

Общество с ограниченной ответственностью «ТТКэлектросистем»

Реконструкция части капитального строения с инвентарным номером 100/С-47192 (Производственный корпус №1), расположенного по адресу: Брестская обл., г. Брест, ул. Суворова, 21И

Заказчик: СП ОАО «Брестгазоаппарат»

Строительный проект № 29/26

Раздел II

Расчет уставок РЗА

аг. Клейники

Объект №29/26

Брестская обл., г. Брест, ул. Суворова, 21И

Раздел 1 29/26-ОПЗ	Общая пояснительная записка.
Раздел 2 29/26-ТР	Технические решения. Графическая часть: Чертежи марки ЭП Чертежи марки ЭМ Расчет уставок РЗА (текстовая часть)
Раздел 3 29/26-ПОС	Организация строительства Текстовая часть. Графическая часть: Чертежи марки ПОС
Раздел 4	Сметная документация.

						29/26-РЗА.Р			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Реконструкция части капитального строения с инвентарным номером 100/С-47192 (Производственный корпус №1), расположенного по адресу: Брестская обл., г. Брест, ул. Суворова, 21И	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Блинков			07.26		С	1	18
Н. контр.		Тарасюк			07.26				
Проверил		Игин			07.26				
Разработал		Глебов			07.26				
							ООО «ТТКэлектросистем»		

Содержание

	Состав проекта	Стр. 1
	Содержание	Стр. 2
1	Общие указания	Стр. 3
2	Нормативные ссылки	Стр. 3
3	Основные технические решения	Стр. 4
4	Расчет токов короткого замыкания	Стр. 4
5	Перерасчет релейной защиты КТП-3Г	Стр. 7
6	Перерасчет релейной защиты с ПС-110кВ «Брест-Южная» С1, С3 на КТП-3Г С1, С2	Стр. 14
Приложение 1	Уставки защит РЗА	Стр. 18

						29/26-РЗА.Р	Лист
							2
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

1. Общие указания.

Раздел проекта разработан в соответствии с заданием на проектирование, техническим регламентом “Здания и сооружения, строительные материалы и изделия. Безопасность”, актами законодательства Республики Беларусь, межгосударственными и национальными ТНПА, с соблюдением технических условий.

1.1. Основание для выполнения работ и исходные данные для проектирования.

Исходными данными для разработки проекта являются:

1. Задания на разработку проектной документации, утвержденного главным инженером УП «Гефест-техника» от 03.06.2026;
2. Технических условий на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети, выданных РУП «Брестэнерго» 17.04.2026 №20-06/4111;
3. Проектная документация по объекту 29/26 «Реконструкция части капитального строения с инвентарным номером 100/С-47192 (Производственный корпус №1), расположенного по адресу: Брестская обл., г. Брест, ул. Суворова, 21И».

1.2. Общие электротехнические сведения.

Настоящий проект разработан на основании технических условий от 17.04.2026г. №20-06/4111 на электроснабжение объекта «Реконструкция части капитального строения с инвентарным номером 100/С-47192 (Производственный корпус №1), расположенного по адресу: Брестская обл., г. Брест, ул. Суворова, 21И».

В проекте произведен:

- Перерасчет уставок релейной защиты (РЗА) КТП-3Г;
- Перерасчет РЗА присоединений с ПС-110кВ «Брест-Южная» на КТП-3Г С1, С2.

2. Нормативные ссылки.

Решения, принятые в данном разделе, соответствуют следующим техническим нормативно-правовым актам (ТНПА):

1. ТКП 339-2022 Электроустановки на напряжение до 750кВ;
2. ПУЭ Правила устройства электроустановок, 6-е изд., переработанное и дополненное;
3. СТП 33243.01.216-16 Подстанции электрические напряжением 35кВ и выше;
4. ТКП 609-2017 (33240) Автоматизация распределительных электрических сетей напряжением 0,4-10кВ;
5. ТКП 181-2009 Правило технической эксплуатации электроустановок потребителей;
6. ГОСТ 27514-87 Короткие замыкания в электроустановках методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ.

						29/26-РЗА.Р	Лист
							3
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		

3. Основные технические решения.

В проекте произведен перерасчет уставок релейной защиты (РЗА) КТП-3Г и перерасчет РЗА присоединений с ПС-110кВ «Брест-Южная» на КТП-3Г С1, С2.

4. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Исходные данные:

1. Ток КЗ на шинах ПС-110кВ «Брест-Южная» (после реконструкции):

1, 3сш-10кВ $I_{кз.маx}^{(3)} = 12,5 \text{ кА}; \quad I_{кз.мин}^{(3)} = 10,7 \text{ кА}$

2. Параметры трансформаторов:

ТСЗД-1600кВА (Δ/Y_H-11) $U_H=10 \text{ кВ}; S_H=1600 \text{ кВА}; P_K=16000 \text{ Вт}; U_{K3}\%=6,3.$

ТСЗД-2000кВА (Δ/Y_H-11) $U_H=10 \text{ кВ}; S_H=2000 \text{ кВА}; P_K=18500 \text{ Вт}; U_{K3}\%=6,3.$

3. Удельное сопротивление кабеля:

ААБл-3х120: $R_{уд120} = 0,258 \text{ Ом/км}; X_{уд120} = 0,08 \text{ Ом/км};$

АПвПу2г-3х120: $R_{уд120} = 0,325 \text{ Ом/км}; X_{уд120} = 0,189 \text{ Ом/км}.$

4. Уставки РЗА с ПС-110кВ «Брест-Южная» на КТП-3Г С1, С2 с указанием типа защиты, тип и номинал установленных ТТ, предоставленные филиалом «Брестские электрические сети» РУП «Брестэнерго».

Расчет параметров схемы замещения:

1) Параметры системы

1, 3сш-10кВ ПС-110кВ «Брест-Южная»

Сопротивление системы в максимальном режиме:

$$Z_{c\max} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,486 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы в минимальном режиме:

$$Z_{c\min} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10,7} = 0,567 \text{ Ом}$$

2) Трансформатор $S=1600\text{кВА}$: $Z_T = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{H.ТР.}} = \frac{6,3 \cdot 10^2}{100 \cdot 1,6} = 3,94 \text{ Ом}.$

$$R_T = \frac{P_K \cdot U_H^2}{S_{H.ТР.}} = \frac{16000 \cdot 10^2}{1600^2} = 0,625 \text{ Ом}; \quad X_T = \sqrt{3,94^2 - 0,625^2} = 3,89 \text{ Ом}.$$

Трансформатор $S=2000\text{кВА}$: $Z_T = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{H.ТР.}} = \frac{6,3 \cdot 10^2}{100 \cdot 2,0} = 3,15 \text{ Ом}.$

$$R_T = \frac{P_K \cdot U_H^2}{S_{H.ТР.}} = \frac{18500 \cdot 10^2}{2000^2} = 0,462 \text{ Ом}; \quad X_T = \sqrt{3,15^2 - 0,462^2} = 3,116 \text{ Ом}.$$

Расчет токов короткого замыкания

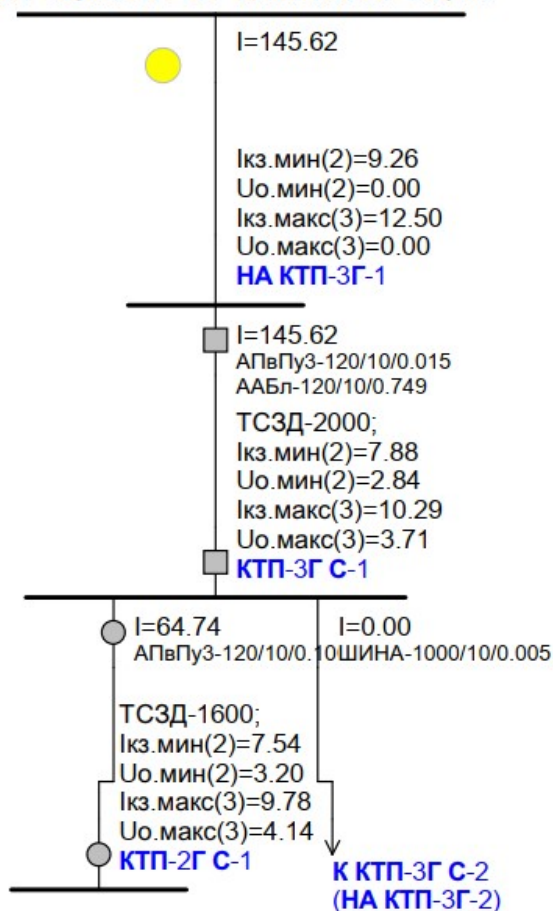
Расчет токов КЗ произведен по программе GorSR, разработанной БНТУ г. Минск.

На КТП-3Г и КТП-2Г установлены два трансформатора, которые находятся в резерве друг к другу (в неявном резерве), их собственная рабочая нагрузка не должна превышать 0,6-0,7 номинальной.

						29/26-РЗА.Р	Лист
							4
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

1. Нормальный режим: питание **КТП-3Г С1** от ПС-110кВ «Брест-Южная» С1 (яч. №106 по проекту после реконструкции)

ПС-110кВ БРЕСТ-ЮЖНАЯ 1сш-10кВ



Максимальный режим

Токи при КЗ на шинах трансформаторных подстанций, кА

Наименование ТП	КЗ на шинах ВН ТП		Мощность тр-ра, кВА	КЗ на шинах НН ТП	
	$I_{\text{max}}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\text{max}}^{(2)}, \text{кА}$		$I_{\text{max}}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\text{max}}^{(2)}, \text{кА}$
ПС Брест-Южная С1	12,5	10,825			
КТП-3Г С-1	10,293	8,914	2000	1,546	1,339
КТП-2Г С-1	9,776	8,467	1600	1,266	1,096

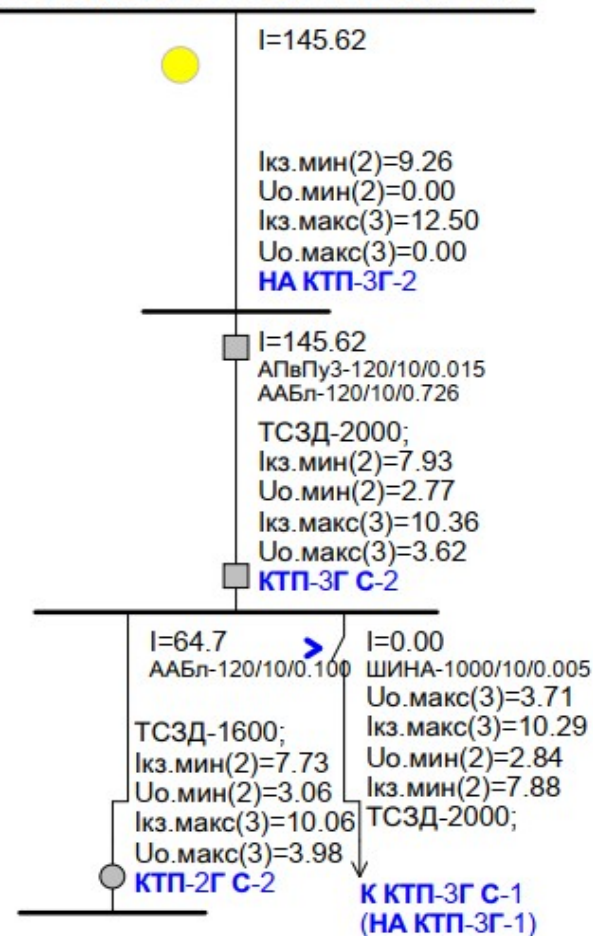
Минимальный режим

Наименование ТП	КЗ на шинах ВН ТП		Мощность тр-ра, кВА	КЗ на шинах НН ТП	
	$I_{\text{min}}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\text{min}}^{(2)}, \text{кА}$		$I_{\text{min}}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\text{min}}^{(2)}, \text{кА}$
ПС Брест-Южная С1	10,7	9,26			
КТП-3Г С-1	9,099	7,88	2000	1,515	1,312
КТП-2Г С-1	8,707	7,54	1600	1,245	1,078

						29/26-РЗА.Р	Лист
							5
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

2. Нормальный режим: питание **КТП-3Г С2** от ПС-110кВ «Брест-Южная» СЗ
(яч. №312 по проекту после реконструкции)

ПС-110кВ БРЕСТ-ЮЖНАЯ 3сш-10кВ



Максимальный режим

Токи при КЗ на шинах трансформаторных подстанций, кА

Наименование ТП	КЗ на шинах ВН ТП		Мощность тр-ра, кВА	КЗ на шинах НН ТП	
	$I_{\max}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\max}^{(2)}, \text{кА}$		$I_{\max}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\max}^{(2)}, \text{кА}$
ПС Брест-Южная СЗ	12,5	10,825			
КТП-3Г С-2	10,363	8,975	2000	1,547	1,34
КТП-2Г С-2	10,06	8,712	1600	1,27	1,1

Минимальный режим

Наименование ТП	КЗ на шинах ВН ТП		Мощность тр-ра, кВА	КЗ на шинах НН ТП	
	$I_{\min}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\min}^{(2)}, \text{кА}$		$I_{\min}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\min}^{(2)}, \text{кА}$
ПС Брест-Южная СЗ	10,7	9,26			
КТП-3Г С-2	9,151	7,925	2000	1,516	1,313
КТП-2Г С-2	8,927	7,731	1600	1,248	1,081

						29/26-РЗА.Р	Лист
							6
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

5 ПЕРЕРАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ КТП-ЗГ

1. РАСЧЕТ ЗАЩИТ ПРИСОЕДИНЕНИЙ
на КТП-2Г С1, С2 с силовыми трансформаторами $S=2 \times 1600 \text{ кВА}$
(замена силовых трансформаторов $2 \times 100 \text{ кВА}$ на $2 \times 1600 \text{ кВА}$,
согласно ТУ от 24.01.2023 №20/1011)

На микропроцессорных терминалах Siemens в ячейках №5, 8 предусмотрены:

1. **Максимальная токовая защита** со стороны питания – от КЗ всех видов на выводах и внутри трансформатора, а также от внешних КЗ, т.е. повреждений на шинах щита НН и на отходящих линиях НН.

2. **Токковая отсечка** без выдержки времени от междуфазных КЗ на стороне ВН, охватывающая часть обмотки трансформатора, устанавливаемая со стороны питания и являющаяся основной быстродействующей защитой с действием на отключение.

3. **Защита от симметричных перегрузок** на стороне 10кВ, предназначенная для выявления режима перегрузки защищаемого трансформатора с действием на сигнал.

4. **Расчет защиты от однофазных замыканий** с действием на отключение.

5. **Проверка установленных трансформаторов тока.**

Существующие уставки РЗА:

ТТ ТОЛ-10 150/5 $I_{МТЗ} = 120 \text{ А}; t = 0,5 \text{ с}$

$I_{ТО} = 1500 \text{ А}; t = 0,0 \text{ с}$

Максимальная токовая защита

Номинальный рабочий ток силового трансформатора 1600кВА:

$$I_{НОМ.ТР} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,48 \text{ А}$$

Максимальный рабочий ток силового трансформатора (с учетом перегрузки 5% - допустимая длительная перегрузка для сухих трансформаторов ТСЗД):

$$I_{РАБ.МАКС} = k_z \cdot I_{НОМ.ТР} = 1,05 \cdot 92,48 = 97,1 \text{ А}$$

Отстройка от нагрузки с учетом самозапуска электродвигателей 0,4кВ

$$I_{МТЗ} \geq \frac{k_n \cdot k_{сзн}}{k_g} \cdot I_{РАБ.МАКС} \geq \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,93} \cdot 97,1 \geq 137,8 \text{ А}$$

где $k_n = 1,1$ - коэффициент надёжности несрабатывания защиты;

$k_{сзн} = 1,2$ - коэффициент самозапуска; $k_g = 0,93$ - коэффициент возврата реле Siemens; $I_{РАБ.МАКС}$ - максимальный рабочий ток трансформатора.

Время срабатывания защиты, принимаемое по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите:

$$t_{МТЗ} \geq t_{с.з.пред.} + \Delta t = 0,3 + 0,2 = 0,5 \text{ с}$$

где $t_{с.з.пред.} = 0,3$ - время срабатывания предыдущей защиты (время срабатывания предохранителя, автоматического выключателя), с; $\Delta t = 0,2 \div 0,3$ - ступень селективности по времени при использовании микропроцессорных защит, с.

Принимаем ток и время срабатывания защиты $I_{МТЗ} = 140 \text{ А}; t_{МТЗ} = 0,5 \text{ с}$

						29/26-РЗА.Р	Лист
							7
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Выполним проверку коэффициента чувствительности в основной зоне (из таблицы токов КЗ):

- в основной зоне (шины КТП-2Г С1, С2)

$$k_{ч.ОСН.} = \frac{I_{К\min}^{(2)}}{I_{МТЗ}} = \frac{7540}{140} = 53,8 > 1,5 = k_{ч.ОСН.ДОП}$$

Коэффициент чувствительности больше требуемого, следовательно МТЗ при выбранной уставке срабатывания обеспечивает защиту присоединения.

- в зоне резервирования (за трансформатором 1600кВА КТП-2Г С1, С2)

$$k_{ч.РЕЗ.} = \frac{I_{К\min}^{(2)}}{I_{МТЗ}} = \frac{1078}{140} = 7,7 > 1,2 = k_{ч.РЕЗ.ДОП}$$

Коэффициент чувствительности меньше требуемого, следовательно МТЗ резервирует трансформатор 1600кВА КТП-2Г С1, С2.

Токовая отсечка без выдержки времени

Отстройка от максимального тока трехфазного КЗ $I_{к.маx}^{(3)}$ на выводах НН защищаемого силового трансформатора КТП-2Г С1, С2 (из таблицы токов КЗ):

$$I_{ТО} \geq k_n \cdot I_{к.маx}^{(3)} \geq 1,15 \cdot 1270 \geq 1461A$$

где k_n -коэффициент надежности для токовых отсечек без выдержки времени, установленных на понижающих трансформаторах, при использовании микро-процессорных реле.

Принимаем ток и время срабатывания защиты $I_{ТО}=1500 A$; $t_{ТО}=0,0 c$

Для токовых отсечек (ТО), устанавливаемых на линии, питающей КТП-2Г С1, С2 и выполняющих функции резервной защиты, коэффициент чувствительности должен быть 1,2 при 3-х фазном максимальном токе КЗ в месте установки отсечки (Л2, стр.29) – шины КТП-3Г С1, С2:

$$k_{ч.ОСН} = \frac{I_{к.маx}^{(3)}}{I_{ТО}} = \frac{10363}{1500} = 6,9 \geq 1,2 = k_{ч.РЕЗ.ДОП}$$

Расчет защиты от замыканий на землю

Ток срабатывания ОЗЗ принимается меньше $I_{ОЗЗ}$ на ПС-110кВ «Брест-Южная» (резистивно-заземленная нейтраль после реконструкции), время $t_{ОЗЗ} = t_{МТЗ}$

Принимаем ток и время срабатывания защиты $I_{ОЗЗ}=50 A$; $t_{ОЗЗ}=0,3 c$

Проверка установленных трансформаторов тока

Трансформатор тока установлен по суммарной нагрузке на присоединение (работа силового трансформатора с перегрузкой) $I_{МАКС}=110,9 A$ и току КЗ на шинах КТП-3Г С1, С2 в максимальном режиме работы сети $I_{к.маx}^{(3)} = 10,363kA$, с учетом перспективы развития сети.

Установлен: $K_{ТТ}=150/5-10P$ защита.

1) Расчетный ток для расчетной проверки ТТ на 10%-ю погрешность для защиты с независимой характеристикой $I_{РАСЧ} = 1,1I_{ТО}$; коэффициент 1,1 учитывает увеличение кратности первичного тока по сравнению с кратностью вторичного тока из-за 10% погрешности ТТ.

						29/26-РЗА.Р	Лист
							8
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		

Расчетная проверка ТТ по условию $\varepsilon \leq 10\%$ по кривым предельных кратности (КПК)

Для определения по КПК допустимого значения z_H , при котором $\varepsilon = 10\%$, необходимо вычислить для расчетного тока значение k_{10} - предельной кратности:

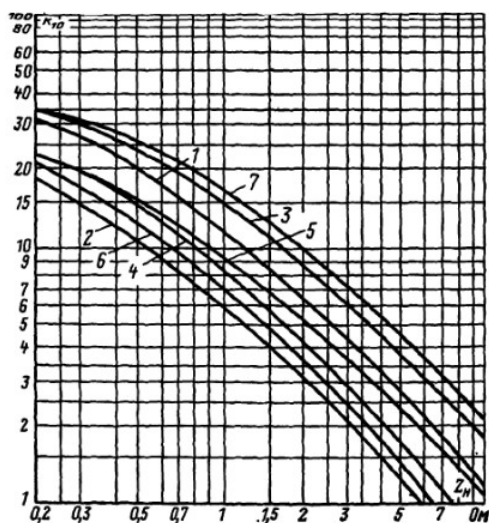


Рис. П2-15. ТОЛ-10.

1 — $I_{ном} = 50/5 + 300/5$; 600/5; 1000/5 класса Р; 2 — $I_{ном} = 50/5 + 300/5$; 600/5 класса 0,5; 3 — $I_{ном} = 400/5$; 700/5 класса Р; 4 — $I_{ном} = 400/5$ класса 0,5; 5 — $I_{ном} = 700/5$; 1500/5 класса 0,5; 6 — $I_{ном} = 1000/5$ класса 0,5; 7 — $I_{ном} = 1500/5$ класса Р.

$$k_{10} = \frac{I_{расч}}{I_{ном}} = \frac{1,1 \cdot 1500}{150} = 11, \text{ где } I_{ном} - \text{первичный номинальный ток ТТ.}$$

По кривой предельных кратностей 1 для ТОЛ-10 с $K_{тт} = 150/5$ находим значение $z_{H.доп} = 1,3 \text{ Ом}$.

Рассчитаем фактическое сопротивление нагрузки ТТ для схемы полная звезда для трехфазного (двухфазного КЗ). Рассчитаем фактическое сопротивление нагрузки ТТ для схемы полная звезда: $z_{H.расч} = 2r_{пр} + z_{II} + r_{пер}$;

$$z_{II} = \frac{S_{II}}{I_{II}^2} = \frac{10}{50^2} = 0,004 \text{ Ом; где } S - \text{номинальная вторичная нагрузка ТТ, ВА;}$$

$$I_{II} = \frac{I_{ТО}}{n_{ТТ}} = \frac{1500}{30} = 50 \text{ А} - \text{ток срабатывания реле.}$$

$$\text{Примем } r_{пр} = 0,05 \text{ Ом; } r_{пер} = 0,05 \div 0,1 \text{ Ом}$$

Тогда $z_{H.расч} = 2 \cdot 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,2 \text{ Ом} < z_{H.доп} = 1,3 \text{ Ом}$, следовательно погрешность ТТ не превышает 10%.

2) Проверка ТТ по условию: $f_{макс} \leq f_{доп}$ при использовании микропроцессорных реле не требуется.

3) Проверка по условию отсутствия опасных перенапряжений во вторичных цепях ТТ:

Напряжение во вторичных цепях ТТ при максимальном токе КЗ определяется

$$U_{ТТрасч} = \frac{I_{К.макс}}{K_{ТТ}} \cdot Z_{факт.расч} = \frac{10363}{30} \cdot 0,2 = 69 \text{ В} < 1000 \text{ В}$$

						29/26-РЗА.Р	Лист
							9
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Значение напряжения на вторичных обмотках ТТ не превышает испытательного напряжения 1000 В, следовательно ТТ удовлетворяют указанному требованию.

2. РАСЧЕТ ЗАЩИТ ПРИСОЕДИНЕНИЙ на силовые трансформаторы S=2x2000кВА

На микропроцессорных терминалах Siemens в ячейках №4, 9 предусмотрены:

1. **Максимальная токовая защита.**
2. **Токовая отсечка без выдержки времени.**
3. **Защита от симметричных перегрузок** на стороне 10кВ с действием на сигнал.
4. **Расчет защиты от однофазных замыканий** с действием на отключение.
5. **Проверка установленных трансформаторов тока.**

Существующие уставки РЗА:

ТТ ТОЛ-10 150/5 $I_{MTЗ} = 150A$; $t = 0,3c$

$I_{TO} = 1300A$; $t = 0,0c$

$I_{TT} = 100A$; $t = 6,0c$ – на сигнал

Максимальная токовая защита

Номинальный рабочий ток силового трансформатора 2000кВА:

$$I_{НОМ.ТР} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 115,6A$$

Максимальный рабочий ток силового трансформатора (с учетом перегрузки 5% - допустимая длительная перегрузка для сухих трансформаторов ТСЗД):

$$I_{РАБ.МАКС} = k_z \cdot I_{НОМ.ТР} = 1,05 \cdot 115,6 = 121,4A$$

Отстройка от нагрузки с учетом самозапуска электродвигателей 0,4кВ

$$I_{MTЗ} \geq \frac{k_n \cdot k_{сзн}}{k_g} \cdot I_{РАБ.МАКС} \geq \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,93} \cdot 121,4 \geq 172,3A$$

Время срабатывания защиты, принимаемое по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите:

$$t_{MTЗ} \geq t_{с.з.пред.} + \Delta t = 0,0 + 0,3 = 0,3c$$

Принимаем ток и время срабатывания защиты $I_{MTЗ} = 180A$; $t_{MTЗ} = 0,3c$

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне, при КЗ за трансформатором КТП-3Г С1, С2 в минимальном режиме (из таблицы токов КЗ):

$$k_{ч.ОСН} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{MTЗ}} = \frac{1312}{180} = 7,3 \geq 1,5 = k_{ч.ОСН.ДОП}$$

Токовая отсечка без выдержки времени

Отстройка от максимального тока трехфазного КЗ $I_{к.мах}^{(3)}$ на выводах НН защищаемого силового трансформатора КТП-3Г С1, С2 (из таблицы токов КЗ):

$$I_{TO} \geq k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)} \geq 1,15 \cdot 1547 \geq 1779A$$

где k_n -коэффициент надежности для токовых отсечек без выдержки времени, установленных на понижающих трансформаторах, при использовании микропроцессорных реле.

Принимаем ток и время срабатывания защиты $I_{TO} = 1800A$; $t_{TO} = 0,0c$

						29/26-РЗА.Р	Лист
							10
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		

Для токовых отсечек (ТО), устанавливаемых на понижающих трансформаторах и выполняющих функции основной защиты, коэффициент чувствительности должен быть 2,0 при 2-х фазном минимальном токе КЗ в месте установки отсечки (Л2, стр.29) – шины КТП-3Г С1, С2:

$$k_{ч.осн} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{ТО}} = \frac{7880}{1800} = 4,4 \geq 2,0 = k_{ч.осн.доп}$$

Токовая защита от симметричных перегрузок

Ток срабатывания защиты от кратковременной перегрузки для сухих трансформаторов: $I_{ТП} \leq 1,2 I_{НОМ.ТР} \leq 1,2 \cdot 115,6 \leq 138,7 \text{ А}$

Принимаем ток и время срабатывания защиты: $I_{ТП} = 135 \text{ А}$; $t_{ТП} = 6,0 \text{ с}$ – на сигнал

Расчет защиты от замыканий на землю

Ток срабатывания ОЗЗ принимается меньше $I_{ОЗЗ}$ на ПС-110кВ «Брест-Южная» (резистивно-заземленная нейтраль после реконструкции), время $t_{ОЗЗ} = t_{МТЗ}$

Принимаем ток и время срабатывания защиты $I_{ОЗЗ} = 50 \text{ А}$; $t_{ОЗЗ} = 0,3 \text{ с}$

Проверка установленных трансформаторов тока

Трансформатор тока установлен по суммарной нагрузке на присоединение (работа силового трансформатора с перегрузкой) $I_{МАКС} = 115,6 \text{ А}$ и току КЗ на шинах КТП-3 С1, С2 в максимальном режиме работы сети $I_{к.макс}^{(3)} = 10,363 \text{ кА}$, с учетом перспективы развития сети.

Установлен: $K_{ТТ} = 150/5$ – 10Р защита. Проверка производится аналогично, как на силовые трансформаторы КТП-2Г С1, С2.

3. ВЫБОР РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СВ-10кВ

На микропроцессорном терминале Siemens в ячейке №6 предусмотрены:

1. Максимальная токовая защита.

2. Проверка установленных трансформаторов тока.

Существующие уставки РЗА:

ТТ ТОЛ-10 200/5 $I_{МТЗ} = 230 \text{ А}$; $t = 0,7 \text{ с}$

Максимальная токовая защита

Отстройка от максимального тока нагрузки в аварийном режиме (включенном СР-10 в КТП-2): $I_{РАБ.МАКС} = 0,7 \frac{S_{КТП-3С1} + S_{КТП-2С1,С2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 0,7 \frac{2000 + 2 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 210,4 \text{ А}$

$$\text{следовательно } I_{МТЗ} \geq \frac{k_n \cdot k_{сзн}}{k_\epsilon} \cdot I_{РАБ.МАКС} \geq \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,93} \cdot 210,4 \geq 298,6 \text{ А}$$

На КТП-3Г и КТП-2Г установлены два трансформатора, которые находятся в резерве друг к другу (в неявном резерве), их собственная рабочая нагрузка не должна превышать 0,6-0,7 номинальной.

Принимаем ток и время срабатывания защиты: $I_{МТЗ} = 300 \text{ А}$; $t_{МТЗ} = 0,7 \text{ с}$

						29/26-РЗА.Р	Лист
							11
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		

Проверка установленных трансформаторов тока

Трансформатор тока установлен по суммарной нагрузке на присоединение (работа силового трансформатора с перегрузкой) $I_{МАКС}=210,4$ А и току КЗ на шинах КТП-3Г С1, С2 в максимальном режиме работы сети $I_{к.макс}^{(3)} = 10,363$ кА.

Установлен: $K_{ТТ}=200/5-10P$ защита. Проверка производится аналогично, как на силовые трансформаторы КТП-2Г С1, С2.

4. ВЫБОР РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ВВОДНЫХ ЯЧЕЕК

На микропроцессорных терминалах Siemens на вводных ячейках №3, 10, 1, 11

МТЗ, ТО – выведены.

На основных вводных ячейках №1, 11 выставить защиту по контролю напряжения с действием на сигнал:

- защита минимального напряжения $U < 0,8U_{ном}$ (8400 В); $t=6,0$ с – на сигнал
- защита от повышения напряжения $U > 1,15U_{ном}$ (12075 В); $t=6,0$ с – на сигнал

- неселективная защита от замыканий на землю по $3U_0$ (наличия замыкания на землю будет появление напряжения нулевой последовательности). Уставка срабатывания сигнализации о наличии замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью $U_{ОЗЗ} = k_{зап} \cdot U_{ном} = 0,2 \cdot 10500 = 2100$ В ; $t=6,0$ с – на сигнал

где $k_{зап} = 0,2$ – коэффициент запаса, учитывающий отстройку от напряжения небаланса; $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В.

Проверка существующих трансформаторов тока

Трансформатор тока выбран по суммарной нагрузке на присоединение в аварийном режиме (включенном СВ-10 в КТП-3Г):

$$I_{РАБ.МАКС} = 0,7 \frac{S_{КТП-3С1,С2} + S_{КТП-2С1}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 0,7 \frac{2 \cdot 2000 + 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 226,6 \text{ А}$$
 и току КЗ на шинах

КТП-3 С1, С2 в максимальном режиме работы сети $I_{к.макс}^{(3)} = 10,363$ кА, с учетом перспективы развития сети.

Установлен: $K_{ТТ}=300/5-10P$ защита. Проверка производится аналогично, как на силовые трансформаторы КТП-2Г С1, С2.

5. ЛОГИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ШИН

Уставка по току ЛЗШ выбирается исходя из условия отстройки от сверхтоков послеаварийных перегрузок, т.е. после отключения короткого замыкания на отходящей линии:

$$I_{ЛЗШ} \geq \frac{k_n \cdot k_{сзн}}{k_\epsilon} \cdot I_{РАБ.МАКС} \geq \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,93} \cdot \frac{S_{КТП-3С1,С2} + S_{КТП-2С1,С2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \geq \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,93} \cdot \frac{2 \cdot 2000 + 2 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} \geq 590,7 \text{ А}$$

Степень токовой защиты с выдержкой времени определяется из выражения:

$$t_{ЛЗШ} = t_{сраб.ИО} + t_{сраб.р} + t_{обр.д.с.} + t_{зан.} = 50 + 5 + 20 + 75 = 150 \text{ мс}$$

где $t_{сраб.ИО} = 50 \text{ мс}$ - время срабатывания измерительного органа защиты фидера;

$t_{сраб.р} = 5 \text{ мс}$ - время срабатывания релейного выхода;

$t_{обр.д.с.} = 20 \text{ мс}$ - время обработки сигнала с дискретного входа на защите питающего присоединения; $t_{зан.} = 75 \text{ мс}$ - время запаса.

						29/26-РЗА.Р	Лист
							12
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		

1. $I_{ср} = 600A$, $t = 0,15с$ – откл. В-10 ввода 10кВ (СВ-10).

2. Блокировка ЛЗШ

$I_{бл.} = I_{ср}$ мтз присоединений 10кВ

$I_{бл.} = I_{ср}$ мтз СВ-10кВ

6. УРОВ –устройство резервирования отказа выключателя

Время срабатывания защиты, по истечении которого подаётся сигнал на от-

ключение: $t_{УРОВ} = t_{откл.} + t_{сраб.р} + t_{обр.д.с.} + t_{зан.} = 150мс$

1. УРОВ присоединений 10кВ

$I_{ср} = I_{ср}$ мтз - минимальная уставка присоединения 10кВ (контроль присоединений 10кВ)

$t = 0,2 с$ – откл. В-10 ввода 10кВ (СВ-10кВ)

2. УРОВ СВ-10кВ

$I_{ср} = 300 А$ (контроль тока СВ-10кВ)

$I_{ср} = 360 А$ (контроль тока ввода 10кВ)

$t = 0,2 с$ – откл. В-10 ввода 10кВ

3. УРОВ В-10кВ

$I_{ср} = 360 А$ (контроль тока ввода 10кВ)

$t = 0,2 с$ – откл. В-10 ввода 10кВ.

$I_{ср} \geq k_{н.с.} \cdot I_{сз пред.защиты} \geq 1,2 \cdot 300 \geq 360A$

7. ДУГОВАЯ ЗАЩИТА

1. **Дуговая защита кабельных отсеков присоединений 10кВ:** с контролем тока присоединений 10кВ

$I_{ср} = I_{ср}$ МТЗ присоединений 10кВ;

$t = 0с$ - отключение В-10 присоединения 10кВ

2. **Дуговая защита отсеков выключателей и отсека сборных шин присоединений 10кВ:** с контролем тока через ввод 10кВ (СВ-10кВ)

$I_{ср} = 300A$, $t = 0с$ – откл. В-10 ввода 10кВ (СВ-10кВ)

3. **Дуговая защита СВ-10кВ:** с контролем тока через ввод 10кВ

$I_{ср} = 360A$, $t = 0с$ – откл. В-10 ввода 10кВ

4. **Дуговая защита В-10кВ ввода 10кВ:** с контролем тока через ввод 10кВ

$I_{ср} = 360 А$; $t = 0с$ – откл. В-10 ввода 10кВ.

						29/26-РЗА.Р	Лист
							13
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		

6 ПЕРЕРАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ с ПС-110кВ «Брест-Южная» С1, С3 на КТП-3Г С1, С2

Перерасчет максимальной токовой защиты

Существующие уставки РЗА с ПС-110кВ «Брест-Южная» (временное подключение от одного силового трансформатора Т-2) на КТП-3Г С1, С2 (МР-5)

ТТ ТОЛ-10 400/5-200/5 МТЗ $I_{МТЗ} = 240\text{ А}$; $t_{МТЗ} = 1,0\text{ с}$

ТО $I_{ТО} = 1600\text{ А}$; $t_{ТО} = 0,0\text{ с}$

60/1 ОЗЗ $I_{ОЗЗ} = 60\text{ А}$; $t_{ОЗЗ} = 1,0\text{ с}$ - на отключение

Отстройка от МТЗ СВ-10 КТП-3Г: $I_{МТЗ} \geq k_{н.с.} \cdot I_{СЗ \text{ пред.защиты}} \geq 1,2 \cdot 300 \geq 360\text{ А}$

Время срабатывания защиты принимается, по условию селективности, на ступень больше по отношению к предыдущей защите:

$$t \geq t_{с.з.пред} + \Delta t = 0,7 + 0,3 = 1,0\text{ с}$$

где $t_{с.з.пред} = 0,7\text{ с}$ - время срабатывания СВ-10кВ КТП-3Г.

Принимаем ток и время срабатывания защиты $I_{МТЗ} = 400\text{ А}$; $t_{МТЗ} = 1,0\text{ с}$

Перерасчет токовой отсечки без выдержки времени

Отстройка от максимального тока трехфазного КЗ $I_{к.макс}^{(3)}$ на шинах КТП-3Г С-1, С-2: $I_{ТО} \geq k_n \cdot I_{к.макс}^{(3)} \geq 1,15 \cdot 10363 \geq 11917\text{ А}$

где k_n - коэффициент надежности для токовых отсечек без выдержки времени, установленных на понижающих трансформаторах, при использовании микропроцессорных реле.

Принимаем ток и время срабатывания защиты $I_{ТО} = 12000\text{ А}$; $t_{ТО} = 0,0\text{ с}$

Для токовых отсечек (ТО), устанавливаемых на линиях и выполняющих функции дополнительной защиты, коэффициент чувствительности должен быть 1,2 при 3-х фазном максимальном токе КЗ в месте установки отсечки – шины

ПС-110кВ «Брест-Южная» С1, С3 (из таблицы токов КЗ):

$$k_{ч} = \frac{I_{к.макс}^{(3)}}{I_{ТО}} = \frac{12450}{12000} = 1,0375 < 1,2 = k_{ч.доп}$$

Примечание: ТО неэффективна, не применяем.

Расчет токовой отсечки с выдержкой времени

1. Отстройка от максимального тока 3-х фазного КЗ $I_{к.макс}^{(3)}$ на шинах

$$\text{ПС-110кВ «Брест-Южная»}: I_{ТО} \leq \frac{I_{к.макс}^{(3)}}{k_{ч.доп}} \leq \frac{12500}{1,2} \leq 10400\text{ А}$$

2. Отстройка от минимального тока 2-х фазного КЗ $I_{к.мин}^{(2)}$ на шинах

$$\text{КТП-2Г С1, С2}: I_{ТО} \geq k_n \cdot I_{к.мин}^{(2)} \geq 1,15 \cdot 7731 \geq 8891\text{ А}$$

Принимаем ток и время срабатывания защиты $I_{ТО} = 8900\text{ А}$; $t_{ТО} = 0,2\text{ с}$

						29/26-РЗА.Р	Лист
							14
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Перерасчет защиты от замыканий на землю

Ток срабатывания ОЗЗ принимается равным $I_{OЗЗ}$ на ПС-110кВ «Брест-Южная» (резистивно-заземленная нейтраль после реконструкции), время $t_{OЗЗ} = t_{МТЗ}$

Принимаем ток и время срабатывания защиты $I_{OЗЗ} = 60 \text{ А}$; $t_{OЗЗ} = 1,0 \text{ с}$

Проверка сечения кабельной вставки и выбор экрана

До реконструкции режим заземления нейтрали ПС-110кВ «Брест-Южная» - **изолированная**, выбирается категория В (Л4, стр.23): по таблице 3 Уном сети=6/10кВ, Уном.кабеля=10кВ.

Произведем проверку проектируемого кабельной вставки АПвПу2г-3х120.

а) Сечение кабельных линий напряжением выше 1000В выбирают по нагреву расчетным током $I_{РАСЧ} = I_{РАБ.МАКС}$, сравнивают его с длительно допустимыми токами $I_{ДЛ.ДОП}$ для кабелей стандартных сечений.

Ток нагрузки в нормальном режиме работы сети при равномерном распределении нагрузки (см. схемы питания КТП-3Г С1, С2):

$$I_{РАБ.МАКС} = 145,62 \text{ А} < I_{ДЛ.ДОП20} = 265 \text{ А}.$$

б) Экономически целесообразное сечение проводников (мм^2) определяют по выражению $S_{ЭК} = \frac{I_{РАСЧ}}{j_{Э}}$, где $j_{Э}$ - экономическая плотность тока. А/мм^2 .

При выборе расчетные сечения проводников выбираются **по нормальному режиму** и округляются до ближайших меньших стандартных.

Экономическая плотность тока для проводов из различных материалов

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм^2 , при продолжительности использования максимума нагрузки, ч		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,3
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

На основании таблицы $S_{ЭК} = \frac{I_{РАСЧ}}{j_{Э}} = \frac{145,62}{1,2} = 121 \text{ мм}^2$.

Проектируемая кабельная вставка с сечением 120 мм^2 удовлетворяет требованиям.

в) Проверка кабельной вставки по термической стойкости.

Максимальный ток короткого замыкания на шинах ПС-110кВ «Брест-Южная» С1, С3: $I_{к.мах}^{(3)} = 12,5 \text{ кА}$

						29/26-РЗА.Р	Лист
							15
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Время быстродействующей защиты (ТО с выдержкой времени) с ПС-110кВ «Брест-Южная» С1, С3 на КТП-3Г С1, С2: $t_{МТЗ}=0,2с$

Минимальное сечение проводника:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{I_{\kappa.\max}}{C} \sqrt{t_{CЗ} + t_{O.B.}} = \frac{12500}{75} \sqrt{0,2 + 0,05} = 83,3 \text{ мм}^2$$

где $C=75$ – для кабелей 10кВ с алюминиевыми жилами.

Сечение кабеля АПвПу2г-3х120 удовлетворяет условиям термической стойкости.

г) Выбор сечения экрана.

При выборе экрана кабеля напряжением 6-10 кВ в качестве расчетного вида КЗ следует принимать одновременное замыкание на землю различных фаз в

двух разных точках схемы (двойное замыкание на экран): $F_{\text{э}} = \frac{I_K^{(1)}}{K}$.

По скорректированному току (Л4, п.9.19):

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\kappa.\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12,5 = 10,825 \text{ кА}$$

Время срабатывания защиты (ТО с выдержкой времени): $t_{МТЗ}=0,2$ с, следовательно

$$K = \frac{1}{\sqrt{t}} = \frac{1}{\sqrt{0,2 + 0,05}} = 2 ; F_{\text{э}} = \frac{10,825}{2} = 5,4 \text{ кА}$$

Выбираем сечение экрана по формуле $F_{\text{э}} \leq F_{\text{э.доп}}$, где $F_{\text{э.доп}}$ - допустимый односекундный ток КЗ, А (Л4, таблица Г.12).

Сечение экрана, мм ²	16	25	35	50	70
Допустимый односекундный ток КЗ, кА	2,84	4,44	6,22	8,88	12,44

Следовательно, для кабеля АПвПу2г-3х120 можно принять сечение экрана $S=35 \text{ мм}^2$.

После реконструкции режим заземления нейтрали ПС-110кВ «Брест-Южная» -

резистивно-заземленная, выбирается **категория А** (Л4, стр.23): по таблице 3 Уном сети=6/10кВ, Уном.кабеля=10кВ.

При выборе экрана кабеля в качестве расчетного вида КЗ следует принимать трехфазный максимальный ток короткого замыкания в начале участка – шины

ПС-110кВ «Брест-Южная»: $I_{\max}^{(3)} = 12,5 \text{ кА}$, тогда $F_{\text{э}} = \frac{12,5}{2,0} = 6,25 \text{ кА}$

Следовательно, для кабеля АПвПу2г-3х120 можно принять сечение экрана $S=35 \text{ мм}^2$.

						29/26-РЗА.Р	Лист
							16
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте произведено:

1. Перерасчет уставок защит КТП-3Г:
 - на КТП-2Г С1, С2 (МТЗ, ТО, ОЗЗ) с проверкой установленных трансформаторов тока;
 - на силовые трансформаторы Т-1, Т-2 (МТЗ, ТО, ТП, ОЗЗ) с проверкой установленных трансформаторов тока;
 - на СВ-10кВ (МТЗ) с проверкой установленных трансформаторов тока;
 - на вводные ячейки с проверкой установленных трансформаторов тока;
 - перерасчет ЛЗШ, УРОВ и дуговой защиты.
 2. Перерасчет защит с ПС-110кВ «Брест-Южная» С1, С3 на КТП-3Г С1, С2 (МТЗ, ТО с выдержкой времени, ОЗЗ).
 3. Проверена чувствительность защит, согласно установленным нормам: МТЗ – коэффициент чувствительности в основной зоне $\geq 1,5$; в зоне резервирования $\geq 1,2$ (Л2 стр.21); ТО – коэффициент чувствительности в месте установки защиты $\geq 1,2$ при защите отходящих присоединений; 2,0 при защите силовых трансформаторов (Л2, стр. 29).
 4. Произведена проверка сечения кабельной вставки из сшитого полиэтилена АПвПу2г-3х120 с проверкой по нагреву, по экономической плотности, по термической стойкости и выбрано сечение экрана $S=35\text{мм}^2$ (Л4, таблица Г12).
- Вывод: выбранные уставки РЗА отражают работоспособность защит в нормальных и аварийных режимах работы сети 10кВ.
- Чувствительность защит в основной зоне удовлетворяет нормам, трансформаторы тока проходят по погрешностям.

Литература

1. Правила устройства электроустановок. – 8-е изд.– М., 2007.
2. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Энергоатомиздат, Л., 1985.
3. Электротехнический справочник, том 1, Минск «Дизайн ПРО», 2009.
4. Технический кодекс установившейся практики ТКП 611-2017 (33240) Силовые кабельные линии напряжением 6-110 кВ. Нормы проектирования по прокладке кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки.

						29/26-РЗА.Р	Лист
							17
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Уставки защит ПС-110кВ «Брест-Южная»

Присоединение	Защита	Тип реле	ТТ	Уставки РЗА		Примечание
			К _{ТТ}	Ток срабатывания, А	t _{ср} , с	
на КТП-ЗГ С1, С2 яч. №106, 312	МТЗ	МР-5-70	400/5- 200/5	400	1,0	Отключение присоединения
	ТО			8900	0,2	
	ОЗЗ		60/1	60	1,0	

Уставки защит КТП-ЗГ

Присоединение	Защита	Тип реле	ТТ	Уставки РЗА		Примечание	
			К _{ТТ}	Ток срабатывания, А	t _{ср} , с		
Вводные яч. №3, 10		Siemens	300/5	защиты выведены			
Вводные яч. №1, 11	Защита контроля напряжения с действием на сигнал		300/5	- защита минимального напряжения U < 0,8U _{ном} (8400 В); t=6,0 с – на сигнал - защита от повышения напряжения U > 1,15U _{ном} (12075 В); t=6,0 с – на сигнал - неселективная защита от замыканий на землю по ЗУО: U _{озз} =2100 В; t=6,0 с – на сигнал			
на Т1, Т2 2000кВА яч. №4, 9	МТЗ	Siemens	150/5	180	0,3	Отключение присоединения сигнал	
	ТО			1800	0,0		
	ТП			135	6,0		
	ОЗЗ		60/1	50	0,3	Отключение присоединения	
на КТП-2Г С1, С2 яч. №5, 8	МТЗ	Siemens	150/5	140	0,5	Отключение присоединения	
	ТО			1500	0,0		
	ОЗЗ		60/1	50	0,5		
СВ-10кВ яч. №6	МТЗ	Siemens	200/5	300	0,7	Откл. СВ-10	
ЛЗШ-10кВ		600				0,15	Отключение В-10кВ (СВ-10)
		Блокировка ЛЗШ I _{бл.} = I _{ср} мтз присоединений 10кВ I _{бл.} = I _{ср} мтз СВ-10кВ					
УРОВ-10кВ		присоединений 10кВ	I _{ср} = I _{ср.мтз} присоединений 10кВ		0,2	Отключение В-10кВ (СВ-10)	
		СВ-10кВ	I _{ср} = 300 А (контроль тока через СВ-10) I _{ср} = 360 А (контроль тока ввода 10кВ)		0,2	Откл. В-10	
		В-10кВ	I _{ср} = 360 А (контроль тока ввода 10кВ)		0,2	Откл. В-10	
Дуговая защита		1. Дуговая защита кабельных отсеков присоединений 10кВ с контролем тока присоединений 10кВ: I _{ср} = I _{ср} МТЗ присоединений 10кВ; t = 0с - отключение В-10 присоединения 10кВ 2. Дуговая защита отсеков выключателей и отсека сборных шин присоединений 10кВс контролем тока через ввод 10кВ (СВ-10кВ): I _{ср} = 300А, t = 0с – откл. В-10 ввода 10кВ (СВ-10кВ) 3. Дуговая защита СВ-10кВ с контролем тока через ввод 10кВ: I _{ср} = 360А, t = 0с – откл. В-10 ввода 10кВ 4. Дуговая защита В-10кВ ввода 10кВ с контролем тока через ввод 10кВ: I _{ср} = 360 А; t = 0с – откл. В-10 ввода 10кВ					

						29/26-РЗА.Р	Лист
							18
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		