



ООО "ЭлектроСпектрПроект"

Республика Беларусь, г. Брест, 224032, ул. Советской Конституции, д. 18,
т. +375162 509000, E-mail: oooelektroproekt@yandex.ru

Заказчик: Государственное предприятие
"Бресткоммунпроект"

Электроснабжение объекта:
Квартал индивидуальной жилой
застройки в урочище "Городец"
аг. Ольшаны Столинского района.

Расчет уставок РЗА.
Расчет, выбор, проверка ТТ.
1-я очередь строительства

Объект №03/22/25-РЗ
Том IV

Зам. директора

Главный инженер проекта

Исполнил инженер

В. Ф. Букач

О. Н. Качаловский

П. В. Ткачук

Брест – 2025г.

Принятые в настоящем проекте решения разработаны в соответствии с требованиями международных и национальных норм и стандартов, в том числе экологических, противопожарных и других действующих норм и правил и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных строительным проектом мероприятий.

ГИП



О.Н. Качаловский

Инв. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							03/22/25-РЗ					
			Изм.	Кол.	Лист.	№ док	Подп.	Дата	«Квартал индивидуальной жилой застройки в урочище «Городец» аг. Олышаны Столинского района»			Стадия	Лист	Листов
ГИП			Качаловский									С	1	73
Разработал			Ткачук									ООО "ЭлектроСпектрПроект" Аттестат соответствия МАиС № 0003232-ПР от 29.05.2020		
Н. Контр.			Букач											

СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТА		
Обозначение	Наименование	Лист
	СОДЕРЖАНИЕ	
	1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	3
	2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ	4
	3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	9
	4. ПРОВЕРКА РАБОТЫ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОДСТАНЦИЙ	17
	5. -ВЫБОР УСТАВОК СРАБАТЫВАНИЯ ЗАЩИТ ПРОЕКТИРУЕМОЙ 2БКТПБ-1	19
	6. ПЕРЕСМОТР УСТАВОК РЗА Р-247/546 Ф. 546 ПС 110 КВ «Д. ГОРОДОК»	42
	7. ВЫБОР УСТАВОК РЗА ЯЧЕЕК 10 КВ ПС 110 КВ «Д. ГОРОДОК»	45
	8. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ТОКОПРОВОДЯЩЕЙ ЖИЛЫ И ЭКРАНА ПРОЕКТИРУЕМЫХ КЛ 10 КВ	52
	ВЫВОДЫ ПО ПРОЕКТУ	56
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Технические условия	58
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Исходные данные для проектирования	65

Инв. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Исходными данными для разработки проекта являются:

- Технические условия №20-06/8810 от 17.07.2025 г. РУП «Брестэнерго» на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети «Квартал индивидуальной жилой застройки в урочище «Городец» аг. Ольшаны Столинского района» (см. Приложение А);
- Исходные данные для проектирования, предоставленные филиалом «Пинские электрические сети» РУП "Брестэнерго" (см. Приложение Б);

Целями выполнения проекта являются:

- Разработка системы электроснабжения присоединяемых электроустановок потребителей в соответствии с требованиями технических условий и технических нормативно-правовых актов;
- Повышения надежности существующей системы электроснабжения потребителей.

Целями выполнения данного раздела проекта являются:

- Расчет токов короткого замыкания для проверки оборудования и выбора уставок РЗА проектируемых БКТПБ и пересмотра уставок срабатывания устройств РЗА по линии 10 кВ №546 ПС 110 кВ «Д.-Городок».

Изм.	Кол.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист 3

2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Проектом предусматривается присоединение электроустановок потребителей по объекту «Квартал индивидуальной жилой застройки в урочище «Городец» аг. Олышаны Столинского района» с разрешенной к использованию мощностью 1900 кВт, из них 1900 кВт – дополнительная (проектируемая) нагрузка.

Присоединение дополнительной (проектируемой) нагрузки осуществляется к шинам 0,4 кВ проектируемых трансформаторных подстанций 2БКТПБ-1, 2БКТПБ-2, 2БКТПБ-3. Для подключения дополнительной нагрузки выполняется строительство двух питающих линий 10 кВ, а также строительство ответвления от существующей линии 10 кВ №546 от ПС 110 кВ «Д.-Городок».

Согласно выданных ТУ РУП "Брестэнерго" №20/6206 от 29.05.2024 г. (см. Приложение А) требуется выполнить расчет уставок РЗА проектируемой 2БКТПБ-1, а также пересмотр уставок РЗА присоединений 10 кВ ПС 110 кВ «Д.-Городок».

Существующая схема линии 10 кВ №546 от ПС 110 кВ «Д.-Городок» предоставлена филиалом «Пинские электрические сети» РУП "Брестэнерго" и приведена в Приложении Б.

Таблица 2.1 – Характеристика проектируемых участков линии 10 кВ

Участок КЛ 10 кВ	Марка и сечение	Длина, км	Сопротивление участка, Ом	
			активное	реактивное
1с 10кВ ПС 110 "Д. Городок" – 1с 10кВ 2БКТПБ-1(пр)	АПвПу2г 3х120	11,813	2,99	1,05
2с 10кВ ПС 110 "Д. Городок" – 2с 10кВ 2БКТПБ-1(пр)	АПвПу2г 3х120	11,808	2,99	1,05
1с 10кВ 2БКТПБ-1(пр) – 1с 10кВ 2БКТПБ-2(пр)	АПвПу2г 3х95	0,402	0,13	0,04
2с 10кВ 2БКТПБ-1(пр) – 2с 10кВ 2БКТПБ-3(пр)	АПвПу2г 3х95	0,917	0,29	0,08
1с 10кВ 2БКТПБ-3(пр) – 2с 10кВ 2БКТПБ-2(пр)	АПвПу2г 3х95	0,426	0,14	0,04

Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата		4

Изм. Неодобл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Таблица 2.2 – Характеристика участков линии 10 кВ №546 ПС 110 кВ «Д. Городок»

Участок КЛ10кВ	Марка и сечение	Длина, км	Сопротивление участка, Ом	
			Активное	Реактивное
СШ 10 кВ ПС «Д-Городок» ф.546 – оп.49	ААБ 3х120	0,1	0,026	0,008
	АС-50	3,5	2,083	1,323
оп.49 - ГКТП-722	АС-50	0,1	0,060	0,038
оп.49 - МТП-899	АС-50	1,68	1,000	0,635
	СИПх3 1х50	0,08	0,058	0,023
МТП-899 - оп.90	АС-50	0,4	0,238	0,151
оп.75 – ТП-506	АС-50	1,58	0,940	0,597
	ААБ 3х70	0,41	0,182	0,035
оп.75 – оп.90	АС-50	1,2	0,714	0,454
оп.90 – ТП-736	АС-50	2,3	1,369	0,869
оп.90 – ТП-723	АС-50	0,08	0,048	0,030
ТП-723 - оп.97	АС-50	0,36	0,214	0,136
оп.97 – ТП-648	АС-50	0,12	0,071	0,045
оп.97 – Р-247	А-50	1,12	0,648	0,426
	АС-50	0,89	0,53	0,34
Р-247 – оп.153	АС-50	1,93	1,15	0,73
оп.153 – 2с 10кВ 2БКТПБ-1	АПвПу2г 3х95	0,355	0,11	0,03
оп.153 – КТП-797	АС-50	0,55	0,33	0,21
КТП-797 – оп.177	АС-50	1,11	0,66	0,42
оп.177 - СТП-747	АС-50	1,43	0,851	0,541
оп.177 - КТП-792	АС-50	0,77	0,458	0,291
КТП-792 - Р-182	АБЛу 3х95	0,303	0,099	0,025
	АБЛу 3х70	1,07	0,474	0,092

Ине.Неподл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	03/22/25-РЗ						Лист 5
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подп.	Дата				

Инв.№подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

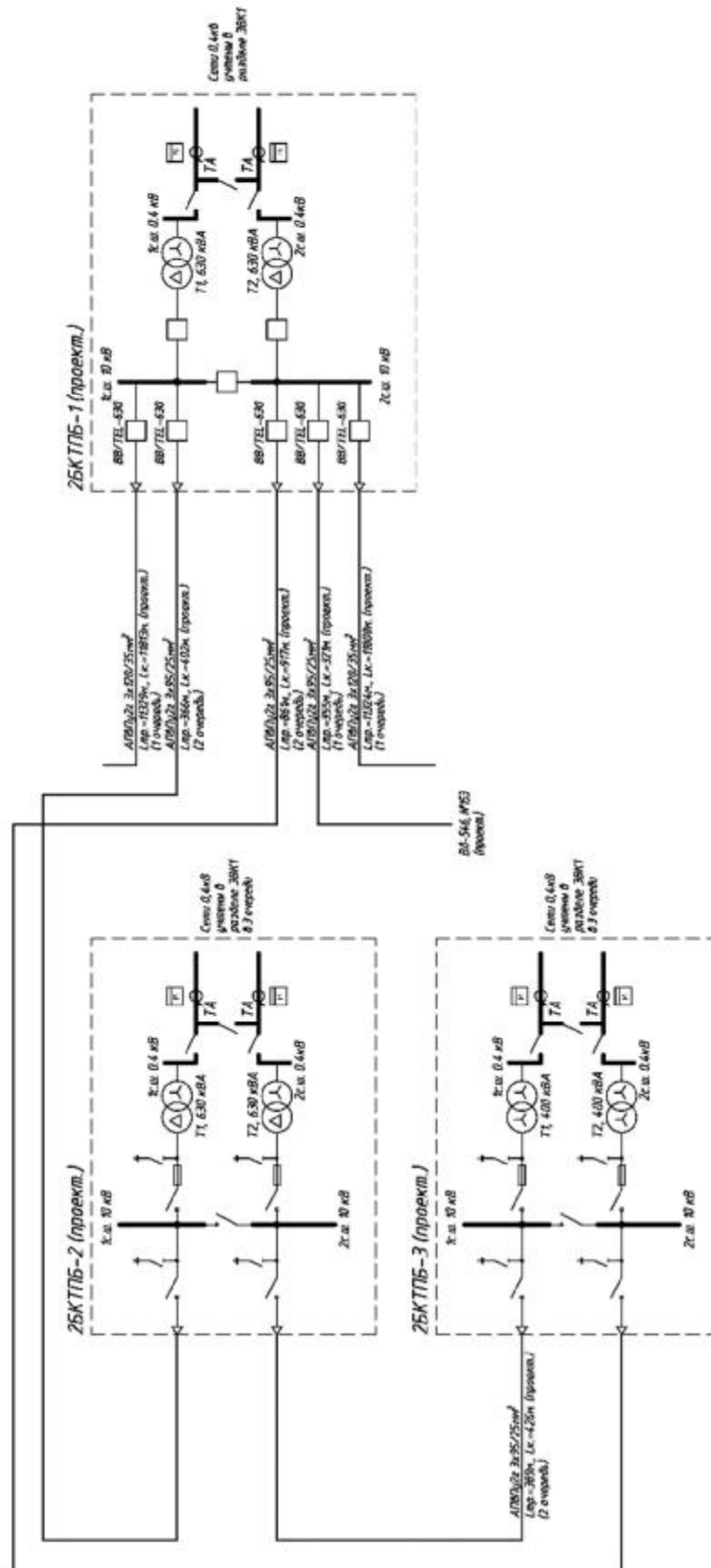


Рисунок 2.1 – Принципиальная схема проектируемой сети 10 кВ

В соответствии с проектными решениями выполняется перезавод части линии ф.546 от ПС 110 кВ «Д. Городок» на питание от проектируемых 2БКТПБ. Заход существующей линии ф.546 от ПС 110 кВ «Д. Городок» на 2СШ 10 кВ 2БКТПБ-1 от оп. 142. Питание участка ВЛ 10 кВ ф.546 от оп.161 (КТП-797) и далее выполняется от 2 СШ 10 кВ 2БКТПБ-3.

Согласно выданных ТУ №20-06/8810 от 17.07.2025 г. РУП «Брестэнерго» проектируемая мощность составляет 1900 кВт. Расчетный ток проектируемой нагрузки равен:

$$P = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot \% \cdot \& ()} = \frac{1900}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95} = 115 \text{ (A)}$$

Максимальные токи нагрузок по проектируемым КЛ 10 кВ 1с 10кВ ПС 110 "Д. Городок" – 1с 10кВ 2БКТПБ-1(пр):

- в нормальном режиме – 58 А;
- в аварийном режиме – 189 А.

Максимальные токи нагрузок по ф.10 кВ 546 от ПС 110 кВ «Д.Городок»:

- в нормальном режиме – 74 А;
- в аварийном режиме – 150 А.

Существующие уставки РЗА ПС 110 кВ «Д. Городок»:

Ячейка ввода 10 кВ:

Трансформатор тока ТОЛ-10-1500/5, Ктт=300;

Устройство РЗА – терминал МР-741;

МТЗ – $C_{3.МТЗ} = 1600 \text{ А}$, $-C_{3.МТЗ} = 2 \text{ с}$.

Ячейка 10 кВ СВ-10 кВ:

Трансформатор тока ТПЛ-10-1000/5, Ктт=200,.

Устройство РЗА – терминал МР-741;

МТЗ – $C_{3.МТЗ} = 1200 \text{ А}$, $-C_{3.МТЗ} = 1,5 \text{ с}$.

Ячейка 10 кВ ф546:

Трансформатор тока ТОЛ-10-200/5, Ктт=40;

Устройство РЗА – терминал МР-741;

МТЗ – $C_{3.МТЗ} = 200 \text{ А}$, $-C_{3.МТЗ} = 0,5 \text{ с}$.

ТО – $C_{3.ТО} = 1000 \text{ А}$, $-C_{3.МТЗ} = 0 \text{ с}$.

Ячейка 10 кВ ф544:

Трансформатор тока ТОЛ-10-300/5, Ктт=60;

Устройство РЗА – терминал МР-741;

МТЗ – $C_{3.МТЗ} = 200 \text{ А}$, $-C_{3.МТЗ} = 0,5 \text{ с}$.

МТО – $C_{3.МТО} = 950 \text{ А}$, $-C_{3.МТЗ} = 0,15 \text{ с}$.

ТО – $C_{3.ТО} = 1500 \text{ А}$, $-C_{3.ТО} = 0 \text{ с}$.

Существующие уставки РЗА 182/546:

Ктт=100/5, НУР400.

МТЗ – $C_{3.МТЗ} = 100 \text{ А}$, $-C_{3.МТЗ} = 0,15 \text{ с}$.

Взам. инв. №		Ячейка 10 кВ ф544:					
		Трансформатор тока ТОЛ-10-300/5, Ктт=60;					
Подп. и дата		Устройство РЗА – терминал МР-741;					
		МТЗ – $CЗ.МТЗ = 200 \text{ А}$, $-CЗ.МТЗ = 0,5 \text{ с}$.					
Инв. Непопл.		МТО – $CЗ.МТО = 950 \text{ А}$, $-CЗ.МТЗ = 0,15 \text{ с}$.					
		ТО – $CЗ.ТО = 1500 \text{ А}$, $-CЗ.ТО = 0 \text{ с}$.					
		<u>Существующие уставки РЗА 182/546:</u>					
		Ктт=100/5, НУР400.					
		МТЗ – $CЗ.МТЗ = 100 \text{ А}$, $-CЗ.МТЗ = 0,15 \text{ с}$.					

3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики (их поведения в аварийных ситуациях), а также для выбора оборудования производится расчет токов коротких замыканий. Методика расчета токов КЗ, позволяет определить значение периодической составляющей полного тока КЗ для начального момента времени, т.е. сверхпереходной ток, точнее его действующее значение.

Расчет токов КЗ со стороны энергосистемы проведен на основании следующих исходных данных (данные предоставлены филиалом «Пинские электрические сети» РУП "Брестэнерго", см. Приложение Б):

- номинальное напряжение на шинах 10кВ ПС 110 кВ «Д. Городок»: 10,5 кВ;
- величина тока короткого замыкания на шинах 10 кВ ПС 110 кВ «Д. Городок»:
в максимальном режиме – 5900 А (при 3-х фазном КЗ);
в минимальном режиме – 4000 А (при 3-х фазном КЗ).

Расчет производится в именованных единицах. Сопротивления элементов схемы замещения приведены к номинальному напряжению 10,5 кВ. Расчетные режимы - максимальный и минимальный режим системы.

3.1. Расчет эквивалентного сопротивления энергосистемы

Эквивалентные сопротивления энергосистемы, приведенные к шинам 10,5кВ ПС 110 кВ «Д. Городок»:

- в минимальном режиме работы: $\cdot \frac{0}{C/^{12}} = \frac{3}{4^{(5)} \cdot \sqrt{7}} = \frac{/8,9}{\cdot \cdot \bar{A}\sqrt{7}} = 1,52 \text{ Ом};$
- в максимальном режиме работы: $\cdot \frac{0}{C/^{<}} = \frac{3}{4^{(5)} \cdot \sqrt{7}} = \frac{/8,9}{9,6\bar{A}\sqrt{7}} = 1,03 \text{ Ом}.$

3.2. Расчет сопротивлений трансформаторов

Полное сопротивление трансформатора определяем по формуле:

$$Z_T = \frac{U_{\kappa T\%}}{100} \times \frac{U_{BHT}^2}{S_{HT}},$$

где $U_{\kappa T\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора (паспортные данные), %,

S_{HT} - номинальная мощность трансформатора, МВА,

U_{BHT} - номинальное напряжение обмотки высокого напряжения трансформатора, кВ.

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяем по формулам:

$$R_T = \frac{P_K \times U_{BHT}^2}{S_{HT}^2}, \quad X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2},$$

где P_K - потери короткого замыкания (паспортные данные), Вт,

S_{HT} - номинальная мощность трансформатора, кВА;

U_{BHT} - номинальное напряжение обмотки высокого напряжения трансформатора, кВ.

Име. Неподр.	Подп. и дата	Взам. инв. №							03/22/25-РЗ	Лист 9
Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата					

Основные параметры установленных трансформаторов на проектируемых 2БКТП-1 – 2БКТП-3, используемые для расчетов, приведены в таблице 3.1. Результаты расчетов параметров данного трансформатора приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.1 – Основные параметры установленного трансформатора проектируемого 2БКТПБ-1, 2БКТПБ-2

Место установки	Тип	S _н , МВА	Схема соединения обмоток	U _{ном} обмоток, кВ		Р _к , Вт	U _к , %
				ВН	НН		
2БКТПБ-1, 2БКТПБ-2	ТМГ33-630-10/0,4кВ	0,63	Δ/Y _н -11	10	0,4	6135	5,5

Таблица 3.2 – Основные параметры установленного трансформатора проектируемого 2БКТПБ-3

Место установки	Тип	S _н , МВА	Схема соединения обмоток	U _{ном} обмоток, кВ		Р _к , Вт	U _к , %
				ВН	НН		
2БКТПБ-3	ТМГ33-400-10/0,4кВ	0,4	Δ/Y _н -11	10	0,4	4175	4,5

Таблица 3.3 – Расчет сопротивлений трансформатора проектируемой 2БКТПБ-1, 2БКТПБ-2

Тип	Формула		Принятая величина, Ом.
ТМГ33-630-10/0,4кВ	$Z_T = \frac{u_{к\%}}{100} \times \frac{U_{BH}^2}{S_H}$	$\frac{5,5 \cdot 10^>}{100 \cdot 0,63}$	8,73
	$R_T = \frac{P_K \times U_{BH}^2}{S_H^2}$	$\frac{6135 \cdot 10^>}{630^>}$	1,55
	$X_T \cdot \sqrt{Z_T^2 \cdot R_T^2}$	$? \ 8,73^> - 1,55^>$	8.6

Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист	
								10

Взам. инв. №

Подп. и дата

Ине. Непопл.

Таблица 3.4 – Расчет сопротивлений трансформатора проектируемой 2БКТБ-3

Тип	Формула		Принятая величина, Ом.
ТМГ33-400-10/0,4кВ	$Z_T = \frac{u_{K\%}}{100} \times \frac{U_{BH}^2}{S_H}$	$\frac{4,5}{100} \cdot \frac{10^>}{0,4}$	11,25
	$R_T = \frac{P_K \times U_{BH}^2}{S_H^2}$	$\frac{4175 \cdot 10^>}{400^>}$	2,61
	$X_T \cdot \sqrt{Z_T^2 \cdot R_T^2}$	$? \overline{11,25^> - 2,61^>}$	10,94

3.3 Расчет сопротивлений линий 10кВ

Сопротивления кабельных и воздушных линий определяем по формулам:

$$R_{\downarrow J} = r_{\downarrow y \partial} \rtimes J, \quad X_{\downarrow J} = x_{\downarrow y \partial} \rtimes J,$$

где $r_{lvд}$ - удельное активное сопротивление линии, Ом/км,

x_{1vd} - удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км,

l - длина линии, км.

Основные параметры и расчет сопротивлений для проектируемых участков линий 10 кВ от ПС 110 кВ «Д.-Городок» приведены в таблице 2.1.

Основные параметры и расчет сопротивлений для участков линии 10 кВ №546 ПС 110 кВ «Д.-Городок» приведены в таблице 2.2.

Основные параметры и расчет сопротивлений для участков линии 10 кВ №544 ПС 110 кВ «Д.-Городок» приведены в таблице 2.3.

3.4 Расчет значений токов короткого замыкания

Расчет максимальных значений токов трехфазного короткого замыкания выполнялся по формуле:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \times Z_{\cdot 1}},$$

где U_H - номинальное линейное напряжение в месте КЗ,

Z_{Σ} - суммарное эквивалентное сопротивление до рассматриваемой точки КЗ для максимального режима работы энергосистемы.

Расчет минимальных значений токов двухфазного короткого замыкания выполнялся по формуле:

Взам. инв. №		$I_K^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \times Z_{\cdot 1}},$ где U_H - номинальное линейное напряжение в месте КЗ, $Z_{\cdot 1}$ - суммарное эквивалентное сопротивление до рассматриваемой точки КЗ для максимального режима работы энергосистемы. Расчет минимальных значений токов двухфазного короткого замыкания выполнялся по формуле:	
Подп. и дата			
Инв. Неодпл.			

						03/22/25-РЗ	Лист
							11
Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата		

$$I_K^{(2)} = \frac{U_H}{2 \times Z_{\cdot 2}},$$

где U_H - номинальное линейное напряжение в месте КЗ,

$Z_{\cdot 2}$ - суммарное эквивалентное сопротивление до рассматриваемой точки КЗ для минимального режима работы энергосистемы.

Полученные значения минимальных и максимальных токов КЗ от энергосистемы для проектируемых линии 10 кВ ПС 110 кВ «Д. Городок» - 2БКТПБ-1 приведены на рисунке 3.1 и в таблице 3.5.

Полученные значения минимальных и максимальных токов КЗ для линии 10 кВ №546 ПС 110 кВ «Д. Городок» приведены на рисунке 3.2 и в таблице 3.6.

Полученные значения минимальных и максимальных токов КЗ для линии 10 кВ №544 ПС 110 кВ «Д. Городок» приведены на рисунке 3.3 и в таблице 3.7.

Ине.Неподл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								03/22/25-РЗ	Лист 12
			Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

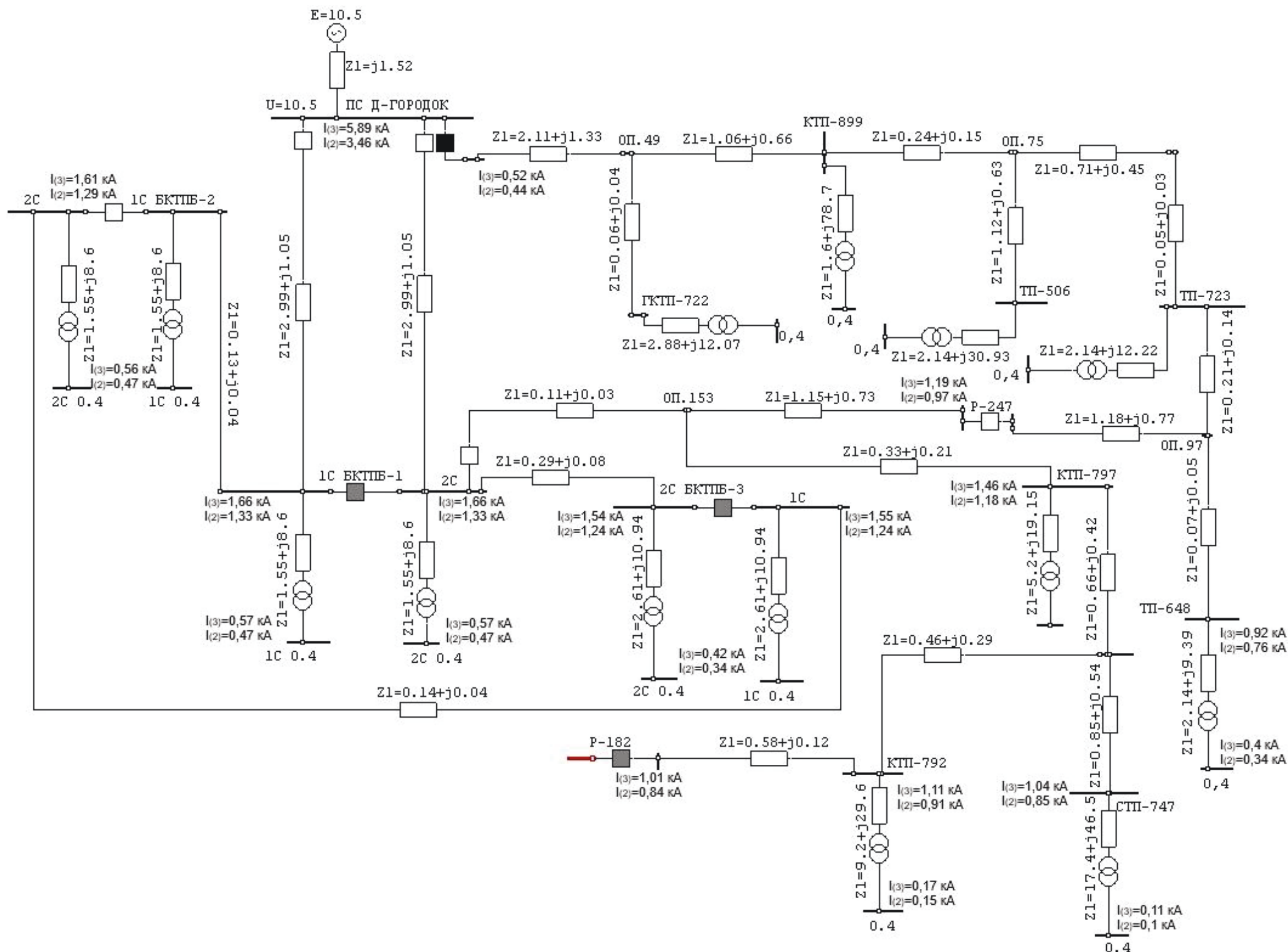


Рисунок 3.1 – Результаты расчетов токов КЗ в расчетной схеме сети в режиме питания по проектируемым КЛ 10 кВ от ПС 110 кВ «Д-Городок»

Изм.	Колич	Лист	Нодок.	Подпись	Дата

03/22/25-РЗ

Лист

13

Таблица 3.5 – Минимальные и максимальные значения токов КЗ при питании проектируемой схемы сети по КЛ 10 кВ от ПС 110 кВ «Д.-Городок»

Место КЗ	Максимальный режим	Минимальный режим
	$I_K^{(3)}, \text{кА}$	$I_K^{(2)}, \text{кА}$
с 10кВ ПС 110 кВ «Д.-Городок»	5,89	3,46
с 10кВ 2БКТПБ-1	1,66	1,33
с 0,4кВ 2БКТПБ-1	0,57	0,47
с 10кВ 2БКТПБ-2	1,61	1,29
с 0,4кВ 2БКТПБ-2	0,56	0,47
1с 10кВ 2БКТПБ-3	1,55	1,24
1с 0,4кВ 2БКТПБ-3	0,42	0,34
2с 10кВ 2БКТПБ-3	1,54	1,24
2с 0,4кВ 2БКТПБ-3	0,42	0,34
КТП-797	1,46	1,18
СШ 0,4 кВ КТП-797	0,26	0,22
СТП-747	1,04	0,85
СШ 0,4 кВ СТП-747	0,11	0,1
КТП-792	1,11	0,91
СШ 0,4 кВ СТП-792	0,17	0,15
Р-182	1,01	0,84
Р-247	1,19	0,97
ТП-648	0,92	0,76
СШ 0,4 кВ ТП-648	0,4	0,34
Ввод ф.546 ПС 110 кВ «Д.-Городок»	0,52	0,44

Таблица 3.6 – Минимальные и максимальные значения токов КЗ для линии 10 кВ №546 ПС 110 кВ «Д.-Городок» (питание проектируемой сети 10 кВ через Р-247)

Место КЗ	Максимальный режим	Минимальный режим
	$I_K^{(3)}, \text{кА}$	$I_K^{(2)}, \text{кА}$
СШ 10 кВ ПС 110 кВ «Д.-Городок»	5,89	3,46
ГКТП-722	1,87	1,45
СШ 0,4 кВ ГКТП-722	0,38	0,37
МТП-899	1,39	1,11
СШ 0,4 кВ МТП-899	0,37	0,36
ТП-506	1,03	0,84
СШ 0,4 кВ ТП-506	0,35	0,33
ТП-723	1,09	0,89
СШ 0,4 кВ ТП-723	0,35	0,33
ТП-648	1,03	0,85
Р-247	0,84	0,70

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

03/22/25-РЗ

Лист
15

Место КЗ	Максимальный режим	Минимальный режим
	$I_K^{(3)}, \text{кА}$	$I_K^{(2)}, \text{кА}$
2СШ 10кВ 2БКТПБ-1	0,7	0,59
СШ 0,4 кВ 2БКТПБ-1	0,37	0,29
2СШ 10кВ 2БКТПБ-3	0,68	0,57
СШ 0,4 кВ 2БКТПБ-3	0,32	0,27
КТП-797	0,68	0,57
СШ 0,4 кВ КТП-797	0,22	0,19
СТП-747	0,57	0,48
СШ 0,4 кВ СТП-747	0,1	0,09
КТП-792	0,59	0,5
СШ 0,4 кВ СТП-792	0,15	0,13
Р-182	0,56	0,47

Изм.	Кол.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист
							16

4. ПРОВЕРКА РАБОТЫ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОДСТАНЦИЙ

4.1 Выбор и проверка времени работы предохранителей проектируемой 2БКТПБ-2

Номинальная мощность устанавливаемых силовых трансформаторов проектируемой 2БКТПБ-2 составляет 630 кВА. Номинальный ток силового трансформатора $I_{\text{НОМ ТР}}$ составляет 36,4 А.

Номинальный ток плавкой вставки для предохранителей, защищающих трансформатор 10 кВ со стороны высшего напряжения, принимается равной примерно двукратному номинальному току трансформатора:

$$I_{\text{ПЛ ВС}} \cdot 2I_{\text{НОМ ТР}}$$

Номинальное напряжение предохранителей и их плавких вставок должно быть равно номинальному напряжению сети:

$$U_{\text{НОМ ПР}} = U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$$

Номинальный ток предохранителя $I_{\text{НОМ ПР}}$ необходимо выбирать не менее номинального тока плавкой вставки $I_{\text{ПЛ ВС}}$:

$$I_{\text{НОМ ПР}} \cdot I_{\text{ПЛ ВС}} \\ \text{ПЛ ВС} > 2 \cdot 36,4 = 72,8 \text{ (А)}.$$

Принимаем предохранитель с плавкой вставкой 63 А.

Минимальный ток на шинах 0,4 кВ 2БКТПБ-2 составляет 470 А

Типовая характеристика срабатывания предохранителя с плавкой вставкой 80 А приведена на рисунке 4.1.

По типовой характеристике, время работы предохранителя при токе двухфазного КЗ на шинах 0,4 кВ, составляет порядка 0,1 – 0,15 с.

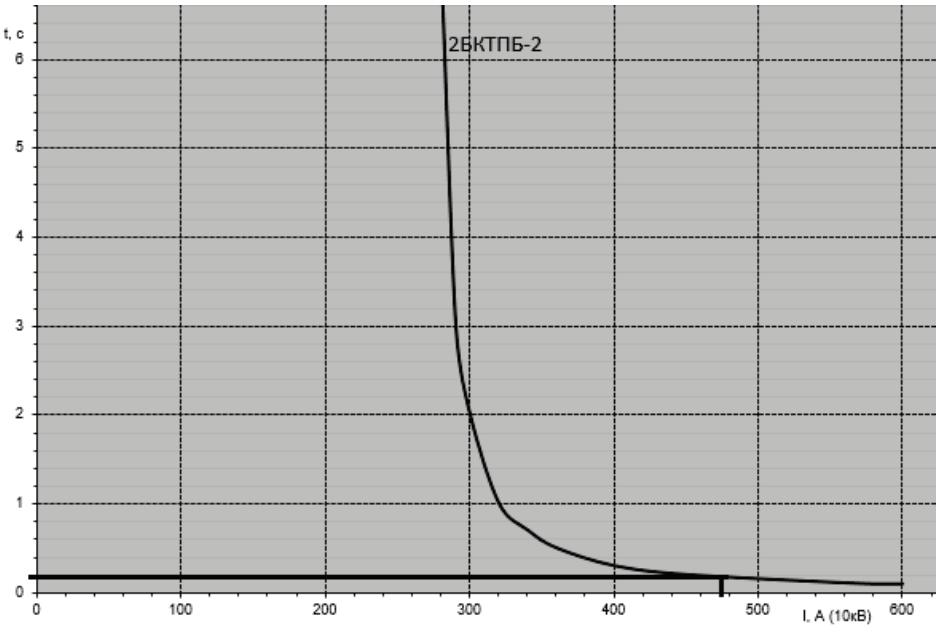


Рисунок 4.1 – Определение времени работы предохранителей по типовой время-токовой характеристике при токе двухфазного КЗ за силовым трансформатором равным 470 А.

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

						03/22/25-РЗ	Лист
							17
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Рисунок 4.1 – Определение времени работы предохранителей по типовой время-токовой характеристике при токе двухфазного КЗ за силовым трансформатором равным 470 А.

4.2 Выбор и проверка времени работы предохранителей проектируемой 2БКТПБ-3

Номинальная мощность устанавливаемых силовых трансформаторов проектируемой 2БКТПБ-2 составляет 400 кВА. Номинальный ток силового трансформатора I_{НОМ ТР} составляет 23,1 А.

Номинальный ток плавкой вставки для предохранителей, защищающих трансформатор 10 кВ со стороны высшего напряжения, принимается равной примерно двукратному номинальному току трансформатора:

I_{ПЛ ВС} • 2I_{НОМ ТР}

Номинальное напряжение предохранителей и их плавких вставок должно быть равно номинальному напряжению сети:

U_{НОМ ПР} = U_{НОМ} = 10 кВ

Номинальный ток предохранителя I_{НОМ ПР} необходимо выбирать не менее номинального тока плавкой вставки I_{ПЛ ВС}:

I_{НОМ ПР} • I_{ПЛ ВС}
ПЛВС > 2 • 23,1 = 46,2 (А).

Принимаем предохранитель с плавкой вставкой 40 А.

Минимальный ток на шинах 0,4 кВ 2БКТПБ-3 составляет 380 А

Типовая характеристика срабатывания предохранителя с плавкой вставкой 40 А приведена на рисунке 4.2.

По типовой характеристике, время работы предохранителя при токе двухфазного КЗ на шинах 0,4 кВ, составляет от 0,15 -0,2 с.

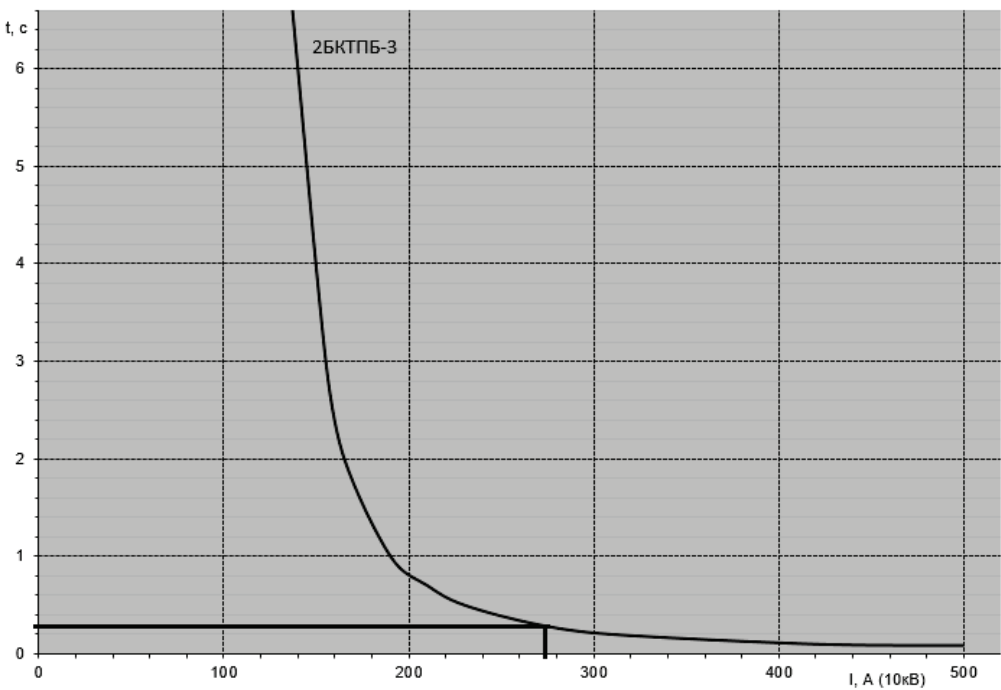


Рисунок 4.2 – Определение времени работы предохранителей 2БКТПБ-3 по типовой время-токовой характеристике при токе двухфазного КЗ за силовым трансформатором равным 270 А.

5. -ВЫБОР УСТАВОК СРАБАТЫВАНИЯ ЗАЩИТ ПРОЕКТИРУЕМОЙ 2БКТПБ-1

Микропроцессорный принцип выполнения релейной защиты сам по себе не влияет на выбор уставок защиты. В большинстве случаев можно использовать уже выработанную методику расчетов для многих функций защиты. Но микропроцессорный принцип позволяет использовать более широкий диапазон характеристик, обеспечиваемый терминалом, повысить точность, снизить время срабатывания защит и повысить ее чувствительность.

Все полученные в результате расчетов уставки являются ориентировочными (проектными), окончательные уставки должны пересчитываться службами, эксплуатирующими релейную защиту в соответствии с уточненными режимами сети.

5.1 Методика расчета защит

5.1.1 Токовая отсечка (ТО) для защиты линий электропередач и трансформаторов

Ток срабатывания защиты выбирается из условия отстройки от максимально возможного тока трехфазного КЗ на смежных присоединениях (в конце защищаемой линии электропередачи или на стороне НН защищаемого понижающего трансформатора).

$$I_{сз.то} \cdot k_{отс} \cdot I_{к.мах}^{(3)},$$

где $k_{отс} \cdot 1,1 \cdot 1,2$ - коэффициент отстройки,

$I_{к.мах}^{(3)}$ - максимальный фазный ток, протекающий через рассматриваемую защиту при КЗ.

Также выбирается из условия отстройки от броска тока намагничивания трансформаторов:

$$I_{сз.то} \cdot k_H \cdot I_{ном.тр},$$

где $I_{ном.тр}$ - сумма номинальных токов всех трансформаторов, которые могут одновременно включаться под напряжение по защищаемой линии;

k_H - коэффициент надёжности, значение которого зависит от времени срабатывания токовой отсечки (для токовых отсечек без выдержки времени принимается равным $k_H = 5$, при введении небольшой задержки (0,1 с) принимается равным $k_H \cdot 3 \cdot 4$).

На линиях 10 кВ с трансформаторами на ответвлениях, которые защищаются плавкими предохранителями (например, типа ПКТ -10), значение $I_{к.мах}^{(3)}$ должно соответствовать току трёхфазного КЗ за наиболее мощным из трансформаторов. Далее следует определить время плавления вставок предохранителей этого трансформатора при расчетном токе КЗ, равном току срабатывания отсечки, выбранному из приведенных выше условий. Для учёта допускаемого стандартом разброса времятоковых характеристик плавких предохранителей ПКТ следует значение этого тока уменьшить на 20%: $I_{рас} = I_{сз.то} / 1,2$. Если время плавления $t_{пл} \leq 0,1$ с, то отсечка с таким током срабатывания может быть использована, но при условии, что защищаемая линия имеет устройство автоматического повторного включения (АПВ). Если $t_{пл} \geq 0,1$ с, то следует либо увеличить ток срабатывания отсечки до такого значения, при котором

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Ине. Неподл.	

							03/22/25-РЗ	Лист
								19
Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подп.	Дата			

обеспечивается расплавление вставок предохранителей до момента отключения защищаемой линии (т.е. не более 0,1 с), либо увеличить время срабатывания отсечки.

Для токовых отсечек, устанавливаемых на понижающих трансформаторах и выполняющих функции основной быстродействующей токовой защиты (при отсутствии дифференциальной защиты), чувствительность определяется по току наиболее неблагоприятного вида повреждения – как правило, двухфазного КЗ на выводах ВН трансформатора в минимальном, но реально возможном режиме работы энергосистемы. Значение коэффициента чувствительности должно быть около 2,0.

$$k_{\text{ч}} \cdot \frac{I_{\text{р.КЗ}}}{I_{\text{сз.то}}} \cdot 2,0,$$

где $I_{\text{р.КЗ}}$ - ток КЗ в месте установки отсечки при наиболее неблагоприятном виде повреждения на выводах ВН трансформатора в минимальном, но реально возможном режиме работы энергосистемы.

Для токовых отсечек без выдержки времени, устанавливаемых на линиях электропередачи и выполняющих функции дополнительных защит, коэффициент чувствительности должен быть около 1,2 при КЗ в месте установки отсечки в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме.

$$k_{\text{ч}} \cdot \frac{I_{\text{р.КЗ}}}{I_{\text{сз.то}}} \cdot 1,2,$$

где $I_{\text{р.КЗ}}$ - ток КЗ при КЗ в месте установки отсечки в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме.

5.1.2 Максимальная токовая защита (МТЗ) для защиты линий электропередач и трансформаторов

Ток срабатывания защиты выбирается по следующим условиям:

- несрабатывания защиты при сверхтоках послеаварийных перегрузок, то есть по условию отстройки от максимально возможной рабочей нагрузки.

$$I_{\text{сз.МТЗ}} \cdot \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзН}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}},$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности (принимается равным $k_{\text{н}} \cdot 1,1 \cdot 2,0$),

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата максимальных реле тока защиты (для терминалов МР производства ОАО «Белэлектромонтажналадка» принимается равным $k_{\text{в}} = 0,95$).

$k_{\text{сзН}} \cdot 1,1 \cdot 3,0$ – коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока $I_{\text{раб.макс}}$ за счет одновременного пуска всех тех электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время короткого замыкания. При отсутствии в составе нагрузки электродвигателей напряжением 6 кВ и 10 кВ и при времени срабатывания МТЗ более 0,3 с можно принимать значения $k_{\text{сзН}} \cdot 1,1 \cdot 1,3$. Максимальные значения коэффициента самозапуска при значительной доле электродвигательной нагрузки определяются расчетом для конкретных

Взам. инв. №	где k_H – коэффициент надежности (принимается равным $k_H \cdot 1,1 \cdot 2,0$),					
	k_B – коэффициент возврата максимальных реле тока защиты (для терминалов МР производства ОАО «Белэлектромонтажладка» принимается равным $k_B = 0,95$).					
	$k_{CЗН} \cdot 1,1 \cdot 3,0$ – коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока $I_{\text{раб. макс}}$ за счет одновременного пуска всех тех электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время короткого замыкания. При отсутствии в составе нагрузки электродвигателей напряжением 6 кВ и 10 кВ и при времени срабатывания МТЗ более 0,3 с можно принимать значения $k_{CЗН} \cdot 1,1 \cdot 1,3$. Максимальные значения коэффициента самозапуска при значительной доле электродвигательной нагрузки определяются расчетом для конкретных					
	03/22/25-РЗ					
	Лист 20					
Инв. Неподр.						
	Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата

условий, но обязательно при наиболее тяжелом условии пуска полностью заторможенных электродвигателей.

- выбор уставки срабатывания по условию согласования чувствительности защит последующего и предыдущего элементов:

$$I_{CЗ.МТЗ} \cdot k_H \times \prod_{i=1}^n I_{с.з.пред.макс.(n)} + \prod_{i=1}^{N \cdot n} I_{раб.макс.(N \cdot n)},$$

где k_H - коэффициент надежности согласования, значения которого зависят от типа токовых реле и принимаются в пределах от 1,1 при согласовании защит с микропроцессорными реле, реле типа РТ-40, РСТ и т.п. до 1,3÷1,4 при согласовании защит с реле прямого действия

типа РТВ; $\prod_{i=1}^n I_{с.з.пред.макс.(n)}$ - наибольшая из геометрических сумм токов срабатывания

максимальных токовых защит параллельно работающих предыдущих элементов n, при разнице между углами фазового сдвига напряжения и тока для всех предыдущих элементов n не более

50 градусов допустимо арифметическое сложение, вместо геометрического; $\prod_{i=1}^{N \cdot n} I_{раб.макс.(N \cdot n)}$ -

геометрическая сумма максимальных значений рабочих токов всех предыдущих элементов (N), за исключением тех, с защитами которых производится согласование (n), при примерно однородной нагрузке допустимо арифметическое сложение вместо геометрического, что создает некоторый расчетный запас.

Из полученных значений токов срабатывания защиты выбирается наибольшее и выполняется проверка коэффициента чувствительности в основной и резервной зонах:

- в основной зоне – ток при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии (трансформатора) в минимальном режиме работы системы.

$$k_{\text{ч}} \cdot \frac{I_{К.МИН}^{(2)}}{I_{CЗ.МТЗ}} \cdot 1,5,$$

- в зоне резервирования - ток при двухфазном (однофазном) металлическом КЗ в конце зоны резервирования в минимальном режиме работы системы:

$$k_{\text{ч}} \cdot \frac{I_{К.МИН}^{(2)}}{I_{CЗ.МТЗ}} \cdot 1,2.$$

Выдержка времени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,3$ сек.) большей выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование. Для защит на устройствах 500-й серии можно принимать ступени селективности $\Delta t = 0,15 \div 0,2$ с (при условии, что на всех смежных линиях используются подобные реле с независимыми времятоковыми характеристиками и однотипные выключатели).

При согласовании микропроцессорной защиты с защитами, использующими реле РВ и ЭВ-110 и 120 (пределы измерений 1,3 и 3,5 с) или с защитами, имеющими полупроводниковые органы выдержки времени, принимается значение $\Delta t = (0,3 \div 0,4)$ с.

При согласовании времятоковых характеристик устройств МР 500-й серии с характеристиками предохранителей рекомендуется принимать ступень селективности 0,4 с.

Име. Неподр.	Подп. и дата	Взам. инв. №							03/22/25-РЗ	Лист 21
			Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подп.	Дата		

Изм.	Кол.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист 22
Инв. Неподл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

5.2 Выбор уставок РЗА ячейки ввода силового трансформатора Т-1(Т-2) 2БКТПБ-1

В ячейке ввода силового трансформатора 2БКТПБ-1 установлены микропроцессорные реле. Максимальные токи нагрузки по силовому трансформатору принимаем равным:

- в нормальном режиме – 36,4 А;
- в аварийном режиме – 51 А.

Выбор уставок срабатывания РЗА рассматриваемых ячеек 10 кВ ввода силового трансформатора 2БКТПБ-1 в первичных величинах приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Выбор уставок защит ячейки 10 кВ ввода силового трансформатора 2БКТПБ-1

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
Защита от перегрузки	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от номинального тока трансформатора, А	$I_{сз>в} \cdot I_{тр\text{ ном}}$	54,6
	Коэффициент отстройки	Котс	1,5
	Номинальный ток трансформатора, А	$I_{тр\text{ ном}}$	36,4
	Время срабатывания защиты, с	tcз.	9
	<i>Защита действует на отключение своего выключателя</i>		
Максимальная токовая защита	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от тока нагрузки, А	$I_{сз>}(K_n \cdot K_{сзн}/K_v) \cdot I_{р\text{ макс}}$	76,8
	Коэффициент самозапуска нагрузки,	$K_{сзн}$	1,1
	Коэффициент надежности	K_n	1,3
	Коэффициент возврата	K_v	0,95
	Максимальный рабочий ток, А	$I_{р\text{ макс}}$	51
	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз}$	100
	Коэффициент чувствительности при КЗ на шинах 0,4 кВ 2БКТПБ-1	$K_{ч\text{ осн}} > I_{кз\text{ мин}}^{(2)}/I_{сз}$	2,9
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 0,4 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{кз\text{ мин}}^{(2)}$	290
	Время срабатывания защиты, с	tcз.	0,3
	<i>Защита действует на отключение своего выключателя</i>		
Токовая отсечка	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от максимального тока на шинах 0,4 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{сз>K_{отс}} \cdot I^{(3)}_{\text{ макс}}$	684
	Коэффициент отстройки	Котс	1,2
	Максимальный ток трехфазного КЗ на шинах 0,4 кВ 2БКТПБ-1, А	$I^{(3)}_{\text{ макс}}$	570

Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист				
								Взам. инв. №	Подп. и дата		
										Име. Непопл.	23

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
	Бросок тока намагничивания, А	$I_{БНН} = K_H \cdot I_{н\ тр}$	182
	Коэффициент надежности	K_H	5
	Номинальный ток трансформаторов, А	$I_{н\ тр}$	36,4
	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз}$	700
	Коэффициент чувствительности в минимальном режиме	$K_{ч} > I_{кз\ мин}^{(2)} / I_{сз}$	1,9
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1 (при питании по проектируемым КЛ 10 кВ), А	$I_{кз\ мин}^{(2)}$	1330
	Коэффициент чувствительности в минимальном режиме	$K_{ч} > I_{кз\ мин}^{(2)} / I_{сз}$	1,0
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1 (при питании по ф.546), А	$I_{кз\ мин}^{(2)}$	700
	Время срабатывания защиты, с	$t_{сз}$	0
	<i>Защита действует на отключение своего выключателя</i>		
ЗДЗ	Ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} \approx I_{кз\ мин}^{(2)} / 2$	200
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{кз\ мин}^{(2)}$	590
	Время срабатывания, с	$t_{сз}$	0
	Защита действует на отключение своего выключателя или вводного и секционного выключателей		
ЛЗШ	Ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} \approx I_{кз\ мин}^{(2)} / 2$	200
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{кз\ мин}^{(2)}$	590
	Время срабатывания, с	$t_{сз}$	0
	Защита действует на блокировку ЛЗШ вводного и секционного выключателей		
УРОВ	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} = (0,1-0,2) I_{ном.тт.}$ $K_{тт} = 100/5$	20
	Время срабатывания, с	$t_{сз}$	0,15
	Защита действует на пуск УРОВ ячейки вводного и секционного выключателей		

Име.Неподл.	Взам.инв.№
Подп. и дата	
Изм.	Кол.

						03/22/25-РЗ	Лист
							24
Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата		

$$\bar{A}_{yCT_{yPOB}} = \frac{c_{3yPOB}}{4_{IT}} = \frac{8}{88} = 0,2.$$

№	Защита	Параметр	Значение		Примечание
			Срабатывания защиты	Срабатывания реле	
1	Перегрузка	Ток	60 А	0,6	К _{ТТ} =100/5
		Время	9 с	9	
2	ТО	Ток	700 А	7,0	
		Время	0 с	0 с	
3	МТЗ	Ток	100 А	1,0	
		Время	0,3 с	0,3	
		Направление	-		
4	ЛЗШ	Ток	200 А	2,0	
		Время	0 с	0 с	
5	ЗДЗ	Ток	200 А	2,0	
		Время	0 с	0 с	
	УРОВ	Ток	20 А	0,2	
		Время	0,15 с	0,15	

Инв. Неподл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							
							03/22/25-РЗ		Лист
									25
Изм.	Коп.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

5.3 Выбор уставок РЗА ячейки ОЛ в сторону 1с 10кВ 2БКТПБ-2

В ячейке отходящей линии в сторону 1с 10кВ 2БКТПБ-2 установлены микропроцессорные реле. Максимальные токи нагрузки защищаемой линии принимаем равным:

- в нормальном режиме – 35 А;
- в аварийном режиме – 70 А.

Максимальная мощность подключенных силовых трансформаторов составляет 1660 кВА.

Выбор уставок срабатывания РЗА рассматриваемых ячеек 10 кВ ввода отходящей линии в сторону 2БКТПБ-2 в первичных величинах приведен в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Выбор уставок защит ячейки 10 кВ отходящей линии в сторону 1с 10кВ 2БКТПБ-2

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
Максимальная токовая защита	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от тока нагрузки, А	$I_{сз} > (K_n * K_{сзн} / K_v) * I_p \text{ макс}$	105
	Коэффициент самозапуска нагрузки,	$K_{сзн}$	1,1
	Коэффициент надежности	K_n	1,3
	Коэффициент возврата	K_v	0,95
	Максимальный рабочий ток, А	$I_{p \text{ макс}}$	70
	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз}$	120
	Коэффициент чувствительности при КЗ на 1с 10 кВ 2БКТПБ-3	$K_{ч \text{ осн}} > I_{кз \text{ мин}}^{(2)} / I_{сз}$	10,3
	Минимальный ток 2ф КЗ на 1с 10 кВ 2БКТПБ-3, А	$I_{кз \text{ мин}}^{(2)}$	1240
	Коэффициент чувствительности при КЗ на шинах 0,4 кВ 2БКТПБ-3	$K_{ч \text{ рез}} > I_{кз \text{ мин}}^{(2)} / I_{сз}$	2,8
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 0,4 кВ 2БКТПБ-3, А	$I_{кз \text{ мин}}^{(2)}$	340
	Время срабатывания защиты, с	$t_{сз}$	0,3
	<i>Защита действует на отключение своего выключателя</i>		
Токовая отсечка	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от максимального тока на шинах 0,4 кВ 2БКТПБ-2, А	$I_{сз} > K_{отс} * I_{\text{макс}}^{(3)}$	672
	Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	1,2
	Максимальный ток трехфазного КЗ на шинах 0,4 кВ 2БКТПБ-2, А	$I_{\text{макс}}^{(3)}$	560
	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от	$I_{сз} > K_{отс} * I_{\text{макс}}^{(3)}$	1705

Име. Непопл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист
							26

Име. Неподр.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
	максимального тока на 1с 10кВ 2БКТПБ-3, А		
	Коэффициент отстройки	Котс	1,2
	Максимальный ток трехфазного КЗ на 1с 10кВ 2БКТПБ-3, А	$I^{(3)}_{\text{макс}}$	1550
	Бросок тока намагничивания, А	$I_{\text{БНН}} = K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{н тр}}$	480
	Коэффициент надежности	$K_{\text{Н}}$	5
	Номинальный ток трансформаторов, А	$I_{\text{н тр}}$	96
	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{\text{сз}}$	1710
	Коэффициент чувствительности в максимальном режиме	$K_{\text{ч}} > I_{\text{кз мин}}^{(2)} / I_{\text{сз}}$	0,97
	Максимальный ток 3ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТП-1, А	$I_{\text{кз макс}}^{(3)}$	1660
	Время срабатывания защиты, с	$t_{\text{сз}}$	0
	<i>Защита не обладает необходимой чувствительностью, по этому выводится из работы</i>		
ЗДЗ	Ток срабатывания защиты, А	$I_{\text{сз}} \approx I_{\text{кз мин}}(2)/2$	200
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{\text{кз мин}}(2)$	590
	Время срабатывания, с	$t_{\text{сз}}$	0
	Защита действует на отключение своего выключателя или вводного и секционного выключателей		
ЛЗШ	Ток срабатывания защиты, А	$I_{\text{сз}} \approx I_{\text{кз мин}}(2)/2$	200
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{\text{кз мин}}(2)$	590
	Время срабатывания, с	$t_{\text{сз}}$	0
	Защита действует на блокировку ЛЗШ вводного и секционного выключателей		
УРОВ	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{\text{сз}} = (0,1-0,2) I_{\text{ном.тт.}}$ $K_{\text{тт}} = 200/5$	40
	Время срабатывания, с	$t_{\text{сз}}$	0,15
	Защита действует на пуск УРОВ ячейки вводного и секционного выключателей		

Уставки защит во вторичных токах по отношению к номинальному первичному току трансформатора тока:

$$уст_{\text{МТЗ}} = \frac{4_{\text{сзМТЗ}}}{4_{\text{тт}}} = \frac{>8}{>88} = 0,6 \quad уст_{\text{ЗДЗ}} = \frac{4_{\text{сзЗДЗ}}}{4_{\text{тт}}} = \frac{>88}{>88} = 1,0; \quad \bar{A}_{уст\text{ЛЗШ}} = \frac{4_{\text{сзЛЗШ}}}{4_{\text{тт}}} = \frac{>88}{>88} = 1,0;$$

$$\bar{A}_{уст\text{УРОВ}} = \frac{4_{\text{сзУРОВ}}}{4_{\text{тт}}} = \frac{:8}{>88} = 0,2;$$

Таблица 5.4 – Выбранные уставки срабатывания защит ячейки отходящей линии в сторону 1с 10кВ 2БКТПБ-2

№	Защита	Параметр	Значение		Примечание
			Срабатывания защиты	Срабатывания реле	
1	МТЗ	Ток	120 А	0,6 А	К _{ТТ} =200/5
		Время	0,3 с	0,3 с	
		Направление			
2	ЛЗШ	Ток	200 А	1,0	
		Время	0 с	0 с	
3	ЗДЗ	Ток	200 А	1,0	
		Время	0 с	0 с	
4	УРОВ	Ток	40 А	0,2	
		Время	0,15 с	0,15	

Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист
							28

Изм.Неподл.

Подп.и дата

Взам.инв.№

5.4 Выбор уставок РЗА ячейки ОЛ в сторону 2с 10кВ 2БКТПБ-3

В ячейке отходящей линии в сторону 2с 10кВ 2БКТПБ-3 установлены микропроцессорные реле. Максимальные токи нагрузки защищаемой линии принимаем равным:

- в нормальном режиме – 35 А;
- в аварийном режиме – 70 А (с учетом одновременного питания всей нагрузки 2БКТПБ-2, 2БКТПБ-3).

Максимальная мощность подключенных силовых трансформаторов составляет 1660 кВА.

Выбор уставок срабатывания РЗА рассматриваемых ячеек 10 кВ ввода отходящей линии в сторону 2БКТПБ-3 в первичных величинах приведен в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Выбор уставок защит ячейки 10 кВ отходящей линии в сторону 2с 10кВ 2БКТПБ-3

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
Максимальная токовая защита	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от тока нагрузки, А	$I_{сз} > (K_n * K_{сзн} / K_v) * I_{р \text{ макс}}$	105
	Коэффициент самозапуска нагрузки,	$K_{сзн}$	1,1
	Коэффициент надежности	K_n	1,3
	Коэффициент возврата	K_v	0,95
	Максимальный рабочий ток, А	$I_{р \text{ макс}}$	70
	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз}$	120
	Коэффициент чувствительности при КЗ на 2с 10 кВ 2БКТП-3	$K_{ч \text{ осн}} > I_{кз \text{ мин}}^{(2)} / I_{сз}$	5,6
	Минимальный ток 2ф КЗ на 2с 10 кВ 2БКТП-3, А	$I_{кз \text{ мин}}^{(2)}$	680
	Коэффициент чувствительности при КЗ на шинах 0,4 кВ 2БКТП-3	$K_{ч \text{ рез}} > I_{кз \text{ мин}}^{(2)} / I_{сз}$	2,25
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 0,4 кВ 2БКТП-3, А	$I_{кз \text{ мин}}^{(2)}$	270
	Время срабатывания защиты, с	$t_{сз}$	0,3
	<i>Защита действует на отключение своего выключателя</i>		
Токовая отсечка	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от максимального тока на шинах 0,4 кВ 2БКТП-3, А	$I_{сз} > K_{отс} * I_{\text{макс}}^{(3)}$	504
	Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	1,2
	Максимальный ток трехфазного КЗ на шинах 0,4 кВ 2БКТП-3, А	$I_{\text{макс}}^{(3)}$	420

Изм.	Кол.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
Ине.Неподл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

03/22/25-РЗ

Лист
29

Изм.Неподл.

Подп. и дата

Взам.инв.№

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от максимального тока на 2с 10кВ 2БКТП-3, А	$I_{сз} > K_{отс} * I^{(3)}_{\text{макс}}$	1694
	Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	1,1
	Максимальный ток трехфазного КЗ на 2с 10кВ 2БКТП-3, А	$I^{(3)}_{\text{макс}}$	1540
	Бросок тока намагничивания, А	$I_{\text{БНН}} = K_{\text{н}} * I_{\text{н тр}}$	480
	Коэффициент надежности	$K_{\text{н}}$	5
	Номинальный ток трансформаторов, А	$I_{\text{н тр}}$	96
	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз}$	1700
	Коэффициент чувствительности в максимальном режиме	$K_{\text{ч}} > I_{\text{кз мин}}^{(2)} / I_{сз}$	0,97
	Максимальный ток 3ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТП-1, А	$I_{\text{кз макс}}^{(3)}$	1660
	Время срабатывания защиты, с	$t_{сз}$	0
	Защита не обладает необходимой чувствительностью, по этому выводиться из работы		
ЗДЗ	Ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} \approx I_{\text{кз мин}}(2) / 2$	200
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{\text{кз мин}}(2)$	590
	Время срабатывания, с	$t_{сз}$	0
	Защита действует на отключение своего выключателя или вводного и секционного выключателей		
ЛЗШ	Ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} \approx I_{\text{кз мин}}(2) / 2$	200
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{\text{кз мин}}(2)$	590
	Время срабатывания, с	$t_{сз}$	0
	Защита действует на блокировку ЛЗШ вводного и секционного выключателей		
УРОВ	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} = (0,1 - 0,2) I_{\text{ном.тт.}}$ $K_{\text{тт}} = 200 / 5$	40
	Время срабатывания, с	$t_{сз}$	0,15
	Защита действует на пуск УРОВ ячейки вводного и секционного выключателей		

Уставки защит во вторичных токах по отношению к номинальному первичному току трансформатора тока:

$$уст_{МТЗ} = \frac{4с_{МТЗ}}{4_{ТТ}} = \frac{I_{>8}}{>88} = 0,6; \quad уст_{ЗДЗ} = \frac{4с_{ЗДЗ}}{4_{ТТ}} = \frac{>88}{>88} = 1,0; \quad \bar{A}_{уст_{ЛЗШ}} = \frac{4с_{ЛЗШ}}{4_{ТТ}} = \frac{>88}{>88} = 1,0;$$

$$\bar{A}_{уст_{УРОВ}} = \frac{4с_{УРОВ}}{4_{ТТ}} = \frac{:8}{>88} = 0,2;$$

Таблица 5.6 – Выбранные уставки срабатывания защит ячейки отходящей линии в сторону 2с 10кВ 2БКТПБ-3

№	Защита	Параметр	Значение		Примечание
			Срабатывания защиты	Срабатывания реле	
1	МТЗ	Ток	120 А	0,6 А	К _{ТТ} =200/5
		Время	0,3 с	0,3 с	
		Направление			
2	ЛЗШ	Ток	200 А	1,0	
		Время	0 с	0 с	
3	ЗДЗ	Ток	200 А	1,0	
		Время	0 с	0 с	
4	УРОВ	Ток	40 А	0,2	
		Время	0,15 с	0,15	

Име. Неподр.	Подп. и дата	Взам. инв. №							03/22/25-РЗ	Лист
										31
			Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подп.	Дата		

5.5 Выбор уставок РЗА ячейки ОЛ в сторону ф.546 от ПС 110кВ «Д.-Городок»

В ячейке отходящей линии в сторону ф.546 от ПС 110кВ «Д.-Городок» установлены микропроцессорные реле.

Рассмотрим два режима работы рассматриваемого выключателя:

- 1) Питание ф. 546 от проектируемой 2БКТПБ-1. Максимальные токи нагрузок по выключателю принимаются – 74 А. Максимальная мощность подключенных силовых трансформаторов составляет 2873 кВА.
- 2) Питание проектируемых 2БКТПБ-1 – 2БКТПБ-3 от ф. 546 ПС 110 кВ «Д. Городок». Максимальные токи нагрузок по выключателю принимаются – 70 А. Максимальная мощность подключенных силовых трансформаторов составляет 1030 кВА.

Существующие уставки РЗА Р247/546:

$K_{тг}=100/5$, НУР400.

$MTЗ - c_{3.MTЗ} = 160$ А, $-c_{3.MTЗ} = 0,3$ с.

Выбор уставок срабатывания РЗА рассматриваемых ячеек 10 кВ ввода отходящей линии в сторону ф.546 от ПС 110кВ «Д.-Городок» в первичных величинах приведен в таблице 5.7.

Таблица 5.7– Выбор уставок защит ячейки 10 кВ отходящей линии в сторону ф.546 от ПС 110кВ «Д.-Городок» в режиме питания ф. 546 от проектируемой 2БКТПБ-1

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
Максимальная токовая защита	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от тока нагрузки, А	$I_{сз} > (K_n * K_{сзн} / K_v) * I_{рmax}$	111,4
	Коэффициент самозапуска нагрузки,	$K_{сзн}$	1,1
	Коэффициент надежности	K_n	1,3
	Коэффициент возврата	K_v	0,95
	Максимальный рабочий ток, А	$I_{рmax}$	74
	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от уставок нижестоящих защит, А	$I_{сз} > K_{отс} * I_{мтз}$	192
	Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	1,2
	Уставка МТЗ реклоузера Р-247	$I_{мтз}$	160
	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз}$	200
	Коэффициент чувствительности при КЗ на Р-247	$K_{ч осн} > I_{кз мин}^{(2)} / I_{сз}$	4,85
	Минимальный ток 2ф КЗ на Р-247, А	$I_{кз мин}^{(2)}$	970
	Коэффициент чувствительности при КЗ на вводе 10 кВ ф.546 ПС 110 кВ «Д.-Городок»,	$K_{ч рез} > I_{кз мин}^{(2)} / I_{сз}$	2,2

Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист				
								Взам. инв. №	Подп. и дата		
										Име. Непопл.	32

Име.Неподл.

Подп. и дата

Взам.инв.№

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
	Минимальный ток 2ф КЗ на вводе 10 кВ ф.546 ПС 110 кВ «Д.-Городок», А	$I_{кз\ мин}^{(2)}$	440
	Время срабатывания защиты, с	$t_{сз}$	0,5
	Защита действует на отключение своего выключателя		
Токовая отсечка	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от максимального тока на Р-247, А	$I_{сз} > K_{отс} * I^{(3)}_{\max}$	1309
	Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	1,1
	Максимальный ток трехфазного КЗ на Р-247, А	$I^{(3)}_{\max}$	1190
	Бросок тока намагничивания, А	$I_{БНН} = K_{н} * I_{н\ тр}$	830
	Коэффициент надежности	$K_{н}$	5
	Номинальный ток трансформаторов, А	$I_{н\ тр}$	166
	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз}$	1350
	Коэффициент чувствительности в максимальном режиме	$K_{ч} > I_{кз\ мин}^{(2)} / I_{сз}$	1,23
	Максимальный ток 3ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТП-1, А	$I_{кз\ макс}^{(3)}$	1660
	Время срабатывания защиты, с	$t_{сз}$	0
	Защита действует на отключение своего выключателя		
ЗДЗ	Ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} \approx I_{кз\ мин}^{(2)} / 2$	200
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{кз\ мин}^{(2)}$	1330
	Время срабатывания, с	$t_{сз}$	0
	Защита действует на отключение своего выключателя или вводного и секционного выключателей		
ЛЗШ	Ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} \approx I_{кз\ мин}^{(2)} / 2$	200
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{кз\ мин}^{(2)}$	1330
	Время срабатывания, с	$t_{сз}$	0
	Защита действует на блокировку ЛЗШ вводного и секционного выключателей		
УРОВ	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} = (0,1-0,2) I_{ном.тт.}$ $K_{тт} = 200/5$	40
	Время срабатывания, с	$t_{сз}$	0,15
	Защита действует на пуск УРОВ ячейки вводного и секционного выключателей		

Уставки защит во вторичных токах по отношению к номинальному первичному току трансформатора тока:

$$уст_{МТЗ} = \frac{I_{сзМТЗ}}{I_{ТТ}} = \frac{>88}{>88} = 0,5; \bar{A}_{устТО} = \frac{I_{сзТО}}{I_{ТТ}} = \frac{798}{>88} = 6,75;$$

$$уст_{ЗДЗ} = \frac{I_{сзЗДЗ}}{I_{ТТ}} = \frac{>88}{>88} = 1,0 (A); \bar{A}_{устЛЗШ} = \frac{I_{сзЛЗШ}}{I_{ТТ}} = \frac{>88}{>88} = 1,0;$$

$$\bar{A}_{устУРОВ} = \frac{I_{сзУРОВ}}{I_{ТТ}} = \frac{8}{>88} = 0,2;$$

Таблица 5.8– Выбор уставок защит ячейки 10 кВ отходящей линии в сторону ф.546 от ПС 110кВ «Д.-Городок» в режиме питания проектируемой 2БКТПБ-1 от ф.546 ПС 110 кВ «Д.-Городок»

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
ЗДЗ	Ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} \approx I_{кз \text{ мин}(2)}/2$	300
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{кз \text{ мин}(2)}$	1330
	Время срабатывания, с	$t_{сз \text{ откл}}$	0,15
	Защита действует на отключение своего		
ЛЗШ	Ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} \approx I_{кз \text{ мин}(2)}/2$	300
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{кз \text{ мин}(2)}$	1330
	Время срабатывания, с	$t_{сз \text{ откл}}$	0,15
	Защита действует на блокировку ЛЗШ вводного выключателя		
УРОВ	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} = (0,1-0,2) I_{ном.тт.}$ $K_{тт} = 200/5$	40
	Время срабатывания, с	$t_{сз \text{ откл}}$	0
	Защита действует на отключение своего выключателя		

Уставки защит во вторичных токах по отношению к номинальному первичному току трансформатора тока:

$$уст_{ЗДЗ} = \frac{I_{сзЗДЗ}}{I_{ТТ}} = \frac{788}{>88} = 1,5 (A); \bar{A}_{устЛЗШ} = \frac{I_{сзЛЗШ}}{I_{ТТ}} = \frac{788}{>88} = 1,5;$$

$$\bar{A}_{устУРОВ} = \frac{I_{сзУРОВ}}{I_{ТТ}} = \frac{8}{>88} = 0,2;$$

Име. Неподр.	Подп. и дата	Взам. инв. №							03/22/25-РЗ	Лист 34	
Изм.	Кол.	Лист.	Недоп.	Подп.	Дата						

Инв. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 5.10 – Выбранные уставки срабатывания защит ячеек вводов КЛ 10 кВ от ПС 110 кВ «Д. Городок» на 2БКТПБ-1

Выбор и проверка трансформаторов тока рассматриваемой ячейки 10 кВ

Принимаем: $K_{TT}=200/5-10P/0,5S$ защита, учет, измерение.

Расчетный ток для расчетной проверки ТТ на 10%-ную погрешность для максимальной токовой защиты с независимой характеристикой $I_{1РАСЧ} = 1,1I_{C.З.}$, поскольку для этих защит точная работа ТТ требуется лишь при токе срабатывания защиты ($I_{ТО}=1350$ А); коэффициент 1,1 учитывает увеличение кратности первичного тока по сравнению с кратностью вторичного тока из-за 10% погрешности ТТ.

						03/22/25-РЗ	Лист
							35
Изм.	Кол.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата		

Расчетная проверка ТТ по условию • • 10% по кривым предельных кратности (КПК)

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

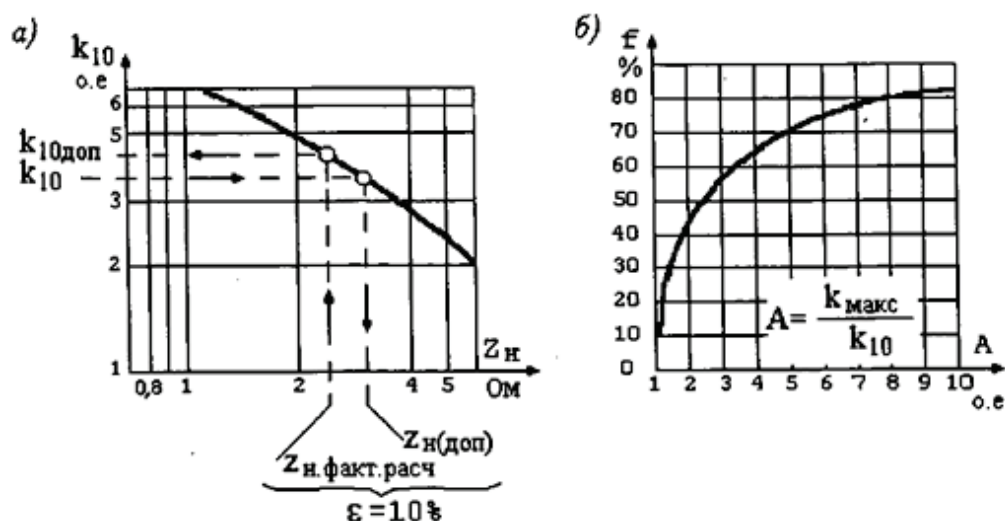


Рисунок 5.1 – Кривая предельных кратностей -1 для ТТ с $K_{ТТ}=50/5 \div 300/5$ класса Р и зависимость $A = \bullet (f)$

$$I_{\text{н}} = \frac{I_{\text{ПАСЧ}}}{I_{\text{НОМ}}} = \frac{1,1 \cdot 1350}{88} = 16,3, \text{ где } I_{\text{НОМ}} - \text{первичный номинальный ток ТТ.}$$

По кривой предельных кратностей для ТТ-10 с $K_{ТТ}=200/5$ находим значение $\lambda_{НЛОП} = 1,3$ Ом.

Рассчитаем фактическое сопротивление нагрузки ТТ для схемы полная звезда для трехфазного (двухфазного КЗ). На трансформатор тока включены: МР-741, СМ-16, БПТ615, измерительный преобразователь, электронный трехфазный счетчик.

$$\hat{H}_{HACY} = -\Pi P + \hat{P} + -\Pi E P = -\Pi P + (.MPP:/ + .CM/K + .БПТК/9 + .изм.пр + .эл.сч) + -\Pi E P;$$

$$\text{где } r_{\text{пп}} = \frac{\bullet L}{S} = \frac{0,0175 \times 5}{2,5} = 0,035 \text{ Ом (для меди } \bullet = 0,0175 \text{ Ом} \frac{\text{мм}^2}{\text{м}}); \quad r_{\text{пер}} \bullet 0,05 \bullet 0,1 \text{ Ом}$$

$$\bar{A}_{MP9} = 0,3BA \text{ при } \bar{A} = 5A; \bar{A}_{MP9} = \frac{0,3}{5} = 0,012OM;$$

$$S_{CM16} = 12 \text{ ВА при } I = 5 \text{ А}; Z_{CM16} = \frac{S}{I^2} = \frac{12}{5^2} = 0,48 \text{ Ом}$$

$$S_{\text{БПТ}615} = 2,5 \text{ ВА при } I = 5 \text{ А; } Z_{\text{БПТ}615} = \frac{S}{I^2} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом}$$

$$Z_{изм.нр.} = \frac{S}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 OM ; Z_{эл.сч} = \frac{S}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 OM ;$$

Тогда

$$\Delta_{H.P.A.C.H} = 0,035 + (0,012 + 0,48 + 0,1 + 0,02 + 0,02) + 0,05 = 0,717 \text{ Ом} < \Delta_{H.Д.О.П} = 1,3 \text{ Ом},$$

следовательно погрешность ТТ не превышает 10%.

Проверка ТТ по условию: $f_{МАКС} \cdot f_{ДОП}$ при использовании микропроцессорных реле не требуется.

Проверка по условию отсутствия опасных перенапряжений во вторичных цепях ТТ:

Напряжение во вторичных цепях ТТ при максимальном токе КЗ определяется

Взам. инв. №		$S_{БПГ615} = 2,5ВА \text{ при } I = 5А; Z_{БПГ615} = \frac{S}{I^2} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1Ом$
Подп. и дата		$Z_{изм.пр.} = \frac{S}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02Ом; Z_{эл.сч} = \frac{S}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02Ом;$
Инв. Подпол.		Тогда $\wedge_{Н.РАСЧ} = 0,035 + (0,012 + 0,48 + 0,1 + 0,02 + 0,02) + 0,05 = 0,717 \text{ Ом} < \wedge_{Н.ДОП} = 1,3 \text{ Ом},$ следовательно погрешность ТТ не превышает 10%. Проверка ТТ по условию: $f_{МАКС} \cdot f_{ДОП}$ при использовании микропроцессорных реле не требуется. Проверка по условию отсутствия опасных перенапряжений во вторичных цепях ТТ: Напряжение во вторичных цепях ТТ при максимальном токе КЗ определяется

5.6 Выбор уставок РЗА ячейки СВ-10 кВ 2БКТПБ-1

В ячейке СВ-10 кВ 2БКТПБ-1 установлены микропроцессорные реле. Максимальные токи нагрузки защищаемого присоединения принимаем равным:

- в нормальном режиме – 0 А;
- в аварийном режиме – 109 А (в режиме питания проектируемых подстанций по одной проектируемой линии).

Выбор уставок срабатывания РЗА рассматриваемой ячейки СВ-10 кВ 2БКТПБ-1 в первичных величинах приведен в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Выбор уставок защит ячейки СВ-10 кВ 2БКТПБ-1

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
Максимальная токовая защита	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от тока нагрузки, А	$I_{сз} > (K_n * K_{сзн} / K_v) * I_{р\max}$	164
	Коэффициент самозапуска нагрузки,	$K_{сзн}$	1,1
	Коэффициент надежности	K_n	1,3
	Коэффициент возврата	K_v	0,95
	Максимальный рабочий ток, А	$I_{р\max}$	109
	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от уставок нижестоящих защит, А	$I_{сз} > K_{отс} * I_{мтз}$	240
	Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	1,2
	Уставка МТЗ нижестоящих РЗ	$I_{мтз}$	200
	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз}$	240
	Коэффициент чувствительности при КЗ на шинах 10кВ 2БКТПБ-1	$K_{ч\text{ осн}} > I_{кз\min}^{(2)} / I_{сз}$	5,54
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{кз\min}^{(2)}$	1330
	Время срабатывания защиты, с	$t_{сз}$	0,7
	<i>Защита действует на отключение своего выключателя</i>		
ЗДЗ	Ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} \approx I_{кз\min}^{(2)} / 2$	200
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{кз\min}^{(2)}$	1330
	Время срабатывания, с	$t_{сз\text{ откл}}$ $t_{сз\text{ вл}}$	0,15 0
	Защита действует на отключение своего выключателя или вводного выключателей		
ЛЗШ	Ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} \approx I_{кз\min}^{(2)} / 2$	200
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{кз\min}^{(2)}$	1330
	Время срабатывания, с	$t_{сз\text{ откл}}$	0,15

Име. Непопл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист.	Недоп.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист 38
------	------	-------	--------	-------	------	-------------	------------

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
		$t_{сз\text{ бл}}$	0
	Защита действует на блокировку ЛЗШ вводного выключателя		
УРОВ	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз}=(0,1-0,2)I_{ном.тт.}$ $K_{тт}=200/5$	40
	Время срабатывания, с	$t_{сз\text{ откл}}$ $t_{сз\text{ пуск}}$	0 0,15
	Защита действует на отключение своего выключателя или пуск УРОВ ячейки вводного выключателя		

Уставки защит во вторичных токах по отношению к номинальному первичному току трансформатора тока:

$$уст_{МТЗ} = \frac{I_{сзМТЗ}}{I_{тт}} = \frac{>8}{>88} = 1,2; \quad уст_{ЗДЗ} = \frac{I_{сзЗДЗ}}{I_{тт}} = \frac{>88}{>88} = 1,0 \text{ (А)};$$

$$\bar{A}_{устЛЗШ} = \frac{I_{сзЛЗШ}}{I_{тт}} = \frac{>88}{>88} = 1,0; \quad \bar{A}_{устУРОВ} = \frac{I_{сзУРОВ}}{I_{тт}} = \frac{>8}{>88} = 0,2;$$

Таблица 5.12 – Выбранные уставки срабатывания защит ячейки СВ-10 кВ 2БКТПБ-1

№	Защита	Параметр	Значение		Примечание
			Срабатывания защиты	Срабатывания реле	
1	МТЗ	Ток	240 А	1,2	$K_{тт}=200/5$
		Время	0,7 с	0,7 с	
		Направление			
2	ЛЗШ	Ток	200 А	1,0	
		Время	откл – 0,15 с	0,15 с	
			пуск блок – 0	0 с	
3	ЗДЗ	Ток	200 А	1,0	
		Время	откл – 0,15 с	0,15 с	
			пуск блок – 0	0 с	
4	УРОВ	Ток	40 А	0,2	
		Время	откл – 0 с пуск – 0,15 с	0 0,15	

Име.Неподл.	Подп. и дата	Взам.инв.№				
Изм.	Кол.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ
						Лист 39

5.7 Выбор уставок РЗА ячеек ввода КЛ 10 кВ от ПС 110 кВ «Д. Городок» на 2БКТПБ-1

В ячейках вводов КЛ 10 кВ от ПС 110 кВ «Д. Городок» на 2БКТПБ-1 установлены микропроцессорные реле. Максимальные токи нагрузки защищаемого присоединения принимаем равным:

- в нормальном режиме – 35 А;
- в аварийном режиме – 144 А (в режиме питания проектируемых подстанций по одной проектируемой линии).

Выбор уставок срабатывания РЗА рассматриваемых ячеек вводов 2БКТПБ-1 в первичных величинах приведен в таблице 5.13.

Таблица 5.13 – Выбор уставок защит ячеек вводов КЛ 10 кВ от ПС 110 кВ «Д. Городок» на 2БКТПБ-1

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
ЗДЗ	Ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} \approx I_{кз \text{ мин}(2)}/2$	300
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{кз \text{ мин}(2)}$	1330
	Время срабатывания, с	$t_{сз \text{ откл}}$	0,15
	Защита действует на отключение своего		
ЛЗШ	Ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} \approx I_{кз \text{ мин}(2)}/2$	300
	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{кз \text{ мин}(2)}$	1330
	Время срабатывания, с	$t_{сз \text{ откл}}$	0,15
	Защита действует на блокировку ЛЗШ вводного выключателя		
УРОВ	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} = (0,1-0,2) I_{ном.тт.}$ $K_{тт} = 200/5$	40
	Время срабатывания, с	$t_{сз \text{ откл}}$	0
	Защита действует на отключение своего выключателя		

Уставки защит во вторичных токах по отношению к номинальному первичному току трансформатора тока:

$$уст_{ЗДЗ} = \frac{I_{сзЗДЗ}}{I_{тт}} = \frac{788}{>88} = 1,5 \text{ (А)}; \quad \bar{A}_{устЛЗШ} = \frac{I_{сзЛЗШ}}{I_{тт}} = \frac{788}{>88} = 1,5;$$

$$\bar{A}_{устУРОВ} = \frac{I_{сзУРОВ}}{I_{тт}} = \frac{40}{>88} = 0,2;$$

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

						03/22/25-РЗ	Лист
							40
Изм.	Кол.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 5.14 – Выбранные уставки срабатывания защит ячеек вводов КЛ 10 кВ от ПС 110 кВ «Д. Городок» на 2БКТПБ-1

№	Защита	Параметр	Значение		Примечание
			Срабатывания защиты	Срабатывания реле	
1	ЛЗШ	Ток	300 А	1,5	К _{ТТ} =200/5
		Время	0,15 с	0,15	
2	ЗДЗ	Ток	300 А	1,5	
		Время	0,15 с	0,15 с	
3	УРОВ	Ток	240 А	1,2	
		Время	0 с	0	

Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист		
								41	

Изм.

Кол.

Лист

Недоп.

Подп.

Дата

03/22/25-РЗ

Лист

41

Изм.

Кол.

Лист

Недоп.

Подп.

Дата

Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист		
								41	

Изм.

Кол.

Лист

Недоп.

Подп.

Дата

03/22/25-РЗ

Лист

41

Изм.

Кол.

Лист

Недоп.

Подп.

Дата

6. ПЕРЕСМОТР УСТАВОК РЗА Р-247/546 Ф. 546 ПС 110 КВ «Д. ГОРОДОК»

Р-247/546 установлен на оп. 125а ф.546 от ПС 110 кВ «Д. Городок». РЗА выполнена на базе микропроцессорного реле. Реализованы следующие уставки срабатывания (приведены в первичных величинах):

$K_{TT}=100/5$, НУР400.

$MTЗ - c_{3.MTЗ} = 160 \text{ А}$, $-c_{3.MTЗ} = 0,3 \text{ с}$.

Изменение схемы сети 10 кВ ВЛ 546 от ПС 110 кВ «Д. Городок» требует пересмотра режима работы реклоузера.

Рассмотрим два режима питания схемы по Р-247/546:

- 3) Питание ф. 546 от проектируемой 2БКТПБ-1. Максимальные токи нагрузок по реклоузеру принимаются – 74 А.
- 4) Питание проектируемых 2БКТПБ-1 – 2БКТПБ-3 от ф. 546 от ВЛ 546 ПС 110 кВ «Д. Городок». Максимальные токи нагрузок по реклоузеру принимаются – 115 А. Для возможности реализации данного режима необходимо предусмотреть замену трансформатора тока с номинальным первичным током 100 А, на трансформатор тока с номинальным первичным током 150 А.

Пересмотр уставок срабатывания РЗА рассматриваемого реклоузера Р-247/546 ф.546 ПС 110 кВ «Д. Городок» для режима питания ф. 546 от проектируемой 2БКТПБ-1 в первичных величинах приведен в таблице 6.1.

Пересмотр уставок срабатывания РЗА рассматриваемого реклоузера Р-247/546 ф.546 ПС 110 кВ «Д. Городок» для режима питания проектируемых 2БКТПБ-1 – 2БКТПБ-3 от ВЛ 546 ПС 110 кВ «Д. Городок» в первичных величинах приведен в таблице 6.2.

Таблица 6.1 – Пересмотр защит реклоузера Р-247/546 ф.546 ПС 110 кВ «Д. Городок» для режима питания ф. 546 от проектируемой 2БКТПБ-1 для режима питания проектируемых 2БКТПБ-1 – 2БКТПБ-3 от ф.546 ПС 110 кВ «Д. Городок»

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
Максимальная токовая защита	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от тока нагрузки, А	$I_{сз} > (K_n * K_{сзн} / K_v) * I_{рм акс}$	105,4
	Коэффициент самозапуска нагрузки,	$K_{сзн}$	1,3
	Коэффициент надежности	K_n	1,1
	Коэффициент возврата	K_v	0,95
	Максимальный рабочий ток, А	$I_{р макс}$	70
	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от уставок нижестоящих защит, А	$I_{сз} > K_{отс} * I_{мтз}$	288
	Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	1,2

Име. Неподр.	Подп. и дата	Взам. инв. №	03/22/25-РЗ						Лист 42
Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата				

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
	Уставка МТЗ СВ-10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{MTЗ}$	240
	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз}$	290
	Коэффициент чувствительности при КЗ на вводе 10 кВ ф.546 ПС 110 кВ «Д. Городок»	$Kч осн > I_{кз мин}^{(2)} / I_{сз}$	1,52
	Минимальный ток 2ф КЗ на вводе 10 кВ ф.546 ПС 110 кВ «Д. Городок», А	$I_{кз мин}^{(2)}$	440
	Время срабатывания защиты, с	$t_{сз}$	0,85
<i>Защита действует на отключение своего выключателя</i>			

Таблица 6.2 – Пересмотр защит реклоузера Р-247/546 ф.546 ПС 110 кВ «Д. Городок» для режима питания ВЛ 546 от ПС 110 кВ «Д. Городок» от проектируемой 2БКТПБ-1

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
Максимальная токовая защита	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от тока нагрузки, А	$I_{сз} > (K_n * K_{сзн} / K_v) * I_{р макс}$	111,4
	Коэффициент самозапуска нагрузки,	$K_{сзн}$	1,3
	Коэффициент надежности	K_n	1,1
	Коэффициент возврата	K_v	0,95
	Максимальный рабочий ток, А	$I_{р макс}$	74
	Первичный ток срабатывания защиты принимаем равным существующей уставке, А	$I_{сз}$	160
	Коэффициент чувствительности при КЗ на вводе 10 кВ ф.546 ПС 110 кВ «Д. Городок»	$Kч осн > I_{кз мин}^{(2)} / I_{сз}$	5,7
	Минимальный ток 2ф КЗ на вводе 10 кВ ф.546 ПС 110 кВ «Д. Городок», А	$I_{кз мин}^{(2)}$	910
	Коэффициент чувствительности при КЗ на вводе 10 кВ ф.546 ПС 110 кВ «Д. Городок»	$Kч осн > I_{кз мин}^{(2)} / I_{сз}$	2,6
	Минимальный ток 2ф КЗ на вводе 10 кВ 2с 2БКТПБ-1 при	$I_{кз мин}^{(2)}$	420

Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата
Ине. Непопл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

03/22/25-РЗ

Лист
43

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
	питании от ф.544 ПС 110 кВ «Д. Городок», А		
	Время срабатывания защиты принимаем равным существующей уставке, с	тсз.	0,3
	<i>Защита действует на отключение своего выключателя</i>		

7. ВЫБОР УСТАВОК РЗА ЯЧЕЕК 10 КВ ПС 110 КВ «Д. ГОРОДОК»

7.1 Выбор уставок РЗА КЛ 10 кВ (2) с Д. Городок – 1(2)с 2БКТПБ-1

В проектируемых ячейках 10 кВ для завода КЛ 10 кВ ПС «Д. Городок» - 2БКТПБ-1 РЗА выполнена на базе микропроцессорного реле МР-741. На ПС 110 кВ «Д. Городок» реализованы следующие уставки срабатывания защит СВ 10 кВ:

Ячейка 10 кВ СВ-10 кВ:

Трансформатор тока ТОЛ-10-1000/5, К_{ТТ}=200. МР-741.

МТЗ – $I_{сз.МТЗ} = 1200 \text{ А}$, $t_{сз.МТЗ} = 1,5 \text{ с}$.

Максимальные токи нагрузок по проектируемым КЛ 10 кВ ПС «Д. Городок»-2БКТПБ-1:

- в нормальном режиме – 56 А;
- в аварийном режиме – 189 А.

Максимальная мощность подключенных силовых трансформаторов составляет 3320 кВА. Номинальный ток силовых трансформаторов – 192 А.

Таблица 7.1 – Выбор уставок РЗА КЛ 10 кВ (2) с Д. Городок – 1(2)с 2БКТПБ-1

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
Максимальная токовая защита	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от тока нагрузки, А	$I_{сз} > (K_n * K_{сзн} / K_v) * I_{рм \text{ акс}}$	280
	Коэффициент самозапуска нагрузки,	$K_{сзн}$	1,1
	Коэффициент надежности	K_n	1,3
	Коэффициент возврата	K_v	0,95
	Максимальный рабочий ток, А	$I_{рм \text{ акс}}$	186
	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от уставок нижестоящих защит, А	$I_{сз} > K_{отс} * I_{мтз}$	288
	Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	1,2
	Уставка МТЗ СВ-10 2БКТПБ-1, А	$I_{мтз}$	240
	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз}$	290
	Коэффициент чувствительности при КЗ на 1(2)с 2БКТПБ-1	$K_{ч \text{ осн}} > I_{кз \text{ мин}}^{(2)} / I_{сз}$	5.54
	Минимальный ток 2ф КЗ на 1(2)с 2БКТПБ-1, А	$I_{кз \text{ мин}}^{(2)}$	1330
	Коэффициент чувствительности при КЗ на с	$K_{ч \text{ осн}} > I_{кз \text{ мин}}^{(2)} / I_{сз}$	1,96

Име. Неподр.	Подп. и дата	Взам. инв. №	03/22/25-РЗ						Лист
									45
			Изм.	Кол.	Лист.	Недоп.	Подп.	Дата	

Изм.Неподл.

Подп. и дата

Взам.инв.№

Изм.	Кол.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
	0,4 кВ 2БКТПБ-1		
	Минимальный ток 2ф КЗ на с 0,4 кВ 2БКТПБ-1,А	$I_{кз\text{ мин}}^{(2)}$	470
	Время срабатывания защиты, с	$t_{сз}$	0,9
	Защита действует на отключение своего выключателя		
Токовая отсечка	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от максимального тока на 1(2)с 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{сз} > K_{отс} * I_{\text{макс}}^{(3)}$	1992
	Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	1,2
	Максимальный ток трехфазного КЗ на 1(2)с 10 кВ 2БКТПБ-1, А	$I_{\text{макс}}^{(3)}$	1660
	Бросок тока намагничивания, А	$I_{БНН} = K_{н} * I_{н\text{ тр}}$	960
	Коэффициент надежности	$K_{н}$	5
	Номинальный ток трансформаторов, А	$I_{н\text{ тр}}$	192
	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз}$	2000
	Коэффициент чувствительности в максимальном режиме	$K_{ч} > I_{кз\text{ мин}}^{(2)} / I_{сз}$	2,95
	Максимальный ток 3ф КЗ на шинах 10 кВ ПС 110 кВ «Д. Городок», А	$I_{кз\text{ макс}}^{(3)}$	5890
	Время срабатывания защиты, с	$t_{сз}$	0
	Защита действует на отключение своего выключателя		
	Ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} \approx I_{кз\text{ мин}}(2) / 2$	1600
ЗДЗ	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ ПС 110 кВ «Д. Городок», А	$I_{кз\text{ мин}}(2)$	3460
	Время срабатывания, с	$t_{сз}$	0
	Защита действует на отключение своего выключателя или вводного и секционного выключателей		
	Ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} \approx I_{кз\text{ мин}}(2) / 2$	1600
ЛЗШ	Минимальный ток 2ф КЗ на шинах 10 кВ ПС 110 кВ «Д. Городок», А	$I_{кз\text{ мин}}(2)$	3460

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
УРОВ	Время срабатывания, с	$t_{сз}$	0
	Защита действует на блокировку ЛЗШ вводного и секционного выключателей		
	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз}=(0,1-0,2)I_{ном.тт.}$ $K_{тт}=200/5$	40
	Время срабатывания, с	$t_{сз}$	0,15
	Защита действует на пуск УРОВ ячейки вводного и секционного выключателей		

Уставки защит во вторичных токах по отношению к номинальному первичному току трансформатора тока:

$$уст_{МТЗ} = \frac{I_{сзМТЗ}}{I_{тт}} = \frac{\geq 8}{>88} = 1,45; \quad \bar{A}_{устТО} = \frac{I_{сзТО}}{I_{тт}} = \frac{\geq 888}{>88} = 10;$$

$$уст_{ЗДЗ} = \frac{I_{сзЗДЗ}}{I_{тт}} = \frac{/K88}{>88} = 8; \quad \bar{A}_{устЛЗШ} = \frac{I_{сзЛЗШ}}{I_{тт}} = \frac{/K88}{>88} = 8;$$

$$уст_{УРОВ} = \frac{I_{сзУРОВ}}{I_{тт}} = \frac{:8}{>88} = 0,2;$$

Таблица 7.2 – Выбранные уставки срабатывания защит ячейки КЛ 10 кВ (2) с Д. Городок – 1(2)с 2БКТПБ-1

№	Защита	Параметр	Значение		Примечание
			Срабатывания защиты	Срабатывания реле	
1	ТО	Ток	2000 А	10	$K_{тт}=200/5$
		Время	0 с	0	
2	МТЗ	Ток	290 А	1,45	
		Время	0,9 с	0,9	
		Направление			
3	ЛЗШ	Ток	1600 А	8	
		Время	0 с	0 с	
4	ЗДЗ	Ток	1600 А	8	
		Время	0 с	0 с	
5	УРОВ	Ток	40 А	0,2	
		Время	0,15 с	0,15	

Выбор и проверка трансформаторов тока в ячейках 10 кВ

Трансформатор тока выбран по суммарной нагрузке на присоединение $I_{\Sigma}=I_{РАБ.МАКС}=186$ А и току КЗ на шинах проектируемой 2БКТПБ-1 в максимальном режиме работы сети .

$$^{(7)}_{КЗ} = 5,89 \text{ кА.}$$

Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист	47

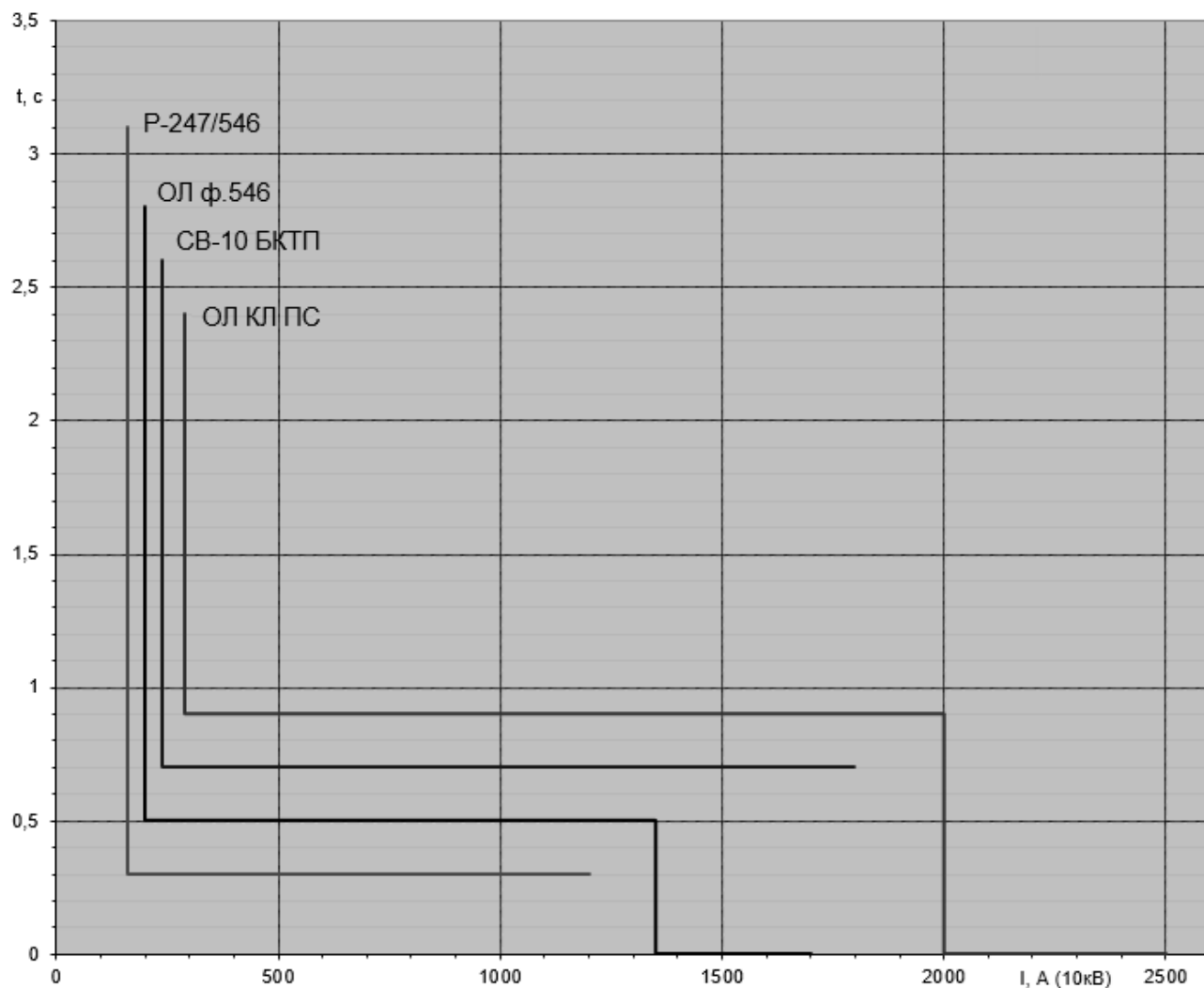


Рисунок 7.1 – Карта селективности устройств РЗА 2БКТPIБ-1 и ПС 110 кВ «Д. Городок»

Изм.	Кол.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист 49

Ине. Непопл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

7.2 Пересмотр уставок РЗА ф.546 ПС 110 кВ «Д. Городок»

В ячейке отходящей линии ф.546 установлены микропроцессорные реле типа МР-741. На них реализованы следующие уставки срабатывания (приведены в первичных величинах):

ф.546 ПС 110 кВ «Давид-Городок»

ТОЛ-НТЗ-10, К_{ТТ}=200/5, МР-741.

ТО – $c_{3.ТО} = 1000 \text{ А}$, $\bar{A}_{3.ТО} = 0 \text{ с}$

МТЗ – $c_{3.МТЗ} = 200 \text{ А}$, $-c_{3.МТЗ} = 0,5 \text{ с}$.

СВ 10 кВ ПС 110 кВ «Давид-Городок»

ТОЛ-10, К_{ТТ}=1000/5, МР-741.

МТЗ – $c_{3.МТЗ} = 1200 \text{ А}$, $-c_{3.МТЗ} = 1,5 \text{ с}$.

Максимальные токи нагрузок по ф.10 кВ 546 от ПС 110 кВ «Давид-Городок» с учетом проектируемой нагрузки в аварийном режиме – 150 А.

В связи с тем, что уставки РЗА реклоузера Р-247/546 менялись, выполним пересмотр МТЗ данного присоединения.

Таблица 7.3 – Выбор уставок РЗА ф.546 ПС 110 кВ «Д. Городок»

Наименование защиты	Наименование величины	Расчетная формула, обозначение	Результат расчета
Максимальная токовая защита	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от тока нагрузки, А	$I_{сз} > (K_n * K_{сзн} / K_v) * I_{рм \text{ акс}}$	225,8
	Коэффициент самозапуска нагрузки,	$K_{сзн}$	1,1
	Коэффициент надежности	K_n	1,3
	Коэффициент возврата	K_v	0,95
	Максимальный рабочий ток, А	$I_{р \text{ макс}}$	150
	Первичный ток срабатывания защиты по отстройке от уставок нижестоящих защит, А	$I_{сз} > K_{отс} * I_{мтз}$	348
	Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	1,2
	Уставка МТЗ Р-247/546, А	$I_{мтз}$	290
	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз}$	350
	Коэффициент чувствительности при КЗ на Р-247/546	$K_{ч \text{ осн}} > I_{кз \text{ мин}}^{(2)} / I_{сз}$	2,0
	Минимальный ток 2ф КЗ на Р-247/546, А	$I_{кз \text{ мин}}^{(2)}$	700
	Время срабатывания защиты, с	$t_{сз}$	1,1
Защита действует на отключение своего выключателя			

Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист 50

Уставки защит во вторичных токах по отношению к номинальному первичному току трансформатора тока:

$$уст_{МТЗ} = \frac{сз_{МТЗ}}{ТТ} = \frac{350}{200} = 1,75$$

Таблица 7.4 – Выбранные уставки срабатывания защит ячейки ф.546 Д. Городок

№	Защита	Параметр	Значение		Примечание
			Срабатывания защиты	Срабатывания реле	
1	МТЗ	Ток	350 А	1,75	К _{ТТ} =200/5
		Время	1,1 с	1,1	
		Направление			

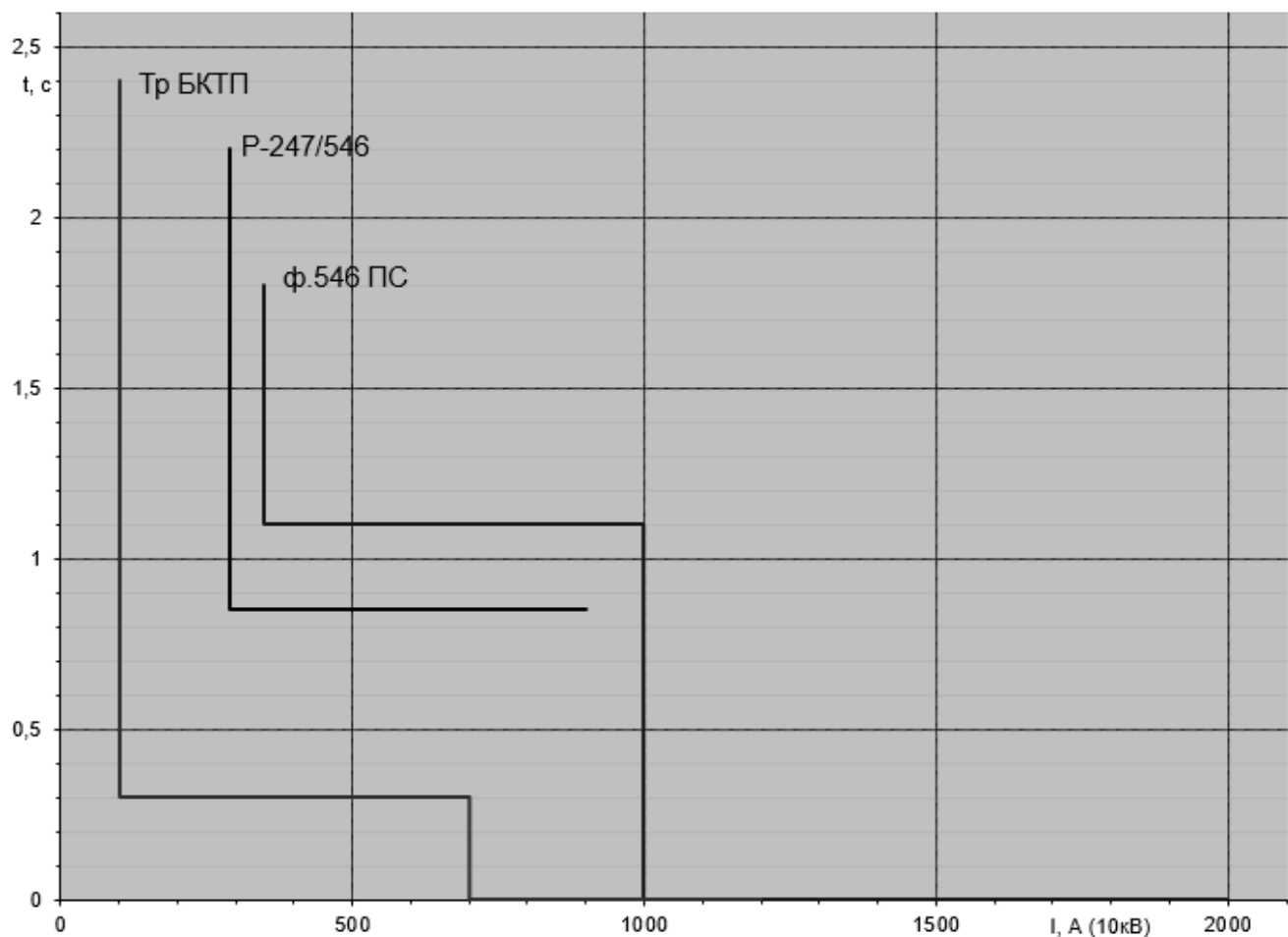


Рисунок 7.2 – Карта селективности ф.546 ПС 110 кВ «Д.-Городок»

Име.Неподл.	Взам.инв.№	
	Подп. и дата	

8. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ТОКОПРОВОДЯЩЕЙ ЖИЛЫ И ЭКРАНА ПРОЕКТИРУЕМЫХ КЛ 10 КВ

Режим заземления нейтрали ПС 110 кВ «Давид-Городок» - *компенсированная*.

Произведем проверку проектируемого кабеля:

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.

Согласно предоставленным данным филиала «Пинские электросети» РУП «Брестэнерго» №034/707 от 22.05.2025 ток нагрузки КЛ-546 в нормальном режиме 74 А. Дополнительный ток от нагрузки по ТУ и планируемой перспективе составляет 185 А, в расчете примем суммарный ток в ремонтно-аварийном режиме равный 259 А.

б) Экономически целесообразное сечение проводников (мм²) определяют по выражению $S_{ЭК} = \frac{I_{РАСЧ}}{j_{Э}}$, где $j_{Э}$ - экономическая плотность тока. А/мм². При выборе расчетные сечения проводников 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 экА = $\frac{I_{РАСЧ}}{j_{ЭК}} = \frac{259}{1,9} = 132 \text{ (мм}^2\text{)}$

Принимаем сечение проектируемого кабеля 120 мм² (АПвПу2Г-3х95).

Максимально-допустимый рабочий ток для кабеля АПвПу-3х120 – 265 А, что равно току в ремонтно-аварийном режиме

в) Проверка кабеля по термической стойкости.

Минимальное сечение проводника:

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Иное. Неподр.	

						03/22/25-РЗ	Лист
							52
Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата		

-при КЗ на шинах 10 кВ проектируемой 2БКТПБ-1:

1) Максимальный ток короткого замыкания на шинах 10 кВ проектируемой БКТПБ-1 -

$$I_{x.0;<}^{(7)} = 1,66 \text{ (кА)}.$$

2) Время срабатывания защит проектируемых КЛ составляет – (МР-741):
 $t_{МТЗ} = 1,0 \text{ с}.$

$$y_{0\ 12} = \frac{? \ z_{\{}}{1} = \frac{4_{\{}}{1} \sim ? \ \overline{-_{сз} + -_{о.в.}} = \frac{/KK8}{p9} ? \overline{1 + 0,05} = 22,7 \text{ (мм}^2\text{)},$$

-при КЗ на шинах 10 кВ ПС 110 кВ «Давид Городок»:

1) Максимальный ток короткого замыкания на шинах 10 кВ ПС 110 кВ «Давид
 Городок»-
$$I_{x.0;<}^{(7)} = 5,9 \text{ (кА)}.$$

2) Время срабатывания защит проектируемых КЛ составляет – (МР-741):
 $t_{МТЗ} = 0,2 \text{ с}.$

$$y_{0\ 12} = \frac{? \ z_{\{}}{1} = \frac{4_{\{}}{1} \sim ? \ \overline{-_{сз} + -_{о.в.}} = \frac{9=88}{p9} ? \overline{0,2 + 0,05} = 39,3 \text{ (мм}^2\text{)},$$

Сечение кабеля АПвПу-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):
$$F_{э} = \frac{I_K^{(1)}}{K}.$$

По скорректированному току (Л1, п.9.19):
$$I_x^{(1)} = \frac{\sqrt{7}}{>} I_{x.0;<}^{(7)} = \frac{\sqrt{7}}{>} \cdot 5,9 = 5,13 \text{ (кА)}.$$

Время срабатывания защит проектируемых КЛ на 2БКТПБ-1 составляет – (МР-741):
 - при КЗ на шинах 10 кВ проектируемой 2БКТПБ-1:

$t_{МТЗ} = 1,0 \text{ с}$, тогда

$$K = \frac{1}{\sqrt{-}} = \frac{1}{? \ 1 + 0,05} = 0,976; \% = \frac{1,33}{0,976} = 1,36 \text{ (кА)}$$

- при КЗ на шинах 10 кВ ПС 110 кВ «Давид Городок»:

$t_{МТЗ} = 0,2 \text{ с}$, тогда

$$K = \frac{1}{\sqrt{-}} = \frac{1}{? \ 0,2 + 0,05} = 2,0; \% = \frac{5,13}{2,0} = 2,57 \text{ (кА)}$$

Выбираем сечение экрана по формуле $F_{э} \cdot F_{э.доп}$, где $F_{э.доп}$ - допустимый
 односекундный ток КЗ, А (Л1, таблица Г.12).

Име.Неподл.	Подп. и дата	Взам.инв.№							03/22/25-РЗ	Лист 53
			Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подп.	Дата		

Выбираем сечение экрана по формуле $F_{\Sigma} \cdot F_{\Sigma, \text{доп}}$, где $F_{\Sigma, \text{доп}}$ - допустимый односекундный ток КЗ, А (Л1, таблица Г.12).

Сечение экрана, мм ²	16	25	35	50	70
Допустимый односекундный ток КЗ, кА	3,3	5,1	7,1	10,2	16,9

Следовательно, для кабеля АПвПу2г-3х95 можно принять сечение экрана не менее $S=16 \text{ мм}^2$.

[illegible]

ВЫВОДЫ ПО ПРОЕКТУ

В связи со строительством трех трансформаторных подстанций и КЛ 10 кВ в проекте выбраны уставки РЗА проектируемой БКТПБ-1, питающих фидеров 10 кВ от ПС 110 кВ «Д. Городок». Также пересмотрены существующие уставки РЗА реклоузера №247/546.

Для расчета уставок РЗА в проекте выполнен расчет токов КЗ в максимальном и минимальном режимах.

Проектные уставки РЗА:

- 2БКТПБ-1:

а) ячейка ввода силового трансформатора:

- 1) Перегрузка: $C_{3.П} = 60 \text{ A}$, $-C_{3.П} = 9 \text{ с}$.
- 2) МТЗ: $C_{3.МТЗ} = 100 \text{ A}$, $-C_{3.МТЗ} = 0,3 \text{ с}$.
- 3) ТО: $C_{3.ТО} = 700 \text{ A}$, $-C_{3.ТО} = 0 \text{ с}$.
- 4) ЗДЗ: $C_{3.ЗДЗ} = 200 \text{ A}$, $-C_{3.ЗДЗ} = 0 \text{ с}$.
- 5) ЛЗШ: $C_{3.ЛЗШ} = 200 \text{ A}$, $-C_{3.ЛЗШ} = 0 \text{ с}$.
- 6) УРОВ: $C_{3.УРОВ} = 20 \text{ A}$, $-C_{3.УРОВ} = 0,15 \text{ с}$.

б) ячейка ОЛ в сторону 1с 10кВ 2БКТПБ-2:

- 1) МТЗ: $C_{3.МТЗ} = 120 \text{ A}$, $-C_{3.МТЗ} = 0,3 \text{ с}$.
- 2) ЗДЗ: $C_{3.ЗДЗ} = 200 \text{ A}$, $-C_{3.ЗДЗ} = 0 \text{ с}$.
- 3) ЛЗШ: $C_{3.ЛЗШ} = 200 \text{ A}$, $-C_{3.ЛЗШ} = 0 \text{ с}$.
- 4) УРОВ: $C_{3.УРОВ} = 40 \text{ A}$, $-C_{3.УРОВ} = 0,15 \text{ с}$.

в) ячейка ОЛ в сторону 2с 10кВ 2БКТПБ-3:

- 1) МТЗ: $C_{3.МТЗ} = 120 \text{ A}$, $-C_{3.МТЗ} = 0,3 \text{ с}$.
- 2) ЗДЗ: $C_{3.ЗДЗ} = 200 \text{ A}$, $-C_{3.ЗДЗ} = 0 \text{ с}$.
- 3) ЛЗШ: $C_{3.ЛЗШ} = 200 \text{ A}$, $-C_{3.ЛЗШ} = 0 \text{ с}$.
- 4) УРОВ: $C_{3.УРОВ} = 40 \text{ A}$, $-C_{3.УРОВ} = 0,15 \text{ с}$.

г) ячейка ОЛ в сторону 2с 10кВ 2БКТПБ-3:

- режим питания от проектируемой 2БКТП-1 ф.546 ПС 110 кВ «Д. Городок»

- 1) МТЗ: $C_{3.МТЗ} = 200 \text{ A}$, $-C_{3.МТЗ} = 0,5 \text{ с}$.
- 2) ТО: $C_{3.ТО} = 1350 \text{ A}$, $-C_{3.ТО} = 0 \text{ с}$.
- 3) ЛЗШ: $C_{3.ЛЗШ} = 200 \text{ A}$, $-C_{3.ЛЗШ} = 0 \text{ с}$.
- 4) ЗДЗ: $C_{3.ЗДЗ} = 200 \text{ A}$, $-C_{3.ЗДЗ} = 0 \text{ с}$.
- 5) УРОВ: $C_{3.УРОВ} = 40 \text{ A}$, $-C_{3.УРОВ} = 0,15 \text{ с}$.

- режим питания проектируемой 2БКТП-1 от ф.546 ПС 110 кВ «Д. Городок»

- 1) ЗДЗ: $C_{3.ЗДЗ} = 300 \text{ A}$, $-C_{3.ЗДЗ} = 0 \text{ с}$.
- 2) ЛЗШ: $C_{3.ЛЗШ} = 300 \text{ A}$, $-C_{3.ЛЗШ} = 0,15 \text{ с}$.
- 3) УРОВ: $C_{3.УРОВ} = 40 \text{ A}$, $-C_{3.УРОВ} = 0 \text{ с}$.

г) ячейка СВ-10 кВ 2БКТПБ-2:

- 1) МТЗ: $C_{3.МТЗ} = 240 \text{ A}$, $-C_{3.МТЗ} = 0,7 \text{ с}$.
- 2) ЗДЗ: $C_{3.ЗДЗ} = 200 \text{ A}$, $-C_{3.ЗДЗ} = 0(0,15) \text{ с}$.
- 3) ЛЗШ: $C_{3.ЛЗШ} = 200 \text{ A}$, $-C_{3.ЛЗШ} = 0(0,15) \text{ с}$.
- 4) УРОВ: $C_{3.УРОВ} = 40 \text{ A}$, $-C_{3.УРОВ} = 0,15(0) \text{ с}$.

Взам. инв. №	Подп. и дата	4) ЗДЗ: $C3.ЗДЗ = 200 \text{ A}$, $-C3.ЗДЗ = 0 \text{ с}$. 5) УРОВ: : $C3.УРОВ = 40 \text{ A}$, $-C3.УРОВ = 0,15 \text{ с}$. - режим питания проектируемой 2БКТП-1 от ф.546 ПС 110 кВ «Д. Городок» 1) ЗДЗ: $C3.ЗДЗ = 300 \text{ A}$, $-C3.ЗДЗ = 0 \text{ с}$. 2) ЛЗШ: $C3.ЛЗШ = 300 \text{ A}$, $-C3.ЛЗШ = 0,15 \text{ с}$. 3) УРОВ: : $C3.УРОВ = 40 \text{ A}$, $-C3.УРОВ = 0 \text{ с}$. г) ячейка СВ-10 кВ 2БКТПБ-2: 1) МТЗ: $C3.МТЗ = 240 \text{ A}$, $-C3.МТЗ = 0,7 \text{ с}$. 2) ЗДЗ: $C3.ЗДЗ = 200 \text{ A}$, $-C3.ЗДЗ = 0(0,15) \text{ с}$. 3) ЛЗШ: $C3.ЛЗШ = 200 \text{ A}$, $-C3.ЛЗШ = 0(0,15) \text{ с}$. 4) УРОВ: : $C3.УРОВ = 40 \text{ A}$, $-C3.УРОВ = 0,15(0) \text{ с}$.					
		03/22/25-РЗ					
Изм.	Кол.	Лист	Недод.	Подп.	Дата	Лист 56	

д) ячейка ввода 10 кВ 2БКТПБ-2:

- 4) ЗДЗ: $CЗ.ЗДЗ = 300 \text{ A}$, $-CЗ.ЗДЗ = 0 \text{ с}$.
- 5) ЛЗШ: $CЗ.ЛЗШ = 300 \text{ A}$, $-CЗ.ЛЗШ = 0,15 \text{ с}$.
- 6) УРОВ: $CЗ.УРОВ = 40 \text{ A}$, $-CЗ.УРОВ = 0 \text{ с}$.

-Р-247/546

- 1) МТЗ: $CЗ.МТЗ = 160 \text{ A}$, $-CЗ.МТЗ = 0,3 \text{ с}$. – режим питания от проектируемой 2БКТП-1
 $CЗ.МТЗ = 295 \text{ A}$, $-CЗ.МТЗ = 0,85 \text{ с}$. – режим питания от ф.546 ПС 110 кВ «Д.

Городок»

- ПС 110 кВ «Д. Городок»:

а) ячейка ОЛ в сторону 2БКТПБ-1:

- 1) МТЗ: $CЗ.МТЗ = 230 \text{ A}$, $-CЗ.МТЗ = 0,9 \text{ с}$.
- 2) ТО: $CЗ.ТО = 2000 \text{ A}$, $-CЗ.ТО = 0 \text{ с}$.

б) ячейка ОЛ ф.546:

- 1) МТЗ: $CЗ.МТЗ = 350 \text{ A}$, $-CЗ.МТЗ = 1,1 \text{ с}$.
- 2) ТО: $CЗ.ТО = 1000 \text{ A}$, $-CЗ.ТО = 0 \text{ с}$.

Изм.	Кол.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Инв.Неподл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	
03/22/25-РЗ						Лист			
						57			

ПРИЛОЖЕНИЕ А Технические условия



Дзяржаўнае вытворчае аб'яднанне
электраэнергетыкі «Брэстэнерга»

Государственное производственное объединение
электроэнергетики «Брестэнерго»

БРЕСТЭНЕРГО

БРЕСТСКОЕ РЕСПУБЛИКАНСКОЕ УНИТАРНОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

«БРЕСТЭНЕРГА»

(РУП «Брестэнерго»)

ул. Нароўскага, 13/1, 224030, г. Брэст,
Рэспубліка Беларусь
тэл. (0162) 27 13 59, факс (0162) 21 84 90
e-mail: box@brestenergo.by
р/с BY81BARB30122104700610000000
у ААТ «Белаграпрамбанк»
БИК BARBY2X; УНП 200050653

БРЕСТСКОЕ РЕСПУБЛИКАНСКОЕ УНИТАРНОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ ЭЛЕКТРОШЕПЕТИКИ

«БРЕСТЭНЕРГО»

(РУП «Брестэнерго»)

ул. Воровского, 13/1, 224030, г. Брест,
Республика Беларусь
тэл. (0162) 27 13 59, факс (0162) 21 84 90
e-mail: box@brestenergo.by
р/с BY81BARB30122104700610000000
в ОАО «Белатромбанк»
БИК BARBY2X; УНП 200050653

17.07.2025 № 2006/8810

На № _____ ад _____

Кому УП «УКС Столинского района»

Адрес ул. Красноармейская, 12
225501, г. Столин

Копии (при необходимости)

«Пинские электрические сети»

«Энерготелеком»

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети
(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей)

1. Наименование объекта электроснабжения: «Квартал индивидуальной жилой застройки в урочище «Городец» аг. Ольшаны Столинского района.»
2. Адрес объекта электроснабжения (местонахождение): Брестская обл., Столинский район, аг. Ольшаны.
3. Прогнозируемый срок завершения строительства или реконструкции объекта электроснабжения 2026 год.
4. Разрешенная к использованию мощность на границе балансовой принадлежности электрических сетей 1900 кВт с учетом установленной мощности блок-станций 0 кВт с разбивкой по категориям по надежности электроснабжения:

Категория надежности электроснабжения	Всего	Существующая	Дополнительная (проектируемая)
Особая группа	0	0	0
I	0	0	0
II	50	0	50
III	1850	0	1850

5. Точки присоединения к электрическим сетям или источник электроснабжения (подстанция, электростанция, распределительное устройство, секции распределительного устройства, ячейки), напряжение, на котором должны быть спроектированы и построены воздушные или кабельные линии электропередачи, питающие электроустановки объекта, ожидаемый уровень тока в аварийном режиме в точках присоединения:

источник электроснабжения: ПС 110 кВ «Давид-Городок»;

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. №подл.							
Изм.	Кол.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист 58

точки присоединения: ВЛ-10 кВ № 546 (II секция шин ЗРУ-10 кВ ПС 110 кВ «Давид-Городок») и проектируемые ячейки на I и II секциях шин ЗРУ-10 кВ ПС 110 кВ «Давид-Городок»;

место подключения к ВЛ-10 кВ № 546 выбрать с представителем Столинского РЭС;

напряжение электроснабжения объекта: 10/0,4 кВ.

6. Способ электроснабжения (количество и сечение воздушных или кабельных линий электропередачи):

в центре нагрузок выполнить строительство головной трансформаторной подстанции ТП-10/0,4 кВ (далее – проектируемая ТП-1) с расширенным числом присоединений, с внутренним обслуживанием, на две секции шин РУ-10 кВ, две секции шин РУ-0,4 кВ, на два силовых трансформатора, с отдельными помещениями РУ-10 кВ, РУ-0,4 кВ, трансформаторов, со скатной крышей и металлическими дверями;

на каждой секции шин РУ-10 кВ проектируемой ТП-1 предусмотреть наличие резервного места для установки двух ячеек 10 кВ;

при необходимости, выполнить строительство дополнительных ТП-10/0,4 кВ (далее – проектируемые ТП-2, ТП-3), тип и количество ТП определить проектом;

электроснабжение проектируемых ТП-2, ТП-3 (при условии строительства) выполнить от проектируемой ТП-1 по лучевой схеме;

строительную часть проектируемых ТП выполнить с перспективой установки трансформаторов мощностью на один номинал выше проектируемой;

необходимость наличия резервного места для установки дополнительных ячеек в РУ-10 кВ проектируемых ТП-2, ТП-3 решить проектом с учетом перспективного развития квартала;

выполнить строительство КЛ-10 кВ от I секции шин ЗРУ-10 кВ ПС 110 кВ «Давид-Городок» до I секции шин РУ-10 кВ проектируемой ТП-1 и от II секции шин ЗРУ-10 кВ ПС 110 кВ «Давид-Городок» до II секции шин РУ-10 кВ проектируемой ТП-1;

проектируемые КЛ-10 кВ выполнить с применением силовых кабельных линий 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, сечение кабелей определить с учетом проектируемой и перспективной нагрузок;

секционирование проектируемых КЛ-10 кВ рекомендуется выполнить на расстоянии не более 3-4 км;

строительство проектируемых КЛ-10 кВ предусмотреть в различных траншеях;

предусмотреть электрическую связь II секции шин РУ-10 кВ проектируемой ТП-1 с ВЛ-10 кВ № 546 посредством строительства КЛ-10 кВ, сечение принять с допустимой нагрузкой, аналогичной установленному проводу ВЛ-10 кВ № 546;

объем низковольтных сетей объекта решить необходимым количеством кабельных линий расчетного сечения с разных секций шин РУ-0,4 кВ проектируемых ТП согласно категоричности;

Изм.	Кол.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Инв. Неодл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<u>секционирование проектируемых КЛ-10 кВ рекомендуется выполнить на расстоянии не более 3-4 км;</u>
									<u>строительство проектируемых КЛ-10 кВ предусмотреть в различных траншеях;</u>
									<u>предусмотреть электрическую связь II секции шин РУ-10 кВ проектируемой ТП-1 с ВЛ-10 кВ № 546 посредством строительства КЛ-10 кВ, сечение принять с допустимой нагрузкой, аналогичной установленному проводу ВЛ-10 кВ № 546;</u>
<u>объем низковольтных сетей объекта решить необходимым количеством кабельных линий расчетного сечения с разных секций шин РУ-0,4 кВ проектируемых ТП согласно категорийности;</u>									
						03/22/25-РЗ		Лист 59	

проектом определить необходимость ликвидации объектов растительного мира. При необходимости, ликвидации объектов растительного мира и выполнении компенсационных мероприятий по восстановлению зеленых насаждений руководствоваться Положением о порядке определения условий проведения компенсационных посадок либо осуществления компенсационных выплат стоимости удаленных, пересаживаемых объектов растительного мира;

предусмотреть устройство уличного освещения;

исполнение уличного освещения решить проектом;

предусмотреть отдельными сводными сметными расчетами строительство сетей 10 кВ, 0,4 кВ, ТП и уличного освещения;

предусмотреть сводным сметным расчетом затраты на выполнение пускопалаточных работ по оборудованию ПС, ТП, АСКУЭ, РЗА и испытанию сетей и оборудования.

7. Требования по усилению существующих электрических сетей в связи с появлением нового потребителя, изменением разрешенной к использованию мощности, категории по надежности электроснабжения, точек присоединения (проектирование и строительство новых линий электропередачи, подстанций, увеличение сечений проводов или кабелей, замена или увеличение мощности силовых трансформаторов, сооружение дополнительных ячеек в распределительных устройствах, установка необходимых устройств релейной защиты автоматики и телемеханики, расширение строительной части распределительных устройств). В отдельных случаях указывается необходимость разработки варианта сооружения блок-станции или вариантов схемы внешнего электроснабжения. Обоснование (расчет) требований по усилению существующих электрических сетей, необходимости разработки варианта сооружения блок-станции или вариантов схемы внешнего электроснабжения подлежит оформлению энергоснабжающей организацией (властью электрической сети) в виде приложения к техническим условиям на присоединение со ссылками на нормативные правовые акты, строительные нормы и иные обязательные для соблюдения требования технических нормативных правовых актов, подтверждающие указанные требования или необходимость;

на I и II секциях шин ЗРУ-10 кВ ПС 110 кВ «Давид-Городок» установить и ошиновать по одной ячейке с вакуумными выключателями и микропроцессорными защитами, аналогичными установленным, стыкующиеся с установленными без переходных шкафов. Трансформаторы тока применить с двумя коэффициентами трансформации, установленными во всех трех фазах, также установить трансформаторы тока нулевой последовательности. Принципиальные технические решения согласовать с филиалом «Пинские электрические сети» РУП «Брестэнерго» на стадии проектирования;

выполнить увязку СРЗА проектируемых ячеек с общеподстанционными защитами;

выполнить обработку проектируемых ячеек 10 кВ защитным составом типа «Импульс» или аналог;

при необходимости предусмотреть проектом реконструкцию системы компенсации емкостных токов однофазного замыкания на землю на I и II секциях

Взам. инв. №	Подп. и дата	с установленными без переходных шкафов. Трансформаторы тока применить с двумя коэффициентами трансформации, установленными во всех трех фазах, также установить трансформаторы тока нулевой последовательности. Принципиальные технические решения согласовать с филиалом «Пинские электрические сети» РУП «Брестэнерго» на стадии проектирования; <u>выполнить увязку СРЗА проектируемых ячеек с общеподстанционными защитами;</u> <u>выполнить обработку проектируемых ячеек 10 кВ защитным составом типа «Импульс» или аналог;</u> <u>при необходимости предусмотреть проектом реконструкцию системы компенсации емкостных токов однофазного замыкания на землю на I и II секциях</u>						
Инв. Неподр.								
Изм.	Кол.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ		Лист
								60

шин ЗРУ-10 кВ ПС 110 кВ «Давид-Городок». Тип режима работы нейтрали определить проектом по согласованию с филиалом «Пинские электрические сети» РУП «Брестэнерго»;

в точке подключения проектируемой КЛ-10 кВ к ВЛ-10 кВ № 546 установить коммутационный аппарат. Тип коммутационного аппарата определить проектом, также предусмотреть защиту от всех видов перенапряжения;

выполнить вынос сетей 0,4-10 кВ, попадающих под пятно застройки объекта (выполнить отдельными сметами). Объем работ, трассы выноса и точки врезки согласовать со Столинским РЭС и всеми заинтересованными организациями на стадии проектирования.

8. Требования по установке коммутационной аппаратуры и типа ячеек питающих присоединений в распределительных устройствах на источнике и объекте энергоснабжения:

в проектируемых ТП установить силовые трансформаторы необходимой мощности;

тип и мощность трансформаторов определить проектом с учетом проектируемой и перспективной нагрузок;

РУ-10 кВ проектируемой ТП-1 решить на базе линейных ячеек с вакуумными выключателями и микропроцессорными защитами. Трансформаторы тока применить с двумя коэффициентами трансформации, установленными во всех трех фазах, также установить трансформаторы тока нулевой последовательности;

предусмотреть установку трансформаторов напряжения на каждой секции шин РУ-10 кВ проектируемой ТП-1, во вводных ячейках установить ОЛСП;

в РУ-0,4 кВ установить шкаф собственных нужд 0,4 кВ (ШСН-0,4 кВ). ШСН-0,4 кВ выполнить отдельно стоящим. Место установки согласовать со Столинским РЭС на стадии проектирования;

выполнить четырехстороннее питание ШСН-0,4 кВ проектируемой ТП-1 от I и II секций шин РУ-0,4 кВ и от ОЛСП с организацией АВР-0,4 кВ;

РУ-0,4 кВ проектируемых ТП, ШСН-0,4 кВ и РШ-0,4 кВ оборудовать автоматическими выключателями 0,4 кВ в соответствии с требованиями СТП 33243.17.105-16, предусмотрев наличие резервных точек присоединения;

ячейки 10 кВ в проектируемых ТП должны быть оснащены блокировками, исключающими доступ персонала к токоведущим частям находящимся под напряжением без отключения соответствующего коммутационного аппарата и обработаны защитным составом типа «Импульс» или аналог;

тип и комплектацию оборудования устанавливаемого в проектируемых ТП согласовать на стадии проектирования и закупки с филиалом «Пинские электрические сети» РУП «Брестэнерго».

9. Расчетные значения токов короткого замыкания, требования к релейной защите, автоматике, грозозащите, оперативному току, телемеханике, связи, изоляции и защите от перенапряжения:

ток трехфазного короткого замыкания на I и II секциях шин ЗРУ-10 кВ ПС 110 кВ «Давид-Городок» Т-1 – 6,0 кА, Т-2 – 5,9 кА;

Изм.	Кол.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Инв. Неподр.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<u>исключающими доступ персонала к токоведущим частям находящимся под напряжением без отключения соответствующего коммутационного аппарата и обработаны защитным составом типа «Импульс» или аналог;</u>
									<u>тип и комплектацию оборудования устанавливаемого в проектируемых ТП согласовать на стадии проектирования и закупки с филиалом «Пинские электрические сети» РУП «Брестэнерго».</u>
9. Расчетные значения токов короткого замыкания, требования к релейной защите, автоматике, грозозащите, оперативному току, телемеханике, связи, изоляции и защите от перенапряжения:									
<u>ток трехфазного короткого замыкания на I и II секциях шин ЗРУ-10 кВ ПС 110 кВ «Давид-Городок» Т-1 – 6,0 кА, Т-2 – 5,9 кА;</u>									
						03/22/25-РЗ		Лист	
								61	

заземление проектируемых ТП выполнить с применением глубинных заземлителей, с устройством смотровых колодцев в местах соединения вертикальных и горизонтальных заземлителей;

тип и источник оперативного тока в проектируемых ТП определить проектом по согласованию с филиалом «Пинские электрические сети» РУП «Брестэнерго»;

релейную защиту и автоматику выполнить на микропроцессорной базе;

проектом выполнить расчёт уставок РЗА ЛЭП-10 кВ № 546 и проектируемых сетей 10 кВ в нормальном и аварийном режимах. Расчёты предоставить на проверку в филиал «Пинские электрические сети» РУП «Брестэнерго»;

при необходимости произвести реконструкцию ячеек 10 кВ фидера № 546 на ПС 110 кВ «Давид-Городок» в необходимых объемах. Объемы реконструкции согласовать с филиалом «Пинские электрические сети» РУП «Брестэнерго»;

при выборе оборудования средств автоматики и защит, учитывать показатели качества электроэнергии энергосистемы согласно ГОСТ 32144-2013 и ГОСТ 33073-2014 (отклонение напряжения, длительность провала напряжения и т.д.);

телемеханизацию проектируемых ТП, вновь устанавливаемых и реконструируемых ячеек на ПС 110 кВ «Давид-Городок» выполнить в соответствии с «Типовыми техническими требованиями по телемеханизации сетей 0,4-10 кВ (РП, ТП)» (прилагаются), обеспечив интеграцию в существующую систему телемеханики Столинского РЭС;

обеспечить передачу информации с объекта в программно-технический комплекс АСДТУ РУП «Брестэнерго» (далее – ПТК АСДТУ РУП «Брестэнерго») и возможность управления коммутационными аппаратами объекта из ПТК АСДТУ РУП «Брестэнерго»;

изоляция в РУ-10 кВ проектируемых ТП применить фарфоровую.

10. Требования к компенсации реактивной мощности:

необходимость компенсации реактивной мощности определить проектом, в случае необходимости, установку компенсирующих устройств организовать у потребителя.

11. Специальные требования по установке фильтрокомпенсирующих, симметрирующих и стабилизирующих устройств для потребителей, генерирующих гармоники в электрическую сеть, вносящих несимметрию или создающих колебания напряжения, а также приборов контроля качества электрической энергии у ее приемников в соответствии со строительными нормами и иными обязательными для соблюдения требованиями технических нормативных правовых актов: в проекте электроснабжения выполнить оценку влияния подключаемых к сети электроустановок на качество электроэнергии, по результатам которой предусмотреть необходимые меры по исключению неблагоприятного влияния на электрические сети РУП «Брестэнерго» в соответствии с п. 33.1 ГОСТ 30331.1-2013.

12. Требования по выполнению схемы электроснабжения или необходимость принятия других мер для потребителей, электроустановки которых чувствительны к

Взам. инв. №						
Подп. и дата						
Инв. №подл.						
Изм.	Кол.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ
						Лист 62

кратковременным провалам напряжения, исключаящих расстройство технологического процесса при кратковременных перерывах электроснабжения и снижении напряжения, обусловленных аварийными режимами, действием устройств релейной защиты и автоматики энергосистемы и потребителей, а также выделение ответственных электроприемников, аварийной брони электроснабжения на отдельные резервируемые питающие линии в целях сохранения электроснабжения таких электроприемников при возникновении дефицита мощности в энергосистеме: определить проектом.

13. Тип вводного устройства (типы вводных устройств): определить проектом.

14. Расчетный учет электрической энергии выполнить в соответствии с требованиями следующих нормативных правовых актов и обязательных к применению технических нормативных правовых актов: правила электроснабжения (с изменениями и дополнениями), ТКП-339-2022, СН 4.04.01-2019, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012.

15. Требования к измерительным трансформаторам тока, напряжения, средствам расчетного учета электрической энергии (мощности): согласно техническим требованиям к организации АСКУЭ.

16. При необходимости создания автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (далее – АСКУЭ) – общие требования к АСКУЭ: согласно техническим требованиям к организации АСКУЭ.

17. Требования к техническим средствам и программно-информационному обеспечению АСКУЭ: согласно техническим требованиям к организации АСКУЭ.

18. Порядок сдачи АСКУЭ в опытную и постоянную эксплуатацию: согласно техническим требованиям к организации АСКУЭ.

19. Требования к присоединению блок-станций: отсутствуют.

20. Технические мероприятия, обеспечивающие заявленную юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем категорию по надежности электроснабжения (категория по надежности электроснабжения определяется в соответствии с требованиями технических нормативных правовых актов):

внутреннюю схему электроснабжения решить проектом согласно категории по надежности электроснабжения;

предусмотреть защиту от всех видов перенапряжения;

необходимость, тип и место установки УЗО определить проектом;

необходимость установки автономного источника питания (АИП) решить проектом, предусмотрев схему подключения АИП, исключаящую возможность подачи напряжения в энергосистему.

21. Мероприятия по обеспечению требуемого качества электрической энергии:

в случае необходимости выполнить мероприятия по обеспечению требуемого качества электрической энергии;

Взам. инв. №	<u>внутреннюю схему электроснабжения решить проектом согласно категории</u> <u>по надежности электроснабжения;</u> <u>предусмотреть защиту от всех видов перенапряжения;</u> <u>необходимость, тип и место установки УЗО определить проектом;</u> <u>необходимость установки автономного источника питания (АИП) решить</u> <u>проектом, предусмотрев схему подключения АИП, исключающую возможность</u> <u>подачи напряжения в энергосистему.</u> 21. Мероприятия по обеспечению требуемого качества электрической энергии: <u>в случае необходимости выполнить мероприятия по обеспечению</u> <u>требуемого качества электрической энергии;</u>					
	Подп. и дата					
Инв. Неподр.						
	03/22/25-РЗ					
Изм.	Кол.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

строительство электроустановок выполнить в соответствии с ПУЭ и ТКП 339-2022.

22. Необходимость согласования прохождения трассы воздушной (кабельной) линии электропередачи с землепользователями, в том числе посредством установления земельных сервитутов для обеспечения прохода (прокладки) и эксплуатации воздушной (кабельной) линии электропередачи:

трассы электрических сетей и привязку к действующим электроустановкам согласовать с землепользователями, в том числе посредством установления земельных сервитутов для обеспечения прохода (прокладки) и эксплуатации сетей, и всеми заинтересованными организациями.

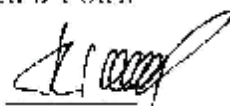
Настоящие технические условия действуют:

в течение двух лет – с даты их выдачи до начала строительно-монтажных работ;

после начала строительно-монтажных работ – до присмки объекта в эксплуатацию.

Приложение: 1. Технические требования к организации АСКУЭ от 16.07.2024 № 23/714 на 4 л. в 1 экз;
2. Типовые технические требования по телемеханизации сетей 0,4-10 кВ (РП, ТП) на 4 л. в 1 экз.

Первый заместитель генерального
директора – главный инженер
(уполномоченное должностное лицо)


(подпись)

А.Б.Матюк
(инициалы, фамилия)

Технические условия от 29.05.2024 № 20/6206 считать утратившими силу.

Изм.	Кол.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	03/22/25-РЗ	Лист 64

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Исходные данные для проектирования



БРЕСТЭНЕРГО

ФИЛИАЛ «ПИНСКИЕ ЭЛЕКТРИЧНЫЕ СЕТИ»
РУП «БРЕСТЭНЕРГО»

ФИЛИАЛ «ПИНСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»
РУП «БРЕСТЭНЕРГО»

СТОЛИНСКИ РАЕН ЭЛЕКТРИЧНЫХ СЕТАК

ул. Граничная, 31, 225510, г. Столин
Брестская область, Республика Беларусь
тел. (01655) 2 23 47, факс (01655) 2 21 02
stolin_priem@brestenergo.by
р/р BY58BAPB30124765300110000000 у ЦБП № 137 у г. Пинску
Региональная дирекция по Брестской области ОАО «Белгипропромбанк»
BIC BARBYU2X; УНП 200050653

СТОЛИНСКИЙ РАЙОН ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

ул. Граничная, 31, 225510, г. Столин
Брестская область, Республика Беларусь
тел. (01655) 2 23 47, факс (01655) 2 21 02
stolin_priem@brestenergo.by
р/р BY58BAPB30124765300110000000 у ЦБП № 137 у г. Пинске
Региональная дирекция по Брестской области ОАО «Белгипропромбанк»
BIC BARBYU2X; УНП 200050653

22.05.2025 № 34/404
На № 26 ад 21.05.2025

Директору ООО «ЭлектроСпектрПроект»
г. Брест, ул. Советской Конституции, д. 18
224032, т./ф. 8(0162) 50-90-00
П.В.Ткачук

О предоставлении информации

Во исполнение пунктов по объекту «Квартал индивидуальной жилой застройки в урочище «Городец» аг. Олышаны Столинского района» предоставляем исходные данные для расчета цепей РЗА:

ВЛ-10кВ №546 от ПС 110/10кВ «Д.-Городок» 2СШ-10 I_{мах}=74А, в ремонтном режиме с ВЛ-10кВ №544 от ПС 110/10кВ «Д.-Городок» 1СШ-10 (точка нормального разрыва в ТП-736) I=150А.

На данной линии ТП/РП с выполненной РЗА нет, на ВЛ установлены реклоузеры Р-247 и Р-182, в ремонтном режиме ВЛ-546/544 реклоузеры незадействованные.

Схема и уставки РЗА прилагаются.

Начальник

И.А.Апанович

Кацевич 22102

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. Неодобл.	
Кацевич 22102	



**СТОЛИНСКІ РАЁННЫ
ВЫКАНАЎЧЫ КАМІТЭТ**

вул. Савецкая, 69, 225510, г. Столін
тэл. (8-01655) 2 30 08, факс (8-01655) 2 30 41
email: Stolinrik@brest.by
р/р ВУ3604000002439120000 у ЦБП 124
філіяла № 121 ААБ «Беларусбанк»
БІК АКBBVY21121 УНІУ 200115268

03.06.2024 № 01-20/17

Ha N_2	or
----------	----

**СТОЛИНСКИЙ РАЙОННЫЙ
ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ КОМИТЕТ**

ул. Советская, 69, 225510, г. Столин
тэл. (8-01655) 2 30 08. факс (8-01655) 2 30 41
email Stolinrik@brest.by
р/р ВУ3604000002439120000 у ЦБУ 124
Филиала № 121 АСБ «Беларусбанк»
БІК АКВВВУ21121 УНП 200115268

Комитет по архитектуре и
строительству
Брестского облисполкома
копия
РУП «Брестэнерго»

О перспективных электрических нагрузках

Столинский районный исполнительный комитет информирует, что реализация плана развития квартала индивидуальной жилой застройки в урочище «Городец» аг. Ольшаны Столинского района планируется в три этапа:

1-й этап: проектирование в 2024 году и строительство в 2025-2026 годах квартала индивидуальной жилой застройки на 157 земельных участках, включая размещение торгового центра с испрашиваемой электрической мощностью 1850 кВт;

2-й этап: проектирование в 2026 году и строительство в 2027-2028 годах квартала индивидуальной жилой застройки на 107 земельных участков с испрашиваемой электрической мощностью 1270 кВт согласно перспективе развития квартала;

3-й этап: проектирование и строительство ориентировочно в 2028-2030 годах средней школы на 765 мест согласно перспективы развития квартала. Испрашиваемая электрическая мощность определяется по принятому источнику теплоснабжения – школьной котельной. При использовании природного газа, местных видов топлива (дрова, пилеты, щепа) для теплоснабжения школы испрашиваемая электрическая мощность составит 500 кВт, а при использовании электрической энергии для теплоснабжения школы испрашиваемая электрическая мощность составит 4000 кВт.

Суммарная испрашиваемая электрическая мощность составит:

- 3620 кВт – при использовании природного газа, местных видов топлива для теплоснабжения школы;
- 7120 кВт – при использовании электрической энергии для теплоснабжения школы.

Взам. инв. №	Подп. и дата	принятому источнику теплоснабжения – школьной котельной. При использовании природного газа, местных видов топлива (дрова, пилеты, щепа) для теплоснабжения школы испрашиваемая электрическая мощность составит 500 кВт, а при использовании электрической энергии для теплоснабжения школы испрашиваемая электрическая мощность составит 4000 кВт. Суммарная испрашиваемая электрическая мощность составит: - 3620 кВт – при использовании природного газа, местных видов топлива для теплоснабжения школы; - 7120 кВт – при использовании электрической энергии для теплоснабжения школы.						Лист 66
		03/22/25-РЗ						
Инв. Неодпл.								
Изм.	Кол.	Лист	Неодк.	Подп.	Дата			

Перспективные электрические нагрузки по 2-му и 3-му этапу нужно учитывать при проектировании кабельных линий электропередачи напряжением 10 кВ от ПС 110/10 кВ «Давид-Городок» до проектируемого квартала, так как на 1-м этапе необходимо обеспечить пропускную способность подводящих кабельных линий 10 кВ протяженностью около 25,0 км суммарной электрической нагрузке (3620 кВт или 7120 кВт).

На основании изложенного просим предоставить информацию о возможности использования электрической энергии для теплоснабжения средней школы в квартале индивидуальной жилой застройки в урочище «Городец» аг. Олышаны Столинского района или исключить рассмотрение данного источника теплоснабжения.

Заместитель председателя



С.А.Стовба

Кудажинский 28509
Скребец 22318

Име. Непопл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							03/22/25-РЗ	Лист 67
			Изм.	Кол.	Лист.	Недок.	Подп.	Дата		

Инв. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

<i>Изм.</i>	<i>Кол.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>

03/22/25-P3

Лист
68

Наименование защищаемого оборудования	Наименование защиты и автоматики	Трансформаторы тока или напряжения		Тип реле	Уставки РЗА			ПРИМЕЧАНИЕ	Дата и основание подтверждающее уставку. Подпись
		тип	коэфф. трансф.		ток, напряжение, соотношение срабатывания				
					первичн (А, В, Ом)	вторичн. (А, В, Ом)	время (сек.)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС 110/10 Д. ГОРОДОК	Дифференц. токов. защита	ТВТ-110	200/5	ДЗТ-11	121,5	3√3	0	вкл. КЗ-110	пис. 19/7598
								откл. ОД-110	от 05.08.2019
								откл. В-10*	
Т-1 S = 16 мВА	стор. 110 кВ стор. 10 кВ	ТВТ-110	200/5		W 110= W диф. =19 вит.			откл. СВ-110	в соотв. с режимом
					W 10 = W 1 ур.+ W диф. = 5 + 19 = 24 вит.				
					W торм. 10 = 13 вит.				
	МТЗ-110	ТВТ-110	200/5	РТ-40	200	5 √ 3	2	откл. В-10	
							2,5	вкл. КЗ-110	
								откл. ОД-110	
								откл. СВ-110	в соотв. с режимом
	НЗТ-110	ТВ-ЭК-110	200/5	РЗТ-110	200	5 √ 3	4,5	откл. ОД-110	т/ф 185/РЗА
									от 20.11.2019
	Ускорение МТЗ-10	ТОЛ-10	1500/5	МР-741	1600	5,3	0,5	откл. В-10	
	МТЗ-10	ТОЛ-10	1500/5	МР-741	1600	5,3	2	откл. В-10	
							2,5	вкл. КЗ-110	
								откл. ОД-110	
								откл. СВ-110*	в соотв. с режимом
	ТП-110	ТВТ-110	200/5	РТ-40	96	2,4 √ 3	6	сигнал	
	Блокировка ОД-110	ТШЛ-0,5	500/7,5	РТ-40/6	300	4,5	0,4	откл. ОД -110	
	АПВ						3	выведено	Таблица режимов

Д. Городок

Страница 60

Име. Неподр.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Наименование защищаемого оборудования	Наименование защиты и автоматики	Трансформаторы тока или напряжения		Тип реле	Уставки РЗА				ПРИМЕЧАНИЕ	Дата и основание подтверждающее уставку. Подпись
		тип	коэфф. трансф.		ток, напряжение, сопротивление срабатывания					
					первичн (А, В, Ом).	вторичн. (А, В, Ом)	время (сек.)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ПС 110/10	Дифференц. токов.	ТВТ-110	200/5	ДЗТ-11	121.5	3√3	0	вкл. КЗ-110	пис. 19/7598	
Д. ГОРОДОК	защита							откл. ОД-110	от 05.08.2019	
T-2								откл. В-10		
S = 16 мВА	стор. 110 кВ	ТВТ-110	200/5				W 110= W диф. =19 вит.	откл. СВ-110		
	стор. 10 кВ	ТОЛ-10	1500/5				W 10 = W 1 ур.+ W диф. = 5 + 19 = 24 вит.			
							W торм. 10 = 13 вит.			
	МТЗ-110	ТВТ-110	200/5	РТ-40	200	5 √ 3	2	откл. В-10		
							2,5	вкл. КЗ-110		
								откл. ОД-110		
								откл. СВ-110	в соотв. с режимом	
	НЗТ-110	ТВ-ЭК-110	200/5	РЗТ-110	200	5 √ 3	6	откл. ОД-110	т/ф 184/РЗА	
									от 19.11.2019	
	Ускорение МТЗ-10	ТОЛ-10	1500/5	МР-741	1600	5,3	0,5	откл. В-10		
	МТЗ-10	ТОЛ-10	1500/5	МР-741	1600	5,3	2	откл. В-10		
							2,5	вкл. КЗ-110		
								откл. ОД-110		
								откл. СВ-110	в соотв. с режимом	
	ТП-110	ТВТ-110	200/5	РТ-40	96	2,4 √ 3	6	сигнал		
	Блокировка ОД-110	ТШЛ-0,5	500/7,5	РТ-40/6	300	4,5	0,4	откл. ОД -110		
	АПВ						3	выведено	Таблица режимов	

Име. Неподр.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Наименование защищаемого оборудования	Наименование защиты и автоматики	Трансформаторы тока или напряжения		Тип реле	Уставки РЗА				ПРИМЕЧАНИЕ	Дата и основание подтверждающее уставку. Подпись
		тип	коэфф. трансф.		ток, напряжение, сопротивление срабатывания					
					первичн (А, В, Ом).	вторичн. (А, В, Ом)	время (сек.)	8		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
	Газовая 3-та Т-1, Т-2			BF-80 Q			6	сигнал		
							0	вкл. КЗ-110		
								откл. ОД-110		
								откл. В-10		
								откл. СВ-110		
	Газовая защита РПН Т-1			URF 25/10			0	вкл. КЗ-110		
								откл. ОД-110		
								откл. В-10		
								откл. СВ-110		
	РПН Т-2			RS-1000			0	вкл. КЗ-110		
								откл. ОД-110		
								откл. В-10		
								откл. СВ-110		
С В - 1 0	МТЗ-10	ТОЛ-10	1000/5	MP-741	1200	6	1,5	откл. СВ-10	т/ф №142/РЗА	
	АВР-10 без самовозрата	стороны 10кВ		РН-54/160	сраб.	70В	18	вкл. СВ-10	07.02.2018	
									т/ф №209/РЗА	
									17.09.2020	
ТСН-0,4кВ		стороны 0,4кВ		РН-54/160	сраб.	140				
					возвр.	170				

Име. Не подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	Не док.	Подп.	Дата

Наименование защищаемого оборудования	Наименование защиты и автоматики	Трансформаторы тока или напряжения		Тип реле	Уставки РЗА				ПРИМЕЧАНИЕ	Дата и основание подтверждающее уставку. Подпись	
		тип	коэфф. трансф.		ток, напряжение, сопротивление срабатывания						
					первичн (А, В, Ом)	вторичн. (А, В, Ом)	время (сек.)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
ТН-10кВ I и II с.ш.				MP-600		U2>6В					
						Uф<55В	6	сигнал			
						Uф>67В	6	сигнал			
						U0>15В	6	сигнал			
СВ-110	I ст.										
				ДЗ-2	13,5 Ом	0,736	0	откл. СВ-110	пис. Брестэнерго № 19 / 36		
ВЛ-110	II ст.	ТФНД	300/5	ДЗ-2	23 Ом	1,26	1	откл. СВ-110			
Д. Городок- Столин	III ст.		110000/100	КРС	260 Ом	14,18	3	ограничено селективна			
	угол линии					φ=60°					
				Примечание: III ст. ДЗ ограничено селективна							
	I ст.			РТ-40	850 А	14	0	направлен.			
НТЗНП	II ст.	ТФНД	300/5	РТ-40	480 А	8	0,5	откл. СВ-110			
	III ст.			РТ-40	270 А	4,5	1	откл. СВ-110			
	IV ст.			РТ-40	100	1,67	1,5	откл. СВ-110			
				КРБ-12Б	I2 = 0,5 А 3 I0 - выведено						
Блокировка от качаний					I в.б. = 6,0 с. КТ = 0						
				Не блокируется от качаний							

Д. Городок

Страница 62

03/22/25-РЗ

Лист
71

Име. Неподр.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата

Наименование защищаемого оборудования	Наименование защиты и автоматики	Трансформаторы тока или напряжения		Тип реле	ток, напряжение, сопротивление срабатывания			ПРИМЕЧАНИЕ	Дата и основание подтверждающее уставку. Подпись
		тип	коэф. трансф.		первичн (А, В, Ом)	вторичн. (А, В, Ом)	время (сек.)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ВЛ-545 II с.ш.	МТЗ	ТОЛ-НТЗ-10	150/5	МР-741	150	5	1	откл. В-10	Расчет РЗА от 27.04.2021
	ТО	ТОЛ-НТЗ-10	150/5	МР-741	1400	46,7	0	откл. В-10	
	ОЗЗ	ТЗЛК-НТЗ-0.66	30/1	МР-741	10	0.33	6	сигнал	
	АПВ			МР-741				выведено	Режимные указания
ВЛ-546 II с.ш.	МТЗ	ТОЛ-НТЗ-10	200/5	МР-741	200	5	0.5	откл. В-10	Расчет РЗА от 24.10.2022
	ТО	ТОЛ-НТЗ-10	200/5	МР-741	1000	25	0	откл. В-10	
	ОЗЗ	ТЗЛК-НТЗ-0.66	30/1	МР-741	10	0.33	6	сигнал	
	АПВ			МР-741			9	выведено	Режимные указания
ВЛ-547 I с.ш.	МТЗ	ТОЛ-НТЗ-10	100/5	МР-741	100	5	0,5	откл. В-10	Расчет РЗА от 09.08.18
	ТО	ТОЛ-НТЗ-10	100/5	МР-741	650	32,5	0	откл. В-10	
	ОЗЗ	ТЗЛК-НТЗ-0.66	30/1	МР-741	10	0.33	6	сигнал	
	АПВ			МР-741			3	выведено	Режимные указания
ВЛ-548 II с.ш.	МТЗ	ТОЛ-НТЗ-10	100/5	МР-741	100	5	0,5	откл. В-10	Расчет РЗА от 30.07.19
	ТО	ТОЛ-НТЗ-10	100/5	МР-741	600	30	0	откл. В-10	
	ОЗЗ	ТЗЛК-НТЗ-0.66	30/1	МР-741	10	0.33	6	сигнал	
	АПВ			МР-741			3	выведено	Режимные указания

03/22/25-РЗ

