1 = 45{,}7\ \text{А}$$

Задаваемая в терминале уставка *StrValDif0* чувствительной ступени ДТЗТ по формуле (9.2.4):

$$StrValDif0 = \frac{45{,}7}{125{,}5} = 0{,}364\ \text{о. е.}$$

Второй участок тормозной характеристики. Коэффициент торможения по формуле (9.2.8):

$$RstRat1 \geq \frac{1{,}3\cdot(2\cdot1\cdot0{,}1+0{,}16+0{,}02)}{2} = 0{,}247 \text{ о. е.}$$

Точка пересечения второго участка тормозной характеристики с осью тормозного тока определяется по выражению (9.2.9):

$$RstVal1 = 2{,}0 - \frac{0{,}364}{0{,}247} = 0{,}53 \text{ о. е.}$$

Коэффициент торможения третьего участка тормозной характеристики *RstRat2* в соответствии с рекомендациями:

$$RstRat2 = RstRat1 = 2\cdot0{,}247 = 0{,}494 \text{ о. е.}$$

Точка пересечения третьего участка с осью тормозного тока определяется по выражению (9.2.10):

$$RstVal2 = 2\cdot3\cdot\left(1-\frac{0{,}247}{0{,}494}\right)+\frac{0{,}247}{0{,}494}\cdot0{,}53 = 3{,}26 \text{ о. е.}$$

**Расчет дифференциальной отсечки**

Выбор параметра срабатывания *StrValDO* выполняется по двум условиям:

– обеспечение отстройки от режима броска тока намагничивания;

– обеспечение отстройки от небаланса в режиме максимального тока при внешнем КЗ.

В качестве уставки принимается максимальный из токов срабатывания.

Максимальное значение тока БНТ возникает при включении одной фазы трансформатора со стороны ВН.

Согласно руководящим указаниям по РЗА 13Б (см. таблицу П.1.3) выполним расчет параметра $X_{\text{В}*}^{(1)}$ для трансформатора ТРДНС-25000/110-У1:

$$X_{\text{В}*}^{(1)} = 0{,}094 + 0{,}74\cdot\frac{u_{k\%}}{100} = 0{,}094 + 0{,}74\cdot\frac{10{,}5}{100} = 0{,}171 \text{ о. е.}$$

Произведем расчет параметра $X_{\text{В}}^{(1)}$:

$$X_{\text{В}}^{(1)} = X_{\text{В}*}^{(1)}\cdot\frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0{,}171\cdot\frac{115^2}{25} = 90{,}5 \text{ Ом}$$

Действующее значение тока БНТ при включении одной фазы трансформатора:

$$I_{\text{БНТ}} = \frac{E_{c1}/\sqrt{3}}{X_C + 1{,}1\cdot \text{X}_{\text{В}}^{(1)}} = \frac{115/\sqrt{3}}{2{,}99 + 1{,}1\cdot 90{,}5} = 0{,}648 \text{ кА}$$

$$\text{X}_{\text{С}} = \frac{U_{\text{С}}}{\sqrt{3}\cdot I_{\text{кз.с.}max}^{(3)}} = \frac{115}{\sqrt{3}\cdot 22{,}2} = 2{,}99 \text{ Ом}$$

где $U_{\text{С}}$ – напряжение на шинах 115 кВ;

$I_{\text{кз.с.}max}^{(3)}$ – максимальный ток трехфазного КЗ на стороне 115 кВ, равный 22,2 кА.

Действующее значение броска тока намагничивания, приведенного к номинальному току трансформатора:

$$I_{\text{БНТ}*} = \frac{I_{\text{БНТ}}}{I_{\text{перв.вн}}} = \frac{648}{125{,}5} = 5{,}16 \text{ о. е.}$$

Уставка дифференциальной отсечки по условию отстройки от БНТ по выражению (9.2.11):

$$StrValDO = 1{,}3\cdot5{,}16 = 6{,}71 \text{ о. е.}$$

Уставка дифференциальной отсечки, по условию отстройки от токов небаланса, при протекании через защиту максимального сквозного тока по формуле (9.2.12):

$$StrValDO = 1{,}5\cdot(2\cdot1\cdot0{,}1+0{,}16+0{,}02)\cdot7{,}195 = 4{,}1 \text{ о. е.}$$

$$I_{\text{кз.макс}*} = \frac{I_{\text{кз.115}}^{(3)}}{I_{\text{перв.вн}}} = \frac{903}{125{,}5} = 7{,}195 \text{ о. е.}$$

где $I^{(3)}_{\text{кз.115}} = 903$ А – максимальный ток, протекающий через защиту, при трехфазном КЗ на шинах 6,3 кВ в максимальном режиме (режим минимального регулирования -РО), приведенный к стороне 115 кВ.

В качестве уставки выбираем наибольшее получившееся значение *StrValDO* = 6,71 о.е.

**Проверка чувствительности дифференциальной защиты ДТЗТ**

Чувствительность защиты определяется при металлическом КЗ на выводах НН защищаемого трансформатора. Расчетным режимом является двухфазное короткое замыкание:

$I^{(2)}_{\text{кз.нн-вн}} = 408$ А – ток двухфазного КЗ на стороне НН Т-60Р3, приведенный к стороне 115 кВ.

Проверяем чувствительность на выводах НН блочного трансформатора. В соответствии с (9.2.13) дифференциальный ток равен:

$$I_{\text{д}*} = \frac{|408 + 0 + 0|}{125{,}5} = 3{,}25 \text{ о. е.}$$

В соответствии с (9.2.14) тормозной ток равен:

$$I_{\text{т}*} = \frac{|408| + |0| + |0|}{125{,}5} = 3{,}25 \text{ о. е.}$$

Коэффициент чувствительности ДТЗТ по выражению (9.2.15):

$$K_{\text{ч}} = \frac{3{,}25}{(3{,}25 - 0{,}53)\cdot 0{,}247} = 4{,}83 > 2$$

Коэффициент чувствительности ДТЗТ удовлетворяет требованию ПУЭ.

Уставки ДЗТ, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.5.1.1.

Таблица 9.5.1.1 – Уставки логического узла PDIF

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| ANom1 | Номинальный ток стороны ВН, А | 0,06 | 0,100 – 30,000 с шагом 0,001 |
| ANom2 | Номинальный ток стороны НН1, А | 0,764 | 0,100 – 30,000 с шагом 0,001 |
| ANom3 | Номинальный ток стороны НН2, А | 0,764 | 0,100 – 30,000 с шагом 0,001 |
| VNom | Номинальное напряжение, В | 57,74 | 0,10 – 200,00 с шагом 0,01 |
| GR1 | Матрица преобразований для ВН | A | A; B; C; X; Y; Z; R; S; T; L; M; N; 0 |
| GR2 | Матрица преобразования для НН1 | A | A; B; C; X; Y; Z; R; S; T; L; M; N; 0 |
| GR3 | Матрица преобразования для НН2 | A | A; B; C; X; Y; Z; R; S; T; L; M; N; 0 |
| StrValDO | Ток срабатывания дифференциальной отсечки, о.е. | 6,71 | 0,100 – 30,000 с шагом 0,001 |
| StrValDif0 | Уставка первого участка характеристики срабатывания, о.е. | 0,364 | 0,050 – 2,000 с шагом 0,001 |
| RstVal1 | Точка пересечения второго участка тормозной характеристики с остью ОХ, о.е. | 0,53 | 0,000 – 2,000 с шагом 0,001 |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| RstRat1 | Коэффициент торможения (тангенс угла наклона) второго участка тормозной характеристики, о.е. | 0,247 | 0,100 – 1,200 с шагом 0,001 |
| RstVal2 | Точка пересечения третьего участка тормозной характеристики с остью ОХ, о.е. | 3,26 | 0,000 – 10,000 с шагом 0,001 |
| RstRat2 | Коэффициент торможения (тангенс угла наклона) третьего участка тормозной характеристики, о.е. | 0,494 | 0,200 – 1,200 с шагом 0,001 |
| StrValFTC | Ток срабатывания реле КИТЦ, о.е. | 0,2 | 0,040 – 2,000 с шагом 0,001 |
| FctMod1 | Ввод функции блокировки от КИТЦ | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| OpFTCTmms | Выдержка времени на срабатывание КИТЦ, мс | 10000 | 50 – 27000 с шагом 10 |
| RsFTCTmms | Выдержка времени на возврат КИТЦ, мс | 10000 | 100 – 10000 с шагом 10 |
| FctMod2 | Ввод функции контроля двойных замыканий на землю и режима отключения «два из трех» | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| BlkHa2Mod | Включение функции блокировки по 2-й гармонике | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| Ha2Rat | Допустимое содержание 2-й гармоники в дифференциальном токе, о.е. | 0,15 | 0,08 – 0,80 с шагом 0,01 |
| BlkHa5Mod | Включение функции блокировки по 5-й гармонике | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Ha5Rat | Допустимое содержание 5-й гармоники в дифференциальном токе, о.е. | 0,30 | 0,05 – 0,80 с шагом 0,01 |
| MaxAHa5 | Максимальный дифференциальный ток для торможения по 5-й гармонике, о.е. | 1,50 | 0,50 – 12,00 с шагом 0,01 |
| LoSet | Порог обнаружения пуска объекта (заводская уставка), о.е. | 0,01 | 0,000 – 2,000 с шагом 0,001 |
| SRat | Коэффициент увеличения характеристики при пуске (заводская уставка) | 1 | 1,00 – 2,00 с шагом 0,01 |
| MaxStrTmms | Максимальное время пуска (заводская уставка), мс | 5000 | 0 – 200000 с шагом 1 |
| Ha2Tmms | Длительность перекрестной блокировки по 2-й гармоники (заводская уставка), мс | 60 | 0 – 20000 с шагом 1 |
| Ha5Tmms | Длительность перекрестной блокировки по 5-й гармоники (заводская уставка), мс | 0 | 0 – 20000 с шагом 1 |
| CompMod | Компенсация тока нулевой последовательности | функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| FctMod3 | Функция ввода/вывода фазовой блокировки для дифференциальной отсечки | функция введена | Функция выведена Функция введена |
| FctMod4 | Функция ввода/вывода фазовой блокировки для дифференциального реле | функция введена | Функция выведена Функция введена |
| FctMod5 | Программная накладка ввода подхвата сигнала срабатывания КИТЦ | функция выведена | Функция выведена Функция введена |

### 9.5.2 БНН и контроль исправности цепей напряжения ТН, PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1

Контроль исправности цепей напряжения (КИН) используется для обнаружения различного вида неисправностей в цепях измерительных трансформаторов напряжения, питающих устройства релейной защиты и автоматики.

Принцип действия функции КИН основан на сравнении значения напряжения нулевой последовательности, вычисленного из фазных напряжений, измеряемых на основных вторичных обмотках трансформаторов напряжения, со значением напряжения нулевой последовательности, измеряемым на дополнительных вторичных обмотках трансформаторов напряжения, которые соединены по схеме «разомкнутый треугольник» или «открытый треугольник».

**Расчет уставок логического узла PVCB**

Логический узел PVCB предназначен для формирования блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне ВН измерительного ТН. При возникновении несимметричной неисправности сигнал блокировки формируется на выходе «AsymFail». При возникновении симметричной неисправности, например, при обрыве трех фаз на стороне ВН, сигнал блокировки формируется на выходе «SymFail».

**Методика расчета уставок несимметричного канала логического узла PVCB**

Значение уставки контроля несимметрии по току UblnA, А, определяется по формуле:

$$\mathrm{Ubln}A = 3 \cdot I_2 = K_{\text{ОТС}} \cdot (2 \cdot f_{\text{Н}} + 3 \cdot K_2) \cdot I_{MAX.\text{НАГР}}$$

где $\mathrm{I}_{\text{пуск.эд}}$ – величина тока обратной последовательности в максимальном нагрузочном режиме, А;

$K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, который принимается равным 1,5−2,0;

$f_{\text{Н}}$ – погрешность трансформатора тока, которая принимается равной 0,03;

$K_2$ – расчетное относительное значение первичного тока небаланса обратной последовательности. По умолчанию коэффициент $K2$ принимается равным 0,02. При наличии несимметрии в нагрузочном токе коэффициент $K2$ рассчитывается с учетом максимальной несимметрии.

Для надежной блокировки формирования сигнала БНН по несимметричному каналу логического узла PVCB при несимметричных КЗ на защищаемом участке электрической сети, необходимо оценить чувствительность уставки контроля несимметрии по току UblnA по формуле:

$$\text{К}_{\text{ч}} = \frac{I_{2.\text{КЗ}}}{\mathrm{Ubln}A} \geq 1{,}5$$

где $\mathrm{I}_{\text{пуск.эд}}$ - минимальное значение тока обратной последовательности при несимметричных КЗ на защищаемом участке электрической сети, приведенное ко вторичным величинам, А.

Значение уставки контроля несимметрии по напряжению UblnV, В, определяется по формуле:

$$\mathrm{Ubln}V = 3 \cdot U_2$$

где $\mathrm{I}_{\text{пуск.эд}}$ – значение напряжения обратной последовательности в максимальном нагрузочном режиме. Как правило, значение $U2$ находится в диапазоне от 5 В до 15 В.

При проектировании значение уставки UblnV рекомендуется принять равным 20 В и уточнять во время пуско-наладочных работ.

Для вывода принципа контроля нулевой последовательности необходимо задать значение программной накладки ZroAMod равным «Функция выведена». Для ввода принципа контроля нулевой последовательности необходимо задать значение программной накладки ZroAMod равным «Функция введена».

**Методика расчета уставок симметричного канала логического узла PVCB**

Уставка контроля ограничения максимального тока MaxA, А, рассчитывается по формуле:

$$MaxA = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{MAX.\text{НАГР}}$$

где $I_{\text{пуск.эд}}$=1,1 – коэффициент отстройки;

$I_{MAX.\text{НАГР}}$ -вторичное значение фазного тока в максимальном нагрузочном режиме, А.

$$I_{MAX.\text{НАГР}} = \frac{1{,}5 \cdot \text{Iраб.max}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1{,}5 \cdot \frac{2291}{2}}{1500/1} = 1{,}15\ \text{А}$$

Iраб.max – максимальный рабочий ток присоединения.

Уставка контроля отсутствия напряжения MinV задается равной от 15 % до 35 % от номинального напряжения основной вторичной обмотки измерительного ТН:

$$MaxB = (0{,}15 - 0{,}30) \cdot U_{\text{ФНОМ}} \approx (8{,}6 - 20{,}0)\text{В}$$

Уставки MinV и MaxA должны удовлетворять условию:

$$\frac{U_{\text{НОМ}} - MinV}{U_{\text{НОМ}}} \geq K_{\text{ЗАП}} \cdot \frac{MaxA - I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{КЗ}}^{(3)} - I_{\text{НОМ}}}$$

где $I_{\text{пуск.эд}}$=57,7 В – номинальное напряжение основной вторичной обмотки ТН;

$I_{\text{НОМ}}$- номинальный вторичный ток, А;

$I_{\text{кз}}^{(3)}$ – ток близкого трехфазного КЗ с просадкой напряжения до нуля (КЗ на шинах 6 кВ), приведенный к вторичным величинам, А;

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{13910}{1500} = 9{,}27$$

$K_{\text{ЗАП}}$- коэффициент запаса, который принимается равным 1,1−1,5.

Чем больше значение $\frac{MaxA - I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{КЗ}}^{(3)} - I_{\text{НОМ}}}$, тем меньшим принимается значение коэффициента запаса. Если данное условие выполняется с большим запасом, то рекомендуется принять уставку MinV равной 20 В.

Уставка контроля наличия тока MinA принимается равной 10 % от номинального тока:

$$MinA = 0{,}1 \cdot I_{\text{НОМ}}$$

Значение выдержки времени на срабатывание логических узлов GAPCONDL2, GAPCONDL3 рекомендуется принять равным 10 мс. Значение длительности импульса логического узла GAPCPLS2 рекомендуется принять равным 10 мс. Значение выдержки времени на возврат логического узла GAPCOFFDL3 рекомендуется принять равным 20 мс. Выдержка времени на срабатывания логического узла PVCB задается уставкой OpDlTmms. Рекомендуется задавать значение уставки, равное 0 мс. Выдержка времени на возврат логического узла PVCB задается при помощи логического узла GAPCOFFDL1. Данная выдержка времени предназначена для согласования времени возврата реле сопротивления дистанционной защиты и возврата сигнала БНН. Рекомендуется принимать значение уставки равным 50 мс. Не рекомендуется выставлять значение уставки менее 25 мс.

**Расчет уставок логического узла PVCB5**

Логический узел PVCB5 предназначен для формирования блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН. Пуск PVCB5 осуществляется при выполнении условия:

$$U_{\text{НБ}} > \text{StrVal}$$

где $I_{\text{пуск.эд}}$ - уставка срабатывания логического узла PVCB5, В;

Небаланс напряжения рассчитывается по формуле:

$$U_{\text{НБ}} = \text{RatA} \cdot \text{UA} + \text{RatB} \cdot \text{UB} + \text{RatC} \cdot \text{UC} - \text{Rat0} \cdot \text{Uнк} - \text{RatD0} \cdot \text{U}\Delta\ ,$$

где UA, UB, UC – фазные напряжения;

RatA, RatB, RatC, Rat0, RatD0 – коэффициенты настройки, которые задаются в зависимости от схемы соединения дополнительных обмоток ТН.

Uнк – напряжение нулевой последовательности с выводов «НК»;

UΔ – линейное напряжение с испытательных выводов разомкнутого треугольника;

Уставка StrVal, как правило, выбирается из диапазона от 10 до 20 В, причем большее значение выбирается для сетей с изолированной нейтралью, а меньшее для сетей с глухозаземленной нейтралью. Значение уставки коэффициента возврата RsRat рекомендуется принимать равным 0,95. Выдержка времени формирования сигнала срабатывания PVCB5 задается уставкой OpDlTmms. Для формирования блокирующего сигнала БНН за менее чем 20 мс необходимо значение выдержки времени OpDlTmms задавать равным 5 мс. При отсутствии жестких требований по быстродействию к БНН, значение уставки OpDlTmms рекомендуется задать равным 10 мс.

Формирование общего блокирующего сигнала БНН при возникновении неисправности в цепях напряжения измерительного трансформатора напряжения (ТН) обеспечивается за счет совместного применения сочетания логических узлов PVCB5 и PVCB. Логический узел PVCB5 формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях измерительного ТН. Логический узел PVCB формирует блокирующий сигнал БНН при возникновении неисправности во вторичных цепях основной обмотки и при обрывах на стороне ВН измерительного ТН.

**Расчет уставок логических узлов PVCB и PVCB5**

Применяется вариант при условии наличия пяти напряжений от обмоток ТН:

− трех фазных напряжений основной обмотки Ua, Ub, Uc;

− линейного напряжения UН–К дополнительной обмотки;

− одного дополнительного линейного напряжения дополнительной обмотки UН–И или UФ–К. При необходимости возможно применение других напряжений от разомкнутого треугольника (UИ–К, UИ–Ф и др.).

**Расчет уставок несимметричного канала логического узла PVCB**

Значение уставки контроля несимметрии по току UblnA определяется по формуле:

$$\mathrm{Ubln}A = 1{,}75 \cdot (2 \cdot 0{,}03 + 3 \cdot 0{,}02) \cdot 1{,}15 = 0{,}24$$

Уставка контроля отсутствия напряжения MinV, согласно рекомендациям, принимается равным 10 В.

Чувствительность уставки контроля несимметрии по току UblnA определяется по формуле:

$$\mathrm{K_ч} = \frac{I_{2.\text{кз}}}{0{,}24} \geq 1{,}5$$

где $I_{2\text{кз}}$ – минимальное значение тока обратной последовательности при несимметричных КЗ на защищаемом участке электрической сети, приведенное ко вторичным величинам, А. Защищаемый участок определяется зонами защит, блокируемых при возникновении неисправности в цепях измерительного ТН. Для надежной блокировки БНН при несимметричных КЗ на защищаемом участке электрической сети коэффициент чувствительности $K_ч$ должен быть не менее 1,5. При очень больших значениях коэффициента рекомендуется повысить значение уставки *UblnA*.

Значение уставки контроля несимметрии по напряжению UblnV, согласно рекомендациям, принимается равным 20 В. Согласно рекомендациям, значение программной накладки ZroAMod принимается равным «Функция введена».

**Расчет уставок симметричного канала логического узла PVCB**

Уставка контроля ограничения максимального тока MaxA, А, рассчитывается по формуле:

$$MaxA = 1{,}2 \cdot 1{,}15 = 1{,}38 \text{ А}$$

Уставки MinV и MaxA должны удовлетворять условию:

$$\frac{57{,}7 - 20}{57{,}7} \geq 1{,}2 \cdot \frac{1{,}38 - 1}{9{,}27 - 1}$$

$$0{,}653 > 0{,}055.$$

Если данное условие выполняется с большим запасом, то рекомендуется принять уставку $MinV$ равной 20 В.

Принимается $MinV$ = 20 В.

Уставка контроля наличия тока MinA принимается равной 10 % от номинального тока:

$$MinA = 0{,}1 \cdot 1 = 0{,}1 \text{ А}$$

Значение выдержки времени на срабатывание логических узлов GAPCONDL2, GAPCONDL3 согласно рекомендациям, принимается равным 10 мс.

Значение длительности импульса логического узла GAPCPLS2 согласно рекомендациям, принимается равным 10 мс.

Значение выдержки времени на возврат логического узла GAPCOFFDL3 согласно рекомендациям, принимается равным 20 мс. Согласно рекомендациям, значение выдержки времени на срабатывание логического узла PVCB OpDlTmms принимается равным 0 мс.

Выдержка времени на возврат логического узла PVCB задается при помощи логического узла GAPCOFFDL1. Данная выдержка времени предназначена для согласования времени возврата реле сопротивления дистанционной защиты и возврата сигнала БНН. Согласно рекомендациям, значение уставки принимается равным 50 мс.

**Расчет уставок логических узлов PVCB5**

Пуск логического узла PVCB5_PTOV1 осуществляется при выполнении условия:

$$U\text{нб} > StrVal$$

Значения коэффициентов RatA, RatB, RatC, Rat0, RatD0, согласно рекомендациям к выбранному варианту реализации БНН, принимается равным 2,000; 1,000; 1,000; 0,577; 0,577 соответственно. Согласно рекомендациям, значение уставки StrVal принимается равным 10 В. Согласно рекомендациям, значение уставки RsRat принимается равным 0,95.

С учетом обеспечения требования к быстродействию БНН, согласно рекоменациям, значение выдержки времени OpDlTmms принимается равным 5 мс.

Выдержка времени на возврат задается при помощи логического узла GAPCOFFDL1. Данная выдержка времени предназначена для согласования времени возврата реле сопротивления дистанционной защиты и возврата сигнала БНН. Согласно рекомендациям, значение уставки принимается равным 50 мс.

Рассчитанные уставки БНН приведены в таблицах 9.5.2.1, 9.5.2.2, 9.5.2.3.

Таблица 9.5.2.1 – Уставки логического узла PVCB_GAPC1

| **Обозначение** | **Наименование** | **Уставка** | **Диапазон** |
|---|---|---|---|
| UblnA | Уставка контроля несимметрии по току, А | 0,24 | 0,01 – 5,00 с шагом 0,01 |
| UblnV | Уставка контроля несимметрии по напряжению, В | 20 | 10,0 – 100,0 с шагом 0,1 |
| MinA | Уставка контроля наличия тока, А | 0,1 | 0,01 – 1,00 с шагом 0,01 |
| MaxA | Уставка контроля ограничения максимального тока, А | 1,15 | 0,01 – 30,00 с шагом 0,01 |
| MinV | Уставка контроля отсутствия напряжения, В | 20 | 2,0 – 100,0 с шагом 0,1 |
| ZroAMod | Программная накладка для введения/выведения принципа контроля нулевой последовательности | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| OpDlTmms | Выдержка времени на срабатывание БНН, мс | 0 | 0 – 10000 с шагом 1 |

Таблица 9.5.2.2 – Уставки логического узла PVCB5_PTOV1

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| RatA | Коэффициент настройки напряжения фазы А основной вторичной обмотки ТН | 2 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| RatB | Коэффициент настройки напряжения фазы В основной вторичной обмотки ТН | 1 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| RatC | Коэффициент настройки напряжения фазы С основной вторичной обмотки ТН | 1 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| Rat0 | Коэффициент настройки напряжения нулевой последовательности дополнительной вторичной обмотки ТН | 0,577 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| RatD0 | Коэффициент настройки напряжения дополнительной вторичной обмотки ТН | 0,577 | -3,000 – 3,000 с шагом 0,001 |
| StrVal | Напряжение срабатывания, В | 10 | 0,00 – 100,00 с шагом 0,01 |
| RsRat | Коэффициент возврата | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| OpDlTmms | Выдержка времени формирования сигнала срабатывания, мс | 5 | 0 – 60000 с шагом 1 |

Таблица 9.5.2.3 – Уставки вспомогательных логических узлов

| Логический узел | Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|---|
| GAPCONDL2 | DlTmms | Выдержка времени на срабатывание, мс | 10 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| GAPCONDL3 | DlTmms | Выдержка времени на срабатывание, мс | 10 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| GAPCOFFDL1 | DlTmms | Выдержка времени на возврат, мс | 50 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| GAPCPLS2 | PlsTmms | Длина импульса, мс | 10 | 0 – 1000000 с шагом 1 |
| GAPCOFFDL3 | DlTmms | Выдержка времени на возврат, мс | 20 | 0 – 1000000 с шагом 1 |

Действие защиты выполняется на сигнал.

### 9.5.3 Максимальная токовая защита с пуском по напряжению, PTOC

**Расчет уставок МТЗ с пуском по напряжению**

Расчет уставки токового органа:

Расчет максимального рабочего тока присоединения:

$$I_{\text{раб.}max} = \frac{25000}{\sqrt{3}\ \cdot\ 110} = 125{,}5\ \text{А}$$

Принимаем $I_{\text{раб.}max} = 916$ А.

По условию (9.3.1) рассчитываем ток срабатывания:

$$I_{\text{СЗ}} \geq \frac{1{,}2}{0{,}95} \cdot 125{,}5 = 159\ \text{А}$$

По условию (9.3.2) рассчитываем ток срабатывания:

$$I_{\text{сз}} \geq 1{,}1 \cdot 1 \cdot 724 \cdot \frac{15{,}75}{6{,}3} = 318\ \text{А}$$

Принимается $I_{\text{СЗ}} = 318$ А.

По выражению (9.3.3) определяется величина вторичного тока срабатывания, задаваемая в терминал:

$$StrVal = I_{ср} = \frac{318}{2000/1} = 0{,}16 \text{ А}$$

По выражению (9.3.4) определяется чувствительность:

− в зоне основного действия защиты:

$$K_ч = \frac{408}{318} = 1{,}28 < 1{,}5$$

где $I^{(2)}_{кз.нн-вн} = 408$ А – ток двухфазного КЗ на стороне НН Т-60Р3, приведенный к стороне 115 кВ.

Так как защита оказывается нечувствительной к КЗ в зоне основного действия, примем ток срабатывания $I_{СЗ} = 159$ А. При этом селективность действия защиты будет обеспечиваться отстройкой по времени от МТЗ на стороне 6,3 кВ.

По выражению (9.3.3) определяется величина вторичного тока срабатывания, задаваемая в терминал:

$$StrVal = I_{ср} = \frac{159}{2000/1} = 0{,}08 \text{ А}$$

По выражению (9.3.4) определяется чувствительность:

− в зоне основного действия защиты:

$$K_ч = \frac{408}{159} = 2{,}56 > 1{,}5$$

По выражению (9.3.5) рассчитываем напряжение срабатывания органа минимального напряжения:

$$StrV = \frac{0{,}7 \cdot 6300}{1{,}2 \cdot \frac{6300}{100} \cdot \sqrt{3} \cdot 57{,}74} = 0{,}583 \text{ о. е.}$$

По выражению (9.3.6) напряжение срабатывания реле напряжения обратной последовательности ПОН определяется:

$$StrVNg = 0{,}06 \cdot \frac{6300}{\frac{6300}{100} \cdot \sqrt{3} \cdot 57{,}74} = 0{,}06 \text{ о. е.}$$

По выражению (9.3.7) определяется чувствительность:

$$K_ч = \frac{58{,}3}{\frac{715}{6300/100}} = 5{,}14 > 1{,}2$$

По выражению (9.3.7) определяется уставка по времени защиты МТЗ/U:

$$t_{сз} = 0{,}4 + 0{,}5 = 0{,}9 \text{ с}$$

Уставки МТЗ с пуском по напряжению, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.5.3.1.

Таблица 9.5.3.1 – Уставки логического узла РТОС

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| StrVal | Уставка по току срабатывания пускового органа, А | 0,08 | 0,01 – 150,00 с шагом 0,01 |
| RsRat | Коэффициент возврата пускового органа | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| FctMod1 | Программная накладка блокировки/деблокировки МТЗ от РНМ и ПОН при неисправности в цепях | Функция введена | Функция выведена Функция введена |

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| | напряжения (функция выведена – деблокировка, функция введена – блокировка) | | |
| FctMod2 | Программная накладка выбора фазных/междуфазных напряжений, подключаемых к МТЗ (функция выведена – фазные, функция введена – междуфазные) | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| VCntMod | Программная накладка включения функции определения понижения напряжения | 2 | 1 – выключена<br>2 – ПОН1<br>3 –ПОН2<br>4 –ПОН3<br>5 – от внешнего сигнала |
| VNom | Номинальное напряжение, В | 57,74 | 0,00 – 200,00 с шагом 0,01 |
| StrV | Уставка по напряжению срабатывания пускового органа, о.е. | 0,583 | 0,000 – 2,000 с шагом 0,001 |
| RsRatV | Коэффициент возврата реле минимального напряжения | 1,15 | 1,00 – 2,00 с шагом 0,01 |
| StrVNg | Уставка по напряжению срабатывания обратной последовательности пускового органа, о.е | 0,06 | 0,000 – 2,000 с шагом 0,001 |
| RsRatVNg | Коэффициент возврата реле напряжения обратной последовательности | 0,85 | 0,10 – 1,00 с шагом 0,01 |
| OpTmms1 | Уставка выдержки времени срабатывания, мс | 900 | 0 – 500000 с шагом 10 |

### 9.5.4 Токовый контроль дуговой защиты, PARCV

**Расчет уставки**

Для защиты ввода от дуговых замыканий в устройстве серии ТЕКОН 300 реализован алгоритм логики дуговой защиты (ЗДЗ) на основе логического узла PARCV.

Величина вторичного тока срабатывания, задаваемая в терминал:

$$I_{СЗ} = \frac{1{,}2 \cdot 1{,}05}{0{,}95} \cdot 125{,}5 = 166{,}4 \text{ А}$$

$$\text{StrVal} = \frac{166{,}4}{2000/1} = 0{,}08 \text{ А}$$

Уставки токового контроля ЗДЗ, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.5.4.1

Таблица 9.5.4.1 – Уставки логического узла PARCV

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| FctMod | Программная накладка ввода функции учета сигналов от двух датчиков (функция выведена – по срабатыванию одного из датчиков, функция введена – по срабатыванию обоих датчиков) | Функция выведена | Функция выведена<br>Функция введена |
| StrVal | Уставка срабатывания защиты, А | 0,08 | 0,00 – 200,00 с шагом 0,01 |
| RsRat | Коэффициент возврата токового реле, о.е | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| OpDlTmms1 | Выдержка времени формирования сигнала отключения выключателя ввода и СВ, мс | 0 | 0 – 20000 с шагом 1 |
| OpDlTmms2 | Выдержка времени формирования сигнала отключения выключателя трансформатора, мс | 0 | 0 – 20000 с шагом 1 |

### 9.5.5 Защита от замыканий на землю на стороне НН трансформатора, PTOV

Уставка по напряжению рассчитывается по (9.2.25):

$$U_{\text{с.з.}} = 0{,}15 \cdot 100 = 15 \text{ В}$$

Выдержка времени в терминале задается с помощью параметра *OpDlTmms1*=9с.

Защита действует на сигнал.

Уставки защиты от замыкания на землю на стороне НН, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.5.5.1.

Таблица 9.5.5.1 – Уставки логического узла PTOV

| Наименование | Обозначение | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| Базовое напряжение, В | BaseVol | 100,0 | 1,00 – 150,00 с шагом 0,01 |
| Напряжение срабатывания первой ступени, о.е. | StrVal1 | 0,15 | 0,01 – 2,00 с шагом 0,01 |
| Напряжение срабатывания второй ступени, о.е. | StrVal2 | 1,15 | 0,01 – 2,00 с шагом 0,01 |
| Ток блокирования ЗМаксН, А | StrAVal | 0,100 | 0,000 – 10,000 с шагом 0,001 |
| Коэффициент возврата ПО по напряжению | RsRat | 0,95 | 0,50 – 1,00 с шагом 0,01 |
| Выдержка времени на ввод ЗМаксН после исчезновения сигнала блокировки по току, мс | DlTmms | 3000 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| Уставка выдержки времени формирования сигнала отключения первой ступени, мс | OpDlTmms1 | 9000 | 0 – 100000 с шагом 1 |
| Уставка выдержки времени формирования сигнала отключения второй ступени, мс | OpDlTmms2 | 100000 | 0 – 100000 с шагом 1 |
| Тип выдержки времени срабатывания второй ступени | TypOpCrv | 0 | 0 – независимая<br>1 – зависимая |

### 9.5.6 Защита от перегрузки, PIOC

**Расчет уставок ЗП на стороне НН трансформатора**

Рассчитаем уставку ЗП на стороне НН по (9.2.26):

$$StrVal = \frac{1{,}05}{0{,}95} \cdot \frac{1146}{1500} = 0{,}84 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени принимается ***OpTmms*** = 9с.

Защита от перегрузки действует на сигнал.

Уставки защиты от перегрузки трансформатора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.5.6.1.

Таблица 9.5.6.1 – Уставки блока PIOC

| Обозначение | Наименование | Уставка | Диапазон |
|---|---|---|---|
| ANom | Номинальный ток, А | 1 | 0– 10<br>с шагом 0,01 |
| StrVal | Уставка срабатывания, о.е. | 0,84 | 0,05 – 200<br>с шагом 0,001 |
| RsRat | Коэффициент возврата | 0,95 | 0,5 – 1<br>с шагом 0,01 |
| OpMod | Ввод БТО в работу | Функция введена | Функция выведена<br>Функция введена |

### 9.5.7 Автоматика пуска охлаждения трансформатора, PTOCOVH

Автоматическое охлаждение вида «Д» должно обеспечивать включение ЭД вентиляторов при достижении температуры верхних слоев масла $55^0$С или при достижении тока, равного 1,05 номинального, независимо от температуры верхних слоев масла.

Отключение ЭД вентиляторов при снижении температуры верхних слоев масла до $50^0$С, если при этом ток нагрузки менее 1,05 номинального.

Контроль тока осуществляется для сторон НН1 и НН2. Используется только 1 ступень охлаждения.

Автоматика охлаждения трансформатора в устройстве РЗА серии ТЕКОН 300 реализована на основе логического узла PTOCOVH.

Положение программных накладок принимается: FctMod12, FctMod13 – «функция введена», FctMod11, FctMod21, FctMod22, FctMod23 – «функция выведена».

Уставка срабатывания пускового органа первой ступени производится по выражению (9.2.27).

$I^I_{\text{охл}}$ – первичное значение тока срабатывания первой ступени устройства пуска охлаждения трансформатора, рассчитывается по выражению:

$$I^I_{\text{охл}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном.тр-р}} = 1{,}05 \cdot 1146 = 1203{,}3 \text{ А}$$

Выдержка времени на выдачу сигнала пуска автоматики охлаждения (*OpDlTmms1*, *OpDlTmms2*) должна быть задана с учетом отстройки от кратковременных режимов нагрузок, не приводящих к перегрузке силового трансформатора. При отсутствии конкретных указаний рекомендуется задавать в диапазоне 1−2 с.

Значения выдержек времени на возврат сигнала пуска автоматики охлаждения (RsDlTmms1, RsDlTmms2) при отсутствии конкретных указаний рекомендуется принять равными значениям по умолчанию.

**Расчет уставок автоматики пуска охлаждения**

Рассчитаем уставку первой ступени пуска охлаждения трансформатора по току на стороне ВН по (9.2.27):

$$StrValS11 = \frac{1203{,}3}{1500 \cdot 1} = 0{,}8 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени на формирование синала срабатывания первой ступени автоматики охлаждения: *OpDlTmms1* = 1500 мс.

Уставки автоматики охлаждения трансформатора, задаваемые в терминал защиты, приведены в таблице 9.5.7.1.

Таблица 9.5.7.1 – Уставки логического узла PTOCOVH

| **Наименование** | **Обозначение** | **Уставка** | **Диапазон** |
|---|---|---|---|
| Ток срабатывания первой ступени стороны ВН, А | StrValS11 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания первой ступени стороны СН, А | StrValS12 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания первой ступени стороны НН1, А | StrValS13 | 0,8 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания первой ступени стороны НН2, А | StrValS14 | 0,8 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания второй ступени стороны ВН, А | StrValS21 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания второй ступени стороны СН, А | StrValS22 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания второй ступени стороны НН1, А | StrValS23 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ток срабатывания второй ступени стороны НН2, А | StrValS24 | 1,000 | 0,001−100,000 с шагом 0,001 |
| Ввод функции контроля тока первой ступени стороны СН | FctMod11 | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Ввод функции контроля тока первой ступени стороны НН1 | FctMod12 | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| Ввод функции контроля тока первой ступени стороны НН2 | FctMod13 | Функция введена | Функция выведена Функция введена |
| Ввод функции контроля тока второй ступени стороны СН | FctMod21 | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Ввод функции контроля тока второй ступени стороны НН1 | FctMod22 | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Ввод функции контроля тока второй ступени стороны НН2 | FctMod23 | Функция выведена | Функция выведена Функция введена |
| Выдержка времени на формирование сигнала срабатывания первой ступени автоматики охлаждения Т/АТ, мс | OpDlTmms1 | 1500 | 0 − 27000 с шагом 1 |
| Выдержка времени на формирование сигнала срабатывания второй ступени автоматики охлаждения Т/АТ, мс | OpDlTmms2 | 1500 | 0 − 27000 с шагом 1 |
| Выдержка времени на возврат сигнала срабатывания первой ступени автоматики охлаждения Т/АТ, мс | RsDlTmms1 | 1000 | 0 − 10000 с шагом 1 |
| Выдержка времени на возврат сигнала срабатывания второй ступени автоматики охлаждения Т/АТ, мс | RsDlTmms2 | 1000 | 0 − 10000 с шагом 1 |

### 9.6 Расчет уставок и параметров АРКТ резервного трансформатора собственных нужд 00ВСТ30, ATCCTR

**Расчет уставок автоматического регулятора коэффициента трансформации**

Согласно рекомендациям, значение уставки ***BndCtr***, определяющей требуемое напряжение поддержания, выбирается исходя из регулировочной характеристики по (9.4.1).

Для минимального режима работы нагрузки желаемое напряжение определяется как:

$U$ж.мин`= 6300+200+300 = 6,8 кВ;

$U$ж.мин`` = 6300−200+300 = 6,4 кВ.

Для максимального режима работы нагрузки желаемое напряжение определяется как:

$U$ж.макс`= 6300+200+500 = 7 кВ;

$U$ж.макс`` = 6300−200+500 = 6,6 кВ.

Таким образом для потребителей удовлетворяет диапазон напряжений 6,4–7 кВ,

$U_{под}$ = 6,6 кВ.

Рассчитаем значение уставки ***BndCtr*** по (9.4.2):

$$BndCtr = \frac{6600}{\sqrt{3} \cdot 6300/100} = 60 \text{ В}$$

Расчёт значения уставки ***BndWid*** выполняется исходя из условия обеспечения напряжения нагрузки в желаемой зоне.

Нечувствительность АРКТ определяется как разность между средним напряжением диапазона желаемых напряжений и её крайним значением. Для режима минимальной нагрузки максимально допустимое напряжение равно 6,8 кВ; минимально допустимое напряжение равно 6,4 кВ; среднее напряжение равно 6,6 кВ.

Рассчитаем наибольшую нечувствительность, которая может быть допущена по (9.4.3):

$\Delta U$неч = 6,6 − 6,4 = 200 В.

Рассчитаем значение уставки ***BndWid*** по (9.4.4):

$$BndWid = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 6300/100} = 1{,}83 \text{ В}$$

Принимаем уставку ***BndWid*** = 1,8 В.

Рассчитаем уставку по значению тока перегрузки по (9.4.5):

$$LimLodA = \frac{1{,}5 \cdot 0{,}9 \cdot 125{,}5}{2000} = 0{,}1 \text{ А}$$

Положение программной накладки ***FctMod3*** принимается равным 1 («ввод»).

Значение уставки ***LimVHi***, определяющей напряжение, выше которого происходит формирование информационного сигнала о перенапряжении принимается равным предельно допустимому рабочему напряжению:

$$LimVHi = \frac{1{,}05 \cdot 7000}{\sqrt{3} \cdot 6300/100} = 67{,}4 \text{ В}$$

Значение уставки ***LimVLo***, согласно рекомендациям, рассчитывается по условию обеспечения срабатывания блокирующего органа при повреждениях вторичных цепей ТН:

$$LimVLo = 0{,}7 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6300/100} = 40{,}4 \text{ В}$$

Значение ***LimNgV*** определяется по условию отстройки от напряжения небаланса обратной последовательности:

$$LimNgV = k_{отс} \cdot U_{2нб} = 1{,}2 \cdot 0{,}15 \cdot \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 6300/100} = 11{,}6 \text{ В}$$

где $U_{2нб}$ – Напряжение небаланса обратной последовательности. Определено как 15 % от Uном;

$k$отс – коэффициент отстройки, принят равным 1,2;

$k$тн – значение коэффициента трансформации ТН.

Значение ***LimZro3V*** определяется по условию отстройки от напряжения небаланса нулевой последовательности:

$$LimZro3V = k_{\text{отс}} \cdot 3U_{0\text{нб}} = 1{,}2 \cdot 0{,}15 \cdot \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 6300/100} = 11{,}6 \text{ В}$$

где $3U_{0\text{нб}}$ – Напряжение небаланса нулевой последовательности. Определено как 15 % от Uном;

$k$отс – коэффициент отстройки, принят равным 1,2;

$k$тн – значение коэффициента трансформации ТН.

Выдержка времени на переключение ступени РПН ведущего трансформатора, задаваемая уставкой ***OpDlTmms6***, определяется исходя из отстройки от предельного времени переключения одной ступени

$OpDlTmms6$=$T$пер+$\Delta t$=5000+500=5500 мс.

Значение уставки ***OpDlTmms9*** выбирается аналогично.

Выдержка времени на формирование команды переключения ***OpDlTmms7*** выбирается по условию отстройки от кратковременных изменений напряжения, определяемых по графику нагрузки:

$OpDlTmms7$=$T$изм+$\Delta t$=2000+500=2500 мс.

Ввиду того, что количество ступеней РПН превышает 16 используются 2 логических узла SLTCC.

Уставки ***TapmA1–TapmA16*** первого логического узла SLTCC, определяющие значения тока, соответствующие номерам отпаек с первой по шестнадцатую, выбираются исходя из технических характеристик применяемого внешнего датчика РПН.

Исходя из рекомендаций определяется шаг по току по (9.4.6):

$$\Delta I = \frac{20 - 4}{19 - 1} = 0{,}88$$

Таким образом значение уставки ***TapmA1*** принимается равной 4 мА, ***TapmA2*** – 4,89 мА, ***TapmA3*** – 5,78 мА и т.д.

Уставка срабатывания пускового органа контроля тока датчика ***Amax*** выбирается исходя из максимального тока датчика при переключении РПН на максимальную ступень.

$Amax$=$I_{\text{ст}}$ +($n$−1)·$\Delta I$+$PerErr$=4+(19−1)·0,89+0,02=20,04 мА.

Уставка ***Amax*** принимается равной 20 мА.

Уставка ***Amin*** принимается равной 4 мА.

Уставки ***TapmA1, Amax, Amin*** второго логического узла SLTCC выбираются аналогично. Остальные уставки принимаются равными значениям по умолчанию.

Уставки АРКТ, задаваемые в терминал, приведены в таблице 9.6.1.

Таблица 9.6.1 – Уставки логических узлов ATCCTR, SLTCC1, SLTCC2

| **Наименование** | **Обозначение** | **Заводская уставка** | **Уставка** | **Диапазон** |
|---|---|---|---|---|
| Значение апертуры тока в процентах от входной величины, %ё | DBPctA | 100 | 100 | 0 – 100 с шагом 1 |
| Значение апертуры напряжения в процентах от входной величины, % | DBPctV | 100 | 100 | 0 – 100 с шагом 1 |
| Значение апертуры фазы в процентах от входной величины, % | DBPctPhs | 100 | 100 | 0 – 100 с шагом 1 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Выбор базисного вектора | Vector | 1 | 3 | 1 – ток ввода<br>2 – ток секционного выключателя<br>3 – напряжение фазы А<br>4 – напряжение фазы В<br>5 – напряжение фазы С |
| Ширина зоны нечувствительности по напряжению, В | BndWid | 50,0 | 1,8 | 0,5 – 60,0<br>с шагом 0,1 |
| Значение напряжения поддержания без учета компенсации, В | BndCtr | 57,7 | 60 | 50,0 – 145,0<br>с шагом 0,1 |
| Активная часть сопротивления линии до точки регулирования напряжения, Ом | RLin | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 1000,00<br>с шагом 0,01 |
| Реактивная часть сопротивления линии до точки регулирования напряжения, Ом | Xlin | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 1000,00<br>с шагом 0,01 |
| Коэффициент возврата напряжения | RsRat | 0,95 | 0,95 | 0,80 – 1,00<br>с шагом 0,01 |
| Выбор тока компенсации | FctMod1 | 1 | 1 | 0 – ток, протекающий через секционный выключатель<br>1 – разность тока ввода и тока, протекающего через секционный выключатель |
| Тип выходного сигнала | FctMod2 | 0 | 0 | 0 – импульсный<br>1 – постоянный |
| Значение тока перегрузки, А | LimLodA | 15,0 | 0,1 | 0,1 – 15,0<br>с шагом 0,1 |
| Уставка по напряжению обратной последовательности, В | LimNgV | 60,0 | 11,6 | 0,5 – 60,0<br>с шагом 0,1 |
| Уставка по утроенному напряжению нулевой последовательности, В | LimZro3V | 30,0 | 11,6 | 0,5 – 145,0<br>с шагом 0,1 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Уставка максимально допустимого напряжения, В | LimVHi | 145,0 | 67,4 | 60,0 – 145,0 с шагом 0,1 |
| Уставка минимально допустимого напряжения, В | LimVLo | 28,0 | 40,4 | 28,0 – 95,0 с шагом 0,1 |
| Допустимое время перегрузки, мс | OpDlTmms1 | 500 | 500 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| Допустимое время превышения U2, мс | OpDlTmms2 | 500 | 500 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| Допустимое время превышения 3U0, мс | OpDlTmms3 | 500 | 500 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| Допустимое время работы с повышенным напряж., мс | OpDlTmms4 | 500 | 500 | 0 – 10000 с шагом 1 |
| Допустимое время работы с пониженным напряжением, мс | OpDlTmms5 | 500 | 500 | 0 – 10000 с шагом |
| Номер максимальной ступени РПН ведущего трансформатора | NumMax1 | 48 | 25 | 5 – 48 с шагом 1 |
| Номер максимальной ступени РПН ведомого трансформатора | NumMax2 | 48 | 25 | 5 – 48 с шагом 1 |
| Направление счета ступеней ведущего трансформатора | DirTap1 | 0 | 0 | 0 – прямое 1 – обратное |
| Направление счета ступеней ведомого трансформатора | DirTap2 | 0 | 0 | 0 – прямое 1 – обратное |
| Контроль перегрузки по току | FctMod3 | 0 | 1 | 0 – вывод 1 – ввод |
| Контроль превышения напряжения U2 | FctMod4 | 0 | 1 | 0 – вывод 1 – ввод |
| Контроль превышения напряжения 3U0 | FctMod5 | 0 | 1 | 0 – вывод 1 – ввод |
| Вариант контроля крайнего положения РПН | FctMod6 | 0 | 1 | 0 – внешний сигнал 1 – внутренний сигнал |
| Выдержка времени на переключение ступени РПН ведущего трансформатора, мс | OpDlTmms6 | 1000 | 5500 | 10 – 10000 с шагом 1 |
| Выдержка времени на появление команды управления, мс | OpDlTmms7 | 1000 | 2500 | 10 – 10000 с шагом 1 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Длительность импульса в импульсном режиме управления, мс | DlTmms8 | 1000 | 1000 | 10 – 10000 с шагом 1 |
| Выбор секции измерения напряжения | FctMod7 | 0 | 0 | 0 – 1 секция<br>1 – 2 секция |
| Выбор вводного тока | FctMod8 | 1 | 1 | 0 – с 1-го ввода<br>1 – со 2-го ввода |
| Вариант контроля крайнего положения РПН ведомого трансформатора | FctMod9 | 0 | 1 | 0 – внешний сигнал<br>1 – внутренний сигнал |
| Выбор режима работы трансформаторов | ParOp | 0 | 0 | 0 – независимая<br>1 – параллельная |
| Выдержка времени на переключение ступени РПН ведомого трансформатор, мс | OpDlTmms9 | 1000 | 5500 | 10 – 10000 с шагом 1 |
| Коэффициент трансформации вводного ТТ | Rat1 | 1000 | 1600 | 10 – 10000 с шагом 1 |
| Коэффициент трансформации секционного ТТ | Rat2 | 1000 | 1600 | 10 – 10000 с шагом 1 |
| Уставки блока SLTCC1 | | | | |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 1, мА | TapmA1 | 0,00 | 4,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 2, мА | TapmA2 | 0,00 | 4,89 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 3, мА | TapmA3 | 0,00 | 5,78 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 4, мА | TapmA4 | 0,00 | 6,67 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 5, мА | TapmA5 | 0,00 | 7,56 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 6, мА | TapmA6 | 0,00 | 8,45 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 7, мА | TapmA7 | 0,00 | 9,34 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 8, мА | TapmA8 | 0,00 | 10,23 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 9, мА | TapmA9 | 0,00 | 11,12 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 10, мА | TapmA10 | 0,00 | 12,01 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 11, мА | TapmA11 | 0,00 | 12,9 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 12, мА | TapmA12 | 0,00 | 13,79 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 13, мА | TapmA13 | 0,00 | 14,68 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 14, мА | TapmA14 | 0,00 | 15,57 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 15, мА | TapmA15 | 0,00 | 16,46 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 16, мА | TapmA16 | 0,00 | 17,35 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение допустимой погрешности по току, мА | PerErr | 0,02 | 0,02 | 0,00 – 1,00 с шагом 0,01 |
| Минимально возможное значение тока, мА | Amin | 0,00 | 4 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Максимально возможное значение тока, мА | Amax | 0,00 | 20,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Коэффициент возврата | RsRat | 0,95 | 0,95 | 0,80 – 1,00 с шагом 0,01 |
| Уставки блока SLTCC2 | | | | |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 1, мА | TapmA1 | 0,00 | 18,24 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 2, мА | TapmA2 | 0,00 | 19,13 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 3, мА | TapmA3 | 0,00 | 20,02 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 4, мА | TapmA4 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 5, мА | TapmA5 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 6, мА | TapmA6 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 7, мА | TapmA7 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 8, мА | TapmA8 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 9, мА | TapmA9 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 10, мА | TapmA10 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 11, мА | TapmA11 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 12, мА | TapmA12 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 13, мА | TapmA13 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 14, мА | TapmA14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 15, мА | TapmA15 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение тока, соответствующее номеру отпайки 16, мА | TapmA16 | 0,00 | 0,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Значение допустимой погрешности по току, мА | PerErr | 0,02 | 0,02 | 0,00 – 1,00 с шагом 0,01 |
| Минимально возможное значение тока, мА | Amin | 0,00 | 4 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Максимально возможное значение тока, мА | Amax | 0,00 | 20,00 | 0,00 – 20,00 с шагом 0,01 |
| Коэффициент возврата | RsRat | 0,95 | 0,95 | 0,80 – 1,00 с шагом 0,01 |

## 10 Расчет уставок защит для второго этапа строительства

Защиты генератора ТГ-1Б, реализуемые в рамках второго этапа строительства, выполнены с использованием двух взаиморезервируемых комплектов:

– первый комплект защит генератора ТГ-1Б типа ШЭ1111 ООО «НПП ЭКРА», в состав которого входит МП терминал типа ЭКРА 213;

– второй комплект защит генератора ТГ-1Б, нетиповой, в состав которого входит МП терминал типа ТЕКОН 339GB.

Каждый комплект защит генератора размещается в отдельном шкафу.

Дублирующие комплекты защит генератора подключаются к отдельным измерительным ТТ и ТН и имеет независимое от другого комплекта оперативное питание.

Расчет уставок защит генератора ТГ-1Б выполняется аналогично расчету уставок защит генератора ТГ-1А, реализуемых в рамках первого этапа строительства, и в составе данной работы не производится.

Защиты блочного трансформатора Т-91Б, реализуемые в рамках второго этапа строительства, выполнены с использованием двух взаиморезервируемых комплектов, в состав каждого из которых входит МП терминал типа ТЕКОН 339TB.

Каждый комплект защит блочного траснформатора размещается в отдельном шкафу.

Дублирующие комплекты защит блочного траснформатора подключаются к отдельным измерительным ТТ и ТН и имеет независимое от другого комплекта оперативное питание.

Расчет уставок защит блочного трансформатора Т-91Б выполняется аналогично расчету уставок защит блочного трансформатора Т-91А, реализуемых в рамках первого этапа строительства, и в составе данной работы не производится.

В соответствии с выполнением второго этапа строительства корректировка расчета уставок защит, выполненного в рамках первого этапа строительства, не требуется.

# Приложение А. Технические данные терминалов РЗА ЭКРА 200, необходимые для расчета трансформаторов тока по Р 58669-2019 (письмо ООО НПП «ЭКРА» №108/21 от 25.02.2021 г.)

ЭКРА | Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие

Россия, 428020, Чувашская Республика - Чувашия, Чебоксары, пр-кт И. Я. Яковлева, 3, помещение 541
Тел./факс: +7 (8352) 22-01-10 (многоканальный)
55-03-68, 57-00-76, 55-43-61,
57-01-46, 57-01-27, 22-01-30 (автосекретарь)
E-mail: ekra@ekra.ru, www.ekra.ru

ИНН 2126001172
КПП 213001001
ОГРН 1022101135726, ОКПО 20572135
р/с 40702810575020000213 в Чувашском отделении №8613 ПАО Сбербанк г. Чебоксары
БИК 049706609 к/с 30101810300000000609

на № 108/21 от 25.02.2021 № _____

00ДО-103041 от 26.02.2021

Генеральному директору
ООО НПФ «ДиРЭН»
Лобанову А. Ю.
npf_diren@mail.ru

**Ответ на "О запросе значений минимального необходимого времени до насыщения ТТ"**

Уважаемый Александр Юрьевич!

В ответ на Ваше письмо сообщаем, что:

1) минимально необходимое время (Tmin) до насыщения трансформаторов тока (ТТ) по условиям правильной работы функций РЗА шкафов типа ШЭ2607, ШЭ2710, ШЭ111х в отсутствии конкретной информации о используемых ТТ, первичной сети, виде и месте короткого замыкания, уставках защит указано в таблице:

| № | Тип устройства | Серия | Версия ПО | Годы выпуска | Tmin, мс | Доп. информация |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | ДЗШ, ДЗО | ШЭ2607, ШЭ2710 | | Все с начала производства | ≥ 5 | для варианта подключения присоединения через один ТТ |
| 2 | ДЗТ (АТ) | | | | ≥ 25 | |
| 3 | КСЗ, ДФЗ, ДЗЛ | | | | ≥ 5 | |
| | МТЗ, ДЗТ, ДЗ | БЭ2502 | | | ≥ 15 | |
| 4 | ДЗГ, ДЗТ | ШЭ111х, ЭКРА 200 | | | ≥ 10 | |

Примечание: ДЗШ, ДЗО – дифференциальные защиты шин и ошиновки; КСЗ – комплекты ступенчатых защит; ДЗТ(АТ) – дифференциальные защиты трансформаторов и автотрансформаторов; ДЗГ - дифференциальные защиты генераторов, ДФЗ – дифференциально-фазная защита линии; ДЗЛ – продольная дифференциальная защита линии.

2) в шкафах защит линий серий ШЭ2607, ШЭ2710 предусмотрена программная блокировка, исключающая срабатывание защит при внешних КЗ в условиях

Исполнитель: Чернышев Андрей Владимирович
Тел.: +7 (8352) 22-01-30, доб. 1428
e-mail: chernyshov_av@ekra.ru

насыщения ТТ (время срабатывания не более 5 мс).

3) все шкафы защит, указанные в письме, включены на токи своих присоединений.

4) подтверждаем возможность подключения терминалов на физическую и алгоритмическую сумму токов. Второй способ считаем более предпочтительным с точки зрения минимизации влияния насыщения ТТ.

5) шкафы типа ШЭ111х на базе микропроцессорных устройств серии ЭКРА 100 сняты с производства с 2011 г. Научно-техническая поддержка устройств прекращена. В связи с этим время Tmin для ЭКРА 100 не регламентируется.

Доводим до Вашего сведения, что для устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА» разработана методика проверки ТТ (см. Информационное письмо №59). Письмо доступно на сайте нашего предприятия: https://ekra.ru/docs/newsletters/

Надеемся на дальнейшее плодотворное и взаимовыгодное сотрудничество.

С уважением,
Директор департамента
автоматизации энергосистем Р. В. Разумов

Исполнитель: Чернышев Андрей Владимирович
Тел.: +7 (8352) 22-01-30, доб. 1428
e-mail: chernyshov_av@ekra.ru

## Приложение Б. Расчет токов короткого замыкания

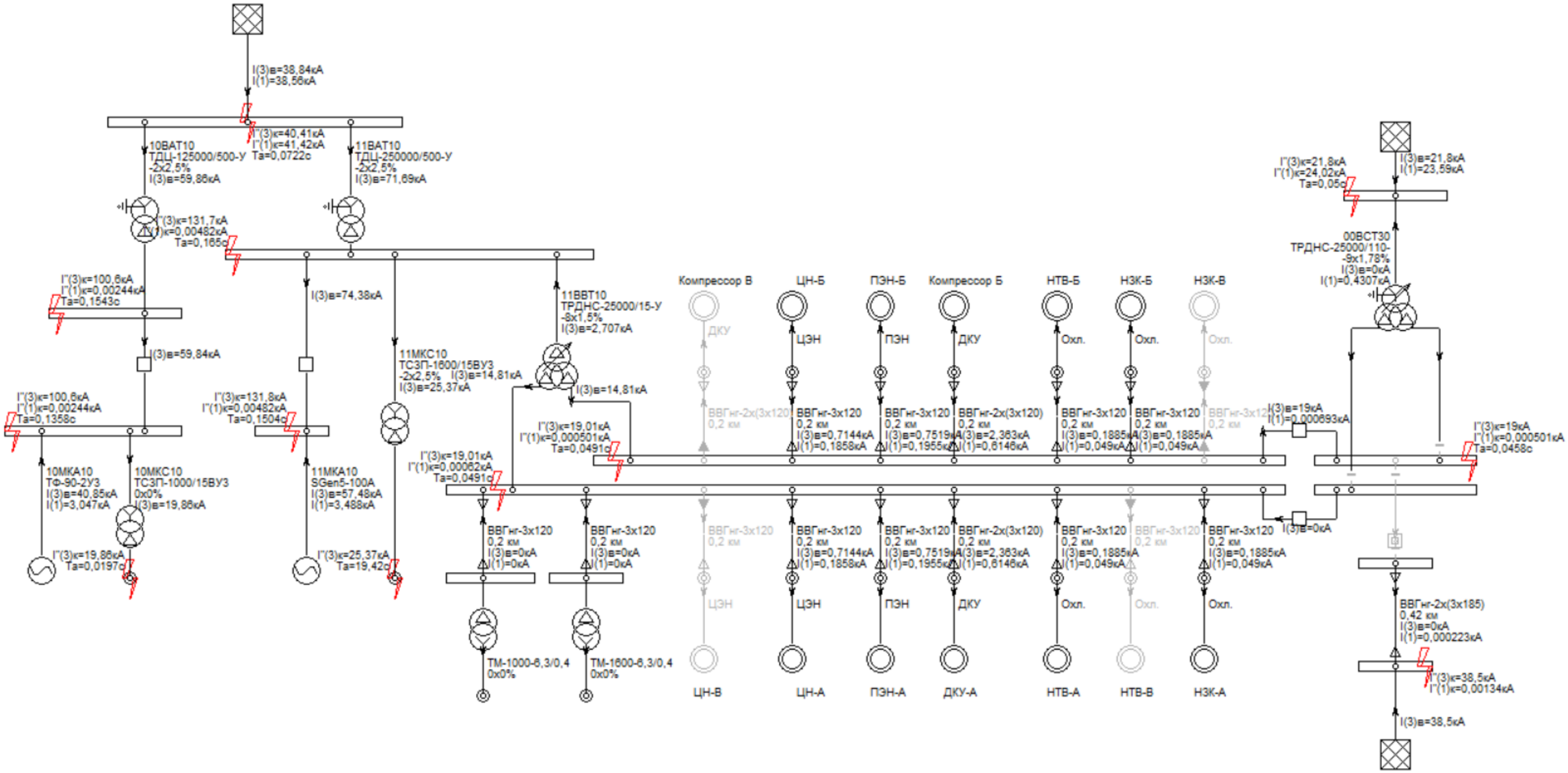



Рисунок Б.1 – Расчетная схема для EnergyCS ТКЗ 2021. Максимальный режим (-РО). Питание секции 6 кВ от ТСН-61

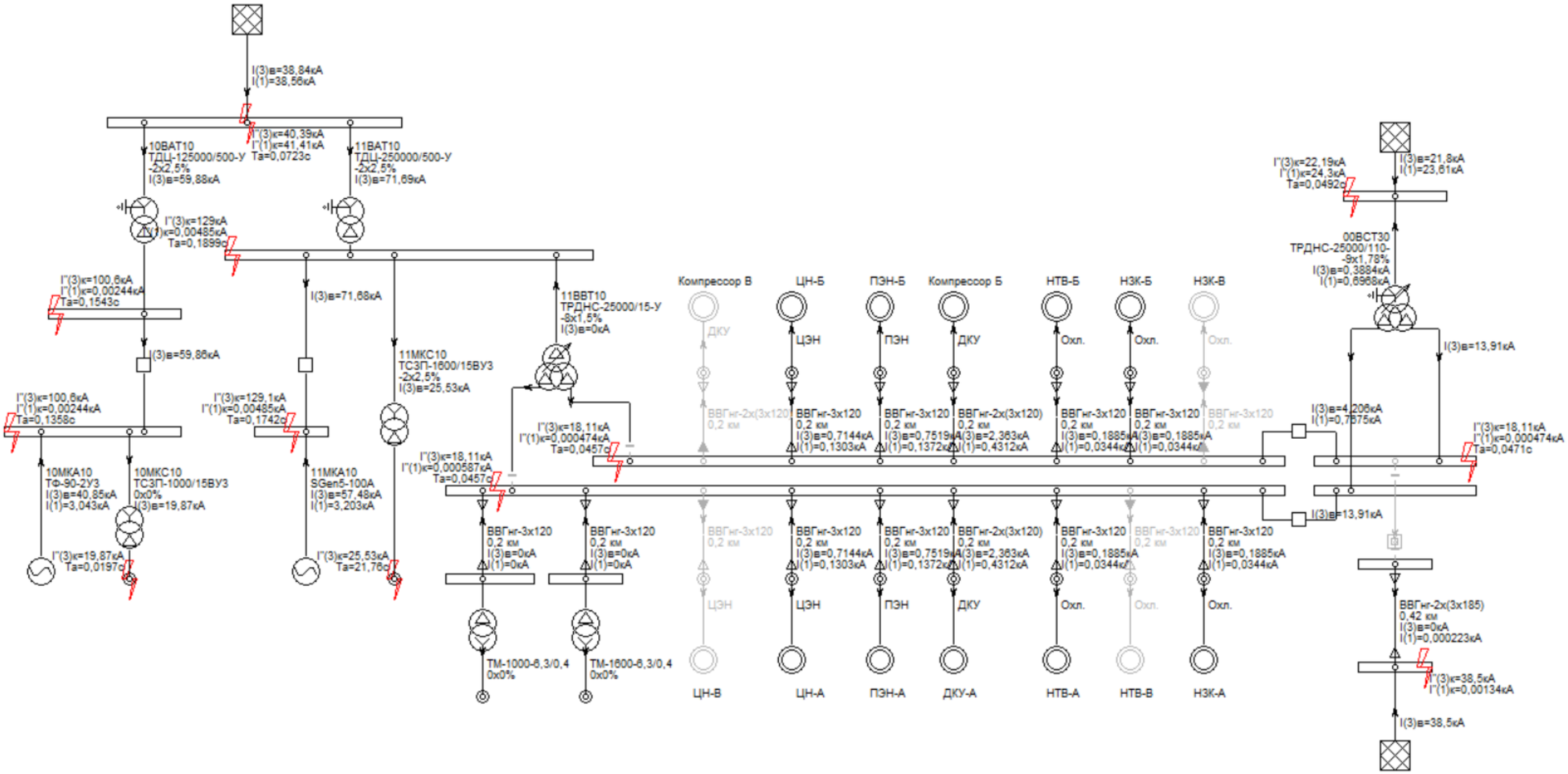



Рисунок Б.2 – Расчетная схема для EnergyCS ТКЗ 2021. Максимальный режим (-РО). Питание секции 6 кВ 10ВВА (10ВВВ) от Т60-Р3

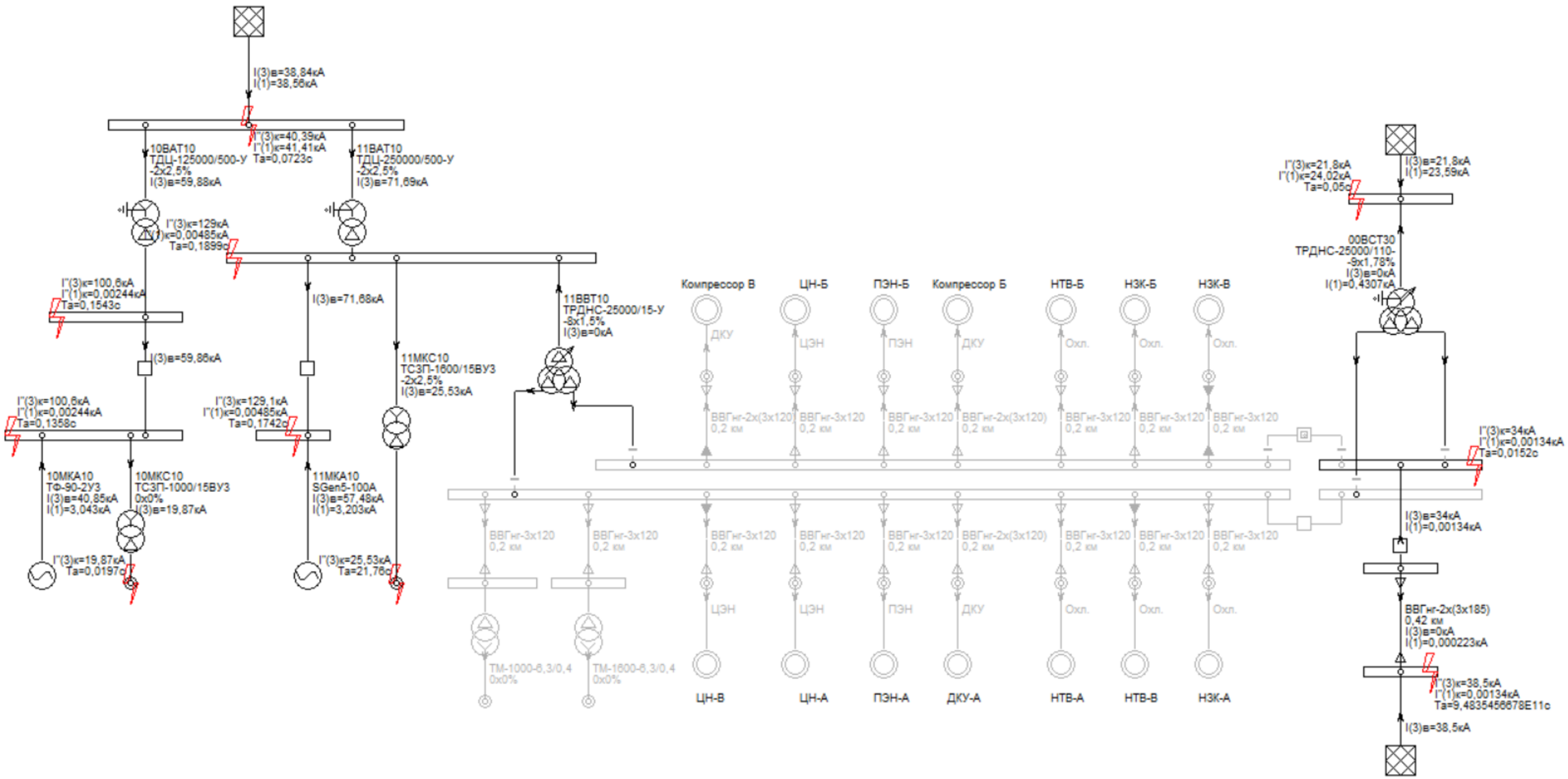



Рисунок Б.3 – Расчетная схема для EnergyCS ТКЗ 2021. Максимальный режим (-РО). Режим работы резервных ТСН 6,3/0,4 кВ от резервной сборки 6 кВ ТЭЦ-25

Ведомость документов графической части 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ

| Обозначение | Наименование | Примечание |
|---|---|---|
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.01 | Ведомость документов графической части | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.02 | ПГУ 225 МВт. Схема распределения по трансформаторам тока и трансформаторам напряжения устройств ИТС | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.03 | Трансформаторы собственных нужд и магистраль резервного питания. Схема распределения по трансформаторам тока и трансформаторам напряжения устройств ИТС | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 1. Главный корпус. Отметка +20,850. Релейный щит. Размещение оборудования | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 2. Главный корпус. Отметка +4,050. Помещение возбуждения ГТ и ТПУ. Размещение оборудования | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 3. Главный корпус. Отметка +0,000. Помещение возбуждения ПТ. Размещение оборудования | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 4. Главный корпус. Отметка +12,000. РЩ КИП. Размещение оборудования | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 5. Главный корпус. Шкаф распределения оперативного тока №1 | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 6. Главный корпус. Шкаф распределения оперативного тока №2 | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 7. Главный корпус. Структурно-функциональная схема защиты генератора ТГ-1А комплект 1 | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 8. Главный корпус. Структурно-функциональная схема защиты генератора ТГ-1А комлпект 2 | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 9. Главный корпус. Структурно-функциональная схема защиты генератора ТГ-1Б комплект 1 | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 10. Главный корпус. Структурно-функциональная схема защиты генератора ТГ-1Б комлпект 2 | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 11. Главный корпус. Структурно-функциональная схема АУВ 15 кВ В-201А (10 кВ В-201Б) | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 12. Главный корпус. Структурно-функциональная схема защиты трансформатора блока Т-91А | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 13. Главный корпус. Структурно-функциональная схема защиты трансформатора блока Т-91Б | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 14. Главный корпус. Структурно-функциональная схема защиты ТСН-61 | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 15. Главный корпус. Структурно-функциональная схема защиты РТСН Т60-Р3 | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 16. Главный корпус. Структурно-функциональная схема АУВ 110 кВ В-105 | |
| 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | Лист 17. Главный корпус. Структурно-функциональная схема ЧДА | |

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 |
| ГИП | | Яшукова | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.01

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | | 1 |

Ведомость документов графической части

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Формат А4

Первичное применение

Первичное применение

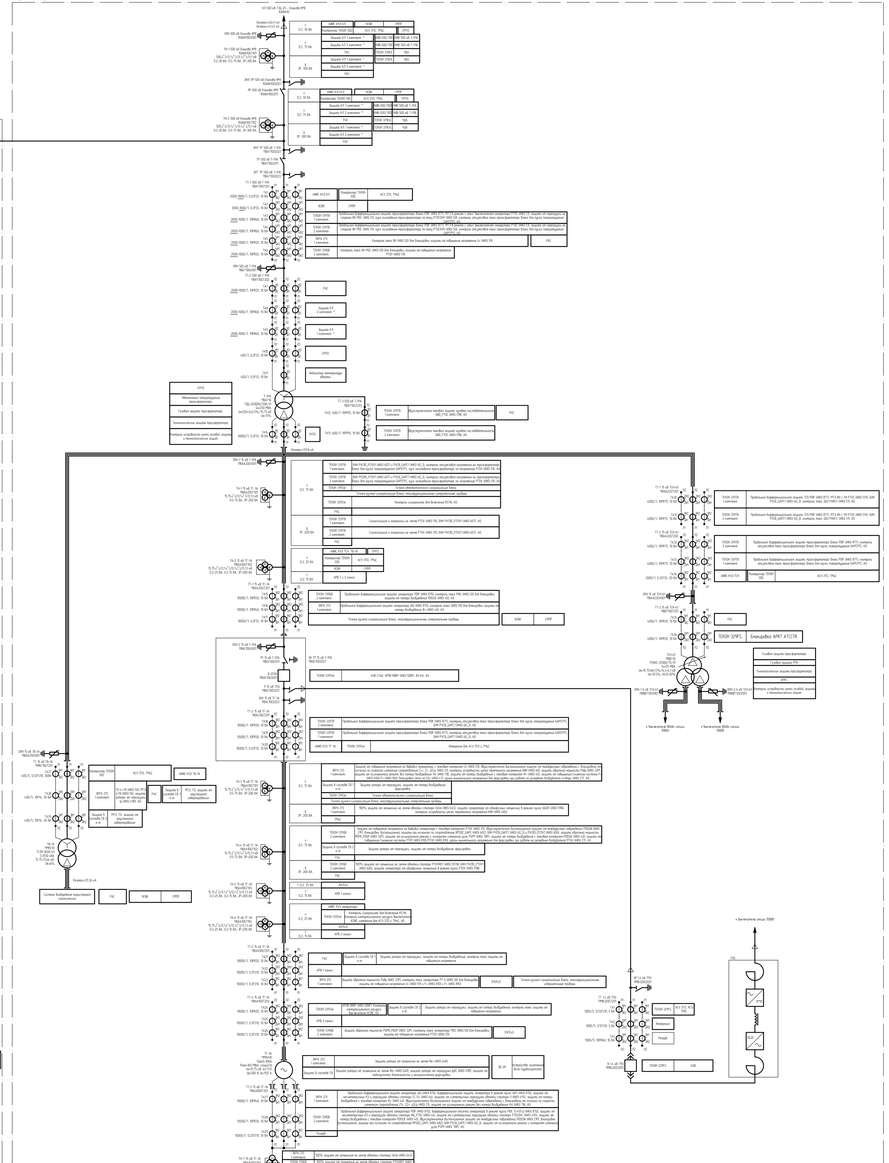
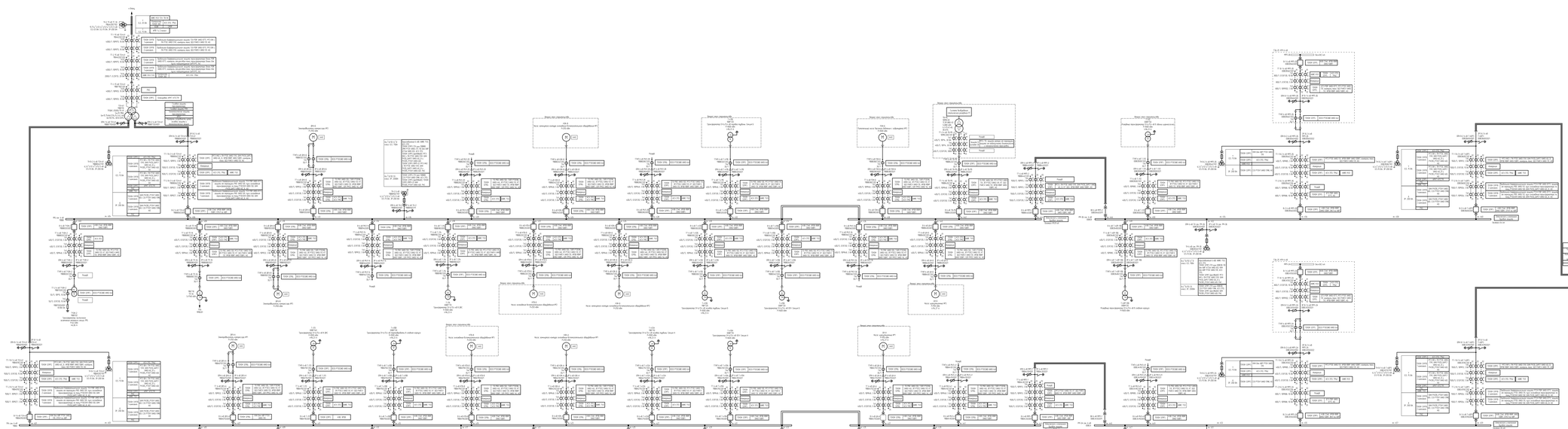


Таблица используемого оборудования регулирующих защитных и блокировочных и технологических функций на ГТУ-110 (первая очередь строительства)

| Наименование | Тип системы | Тип РЕС (первичных) и количество | Используемые функции |
|---|---|---|---|
| Шкаф первого комплекта защит генератора ТГ-1а | ШЗГПТ | ЭФУА 215 – 1 шт | 1 Трубопроводная дифференциальная защита генератора (ШЗ ЭФУА 870);<br>2 Поперечная дифференциальная защита (ШЗ ЭФУА 870);<br>3 Двухступенчатая бестоковая защита от межфазных перегрузок ( блокировка от начала по скорости изменения тока нагрузки ШЗ ЭФУА 870);<br>4 Защита от симметричных перегрузок обмотки статора (ТГ ЭФУА 870);<br>5 Защита от несимметричных КЗ в передаче обмотки статора (2 Ст- ЭФУА 870);<br>6 Защита от потерь возбуждения ( полным сопротивлением Ф- ЭФУА 870);<br>7 ЗОЗ, защита от замыканий на земле обмотки статора (ЯЗЗ ЭФУА 870);<br>8 Контроль изоляции (КИ ЭФУА 870);<br>9 Защита генератора от обнаружения замыканий в режиме пуска (ЗОЗ ЭФУА 870);<br>10 Защита от повышения напряжения на выводах генератора ( полным сопротивлением Ст- ЭФУА 870);<br>11 Контроль устройства цепи переменного напряжения КИН ЭФУА 870;<br>12 Контроль исправности цепей отключения КИН ЭФУА 870;<br>13 Контроль режимов работы ЭФУА 870;<br>14 Контроль тепла ЭФУА 870;<br>15 Контроль тепла ЭФУА 870;<br>16 Контроль тепла ЭФУА 870;<br>17 Контроль тепла ЭФУА 870;<br>18 Контроль тепла ЭФУА 870;<br>19 Контроль тепла ЭФУА 870;<br>20 Контроль тепла ЭФУА 870;<br>21 Контроль тепла ЭФУА 870;<br>22 Контроль тепла ЭФУА 870;<br>23 Контроль тепла ЭФУА

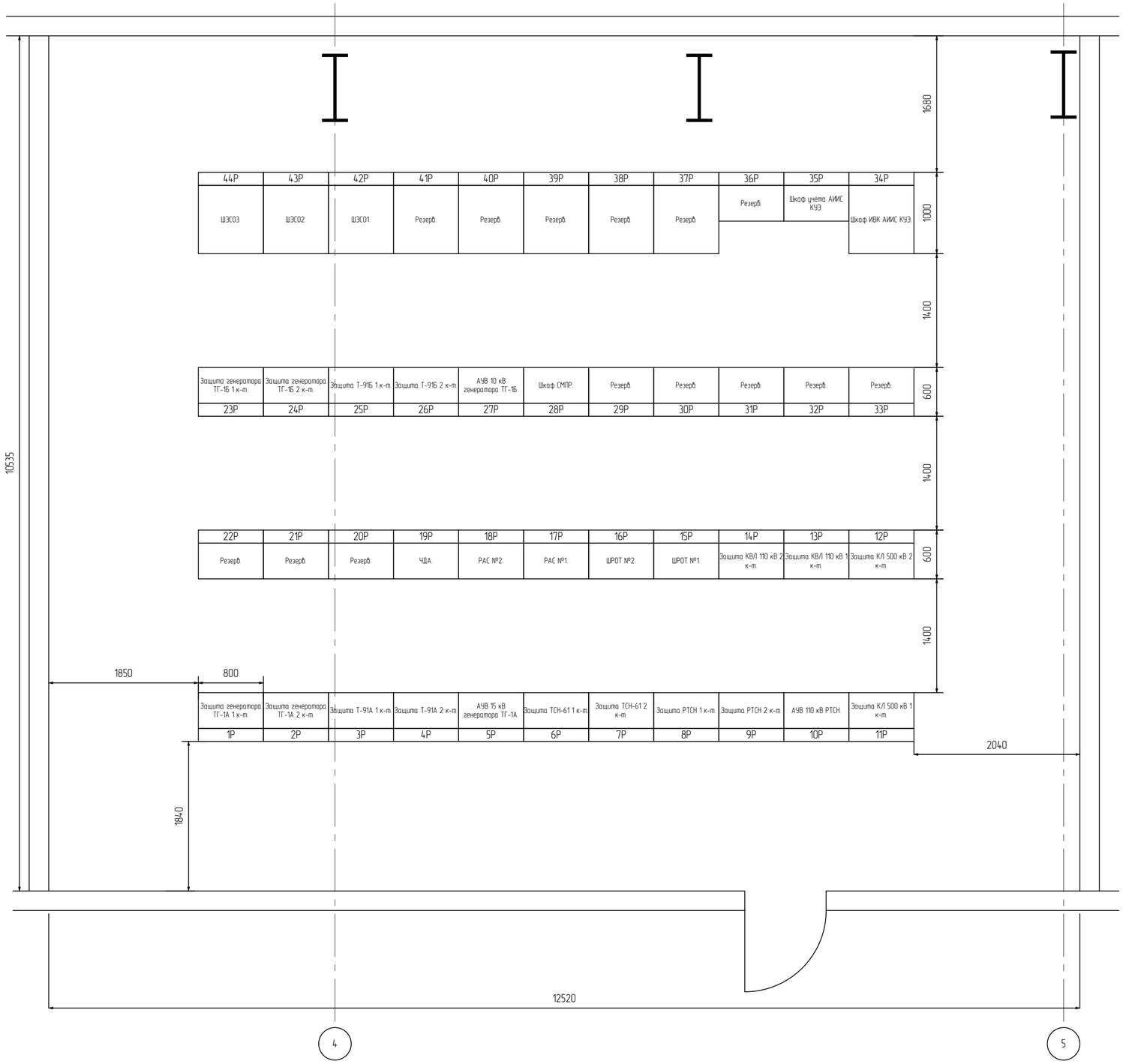


| Позиционное обозначение | Тип элемента | Количество | Исходные данные |
|---|---|---|---|
| Блок выбора сигнала 1 | Типовой | 1 шт. | 1 Выбранный барометрический канал ГО ПР АВК-ОТС;<br>2 Канал по барометру РВ АВК-ОТС;<br>3 Канал по барометру РВ АВК-ОТС;<br>4 Признак для выбора барометра;<br>5 Признак для выбора барометра;<br>6 Признак для выполнения сброса ГО;<br>7 Признак для выполнения сброса ГО;<br>8 Выбранный барометрический канал ГО ПР;<br>9 Выбранный канал барометра;<br>10 Выбранный канал барометра;<br>11 Признак выполнения сброса ГО;<br>12 Признак выполнения сброса ГО;<br>13 Выбранный барометрический канал ГО ПР АВК-ОТС;<br>14 Канал по барометру РВ АВК-ОТС;<br>15 Канал по барометру РВ АВК-ОТС;<br>16 Признак для выбора барометра;<br>17 Признак для выбора барометра;<br>18 Признак для выполнения сброса ГО;<br>19 Признак для выполнения сброса ГО;<br>20 Выбранный барометрический канал ГО ПР;<br>21 Выбранный канал барометра;<br>22 Выбранный канал барометра;<br>23 Признак выполнения сброса ГО;<br>24 Признак выполнения сброса ГО |
| Блок безопасности 1 | Типовой | 1 шт. | 1 Выбранный барометрический канал ГО ПР АВК-ОТС;<br>2 Канал по барометру РВ АВК-ОТС;<br>3 Канал по барометру РВ АВК-ОТС;<br>4 Признак для выбора барометра;<br>5 Признак для выбора барометра;<br>6 Признак для выполнения сброса ГО;<br>7 Признак для выполнения сброса ГО;<br>8 Выбранный барометрический канал ГО ПР;<br>9 Выбранный канал барометра;<br>10 Выбранный канал барометра;<br>11 Признак выполнения сброса ГО;<br>12 Признак выполнения сброса ГО;<br>13 Выбранный барометрический канал ГО ПР АВК-ОТС;<br>14 Канал по барометру РВ АВК-ОТС;<br>15 Канал по барометру РВ АВК-ОТС;<br>16 Признак для выбора барометра;<br>17 Признак для выбора барометра;<br>18 Признак для выполнения сброса ГО;<br>19 Признак для выполнения сброса ГО;<br>20 Выбранный барометрический канал ГО ПР;<br>21 Выбранный канал барометра;<br>22 Выбранный канал барометра;<br>23 Признак выполнения сброса ГО;<br>24 Признак выполнения сброса ГО |
| Блок выбора сигнала 2 | Типовой | 1 шт. | 1 Выбранный барометрический канал ГО ПР АВК-ОТС;<br>2 Канал по барометру РВ АВК-ОТС;<br>3 Канал по барометру РВ АВК-ОТС;<br>4 Признак для выбора барометра;<br>5 Признак для выбора барометра;<br>6 Признак для выполнения сброса ГО;<br>7 Признак для выполнения сброса ГО;<br>8 Выбранный барометрический канал ГО ПР;<br>9 Выбранный канал барометра;<br>10 Выбранный канал барометра;<br>11 Признак выполнения сброса ГО;<br>12 Признак выполнения сброса ГО;<br>13 Выбранный барометрический канал ГО ПР АВК-ОТС;<br>14 Канал по барометру РВ АВК-ОТС;<br>15 Канал по барометру РВ АВК-ОТС;<br>16 Признак для выбора барометра;<br>17 Признак для выбора барометра;<br>18 Признак для выполнения сброса ГО;<br>19 Признак для выполнения сброса ГО;<br>20 Выбранный барометрический канал ГО ПР;<br>21 Выбранный канал барометра;<br>22 Выбранный канал барометра;<br>23 Признак выполнения сброса ГО;<br>24 Признак выполнения сброса ГО |
| Блок безопасности 2 | Типовой | 1 шт. | 1 Выбранный барометрический канал ГО ПР АВК-ОТС;<br>2 Канал по барометру РВ АВК-ОТС;<br>3 Канал по барометру РВ АВК-ОТС;<br>4 Признак для выбора барометра;<br>5 Признак для выбора барометра;<br>6 Признак для выполнения сброса ГО;<br>7 Признак для выполнения сброса ГО;<br>8 Выбранный барометрический канал ГО ПР;<br>9 Выбранный канал барометра;<br>10 Выбранный канал барометра;<br>11 Признак выполнения сброса ГО;<br>12 Признак выполнения сброса ГО;<br>13 Выбранный барометрический канал ГО ПР АВК-ОТС;<br>14 Канал по барометру РВ АВК-ОТС;<br>15 Канал по барометру РВ АВК-ОТС;<br>16 Признак для выбора барометра;<br>17 Признак для выбора барометра;<br>18 Признак для выполнения сброса ГО;<br>19 Признак для выполнения сброса ГО;<br>20 Выбранный барометрический канал ГО ПР;<br>21 Выбранный канал барометра;<br>22 Выбранный канал барометра;<br>23 Признак выполнения сброса ГО;<br>24 Признак выполнения сброса ГО |
| Блок ДВ 40 кПа | Типовой | 1 шт. | 1 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>2 ПТ-80 АВК-ОТС;<br>3 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>4 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>5 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>6 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>7 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>8 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>9 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>10 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>11 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>12 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>13 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>14 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>15 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>16 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>17 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>18 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>19 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>20 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>21 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>22 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>23 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>24 Сигнал ДВ 40 кПа |
| Модуль ТО | Типовой | 1 шт. | 1 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>2 ПТ-80 АВК-ОТС;<br>3 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>4 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>5 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>6 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>7 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>8 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>9 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>10 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>11 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>12 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>13 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>14 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>15 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>16 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>17 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>18 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>19 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>20 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>21 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>22 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>23 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>24 Сигнал ДВ 40 кПа |
| Блок ТО | Типовой | 1 шт. | 1 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>2 ПТ-80 АВК-ОТС;<br>3 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>4 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>5 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>6 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>7 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>8 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>9 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>10 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>11 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>12 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>13 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>14 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>15 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>16 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>17 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>18 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>19 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>20 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>21 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>22 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>23 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>24 Сигнал ДВ 40 кПа |

| Позиционное обозначение | Тип элемента | Количество | Исходные данные |
|---|---|---|---|
| Модуль ТОПР | Типовой | 1 шт. | 1 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>2 ПТ-80 АВК-ОТС;<br>3 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>4 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>5 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>6 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>7 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>8 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>9 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>10 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>11 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>12 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>13 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>14 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>15 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>16 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>17 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>18 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>19 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>20 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>21 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>22 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>23 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>24 Сигнал ДВ 40 кПа |
| Блок ТОПР | Типовой | 1 шт. | 1 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>2 ПТ-80 АВК-ОТС;<br>3 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>4 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>5 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>6 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>7 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>8 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>9 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>10 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>11 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>12 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>13 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>14 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>15 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>16 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>17 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>18 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>19 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>20 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>21 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>22 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>23 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>24 Сигнал ДВ 40 кПа |
| Модуль ТО | Типовой | 1 шт. | 1 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>2 ПТ-80 АВК-ОТС;<br>3 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>4 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>5 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>6 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>7 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>8 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>9 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>10 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>11 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>12 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>13 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>14 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>15 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>16 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>17 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>18 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>19 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>20 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>21 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>22 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>23 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>24 Сигнал ДВ 40 кПа |
| Блок ТО | Типовой | 1 шт. | 1 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>2 ПТ-80 АВК-ОТС;<br>3 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>4 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>5 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>6 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>7 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>8 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>9 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>10 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>11 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>12 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>13 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>14 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>15 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>16 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>17 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>18 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>19 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>20 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>21 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>22 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>23 Сигнал ДВ 40 кПа;<br>24 Сигнал ДВ 40 кПа |

Перечень сокращений:
АВК-ОТС - автоматическая комплексная обработка сигналов;
АРР - автоматическая безопасная разгрузка;
АРМ ТО - автоматизированное рабочее место оперативного персонала системы контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации;
АРМ ТО - автоматизированное рабочее место оперативного персонала системы контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации;
АРЧ - автоматическое регулирование частоты вращения турбогенератора;
АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическими процессами;
ВЗ - обращение в зависимости от сигнала;
ВЗ - обращение в зависимости от сигнала;
ГО - гидравлическая отсечка;
ГОПР - гидравлическая отсечка при разгрузке;
ГОПР - гидравлическая отсечка при разгрузке;
ГТ - турбогенератор;
ГТ - турбогенератор;
ГЭС - гидроэлектростанция;
ГЭС - гидроэлектростанция;
ДВ - датчик вибрации;
ДВ - датчик вибрации;
ДВ - датчик вибрации

# В503. Помещение релейных панелей +20,850




Перечень шкафов на РЩ

| Поз. обозначение | Наименование |
|---|---|
| 1Р | Защита генератора ТГ-1А 1 к-т. |
| 2Р | Защита генератора ТГ-1А 2 к-т. |
| 3Р | Защита Т-91А 1 к-т. |
| 4Р | Защита Т-91А 2 к-т. |
| 5Р | АУВ 15 кВ генератора ТГ-1А. |
| 6Р | Защита ТСН-61 1 к-т. |
| 7Р | Защита ТСН-61 2 к-т. |
| 8Р | Защита РТСН 1 к-т. |
| 9Р | Защита РТСН 2 к-т. |
| 10Р | АУВ 110 кВ РТСН. |
| 11Р | Защита КЛ 500 кВ 1 к-т. |
| 12Р | Защита КЛ 500 кВ 2 к-т. |
| 13Р | Защита КВЛ 110 кВ 1 к-т. |
| 14Р | Защита КВЛ 110 кВ 2 к-т. |
| 15Р | ШРОТ №1. |
| 16Р | ШРОТ №2. |
| 17Р | РАС №1. |
| 18Р | РАС №2. |
| 19Р | ЧДА. |
| 23Р | Защита генератора ТГ-1Б 1 к-т. |
| 24Р | Защита генератора ТГ-1Б 2 к-т. |
| 25Р | Защита Т-91Б 1 к-т. |
| 26Р | Защита Т-91Б 2 к-т. |
| 27Р | АУВ 10 кВ генератора ТГ-1Б. |
| 28Р | Шкаф СМПР. |
| 34Р | Шкаф ИВК АИИС КУЭ. |
| 35Р | Шкаф учета АИИС КУЭ. |
| 42Р | ШЭС01. |
| 43Р | ШЭС02. |
| 44Р | ШЭС03. |

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

Главный корпус

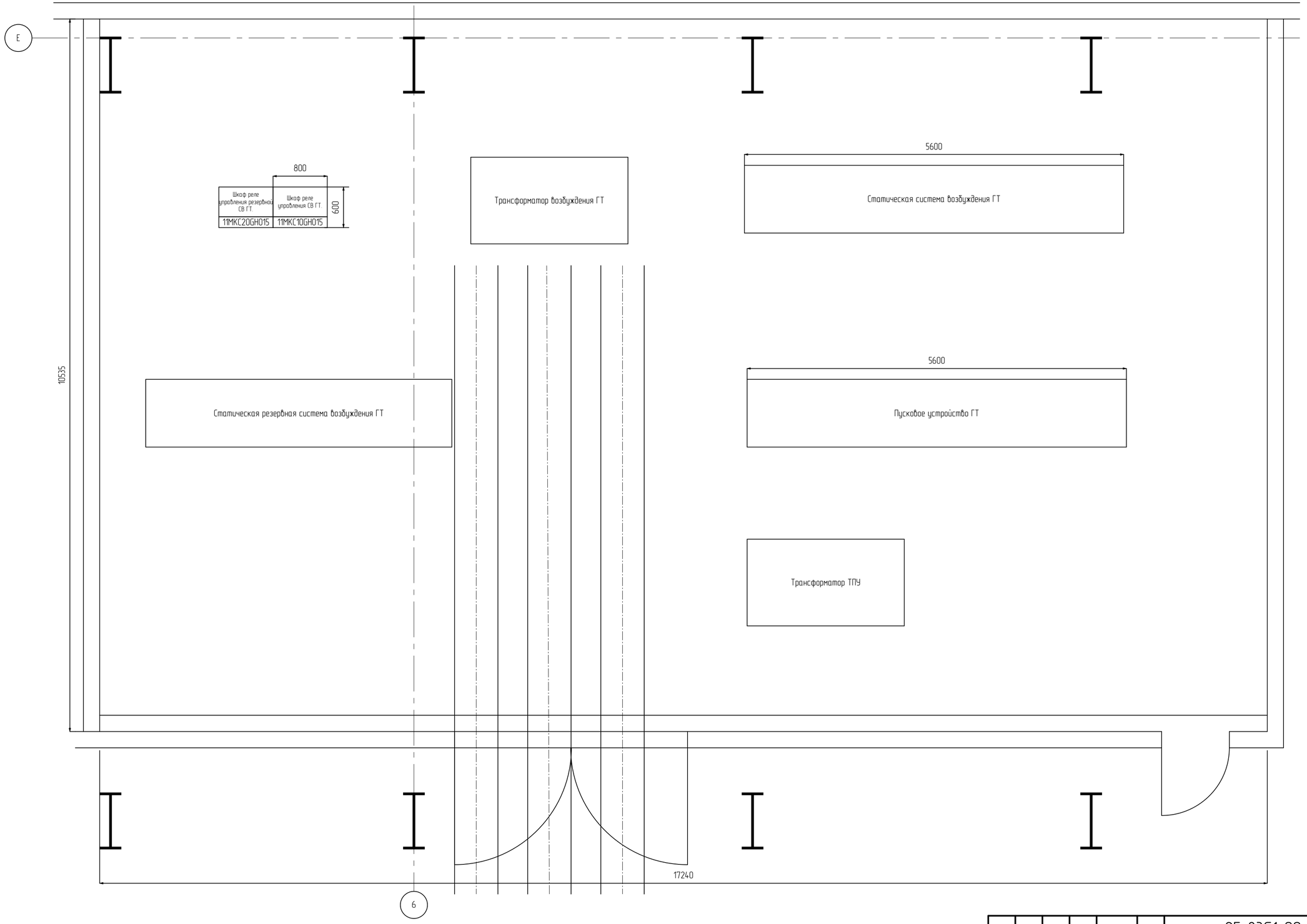
| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 1 | 17 |

Отметка +20,850. Релейный щит. Размещение оборудования

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Формат А2

# в202. Помещение возбуждения ГТ и ТПУ +4,050




| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

Главный корпус

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 2 | |

Отметка +4,050. Помещение возбуждения ГТ и ТПУ. Размещение оборудования

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Согласовано

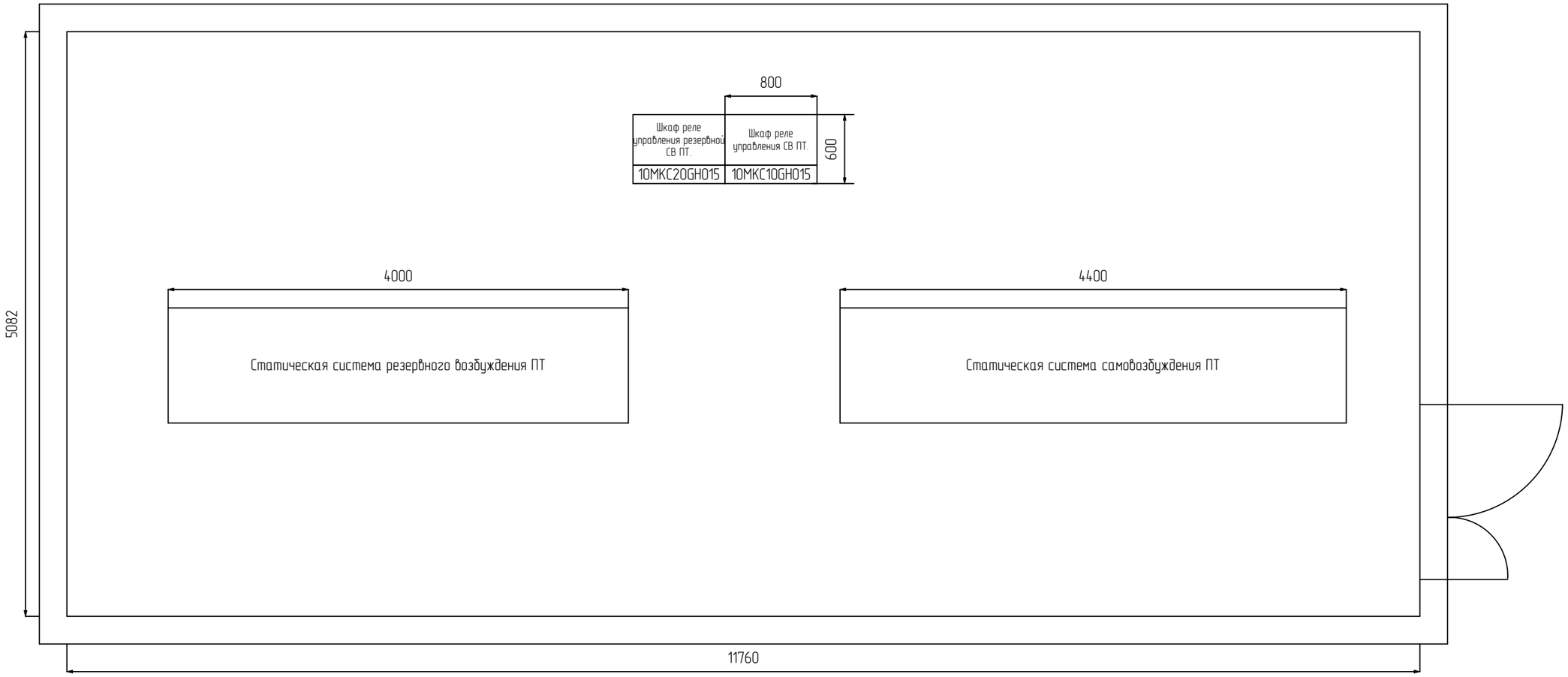
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А2

# а103. Помещение возбуждения ПТ +0,000




| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

Главный корпус

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 3 | |

Отметка +0,000. Помещение возбуждения ПТ. Размещение оборудования

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Согласовано

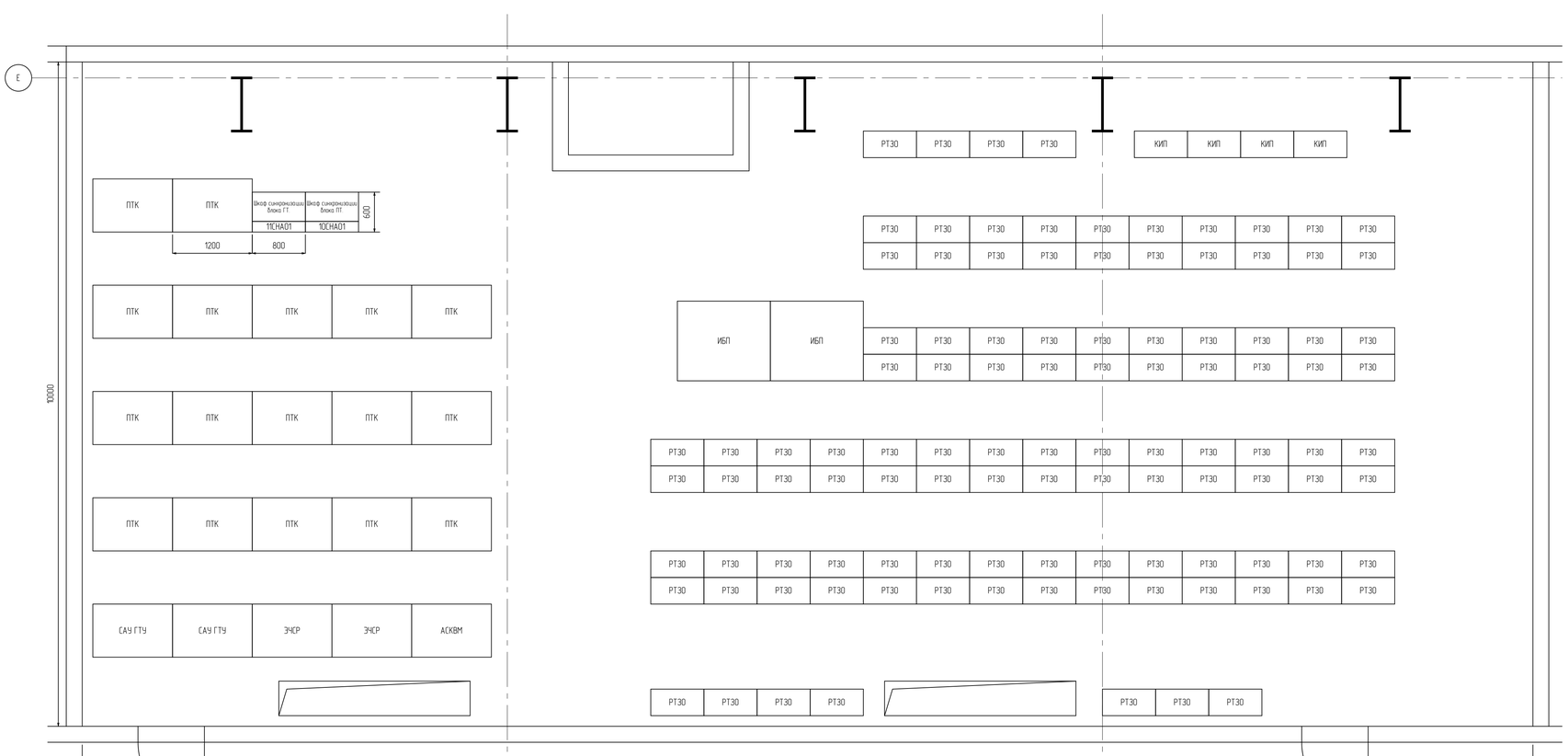
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

# 6308. РЩ КИП +12,000




| Изм | Кол.уч | Лист | № док | Подп | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Кондрский | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

Главный корпус

Отметка +12,000. РЩ КИП. Размещение оборудования

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 4 | |

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭПи»)

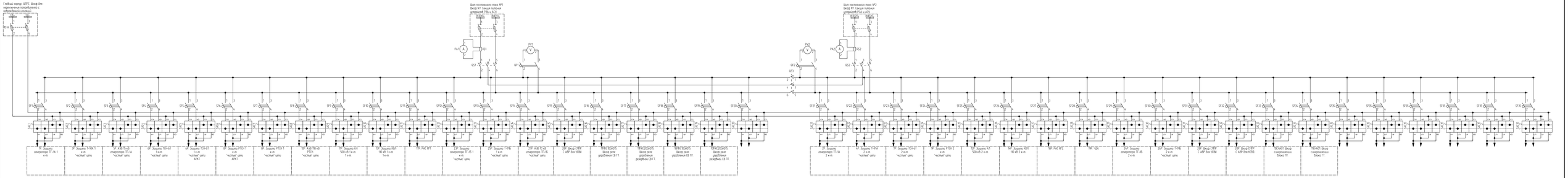
Согласовано

Взам. инв. №

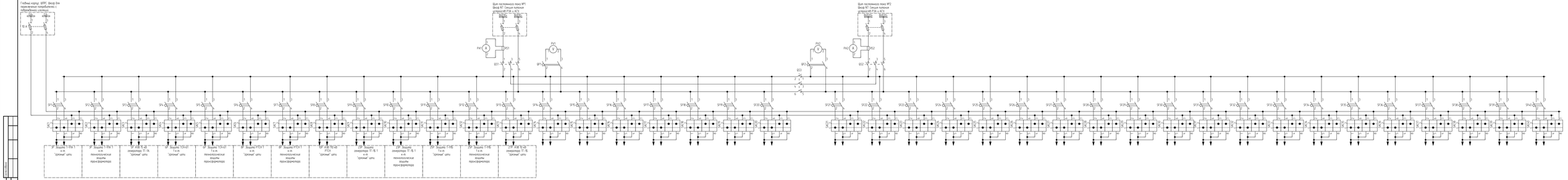
Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3х3


Глобальный корпус ШРС. Шкаф для переключения потребителей с рабочей/резервной системы
Шкаф №1 Секция рабочая
Шкаф №2 Секция резервная
Щит постоянного тока №1
Шкаф №1 Секция рабочая
Щит постоянного тока №2
Шкаф №1 Секция рабочая

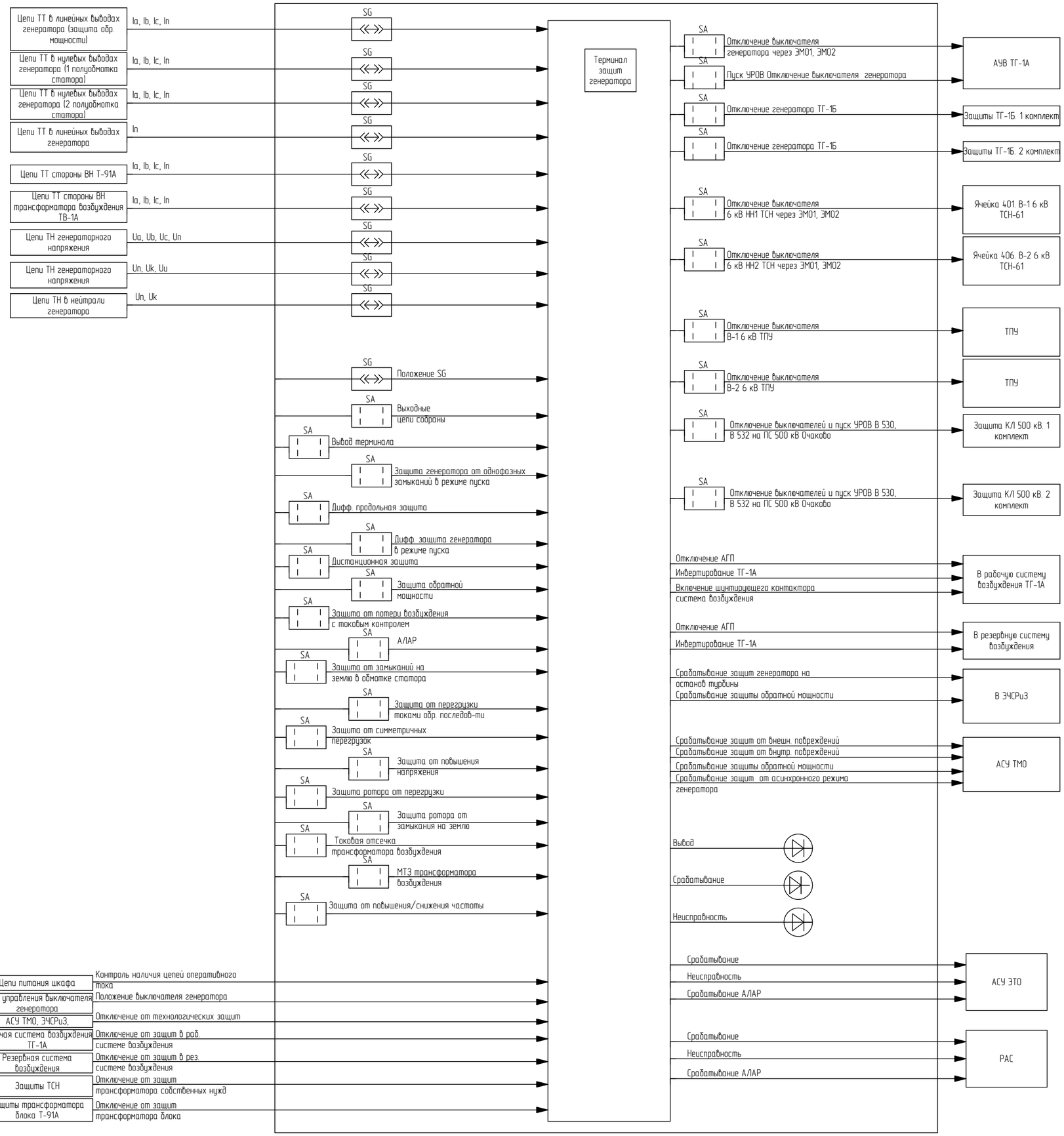
| | | |




| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04 | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт или незабросного пробуждения на территории Приморья ТЭЦ-25 - филиала ПАО «РусГидро» | | | |
| Разраб. | | Сафарян | | | 19.12.24 | Глобальная корзина: | Стадия | Лист | Листов |
| Проверил | | Ахмеров | | | 19.12.24 | | П | 6 | 17 |
| Нач. отдела | | Пасов | | | 19.12.24 | | Общество с ограниченной ответственностью «РУС ЭНЕРГОПРОЕКТ» ООО «РЭПА» | | |
| Н. контр. | | Кондрова | | | 19.12.24 | Шкаф распределения электропитания тока №2 | | | |

Формат А4х8

Шкаф защиты генератора ТГ-1А(ШЭ1111) комплект 1




Перечень светодиодных сигналов защит генератора

| Наименование сигнала | Назначение сигнала |
|---|---|
| Неисправность питания | Неисправность питания входных цепей шкафа (+Е1, -Е1) |
| Неисправность цепей напряжения | Неисправность цепей напряжения |
| Дифференциальная продольная защита генератора | Пуск/Срабатывание дифференциальной продольной защиты генератора |
| Дифф. защита генератора в режиме пуска | Пуск/Срабатывание дифференциальной защиты генератора в режиме пуска |
| Защита от замыканий на землю в обмотке статора | Пуск/Срабатывание защиты от замыканий на землю в обмотке статора |
| Дистанционная защита | Пуск/Срабатывание дистанционной защиты |
| Защита обратной мощности | Пуск/Срабатывание защиты обратной мощности |
| Защита от перегрузки токами обр. последовательности | Пуск/Срабатывание защиты от перегрузками токами обр. последовательности |
| Защита от симметричных перегрузок | Пуск/Срабатывание защиты от симметричных перегрузок |
| Защита от повышения напряжения | Пуск/Срабатывание защиты от повышения напряжения |
| Защита генератора от однофазных замыканий в режиме пуска | Пуск/Срабатывание защиты генератора от однофазных замыканий в режиме пуска |
| АЛАР | Пуск/Срабатывание АЛАР |
| Защита ротора от замыкания на землю | Пуск/Срабатывание защиты ротора от замыкания на землю |
| Защита ротора от перегрузки | Пуск/Срабатывание защиты ротора перегрузки |
| Защита от потери возбуждения с токовым контролем | Пуск/Срабатывание защиты от потери возбуждения с токовым контролем |
| Защита от повышения/снижения частоты | Пуск/Срабатывание защиты от повышения/снижения частоты |
| Токовая отсечка трансформатора возбуждения | Пуск/Срабатывание токовой отсечки трансформатора возбуждения |
| МТЗ трансформатора возбуждения | Пуск/Срабатывание МТЗ трансформатора возбуждения |
| Отключение обратного конца КЛ 500 кВ | Действие на отключение КЛ 500 кВ |
| Отключение выключателя генератора | Действие на отключение выключателя генератора |

I комплект защит содержит:

1) Продольная дифференциальная защита генератора IΔG;
2) Дифференциальная защита генератора в режиме пуска IΔ(f);
3) Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений с блокировкой от качаний по скорости изменения сопротивления Z1<, Z2<, dZср;
4) Защита от симметричных перегрузок обмотки статора I1 ;
5) Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора I2, I2>;
6) Защита от потери возбуждения с токовым контролем Ф<;
7) 100% защита от замыкания на землю обмотки статора UnUo;
8) Блокировка UnUo по U2>;
9) Защита генератора от однофазных замыканий в режиме пуска UoG(f);
10) Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем U>;
11) Контроль исправности цепей переменного напряжения КИН;
12) Защита обратной мощности Pобр;
13) Защита от асинхронного режима без потери возбуждения Фz;
14) Контроль тока ВН (ANSI 50) для блокировки защиты от повышения напряжения U> ;
15) Контроль тока генератора РТ G (ANSI 50) для блокировки защиты от повышения напряжения U>, F>, F<;
16) Защита ротора от перегрузки Ip;
17) Токовая отсечка трансформатора возбуждения I>>ТВ;
18) МТЗ трансформатора возбуждения I>ТВ;
19) Защита от повышения/снижения частоты F>/F<;
20) Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе U<Форс;
21) Аварийный осциллограф.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

Главный корпус

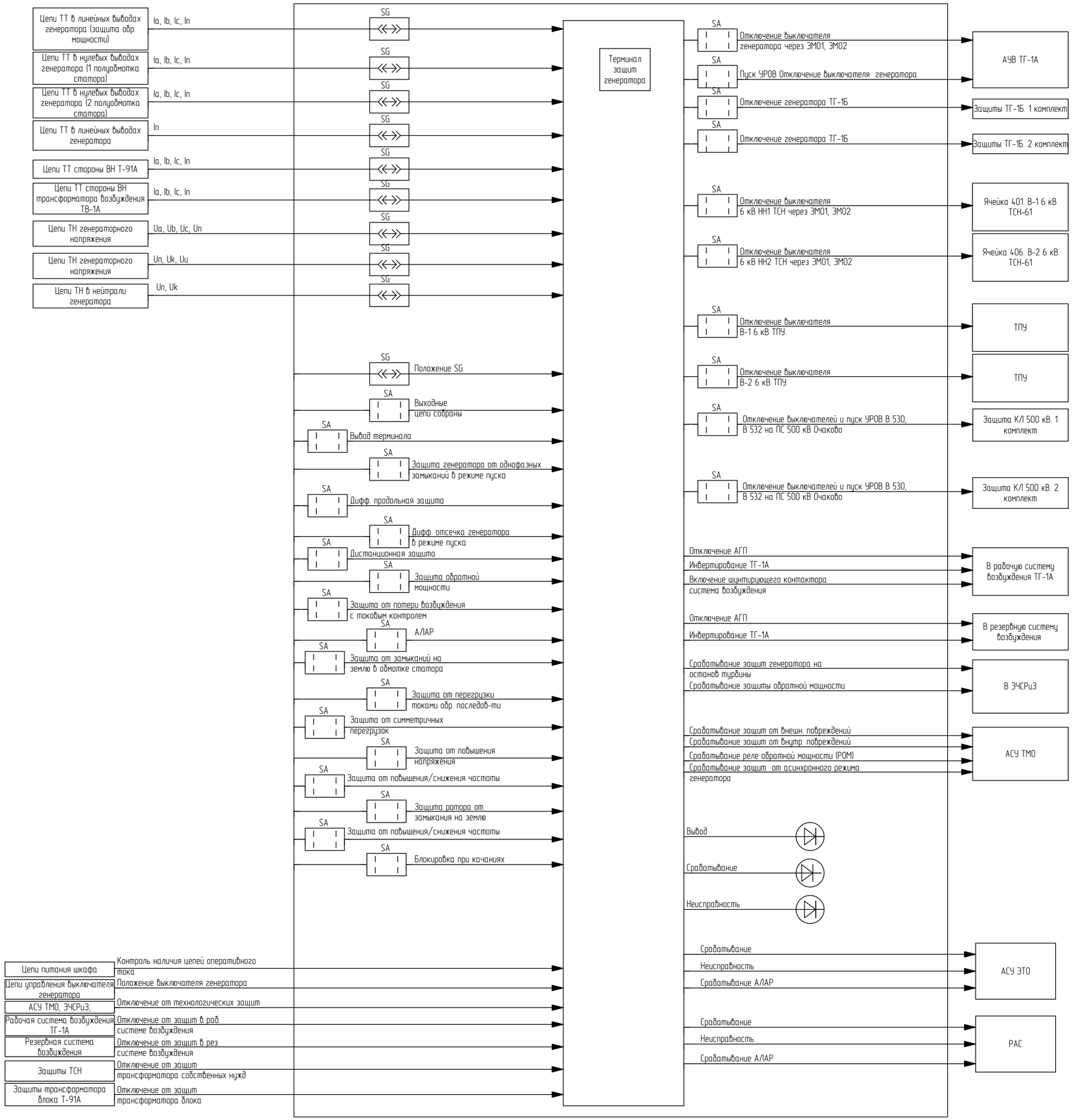
| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 7 | |

Структурно-функциональная схема защиты генератора ТГ-1А комплект 1

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Формат А2

Шкаф защиты генератора ТГ-1А комплект 2




Перечень светодиодных сигналов защит генератора

| Наименование сигнала | Назначение сигнала |
|---|---|
| Неисправность питания | Неисправность питания входных цепей шкафа (+E1, -E1) |
| Неисправность цепей напряжения | Неисправность цепей напряжения |
| Дифференциальная продольная защита генератора | Пуск/Срабатывание дифференциальной продольной защиты генератора |
| Дифф. отсечка генератора в режиме пуска | Пуск/Срабатывание дифференциальной отсечки генератора в режиме пуска |
| Защита от замыканий на землю в обмотке статора | Пуск/Срабатывание защиты от замыканий на землю в обмотке статора |
| Дистанционная защита | Пуск/Срабатывание дистанционной защиты |
| Защита обратной мощности | Пуск/Срабатывание защиты обратной мощности |
| Защита от перегрузки токами обр. последовательности | Пуск/Срабатывание защиты от перегрузками токами обр. последовательности |
| Защита от симметричных перегрузок | Пуск/Срабатывание защиты от симметричных перегрузок |
| Защита от повышения напряжения | Пуск/Срабатывание защиты от повышения напряжения |
| Защита генератора от однофазных замыканий в режиме пуска | Пуск/Срабатывание защиты генератора от однофазных замыканий в режиме пуска |
| АЛАР | Пуск/Срабатывание АЛАР |
| Защита ротора от замыкания на землю | Пуск/Срабатывание защиты ротора от замыкания на землю |
| Блокировка при качаниях | Пуск/Срабатывание блокировки при качаниях |
| Защита от потери возбуждения с токовым контролем | Пуск/Срабатывание защиты от потери возбуждения с токовым контролем |
| Защита от повышения/снижения частоты | Пуск/Срабатывание защиты от повышения/снижения частоты |
| Отключение обратного конца КЛ 500 кВ | Действие на отключение КЛ 500 кВ |
| Отключение выключателя генератора | Действие на отключение выключателя генератора |

II комплект защит содержит:

1) Продольная дифференциальная защита генератора PDIF;
2) Дифференциальная отсечка генератора в режиме пуска;
3) Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений;
4) Блокировка дистанционной защиты при качаниях по сопротивлению
5) Защита от симметричных перегрузок обмотки статора;
6) Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора;
7) Защита от потери возбуждения с токовым контролем;
8) 100% защита от замыкания на землю обмотки статора;
9) Защита генератора от однофазных замыканий в режиме пуска;
10) Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем;
11) БНН;
12) Защита обратной мощности;
13) Защита от асинхронного режима с контролем изменения угла;
14) Контроль тока ВН PIOC (ANSI 50) для блокировки защиты от повышения напряжения;
15) Контроль тока генератора для блокировки защиты от повышения напряжения;
16) Защита от повышения/снижения частоты;
17) Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе;
18) Аварийный осциллограф.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

Главный корпус

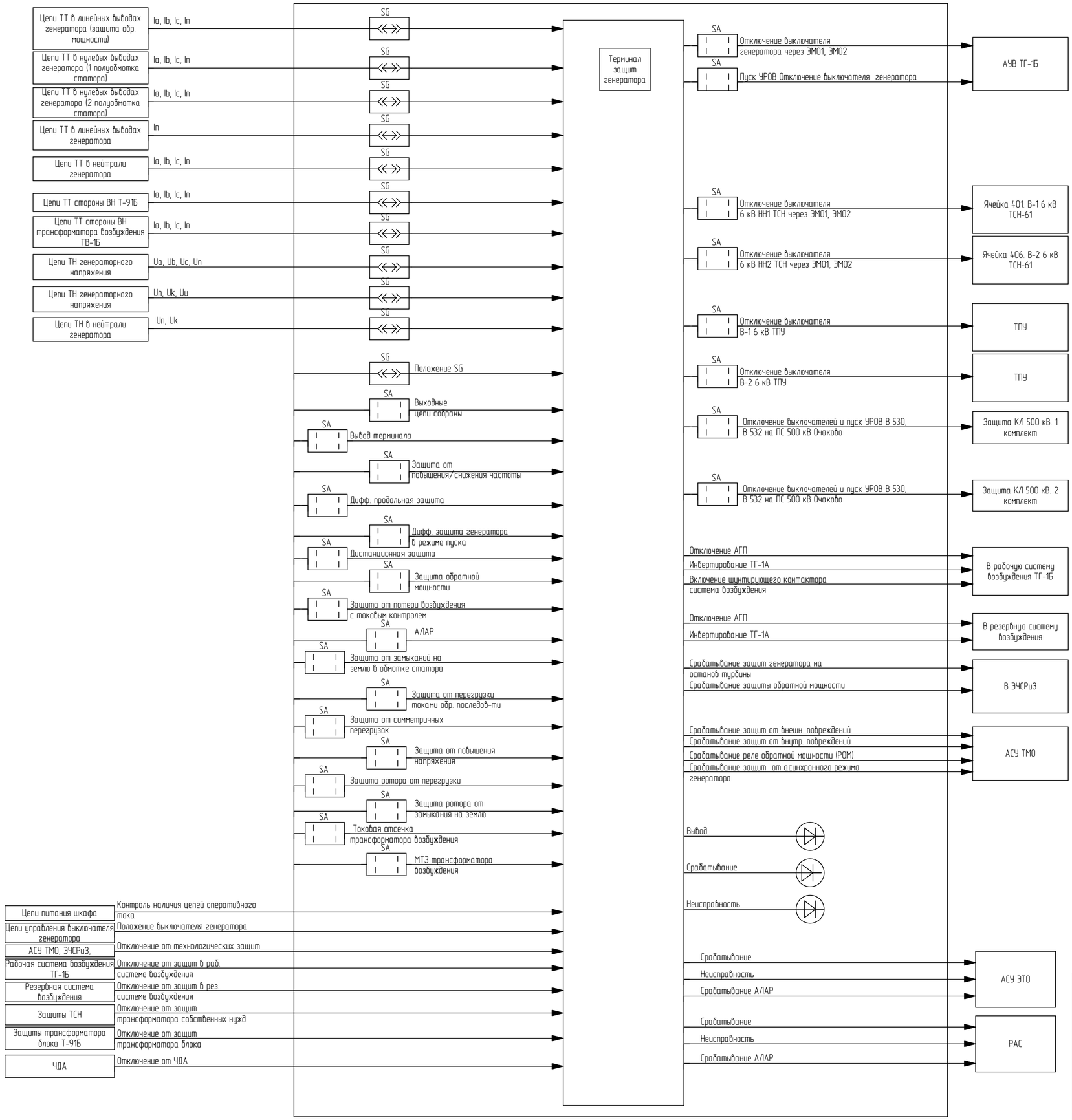
| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 8 | |

Структурно-функциональная схема защиты генератора ТГ-1А комплект 2

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Формат А2

Шкаф защиты генератора ТГ-1Б(Ш3111) комплект 1




Перечень светодиодных сигналов защит генератора

| Наименование сигнала | Назначение сигнала |
|---|---|
| Неисправность питания | Неисправность питания входных цепей шкафа (+E1, -E1) |
| Неисправность цепей напряжения | Неисправность цепей напряжения |
| Дифференциальная продольная защита генератора | Пуск/Срабатывание дифференциальной продольной защиты генератора |
| Дифф. защита генератора в режиме пуска | Пуск/Срабатывание дифференциальной защиты генератора в режиме пуска |
| Защита от замыканий на землю в обмотке статора | Пуск/Срабатывание защиты от замыканий на землю в обмотке статора |
| Дистанционная защита | Пуск/Срабатывание дистанционной защиты |
| Защита обратной мощности | Пуск/Срабатывание защиты обратной мощности |
| Защита от перегрузки токами обр. последовательности | Пуск/Срабатывание защиты от перегрузками токами обр. последовательности |
| Защита от симметричных перегрузок | Пуск/Срабатывание защиты от симметричных перегрузок |
| Защита от повышения напряжения | Пуск/Срабатывание защиты от повышения напряжения |
| АЛАР | Пуск/Срабатывание АЛАР |
| Защита ротора от замыкания на землю | Пуск/Срабатывание защиты ротора от замыкания на землю |
| Защита ротора от перегрузки | Пуск/Срабатывание защиты ротора перегрузки |
| Защита от потери возбуждения с токовым контролем | Пуск/Срабатывание защиты от потери возбуждения с токовым контролем |
| Защита от повышения/снижения частоты | Пуск/Срабатывание защиты от повышения/снижения частоты |
| Токовая отсечка трансформатора возбуждения | Пуск/Срабатывание токовой отсечки трансформатора возбуждения |
| МТЗ трансформатора возбуждения | Пуск/Срабатывание МТЗ трансформатора возбуждения |
| Отключение обратного конца КЛ 500 кВ | Действие на отключение КЛ 500 кВ |
| Отключение выключателя генератора | Действие на отключение выключателя генератора |

I комплект защит содержит:

1) Продольная дифференциальная защита генератора, IΔG;
2) Дифференциальная защита генератора в режиме пуска IΔ(f);
3) Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений с блокировкой от качаний по скорости изменения сопротивления Z1<, Z2<, dZср;
4) Защита от симметричных перегрузок обмотки статора I1 ;
5) Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора I2, I2>;
6) Защита от потери возбуждения с токовым контролем Ф<;
7) 100% защита от замыкания на землю обмотки статора UnU0;
8) Блокировка UnU0 по U2>;
9) Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем U>;
10) Контроль исправности цепей переменного напряжения КИН;
11) Защита обратной мощности Робр;
12) Защита от асинхронного режима без потери возбуждения Фz;
13) Контроль тока ВН (ANSI 50) для блокировки защиты от повышения напряжения U> ;
14) Контроль тока генератора РТ G (ANSI 50) для блокировки защиты от повышения напряжения U>, F>, F<;
15) Защита ротора от перегрузки Ip;
16) Токовая отсечка трансформатора возбуждения I>>ТВ;
17) МТЗ трансформатора возбуждения I>ТВ;
18) Защита от повышения/снижения частоты F>/F<;
19) Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе U<Форс;
20) Аварийный осциллограф.

| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

Главный корпус

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 9 | |

Структурно-функциональная схема защиты генератора ТГ-1Б комплект 1

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Согласовано

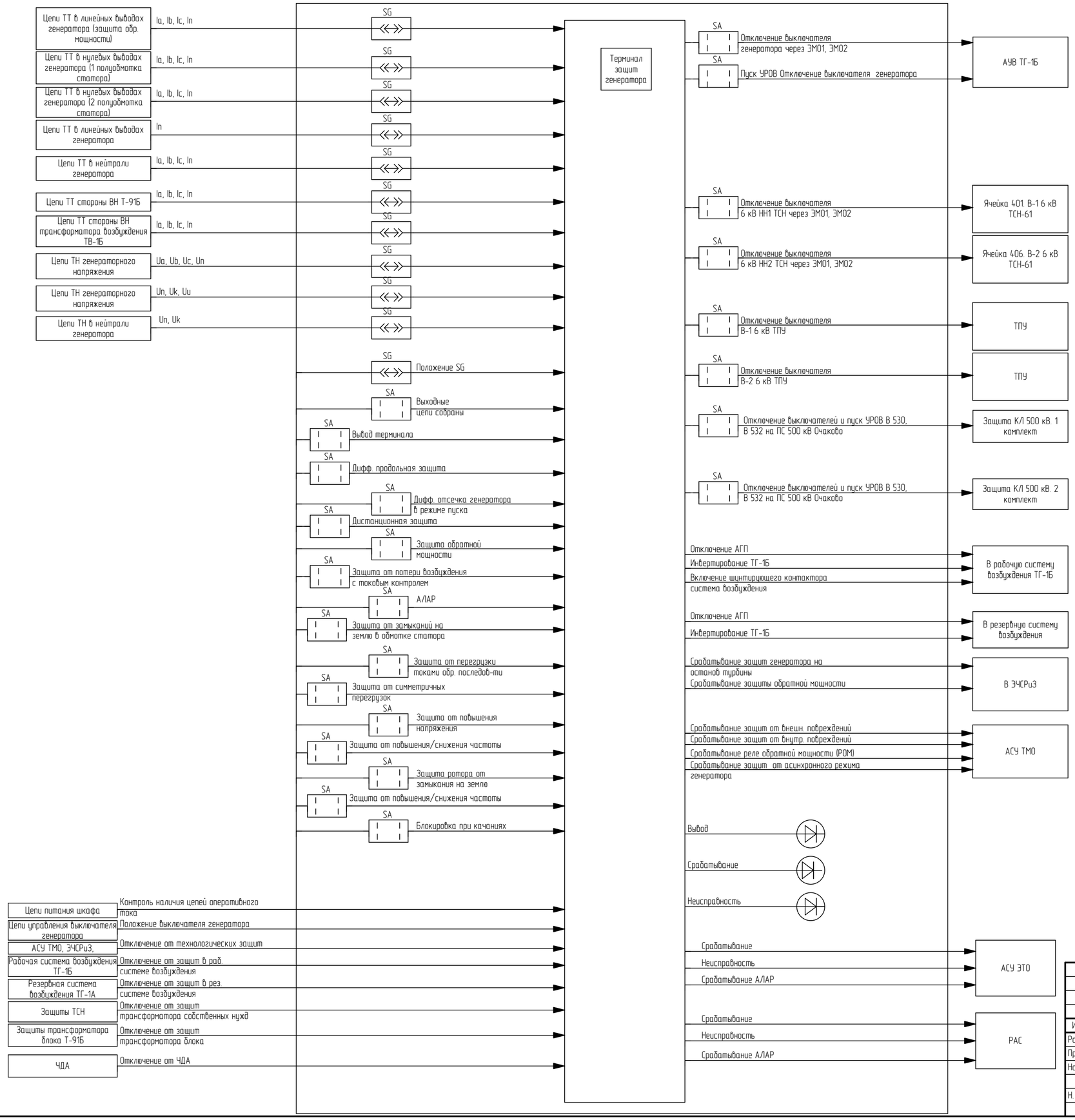
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А2

Шкаф защиты генератора ТГ-1Б комплект 2




Перечень светодиодных сигналов защит генератора

| Наименование сигнала | Назначение сигнала |
|---|---|
| Неисправность питания | Неисправность питания входных цепей шкафа (+E1, -E1) |
| Неисправность цепей напряжения | Неисправность цепей напряжения |
| Дифференциальная продольная защита генератора | Пуск/Срабатывание дифференциальной продольной защиты генератора |
| Дифф. отсечка генератора в режиме пуска | Пуск/Срабатывание дифференциальной отсечки генератора в режиме пуска |
| Защита от замыканий на землю в обмотке статора | Пуск/Срабатывание защиты от замыканий на землю в обмотке статора |
| Дистанционная защита | Пуск/Срабатывание дистанционной защиты |
| Защита обратной мощности | Пуск/Срабатывание защиты обратной мощности |
| Защита от перегрузки токами обр. последовательности | Пуск/Срабатывание защиты от перегрузками токами обр. последовательности |
| Защита от симметричных перегрузок | Пуск/Срабатывание защиты от симметричных перегрузок |
| Защита от повышения напряжения | Пуск/Срабатывание защиты от повышения напряжения |
| АЛАР | Пуск/Срабатывание АЛАР |
| Защита ротора от замыкания на землю | Пуск/Срабатывание защиты ротора от замыкания на землю |
| Блокировка при качаниях | Пуск/Срабатывание блокировки при качаниях |
| Защита от потери возбуждения с токовым контролем | Пуск/Срабатывание защиты от потери возбуждения с токовым контролем |
| Защита от повышения/снижения частоты | Пуск/Срабатывание защиты от повышения/снижения частоты |
| Отключение обратного конца КЛ 500 кВ | Действие на отключение КЛ 500 кВ |
| Отключение выключателя генератора | Действие на отключение выключателя генератора |

II комплект защит содержит:

1) Продольная дифференциальная защита генератора PDIF;
2) Дифференциальная отсечка генератора в режиме пуска;
3) Двухступенчатая дистанционная защита от междуфазных повреждений;
4) Блокировка дистанционной защиты при качаниях по сопротивлению
5) Защита от симметричных перегрузок обмотки статора;
6) Защита от несимметричных КЗ и перегрузок обмотки статора;
7) Защита от потери возбуждения с токовым контролем;
8) 100% защита от замыкания на землю обмотки статора;
9) Защита генератора от однофазных замыканий в режиме пуска;
10) Защита от повышения напряжения на выводах генератора с токовым контролем;
11) БНН;
12) Защита обратной мощности;
13) Защита от асинхронного режима с контролем изменения угла;
14) Контроль тока ВН PIOC (ANSI 50) для блокировки защиты от повышения напряжения;
15) Контроль тока генератора для блокировки защиты от повышения напряжения;
16) Защита от повышения/снижения частоты;
17) Орган минимального напряжения для форсировки при работе на резервном возбудителе;
18) Аварийный осциллограф.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

Главный корпус

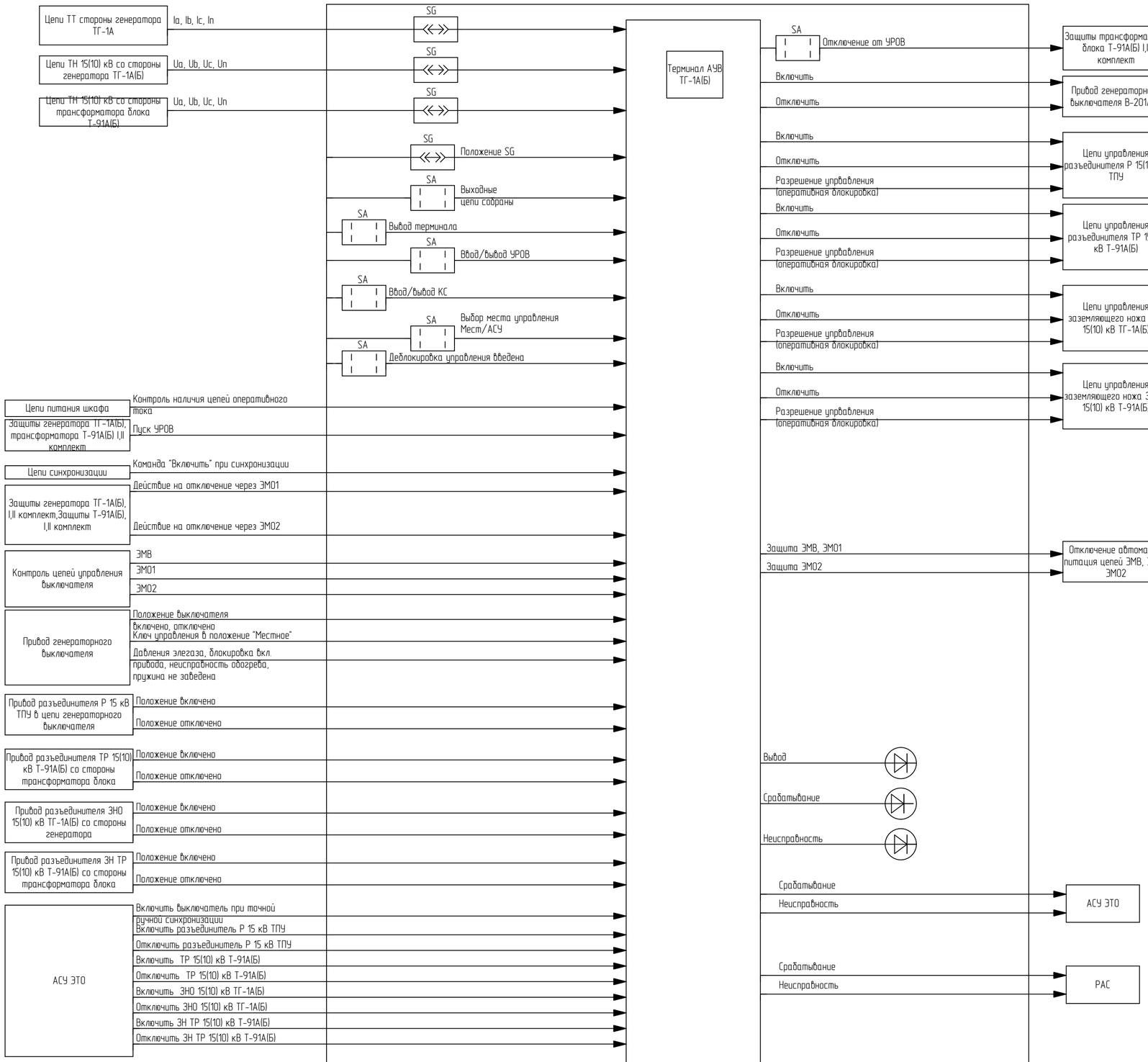
| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 10 | |

Структурно-функциональная схема защиты генератора ТГ-1Б комплект 2

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Формат А2

Шкаф контроллера присоединения с функцией АУВ генераторного выключателя В-201А(Б)




Перечень светодиодных сигналов автоматики управления выключателем В-201А(Б)

| Наименование сигнала | Назначение сигнала |
|---|---|
| Неисправность питания | Неисправность питания входных цепей шкафа (+Е1, -Е1) |
| Неисправность обогрева | Неисправность обогрева выключателя |
| Низкое давление элегаза | Низкое давление элегаза выключателя |
| Пружина не заведена | Блокировка операций включения выключателя |
| Заводка пружина отключена | При недостаточном заводе пружины |
| Блокировка Вкл. и Откл. | Блокировка управлением выключателем |
| Неисправность цепей управления | При одновременном отсутствии или наличии сигналов РПО и РПВ |
| Аварийное давление элегаза | Аварийное давление элегаза выключателя |
| Отключение от защит | Отключение от защит |
| УРОВ | Пуск/Срабатывание УРОВ |
| Защита ЭМВ и ЭМО1 | Срабатывание защиты ЭМВ или ЭМО1 |
| Защита ЭМО2 | Срабатывание защиты ЭМО2 |

Контроллер присоединенияя содержит:
Генератор 15(10) кВ

1) АУВ CSWI;
2) УРОВ RBRF;
3) ДУ КА;
4) Контроль синхронизма для включения RSYN;
5) Контроль коммутационного ресурса выключателя XCBR;
6) Аварийный осциллограф;
7) Измерения для АСУ ЭТО и ТМиС.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

Главный корпус

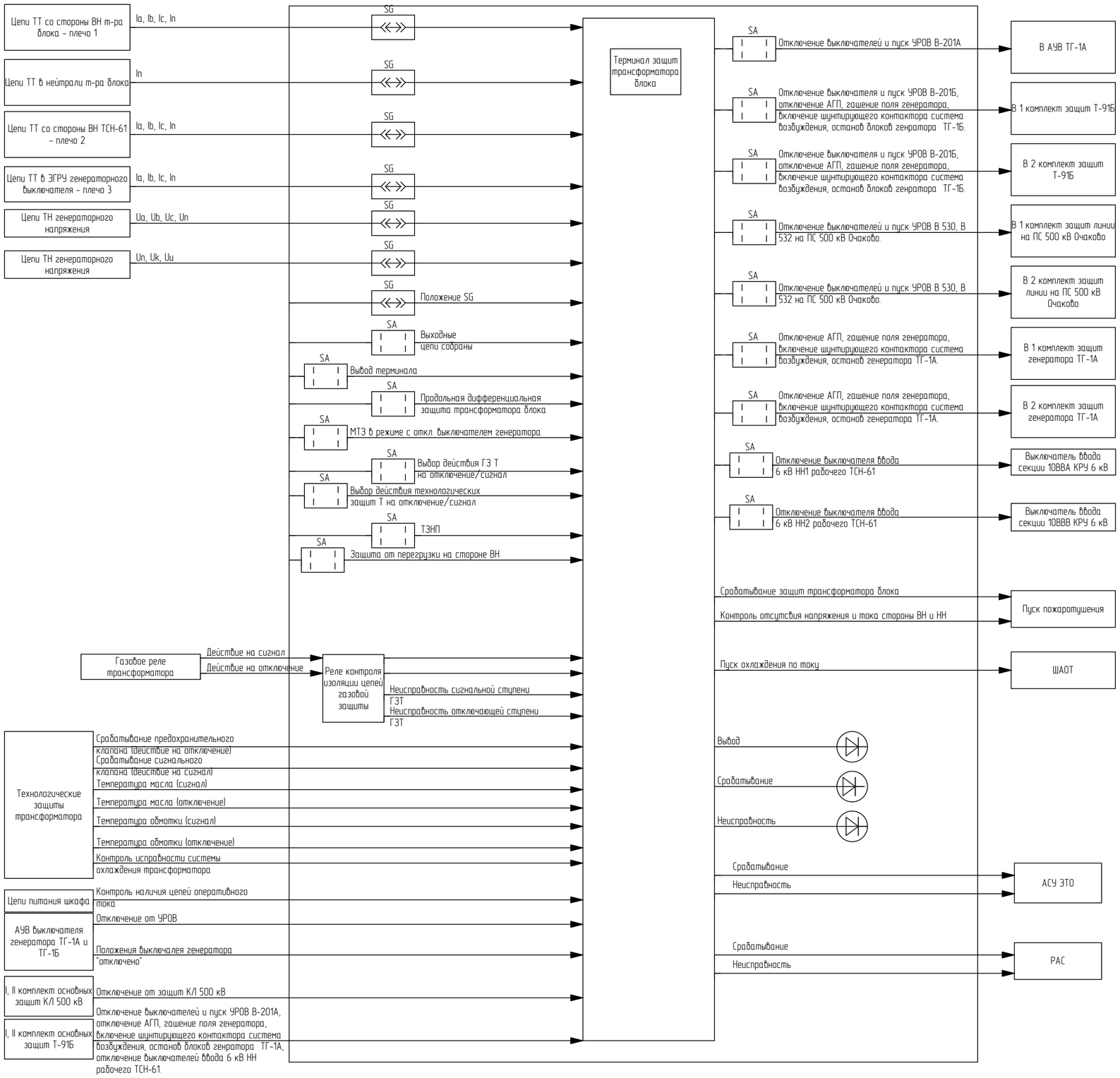
| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 11 | |

Структурно-функциональная схема АУВ 15 кВ В-201А (10 кВ В-201Б)

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Формат А2

Шкаф защиты трансформатора блока Т-91А I(II) комплект




Перечень светодиодных сигналов защит трансформатора блока

| Наименование сигнала | Назначение сигнала |
|---|---|
| Неисправность питания | Неисправность питания входных цепей шкафа (+E1, -E1) |
| Неисправность цепей напряжения | Неисправность цепей напряжения |
| Неисправность питания цепей газовой защиты | Неисправность питания входных цепей шкафа (+E2, -E2) |
| Срабатывание газовой защиты (сигнал) | Срабатывание сигнальной ступени газовой защитыы |
| Срабатывание газовой защиты (отключение) | Срабатывание отключающей ступени газовой защиты |
| Снижение изоляции цепях газовой защиты | Снижение изоляции в цепях газовой защиты |
| Отключающая ступень переведена на сигал | Действие отключающей ступени газовой защиты переведено на сигнал |
| Дифференциальная защита трансформатора | Пуск/Срабатывание дифференциальной защиты трансформатора |
| МТЗ в режиме с откл. выключателем генератора | Пуск/Срабатывание МТЗ в режиме с откл. выключателем генератора |
| Токовая защита нулевой последовательности 500 кВ 1ст. | Пуск/Срабатывание токовой защиты нулевой последовательности 500 кВ 1ст. |
| Токовая защита нулевой последовательности 500 кВ 2ст. | Пуск/Срабатывание токовой защиты нулевой последовательности 500 кВ 2ст. |
| Технологические защиты | Действие технологических защит на отключение |
| Пуск пожаротушение | Действие защит на пуск пожаротушения |
| Отключение КЛ 500 кВ | Действие на отключение КЛ 500 кВ |
| Отключение выключателя генератора | Действие на отключение выключателя генератора |
| Отключение выключателя секции 10 ВВА КРУ 6 кВ | Действие на отключение выключателя секции 10 ВВА КРУ 6 кВ |
| Отключение выключателя секции 10 ВВВ КРУ 6 кВ | Действие на отключение выключателя секции 10 ВВВ КРУ 6 кВ |

1,2 комплект защит содержит:

1) Продольная дифференциальная защита трансформатора блока PDIF;
2) Приемные цепи газовой защиты трансформатора блока;
3) Приемные цепи технологических защит трансформатора блока;
4) Контроль исправности цепей газовой и технологических защит трансформатора блока;
5) Двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности GND_PTOC;
6) Защита от перегрузки на стороне ВН PIOC;
7) Пуск охлаждения трансформатора по напряжению/току PTOV/PTOCOVH;
8) БНН PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1;
9) Контроль отсутствия тока и напряжения на трансформаторе блока для пуска пожаротушения GAPCFPS;
10) МТЗ в режиме с откл. выключателем генератора PTOC;
11) Сигнализация о замыкании на землю PTOV;
12) Аварийный осциллограф.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

Главный корпус

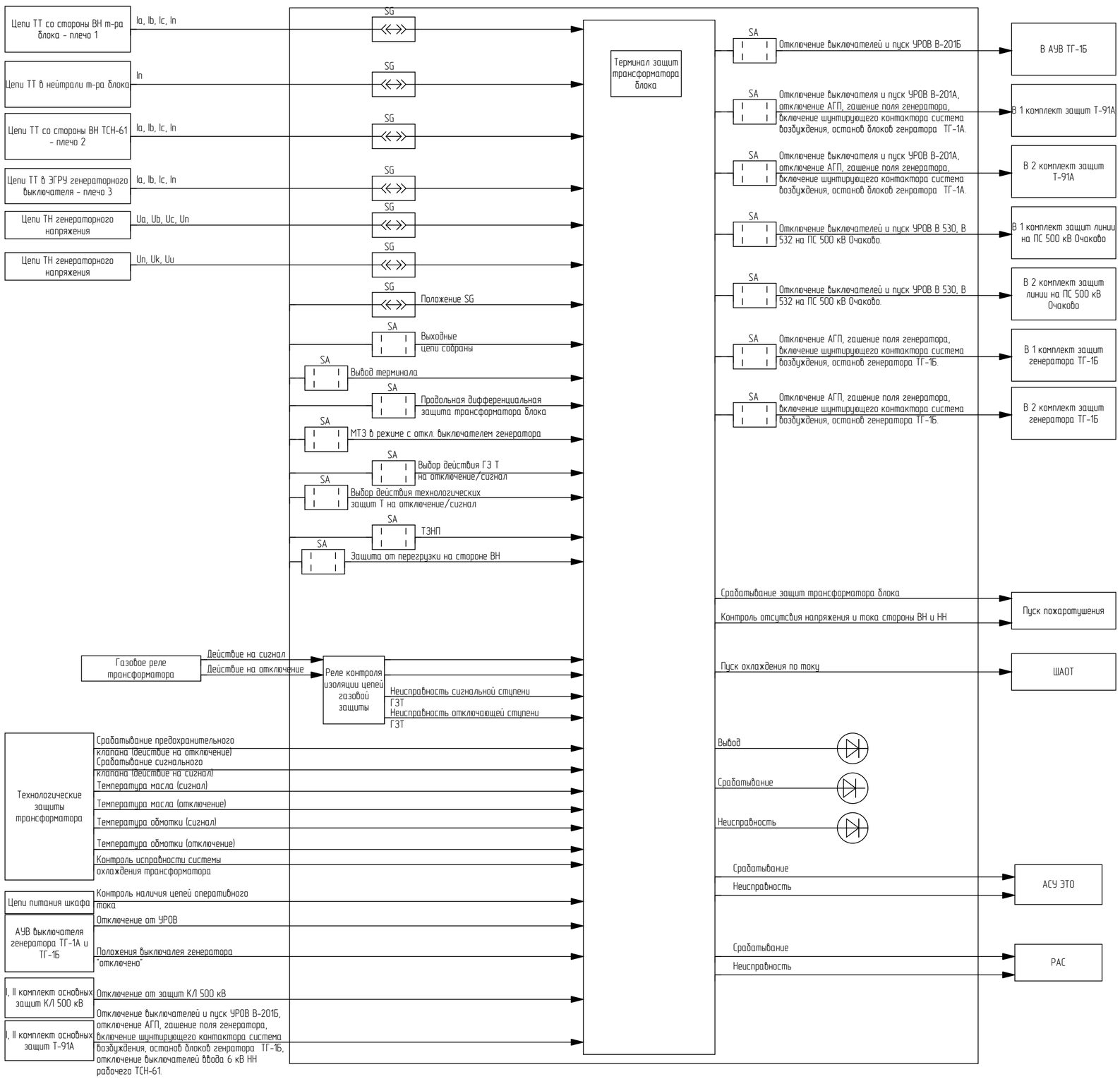
| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 12 | |

Структурно-функциональная схема защиты трансформатора блока Т-91А

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Формат А2

Шкаф защиты трансформатора блока Т-91Б I(II) комплект




Перечень светодиодных сигналов защит трансформатора блока

| Наименование сигнала | Назначение сигнала |
|---|---|
| Неисправность питания | Неисправность питания входных цепей шкафа (+E1, -E1) |
| Неисправность цепей напряжения | Неисправность цепей напряжения |
| Неисправность питания цепей газовой защиты | Неисправность питания входных цепей шкафа (+E2, -E2) |
| Срабатывание газовой защиты (сигнал) | Срабатывание сигнальной ступени газовой защитыы |
| Срабатывание газовой защиты (отключение) | Срабатывание отключающей ступени газовой защиты |
| Снижение изоляции цепях газовой защиты | Снижение изоляции в цепях газовой защиты |
| Отключающая ступень переведена на сигал | Действие отключающей ступени газовой защиты переведено на сигнал |
| Дифференциальная защита трансформатора | Пуск/Срабатывание дифференциальной защиты трансформатора |
| МТЗ в режиме с откл. выключателем генератора | Пуск/Срабатывание МТЗ в режиме с откл. выключателем генератора |
| Токовая защита нулевой последовательности 500 кВ 1ст. | Пуск/Срабатывание токовой защиты нулевой последовательности 500 кВ 1ст. |
| Токовая защита нулевой последовательности 500 кВ 2ст. | Пуск/Срабатывание токовой защиты нулевой последовательности 500 кВ 2ст. |
| Технологические защиты | Действие технологоических защит на отключение |
| Пуск пожаротушение | Действие защит на пуск пожаротушения |
| Отключение КЛ 500 кВ | Действие на отключение КЛ 500 кВ |
| Отключение выключателя генератора | Действие на отключение выключателя генератора |

1,2 комплект защит содержит:

1) Продольная дифференциальная защита трансформатора блока PDIF;
2) Приемные цепи газовой защиты трансформатора блока;
3) Приемные цепи технологических защит трансформатора блока;
4) Контроль исправности цепей газовой и технологических защит трансформатора блока;
5) Двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности GND_PTOC;
6) Защита от перегрузки на стороне ВН PIOC;
7) Пуск охлаждения трансформатора по напряжению/току PTOV/PTOCOVH;
8) БНН PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1;
9) Контроль отсутствия тока и напряжения на трансформаторе блока для пуска пожаротушения GAPCFPS;
10) МТЗ в режиме с откл. выключателем генератора PTOC;
11) Сигнализация о замыкании на землю PTOV;
12) Аварийный осциллограф.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

Главный корпус

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 13 | |

Структурно-функциональная схема защиты трансформатора блока Т-91Б

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Формат А2

Шкаф защиты трансформатора СН ТСН-61 I(III)комплект

Перечень светодиодных сигналов защит трансформатора блока

| Наименование сигнала | Назначение сигнала |
|---|---|
| Неисправность питания | Неисправность питания входных цепей шкафа (+Е1, -Е1) |
| Неисправность цепей напряжения | Неисправность цепей напряжения |
| Неисправность питания цепей газовой защиты | Неисправность питания входных цепей шкафа (+Е2, -Е2) |
| Срабатывание газовой защиты (сигнал) | Срабатывание сигнальной ступени газовой защиты |
| Срабатывание газовой защиты (отключение) | Срабатывание отключающей ступени газовой защиты |
| Снижение изоляции цепях газовой защиты | Снижение изоляции в цепях газовой защиты |
| Отключающая ступень переведена на сигал | Действие отключающей ступени газовой защиты переведено на сигнал |
| Срабатывание газовой защиты РПН (отключение) | Срабатывание газовой защиты РПН |
| Снижение изоляции цепях газовой защиты РПН | Снижение изоляции в цепях газовой защиты |
| Газовая защита РПН переведена на сигал | Действие газовой защиты РПН переведено на сигнал |
| Дифференциальная защита трансформатора | Пуск/Срабатывание дифференциальной защиты трансформатора |
| Максимальная токовая защита трансформатора | Пуск/Срабатывание максимальной токовой защиты трансформатора со стороны ВН |
| Защита от перегрузки ТСН | Пуск/Срабатывание защиты от перегрузки ТСН |
| Технологические защиты | Действие технологических защит на отключение |
| Отключение трансформатора СН | Действие на отключение трансформатора СН |
| Отключение КЛ 500 кВ | Действие на отключение КЛ 500 кВ |
| Отключение выключателя генератора | Действие на отключение выключателя генератора |

В шкафу I комплекта защит рабочего ТСН размещен два терминала:
1. Терминал I комплекта защит
2. Терминал АРКТ - автоматического регулирования коэффициента трансформации рабочего ТСН.
В шкафу II комплекта защит рабочего ТСН размещен один терминал:
1. Терминал II комплекта защит

I(III) комплект защит содержит:

1) Продольная дифференциальная защита ТСН PDIF;
2) МТЗ ВН с ПН PTOC;
3) Защита от перегрузки PIOC;
4) Контроль тока ЗДЗ PARCV;
5) Приемные цепи газовой защиты ТСН;
6) Приемные цепи газовой защиты РПН ТСН;
7) Приемные цепи технологических защит ТСН;
8) Контроль исправности цепей газовой и технологических защит ТСН;
9) Контроль исправности цепей газовой защиты РПН ТСН;
10) БНН PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1;
11) Пуск охлаждения трансформатора по току PTOCOVH;
12) Аварийный осциллограф.
АРКТ
1) АРКТ ТСН ATCCTR;
2) Контроль положения контактов РПН SLTCC.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

Главный корпус

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 14 | |

Структурно-функциональная схема защиты ТСН-61

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Формат А2

Шкаф защиты РТСН Т- 60Р3 I(III)комплект

Перечень светодиодных сигналов защит трансформатора блока

| Наименование сигнала | Назначение сигнала |
|---|---|
| Неисправность питания | Неисправность питания входных цепей шкафа (+E1, -E1) |
| Неисправность цепей напряжения | Неисправность цепей напряжения |
| Неисправность питания цепей газовой защиты | Неисправность питания входных цепей шкафа (+E2, -E2) |
| Срабатывание газовой защиты (сигнал) | Срабатывание сигнальной ступени газовой защиты |
| Срабатывание газовой защиты (отключение) | Срабатывание отключающей ступени газовой защиты |
| Снижение изоляции цепях газовой защиты | Снижение изоляции в цепях газовой защиты |
| Отключающая ступень переведена на сигал | Действие отключающей ступени газовой защиты переведено на сигнал |
| Срабатывание газовой защиты РПН (отключение) | Срабатывание газовой защиты РПН |
| Снижение изоляции цепях газовой защиты РПН | Снижение изоляции в цепях газовой защиты |
| Газовая защита РПН переведена на сигал | Действие газовой защиты РПН переведено на сигнал |
| Дифференциальная защита трансформатора | Пуск/Срабатывание дифференциальной защиты трансформатора |
| Максимальная токовая защита трансформатора | Пуск/Срабатывание максимальной токовой защиты трансформатора со стороны ВН |
| Защита от перегрузки РТСН | Пуск/Срабатывание защиты от перегрузки РТСН |
| Технологические защиты | Действие технологических защит на отключение |
| Отключение резервного трансформатора СН | Действие на отключение резервного трансформатора СН |
| Отключение выключателя 110 кВ | Действие на отключение выключателя 110 кВ |
| Отключение выключателя генератора | Действие на отключение выключателя генератора |

В шкафу I комплекта защит рабочего РТСН размещен два терминала:
1. Терминал I комплекта защит
2. Терминал АРКТ - автоматического регулирования коэффициента трансформации рабочего РТСН
В шкафу II комплекта защит рабочего РТСН размещен один терминал:
1. Терминал II комплекта защит

I(III) комплект защит содержит:

1) Продольная дифференциальная защита РТСН PDIF;
2) МТЗ ВН с ПН РТОС;
3) Защита от перегрузки PIOC;
4) Контроль тока ЗДЗ PARCV;
5) Приемные цепи газовой защиты РТСН;
6) Приемные цепи газовой защиты РПН РТСН;
7) Приемные цепи технологических защит РТСН;
8) Контроль исправности цепей газовой и технологических защит РТСН;
9) Контроль исправности цепей газовой защиты РПН РТСН;
10) БНН PVCB_GAPC1, PVCB5_PTOV1;
11) Пуск охлаждения трансформатора по току PTOCOVH;
12) Аварийный осциллограф.
АРКТ
1) АРКТ ТСН ATCCTR;
2) Контроль положения контактов РПН SLTCC.

| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

Главный корпус

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 15 | |

Структурно-функциональная схема защиты РТСН Т60-Р3

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Согласовано

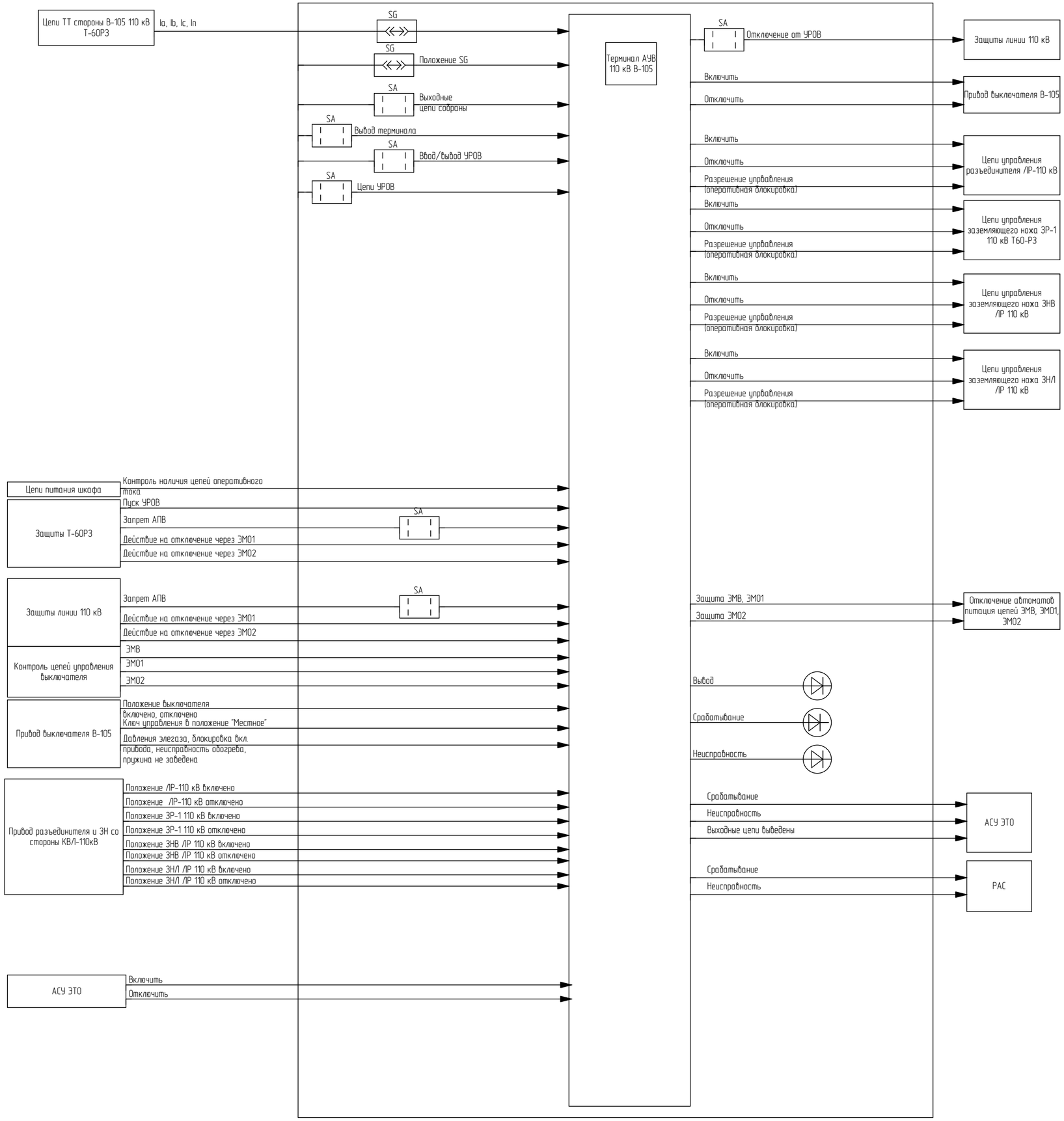
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А2

Шкаф контроллера присоединения с функцией АУВ 110 кВ В-105




Перечень светодиодных сигналов автоматики управления выключателем В-105

| Наименование сигнала | Назначение сигнала |
|---|---|
| Неисправность питания | Неисправность питания входных цепей шкафа (+Е1, -Е1) |
| Неисправность обогрева | Неисправность обогрева выключателя |
| Низкое давление элегаза | Низкое давление элегаза выключателя |
| Пружина не заведена | Блокировка операций включения выключателя |
| Заводка пружина отключена | При недостаточном заводе пружины |
| Блокировка Вкл. и Откл. | Блокировка управлением выключателем |
| Неисправность цепей управления | При одновременном отсутствии или наличии сигналов РПО и РПВ |
| Аварийное давление элегаза | Аварийное давление элегаза выключателя |
| Отключение от защит | Отключение от защит |
| УРОВ | Пуск/Срабатывание УРОВ |
| Защита ЭМВ и ЭМ01 | Срабатывание защиты ЭМВ или ЭМ01 |
| Защита ЭМ02 | Срабатывание защиты ЭМ02 |

Контроллер присоединенияя содержит:

1) АУВ CSWI;
2) УРОВ RBRF;
3) ДУ КА;
4) Контроль синхронизма для включения RSYN;
5) Контроль коммутационного ресурса выключателя XCBR;
6) Аварийный осциллограф;
7) Измерения для АСУ ЭТО и ТМиС.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

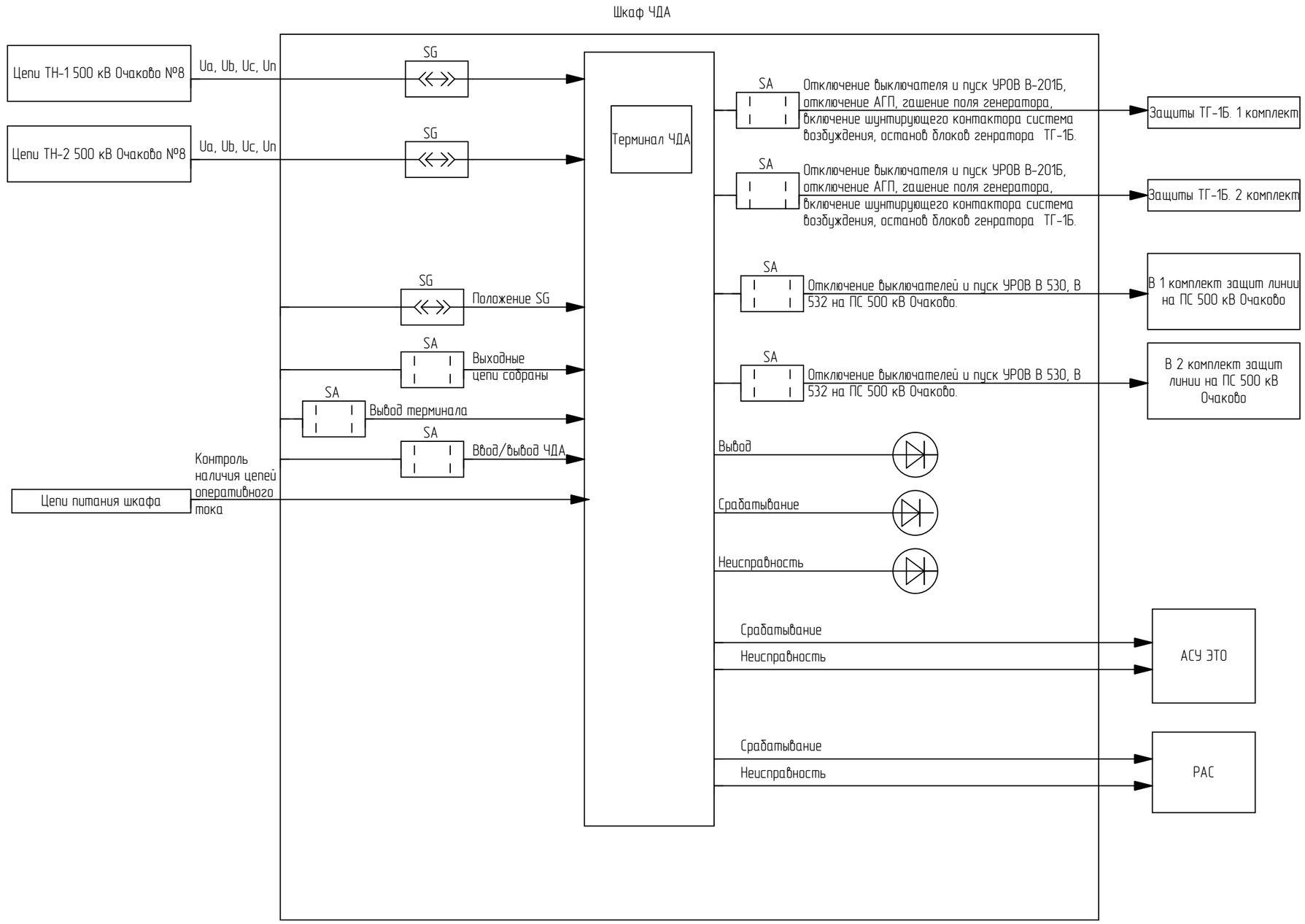
Главный корпус

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 16 | |

Структурно-функциональная схема АУВ 110 кВ В-105

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Формат А2




Перечень светодиодных сигналов ЧДА

| Наименование сигнала | Назначение сигнала |
|---|---|
| Неисправность питания | Неисправность питания входных цепей шкафа (+E1, -E1) |
| ЧДА | Пуск/срабатывание ЧДА |

| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Суворов | | | 19.02.26 |
| Проверил | | Жигалов | | | 19.02.26 |
| Нач. отдела | | Васин | | | 19.02.26 |
| Н. контр. | | Канурский | | | 19.02.26 |

25-83G1-00-ИОС1.2.1-113-ГЧ.04

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

Главный корпус

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 17 | |

Структурно-функциональная схема ЧДА

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3