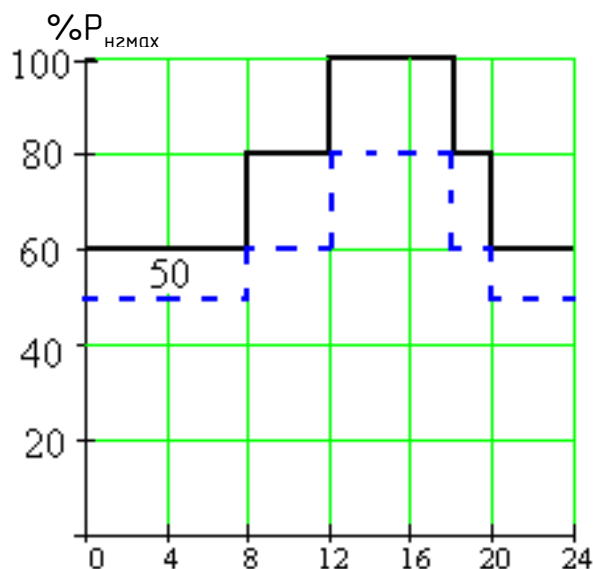


1.2. Исходные данные

1. Данные о сети: $U_H = 10 \text{ кВ}$; $P_{\text{MAX}} = 27 \text{ МВт}$; $\cos \varphi_H = 0,9$; тип сети – кабельная.
2. Собственные нужды: $P_{\text{MAX}} = 0,25 \text{ МВт}$; $\cos \varphi_H = 0,9$.
3. Потребители: 1-й категории – 20%; 2-й – 30%; 3-й – 50%.
4. Система С-1: $P_{\Sigma} = 800 \text{ МВт}$; $X_c = 0,6$.
5. Линии связи с системой С-1: $U_H = 110 \text{ кВ}$; $n = 2 \text{ шт.}$; $L = 60 \text{ км}$.
6. Нагрузка РП: № 1-3/4 МВт;
№ 4-8/3 МВт
7. Минимальное сечение кабеля от РП до ТП: $S_{\text{min}} = 35 \text{ мм}^2$.
8. Длина кабеля от шин п/ст до РП: $l = 1,8 \text{ км}$.
9. Синхронные компенсаторы отсутствуют.
10. Номер графика: 4



Пик нагрузки приходится на период времени с 12 до 18 часов и составляет 27 МВт.

1.3. Выбор электрической схемы ПС

1.3.1. Выбор принципиальной схемы подстанции

Для строительства подстанции выбираем Смоленскую область. Выбранная территория обладает следующими характеристиками: средняя температура зимой: $-7,6^{\circ}\text{C}$, летом: $+16,5^{\circ}\text{C}$ [5, с. 16]; климат умеренно континентальный; относится к избыточно увлажняемым территориям, осадков от 630 до 730 мм в год, больше в северо-западной части – где чаще проходят циклоны, максимум летом; среднегодовое количество дней с осадками от 170 до 190; нормативная толщина стенки гололеда для высоты 10м над поверхностью земли составляет 15 мм.

Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены, оставшиеся в работе, с учетом их допустимой аварийной перегрузки и резерва по сетям НН, обеспечивали питание нагрузки.

На подстанции имеется два напряжения 110 и 10кВ, питание происходит по двум линиям связи с системой С-1, поэтому принимаем принципиальную схему ПС, изображенную на рис. 2.1.

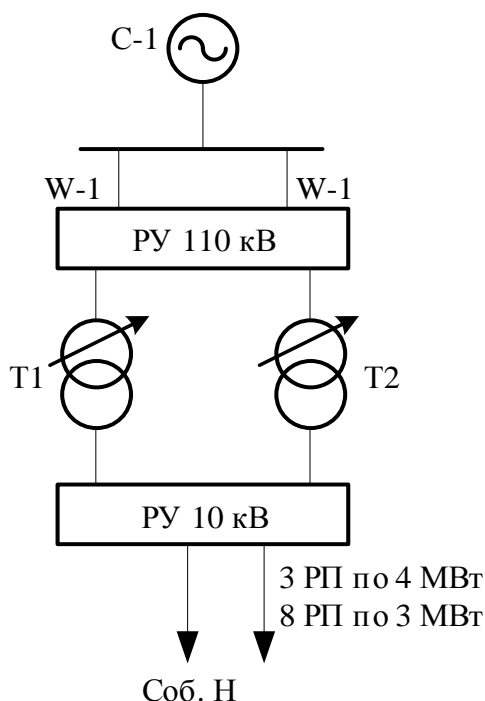


Рис. 2.1. Принципиальная схема подстанции

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

1.3.2. Выбор числа, типа и мощности главных трансформаторов

Выбор числа, типа и мощности главных трансформаторов подстанции будем проводить исходя из анализа суточных графиков нагрузки, которые приведены ниже на рис. 2.2.

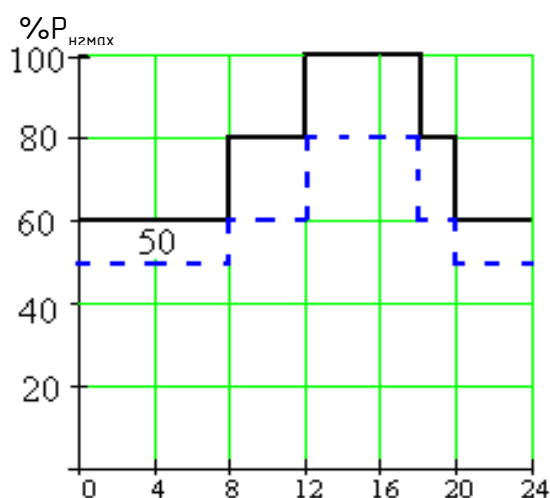


Рис. 2.2. Суточный график нагрузки сети 10 кВ в зимний и летний периоды

Для выбора мощности главных трансформаторов необходимо определиться с максимальной мощностью протекающей через трансформаторы: $P_{\max} = 27$ МВт. Т.к. не установлены источники реактивной мощности, полная мощность двухобмоточного трансформатора, может быть получена из графика активной мощности нагрузки: $S_{\Sigma} = P_{\Sigma} / \cos \varphi$, где $\cos \varphi = 0,9$

Таблица 2.1. – Расчетные мощности трансформатора (зима)

$\Delta t, \text{ч}$	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
$P_{\text{нс}}, \text{МВт}$	16,2	16,2	16,2	16,2	21,6	21,6	27	27	27	21,6	16,2	16,2
$P_{\text{сн}}, \text{МВт}$	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
$P_{\Sigma}, \text{МВт}$	16,45	16,45	16,45	16,45	21,85	21,85	27,25	27,25	27,25	21,85	16,45	16,45
$S_{\Sigma}, \text{МВА}$	18,28	18,28	18,28	18,28	24,28	24,28	30,28	30,28	30,28	24,28	18,28	18,28

Таблица 2.2. – Расчетные мощности трансформатора (лето)

$\Delta t, \text{ч}$	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
$P_{\text{нс}}, \text{МВт}$	13,5	13,5	13,5	13,5	16,2	16,2	21,6	21,6	21,6	16,2	13,5	13,5
$P_{\text{сн}}, \text{МВт}$	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
$P_{\Sigma}, \text{МВт}$	13,75	13,75	13,75	13,75	16,45	16,45	21,85	21,85	21,85	16,45	13,75	13,75
$S_{\Sigma}, \text{МВА}$	14	14	14	14	18,28	18,28	24,28	24,28	24,28	18,28	14	14

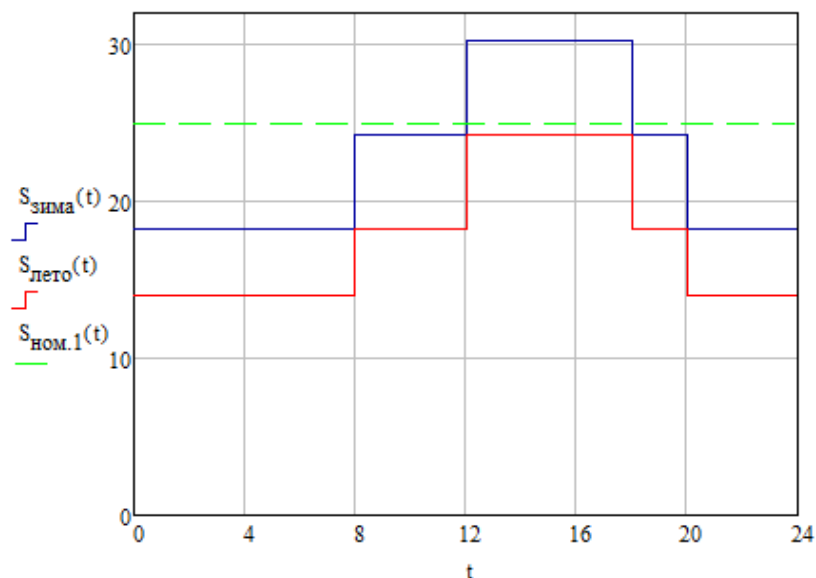


Рисунок 2.3. Графики нагрузки полной мощности трансформатора связи

Полученная мощность будет протекать в случае выхода одного трансформатора из строя, и вся нагрузка будет течь через один трансформатор. Когда же оба трансформатора будут в работе (нормальный режим), по каждому трансформатору будет протекать половина полученной мощности.

Таким образом, наибольшая мощность, протекающая через трансформатор, составляет 30,28 МВА в аварийном режиме зимой.

По таблице 5.18, предположительно устанавливаем на ПС два двухобмоточных трансформатора ТРДН 25000/110 с номинальной мощностью $S_{\text{номтр-ра}} = 25$ МВА (рис. 2.3). Для трансформаторов с расщепленной обмоткой допускаются те же перегрузки, отнесенные к номинальной мощности каждой ветви, что и для трансформаторов с нерасщепленной обмоткой [5, пункт 1.8].

В нормальном режиме работы $S_{\text{ном}} = 2 \cdot 25 = 50$ МВА, следовательно, перегрузок нет. Проверим данный трансформатор по аварийной перегрузке зимой, когда один трансформатор отключен ($S_{\text{ном}} = 25$ МВА), для этого определим коэффициент начальной нагрузки трансформатора K_1 по формуле:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном...тр-ра}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \dots + \Delta t_m}}$$

$$K_1 = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{18,28^2 \cdot 8 + 24,28^2 \cdot 4 + 24,28^2 \cdot 2 + 18,28^2 \cdot 4}{8 + 4 + 2 + 4}} = 0,869$$

Определим предварительное значение коэффициента перегрузки трансформатора K_2' .

$$K_2' = \frac{1}{S_{\text{ном...тр-ра}}} \sqrt{\frac{(S_1')^2 \Delta h_1 + \dots + (S_p')^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \dots + \Delta h_p}}; \quad K_2' = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{6 \cdot 30,28^2}{6}} = 1,211$$

$$\text{Сравним } K_2' \text{ с } (0,9 \cdot K_{\text{max}}): K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}};$$

$$K_{\text{max}} = \frac{30,28}{25} = 1,211; \quad K_{\text{max}} \cdot 0,9 = 1,211 \cdot 0,9 = 1,09$$

$$\text{Так как } K_2' \geq 0,9 K_{\text{max}}, \text{ то } K_{2(\text{рас})}^{\text{отк } T1(T2)} = K_2' = 1,211$$

Допустимость аварийных перегрузок трансформаторов класса напряжения до 110кВ включительно может определяться в зависимости от значения начальных нагрузок при различных значениях температуры охлаждающей среды $\theta_{\text{охл}}$. Согласно ГОСТ 14209-85 из таблицы 9 ($K_1 = 0,869$) выбираем значение $K_f = 0,9$ при $\theta_{\text{охл}} = -10^\circ\text{C}$ и при $h=6\text{ч}$ допустимых аварийных перегрузок получаем значение $K_{2\text{ доп}}^{\text{авар.пер}} = 1,6$. Сравним значения $K_{2(\text{рас})}^{\text{отк } T1(T2)}$ с допустимым значением $K_{2\text{ доп}}^{\text{авар.пер}}$.

Если $K_{2(\text{рас})}^{\text{отк } T1(T2)} < K_{2\text{ доп}}^{\text{авар.пер}}$, то трансформатор может перегружаться по заданному графику нагрузки: $1,211 < 1,6$.

Данный трансформатор ТРДН 25000/110-У1 проходит проверку успешно и удовлетворяет всем условиям работы. Занесем номинальные данные трансформатора в табл. 2.3.

Таблица 2.3. – Номинальные данные трансформатора ТРДН 25000/110-У1

$S_{\text{ном}}$, МВт	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
25	115	10,5	27	120	10,5	0,7

Вывод: В этой главе выбрали принципиальную схему ПС 110/10 кВ, также произведен расчет суточных графиков нагрузки, по которым были выбраны число, тип и мощность главных трансформаторов подстанции с учетом их перегрузочной способности.

1.4. Выбор электрических схем РУ всех напряжений

1.4.1. Выбор электрической схемы ОРУ-110кВ

Согласно рекомендациям по применению типовых принципиальных электрических схем РУ ПС 35–750 кВ (2010г.), определяющим фактором для выбора электрической схемы на высшем напряжении будем считать: число присоединений, надёжность электроснабжения и перспективы развития. Для ранее выбранной схемы ПС имеем четыре присоединения – 2 линии связи с системой, 2 трансформатора [3]. Согласно нормам технологического проектирования подстанций и типовым схемам на напряжении 110 кВ при количестве присоединений равном четырем выбираем схему 110-4Н два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий [1] (рис 3.1.).

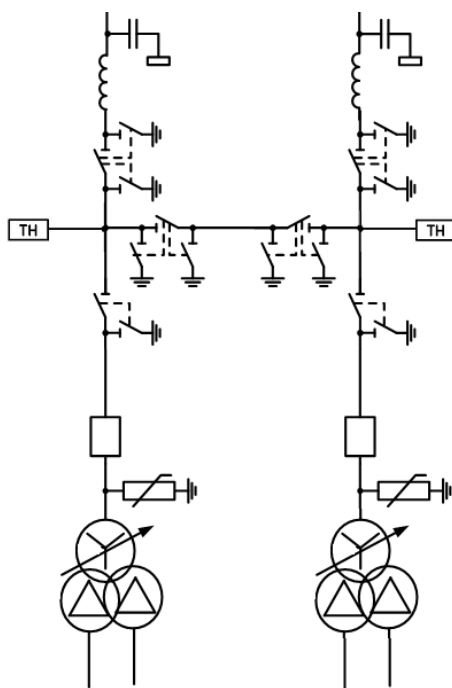


Рис. 3.1. Схема РУ 110кВ: Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

Область применения такой схемы распределительные устройства на 35–220 кВ, тип ПС: тупиковая или ответвительная. Достоинствами схемы являются наличие неавтоматической перемычки, которая позволяет выводить оборудование в ремонт без остановки питания потребителей. В нормальном режиме разъединители в неавтоматической перемычке отключены, а остальные разъединители, а также выключатели в схеме включены. Перемычка замыкается при отключении одной из линий, чтобы оставить в

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

работе оба трансформатора. Возможно расширение схемы с одной или двумя системами СШ (с обходной системой шин, либо без нее). При этом учитываются следующие конструктивные особенности: под каждое присоединение, включая перемычку, предусматривают отдельную ячейку, аналогично компоновки схем с одной – двумя системами СШ; каждый участок ошиновки между выключателями и ремонтной перемычкой выполняют в виде отдельной системы или секции системы СШ; разъединители со стороны присоединения линий и трансформаторов устанавливаются под выходными линейными порталами. При поэтапном расширении секционный или шиносоединительный выключатель устанавливается в ячейке перемычки.

Отказ линии или выключателя приводит к отключению по одному трансформатору на всех смежных ПС, подключенных к данной линии. Рассматриваемые отказы не должны приводить к ограничению электроснабжения потребителей при достаточной нагрузочной способности оставшихся в работе трансформаторов, а также действию АВР на стороне НН напряжения трансформатора. Схема проста, занимает минимально отчуждаемые с учетом количества присоединений, надежна и экономична, достаточно широко применяется в реально существующих подстанциях.

Недостатки схемы – относительная сложность расширения схемы при увеличении числа присоединений. Есть возможность полной остановки электроснабжения в случае, когда один блок выведен в ремонт, а на втором происходит авария.

1.4.2. Выбор электрической схемы РУ-10кВ

Согласно рекомендациям по применению типовых принципиальных электрических схем РУ ПС 35–750 кВ, для обеспечения электроэнергией местных потребителей и собственных нужд на ПС используются РУ 10(6) кВ [3]. Применяются схемы с одной, двумя, четырьмя секционированными системами СШ. Секционный выключатель нормально держат отключённым для ограничения токов КЗ. Число присоединений к одной секции не должно превышать 7–8.

Схема «две, секционированные выключателями, системы шин» (10(6)–2) применяется при двух трансформаторах с расщепленными обмотками или при

					050/14–ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сдвоенных реакторах, присоединенных каждый к двум секциям. В данной схеме допускается установка на вводе 10(6) кВ дополнительных трансформаторов тока. В проектируемой понижающей ПС установлен трансформатор с расщепленными обмотками НН, поэтому схема 10(6)–2 нам подходит (рис.3.2).

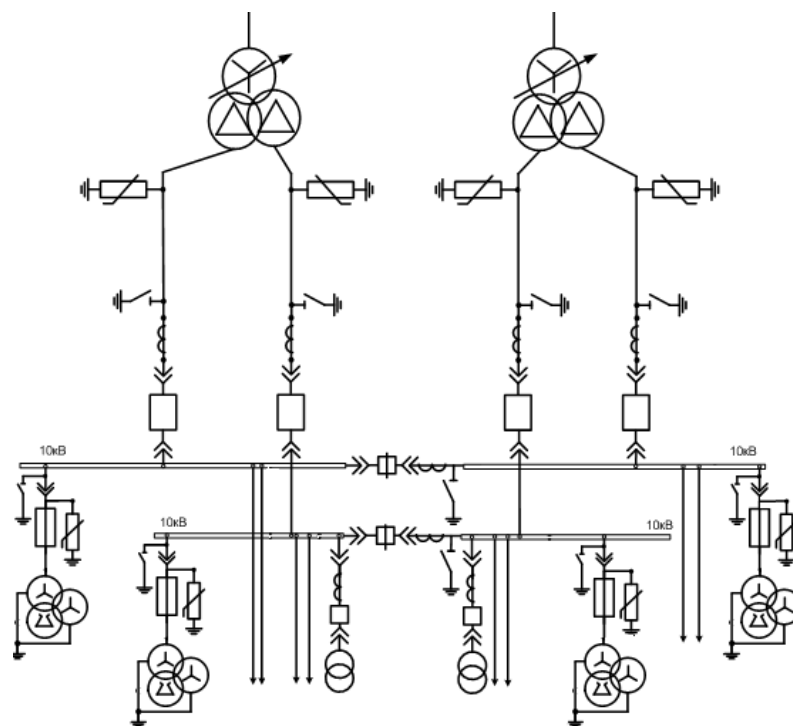


Рис. 3.2. Схема РУ 10кВ: Две одиночные, секционированные выключателями, системы шин

1.4.3. Выбор схемы питания собственных нужд.

Состав потребителей собственных нужд (СН) ПС зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличии синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Среди потребителей СН можно выделить: электродвигатели обдува трансформаторов; обогрев выключателей и приводов; подогрев приводов разъединителей, отделителей, короткозамыкателей, шкафа зажимов; подогрев шкафов КРУ, освещение и вентиляция ЗРУ; системы связи и телемеханики; аварийное освещение; система пожаротушения; освещение ОРУ 110 и 220кВ; подогрев релейного шкафа. Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Выбор числа, типов и мощности рабочих и резервных трансформаторов.

На двухтрансформаторных подстанциях устанавливают два трансформатора СН со скрытым резервом. Каждый трансформатор работает

на свою секцию сборных шин. Система шин 0,4 кВ – одна секционированная система шин. Между секциями предусмотрено устройство АВР (рис 3.3.).

Выбор схемы питания собственных нужд подстанции зависит от принятого на подстанции оперативного тока. На проектируемой подстанции применяется постоянный оперативный ток (подстанция 110кВ с числом выключателей ВН более трех; согласно «Положению о единой техполитике» для новых ПС с ВН 110 кВ, применять постоянный оперативный ток для новых объектов). На данной подстанции трансформаторы собственных нужд ТСН присоединяются к шинам 10кВ.

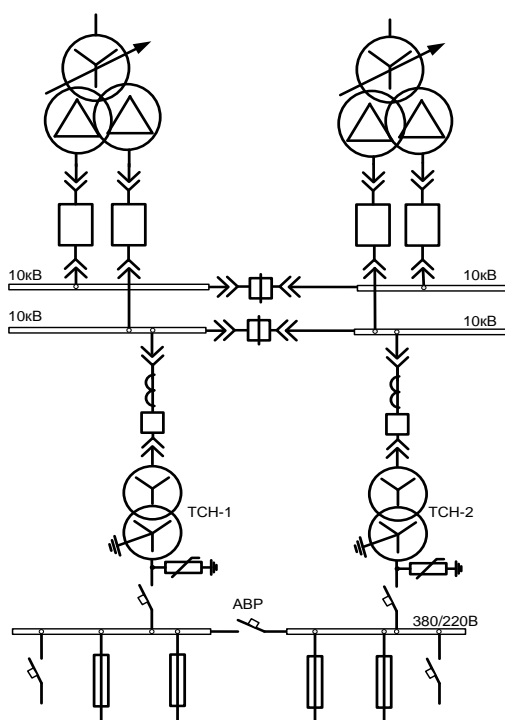


Рис.3.3. Схема питания собственных нужд подстанции с оперативным постоянным током.

Каждый трансформатор выбирают по полной нагрузке собственных нужд, так как при повреждении одного из них оставшийся в работе должен обеспечить питание всех потребителей.

Трансформатор собственных нужд должен быть рассчитан на мощность с учетом коэффициента аварийных перегрузок равным 1,3 (для трансформаторов с сухой (воздушной) изоляцией):

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{S_{\text{расч}}}{k} = \frac{250}{0,9 \cdot 1,3} = 213,68 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора: ТСЗФ-250-10/0,4-УЗ.

Номинальные данные выбранного трансформатора приведены в таблице 3.1.

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

Таблица 3.1. – Номинальные данные для трансформатора

$S_{ном}$, кВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	Диапазон регулирования напряжения от номинального
250	10	0,4	0,69	3,9	6,0	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$

Таблица 3.2. – Нагрузка собственных нужд ПС

Вид потребителя	тыс., кВт·ч/год	количество, ед	мощность, кВт	cosφ	Полная мощность, кВА
Обдув и охлаждение трансформаторов	13,1	2	26,2	0,85	30,82
Обогрев ОПУ	54,7	1	54,7	1	54,7
Обогрев и освещение ОПУ	60,5	1	60,5	1	60,5
Обогрев помещения ОВБ	16,5	1	16,5	1	16,5
Обогрев ЗРУ	6,0	1	6,0	1	6,0
Наружное освещение	1,5	1	1,5	1	1,5
Вентиляция аккумуляторной	2,8	1	2,8	0,85	3,29
Обогрев выключателей	–	14x1,28	17,92	1	17,92
Обогрев разъединителей	–	6x0,38	2,28	1	2,28
Аппараты связи и телемеханики	4,8	1	4,8	1	4,8
Итого:					198,31

В рамках учебного проектирования cosφ осветительной и отопительной нагрузки примем равным 1. Для двигательной нагрузки 0,85.

$S_{сумм}=198,31$ кВА– суммарная мощность всех нагрузок собственных нужд.

Примем коэффициент одновременности нагрузки 0,8.

Тогда $S_{расч}= 0,8 \cdot S_{сумм}=0,8 \cdot 198,31=158,65$ кВА.

Вывод: В данной главе были выбраны схемы РУ в соответствии с типовыми схемами всех напряжений, а также схема питания потребителей собственных нужд подстанции. Был произведен выбор числа, типа и мощности трансформатора собственных нужд, а также рассчитали нагрузку собственных нужд ПС.

1.5. Расчет токов короткого замыкания

При эксплуатации электростанций и электрических сетей в них достаточно часто возникают короткие замыкания, которые являются одной из основных причин нарушения нормального режима работы электроустановок и энергосистемы в целом.

Токи КЗ с учетом действия устройств релейной защиты обычно существуют незначительное время (0,05–5с), но их приходится тщательно рассчитывать и учитывать ввиду того, что из-за их термического и электродинамического воздействия возможны серьезные повреждения электрооборудования, ведущие к отказу основного оборудования электроустановок, авариям на электростанциях и подстанциях, а в худшем случае – и к системным авариям.

Расчеты токов КЗ необходимы для оценки и выбора главных схем электрических соединений электростанций и подстанций; выбора электрических аппаратов; оценки поведения потребителей при аварийных условиях, определения допустимости того или иного режима; проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики; проектирования заземляющих устройств; выбора разрядников; анализа аварий в электроустановках и в электрических системах; анализа устойчивости работы энергосистем [6].

При расчете токов КЗ обычно принимают ряд допущений, не вносящих существенных погрешностей в расчеты, а именно:

- пренебрегаем активными сопротивлениями элементов системы (исключение составляют кабельные линии, у которых активное сопротивление превышает индуктивное);

- пренебрегаем намагничивающими токами силовых трансформаторов;

- не учитываем емкостные проводимости элементов короткозамкнутой сети;

- не учитываем ток нагрузки, питающий точку короткого замыкания.

Асинхронные двигатели или обобщенную нагрузку, удаленные от точки КЗ за сопротивлением протяженных кабельных линий, трансформаторов, реакторов и других элементов электрической системы, можно не учитывать вследствие

					050/14–ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

их малого влияния. Принятые допущения приводят к некоторому преувеличению токов короткого замыкания, но в общем случае погрешность расчетов не превышает 10%, что допустимо.

Исходная схема сети представлена на рис.4.1.

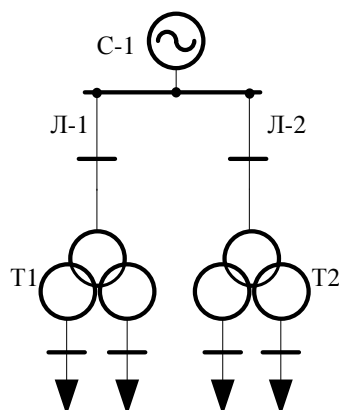


Рис.4.1. Исходная схема сети

Расчетная схема замещения подстанции для расчета токов короткого замыкания представлена на рис.4.2.

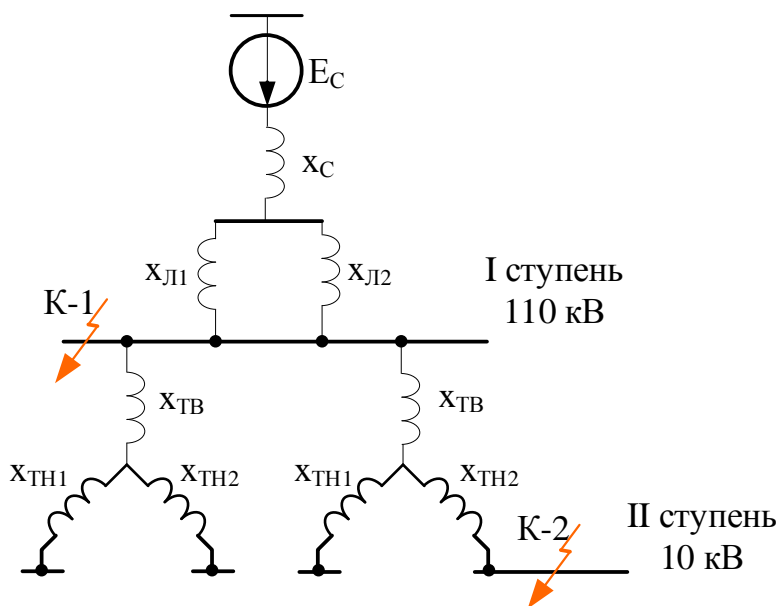


Рис.4.2. Схема замещения подстанции

Для начала необходимо привести параметры схемы к базисным условиям:

1. Задаемся базовой мощностью:

$$S_b = 400 \text{ MVA}$$

2. Базовые напряжения на каждой ступени определяем по шкале средненоминальных:

$$U_{бI} = 115 \text{ кВ}$$

$$U_{бII} = 10,5 \text{ кВ}$$

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

3. Определяем базовые токи на каждой ступени:

$$I_{БI} = \frac{S_{Б}}{\sqrt{3} \cdot U_{БI}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,01 \text{ кА}$$

$$I_{БII} = \frac{S_{Б}}{\sqrt{3} \cdot U_{БII}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 21,99 \text{ кА}$$

Расчет сопротивлений элементов схемы проведем в относительных единицах при выбранных базисных условиях.

– сопротивления линий:

$$X_{*L1} = X_{*L2} = X_{уд} \cdot l_1 \cdot \frac{S_{Б}}{U_{БI}^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,73 \text{ о.е.}$$

– сопротивления обмоток силового трансформатора с расщепленной обмоткой:

$$X_{TB} \% = 0,125 \cdot U_{KB-H} \% = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%$$

$$X_{TH} \% = 1,75 \cdot U_{KB-H} \% = 1,75 \cdot 10,5 = 18,37\%$$

$$X_{*TB} = \frac{X_{TB} \%}{100\%} \cdot \frac{S_{Б}}{S_{НОМ}} = \frac{1,31}{100} \cdot \frac{400}{25} = 0,21 \text{ о.е.}$$

$$X_{*TH} = \frac{X_{TH} \%}{100\%} \cdot \frac{S_{Б}}{S_{НОМ}} = \frac{18,37}{100} \cdot \frac{400}{25} = 2,94 \text{ о.е.}$$

Для определения реактивного сопротивления системы, найдем полную мощность этой системы:

$$S_{C1 \text{ ном}} = \frac{P_{\Sigma 1}}{\cos \varphi} = \frac{800}{0,9} = 888,89 \text{ МВА}$$

Сопротивление системы определяется по следующей формуле:

$$X_{*C1} = X_{*C1 \text{ ном}} \cdot \frac{S_{Б}}{S_{C1 \text{ ном}}} = 0,6 \cdot \frac{400}{888,89} = 0,27 \text{ о.е.}$$

В данной схеме замещения принимаем $E_c = 1$.

1) Произведем расчет тока короткого замыкания для точки К-1 (рис. 4.1.).

$$X_{*экв1} = X_{C1} + \frac{X_{L1} \cdot X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = 0,27 + \frac{0,73 \cdot 0,73}{0,73 + 0,73} = 0,635 \text{ о.е.}$$

$$I_{*1}'' = \frac{E_c}{X_{экв1}} = \frac{1}{0,635} = 1,57 \text{ о.е.}$$

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

$$I''_{\text{по(К-1)}} = I''_* \cdot I_{\text{Б1}} = 1,57 \cdot 2,01 = 3,17 \text{ кА}$$

Найдем для рассматриваемого короткого замыкания ударный ток:

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд1}} \cdot I''_{\text{по(К-1)}} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 3,17 = 7,21 \text{ кА, где } K_{\text{уд}} - \text{ударный коэффициент}$$

[11, табл.3.8, стр.150].

2) Рассмотрим короткое замыкание в точке К-2.

$$X_{*T} = X_B + X_H = 0,21 + 2,94 = 3,15 \text{ о.е.}$$

$$X_{*экв2} = X_{*экв1} + X_{*T} = 0,635 + 3,15 = 3,785 \text{ о.е.}$$

$$I''_2 = \frac{E_c}{X_{*экв2}} = \frac{1}{3,785} = 0,264 \text{ о.е.}$$

$$I''_{\text{по(К-2)}} = I''_* \cdot I_{\text{Б2}} = 0,264 \cdot 21,99 = 5,81 \text{ кА}$$

Найдем для рассматриваемого короткого замыкания ударный ток:

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд2}} \cdot I''_{\text{по(К-2)}} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 5,81 = 11,25 \text{ кА, где } K_{\text{уд}} - \text{ударный}$$

коэффициент [11, табл.3.8, стр.150].

Так как начальное значение периодической составляющей тока к.з. на шинах 10 кВ не превышает максимально допустимого значения ($5,81 < 20$), то в установке токоограничивающего реактора нет необходимости.

Вывод: В данной главе был произведен расчет токов КЗ. Это необходимо для выбора и проверки высоковольтного коммутационного оборудования, трансформаторов тока и напряжения.

					050/14-ПЗ	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.6. Выбор электрических аппаратов

1.6.1. Выбор выключателей

Для проектируемой подстанции предполагается установка элегазовых выключателей на напряжении 110кВ и вакуумных – на напряжении 10кВ [1, п.10.9]. Причем предполагается установка выключателей на 10 кВ – внутри помещения, на ОРУ 110 кВ – наружной установки.

Условия выбора выключателей:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

где $U_{\text{уст}}$ – номинальное напряжение электроустановки (цепи).

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение электроаппарата

2. По длительному току: $I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{ном}}$

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток выключателя (действующее значение), который может неограниченно долгое время протекать по аппарату при оговоренных температурных условиях окружающей среды.

3. по отключающей способности:

- 3.1. По условию отключения периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.ном}}$$

где $I_{\text{пт}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ после его возникновения. В РУ всех напряжений подстанций $I_{\text{пт}}$ можно считать равным сверхпереходному току КЗ (здесь $I_{\text{п0}}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания за первый период времени после возникновения КЗ). τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, равное:

$$\tau = t_{\text{з.min}} + t_{\text{с.в.}}$$

где $t_{\text{з.min}} = 0,01 \text{ с}$ – минимальное время действия релейной защиты,

$t_{\text{с.в.}}$ – собственное время отключения выключателя. Каталожный параметр.

$I_{\text{откл.ном}}$ – номинальный периодический ток отключения (действующее значение) выключателя. Каталожный параметр.

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

3.2. По условию отключения аperiodической составляющей тока КЗ ($i_{a,\tau}$) для момента времени τ : $i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}}$

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot \frac{I_{\text{откл.ном}}}{100}$$

где β_n – нормированная асимметрия полного номинального тока отключения выключателя, %. Каталожный параметр или величина, определяемая по зависимости ее значения от τ .

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

где $T_a(\text{с})$ постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ. Задается в таблице исходных данных для каждого РУ подстанции.

Если выполняется только одно из указанных выше условий, необходимо проверить выбираемый выключатель по условию отключения полного тока КЗ:

$$\sqrt{2}I_{\text{нт}} + i_{a,\tau} \leq \sqrt{2}I_{\text{откл.ном}} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$$

4. По условию включения выключателя на КЗ (включающей способности):

$$i_y \leq i_{\text{вкл ном}}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot K_{y\partial}$$

где i_y – ударный ток режима КЗ, имеющий место через полпериода после возникновения этого режима, $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент,

$i_{\text{вкл ном}}$ – амплитудное значение номинального тока включения.

$$i_{\text{вкл ном}} = 2,55 \cdot I_{\text{вкл ном}}$$

где $I_{\text{вкл ном}}$ – действующее значение номинального тока включения. Каталожный параметр.

5. По условию электродинамической стойкости: $i_y \leq i_{\text{дин}}$

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$$

где $i_{\text{дин}}$ и $I_{\text{дин}}$ соответственно амплитудное и действующее значение тока динамической стойкости (предельного сквозного тока) выключателя. Каталожный параметр.

6. По условию термической стойкости: $B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$,

где $B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a)$ – тепловой импульс в режиме КЗ;

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$t_{откл}$ – полное время отключения режима КЗ;

$$t_{откл} = t_{р.з} + t_{откл.в}$$

$t_{р.з}$ – время действия основных релейных защит; $t_{откл.в}$ – полное время отключения выключателя. $I_{тер}$, $t_{тер}$ – соответственно ток термической стойкости выключателя и время испытания им аппарата в заводских условиях.

Если $t_{откл} < t_{тер}$, то условие проверки следующее: $V_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{откл}$

Выбор выключателей в ОРУ-110 кВ

Напряжение на стороне ВН – $U_{уст} = 110$ кВ. Максимальная мощность, передаваемая по этой цепи 30,28 МВА. Периодическая составляющая тока КЗ, протекающая через выключатель в начальный момент времени:

$$I_{по} = I_{к1} = 3,17 \text{ кА. Ударный ток КЗ: } i_{удк1} = 7,21 \text{ кА}$$

Рассчитаем токи нормального и послеаварийного режима:

$$I_{НОРМ} = \frac{S_{НОМ.ТР.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ ВН}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,22 \text{ А}$$

$$I_{МАХ} = \frac{S_{МАХ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ ВН}} = \frac{30,28}{\sqrt{3} \cdot 110} = 158,93 \text{ А}$$

Согласно рекомендациям по применению типовых принципиальных электрических схем РУ ПС 35-220 кВ (2010г.) схема ОРУ 110 кВ является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности при использовании современных элегазовых выключателей с пружинным приводом [3].

Для коммутации электрических цепей переменного тока в нормальных и аварийных режимах в сети 110кВ предполагаем к установке элегазовый баковый выключатель ВГБУ-110-40/2000У1, производитель «Электроаппарат» [14].

Данный выключатель предназначен для выполнения включений и отключений при заданных условиях в нормальных и аварийных режимах в сетях переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ. Выключатели поставляются практически в собранном виде, заполненные элегазом до транспортного давления, что обеспечивает сохранность заводской регулировки и предельно упрощает наладку и монтаж, и

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

комплектуются всем необходимым, в том числе специальным оборудованием для заправки и контроля элегаза. Выключатели не требуют замены элегаза в течение всего срока службы, не нуждаются в особых мерах по технике безопасности и допускают подпитку элегазом без снятия напряжения с выключателя. Выключатели просты в наладке и эксплуатации и имеют гидравлический или пружинный привод, встроенные трансформаторы тока.

Основные технические характеристики выбранного выключателя приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1. Основные технические характеристики выключателя ВГБУ-110-40/2000У1

$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{ном.откл},$ кА	$\beta_H, \%$	$i_{дун},$ кА	$I_{дун},$ кА	$i_{вкл},$ кА	$I_{вкл},$ кА	$I_{тер},$ кА	$t_{тер},$ с	$t_{св},$ с	$t_{откл.в.},$ с
110	2000	40	35	102	40	102	40	40	3	0,035	0,06

Проверка:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110 = 110 \quad [\text{кВ}]$$

2. По длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$158,93 < 2000 \quad [\text{А}]$$

3. а) На симметричный ток отключения по условию:

$$I_{нт} \leq I_{откл.ном}$$

$$I_{нт} = I_{н0(K-1)} = 3,17 \text{ кА}$$

$$3,17 < 40 \quad [\text{кА}]$$

б) На возможность отключения апериодической составляющей:

$$i_{ат} \leq i_{а ном}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,17 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,02}} = 0,473 \text{ кА, где}$$

$$\tau = t_{эmin} + t_{св} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}$$

$$i_{а ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot \frac{I_{откл.ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{35}{100} = 19,8 \text{ кА}$$

$$0,473 < 19,8 \quad [\text{кА}]$$

Так как условие выполняется, проводить проверку отключающей способности по полному току КЗ нет необходимости.

4. По включающей способности:

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Для системы, связанной со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением 110 кВ: $T_a=0,02$ с $k_{уд}=1,608$ [11, табл.3.8, стр.150].

$$i_{уд} \leq i_{вкл.}$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{по} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 3,17 = 7,21 \text{ кА}$$

$$7,21 < 102 \text{ [кА]}$$

$$I_{по(K-1)} \leq I_{вкл.}$$

$$3,17 < 40 \text{ [кА]}$$

5. На электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

$$7,21 < 102 \text{ [кА]}$$

$$I_{по(K-1)} \leq I_{дин}$$

$$3,17 < 40 \text{ [кА]}$$

6. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

$$B_k = I_{по(K-1)}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 3,17^2 \cdot (0,14 + 0,02) = 1,61 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.б} = 0,08 + 0,06 = 0,14 \text{ с}$$

Так как $t_{откл}=0,14$ с < $t_{тер}=3$ с, то условие проверки следующее:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{откл}$$

$$1,61 < 40^2 \cdot 0,14$$

$$1,61 < 4800 \text{ [кА}^2\text{с]}$$

Выключатель ВГБЧ-110-40/2000-У1 проходит по условиям проверки.

Выбор выключателя на стороне НН трансформатора:

Напряжение на стороне НН — $U_{уст}=10$ кВ. Максимальная мощность, передаваемая по этой цепи 30,28 МВА. Значение сверхпереходного тока КЗ $I_{по}=I_{к2}=5,81$ кА. Ударный ток КЗ: $i_{удк2} = 11,25$ кА

В данном случае максимальный рабочий ток будет протекать в обмотке НН в режиме выхода одного из трансформаторов, тогда оставшийся в работе с учётом перегрузки должен передать всю мощность нагрузки.

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{30,28 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 1748,22 \text{ А}$$

Предполагаем к установке вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-31,5/2000-У2, производитель «Таврида Электрик» и проверяем его по всем параметрам

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

[13]. ВВ/TEL-10-31,5/2000-У2 - позволяет применить высококачественную продукцию марки TEL с номинальными параметрами до 31,5 кА и 2000 А. «Сердцем» выключателя новой конструкции является вакуумная дугогасительная камера. Собственные передовые разработки позволяют «Тавриде Электрик» гарантировать высокий коммутационный и механический ресурс, и вместе с ними высокую надежность эксплуатации коммутационной техники TEL. Применение ВВ/TEL-10-31,5/2000-У2 позволяет полностью отказаться от затрат на поддержание работоспособности выключателя, так как на протяжении всего срока службы не требует проведения ремонтных работ любой сложности, что отражено в сопроводительной документации на выключатель. Простая конструкция выключателя на современных компонентах имеют не существенный износ на протяжении 30 лет или 30 000 операций «ВО».

Основные технические характеристики выбранного выключателя приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2. Основные технические характеристики выключателя ВВ/TEL-10-31,5/2000-У2

$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{ном.откл},$ кА	$\beta_H, \%$	$i_{дин},$ кА	$I_{дин},$ кА	$i_{вкл},$ кА	$I_{вкл},$ кА	$I_{мер},$ кА	$t_{мер},$ с	$t_{с.в.},$ с	$t_{откл.в.},$ с
10	2000	31,5	30	80	31,5	80	31,5	31,5	3	0,045	0,055

Проверка:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$10 = 10 \quad [\text{кВ}]$$

2. По длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$1748,22 < 2000 \quad [\text{А}]$$

3. а) На симметричный ток отключения по условию:

$$I_{нт} \leq I_{откл.ном}$$

$$I_{нт} = I_{н0(K-2)} = 5,81 \text{ кА}$$

$$5,81 < 31,5 \quad [\text{кА}]$$

б) На возможность отключения аperiodической составляющей:

Для сети 10кВ $T_a=0,01\text{с}$, $k_{уд}=1,369$ [11, табл.3.8, стр.150].

$$i_{ат} \leq i_{а ном}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,81 \cdot e^{\frac{-0,055}{0,01}} = 0,034 \text{ кА}$$

$$\tau = t_{э\text{min}} + t_{с.б.} = 0,01 + 0,045 = 0,055 \text{ с}$$

$$i_{а ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot \frac{I_{откл.ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 30 \cdot \frac{31,5}{100} = 13,37 \text{ кА}$$

$$0,034 < 13,37 \text{ [кА]}$$

Так как условие выполняется, проводить проверку отключающей способности по полному току КЗ нет необходимости.

4. По включающей способности:

$$i_{уд} \leq i_{вкл.}$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{п0} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 5,81 = 11,25 \text{ кА}$$

$$11,25 < 80 \text{ [кА]}$$

$$I_{п0(K-2)} \leq I_{вкл.}$$

$$5,81 < 31,5 \text{ [кА]}$$

5. На электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

$$11,25 < 80 \text{ [кА]}$$

$$I_{п0(K-2)} \leq I_{дин}$$

$$5,81 < 31,5 \text{ [кА]}$$

6. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$$

$$B_k = I_{п0(K-2)}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 5,81^2 \cdot (1,955 + 0,01) = 66,33 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{отклв} = 1,9 + 0,055 = 1,955 \text{ с}$$

Так как $t_{откл} = 1,955 \text{ с} < t_{мер} = 3 \text{ с}$, то условие проверки следующее:

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{откл}$$

$$66,33 < 31,5^2 \cdot 1,955$$

$$66,33 < 1939,8 \text{ [кА}^2\text{с]}$$

Выключатель ВВ/TEL-10-31,5/2000-У2 проходит по условиям проверки и подходит к установке.

Выбор выключателей на отходящих линиях КРУ НН:

Напряжение $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$. Максимальная мощность, передаваемая по этой линии 4 МВА. Значение сверхпереходного тока КЗ $I_{п0} = I_{КЗ} = 4,56 \text{ кА}$. Ударный ток КЗ: $i_{удКЗ} = 8,83 \text{ кА}$.

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

$$I_{\text{РАБ.МАКС}} = \frac{4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,85} = 271,69 \text{ А}$$

Предполагаем к установке вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/630-У2, производитель «Таврида Электрик» и проверяем его по всем параметрам [13].

Данный выключатель предназначен для эксплуатации в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением до 10 кВ с изолированной и компенсированной нейтралью в нормальных и аварийных режимах. Отличительные особенности: высокий коммутационный и механический ресурсы; отсутствие необходимости проведения текущего и среднего ремонтов; питание цепей управления от сети постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока; малое потребление мощности из сети оперативного питания; возможность отключения при потере оперативного питания; малые габариты и масса.

Основные технические характеристики выбранного выключателя приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3. Основные технические характеристики выключателя ВВ/TEL-10-20/630-У2

$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{ном.откл}},$ кА	$\beta_n, \%$	$i_{\text{дун}},$ кА	$I_{\text{дун}},$ кА	$i_{\text{вкл}},$ кА	$I_{\text{вкл}},$ кА	$I_{\text{мер}},$ кА	$t_{\text{мер}},$ с	$t_{\text{св.}},$ с	$t_{\text{откл.в.}},$ с
10	630	20	30	51	20	51	20	20	3	0,045	0,055

Проверка:

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

$$10 = 10 \text{ [кВ]}$$

2. По длительному току:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$$

$$271,69 < 630 \text{ [А]}$$

3. а) На симметричный ток отключения по условию:

$$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{откл.ном}}$$

$$I_{\text{нт}} = I_{\text{н0(К-3)}} = 4,56 \text{ кА}$$

$$4,56 < 20 \text{ [кА]}$$

б) На возможность отключения аperiodической составляющей:

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

$$i_{aT} \leq i_{a \text{ ном}}$$

$$i_{aT} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-T}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,56 \cdot e^{\frac{-0,055}{0,01}} = 0,026 \text{ кА}$$

$$T = t_{\text{эmin}} + t_{\text{с.б.}} = 0,01 + 0,045 = 0,055 \text{ с}$$

$$i_{a \text{ ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot \frac{I_{\text{откл.ном}}}{100} = \sqrt{2} \cdot 30 \cdot \frac{20}{100} = 8,49 \text{ кА}$$

$$0,026 < 8,49 \text{ [кА]}$$

Так как условие выполняется, проводить проверку отключающей способности по полному току КЗ нет необходимости.

4. По включающей способности:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.}}$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{n0} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 4,56 = 8,83 \text{ кА}$$

$$8,83 < 51 \text{ [кА]}$$

$$I_{n0(K-3)} \leq I_{\text{вкл.}}$$

$$4,56 < 20 \text{ [кА]}$$

5. На электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$$

$$8,83 < 51 \text{ [кА]}$$

$$I_{n0} \leq I_{\text{дин}}$$

$$4,56 < 20 \text{ [кА]}$$

6. На термическую стойкость:

$$B_K \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$$

$$B_K = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 4,56^2 \cdot (1,005 + 0,01) = 21,11 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.б}} = 0,95 + 0,055 = 1,005 \text{ с}$$

Так как $t_{\text{откл}} = 1,005 \text{ с} < t_{\text{мер}} = 3 \text{ с}$, то условие проверки следующее:

$$B_K \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}$$

$$21,11 < 20^2 \cdot 1,005$$

$$21,11 < 402 \text{ [кА}^2\text{с]}$$

Выключатель ВВ/TEL-10-20/630-У2 проходит по условиям проверки и подходит к установке.

1.6.2. Выбор кабелей, питающих РП

Питание местной нагрузки осуществляется на напряжении 10 кВ от РУ-10кВ подстанции. Для надёжного электроснабжения потребителей 1 и 2 категорий необходимо иметь 2 независимых взаимнорезервирующих источника

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

питания. Поэтому питание каждого РП осуществляется от двух секций РУ-10кВ. Питание РП осуществляется кабельными линиями длиной 1,8 км.

Выбираем кабели к РП 1-3 по 4 МВт и РП 4-8 по 3 МВт марки АПвП (алюминиевая жила; СПЭ изоляция).

Произведем выбор кабеля по экономической плотности тока.

Суточное потребление электроэнергии местной нагрузкой зимой и летом отражено в таблице 5.4.:

Таблица 5.4.

$\Delta t, \text{ ч}$	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
$P_{\Sigma 3}, \text{ МВт}$	16,45	16,45	16,45	16,45	21,85	21,85	27,25	27,25	27,25	21,85	16,45	16,45
$P_{\Sigma 4}, \text{ МВт}$	13,75	13,75	13,75	13,75	16,45	16,45	21,85	21,85	21,85	16,45	13,75	13,75

Расход электроэнергии местной нагрузкой за год:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{год}} &= 200 \cdot \sum_{i=1}^3 P_i^3 \cdot t_i + 165 \cdot \sum_{i=1}^3 P_i^4 \cdot t_i = 200 \cdot (16,45 \cdot 12 + 21,85 \cdot 6 + 27,25 \cdot 6) + \\ &+ 165 \cdot (13,75 \cdot 12 + 16,45 \cdot 6 + 21,85 \cdot 6) = 163542 \text{ МВт} \cdot \text{ч} / \text{год}; \end{aligned}$$

Число часов использования максимума нагрузки

$$T_m = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{P_{\text{max}}} = \frac{163542}{27,25} = 6001,54 \text{ ч} / \text{год}$$

Экономическая плотность тока $j_{\text{ЭК}} = 1,3 \text{ А} / \text{мм}^2$ [10, табл.3.35, стр.98].

Произведем расчет для РП 1-3 по 4 МВт:

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{РП}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{РП 1-3}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9} = 0,125 \text{ кА}$$

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot I_{\text{норм}}$$

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot 0,125 = 0,25 \text{ кА}$$

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ЭК}}}$$

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{125}{1,3} = 96,15 \text{ мм}^2, \text{ принимаем кабель марки АПвП-10 } 3 \times 95 / 16, \text{ допустимый}$$

ток при прокладке в земле $I_{\text{дон}} = 255 \text{ А}$ [2, табл.1.3.7].

Произведем расчет для РП 4-8 по 3 МВт:

					050/14-ПЗ		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			25

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{РП}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{РП 4-8}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9} = 0,096 \text{ кА}$$

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot I_{\text{норм}}$$

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot 0,096 = 0,192 \text{ кА}$$

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{эк}}}$$

$$S_{\text{эк}} = \frac{96}{1,3} = 73,85 \text{ мм}^2, \text{ принимаем кабель марки АПвП-10 } 3 \times 70/16, \text{ допустимый}$$

ток при прокладке в земле $I_{\text{доп}} = 210 \text{ А}$ [2, табл.1.3.7].

Проверка кабеля по допустимому току

$I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{норм}}$, где $I'_{\text{доп}}$ — длительно допустимый ток с учётом поправочных коэффициентов на температуру окружающей среды и условия прокладки кабелей:

$I'_{\text{доп}} = K_t \cdot K_v \cdot K_{\text{нар}} \cdot I_{\text{доп}}$, где K_t — коэффициент, учитывающий отличие реальной температуры окружающей среды от нормированной; $K_t = 1,14$ [2, табл.1.3.3]; K_v — поправочный коэффициент, учитывающий отличие номинального напряжения кабеля от напряжения установки, $K_v = 1$; $K_{\text{нар}}$ — учитывает количество кабелей, проложенных рядом, и расстояния между ними $K_{\text{нар}} = 0,92$ для РП 1-3; $K_{\text{нар}} = 0,87$ для РП 4-8 [2, табл.1.3.26].

Определяем длительно допустимый ток для РП 1-3 по 4 МВт:

$$I'_{\text{доп}} = 1,14 \cdot 1 \cdot 0,92 \cdot 255 = 267,44 \text{ А}$$

$267,44 \text{ А} \geq 125 \text{ А}$ — условие выполняется.

Определяем длительно допустимый ток для РП 4-8 по 3 МВт:

$$I'_{\text{доп}} = 1,14 \cdot 1 \cdot 0,87 \cdot 210 = 208,28 \text{ А}$$

$208,28 \text{ А} \geq 96 \text{ А}$ — условие выполняется.

Проверка по условию возможности перегрузки кабеля

Выполним проверку по условию возможности перегрузки кабеля (при отключении одной из линий, питающих РП):

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

$$I'_{\text{доп пер}} \geq I_{\text{мах}}$$

$$I'_{\text{доп пер}} = K_{\text{ав пер}} \cdot I'_{\text{доп}}$$

Согласно ПУЭ принимаем значение коэффициента аварийной перегрузки для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена $K_{\text{ав пер}} = 1,15$ и рассчитываем

$I'_{\text{доп пер}}$:

$I'_{\text{доп пер}} = 1,15 \cdot 267,44 = 307,56 \text{ A} \geq 250 \text{ A}$ — условие выполнено, для РП 1-3 по 4 МВт;

$I'_{\text{доп пер}} = 1,15 \cdot 208,28 = 239,52 \text{ A} \geq 192 \text{ A}$ — условие выполнено, для РП 1-3 по 4 МВт;

Проверка кабельных линий от ПС до РП на термическую стойкость

Проверка на термическую стойкость проводится по условию:

$$I_{\text{кТ1}} \cdot 1/\sqrt{t_{\text{к}}} \geq I_{\text{ПО(К-2)}}, \text{ где } t_{\text{к}} = t_{\text{откл}}$$

В случае короткого замыкания за РП, ток КЗ сначала должен «почувствовать» выключатель на РП, и только потом выключатель на ПС. Поэтому для участка от ТП до РП принимаем $t_{\text{рз}} = 0,5 \text{ с}$, а на участке от РП до ПС $t_{\text{рз}} = 1 \text{ с}$. В РУ-10кВ подстанции и в РП предполагается установка вакуумных выключателей ВВ/TEL-10-31,5/2000-У2. Полное время отключения выключателей $t_{\text{откл.в}} = 0,055 \text{ с}$. Примем постоянную времени затухания апериодической составляющей в сети 10кВ $T_{\text{а}} = 0,01 \text{ с}$ [11, табл.3.8, стр.150].

Данный кабель выбирается для участка от подстанции до распределительного пункта.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.в}} + T_{\text{а}} = 1 + 0,055 + 0,01 = 1,065 \text{ с}$$

$t_{\text{к}}$ — продолжительность короткого замыкания. Если время короткого замыкания отличается от 1 с, то значения $I_{\text{кТ1}}$ (Методические указания по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ и выше, стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» – дата введения: 2009-01-22, табл.4, стр.12) следует умножать на поправочный коэффициент $K = 1/\sqrt{t_{\text{к}}}$.

$$K = \frac{1}{\sqrt{t_{\text{к}}}} = \frac{1}{\sqrt{1,065}} = 0,97$$

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Для РП 1-3 по 4 МВТ:

$$I_{кТ1} \cdot 0,97 = 8,9 \cdot 0,97 = 8,62 \text{ кА} \geq 5,81 \text{ кА} \text{ условие выполнено}$$

Для РП 4-8 по 3 МВТ:

$$I_{кТ1} \cdot 0,97 = 6,6 \cdot 0,97 = 6,4 \text{ кА} \geq 5,81 \text{ кА} \text{ условие выполнено}$$

Проверка кабельных линий от РП до ТП на термическую стойкость

Рассчитаем ток К.З. на ТП

По методическим указаниям по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ и выше (стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС») табл. 3 определяем удельные сопротивления кабеля от ПС до РП:

Для РП 1-3 по 4 МВт:

$$r_{0к} = 0,326 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0к} = 0,083 \text{ Ом/км}$$

Рассчитаем удельные сопротивления, учитывая длину кабельной линии:

$$r_{кл} = r_{0к} \cdot l_{кл} = 0,326 \cdot 1,8 = 0,587 \text{ Ом}$$

$$x_{кл} = x_{0к} \cdot l_{кл} = 0,083 \cdot 1,8 = 0,149 \text{ Ом}$$

Перейдём к относительным единицам:

$$R_{*кл} = r_{кл} \cdot \frac{S_{б}}{U_{бз}^2} = 0,587 \cdot \frac{400}{10,5^2} = 2,13 \text{ о.е.}$$

$$X_{*кл} = x_{кл} \cdot \frac{S_{б}}{U_{бз}^2} = 0,149 \cdot \frac{400}{10,5^2} = 0,54 \text{ о.е.}$$

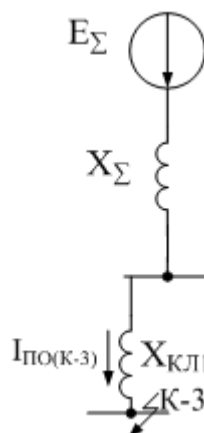


Рис.5.1 Схема замещения для расчёта ТКЗ точки К-3 (на шинах РП)

Определим реактивное сопротивление цепи тока КЗ:

					050/14-ПЗ	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$X_{*_{\text{экВ3}}} = X_{*_{\text{экВ2}}} + X_{*_{\text{КЛ1}}} = 3,785 + 0,54 = 4,325 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем полное сопротивление цепи тока КЗ:

$$Z_{*_{\text{КЗ}}} = \sqrt{X_{*_{\text{экВ3}}}^2 + R_{*_{\text{КЛ1}}}^2} = \sqrt{4,325^2 + 2,13^2} = 4,82 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К-3:

$$I_{*_{\text{по(К-3)}}} = \frac{E_c}{Z_{*_{\text{КЗ}}}} = \frac{1}{4,82} = 0,207 \text{ о.е.}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в именованных единицах для точки К-3:

$$I_{\text{по(К-3)}} = I_{*_{\text{по(К-3)}}} \cdot I_{\text{Бл}} = 0,207 \cdot 21,99 = 4,56 \text{ кА}$$

Для РП 4-8 по 3 МВт:

$$r_{0\text{к}} = 0,568 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0\text{к}} = 0,177 \text{ Ом/км}$$

Рассчитаем удельные сопротивления, учитывая длину кабельной линии:

$$r_{\text{кл}} = r_{0\text{к}} \cdot l_{\text{кл}} = 0,568 \cdot 1,8 = 1,022 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{кл}} = x_{0\text{к}} \cdot l_{\text{кл}} = 0,177 \cdot 1,8 = 0,319 \text{ Ом}$$

Перейдём к относительным единицам:

$$R_{*_{\text{КЛ}}} = r_{\text{кл}} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{БЗ}}^2} = 1,022 \cdot \frac{400}{10,5^2} = 3,71 \text{ о.е.}$$

$$X_{*_{\text{КЛ}}} = x_{\text{кл}} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{БЗ}}^2} = 0,319 \cdot \frac{400}{10,5^2} = 1,16 \text{ о.е.}$$

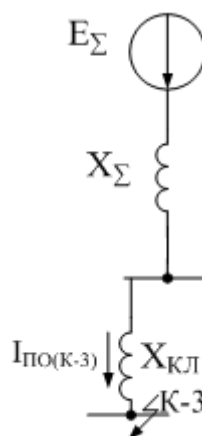


Рис.5.1 Схема замещения для расчёта ТКЗ точки К-3 (на шинах РП)

Определим реактивное сопротивление цепи тока КЗ:

$$X_{*_{\text{экв3}}} = X_{*_{\text{экв2}}} + X_{*_{\text{К/Л1}}} = 3,785 + 1,16 = 4,94 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем полное сопротивление цепи тока КЗ:

$$Z_{*_{\text{КЗ}}} = \sqrt{X_{*_{\text{экв3}}}^2 + R_{*_{\text{К/Л1}}}^2} = \sqrt{4,94^2 + 3,71^2} = 6,18 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К-З:

$$I_{*_{\text{по(К-З)}}} = \frac{E_c}{Z_{*_{\text{КЗ}}}} = \frac{1}{6,18} = 0,162 \text{ о.е.}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в именованных единицах для точки К-З:

$$I_{\text{по(К-З)}} = I_{*_{\text{по(К-З)}}} \cdot I_{\text{Бн}} = 0,162 \cdot 21,99 = 3,56 \text{ кА}$$

По исходным данным задано минимальное сечение кабеля, идущего от РП до ТП:

$$S_{\text{MIN}} = 35 \text{ мм}^2$$

Необходимо проверить сечение этого кабеля на термическую стойкость.

Условие для проверки:

Проверка на термическую стойкость проводится по условию:

$$I_{\text{КТ1}} \cdot 1/\sqrt{t_k} \geq I_{\text{по(К-З)}}, \text{ где } t_k = t_{\text{откл}}$$

Для участка от ТП до РП принимаем $t_{\text{рз}} = 0,5 \text{ с}$. Полное время отключения выключателей $t_{\text{откл.в}} = 0,055 \text{ с}$. Примем постоянную времени затухания апериодической составляющей в сети 10кВ $T_a = 0,01 \text{ с}$ [11, табл.3.8, стр.150].

Данный кабель выбирается для участка от распределительного пункта до ТП.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.в}} + T_a = 0,5 + 0,055 + 0,01 = 0,565 \text{ с}$$

t_k — продолжительность короткого замыкания. Если время короткого замыкания отличается от 1 с, то значения $I_{\text{КТ1}}$ (Методические указания по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ и выше: стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» – дата введения: 2009-01-22, табл. 4, стр.12) следует умножать на поправочный коэффициент $K=1/\sqrt{t_k}$.

					050/14-ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K = \frac{1}{\sqrt{t_k}} = \frac{1}{\sqrt{0,565}} = 1,33$$

$I_{KT1} \cdot 1,33 = 4,7 \cdot 1,33 = 6,25 \text{ кА} \geq 4,56 \text{ кА}$ условие выполнено, следовательно кабель с заданным минимальным сечением $S_{\text{MIN}} = 35 \text{ мм}^2$ термически стоек.

Проверка медного экрана на термическую стойкость к токам двухфазного КЗ

В кабелях с изоляцией из СПЭ для обеспечения равномерности электрического поля, воздействующего на главную изоляцию кабеля (изоляцию «жила-экран») присутствует медный экран, который необходимо проверять на термическую стойкость к токам двухфазного КЗ.

Предварительно выбираем экран минимального сечения 16 мм^2 . Допустимый ток односекундного короткого замыкания в медном экране 16 мм^2 – $3,3 \text{ кА}$ (Методические указания по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ и выше, стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» – дата введения: 2009-01-22, табл.5, стр.12).

Ток двухфазного КЗ на секциях шин РУ-10кВ ГПП определяется:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\text{ПО(К-З)}} = 0,87 \cdot 3,56 = 3,098 \text{ кА}$$

Для продолжительности КЗ, отличающейся от 1 с., значения допустимых токов необходимо умножать на поправочный коэффициент $K = 1/\sqrt{t_K}$.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{отк.в}} + t_{\text{сел}} = 0,5 + 0,055 + 0,5 = 1,055 \text{ с}$$

$$I'_{\text{КЗ доп}} = \frac{3,3 \cdot 10^3}{\sqrt{t_k}} = \frac{3,3 \cdot 10^3}{\sqrt{1,055}} = 3,21 \text{ кА} > 3,098 \text{ кА} = I_{\text{КЗ}}^{(2)}$$

Таким образом, сечение экрана удовлетворяет условию термической стойкости к токам КЗ.

По результатам проверки кабеля удовлетворяют всем предъявленным техническим требованиям.

1.6.3. Выбор разъединителей

На напряжение 110 кВ и выше разъединители рекомендуются с электродвигательными приводами. Во всех распределительных устройствах напряжением от 35 до 750 кВ предусматриваются стационарные заземлители и разъединители с заземляющими ножами заводского изготовления [1, п. 10.7].

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Выбор разъединителей в ОРУ 110кВ будем производить по следующим параметрам:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

2) По номинальному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

3) По электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{пр.с} (i_{дин})$$

4) По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

Проведем выбор разъединителя в ОРУ 110 кВ.

$$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$$

$$I_{РАБ.МАКС} = 158,93 \text{ А}$$

$$I''_{по(к-1)} = 3,17 \text{ кА}$$

Предлагаю к установке разъединитель РДЗ-1-110/1000 УХЛ1, производитель «Завод электротехнического оборудования» [15]. Разъединители серии РДЗ предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрической сети высокого напряжения, а также заземления отключённых участков при помощи стационарных заземляющих ножей. Управление разъединителем осуществляется электродвигательным приводом ПД-5ХЛ1. Управление заземляющими ножами производится только вручную.

Таблица 5.5.-Основные технические характеристики разъединителя РДЗ-1-110/1000 УХЛ1

$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{ном}, \text{А}$	$i_{дин}, \text{кА}$	$I_{тер}, \text{кА}$	$t_{тер}, \text{с}$
110	1000	80	31,5	4

Проверяем разъединитель по всем параметрам:

1. $U_{ном} \geq U_{уст}$ (110 кВ = 110 кВ);
2. $I_{ном} \geq I_{РАБ.МАКС}$ (1000 А > 158,93 А);
3. $i_{дин} \geq i_{уд}$ (80 кА > 7,21 кА);
4. $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ (3969 кА²·с > 1,61 кА²·с).

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Выбранный разъединитель РДЗ-1-110/1000 УХЛ1 проходит по всем параметрам и подходит к установке.

Выбор разъединителей в цепях присоединений РУ 6-10 кВ не производится, поскольку как отдельные аппараты она в этих РУ применяются крайне редко. РУ этих напряжений практически всегда собирают из соответствующих комплектных шкафов, оснащаемых оборудованием в заводских условиях (КРУ). Роль разъединителей в этих шкафах играют вторичные контакты выкатных элементов, на которых размещаются выключатели или другие аппараты.

1.6.4. Выбор камеры КРУ

Выбор камеры КРУ произведем, основываясь на параметрах выбранных выключателей ВВ/TEL-10-31,5/2000-У2 и ВВ/TEL-10-20/630-У2.

Параметры выключателя ВВ/TEL-10-31,5/2000-У2:

$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{ном.откл},$ кА	$\beta_n, \%$	$i_{дин},$ кА	$I_{дин},$ кА	$i_{вкл},$ кА	$I_{вкл},$ кА	$I_{мер},$ кА	$t_{мер},$ с	$t_{с.в.},$ с	$t_{откл.в.},$ с
10	2000	31,5	30	80	31,5	80	31,5	31,5	3	0,045	0,055

Параметры выключателя ВВ/TEL-10-20/630-У2:

$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{ном.откл},$ кА	$\beta_n, \%$	$i_{дин},$ кА	$I_{дин},$ кА	$i_{вкл},$ кА	$I_{вкл},$ кА	$I_{мер},$ кА	$t_{мер},$ с	$t_{с.в.},$ с	$t_{откл.в.},$ с
10	630	20	30	51	20	51	20	20	3	0,045	0,055

ВВ/TEL предназначены для установки в новых и реконструируемых комплектных распределительных устройствах станций, подстанций и других устройств, осуществляющих распределение и потребление электрической энергии. Согласно параметрам выключателей выбираем КРУ/ТЭК-205. Технические данные комплектного распределительного устройства серии КРУ/ТЭК-205 сведены в таблицу 5.6.

Комплектные распределительные устройства серии КРУ/ТЭК-205 напряжением 6 и 10кВ предназначены для распределительных устройств переменного трехфазного тока частотой 50 Гц. Принцип работы КРУ определяется совокупностью схем главных и вспомогательных цепей. Для безопасного обслуживания и локализации аварий корпус разделен на отсеки металлическими перегородками и автоматически закрывающимися шторками.

Для заземления кабельных присоединений или сборных шин устанавливаются стационарные заземлители, оснащенные механизмом

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

ускоренного включения для предотвращения образования дуги при случайном заземлении токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Таблица 5.6. — Технические данные камеры КРУ/ТЭК-205

Номинальное напряжение, кВ	10(6)
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12(7,2)
Номинальный ток, А	200, 400, 630, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150
Номинальный ток сборных шин, А	630; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА	20; 25; 31,5
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей шкафов КРУ (амплитуда), А	51; 81
Ток термической стойкости, кА	20, 25, 31,5

1.6.5. Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТА) предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Нормально ТА работает в режиме, близком к току КЗ, поэтому разрыв вторичной обмотки, при протекании тока в первичной, не допустим. Поскольку цепи высшего и низшего напряжений разделены, применение трансформаторов тока обеспечивает безопасность при работе с измерительными приборами и реле.

Погрешность трансформатора тока зависит от его конструктивных особенностей: сечения магнитопровода, магнитной проницаемости материала магнитопровода, средней длины магнитного пути. В зависимости от предъявляемых требований выпускаются трансформаторы тока с сердечниками классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10 [12].

Выбор трансформаторов тока будем производить по следующим условиям:

1. По напряжению установки: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$;
2. По длительному току: $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$;
3. По электродинамической стойкости: $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$;
4. По термической стойкости: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$

					050/14-ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. По вторичной нагрузке: $Z_{2\text{ ном}} \geq Z_2$:

Выбор трансформатора тока на стороне ВН:

Напряжение на стороне ВН — 110 кВ. Максимальная мощность, передаваемая по этой цепи 30,28 МВА. Значение сверхпереходного тока КЗ $I_{\text{по(К-1)}} = 3,17$ кА. Значение тока максимальных эксплуатационных режимов в РУ ВН $I_{\text{max}} = 158,93$ А. Ударный ток КЗ: $i_{\text{удК1}} = 7,21$ кА.

Предполагаем к установке трансформатор тока типа ТГФМ-110 УХЛ1, производитель «Электроаппарат» и проверяем его по всем параметрам [14]. Основные технические характеристики выбранного выключателя приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7. — Основные технические характеристики трансформатора тока ТГФМ-110 УХЛ1

$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном1}}$, А	$I_{\text{ном2}}$, А	$i_{\text{дун}}$, кА	$I_{\text{мер}}$, кА	$t_{\text{мер}}$, с	$S_{2\text{ ном}}$, ВА	Класс точности
110	200	5	10-150	7-104	3	10-60	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S 5P, 10P

Примем $S_{2\text{ ном}} = 30$ ВА и произведем проверку по условиям выбора трансформатора тока.

Проверка:

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

$$110 = 110 \quad [\text{кВ}]$$

2. По длительному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном1}}$$

$$158,93 < 200 \quad [\text{А}]$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дун}}$$

$$7,21 < 10 \quad [\text{кА}]$$

4. На термическую стойкость:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{по(К-1)}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 3,17^2 \cdot (0,14 + 0,02) = 1,61 \quad \text{кА}^2\text{с}$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{отклв}} = 0,08 + 0,06 = 0,14 \text{ с}$$

Так как $t_{\text{откл}} = 0,14 \text{ с} < t_{\text{мер}} = 3 \text{ с}$, то условие проверки следующее:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}$$

$$1,61 < 7^2 \cdot 0,14$$

$$1,61 < 6,86 \quad [\text{кА}^2\text{с}]$$

5. По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока представлена в табл. 5.8.

Таблица 5.8. — Список приборов, подключаемых к трансформаторам тока

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, В·А, в фазах		
		A	B	C
В линии связи с системой С-1 110 кВ				
Амперметр	СА3020-5	0,6	0,6	0,6
Ваттметр с двусторонней шкалой	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 23 ART	0,1	-	0,1
Итого:		0,77	0,6	0,77
В цепи понизительного двухобмоточного трансформатора на стороне ВН 110 кВ				
Амперметр	СА3020-5	0,6	-	0,6
Итого:		0,6	-	0,6
РУ 10 кВ				
Выводы НН понизительного двухобмоточного трансформатора 10 кВ				
Амперметр	СА3020-5	0,6	-	0,6
Ваттметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 23 ART	0,1	-	0,1
Итого:		0,77	-	0,77
Ячейка секционного выключателя 10 кВ				
Амперметр	СА3020-5	0,6	-	0,6
Итого:		0,6	-	0,6
Ячейки отходящих линий РУ 10 кВ/вводные ячейки РУ 10 кВ				
Амперметр	СА3020-5	0,6	-	0,6
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 23 ART	0,1	-	0,1
Итого:		0,7	-	0,7
На стороне НН трансформатора собственных нужд 10 кВ				
Амперметр	СА3020-5	0,6	-	0,6
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 23 ART	0,1	-	0,1
Итого:		0,7	-	0,7

При $S_{2\text{ном}}=30 \text{ ВА}$:

$$Z_{2\text{ном}} = S_{2\text{ном}}/I_{2\text{ном}}^2=30/5^2=1,2.$$

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Мощность приборов, подключенных к наиболее загруженной фазе составляет 0,6 ВА.

Сопротивление приборов тогда:

$$r_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{2 \text{ ном}}^2} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов принимаем равным 0,05 Ом, т.к. число приборов не больше трех.

Чтобы трансформатор работал в выбранном классе точности необходимо выдерживать условие:

$$r_{\text{приб.}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пр}} \leq Z_{2 \text{ ном}}$$

Тогда максимально допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб.}} - r_{\text{к}}$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,024 - 0,05 = 1,126 \text{ Ом}$$

По условию прочности принимаем многожильный контрольный кабель удельное сопротивление материала $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$, длину соединительных проводов от ТА до приборов можно принять 85 м (схема соединения – звезда) [11, с.375], тогда:

$$l_{\text{расч}} = l = 85 \text{ м}$$

Сечение соединительных приборов:

$$q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 85}{0,126} = 2,14 \text{ мм}^2$$

Выбираем сечение провода 2,5 мм².

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 85}{2,5} = 0,96 \text{ Ом}$$

$$Z_2 \approx r_{\text{приб.}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пр}} = 0,024 + 0,05 + 0,96 = 1,034 \text{ Ом}$$

$$1,034 < 1,2 \text{ [Ом]}$$

Трансформатор тока ТГФМ-110 УХЛ1 удовлетворяет условиям проверки и будет работать в требуемом классе точности.

Выбор трансформатора тока на стороне НН:

Напряжение на стороне НН – 10 кВ. Максимальная мощность, передаваемая по этой цепи 15,14 МВА. Значение сверхпереходного тока КЗ

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$I_{\text{но}(K-2)}=5,81$ кА. Значение тока максимальных эксплуатационных режимов в РУ ВН $I_{\text{max}}=874,11$ А. Ударный ток КЗ: $i_{\text{удКЗ}} = 11,25$ кА

Предполагаем к установке трансформатор тока типа ТОЛ-10/1000-5, производитель «Свердловский завод трансформаторов тока» и проверяем его по всем параметрам [16]. Основные технические характеристики выбранного выключателя приведены в таблице 5.9.

Таблица 5.9. — Основные технические характеристики трансформатора тока ТОЛ-10/1000-5

$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном1}}$, А	$I_{\text{ном2}}$, А	$i_{\text{дин}}$, кА	$I_{\text{тер}}$, кА	$t_{\text{тер}}$, с	$S_{2\text{ном}}$, ВА	Класс точности
10	1000	5	100	31,5	3	30	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S 10P

Примем $S_{2\text{ном}}=30$ ВА и произведем проверку по условиям выбора трансформатора тока.

Проверка:

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

$$10 = 10 \quad [\text{кВ}]$$

2. По длительному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном1}}$$

$$874,11 < 1000 \quad [\text{А}]$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$$

$$11,25 < 100 \quad [\text{кА}]$$

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

$$B_k = I_{\text{но}(K-2)}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 5,81^2 \cdot (1,955 + 0,01) = 66,33 \quad \text{кА}^2\text{с}$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.б}} = 1,9 + 0,055 = 1,955 \text{ с}$$

Так как $t_{\text{откл}}=1,955 \text{ с} < t_{\text{тер}}=3 \text{ с}$, то условие проверки следующее:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}$$

$$66,33 < 31,5^2 \cdot 1,955$$

$$66,33 < 1939,85 \quad [\text{кА}^2\text{с}]$$

5. По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока представлена в табл. 5.8.

При $S_{2\text{ном}}=30$ ВА:

$$Z_{2\text{ном}} = S_{2\text{ном}}/I_{2\text{ном}}^2 = 30/5^2 = 1,2.$$

Мощность приборов, подключенных к наиболее загруженной фазе составляет 0,77 ВА.

Сопротивление приборов тогда:

$$r_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{0,77}{5^2} = 0,031 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов принимаем равным 0,05 Ом, т.к. число приборов не больше трех.

Чтобы трансформатор работал в выбранном классе точности необходимо выдерживать условие:

$$r_{\text{приб.}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ ном}}$$

Тогда максимально допустимое сопротивление проводов:

$$\begin{aligned} r_{\text{пр}} &= Z_{2\text{ ном}} - r_{\text{приб.}} - r_{\text{к}} \\ r_{\text{пр}} &= 1,2 - 0,031 - 0,05 = 1,12 \text{ Ом} \end{aligned}$$

По условию прочности принимаем многожильный контрольный кабель удельное сопротивление материала $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$, длину соединительных проводов от ТА до приборов можно принять 40 м (схема соединения – неполная звезда) [11, с.375], тогда:

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3}l = \sqrt{3} \cdot 40 = 69,28 \text{ м}$$

Сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 69,28}{1,12} = 1,77 \text{ мм}^2$$

Выбираем сечение провода 2,5 мм² (т.к. по условию прочности не менее 2,5 мм²).

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 69,28}{2,5} = 0,78 \text{ Ом}$$

$$Z_2 \approx r_{\text{приб.}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пр}} = 0,031 + 0,05 + 0,78 = 0,861 \text{ Ом}$$

$$0,861 < 1,2 \text{ [Ом]}$$

					050/14-ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Трансформатор тока ТОЛ-10/1000-5 удовлетворяет условиям проверки и будет работать в требуемом классе точности.

Выбор трансформатора тока на линии 10 кВ к потребителям:

Напряжение на стороне НН — 10 кВ. Максимальная мощность, передаваемая по этой цепи 4 МВт. Значение сверхпереходного тока КЗ $I_{\text{по(К-3)}} = 4,56$ кА. Значение тока максимальных эксплуатационных режимов в РУ ВН $I_{\text{max}} = 271,69$ А. Ударный ток КЗ: $i_{\text{удКЗ}} = 8,83$ кА

Предполагаем к установке трансформатор тока типа ТОЛ-10/300-5, производитель «Свердловский завод трансформаторов тока» и проверяем его по всем параметрам [16]. Основные технические характеристики выбранного выключателя приведены в таблице 5.10.

Таблица 5.10. — Основные технические характеристики трансформатора тока ТОЛ-10/300-5

$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном1}}$, А	$I_{\text{ном2}}$, А	$i_{\text{дин}}$, кА	$I_{\text{мер}}$, кА	$t_{\text{мер}}$, с	$S_{2\text{ном}}$, ВА	Класс точности
10	300	5	100	31,5	3	30	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S 10P

Примем $S_{2\text{ном}} = 30$ ВА и произведем проверку по условиям выбора трансформатора тока.

Проверка:

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

$$10 = 10 \quad [\text{кВ}]$$

2. По длительному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном1}}$$

$$271,69 < 300 \quad [\text{А}]$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$$

$$8,83 < 100 \quad [\text{кА}]$$

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$$

$$B_k = I_{\text{по(К-3)}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 4,56^2 \cdot (1,005 + 0,01) = 21,11 \quad \text{кА}^2\text{с}$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.б}} = 0,95 + 0,055 = 1,005 \text{ с}$$

Так как $t_{\text{откл}} = 1,005 \text{ с} < t_{\text{мер}} = 3 \text{ с}$, то условие проверки следующее:

					050/14-ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}$$

$$21,11 < 31,5^2 \cdot 1,005$$

$$21,11 < 997,21 \text{ [кА}^2\text{с]}$$

5. По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока представлена в табл. 5.8.

При $S_{2 \text{ ном}} = 30 \text{ ВА}$:

$$Z_{2 \text{ ном}} = S_{2 \text{ ном}} / I_{2 \text{ ном}}^2 = 30 / 5^2 = 1,2.$$

Мощность приборов, подключенных к наиболее загруженной фазе составляет 0,7 ВА.

Сопротивление приборов тогда:

$$r_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{2 \text{ ном}}^2} = \frac{0,7}{5^2} = 0,028 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов принимаем равным 0,05 Ом, т.к. число приборов не больше трех.

Чтобы трансформатор работал в выбранном классе точности необходимо выдерживать условие:

$$r_{\text{приб.}} + r_k + r_{\text{пр}} \leq Z_{2 \text{ ном}}$$

Тогда максимально допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб.}} - r_k$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,028 - 0,05 = 1,122 \text{ Ом}$$

По условию прочности принимаем многожильный контрольный кабель удельное сопротивление материала $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$, длину соединительных проводов от ТА до приборов можно принять 4 м (схема соединения – неполная звезда) [11, с.375], тогда:

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3}l = \sqrt{3} \cdot 4 = 6,93 \text{ м}$$

Сечение соединительных приборов:

$$q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 6,93}{1,122} = 0,174 \text{ мм}^2$$

Выбираем сечение провода 2,5 мм² (т.к. по условию прочности не менее 2,5 мм²)

					050/14-ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$r_{np} = \frac{\rho l_{расч}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 6,93}{2,5} = 0,078 \text{ Ом}$$

$$Z_2 \approx r_{приб.} + r_k + r_{np} = 0,028 + 0,05 + 0,078 = 0,156 \text{ Ом}$$

$$0,156 < 1,2 \text{ [Ом]}$$

Трансформатор тока ТОЛ-10/300-5 удовлетворяет условиям проверки и будет работать в требуемом классе точности.

Сведем данные выбранных трансформаторов тока в таблицу 5.11.

Таблица 5.11. – Выбор трансформаторов тока

Цепь	Тип	Номинальные данные					Расчетные значения				
		U _{ном} , кВ	I _{ном перв} , А	I _{дв} , кА	I _{терм} ^{2*†}	Z _{2ном} , Ом	U _{уст} , кВ	I _{max} , А	I _д , кА	B _{к, расч}	Z ₂ , Ом
РУ 110 кВ Тр-р	ТГФМ-110-УХЛ1	110	200	10	6,86	1,2	110	158,9 3	7,21	1,61	1,03 4
РУ 10 кВ Тр-р	ТОЛ-10/1000-5	10	1000	100	138,9 2	1,2	10	874,1 1	11,25	66,3 3	0,86 1
РУ 10 кВ Линии к РП	ТОЛ-10/300-5	10	300	100	997,2 1	1,2	10	271,6 9	8,83	21,11	0,15 6

1.6.6. Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 и 100√3 В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор TV будем производить по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению: $U_{ном} \geq U_{уст}$;
2. По вторичной нагрузке: $S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда: $S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}$

Выбор трансформатора напряжения, установленного на РУ НН:

Выбираем трёхфазный антирезонансный трансформатор напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1 класса точности 0.2, производитель «ТДТрансформатор» [17].

Таблица 5.12. – Основные технические характеристики трансформатора напряжения НАМИ-110 УХЛ1

U _{ном} , кВ	S _{2ном} , ВА	Класс точности
110	200	0,2

Проверка:

1. $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$ (110 кВ = 110кВ);
2. $S_{\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma}$ $S_{\text{НОМ}} = 200 \text{ В} \cdot \text{А}$

Для электронных счётчиков мощность задаётся в ВА. Потребляемые мощности TV сведены в таблицу 5.13. Мощность трансформатора в выбранном классе точности составляет 200 ВА, что больше 113,1 ВА.

Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 удовлетворяет условиям проверки и будет работать в требуемом классе точности.

Таблица 5.13. – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип прибора	Соdной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная мощность, ВА
ОРУ 110 кВ					
Вольтметр	Э-365	2	1	1	2
Ваттметр	СР3020	1,5	2	1	3
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230 ART	7,5	2	7	105
Вольтметр для измерения междyфазного напряжения	СВ-3020	0,1	1	1	0,1
ФИП	ФИП	3	1	1	3
Итого	-	-	-	-	113,1
РУ 10 кВ					
Вольтметр (сборные шины)	Э-365	2	1	1	2
Ваттметр (ввод НН от трансформатора)	СР3020	1,5	2	1	3
ФИП	ФИП	3	1	1	3
Счетчик активной. энергии и реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	2,5	2	4	20
Итого	-	-	-	-	28

Выбор трансформатора напряжения, установленного на РУ НН:

Выбираем трёхфазный антирезонансный трансформатор напряжения типа НАЛИ-10-1 класса точности 0.2, производитель «ЭТК Оникс» [17].

Таблица 5.14. – Основные технические характеристики трансформатора напряжения НАЛИ-10-1

$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$S_{2\text{НОМ}}$, ВА	Класс точности
10	45	0,5

Проверка:

1. $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$ (10 кВ = 10кВ);
2. $S_{\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma}$ $S_{\text{НОМ}} = 45 \text{ В} \cdot \text{А}$

Для электронных счётчиков мощность задаётся в ВА. Потребляемые мощности TV сведены в таблицу 5.13. Мощность трансформатора в выбранном классе точности составляет 45 ВА, что больше 28 ВА.

Трансформатор напряжения НАЛИ-10-1 удовлетворяет условиям проверки и будет работать в требуемом классе точности.

1.6.8. Выбор ограничителей перенапряжений

Ограничители перенапряжений предназначены для защиты изоляции электрического оборудования от атмосферных перенапряжений. На проектируемой подстанции ОПН подключаются к силовым трансформаторам на высшем и низшем напряжениях. А также к измерительным трансформаторам напряжения. Разрядники в настоящее время не используются.

На стороне ВН – ОПН-110 УХЛ1

На стороне НН – ОПН-10 УХЛ1

Вывод: В данной главе были выбраны: выключатели на РУ ВН и РУ НН, тип и сечение кабельных линий, питающих РП, разъединители на РУ ВН, камеры КРУ, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ОПН на сторонах ВН и НН. По результатам проверок, выбранные аппараты удовлетворяют всем предъявленным техническим требованиям.

					050/14-ПЗ	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.7. Выбор шин и ошиновок ПС.

1.7.1. Выбор шин и ошиновок на ОРУ 110 кВ

В ОРУ 110 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, или жёсткая ошиновка, выполненная алюминиевыми проводами.

Выбор производится по нагреву (допустимому току): $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{РАБ.МАХ}}$

$I_{\text{РАБ.МАХ}}$ – максимальный рабочий ток, протекающий по шинам;

$I_{\text{доп}}$ – допустимый ток шины.

$$I_{\text{РАБ.МАКС}} = 158,93 \text{ А}$$

Выбираем провод АС-70/11 [2, табл. 1.3.29] .Допустимый длительный ток:

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$$

Выбранные шины проверяют по условиям:

1. По допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{РАБ.МАХ}}$$

$$265 \text{ А} \geq 158,93 \text{ А}$$

2. На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_{\text{к}}^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$, следовательно проверка шин на сжестывание не проводится, т.к $I_{\text{по(к-1)}} = 3,17 < 20 \text{ кА}$.

3. Проверка на термическое действие токов КЗ не проводится, т.к шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

4. Проверка по условиям коронирования не проводится, так как согласно ПУЭ минимальное сечение для ВЛ 110 кВ 70 мм^2 .

Принимаем провод АС – 70/11.

1.7.2. Выбор шин и ошиновок на РУ 10 кВ.

Наибольший ток в цепи сборных шин: $I_{\text{РАБ.МАКС}} = 1748,22 \text{ А}$

Принимаем алюминиевые двухполосные шины $2 \times (100 \times 6) \text{ мм}^2$,

$$I_{\text{доп}} = 1935 \text{ А} [2, \text{ табл. 1.3.31}].$$

1. Проверка по условию нагрева в продолжительном режиме:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{РАБ.МАХ}}$$

$$1935 \text{ А} \geq 1748,22 \text{ А}$$

2. Проверка на термическую стойкость: $S_{\text{MIN}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{c}$

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$C=91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ – для алюминиевых шин

Тогда минимальное сечение:

$$S_{\text{MIN}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{66,33 \cdot 10^6}}{91} = 89,5 \text{ мм}^2$$

Сечение выбранной шины: $2 \times (100 \times 6) = 1200 \text{ мм}^2$

$$89,5 \text{ мм}^2 < 1200 \text{ мм}^2$$

3. Проверка шин на электродинамическую стойкость:

В большинстве конструкций шин механического резонанса не возникает. Поэтому ПУЭ не требуют их проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний

Ошиновку в цепи трансформатора выполняем алюминиевыми двухполосными шинами прямоугольного сечения $2 \times (100 \times 6) \text{ мм}^2$.

Вывод: В данной главе были выбраны токоведущие части в ОРУ 110, а так же на напряжении 10 кВ.

					050/14-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46