



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Уральский федеральный университет имени первого Президента России Ельцина Б.Н.» (УрФУ)
Институт Уральский энергетический
Кафедра Автоматизированных электрических систем

Оценка _____

Руководитель курсового
проектирования _____

Члены комиссии _____

Дата защиты _____

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к проекту по модулю

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

по теме: **Проектирование понижающей подстанции электрической сети**

Студент: _____
(ФИО)

(Подпись)

Группа: _____

Екатеринбург
2018

Содержание

1. Исходные данные	3
2. Выбор силовых трансформаторов	4
2.1. Варианты силовых трансформаторов	4
2.2. Ручной метод расчета с помощью эквивалентных преобразований графиков нагрузки варианта 2хТМН-6300/110.....	5
2.3. Ручной метод расчета с помощью эквивалентных преобразований графиков нагрузки варианта 2хТДН-16000/110.....	6
2.4. Ручной метод расчета с помощью эквивалентных преобразований графиков нагрузки варианта 2хТРДН-25000/110	12
2.5. Техничко-экономическое сравнение вариантов трансформаторов.	14
3. Главная схема и основное оборудование.....	17
3.1. Выбор и анализ схемы электрических соединений РУ ВН	17
3.2. Выбор схемы РУ НН	20
3.3. Расчёт токов КЗ.....	21
3.3.1. Схема замещения.....	21
3.3.2. Расчет максимальных токов КЗ	29
3.4. Выбор коммутационного оборудования.....	32
3.4.1. Оборудование на стороне ВН.....	32
3.4.2. Выбор оборудования на стороне НН.....	36
3.5. Выбор схемы измерений на ПС.....	39
3.5.1. Расчёт токов в первичных обмотках ТТ и выбор коэффициентов трансформации для них.....	39
3.5.2. Выбор ТТ на стороне 110 кВ.....	41
3.5.3. Выбор ТТ на стороне 10 кВ	43
3.5.4. Выбор трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ	45
3.5.5. Выбор трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ	46
3.5.6. Собственные нужды проектируемой ПС (выбор ТСН и схемы питания)	47
4. Вторичные системы ПС.....	49
4.1. Выбор системы оперативного тока	49
4.2. Описание релейной защиты ПС	53
5. Конструктивное выполнение подстанций	56
6. Расчёт и конструктивное выполнение молниезащиты подстанции.....	58
7. Сметно-финансовый расчет по укрупненным показателям стоимости.....	62
Заключение.....	62
Список литературы.....	63

1. Исходные данные

Карта-схема сети для курсового проектирования взята из курсового проектирования по дисциплине «Электрические сети» и представлена на рисунке 1. Исходные данные представлены в таблице 1. Графики нагрузки представлены на рисунках 2,3.

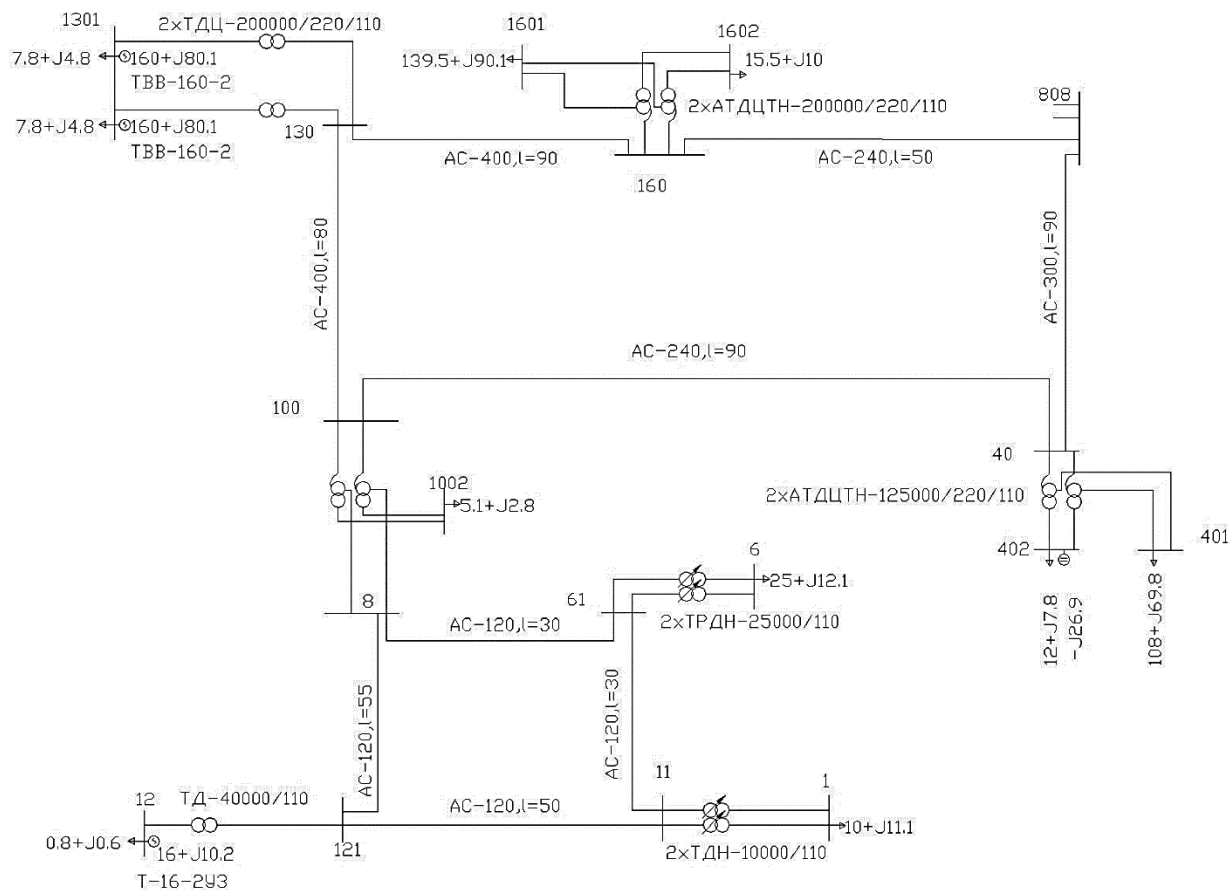


Рисунок 1 – Карта-схема сети

Таблица 1. Исходные данные для проектирования

П\ст				Кол- во ЛЭП	Потребители % по категориям			№ графика нагрузки	Ср.темп °С	
№	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА		I	II	III		зима	лето
61	25	12.1	27.78	12	19	9	72	1	-11	14

$$S_{зим_max} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{25^2 + 12.1^2} = 27.78 \text{ МВА}$$

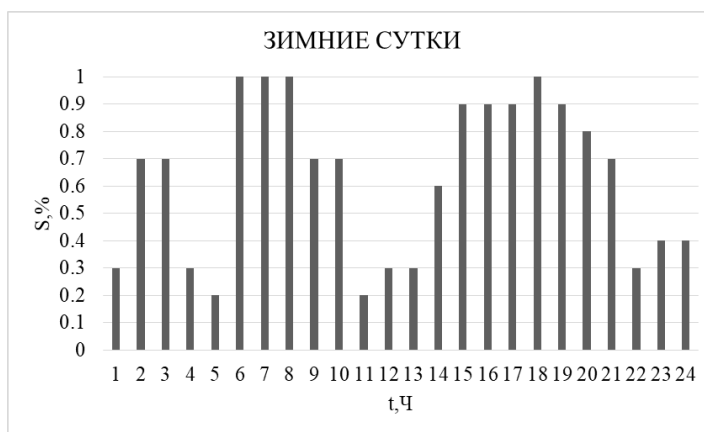


Рисунок 2 – Зимний график нагрузки

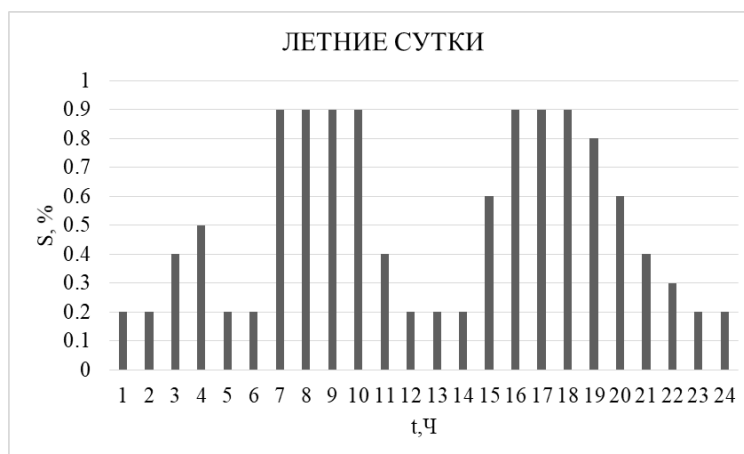


Рисунок 3 – Летний график нагрузки

2. Выбор силовых трансформаторов

2.1. Варианты силовых трансформаторов

Вариант 1: $\varepsilon_{\text{откл}} = 0$ ($\varepsilon_{\text{откл}}$ – доля отключаемых потребителей третьей категории)

$$S_{\text{ТР}} = \frac{S_{\text{max}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{откл}})}{(N_{\text{ТР}} - 1) \cdot 1,4} = \frac{27,78 \cdot (1 - 0)}{(2 - 1) \cdot 1,4} = 19,84 \text{ МВА}$$

Вариант 2: $\varepsilon_{\text{откл}} = 0,36$ (отключаем 50% потребителей третьей категории)

$$S_{\text{ТР}} = \frac{S_{\text{max}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{откл}})}{(N_{\text{ТР}} - 1) \cdot 1,4} = \frac{27,78 \cdot (1 - 0,36)}{(2 - 1) \cdot 1,4} = 12,69 \text{ МВА}$$

Вариант 3: $\varepsilon_{\text{откл}} = 0,72$ (т.е. отключаем 100% потребителей третьей категории)

$$S_{\text{ТР}} = \frac{S_{\text{max}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{откл}})}{(N_{\text{ТР}} - 1) \cdot 1,4} = \frac{27,78 \cdot (1 - 0,72)}{(2 - 1) \cdot 1,4} = 5,56 \text{ МВА}$$

Из промежутка мощностей [5.56...19.84] МВА выбираем трансформаторы 2хТРДН-25000/110, ТДН-16000/110, 2хТМН-6300/110. Номинальные параметры приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры силовых трансформаторов

Трансформатор	$S_{ном}$, МВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
ТМН-6300/110	6.3	115	10.5	10.5	44	11.5	0.8
ТДН-16000/110	16	115	10.5	10.5	60	14	0.7
ТРДН-25000/110	25	115	10.5	10.5	120	27	0.7

2.2. Ручной метод расчета с помощью эквивалентных преобразований графиков нагрузки варианта 2хТМН-6300/110

На рисунках 4,5 представлены графики нагрузки.



Рисунок 4 – Зимний график нагрузки

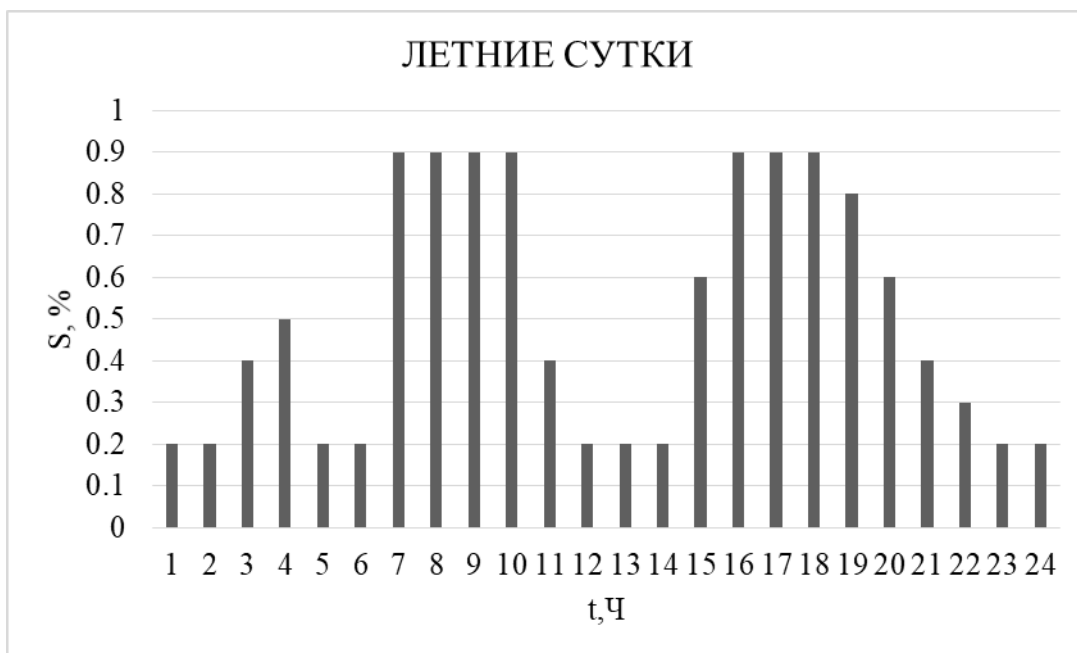


Рисунок 5 – Летний график нагрузки

Определяем максимальную мощность нагрузки и эквивалентную мощность трансформатора для зимнего периода номинальной работы.

$$S_{зим_max} = 27.78 MVA$$

$$S_{\Sigma mp} = 2 \cdot 6.3 = 12.6 MVA$$

$$S_{\Sigma mp \%} = \frac{12.6}{27.78} \cdot 100\% = 45\%$$

Выделяются 3 периода перегрузки. Определим тепловой импульс каждого промежутка.

$$B = \sum_{i=1}^n S_i^2 \cdot t_i$$

$$B_1 = (0.7 \cdot 27.78)^2 \cdot 2 = 756.61 (MVA^2 \cdot ч)$$

$$B_2 = (1 \cdot 27.78)^2 \cdot 3 + (0.7 \cdot 27.78)^2 \cdot 2 = 3071.48 (MVA^2 \cdot ч)$$

$$B_3 = (0.6 \cdot 27.78)^2 \cdot 1 + (0.7 \cdot 27.78)^2 \cdot 1 + (0.8 \cdot 27.78)^2 \cdot 1 + (0.9 \cdot 27.78)^2 \cdot 4 + (1 \cdot 27.78)^2 \cdot 1$$

$$B_3 = 4422 (MVA^2 \cdot ч)$$

Наибольший тепловой импульс определяется 3 промежутком, поэтому он выбирается базовым для расчета коэффициента перегрузки.

$$k_2 = \frac{1}{S_{\Sigma mp}} \cdot \sqrt{\frac{B_3}{\sum t_i}} = \frac{1}{12.6} \cdot \sqrt{\frac{4422}{8}} = 1.866$$

Считаем коэффициент начальной загрузки.

$$k_1 = \frac{S_{нагр_max}}{S_{\Sigma mp}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i \cdot t_i}{\sum t_i}} = \frac{27.78}{12.6} \cdot \sqrt{\frac{0.2^2 \cdot 2 + 0.3^2 \cdot 5 + 0.4^2 \cdot 2 + 0.7^2 \cdot 4 + 1^2 \cdot 3}{16}} = 1.33$$

Так как коэффициент начальной загрузки больше допустимого значения, зимний режим нормальной нагрузки для трансформатора считается недопустимым, следовательно трансформатор не может быть использован для проектируемой подстанции и дальше рассматриваться не будет.

2.3. Ручной метод расчета с помощью эквивалентных преобразований графиков нагрузки варианта 2хТДН-16000/110

- Режимы работы. Зима

Определяем максимальную мощность нагрузки и эквивалентную мощность трансформатора для зимнего периода при работы двух трансформаторов.

$$S_{зим_max} = 27.78 MVA$$

$$S_{\Sigma mp} = 2 \cdot 16 = 32 MVA$$

$$S_{\Sigma mp\%} = \frac{32}{27.78} \cdot 100\% = 115.2\%$$

Периодов перегрузки нет. Режим является допустимым.

Далее рассматривается аварийный режим зимних нагрузок.

Определяем максимальную мощность нагрузки и эквивалентную мощность трансформатора.

$$S_{зим_max} = 27.78 MVA$$

$$S_{\Sigma mp} = 1 \cdot 16 = 16 MVA$$

$$S_{\Sigma mp\%} = \frac{16}{27.78} \cdot 100\% = 57.6\%$$

На рисунке 6 представлен зимний график аварийных перегрузок.

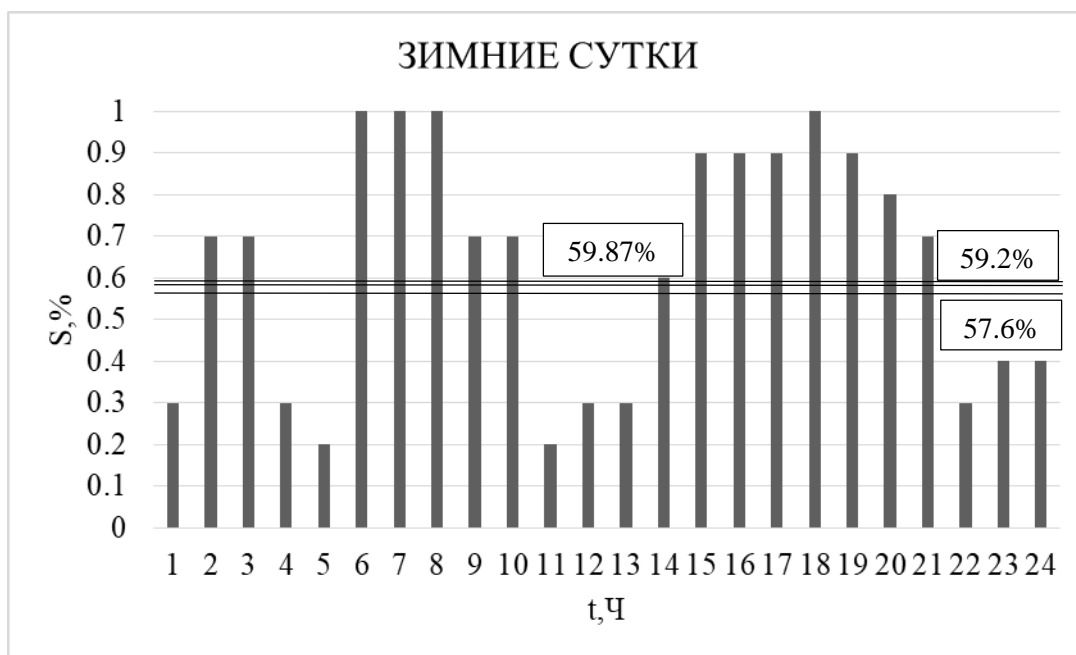


Рисунок 6 – Режим зимних перегрузок

Выделяются 3 периода перегрузки. Определим тепловой импульс каждого промежутка.

$$B = \sum_{i=1}^n S_i^2 \cdot t_i$$

$$B_1 = (0.7 \cdot 27.78)^2 \cdot 2 = 756.61 (MVA^2 \cdot ч)$$

$$B_2 = (1 \cdot 27.78)^2 \cdot 3 + (0.7 \cdot 27.78)^2 \cdot 2 = 3071.48 (MVA^2 \cdot ч)$$

$$B_3 = (0.6 \cdot 27.78)^2 \cdot 1 + (0.7 \cdot 27.78)^2 \cdot 1 + (0.8 \cdot 27.78)^2 \cdot 1 + (0.9 \cdot 27.78)^2 \cdot 4 + (1 \cdot 27.78)^2 \cdot 1$$

$$B_3 = 4422 (MVA^2 \cdot ч)$$

Наибольший тепловой импульс определяется 3 промежутком, поэтому он выбирается базовым для расчета коэффициента перегрузки.

Считаем коэффициент начальной загрузки.

$$k_1 = \frac{S_{нагр_max}}{S_{\Sigma mp}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i \cdot t_i}{\sum t_i}} = \frac{27.78}{16} \cdot \sqrt{\frac{0.2^2 \cdot 2 + 0.3^2 \cdot 5 + 0.4^2 \cdot 2 + 0.7^2 \cdot 4 + 1^2 \cdot 3}{16}} = 1.047 > 1$$

Так как коэффициент начальной загрузки больше 1, необходимо отключить часть нагрузки.

$$S_{откл} = (k_1 - 1) \cdot S_{mp} = (1.047 - 1) \cdot 16 = 0.752 (MBA)$$

$$S^{III} = 0.72 \cdot 27.78 = 20 (MBA)$$

$$S_{откл} < S^{III}$$

$$S_{нагр}' = S_{нач} - S_{откл} = 27.78 - 0.752 = 27.028 (MBA)$$

$$S_{mp, \%} = \frac{S_{mp}}{S_{нагр}} \cdot 100\% = \frac{16}{27.028} \cdot 100\% = 59.2\%$$

Необходимо заново рассчитать коэффициенты перегрузки и начальной загрузки.

$$k_1 = \frac{S_{нагр_max}}{S_{\Sigma mp}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i \cdot t_i}{\sum t_i}} = \frac{27.028}{16} \cdot \sqrt{\frac{0.2^2 \cdot 2 + 0.3^2 \cdot 5 + 0.4^2 \cdot 2 + 0.7^2 \cdot 4 + 1^2 \cdot 3}{16}} = 1.019 > 1$$

Так как коэффициент начальной загрузки больше 1, необходимо отключить часть нагрузки.

$$S_{откл\Sigma} = S_{откл} + (k_1 - 1) \cdot S_{mp} = 0.752 + (1.019 - 1) \cdot 16 = 1.056 (MBA)$$

$$S_{откл} < S^{III}$$

$$S_{нагр}'' = S_{нач} - S_{откл\Sigma} = 27.78 - 1.056 = 26.724 (MBA)$$

$$S_{mp, \%} = \frac{S_{mp}}{S_{нагр}''} \cdot 100\% = \frac{16}{26.724} \cdot 100\% = 59.87\%$$

$$k_1 = \frac{S_{нагр_max}}{S_{\Sigma mp}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i \cdot t_i}{\sum t_i}} = \frac{26.724}{16} \cdot \sqrt{\frac{0.2^2 \cdot 2 + 0.3^2 \cdot 5 + 0.4^2 \cdot 2 + 0.7^2 \cdot 4 + 1^2 \cdot 3}{16}} = 1$$

Необходимо заново рассчитать коэффициент перегрузки.

$$k_2 = \frac{S_{нагр_max}}{S_{\Sigma mp}} \cdot \sqrt{\frac{(0.6)^2 \cdot 1 + (0.7)^2 \cdot 1 + (0.8)^2 \cdot 1 + (0.9)^2 \cdot 4 + (1)^2 \cdot 1}{8}} = \frac{26.724}{16} \cdot 0.846 = 1.41$$

Проверка допустимости эквивалентирования:

$$0.9 \cdot S_{\Sigma mp_max} \leq k_2 \cdot S_{mp}$$

$$0.9 \cdot S_{\Sigma mp_max}' = 0.9 \cdot 26.724 = 24.05 (MBA)$$

$$k_2 \cdot S_{mp} = 1.41 \cdot 16 = 22.56 (MBA)$$

$$24.05 (MBA) > 22.56 (MBA)$$

Из-за невыполнения требования эквивалентирования графиков, пересчитываем коэффициент перегрузки и проверяем допустимость эквивалентирования.

$$k_2' = 0.9 \cdot k_{\max}$$

$$k_{\max} = \frac{S_{\text{зим_max}}}{S_{\text{mp}}} = \frac{26.724}{12.6} = 1.67$$

$$k_2' = 0.9 \cdot 1.67 = 1.5$$

$$t_2' = \frac{k_2'^2 \cdot t_2}{0.9 \cdot k_{\max}^2} = \frac{1.41^2 \cdot 8}{(0.9 \cdot 1.67)^2} \approx 7(\text{ч})$$

Допустимый коэффициент перегрузки при аварийных перегрузках:

$$t_{\text{зим_ср}} = -6^{\circ} \text{C} \rightarrow \theta = 0^{\circ} \text{C}$$

$$k_1 = 1$$

$$t_{\text{пер}} = 7\text{ч} \rightarrow 8\text{ч}$$

$$[k_{2_доп} = 1.5] = [k_2 = 1.5]$$

Режим зимней перегрузки является допустимым.

- Режимы работы. Лето

Определяем максимальную мощность нагрузки и эквивалентную мощность трансформатора для летнего периода при работы двух трансформаторов.

$$S_{\text{лет_max}} = 0.9 \cdot S_{\text{зим_max}} = 0.9 \cdot 27.78 = 25 \text{ MVA}$$

$$S_{\Sigma \text{mp}} = 2 \cdot 16 = 32 \text{ MVA}$$

$$S_{\Sigma \text{mp}\%} = \frac{32}{27.78} \cdot 100\% = 115\%$$

Периодов перегрузки нет. Режим является допустимым.

Далее рассматривается аварийный режим летних нагрузок.

Определяем максимальную мощность нагрузки и эквивалентную мощность трансформатора для зимнего периода номинальной работы.

$$S_{\text{лет_max}} = 0.9 \cdot S_{\text{зим_max}} = 0.9 \cdot 27.78 = 25 \text{ MVA}$$

$$S_{\Sigma \text{mp}} = 1 \cdot 16 = 16 \text{ MVA}$$

$$S_{\Sigma \text{mp}\%} = \frac{16}{27.78} \cdot 100\% = 57.6\%$$

На рисунке 7 представлен зимний график аварийных перегрузок.



Рисунок 7 – Режим летних перегрузок

Выделяются 2 периода перегрузки. Определим тепловой импульс каждого промежутка.

$$B = \sum_{i=1}^n S_i^2 \cdot t_i$$

$$B_1 = (0.9 \cdot 27.78)^2 \cdot 4 = 2500 \text{ (MBA}^2\text{ч)}$$

$$B_2 = (0.9 \cdot 27.78)^2 \cdot 3 + (0.8 \cdot 27.78)^2 \cdot 1 + (0.6 \cdot 27.78)^2 \cdot 2 = 2924.85 \text{ (MBA}^2\text{ч)}$$

Наибольший тепловой импульс определяется 2 промежутком, поэтому он выбирается базовым для расчета коэффициента перегрузки.

Считаем коэффициент начальной загрузки.

$$k_1 = \frac{S_{\text{зим_max}}}{S_{\Sigma \text{mp}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i \cdot t_i}{\sum t_i}} = \frac{27.78}{16} \cdot \sqrt{\frac{0.2^2 \cdot 9 + 0.3^2 \cdot 1 + 0.4^2 \cdot 3 + 0.5^2 \cdot 1 + 0.9^2 \cdot 4}{18}} =$$

$$= \frac{27.78}{16} \cdot 0.4955 = 0.8603$$

Коэффициент перегрузки.

$$k_2 = \frac{S_{\text{зим_max}}}{S_{\Sigma \text{mp}}} \cdot \sqrt{\frac{(0.9)^2 \cdot 3 + (0.8)^2 \cdot 1 + (0.6)^2 \cdot 2}{6}} = \frac{27.78}{16} \cdot 0.7947 = 1.3798$$

Проверка допустимости эквивалентирования:

$$0.9 \cdot S_{\text{лет_max}} \leq k_2 \cdot S_{\text{mp}}$$

$$0.9 \cdot S_{\text{лет_max}} = 0.9 \cdot 25 = 22.5 \text{ (MBA)}$$

$$k_2 \cdot S_{\text{mp}} = 1.3798 \cdot 16 = 22.08 \text{ (MBA)}$$

$$22.5 \text{ (MBA)} > 22.08 \text{ (MBA)}$$

Из-за невыполнения требования эквивалентирования графиков, пересчитываем коэффициент перегрузки и проверяем допустимость эквивалентирования.

$$k_2' = 0.9 \cdot k_{\max}$$

$$k_{\max} = \frac{S_{\text{лет_max}}}{S_{\text{тр}}} = \frac{25}{16} = 1.56$$

$$k_2' = 0.9 \cdot 1.56 = 1.406$$

Допустимый коэффициент перегрузки при аварийных перегрузках:

$$t_{\text{зим_ср}} = 14^{\circ}C \rightarrow \theta = 20^{\circ}C$$

$$k_1 = 0.8603 \rightarrow k_1 = 0.9$$

$$t_{\text{пер}} = 6ч$$

$$[k_{2_дон} = 1.4] < [k_2 = 1.406]$$

Режим летней перегрузки недопустим. Необходимо отключить часть потребителей

$$S_{\text{откл}} = (k_2 - k_{2_дон}) \cdot S_{\text{тр}} = (1.406 - 1.4) \cdot 16 = 0.096 (MBA)$$

$$S_{\text{откл}} < [S^{\text{III}} = 0.72 \cdot S_{\text{лет_max}} = 0.72 \cdot 25 = 18]$$

$$S_{\text{нагр_лет}}' = S_{\text{нач}} - S_{\text{откл}} = 25 - 0.096 = 24.904 (MBA)$$

$$S_{\text{max}} = S_{\text{зим_max}} - S_{\text{откл}} = 27.78 - 0.096 = 27.684 (MBA)$$

$$S_{\text{тр, \%}} = \frac{S_{\text{тр}}}{S_{\text{нагр}}}, 100\% = \frac{16}{27.684} \cdot 100\% = 57.8\%$$

Режимы перегрузки не изменились.

$$k_1 = \frac{S_{\text{зим_max}}}{S_{\Sigma \text{тр}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i \cdot t_i}{\sum t_i}} = \frac{27.684}{16} \cdot \sqrt{\frac{0.2^2 \cdot 9 + 0.3^2 \cdot 1 + 0.4^2 \cdot 3 + 0.5^2 \cdot 1 + 0.9^2 \cdot 4}{18}} =$$

$$= \frac{27.684}{16} \cdot 0.4955 = 0.8573$$

Коэффициент перегрузки.

$$k_2 = \frac{S_{\text{зим_max}}}{S_{\Sigma \text{тр}}} \cdot \sqrt{\frac{(0.9)^2 \cdot 3 + (0.8)^2 \cdot 1 + (0.6)^2 \cdot 2}{6}} = \frac{27.684}{16} \cdot 0.7947 = 1.375$$

Проверка допустимости эквивалентирования:

$$0.9 \cdot S_{\text{лет_max}} \leq k_2 \cdot S_{\text{тр}}$$

$$0.9 \cdot S_{\text{лет_max}} = 0.9 \cdot 24.904 = 22.42 (MBA)$$

$$k_2 \cdot S_{\text{тр}} = 1.375 \cdot 16 = 22 (MBA)$$

$$22.42 (MBA) > 22 (MBA)$$

Из-за невыполнения требования эквивалентирования графиков, пересчитываем коэффициент перегрузки и проверяем допустимость эквивалентирования.

$$k_2' = 0.9 \cdot k_{\max}$$

$$k_{\max} = \frac{S_{\text{лет_max}}}{S_{\text{тр}}} = \frac{24.904}{16} = 1.556$$

$$k_2' = 0.9 \cdot 1.556 = 1.4$$

Допустимый коэффициент перегрузки при аварийных перегрузках:

$$t_{\text{зим_ср}} = 14^{\circ}C \rightarrow \theta = 20^{\circ}C$$

$$k_1 = 0.8573 \rightarrow k_1 = 0.9$$

$$t_{\text{пер}} = 6\text{ч}$$

$$[k_{2_доп} = 1.4] = [k_2 = 1.4]$$

Режим является допустимым.

2.4. Ручной метод расчета с помощью эквивалентных преобразований графиков нагрузки варианта 2хТРДН-25000/110

- Режимы работы. Зима

Определяем максимальную мощность нагрузки и эквивалентную мощность трансформатора для зимнего периода при работы двух трансформаторов.

$$S_{\text{зим_max}} = 27.78\text{MBA}$$

$$S_{\Sigma\text{тр}} = 2 \cdot 25 = 50\text{MBA}$$

$$S_{\Sigma\text{тр}\%} = \frac{50}{27.78} \cdot 100\% = 179.9\%$$

Периодов перегрузки нет. Режим является допустимым.

Далее рассматривается аварийный режим зимних нагрузок.

Определяем максимальную мощность нагрузки и эквивалентную мощность трансформатора.

$$S_{\text{зим_max}} = 27.78\text{MBA}$$

$$S_{\Sigma\text{тр}} = 1 \cdot 25 = 25\text{MBA}$$

$$S_{\Sigma\text{тр}\%} = \frac{25}{27.78} \cdot 100\% = 90\%$$

На рисунке 8 представлен зимний график аварийных перегрузок.

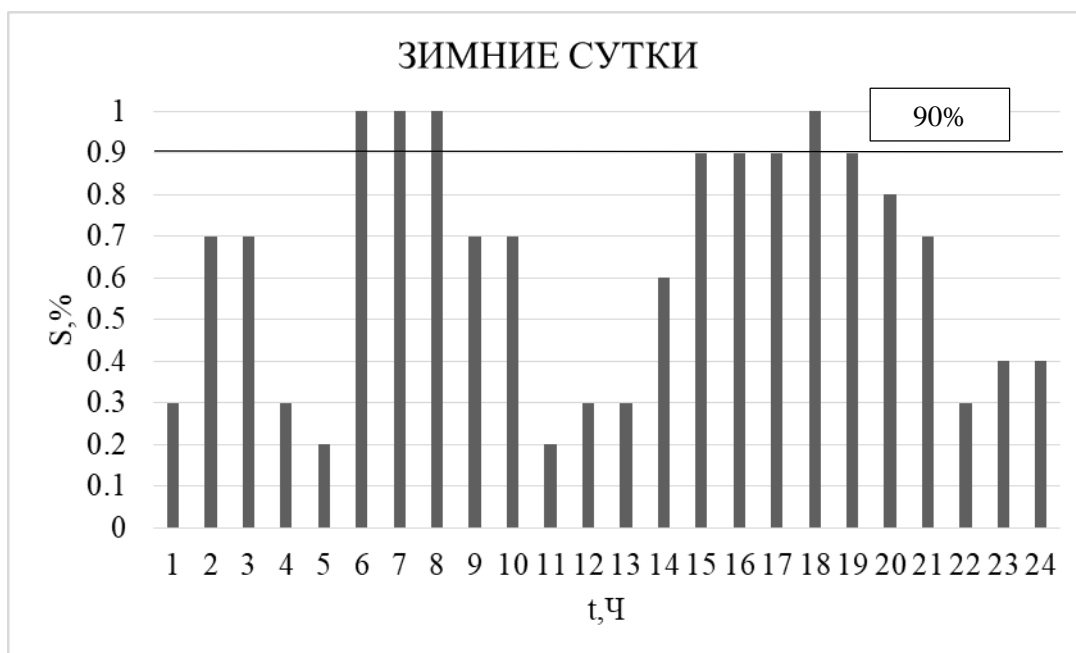


Рисунок 8 – Режим зимних перегрузок

Выделяются 3 периода перегрузки. Определим тепловой импульс каждого промежутка.

$$B = \sum_{i=1}^n S_i^2 \cdot t_i$$

$$B_2 = (1 \cdot 27.78)^2 \cdot 3 = 2315.19 \text{ (MBA}^2\text{ч)}$$

$$B_3 = (27.78)^2 \cdot 1 = 771.73 \text{ (MBA}^2\text{ч)}$$

Наибольший тепловой импульс определяется 1 промежутком, поэтому он выбирается базовым для расчета коэффициента перегрузки.

Считаем коэффициент начальной загрузки.

$$\begin{aligned}
 k_1 &= \frac{S_{\text{нагр-макс}}}{S_{\Sigma mp}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i \cdot t_i}{\sum t_i}} = \\
 &= \frac{27.78}{25} \cdot \sqrt{\frac{0.2^2 \cdot 2 + 0.3^2 \cdot 5 + 0.4^2 \cdot 2 + 0.6^2 \cdot 1 + 0.7^2 \cdot 5 + 0.8^2 \cdot 1 + 0.9^2 \cdot 4 + 1^2 \cdot 1}{21}} = \\
 &= \frac{27.78}{25} \cdot 0.6377 = 0.7086
 \end{aligned}$$

Необходимо рассчитать коэффициент перегрузки.

$$k_2 = \frac{S_{\text{нагр-макс}}}{S_{\Sigma mp}} \cdot \sqrt{\frac{(1)^2 \cdot 3}{3}} = \frac{27.78}{25} \cdot 1 = 1.11$$

Проверка допустимости эквивалентирования:

$$\begin{aligned}
0.9 \cdot S_{\text{зим_max}} &\leq k_2 \cdot S_{\text{тр}} \\
0.9 \cdot S_{\text{зим_max}} &= 0.9 \cdot 27.78 = 25 \text{ (MBA)} \\
k_2 \cdot S_{\text{тр}} &= 1.11 \cdot 25 = 27.75 \text{ (MBA)} \\
25 \text{ (MBA)} &< 27.75 \text{ (MBA)}
\end{aligned}$$

Требования эквивалентирования выполняется

Допустимый коэффициент перегрузки при аварийных перегрузках:

$$\begin{aligned}
t_{\text{зим_ср}} &= -6^{\circ} \text{C} \rightarrow \theta = 0^{\circ} \text{C} \\
k_1 &= 0.7086 \rightarrow k_1 = 0.8 \\
t_{\text{пер}} &= 3\text{ч} \rightarrow 4\text{ч} \\
[k_{2_дон} = 1.7] &= [k_2 = 1.11]
\end{aligned}$$

Режим зимней перегрузки является допустимым.

- Режимы работы. Лето

Определяем максимальную мощность нагрузки и эквивалентную мощность трансформатора для летнего периода при работы двух трансформаторов.

$$\begin{aligned}
S_{\text{лет_max}} &= 0.9 \cdot S_{\text{зим_max}} = 0.9 \cdot 27.78 = 25 \text{ MBA} \\
S_{\Sigma \text{тр}} &= 2 \cdot 25 = 50 \text{ MBA} \\
S_{\Sigma \text{тр}\%} &= \frac{50}{27.78} \cdot 100\% = 179\%
\end{aligned}$$

Периодов перегрузки нет. Режим является допустимым.

Далее рассматривается аварийный режим летних нагрузок.

Определяем максимальную мощность нагрузки и эквивалентную мощность трансформатора для зимнего периода номинальной работы.

$$\begin{aligned}
S_{\text{лет_max}} &= 0.9 \cdot S_{\text{зим_max}} = 0.9 \cdot 27.78 = 25 \text{ MBA} \\
S_{\Sigma \text{тр}} &= 1 \cdot 25 = 25 \text{ MBA} \\
S_{\Sigma \text{тр}\%} &= \frac{25}{27.78} \cdot 100\% = 90\%
\end{aligned}$$

Периодов перегрузки в летнем аварийном режиме летней нет. Режим летних перегрузок допустим.

2.5. Технико-экономическое сравнение вариантов трансформаторов.

- Издержки на потери

$$\Delta P_{np} = \frac{1}{n} \cdot \frac{S_{n/cm}^2}{U^2} \cdot R$$

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$$

$$\Delta P_{non} = \Delta P \cdot n$$

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_{np} \cdot \tau + 8760 \cdot \Delta P_{non}$$

$$I_{\Delta \mathcal{E}} = \Delta \mathcal{E} \cdot \mathcal{U}$$

$$\mathcal{U} = 1.2 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} = 1200 \frac{\text{руб}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$$

$$T_{\max_зим} = \frac{\sum S_i \cdot t_i}{S_{\max}} = \frac{0.2 \cdot 2 + 0.3 \cdot 5 + 0.4 \cdot 2 + 0.6 \cdot 1 + 0.7 \cdot 5 + 0.8 \cdot 1 + 0.9 \cdot 4 + 1 \cdot 4}{1} \cdot 213 = 3237.6 \text{ ч}$$

$$T_{\max_лето} = \frac{\sum S_i \cdot t_i}{S_{\max}} = \frac{0.2 \cdot 9 + 0.3 \cdot 1 + 0.4 \cdot 3 + 0.5 \cdot 1 + 0.6 \cdot 2 + 0.8 \cdot 1 + 0.9 \cdot 7}{1} \cdot 152 = 1839.2 \text{ ч}$$

$$T_{\max} = T_{\max_зим} + T_{\max_лето} = 3237.6 + 1839.2 = 5076.8 \text{ ч}$$

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0.124 + \frac{5076.8}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 3495.41 \text{ ч}$$

- Капвложения и издержки на амортизацию

$$K_{тр} = K_{перес} \cdot C_{тр}$$

$$I_{ао\,тр} = \alpha_{\%} \cdot K_{тр}$$

где $C_{тр}$ – стоимость трансформатора, $K_{перес}=75$ – коэффициент пересчета на уровень цен 2018 года

- Ущерб по методике расчёта по недоотпущенной мощности

$$Y = Y_z + Y_l$$

$$Y = \frac{\varepsilon_z \cdot \alpha_z \cdot k_g \cdot P_{\max_зима} \cdot t_{з.сут} + \varepsilon_l \cdot \alpha_l \cdot k_g \cdot P_{\max_лето} \cdot t_{л.сут}}{365} \cdot k_{пер}$$

Капвложения и издержки на процент на издержки на амортизацию в таблице 3.

Таблица 3. Капвложения и издержки

Элемент системы	Капвложения ТДН-16000/110, тыс.руб	Капвложения ТРДН-25000/110, тыс.руб,	Издержки в доле от капвложений(%)
Трансформатор	63·75=4725	84·75=6300	9.4

- Приведённые затраты

$$Z = K_{прив} \cdot K_{тр} + I_{\Delta \mathcal{E}} + I_{n/cm} + Y$$

Расчёт и сравнение приведённых затрат на трансформаторы в Таблице 4.

Таблица 4. Сравнительная таблица для выбора трансформаторов подстанции

ТДН–16000/100	2 трансформатора
Издержки на потерю электроэнергии	
$\Delta \mathcal{E} = n_{mp} \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{zod} + \frac{\Delta P_{кз}}{n_{mp}} \cdot \left(\frac{S_{назр_max}}{S_{mp_ном}} \right) \cdot \tau =$ $= 2 \cdot 0.019 \cdot 8760 + \frac{0.085}{2} \cdot \left(\frac{27.78}{16} \right)^2 \cdot 3495.41 =$ $= 780.71 MBm \cdot ч$ $H_3 = 1200 \cdot \Delta \mathcal{E}$ $H_3 = 1200 \cdot 780.71 = 936.8 (тыс.руб)$	$\Delta \mathcal{E} = n_{mp} \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{zod} + \frac{\Delta P_{кз}}{n_{mp}} \cdot \left(\frac{S_{назр_max}}{S_{mp_ном}} \right) \cdot \tau =$ $= 2 \cdot 0.027 \cdot 8760 + \frac{0.12}{2} \cdot \left(\frac{27.78}{25} \right)^2 \cdot 3495.41 =$ $= 732.0 MBm \cdot ч$ $H_3 = 1200 \cdot \Delta \mathcal{E}$ $H_3 = 1200 \cdot 732.0 = 878.4 (тыс.руб)$
Ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителю	
$Y = \frac{\varepsilon_3 \cdot \alpha_3 \cdot k_6 \cdot P_{max_зима} \cdot t_{3.сут}}{365} \cdot k_{nep} +$ $+ \frac{\varepsilon_l \cdot \alpha_l \cdot k_6 \cdot P_{max_лето} \cdot t_{л.сут}}{365} \cdot k_{nep}$ $k_6 = 2 \cdot (k_{mp} + k_{6_110} + k_{6_10} + k_p) =$ $= 2 \cdot (\varpi_{mp} \cdot t_{mp} + \varpi_{6_110} \cdot t_{6_110} + \varpi_{6_10} \cdot t_{6_10} + \varpi_p \cdot t_p) =$ $= 2 \cdot (0.02 \cdot 60 + 0.1 \cdot 2.8 + 0.08 \cdot 1.3 + 0.02 \cdot 0.4) \cdot 10^{-3} =$ $= 3.184 \cdot 10^{-3} (отк \cdot год)$ $\varepsilon_l = \frac{P_{откл_лето}}{P_{max_лето}} = \frac{\Delta S_{откл_лето\Sigma} \cdot \cos \varphi}{\Delta S_{max_лето\Sigma} \cdot \cos \varphi} = \frac{1.12 \cdot 0.9}{25 \cdot 0.9} = 0.045$ $\alpha_l = 500 \frac{тыс.руб}{MBT} (1 \text{кривая})$ $\varepsilon_3 = \frac{P_{откл_зима}}{P_{max_зима}} = \frac{\Delta S_{откл_зима\Sigma} \cdot \cos \varphi}{\Delta S_{max_зима\Sigma} \cdot \cos \varphi} = \frac{1.056 \cdot 0.9}{27.78 \cdot 0.9} = 0.038$ $\alpha_3 = 500 \frac{тыс.руб}{MBT} (1 \text{кривая})$ $P_{max_зим} = S_{max_зим} \cdot \cos \varphi = 27.78 \cdot 0.9 = 25 (MBm)$ $P_{max_лето} = S_{max_лето} \cdot \cos \varphi = 25 \cdot 0.9 = 22.5 (MBm)$ $Y = \frac{0.038 \cdot 500 \cdot 3.184 \cdot 10^{-3} \cdot 25 \cdot 213}{365} \cdot 75 +$ $+ \frac{0.045 \cdot 500 \cdot 3.184 \cdot 10^{-3} \cdot 22.5 \cdot 152}{365} \cdot 75 =$ $= 116.54 (тыс.руб)$	$Y = 0 (руб)$
Капложения	
$K_{тр} = 2 \cdot 63 \cdot 75 = 9450 (тыс.руб)$	$K_{тр} = 2 \cdot 85 \cdot 75 = 12750 (руб)$

Продолжение Таблицы 4

Издержки	
$I_{n/cm} = \frac{9.4 \cdot K_{mp}}{100} = \frac{9.4 \cdot 9450}{100} =$ $= 888.3(\text{тыс.руб})$	$I_{n/cm} = \frac{9.4 \cdot K_{mp}}{100} = \frac{9.4 \cdot 12750}{100} =$ $= 1198.5(\text{тыс.руб})$
Затраты	
$Z_1 = 0.2 \cdot K_{mp} + I_{\Delta_3} + I_{n/cm} + Y =$ $= 0.2 \cdot 9450 + 936.8 + 888.3 + 116.54 =$ $= 3831.64(\text{тыс.руб})$	$Z_2 = 0.2 \cdot K_{mp} + I_{\Delta_3} + I_{n/cm} + Y =$ $= 0.2 \cdot 12750 + 878.4 + 1198.5 + 0 =$ $= 4626.9(\text{тыс.руб})$

На подстанцию устанавливаем трансформаторы 2хТДН-16000/110, так как это выгоднее в $\frac{Z_2}{Z_1} = \frac{4626.9}{3831.64} = 1.21$ раза.

3. Главная схема и основное оборудование

3.1. Выбор и анализ схемы электрических соединений РУ ВН

Главная схема подстанции определяет технические характеристики, капиталовложения в оборудование и эксплуатационные расходы. Она должна обеспечивать:

- 1) требуемую надежность электроснабжения потребителей и расчетные перетоки мощности по межсистемным связям как в нормальном, так и в послеаварийном режимах;
- 2) перспективу развития ПС;
- 3) возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ отдельных присоединений без отключения смежных присоединений;
- 4) должна быть наглядной, экономичной и обеспечивать средствами автоматики восстановление питания потребителей в послеаварийной ситуации без вмешательства персонала.

По типу проектируемая ПС 110/10 кВ №61 является проходной: к ней присоединены 2 ЛЭП (61-8 и 61-11) и 2 трансформатора ТДН-16000/110. Она предназначена для приема и передачи электроэнергии, поэтому РУ ВН можно по схеме «мостик».

Так как транзит мощности через ПС 61 мал. В аварийном режиме с отключением ЛЭП 121-11 составляет 17 МВА, выбирается схема 5Н – «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». Общий вид схемы представлен на Рисунке 9.

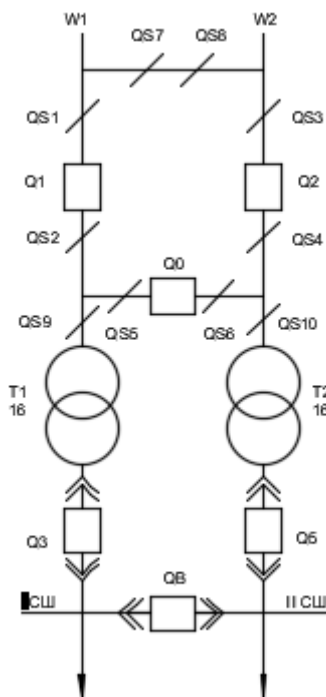


Рисунок 9 – Схема 5Н

Выключатель снабжают устройствами автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического включения резервного питания (АВР), замыкающими выключатель в случае отключения трансформатора, чтобы не нарушать электроснабжения потребителя. Ремонтная перемычка позволяет выполнить ревизию любого выключателя со стороны линий или трансформаторов при сохранении в работе линий и трансформаторов. В нормальном режиме один из разъединителей в ремонтной перемычке разомкнут.

Достоинством схемы «мостик» является сохранение транзита мощности и питания потребителей, за исключением «ремонт» одного трансформатора и «отказ» другого, но такая ситуация крайне мало вероятна, т.к. трансформатор ТДН-16000/110 не перегревается в аварийном режиме.

Недостатками схемы является:

- 1) затруднительна возможность расширения ПС;
- 2) в случае аварийного отключения трансформатора на время оперативных переключений транзит мощности через подстанцию прекратится, но т.к. транзит мощности отсутствует, этот недостаток не учитывается при выборе схемы.

Анализ надежности схем электрических соединений осуществляется путем оценки последствий различных аварийных ситуаций, которые могут возникать на присоединениях и элементах схемы.

- Аварийная ситуация типа «отказ»

1. **Отказ линии электропередачи (W1).** Отключение КЗ на присоединении W1 осуществляется выключателем данного присоединения Q1. Все остальные присоединения остаются в работе.

2. **Отказ трансформатора (T1).** Отключение трансформатора производится двумя выключателями высшего напряжения Q1, Q0 и выключателем низшего напряжения Q3. Отключается линия W1 на время оперативных переключений: работа восстанавливается после отключения разъединителя поврежденного трансформатора QS9 и включения выключателя перемычки Q0. На время оперативных переключений теряют питание все присоединения, связанные с T1. Для восстановления питания включается секционный выключатель на стороне НН.

3. **Отказ выключателя линии (Q1).** Для неисправного выключателя Q1 срабатывают выключатели Q0, Q3, Q4. На время оперативных переключений теряет питание трансформатор T1 и все присоединения, питаемые от него. Q1 выводится в ремонт отключением разъединителей QS1 и QS2. После этого включаются выключатель Q0, восстанавливая питание присоединений, подключенных к I СШ. Транзит мощности через ПС прерывается на все время ремонта выключателя Q1. Симметрично рассматривается ситуация с отказом выключателя линии Q2.

4. **Отказ выключателя Q0.** Для отключения Q0 от схемы срабатывают все выключатели схемы. На время оперативных переключений теряют питание все присоединения. Выключатель Q0 выводится в ремонт отключением разъединителей QS5 и QS6. После этого включаются выключатели присоединений Q1 и Q2, разъединитель ремонтной перемычки QS8 для восстановления транзита мощности через подстанцию.

- Аварийная ситуация типа «ремонт»

1. **Вывод в ремонт линии (W1).** Отключение выключателя Q1 и выключателя на подстанции 8, создание разрыва цепи протекания тока путем отключения разъединителя QS1, подготовку W1 к ремонту.

2. **Вывод в ремонт трансформатора (T1).** Включение выключателя QB на стороне 10 кВ, для обеспечения электроэнергией потребителей I СШ, отключение выключателей Q3 и Q4, отключение разъединителя QS1, подготовка к ремонту трансформатора T1.

3. **Вывод в ремонт выключателя присоединения (Q1).** Включение разъединителя ремонтной перемычки QS8 для вязи W1 с T1; отключение разъединителей QS1 и QS2; подготовка к ремонту Q1.

4. **Вывод в ремонт выключателя Q0.** Создание видимого разрыва с помощью разъединителей QS5 и QS6.

- Аварийные ситуации типа «ремонт+отказ» и «отказ+отказ»

1. **Ремонт линии W1+Отказ линии W2.** Потеря на время ремонта питания всех потребителей ПС.

2. **Ремонт линии W1+Отказ выключателя линии Q2.** Для отключения Q2 требуется срабатывание выключателя перемычки Q0 и выключателя Q5 на стороне НН. Q2 выводится в ремонт отключением разъединителей QS3 и QS4. На время ремонта теряют питание все присоединения подстанции.

3. **Ремонт линии W1+Отказ трансформатора T2.** Для отключения поврежденного трансформатора T2 требуется срабатывание выключателей Q2, Q0, Q5. На время ремонта теряют питание все присоединения подстанции.

4. **Ремонт выключателя линии Q1+Отказ выключателя линии Q2.** Для отключения Q2 должны сработать выключатель перемычки Q0 и Q5. Поврежденный выключатель Q2 выводится в ремонт отключением разъединителей QS3 и QS4. На время ремонта теряют питание все присоединения подстанции.

5. **Ремонт выключателя линии Q1+Отказ линии W2.** Отключение присоединения W2 осуществляется выключателем присоединения Q2. На время ремонта теряют питание все потребители подстанции.

6. **Ремонт выключателя линии Q1+Отказ трансформатора T2.** Для отключения трансформатора T2 требуется срабатывание Q2, Q0, Q5. На время ремонта теряют питание все потребители подстанции.

7. **Ремонт трансформатора T1+Отказ линии W2.** Отключение W2 осуществляется выключателем присоединения Q2. На время ремонта теряют питание все потребители подстанции.

8. **Ремонт трансформатора T1+Отказ выключателя линии Q2.** Для отключения Q2 должен сработать Q0 и Q5. Выключатель Q2 выводится в ремонт отключением разъединителей QS3 и QS4; включается выключатель Q0, восстанавливая питание потребителей подстанции.

9. **Ремонт трансформатора T1+Отказ выключателя перемычки Q0.** Для отключения Q0 должны сработать все выключатели схемы. На время оперативных переключений все присоединения теряют питание. Отказавший выключатель Q0 выводится в ремонт отключением разъединителей QS5 и QS6, включается выключатель присоединения Q2 и разъединитель QS8.

10. **Отказ линии W1+Отказ линии W2.** Срабатывание выключателей Q1 и Q2. На время ремонта линий все присоединения теряют питание.

11. **Отказ линии W1+Отказ выключателя линии Q1.** Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) стороны ВН отключит все выключатели ВН. На время ремонта оборудования теряют питание все присоединения.

12. **Отказ линии W1+Отказ выключателя линии Q2.** Срабатывание выключателя линии Q1 и выключателя перемычки Q0. На время ремонта оборудования теряют питание все присоединения.

13. **Отказ линии W1+отказ трансформатора T2.** Срабатывание всех выключателей ВН. На время ремонта оборудования теряют питание все присоединения.

14. **Отказ выключателя линии Q1+Отказ выключателя линии Q2.** Потеря всех присоединений на время ремонта выключателей.

15. **Отказ выключателя линии Q1+отказ линии W2.** Срабатывание всех выключателей ВН, и на время ремонта оборудования все присоединения теряют питание.

16. **Отказ выключателя линии Q1+отказ трансформатора T2.** Срабатывание всех выключателей ВН. На время ремонта оборудования все присоединения теряют питание.

17. **Отказ трансформатора T1+отказ трансформатора T2.** Срабатывание всех выключателей стороны ВН. На время ремонта трансформаторов теряют питание все присоединения.

18. **Отказ трансформатора T1+Отказ выключателя линии Q1.** УРОВ ВН отключит все выключатели стороны ВН. На время ремонта оборудования все присоединения теряют питание.

19. **Отказ трансформатора T1+отказ выключателя Q2.** Срабатывание всех выключателей ВН. На время ремонта оборудования все присоединения теряют питание.

Присутствует вероятность потери всех присоединений вследствие различных аварийных ситуаций на время оперативных переключений или на время ремонта оборудования. Согласно ПУЭ электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников и перерыв их электроснабжения может быть допущен только на время автоматического восстановления питания. Устройство АВР предусматривают непосредственно на вводе к электроприемнику I категории. В качестве второго независимого источника питания могут использоваться автономные источники.

3.2. Выбор схемы РУ НН

В РУ 10 кВ применяется 13 схема. Для облегчения работы аппаратуры применяются раздельная работа трансформаторов. Секционный выключатель имеет устройство АВР и срабатывает при обесточивании одной из секций. Количество фидеров присоединений на стороне НН – 11.

Также, помимо отходящих присоединений на стороне 10 кВ учитываются служебные присоединения:

- вводные от трансформаторов (4 присоединения);
- секционные выключатели (2 присоединения);
- трансформаторы напряжения (4 присоединения);
- секционные разъединители (2 присоединения);
- собственные нужды (2 присоединения – предварительно).

Таким образом количество присоединений: $n_{np} = 11 + 4 + 2 + 4 + 2 + 2 = 25$

3.3. Расчёт токов КЗ

Так как будет рассмотрено несколько ситуаций возникновения короткого замыкания в системе, параметры ЛЭП, системы и трансформаторов приведены к своим ступеням напряжения, параметры генераторов приведены к ступеням напряжения ЛЭП, к которым они подсоединены.

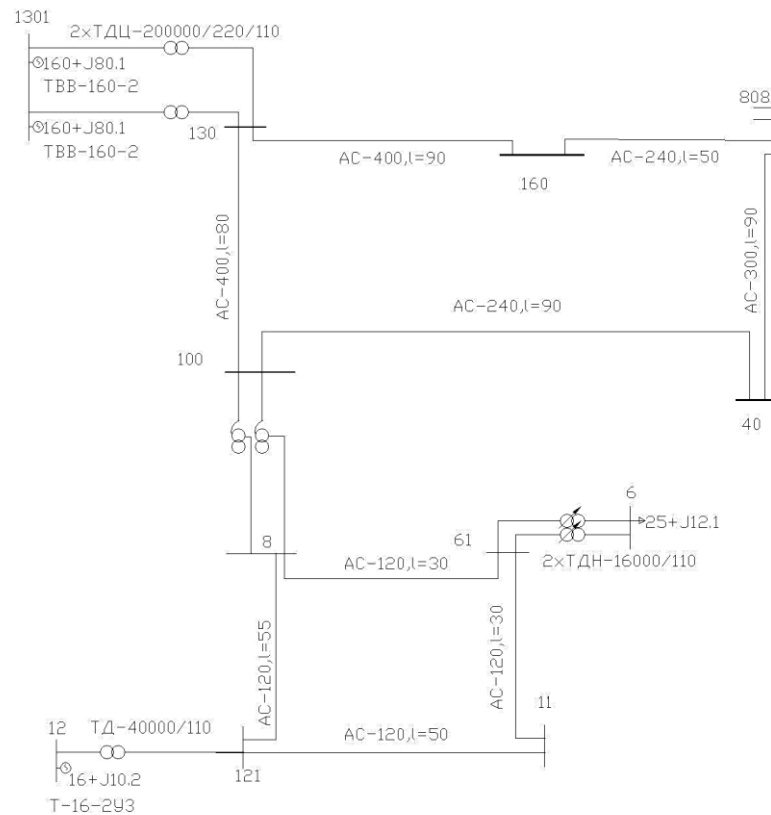


Рисунок 10 – Схема проектируемой сети

3.3.1. Схема замещения

Параметры схемы замещения представлены на рисунке 11.

- Параметры ЛЭП

$$X_{808_160} = l_{808_160} \cdot X_{240} = 50 \cdot 0.435 = 21.75 (Ом)$$

$$X_{160_130} = l_{160_130} \cdot X_{400} = 90 \cdot 0.42 = 37.8 (Ом)$$

$$X_{130_100} = l_{130_100} \cdot X_{400} = 80 \cdot 0.42 = 33.6 (Ом)$$

$$X_{100_40} = l_{100_40} \cdot X_{240} = 90 \cdot 0.435 = 39.15 (Ом)$$

$$X_{808_40} = l_{808_40} \cdot X_{300} = 90 \cdot 0.429 = 38.61 (Ом)$$

$$X_{8_61} = l_{8_61} \cdot X_{120} = 30 \cdot 0.427 = 12.81 (Ом)$$

$$X_{8_121} = l_{8_121} \cdot X_{120} = 55 \cdot 0.427 = 23.485 (Ом)$$

$$X_{61_11} = l_{61_11} \cdot X_{120} = 30 \cdot 0.427 = 12.81 (Ом)$$

$$X_{121_11} = l_{121_11} \cdot X_{120} = 50 \cdot 0.427 = 21.35 (Ом)$$

- Параметры трансформаторов

Номинальные параметры трансформаторов взяты из справочника [1].

Номинальные параметры трансформаторов приведены в Таблицах 5 и 6.

Таблица 5. Номинальные данные трансформаторов

Узел	Трансформатор	S _{ном} , МВА	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
130	ТДЦ-200000/220	200	242	18	11	580	200	0.45
121	ТД-40000/110	40	115	10.5	10.5	172	36	0.65
61	ТДН-16000/110	16	115	10.5	10.5	85	19	0.7

Таблица 6. Номинальные параметры АТр (узел 100)

Трансформатор	S _{ном} , МВА	U _{ВН} , кВ	U _{СН} , кВ	U _{кВ-С} , %	U _{кВ-Н} , %	U _{кС-Н} , %
АТДЦТН-63000/220/110	63	230	121	11	35.7	21.9

Трансформатор электрической станции 220 кВ. 130 узел.

$$X_{t_130} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{nom}^2}{S_{nom}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{200} = 32.2 (Ом)$$

Автотрансформатор связи. 100 узел

$$X_{at} = X_{100_8} = \frac{U_{k_BC\%}}{100} \cdot \frac{U_{nom}^2}{S_{nom}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 92.4 (Ом)$$

Трансформатор ПС 61

$$X_{t_61} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{nom}^2}{S_{nom}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 86.7 (Ом)$$

Трансформатор станции 110 кВ. 121 узел.

$$X_{t_121} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{nom}^2}{S_{nom}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{121^2}{40} = 38.4 (Ом)$$

- Параметры системы

$$E_s = \frac{230}{\sqrt{3}} = 132.791 (кВ)$$

$$X_s = 7 (Ом)$$

- Параметры генераторов
- 130 узел

Номинальные параметры:

$$TBB-160-2$$

$$S_{n_{130}} = 188 (MBA)$$

$$U_{n_{130}} = 18 (kB)$$

$$\cos \varphi_{130} = 0.85$$

$$I_{n_{130}} = \frac{S_{n_{130}}}{\sqrt{3} \cdot U_{n_{130}}} = \frac{188}{\sqrt{3} \cdot 18} = 6.03 (kA)$$

$$\sin \varphi_{130} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{130}} = \sqrt{1 - 0.85^2} = 0.527$$

$$Xd''_{130} = 0.213 (o.e.)$$

Параметры схемы замещения:

$$X_{e_{130-18kV}} = Xd''_{130} \cdot \frac{U_{n_{130}}^2}{S_{n_{130}}} = 0.213 \cdot \frac{18^2}{188} = 0.367 (Om)$$

$$E_{e_{130-18kV}} = \sqrt{\left(\frac{U_{n_{130}}}{\sqrt{3}} + I_{n_{130}} \cdot X_{e_{130}} \cdot \sin \varphi_{130}\right)^2 + \left(I_{n_{130}} \cdot X_{e_{130}} \cdot \cos \varphi_{130}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(\frac{18}{\sqrt{3}} + 6.03 \cdot 0.367 \cdot 0.527\right)^2 + \left(6.03 \cdot 0.367 \cdot 0.85\right)^2} = 11.71 (kB)$$

$$X_{e_{130}} = X_{e_{130-18kV}} \cdot Kt^2 = 0.367 \cdot \left(\frac{242}{18}\right)^2 = 66.352 (Om)$$

$$E_{130} = E_{e_{130-18kV}} \cdot Kt = 11.71 \cdot \frac{242}{18} = 157.44 (kB)$$

- 121 узел

Номинальные параметры:

$$TBB-16-2V3$$

$$S_{n_{121}} = 20 (MBA)$$

$$U_{n_{121}} = 10.5 (kB)$$

$$\cos \varphi_{121} = 0.8$$

$$I_{n_{121}} = \frac{S_{n_{121}}}{\sqrt{3} \cdot U_{n_{121}}} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 1.1 (kA)$$

$$\sin \varphi_{121} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{121}} = \sqrt{1 - 0.8^2} = 0.6$$

$$Xd''_{121} = 0.131 (o.e.)$$

Параметры схемы замещения:

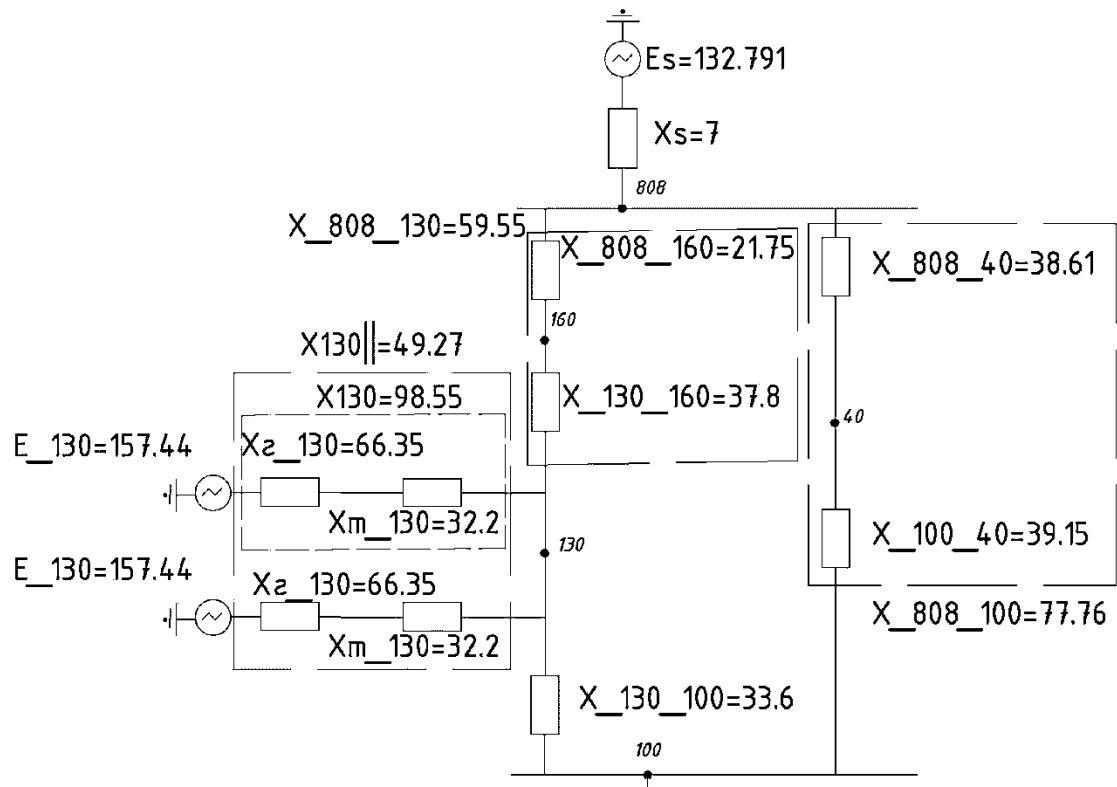


Рисунок 12

Преобразование звезды сопротивлений $X_{130||}$, X_{808_130} , X_{130_100} .

$$X_{1_808} = X_{130||} + X_{808_130} + \frac{X_{130||} \cdot X_{808_130}}{X_{130_100}} = 49.27 + 59.55 + \frac{49.27 \cdot 59.55}{33.6} = 196.16(Ом)$$

$$X_{1_100} = X_{130||} + X_{130_100} + \frac{X_{130||} \cdot X_{130_100}}{X_{808_130}} = 49.27 + 33.6 + \frac{49.27 \cdot 33.6}{59.55} = 110.68(Ом)$$

$$X_{808_100_Δ} = X_{130_100} + X_{808_130} + \frac{X_{130_100} \cdot X_{808_130}}{X_{130||}} = 33.6 + 59.55 + \frac{33.6 \cdot 59.55}{49.27} = 133.76(Ом)$$

$$X_{100_808} = \frac{X_{808_100_Δ} \cdot X_{808_100}}{X_{808_100_Δ} + X_{808_100}} = \frac{133.76 \cdot 77.76}{133.76 + 77.76} = 49.17(Ом)$$

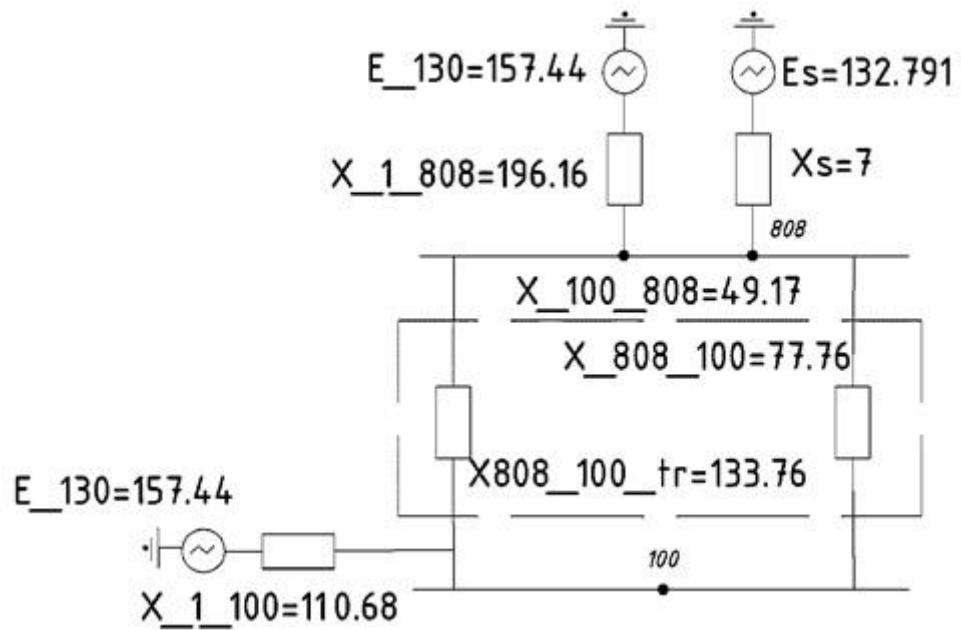


Рисунок 13. X[Ом], E[kB]

$$X_{_130_s} = \frac{X_s \cdot X_{_1_808}}{X_s + X_{_1_808}} = \frac{7 \cdot 196.16}{7 + 196.16} = 6.76 (Om)$$

$$E_{_130_s} = X_{_130_s} \cdot \left(\frac{E_s}{X_s} + \frac{E_{130}}{X_{_1_808}} \right) = 6.76 \cdot \left(\frac{132.79}{7} + \frac{157.44}{196.16} \right) = 133.64 (kB)$$

$$X_{_1_100} = X_{_130_s} + X_{100_808} = 6.76 + 49.17 = 55.93 (Om)$$

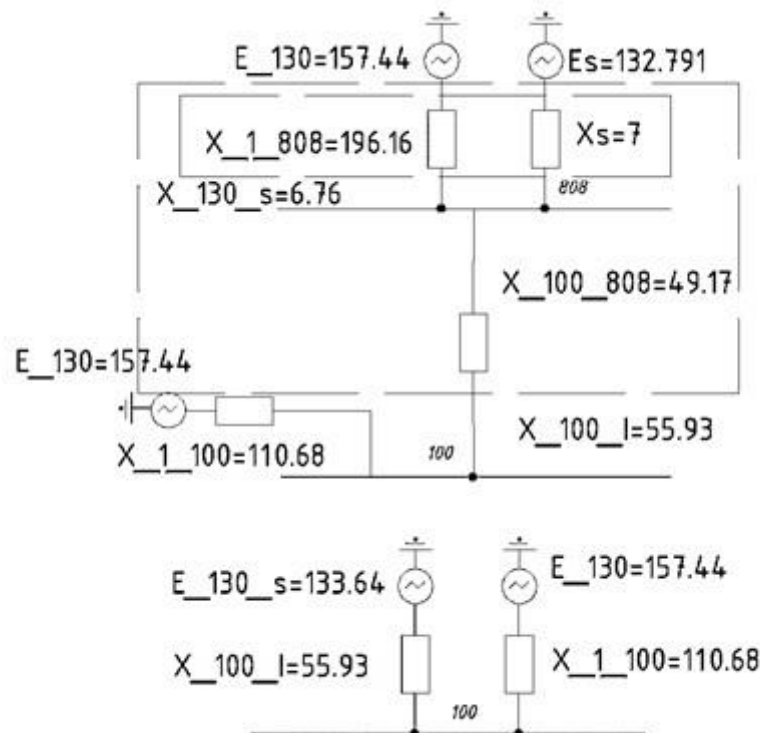


Рисунок 14. X[Ом], E[kB]

$$X_{100} = \frac{X_{-100-1} \cdot X_{-1-100}}{X_{-100-1} + X_{-1-100}} = \frac{55.93 \cdot 110.68}{55.93 + 110.68} = 37.16 (\text{Ом})$$

$$E_e = X_{100} \cdot \left(\frac{E_{-130-s}}{X_{-100-1}} + \frac{E_{-130}}{X_{-1-100}} \right) = 37.16 \cdot \left(\frac{133.64}{55.93} + \frac{157.44}{110.68} \right) = 141.63 (\text{кВ})$$

$$X_e = 37.16 + \frac{92.4}{2} = 83.36 (\text{Ом})$$

- Эквивалентирование сети 110 кВ

$$X_{121} = X_{t-121} + X_{e-121} = 38.4 + 86.62 = 125.02 (\text{Ом})$$

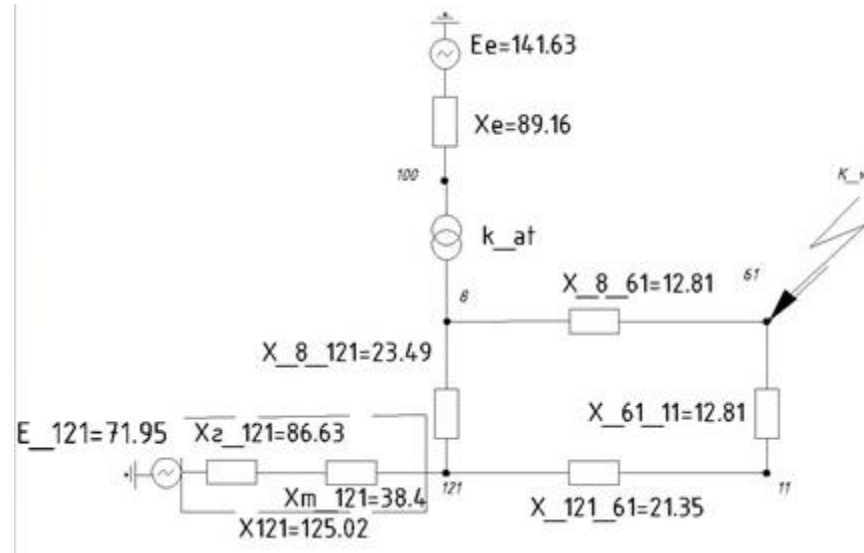


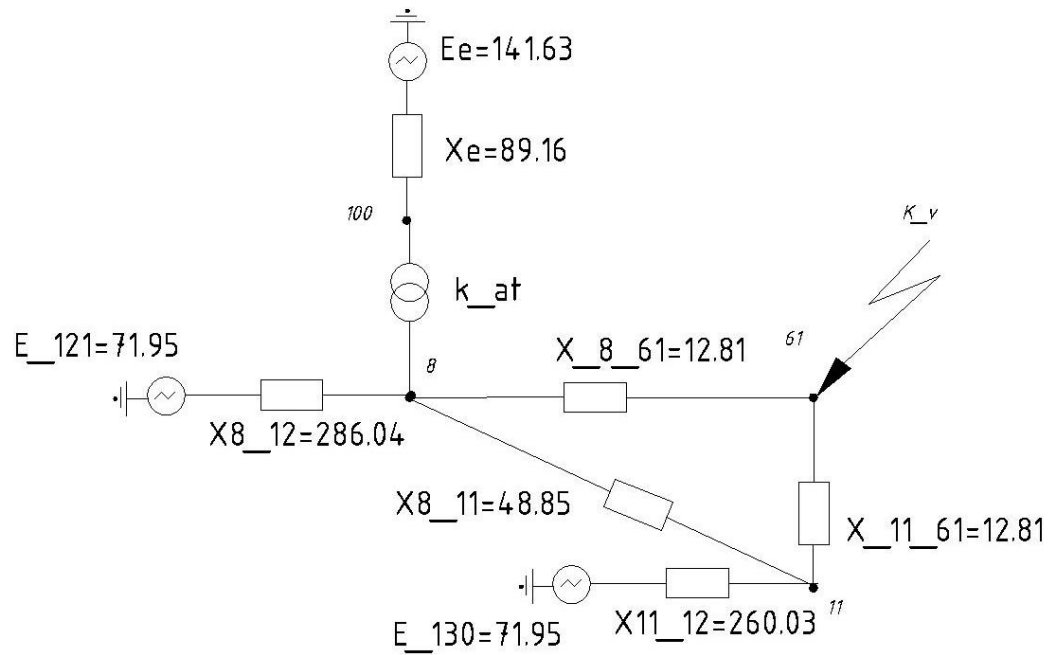
Рисунок 15. X[Ом], E[кВ]

Преобразование звезды сопротивлений $X_{8-121}, X_{121}, X_{121-11}$ в треугольник

$$X_{8-12} = X_{8-121} + X_{121} + \frac{X_{8-121} \cdot X_{121}}{X_{11-121}} = 23.49 + 125.02 + \frac{23.49 \cdot 125.02}{21.35} = 286.04 (\text{Ом})$$

$$X_{8-11} = X_{8-121} + X_{11-121} + \frac{X_{8-121} \cdot X_{11-121}}{X_{121}} = 23.49 + 21.35 + \frac{23.49 \cdot 21.35}{125.02} = 48.85 (\text{Ом})$$

$$X_{11-12} = X_{11-121} + X_{121} + \frac{X_{11-121} \cdot X_{121}}{X_{8-121}} = 21.35 + 125.02 + \frac{21.35 \cdot 125.02}{23.49} = 260.03 (\text{Ом})$$

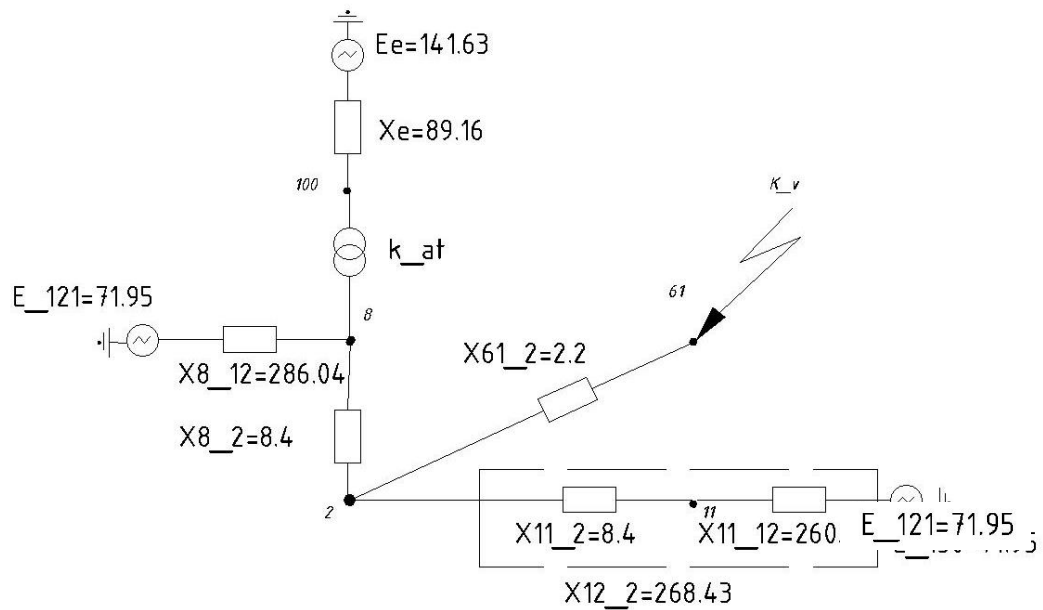
Рисунок 16. $X[\text{Ом}]$, $E[\text{кВ}]$

Преобразование треугольника сопротивлений $X_{8_61}, X_{11_61}, X_{8_11}$ в звезду

$$X_{8_2} = \frac{X_{8_61} \cdot X_{8_11}}{X_{8_61} + X_{8_11} + X_{61_11}} = \frac{12.81 \cdot 48.85}{12.81 + 48.85 + 12.81} = 8.40(\text{Ом})$$

$$X_{61_2} = \frac{X_{8_61} \cdot X_{61_11}}{X_{8_61} + X_{8_11} + X_{61_11}} = \frac{12.81 \cdot 12.81}{12.81 + 48.85 + 12.81} = 2.2(\text{Ом})$$

$$X_{11_2} = \frac{X_{8_11} \cdot X_{61_11}}{X_{8_61} + X_{8_11} + X_{61_11}} = \frac{12.81 \cdot 48.85}{12.81 + 48.85 + 12.81} = 8.40(\text{Ом})$$

Рисунок 17. $X[\text{Ом}]$, $E[\text{кВ}]$

3.3.2. Расчет максимальных токов КЗ

- Расчёт токов при КЗ на ВН

$$X_{e_{nom}} = X_e \cdot K_{ATnom}^2 = 83.36 \cdot \left(\frac{115}{230}\right)^2 = 20.84 (\text{Ом})$$

$$E_{nom} = E_e \cdot K_{ATnom} = 141.63 \cdot \left(\frac{115}{230}\right) = 70.82 (\text{кВ})$$

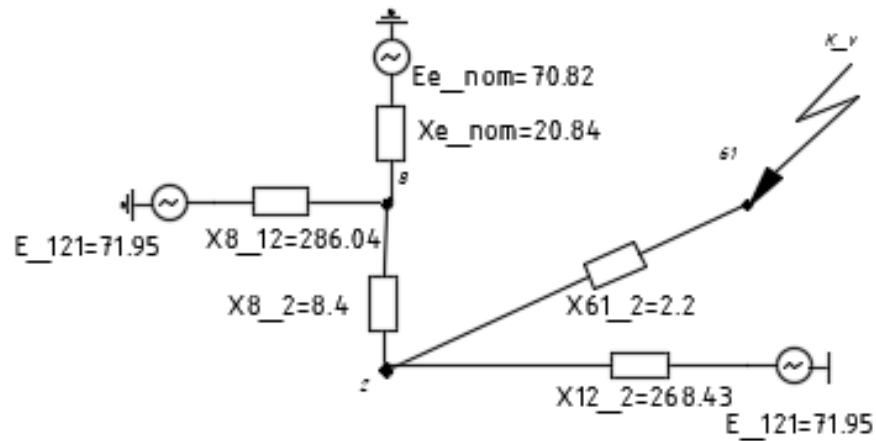


Рисунок 18

$$X_{12_{100}} = \frac{X_{8_{12}} \cdot X_{e_{nom}}}{X_{8_{12}} + X_{e_{nom}}} = \frac{286.03 \cdot 20.84}{286.03 + 20.84} = 19.42 (\text{Ом})$$

$$E_{e_{121}} = X_{12_{100}} \cdot \left(\frac{E_{g_{121}}}{X_{8_{12}}} + \frac{E_{e_{nom}}}{X_{e_{nom}}} \right) = 19.42 \cdot \left(\frac{71.95}{286.03} + \frac{70.82}{20.84} \right) = 70.89 (\text{кВ})$$

$$X_{100_2} = X_{12_{100}} + X_{8_2} = 19.42 + 8.4 = 27.82 (\text{Ом})$$

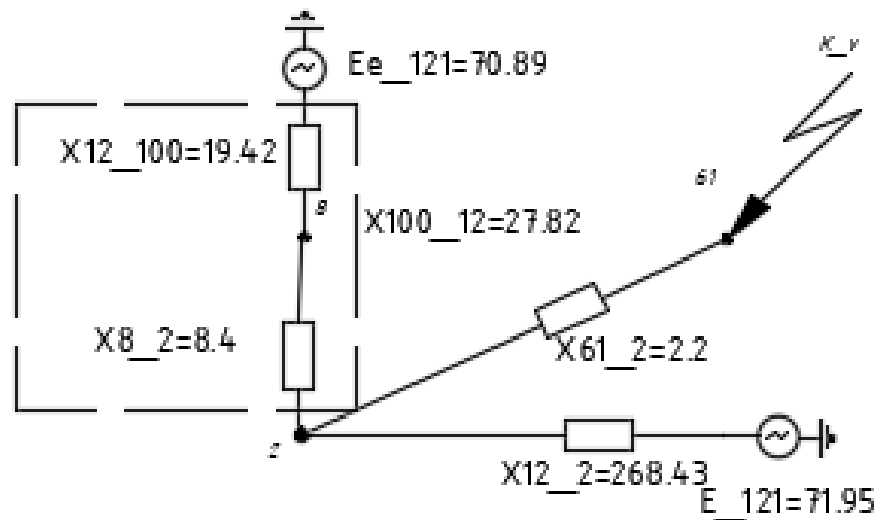


Рисунок 19

$$X_2 = \frac{X_{100_2} \cdot X_{12_2}}{X_{100_2} + X_{12_2}} = \frac{27.82 \cdot 268.43}{27.82 + 268.43} = 25.21 (\text{Ом})$$

$$E_{\text{экв}} = X_2 \cdot \left(\frac{E_{e_121}}{X_{100_2}} + \frac{E_{g_121}}{X_{12_2}} \right) = 25.21 \cdot \left(\frac{70.89}{27.82} + \frac{71.95}{268.43} \right) = 70.99 (\text{кВ})$$

$$X_{\text{экв}} = X_2 + X_{61_2} = 25.21 + 2.2 = 27.42 (\text{Ом})$$



Рисунок 20

- Токораспределение сети

Токораспределение сети 110 кВ показан на рисунке 21.

$$I_{\Sigma} = \frac{E_{\text{экв}}}{X_{\text{экв}}} = \frac{70.99}{26.42} = 2.589 (\text{кА})$$

$$U_2 = I_{\Sigma} \cdot X_{61_2} = 2.589 \cdot 2.2 = 5.706 (\text{кВ})$$

$$I_{e_121} = \frac{E_{e_121} - U_2}{X_{100_2}} = \frac{70.89 - 5.706}{29.75} = 2.342 (\text{кА})$$

$$I_{g_121} = \frac{E_{g_121} - U_2}{X_{12_2}} = \frac{71.95 - 5.706}{268.43} = 0.247 (\text{кА})$$

$$U_8 = U_2 + I_{e_121} \cdot X_{8_2} = 5.706 + 2.342 \cdot 8.4 = 25.39 (\text{кВ})$$

$$I_{12} = \frac{E_{e_121} - U_8}{X_{8_12}} = \frac{71.95 - 25.39}{286.03} = 0.162 (\text{кА})$$

$$I_e = \frac{E_{e_nom} - U_8}{X_{e_nom}} = \frac{70.81 - 25.39}{20.84} = 2.18 (\text{кА})$$

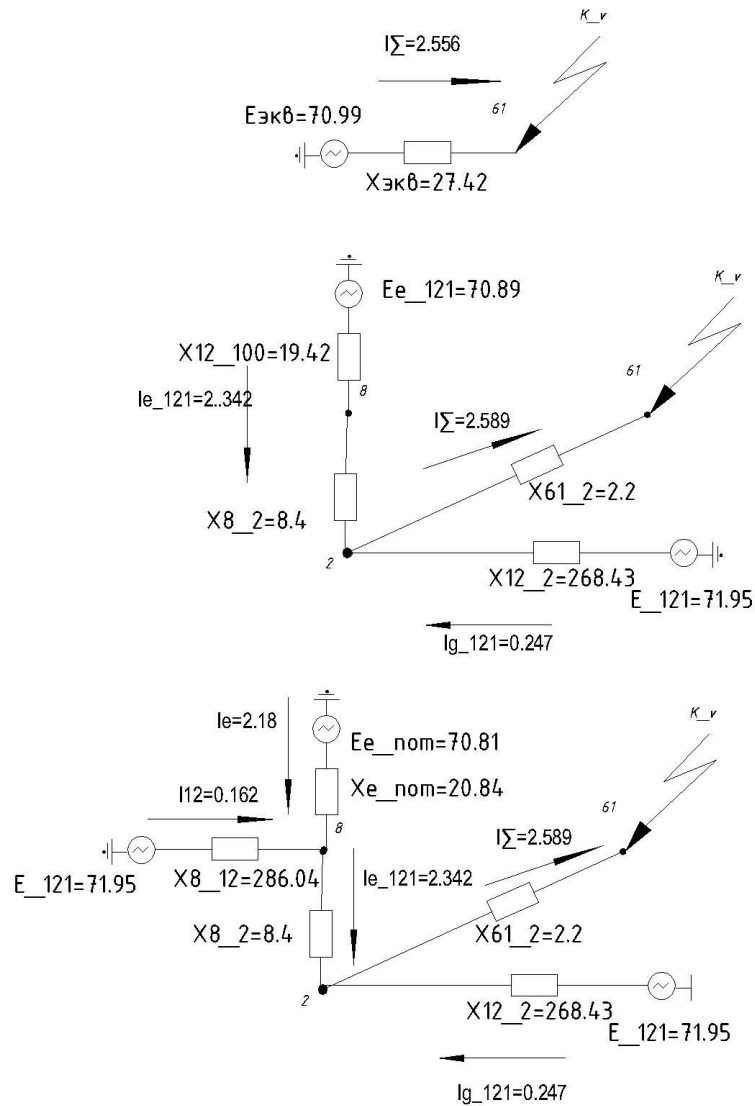


Рисунок 21 – Токораспределение схемы

$$I_g = I_{g_121} + I_{12} = 0.247 + 0.162 = 0.409(\kappa A)$$

$$I_g^{10.5} = I_g \cdot \frac{115}{10.5} = 0.419 \cdot \frac{115}{10.5} = 4.486(\kappa A)$$

$$N = \frac{I_g^{10.5}}{I_{n_121}} = \frac{4.486}{1.1} = 4.079$$

Так как $N > 2$ при нахождении ударного тока необходимо учесть затухание тока генератора узла 121.

Так как генераторы узла 130 удалены: находятся за 2 коэффициентами трансформации, влияние затухания не рассматривается. Коэффициент 0.8 рассчитан при помощи типовых критериев изменения относительного значения периодической составляющей тока КЗ от турбогенератора с тиристорной системой самовозбуждения. Типовые кривые представлены на Рисунке 22. [1]

$$\tau = t_{c.в.} + t_{p.з.} = 0.08 + 0.01 = 0.09(c)$$

$$I_g' = 0.8 \cdot I_g = 0.8 \cdot 0.409 = 0.328(\kappa A)$$

$$I_{y0} = \sqrt{2} \cdot (k_{y0}^{ген-121} \cdot I_g(0.09) + k_{y0}^e \cdot I_e) = \sqrt{2} \cdot (1.955 \cdot 0.328 + 1.717 \cdot 2.18) = 6.199(\kappa A)$$

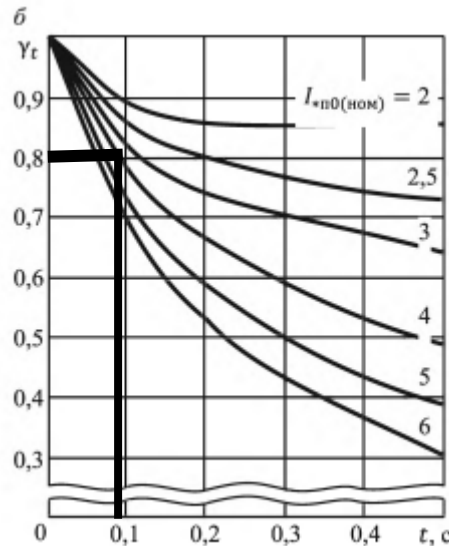


Рисунок 22 – Типовые кривые изменения относительного значения периодической составляющей тока КЗ от турбогенератора с тиристорной системой самовозбуждения

- Расчёт токов при КЗ на НН

Рассматриваются 2 случая работы трансформаторов.

а) Режим работы трансформатора: параллельная работа секций

$$X_{t_1} = \frac{X_{t_{61}}}{2} = \frac{86.7}{2} = 43.35 (\text{Ом})$$

$$X_{\Sigma_1} = X_{\text{экв}} + X_{t_1} = 27.42 + 43.35 = 70.76 (\text{Ом})$$

$$I_{\Sigma_1} = \frac{E_{\text{экв}}}{X_{\Sigma_1}} = \frac{70.99}{70.76} = 1.003 (\text{кА})$$

$$I_{\Sigma_1}^{10.5} = I_{\Sigma_1} \cdot \frac{115}{10.5} = 1.003 \cdot \frac{115}{10.5} = 10.987 (\text{кА})$$

б) Режим работы трансформатора: раздельная работа секций

$$X_{t_2} = X_{t_{61}} = 86.7 (\text{Ом})$$

$$X_{\Sigma_2} = X_{\text{экв}} + X_{t_2} = 27.42 + 86.7 = 114.12 (\text{Ом})$$

$$I_{\Sigma_2} = \frac{E_{\text{экв}}}{X_{\Sigma_2}} = \frac{70.99}{114.12} = 0.622 (\text{кА})$$

$$I_{\Sigma_2}^{10.5} = I_{\Sigma_2} \cdot \frac{115}{10.5} = 0.622 \cdot \frac{115}{10.5} = 6.813 (\text{кА})$$

Для расчёта применяется вариант а). Ударный коэффициент равен 1.81 для сборных шин вторичного напряжения ПС.

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\Sigma_1} = \sqrt{2} \cdot 1.81 \cdot 10.987 = 28.124 (\text{кА})$$

3.4. Выбор коммутационного оборудования

3.4.1. Оборудование на стороне ВН

- Выбор выключателя

На стороне 110 кВ устанавливаются элегазовые баковые выключатели ВЭБ-110 с пружинным приводом ППрК-2000СМ.

а) Выбор по классу напряжения места установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$\left[U_{уст} = 110(\text{кВ}) \right] \leq \left[U_{ном} = 110(\text{кВ}) \right]$$

б) Проверка по длительному току

$$I_{раб} \leq I_{ном}$$

$$I_{раб.утяж} \leq I_{ном}$$

$$I_{ном} = 2000(A)$$

ПС 61 питается от ЛЭП 8-61 и ЛЭП 11-61. Транзита через эту подстанцию нет, однако при отключении ЛЭП 121-11 через ПС 61 будет протекать транзит для питания узла 11, равный $10.3 + j12.1$ МВА. В этом случае через ПС будет протекать мощность, равная $35.4 + j26.4$ МВА (данные из RastrWin3)

$$I_{раб.утяж} = \frac{S_{нагр} + S_{транз}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{35.4 + j26.4}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{50.77}{\sqrt{3} \cdot 110} = 266(A)$$

Ранее намеченный к установке выключатель ВЭБ-110 имеет номинальный ток 2000 А. Видно, что условия по длительному рабочему току и по длительному рабочему утяжеленному току выполняются.

с) Проверка на электродинамическую стойкость

$$I_{по} \leq I_{дин}$$

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

$$\left[I_{по} = 2.507(\text{кА}) \right] \leq \left[I_{дин} = 40(\text{кА}) \right]$$

$$\left[i_{уд} = 6.199(\text{кА}) \right] \leq \left[i_{дин} = 102(\text{кА}) \right]$$

Условия выполняются.

д) Проверка на отключающую способность

$$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$$

$$i_{ат} \leq i_{аном}$$

$$I_{пт} = I_g + I_e = 0.328 + 2.18 = 2.507(\text{кА})$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot \left(I_g \cdot \exp^{-\frac{\tau+0.01}{T_{аг}}} + I_e \cdot \exp^{-\frac{\tau+0.01}{T_{ас}}} \right) =$$

$$\sqrt{2} \cdot \left(0.328 \cdot \exp^{-\frac{0.09+0.01}{0.25}} + 2.046 \cdot \exp^{-\frac{0.09+0.01}{0.02}} \right) = 0.331(\text{кА})$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\%}}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 40 = 25.46(\text{кА})$$

$$\left[I_{пт} = 2.507(\text{кА}) \right] \leq \left[I_{откл.ном} = 40(\text{кА}) \right]$$

$$\left[i_{ат} = 0.331(\text{кА}) \right] \leq \left[i_{аном} = 25.46(\text{кА}) \right]$$

Условия выполняются.

- е) Проверка способности силового выключателя включаться на короткое замыкание

$$I_{П0} \leq I_{вкл.ном}$$

$$i_{уд} \leq i_{вкл.ном}$$

$$[I_{П0} = 2.589(кА)] \leq [I_{вкл.ном} = 40(кА)]$$

$$[i_{уд} = 6.199(кА)] \leq [i_{вкл.ном} = 102(кА)]$$

Условия выполняются.

- ф) Проверка на термическую стойкость

$$B_{к.рас} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{тер}$$

$$B_{к.рас} = I_{П0}^2 \cdot ((t_{откл} = \tau) + T_a) = 2.589^2 \cdot (0.09 + 0.02) = 0.74(кА^2 \cdot с)$$

$$B_{ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800(кА^2 \cdot с)$$

Условие выполняется.

Выключатель ВЭБ-110 может быть установлен. Сравнение характеристик представлено в Таблице 6.

Таблица 6. Сравнение паспортных и расчётных параметров

Параметр	Значение, паспорт.	Значение, расч.
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	2000	266
Номинальный ток отключения, кА	40	2.507
Номинальный ток включения (пик), кА	102	6.199
Значение периодической составляющей ток в начальный момент времени, кА	40	2.589
Значение апериодической составляющей, кВ	25.46	0.331
Значение теплового импульса, кА ² с	4800	0.74

- Выбор разъединителя

На стороне 110 кВ устанавливаются разъединители РГ-110/1000.

- а) Выбор по классу напряжения места установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$[U_{уст} = 110(кВ)] \leq [U_{ном} = 110(кВ)]$$

- б) Проверка по длительному току

$$I_{раб} \leq I_{ном}$$

$$I_{раб.утяж} \leq I_{ном}$$

$$I_{ном} = 1000(А)$$

$$I_{раб.утяж} = \frac{S_{нагр} + S_{транз}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 266(А)$$

Ранее намеченный к установке разъединитель имеет номинальный ток 1000 А. Условия по длительному рабочему току и по длительному рабочему утяжеленному току выполняются.

с) Проверка на электродинамическую стойкость

$$[i_{уд} = 6.199(\kappa A)] \leq [i_{дин} = 80(\kappa A)]$$

Условия выполняются.

д) Проверка на термическую стойкость

$$B_{к.рас} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{тер}$$

$$B_{к.рас} = I_{ПО}^2 \cdot ((t_{откл} = \tau) + T_a) = 2.589^2 \cdot (0.09 + 0.02) = 0.74(\kappa A^2 \cdot c)$$

$$B_{ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{тер} = 31.5^2 \cdot 3 = 2977(\kappa A^2 \cdot c)$$

Условие выполняется. Разъединители РГ-110/1000 могут быть установлены. Сравнение характеристик представлено в Таблице 7.

Таблица 7. Сравнение паспортных и расчётных параметров

Параметр	Значение, паспорт.	Значение, расч.
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	1000	266
Ток динамической стойкости, кА	80	6.199
Значение теплового импульса, кА ² с	2977	0.74

- Токоведущие части

а) По экономической плотности тока

$$S_{эк} = \frac{I_{раб.норм}}{j_{эк}}$$

$$I_{раб} = \frac{S_{нагр}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{27.78}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 73(A)$$

$j_{эк} = 1,1$ – для неизолированных проводов и шин из алюминия

$$S_{эк} = \frac{73}{1.1} = 66.4(мм^2)$$

Выбирается провод марки АС сечением 70/11 с допустимым током вне помещений 265 А.

б) По утяжелённому режиму

$$I_{раб.утяж} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{27.78}{\sqrt{3} \cdot 110} = 146(A)$$

$$[I_{\text{раб. утяж}} = 146(A)] < [I_{\text{ном}} = 265(A)]$$

с) По термической стойкости

Неизолированные проводники, расположенные на открытом воздухе, не проверяют на термическую стойкость.

d) По динамической стойкости

Гибкие провода, по которым протекают токи к.з. меньше 20 кА на динамическую стойкость не проверяются.

e) По условиям коронирования

Минимальное сечение для $U=110$ кВ – 70 мм². Условие выполняется.

f) Проверка на схлестывание

$$S_{\text{кз}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{по}} \cdot U_{\text{ном}} = \sqrt{3} \cdot 2.589 \cdot 110 = 493.27 (MBA) < 4000 (MBA)$$

Проверки на схлестывание не требуется. Провод АС-70/11 удовлетворяет всем требованиям по установке.

- Ограничители перенапряжения

Ограничители перенапряжений являются основным средством ограничения атмосферных перенапряжений.

Выбор ограничителей перенапряжения производится в соответствии с номинальным напряжением защищаемого оборудования, уровнем электрической прочности его изоляции и наибольшей возможной величиной напряжения частотой 50 Гц между проводом и землей в месте присоединения ограничителя перенапряжений к сети.

Для установки на подстанции выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-110/80-10/900(III) УХЛ1 производства ООО «Феникс-88» - данный прибор позволяет обеспечить максимальную безопасность защищаемого элемента без проведения выбора по требуемым условиям.

3.4.2. Выбор оборудования на стороне НН

Выключатели РУ НН согласуются с КРУ/КРУН.

Выбираются шкафы D12-Р Классик производства «Таврида-Электрик» с выключателями ВВ/TEL с коммутационным модулем ISM15_LD_1 и электромагнитным приводом.

a) Выбор по классу напряжения места установки

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

$$[U_{\text{уст}} = 10(\text{кВ})] \leq [U_{\text{ном}} = 10(\text{кВ})]$$

b) Проверка по длительному току

Выключатели выбираются отдельно для ячеек ввода и секционных ячеек и ячеек отходящих линий.

При выборе номинального тока для вводного выключателя учитывается, что он должен выдерживать ток, питающий две СШ 10 кВ.

$$I_{\text{ввод. утяж}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{27.78}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1604(A)$$

Намечаем к установке в ячейки ввода и секционного выключателя ВВ/TEL-10-20-2000.

При выборе выключателя отходящей линий учитывается, что он питает 1 присоединение.

$$I_{ОЛ} = \frac{S_{\max} \cdot 1.5}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{27.78 \cdot 1.5}{12 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 201(A)$$

где n – количество присоединений, 1.5 – коэффициент неравномерности.

Намечаем к установке в ячейки ОЛ ВВ/TEL-10-20-2000.

с) Проверка на электродинамическую стойкость

$$I_{ПО} \leq I_{дин}$$

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

$$[I_{ПО} = 10.987(\kappa A)] \leq [I_{дин} = 20(\kappa A)]$$

$$[i_{уд} = 28.124(\kappa A)] \leq [i_{дин} = 51(\kappa A)]$$

Условия выполняются.

d) Проверка на отключающую способность

$$I_{П\tau} \leq I_{откл.ном}$$

$$i_{ат} \leq i_{аном}$$

$$I_{П\tau} = 10.987(\kappa A)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \exp^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 10.987 \cdot \exp^{-\frac{0.09}{0.05}} = 2.57(\kappa A)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\%}}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{30}{100} \cdot 20 = 8.48(\kappa A)$$

$$[I_{П\tau} = 10.987(\kappa A)] \leq [I_{откл.ном} = 20(\kappa A)]$$

$$[i_{ат} = 2.57(\kappa A)] \leq [i_{аном} = 8.49(\kappa A)]$$

Условия выполняются.

е) Проверка на термическую стойкость

- ВВ/TEL-10-20-1000

$$B_{к.рас} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{тер}$$

$$B_{к.рас} = I_{ПО}^2 \cdot ((t_{откл} = \tau) + T_a) = 10.987^2 \cdot (0.09 + 0.05) = 16.9(\kappa A^2 \cdot c)$$

$$B_{ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200(\kappa A^2 \cdot c)$$

Условие выполняется.

Выключатели нагрузки ВВ/TEL-10-20-1000 могут быть установлены в ячейку СВ.

- Токоведущие части и сборные шины

В КРУ 6-10 кВ ошиновка и СШ выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Проверять их не нужно, так как их параметры подбираются автоматически заводом-изготовителем по номинальным данным выбранных выключателей. Выбор необходим только токоведущей части от силовых трансформаторов до ячеек ввода 10 кВ.

а) По экономической плотности тока

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

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \frac{1}{2} = \frac{27.78}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot \frac{1}{2} = 802 (\text{А})$$

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{27.78}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1604 (\text{А})$$

$j_{\text{эк}} = 1.1$ – для меди

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{802}{1.1} = 730 (\text{мм}^2)$$

По ПУЭ (табл. 1.3.31) выбираются шины прямоугольного сечения 100х8 с допустимым током 1625 А

б) По термической стойкости

Для алюминиевых шин температуры нагрева при КЗ – 200°C, коэффициент $C=90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$q_{\text{мин терм}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} - \text{минимально допустимое по нагреву сечение}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 10.987^2 \cdot (0.1 + 0.05) = 18.11 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

$$q_{\text{мин терм}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{18.11 \cdot 10^6}}{90} = 47.3 (\text{мм}^2) < q$$

Условие выполняется.

с) Проверка шин на механическую прочность

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой колебательную систему. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие 50 и 100 Гц. Для того, чтобы система не вошла в резонанс, собственная частота должна быть или меньше 30 Гц, или больше 200 Гц.

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}$$

Момент инерции:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0.8 \cdot 10^3}{12} = 66.7 (\text{м}^4)$$

Длина пролёта между изоляторами:

$$l \leq \sqrt{\frac{173.2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{66.7}{7.3}} = 1.6 (\text{м})$$

Расположение шин – плашмя, длина пролёта – 1.6 м, расстояние между фазами (а) – 0.4 м.

д) Проверка шин на динамическую стойкость

$$F = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot K_{\text{распр}} \cdot K_{\text{ф}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(28.124 \cdot 10^3)^2}{0.4} \cdot 1 \cdot 0.95 = 325.37 (\text{Н/м})$$

Изгибающий момент от равномерно распределенной силы:

$$M = \frac{F \cdot l^2}{\lambda} = \frac{325.37 \cdot 1.6^2}{10} = 83.3 (H)$$

Момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0.8 \cdot 10^2}{6} = 13.3 (см^3)$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{83.3}{13.3} = 6.3 (МПа)$$

$$[\sigma_{расч} = 6.3 (МПа)] < [\sigma_{доп} = 84 (МПа)]$$

Условие выполняется.

- Выбор опорных изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах. Для установки - И4-80 УХЛ2.

а) По напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$[U_{уст} = 10 (кВ)] \leq [U_{ном} = 10 (кВ)]$$

Условие выполняется.

б) По допускаемой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп}$$

$$F = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a \cdot K_h} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(28.124 \cdot 10^3)^2}{0.4 \cdot 1} \cdot 1.6 = 657.6 (H)$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot K_h \cdot F_{разр} = 0.6 \cdot 1 \cdot 4000 = 2400 (H)$$

$$[F_{расч} = 657.6 (H)] \leq [F_{доп} = 2400 (H)]$$

Условие выполняется. Изоляторы И4-80 УХЛ2 устанавливаются на ПС.

3.5. Выбор схемы измерений на ПС

Измерительные трансформаторы тока и напряжения необходимы для питания релейной защиты и устройств автоматики, а также для измерения параметров системы. Для решения проблемы точности измерений при выборе коэффициента трансформации принимается значение первичного тока, близкое к значению рабочего утяжелённого тока.

- Ограничитель перенапряжений

Выбор ограничителей перенапряжения производится в соответствии с номинальным напряжением защищаемого оборудования, уровнем электрической прочности его изоляции и наибольшей возможной величиной напряжения частотой 50 Гц между проводом и землёй в месте присоединения ограничителя перенапряжений к сети.

Для установки на подстанции выбираем ограничитель типа ОПН-10/12-10/250(І) производства ООО «Феникс-88» - данный прибор позволяет обеспечить максимальную безопасность защищаемого элемента без проведения выбора по требуемым условиям.

3.5.1. Расчёт токов в первичных обмотках ТТ и выбор коэффициентов трансформации для них

Для питающей ЛЭП 8-61 наиболее нагруженным является режим с отключением ЛЭП 121-11:

$$I_{\text{раб. утяж}} = \frac{S_{\text{нагр}} + S_{\text{транз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{35.4 + j26.4}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{50.77}{\sqrt{3} \cdot 110} = 266(A)$$

Выбирается коэффициент трансформации 300/5.

Для питающей ЛЭП 11-61 наиболее нагруженным является режим с отключением ЛЭП 8-61:

$$I_{\text{раб. утяж}} = \frac{S_{\text{нагр}} + S_{\text{транз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25.2 + j15.2}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{29.43}{\sqrt{3} \cdot 110} = 154(A)$$

Выбирается коэффициент трансформации 200/5.

Для СВ 110 кВ наиболее тяжелым режимом является режим, когда линия 121-11 отключена, и Т1 с ЛЭП 61-11 питается от СВ.

$$I_{\text{раб. утяж}} = \frac{S_{\text{нагр}}/2 + S_{\text{транз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{27.78/2 + 16.3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 158(A)$$

Выбирается коэффициент трансформации 200/5.

Для трансформаторных выключателей 110 кВ наиболее тяжелым режимом является режим отключения одного из трансформаторов и питание ПС через оставшийся

$$I_{\text{раб. утяж}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{27.78}{\sqrt{3} \cdot 110} = 146(A)$$

Выбирается коэффициент трансформации 200/5.

Для трансформаторных выключателей 110 кВ наиболее тяжелым режимом является режим отключения одного из трансформаторов и питание ПС через оставшийся

$$I_{\text{раб. утяж}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{27.78}{\sqrt{3} \cdot 110} = 146(A)$$

Выбирается коэффициент трансформации 200/5.

Для ячеек ввода 10 кВ наиболее тяжелым режимом является режим отключения такой же вводной ячейки на резервируемой секции.

$$I_{\text{раб. утяж}} = \frac{6 \cdot S_{\text{прис}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{6 \cdot 2.5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 866(A)$$

Так как установка СН будет производится на 1 и 4 СШ, следовательно, нагрузка будет больше, нужно выбрать коэффициент трансформации не 1000/5, а 1500/5. И для удобства эксплуатации поставить их и на ячейках ввода 3 и 4 СШ.

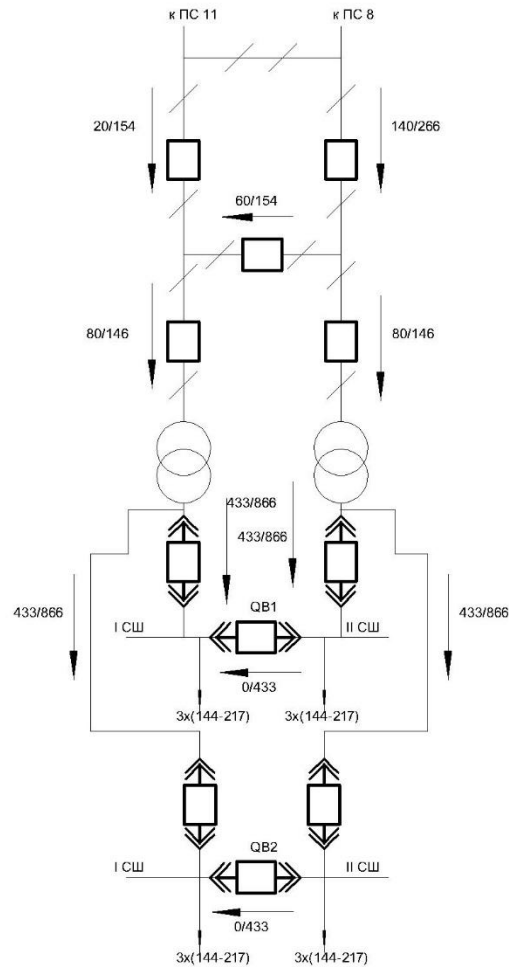


Рисунок 22 – Токораспределение ПС: в знаменателе – рабочий режим, в числителе – рабочий утяжелённый

Расстановка оборудования совмещена с Главной схемой подстанции.

3.5.2. Выбор ТТ на стороне 110 кВ

а) По конструкции и классу точности

На стороне 110 кВ – встроенные трансформаторы тока типа ТВГ-110 (типовое решение для ВЭБ-110). Для удобства эксплуатации для всех элементов на стороне 110 кВ выбирается одинаковое количество ТТ и их классов точности.

Со стороны питания (до выключателя): 0.5S – для систем коммерческого учёта электроэнергии и телеизмерений.

Со стороны потребителя (после выключателя): 10P – для РЗ.

Такое разделение обусловлено установкой ТТ ТВГ в вводы выключателя ВЭБ, количество ТТ, устанавливаемых на ввод выключателя, ограничено конструктивными особенностями. Коэффициент трансформации для всех ТТ на стороне 110 кВ для удобства обслуживания и комплектации принимается по наибольшему из коэффициентов трансформации – 300/5.

б) По вторичной нагрузке

По этому параметру проверяется ТТ с классом точности 0.5S, используемые для коммерческого учёта из-за величины вторичной нагрузки.

$$Z_2 \leq Z_{2ном}$$

В таблице 8 представлено значение вторичной нагрузки ТТ 110 кВ.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Измерительный прибор	Тип прибора	Нагрузка, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0.5	0.5	0.5
Ваттметр	Д-335	0.5	-	0.5
Варметр	Д-335	0.5	-	0.5
Итого	-	1.5	0.5	1.5

Вторичная нагрузка трансформаторов тока

$$Z_2 \approx R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{провод}} + R_{\text{конт}}$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I^2} = \frac{1.5}{5^2} = 0.06 (\text{Ом})$$

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 1.2 - 0.06 - 0.05 = 1.09 (\text{Ом})$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{пров}}} = \frac{0.028 \cdot 156}{1.09} = 4 (\text{мм}^2)$$

$$(l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 90 = 156 (\text{м}))$$

В качестве соединительных проводов принимается кабель АКВВГ-нг с алюминиевыми жилами сечением 4 мм².

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0.028 \cdot 156}{4} = 1.09 (\text{Ом})$$

$$Z_2 = R_{\text{пров}} + R_{\text{приб}} + R_{\text{конт}} = 1.09 + 0.06 + 0.05 = 1.2 (\text{Ом})$$

$$[Z_2 = 1.2 (\text{Ом})] \leq [Z_{2\text{ном}} = 1.2 (\text{Ом})]$$

Условие выполняется. Выбор трансформатора тока сводится к Таблице 9.

Таблица 9. Проверка возможности установки трансформатора тока

Условие проверки	Расчетные данные	Паспортные данные ТВГ-110 У1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$	266 А	600 А
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	6.119	63
$B_{\text{к. расч}} \leq I_m^2 \cdot t_m$	0.74	507

В таблице 10 представлено значение вторичной нагрузки ТТ 110 кВ для ТТ с нагрузкой в виде амперметра во вторичной цепи.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Измерительный прибор	Тип прибора	Нагрузка, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0.5	0.5	0.5
Итого	-	0.5	0.5	0.5

Вторичная нагрузка трансформаторов тока

$$Z_2 \approx R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{провод}} + R_{\text{конт}}$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I^2} = \frac{0.5}{5^2} = 0.02 (\text{Ом})$$

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 1.2 - 0.02 - 0.05 = 1.13 (\text{Ом})$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{пров}}} = \frac{0.028 \cdot 121}{1.13} = 2.99 (\text{мм}^2)$$

$$(l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 70 = 121 (\text{м}))$$

В качестве соединительных проводов принимается кабель АКВВГ-нг с алюминиевыми жилами сечением 4 мм².

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0.028 \cdot 121}{4} = 0.85 (\text{Ом})$$

$$Z_2 = R_{\text{пров}} + R_{\text{приб}} + R_{\text{конт}} = 0.85 + 0.02 + 0.05 = 0.92 (\text{Ом})$$

$$[Z_2 = 0.92 (\text{Ом})] \leq [Z_{2\text{ном}} = 1.2 (\text{Ом})]$$

Условие выполняется. Выбор трансформатора тока сводится к Таблице 11.

Таблица 11. Проверка возможности установки трансформатора тока

Условие проверки	Расчетные данные	Паспортные данные ТВГ-110 У1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$	266 А	600 А
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	6.119	63
$B_{\text{к. расч}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	0.74	507

3.5.3. Выбор ТТ на стороне 10 кВ

На стороне 10 кВ намечаются к установке ТТ типа ТОЛ-10 производства ОАО «СЗТТ».

а) По конструкции и классу точности

Для удобства эксплуатации для всех элементов на стороне 10 кВ выбирается одинаковое кол-во ТТ и их классов точности (за исключением ячеек ввода).

Со стороны питания (до выключателя): 0.5S – для систем коммерческого учёта электроэнергии и телеизмерений.

Со стороны потребителя (после выключателя): 10P – для РЗ.

б) По вторичной нагрузке

По этому параметру проверяется ТТ с классом точности 0.5S, используемые для коммерческого учёта из-за величины вторичной нагрузки.

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

В таблице 12 представлено значение вторичной нагрузки ТТ 10 кВ для вводного выключателя.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Измерительный прибор	Тип прибора	Нагрузка, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0.5	0.5	0.5
Ваттметр	Д-335	0.5	0	0.5
Варметр	Д-335	0.5	-	0.5
Счетчик активной энергии	СА4У-И672М	2.5	2.5	2.5
Счетчик реактивной энергии	СР4У-И676	2.5	2.5	2.5
Итого	-	6.5	5.5	6.5

Вторичная нагрузка трансформаторов тока

$$Z_2 \approx R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{провод}} + R_{\text{конт}}$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I^2} = \frac{6.5}{5^2} = 0.26(\text{Ом})$$

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\kappa} = 0.8 - 0.26 - 0.1 = 0.44(\text{Ом})$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{пров}}} = \frac{0.028 \cdot 95}{0.44} = 6.0(\text{мм}^2)$$

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 55 = 95(\text{м})$$

Включение трансформатора в неполную звезду.

В качестве соединительных проводов принимается кабель АКВВГ-нг с алюминиевыми жилами сечением 6 мм².

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0.028 \cdot 95}{6} = 0.44(\text{Ом})$$

$$Z_2 = R_{\text{пров}} + R_{\text{приб}} + R_{\text{конт}} = 0.44 + 0.26 + 0.1 = 0.8(\text{Ом})$$

$$[Z_2 = 0.8(\text{Ом})] \leq [Z_{2\text{ном}} = 0.8(\text{Ом})]$$

Условие выполняется. Условия проверки приведены в Таблице 13.

Таблица 13. Проверка возможности установки трансформатора тока ТШЛ-10

Условие проверки	Расчетные данные	Паспортные ТШЛ-10
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$	1.6 кА	4 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	28.12	128
$B_{\kappa. \text{расч}} \leq I_m^2 \cdot t_m$	13.28	2978

Для фидерного выключателя вторичная нагрузка представлена в Таблице 11.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Измерительный прибор	Тип прибора	Нагрузка, ВА		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	0.5	0.5	0.5
Счетчик активной энергии	СА4У-И672М	2.5	2.5	2.5
Счетчик реактивной энергии	СР4У-И676	2.5	2.5	2.5
Итого	-	5.5	5.5	5.5

Вторичная нагрузка трансформаторов тока

$$Z_2 \approx R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{провод}} + R_{\text{конт}}$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I^2} = \frac{5.5}{5^2} = 0.22 (\text{Ом})$$

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\kappa} = 0.4 - 0.22 - 0.05 = 0.13 (\text{Ом})$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{пров}}} = \frac{0.028 \cdot 55}{0.13} = 11.85 (\text{мм}^2)$$

где $l_{\text{расч}}$ – длина линии 10 кВ к потребителям.

В качестве соединительных проводов принимается кабель АКВВГ-нг с алюминиевыми жилами сечением 12 мм².

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0.028 \cdot 55}{12} = 0.13 (\text{Ом})$$

$$Z_2 = R_{\text{пров}} + R_{\text{приб}} + R_{\text{конт}} = 0.13 + 0.22 + 0.05 = 0.4 (\text{Ом})$$

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{S_{\text{max}} \cdot 1.5}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 12} = \frac{27.78 \cdot 1.5}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 12} = 200 (\text{А})$$

$$[Z_2 = 0.4 (\text{Ом})] \leq [Z_{2\text{ном}} = 0.4 (\text{Ом})]$$

Условие выполняется. Условия проверки приведены в Таблице 12.

Таблица 15. Проверка возможности установки трансформатора тока ТЛ-10

Условие проверки	Расчетные данные	Паспортные ТЛ10-1 УЗ
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$	0.2 кА	0.8 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	28.12	128
$B_{\kappa, \text{расч}} \leq I_m^2 \cdot t_m$	13.28	2978

3.5.4. Выбор трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

а) По вторичной нагрузке

$$S_2 \leq S_{\text{ном}}$$

$$S_2 = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}$$

В Таблице 16 представлены значения вторичной нагрузки ТН 10 кВ.

Таблица 16. Вторичная нагрузка ТН 10 кВ

Наименование прибора	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приб.	Общая потребляемая мощность	
							P , Вт	Q , В·Ар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	—
Ваттметр	Д-335	1.5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1.5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной энергии	СА4У-И672М	1.5	3	0.25	0.97	4	4.5	17.5
Счетчик реактивной энергии	СР4У-И676М	3.0	3	0.25	0.97	4	9	35
Итого:	—	—	-	-	-	-	21.5	52.5

$$S_2 = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{21.5^2 + 52.5^2} = 56.7 (ВА)$$

Условие выполняется. В Таблице 17 приведен выбор ТН.

Таблица 17. Проверка возможности установки ТН

Условие проверки	Расчетные данные	Паспортные ЗНОЛ.06-10
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ	10 кВ
Класс точности	0.5	0.5
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	56.7	225

3.5.5. Выбор трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ

б) По вторичной нагрузке

В Таблице 18 представлены значения вторичной нагрузки ТН 110 кВ для ЛЭП 8-61.

Таблица 18. Вторичная нагрузка ТН 110 кВ

Наименование прибора	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приб.	Общая потребляемая мощность	
							P , Вт	Q , В·Ар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	—
Ваттметр	Д-335	1.5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1.5	2	1	0	1	3	-
Итого:	—	—	-	-	-	-	8	-

$$S_2 = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{8^2 + 0^2} = 8 (ВА)$$

Условие выполняется. В Таблице 19 приведен выбор ТН

Таблица 19. Проверка возможности установки ТТ

Условие проверки	Расчетные данные	Паспортные НКФ-110-83У1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	110 кВ
Класс точности	0.5	0.5
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	8 ВА	1200 ВА

В Таблице 20 представлены значения вторичной нагрузки ТН 110 кВ для ЛЭП 11-61.

Таблица 20. Вторичная нагрузка ТН 110 кВ

Наименование прибора	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приб.	Общая потребляемая мощность	
							P , Вт	Q , В·Ар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	–
Ваттметр	Д-335	1.5	2	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1.5	2	1	0	2	6	-
Итого:	–	–	-	-	-	-	14	-

$$S_2 = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{14^2 + 0^2} = 14 \text{ (ВА)}$$

Условие выполняется. В Таблице 21 приведен выбор ТН

Таблица 21. Проверка возможности установки ТТ

Условие проверки	Расчетные данные	Паспортные НКФ-110-83У1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	110 кВ
Класс точности	0.5	0.5
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	14 ВА	1200 ВА

3.5.6. Собственные нужды проектируемой ПС (выбор ТСН и схемы питания)

Состав потребителей СН ПС зависит от типа ПС, мощности трансформаторов, наличия СК, типа электрооборудования (обдув трансформаторов, обогрев приводов, шкафы КРУ, освещение ПС), а также компрессорные установки, при оперативном постоянном токе – зарядный и подзарядный агрегаты.

Наиболее ответственные потребители – оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийного освещения, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность СН мала, поэтому она присоединяется к сети 380/220 В, питающейся от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузкам СН с учётом коэффициента загрузки и одновременности с раздельным учетом летней и зимней нагрузки, нагрузки в период ремонтных работ на ПС,

На стороне 110 кВ предполагается установка 5 выключателей ВЭБ-110 (2 на ЛЭП 8-61, ЛЭП 11-61; 2 на Т1 и Т2; 1 – СВ). На стороне 10 кВ – 26 присоединений. В Таблице 22 представлен расчёт нагрузки СН на ПС в зимний период.

Таблица 22. Нагрузка СН проектируемой ПС в зимний период

Вид потребителя	Установленная мощность		cosφ	tgφ	Нагрузка		
	единиц, кВт × количес тво	всего, кВт			Коэффиц. спроса	P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВА р
1. Охлаждение 2×ТДН-16	2х2	4	0.85	0.62	0.85	3.6	2.3
2. Подогрев ВЭБ-110	10х3	30	1	0	0.7	21	---
3. Подогрев КРУ	1×25	12.5	1	0	0.7	8.75	---
4. Отопление и освещение ОПУ	---	20	1	0	0.7	14	---
5. Освещение и вентиляция ЗРУ	---	6	1	0	0.5	3	---
6. Освещение ОРУ 110 кВ	---	8	1	0	0.9	7.2	---
7. Зарядный агрегат ВАЗП	2×25	50	1	0	0.1	5	---
8. Аппаратура телемеханики	---	1	1	0	1	1	---
9. Работа измерительных приборов и РЗА	---	1	1	0	1	1	---
Итого:						64.55	2.3

Суммарная мощность зимних нагрузок

$$S_{зим} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{64.55^2 + 2.3^2} = 64.59 (\text{кВА})$$

$$\text{Мощность трансформатора: } S_{тр} \geq \left[\frac{(S_{расч} = S_{зим}) + S_{рем}}{2 \cdot k_n} = \frac{64.59 + 25.36}{2 \cdot 1.15} = 39.11 (\text{кВА}) \right]$$

Принимаются 2 трансформатора ТМ-50/10.

а также пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током

Требованиями, предъявляемыми к системе опер.тока являются повышенная надежность, мощность, достаточная для функционирования при авариях, высокая стабильность напряжения. Для ПС 110/10 кВ и двумя выключателями на стороне ВН применяется выпрямленный оперативный ток. В качестве источников выпрямленного тока используются зарядно-подзарядные агрегаты.

Для выбора аккумуляторных устройств и зарядно – выпрямительных устройств необходимо провести расчет нагрузок по постоянному току в случае возникновения аварийного режима.

Таблица 23. Суммарная нагрузка аккумуляторных батарей

Вид потребителя	Кол-во ЭП	Параметры ЭП		Расчетные нагрузки , А		
		Ином.выкл, А/ Ином.вкл, А (привода)	Расчетный ток длительного режима, А	И _{аб до} 60 мин, А	И _{толк в} начале АР (отказ СВ 110кВ), А	И _{толк в} конце АР (отказ СВ 110кВ), А
Постоянные	-	-	25	25	25	25
Аварийное освещение	-	-	2.5	2.5	2.5	2.5
Привод для выключателя ВЭБ-110П-40/2000	2	2.5/ 2.5	-	-	2·3=6 (откл.)	20
Привод для выключателя ВВ/TEL-10-20/1000	25	1.25/ 52.5	-	-	-	-
Оперативная связь	-	-	5	5	5	5
Итого	-	-	-	32.5	40.5	52.5

Наметим вариант аккумуляторной батареи VARTA Vb 2305 с напряжением отдельного элемента 2 В. Тогда количество элементов составит:

$$n = \frac{220}{2} = 110$$

Согласно ГОСТ при отсутствии питания подстанции переменным током, аккумуляторная батарея должна обеспечивать питание оперативных цепей, аварийного освещения, оперативной связи в течение получаса.

а) Расход емкости батареи при двухчасовом разряде током $I_{нагр}$:

$$C_1 = \frac{I_{олит} \cdot 120}{60} = 27.4 \cdot 2 = 27.4 \cdot 2 = 54.8 (A \cdot ч)$$

$$I_{олит} = I_{ном} + I_{ав.осв} = 25 + 2.4 = 27.4 (A)$$

б) Расход емкости при односекундном токе разряда в момент включения выключателя 110кВ:

$$C_2 = \frac{I_{\text{толчк.}} \cdot 1}{60 \cdot 60} = \frac{132.4 \cdot 1}{60 \cdot 60} = 0.037 \text{ А} \cdot \text{ч}$$

$$I_{\text{толчк.}} = I_{\text{длит}} + 2 \cdot I_{B10} = 27.4 + 52.5 \cdot 2 = 132.4 (\text{А})$$

где коэффициент 2 – количество выключателей

с) Полная отдаваемая емкость батареи:

$$C = (C_1 + C_2) \cdot k$$

где: $k = 1.25$ – повышающий коэффициент, вводится для увеличения расчетной емкости батареи с целью обеспечения отдаваемой мощности батареи в конце срока службы (80% емкости батареи, $k=1/0.8=1.25$);

$$C = (54.8 + 0.037) \cdot 1.25 = 68.55 (\text{А} \cdot \text{ч}).$$

д) Приведенное время разряда батареи:

$$t_{\text{прив}} = \frac{C}{I_{\text{толчк}}} = \frac{68.55}{132.4} \cdot 60 = 31 (\text{мин})$$

Удовлетворяет требованиям о питании оперативных цепей проектируемой ПС в течении не менее чем получаса.

Для выбора аккумуляторной батареи необходимые расчетные параметры:

$$t_{\text{прив}} = 30 (\text{мин})$$

$$I = 132 (\text{А})$$

$$U_{\text{ост}} = 2 \left(\frac{B}{\text{элемент}} \right)$$

Характеристики VARTA Vb 2305 представлены в Таблице 24.

Таблица 24. Характеристики VARTA Vb 2305

Характеристика	Значение
Разрядный ток, А	145
Время разряда, мин	30

е) Падение напряжения на участке от аккумуляторной батареи до наиболее удаленного выключателя 110 кВ:

$$\Delta U = (I_{\text{т.вкл}} + I_{\text{нагр}}) \cdot (R_{\text{ошАБ}} + R_{\text{каб1}} + R_{\text{конт1}}) + I_{\text{т.вкл}} \cdot (R_{\text{каб2}} + R_{\text{конт2}})$$

$R_{\text{ошАБ}}$ – сопротивление ошиновки АБ. Выбираем выполнение ошиновки из медной круглой шины диаметром 6 мм длиной $l=25\text{м}$.

$$R_{\text{ошАБ}} = \rho \cdot \frac{l}{S} = \frac{\rho \cdot l}{\pi \cdot \left(\frac{d}{2}\right)^2} = \frac{0.0172 \cdot 10^3 \cdot 25}{\pi \cdot \left(\frac{6}{2}\right)^2} = 15.21 (\text{мОм})$$

$R_{\text{каб1}}$ – сопротивление кабеля на участке «АБ - ЩПТ». Выбираем кабель ВВГнг-5х6, длина кабеля $l=5\text{ м}$ (т.е. 5 м на «+» и 5 м на «-»)

$$R_{\text{каб1}} = \rho \cdot \frac{2 \cdot l}{S} = \frac{0.0172 \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 5}{5.6} = 5.73 \text{ мОм}$$

$R_{\text{каб2}}$ – сопротивление кабеля на участке «ЩПТ – привод наиболее удаленного выключателя». На участке «ЩПТ – шкаф ввода питания» выбираем кабель АВВГнг-2х10, длина кабеля $l=80\text{ м}$. На участке «шкаф ввода питания – привод наиболее удаленного выключателя» выбираем кабель АВВГнг-2х6, длина кабеля $l=5\text{ м}$.

$$R_{\text{каб2}} = \frac{0.0283 \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 80}{2 \cdot 10} + \frac{0.0283 \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 5}{2 \cdot 6} = 249.98 (\text{мОм})$$

Примем $R_{\text{конт1}}=R_{\text{конт2}}=3\text{ мОм}$.

$$\Delta U = (52.5 + 25) \cdot (15.21 + 5.73 + 3) \cdot 10^{-3} + 25 \cdot (249.98 + 3) \cdot 10^{-3} = 8.1 (B)$$

f) Проверка напряжения на приводах выключателей 110 кВ в режиме постоянного подзаряда при $U_{\text{э}} = 2,23$ В/элемент:

- Для наименее удаленного выключателя:

На участке «ЩПТ – шкаф ввода питания» выбираем кабель АВВГнг-2х10 для питания привода, длина кабеля $l = 40$ м. На участке «шкаф ввода питания – привод наименее удаленного выключателя» выбираем кабель АВВГнг-2х6, длина кабеля $l = 5$ м.

$$R_{\text{каб2}} = \frac{0.0283 \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 40}{2 \cdot 10} + \frac{0.0283 \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 5}{2 \cdot 6} = 136.78 \text{ мОм}.$$

Потеря напряжения в цепи составит:

$$\Delta U = (52.5 + 25) \cdot (15.21 + 5.73 + 3) \cdot 10^{-3} + 25 \cdot (136.78 + 3) \cdot 10^{-3} = 5.38 (B)$$

Напряжение на приводе наименее удаленного выключателя:

$$U_{\text{прив}} = U_{\text{АБ}} - \Delta U = 2.23 \cdot 110 - 5.38 = 239.9 \text{ В}$$

$$U_{\text{min}} = 0.8 \cdot U_{\text{ном}} = 0.85 \cdot 220 = 187 \text{ В}$$

$$U_{\text{max}} = 1.1 \cdot U_{\text{ном}} = 1.1 \cdot 220 = 242 \text{ В}$$

$$U_{\text{min}} \leq U_{\text{прив}} \leq U_{\text{max}}$$

- Для наиболее удаленного выключателя:

$$\Delta U = 6.32 (B)$$

Напряжение на приводе наименее удаленного выключателя:

$$U_{\text{прив}} = U_{\text{АБ}} - \Delta U = 2.23 \cdot 110 - 8.1 = 237.2 \text{ В}$$

$$U_{\text{min}} = 0.8 \cdot U_{\text{ном}} = 0.8 \cdot 220 = 187 \text{ В}$$

$$U_{\text{max}} = 1.1 \cdot U_{\text{ном}} = 1.1 \cdot 220 = 242 \text{ В}$$

$$U_{\text{min}} \leq U_{\text{прив}} \leq U_{\text{max}}$$

Выбранные аккумуляторные батареи типа VARTA Vb 2305 удовлетворяют требованиям по обеспечению надежного питания цепей оперативного тока в течение получаса в случае возникновения аварийной ситуации.

Для постоянного подзаряда АБ в нормальных режимах необходимо провести выбор ЗВУ.

Основным показателем для ЗВУ является номинальный ток на выходе. Он определяется в зависимости от емкости установленных на проектируемой ПС АБ и их количества. Для АБ емкостью 70 А*ч в количестве 110 шкафов устанавливают ЗВУ с номинальным током на выходе 60 А.

К установке на проектируемой ПС предлагается ЗВУ типа ВТЗП - 60/220 УХЛ4 - выпрямитель тиристорный зарядно-подзарядный, параметры которого приведены в Таблице 25.

Таблица 25. Технические характеристики системы ВТЗП-60/220 УХЛ4

Параметр	Значение
Система питания от сети	3-фазная
Входное линейное напряжение, В	380
Номинальное выходное напряжение, В	220
Диапазон регулирования входного напряжения, В	150-270
Длительный ток нагрузки, А	60
Ограничение выходного тока, %	105
Вид конструкции	Шкаф

Проверка выбранного ЗВУ:

$$U_{\text{заряда}} = 2.4 \cdot 110 = 264 (В)$$

$$I_{\text{заряда}} = I_{10} + I_{\text{пост}} = 15 + 25 = 40 (А)$$

Условия выполняются.

4.2. Описание релейной защиты ПС

- Виды повреждений и ненормальных режимов работы понижающих трансформаторов

При выполнении релейной защиты понижающего трансформатора, как правило, учитываются следующие виды повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазные замыкания в обмотках внутри бака (корпуса) трансформатора и на наружных выводах;
- однофазные замыкания в обмотках (замыкания обмоток на землю) и на наружных выводах;
- витковые замыкания (замыкания в обмотках между витками одной фазы);
- внешние короткие замыкания;
- «пожар» стали магнитопровода;
- понижение уровня масла;
- возгорание масла;
- перегрузка обмоток.

Ненормальные режимы работы трансформаторов обусловлены внешними короткими замыканиями (КЗ) и перегрузками, повышением напряжения, а также понижением уровня масла в баке, которое может произойти вследствие его повреждения.

Согласно правилам устройств электроустановок (ПУЭ) и руководящим указаниям по релейной защите (РУ по РЗ) для защиты трансформаторов при их повреждении и сигнализации о нарушении нормальных режимов работы применяются следующие типы защиты

- дифференциальная – для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформаторов (основная защита трансформатора);
- газовая – для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижении уровня масла;
- максимальные токовые защиты с комбинированным пуском по напряжению от КЗ (МТЗ с ПОН) – от внешних КЗ служит резервной защитой на случай отказа основной защиты или вывода из работы. Также может применяться максимальная токовая направленная защита, реагирующая на фазные токи, а также на токи нулевой и обратной последовательности;
- максимальная токовая защита от перегрузки;
- реле тока автоматики охлаждения трансформатора.

Микропроцессорные терминалы обеспечивают выполнение ряда других устройств защиты и автоматики: блокировку РПН трансформатора при перегрузке, логическую защиту шин НН, устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) стороны ВН.

- Защиты трансформаторов

Основная быстродействующая защита трансформатора от всех видов КЗ в обмотках и на выводах, включая витковые замыкания в обмотках, – дифференциальная токовая защита (Рисунок 24). Принцип действия защиты основан на сравнении токов по концам.

Защиту двухобмоточных трансформаторов следует выполнять трехфазной трехрелейной (в целях повышения надежности действия и чувствительности защиты) с соединением вторичных обмоток ТТ на стороне ВН в треугольник, а на стороне НН в полную звезду.

При параллельной работе трансформаторов ДЗ обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение поврежденного трансформатора; она действует при КЗ только на своем участке, следовательно, ее не нужно согласовывать по времени с защитами соседних элементов. Зона защиты охватывает участок, расположенный между ТТ, т.е. весь трансформатор и его выводы.

ДЗ может выполняться с помощью реле типа РНТ-565 без торможения или реле типа ДЗТ-11 с торможением либо с использованием микропроцессорных терминалов.

Защита от замыканий внутри бака трансформатора и в контакторном объеме устройства регулирования по напряжению (РПН), сопровождающихся выделением газа, – газовая защита.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные, повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа.

Газовая защита выполняется с одним газовым реле типа РГТ-50, контролирующим выделение газа из бака трансформатора в расширитель, и с одним газовым реле для контакторного отсека РПН. Газовая защита бака трансформатора выполняется с двумя ступенями, действующими на сигнал и отключение соответственно. Ступень защиты, действующая на отключение, может быть переведена для действия на сигнал. Газовая защита контакторного отсека РПН выполняется с одной ступенью, действующей только на отключение. Кроме того, защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора.

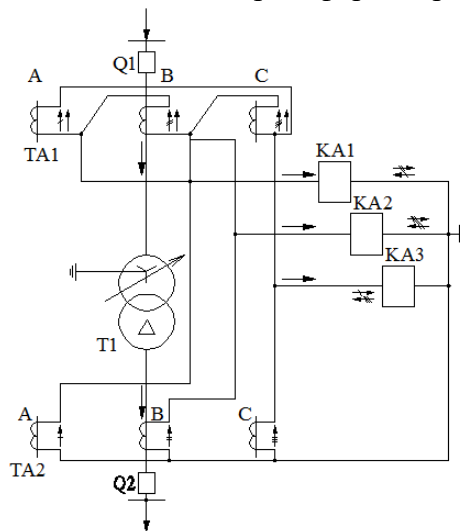


Рисунок 24 - Схема соединения ТТ и обмоток реле дифференциальной защиты трансформатора с соединением обмоток Y/Δ
Резервные защиты трансформатора

Защиты от сверхтоков, обусловленных внешними междуфазными КЗ – максимальные токовые защиты с пуском по напряжению стороны ВН трансформатора (Рисунок 25).

МТЗ стороны НН предназначена для отключения КЗ на шинах НН, а также для резервирования отключения повреждений на элементах, присоединенных к этим шинам. МТЗ с ПОН имеет два пусковых органа:

- токовый, принцип действия которого основан на увеличении тока в защищаемом элементе по сравнению со значением нормального режима;
- напряженный, реагирующий на изменение напряжения при КЗ.

Защита присоединяется к ТТ, соединенным в неполную звезду и установленным в цепи отключения к выключателю НН, и к трансформатору напряжения (ТН), установленному на соответствующей секции шин НН. Защита выполняется двухфазной двухрелейной с двумя реле тока типа РТ-40 (токовый пусковой орган), фильтр-реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М и минимальным реле напряжения типа РН-54/160, включенным на междуфазное напряжение (вместе они образуют пусковой орган по напряжению). Защита выполняется с двумя выдержками времени и действует последовательно на отключение выключателя и на выходные промежуточные реле защиты трансформатора.

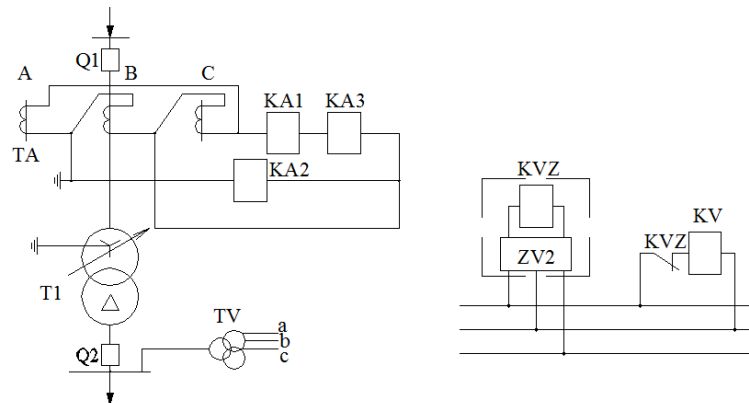


Рисунок 15 - Максимальная токовая защита стороны НН

МТЗ стороны ВН предназначена для резервирования отключения КЗ на шинах НН, а также для резервирования основных защит трансформатора (Рисунок 26).

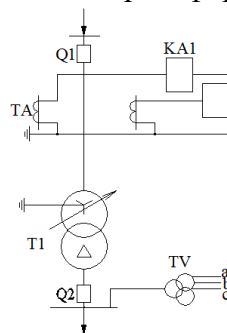


Рисунок 26 - Максимальная токовая защита стороны ВН

Защита присоединяется к ТТ, установленным на стороне ВН, встроенным в силовой трансформатор. На двухобмоточных трансформаторах с односторонним питанием ТТ соединяются в треугольник. Защита выполняется с двумя реле тока РТ-40. В качестве пусковых органов защиты используются комбинированные пусковые органы защиты, установленной на стороне НН. Защита выполняется с одной выдержкой времени, и действует на выходные промежуточные реле защиты трансформатора.

Выдержка времени защиты принимается равной наибольшей из выдержек времени МТЗ стороны НН трансформатора.

Защита от симметричных перегрузок – максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени. Защита осуществляется одним реле тока типа РТ-40, включенным на ток одной фазы (Рисунок 27). Защита присоединяется к ТТ, установленным (для двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой) со стороны НН (для каждой

из частей обмотки). Защита действует на сигнал с выдержкой времени. Выдержка времени выбирается больше максимальной выдержки времени резервных защит трансформатора.

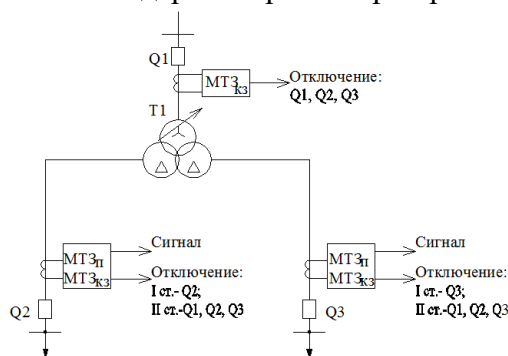


Рисунок 27 – Размещение токовых защит на сторонах трансформатора

5. Конструктивное выполнение подстанций

РУ 110 кВ проектируемой ПС выполнено открытым (наружной установки), РУ 10 кВ – закрытым (внутренней установки). Проектируемая ПС имеет типовую конструкцию, выполненную в соответствии с ПУЭ, норм технологического проектирования электрических соединений, строительных и монтажных норм.

План и разрез ПС представлены на листе 2 графической документации.

Территория ПС формируется в основном ОРУ 110 кВ, занимающим примерно 70% общей территории ПС. Остальные 30 % занимают установки трансформаторов, ЗРУ 10 кВ, ОПУ, проезжая часть, другие здания и сооружения.

ОРУ 110 кВ является основным производственным сооружением на ПС, поэтому их взаимным расположением в зависимости от подхода ВЛ определяется вся компоновка ПС.

Схема заполнения РУ 110 кВ (в соответствии с главной электрической схемой ПС) рассчитана на присоединение двух линий, двух трансформаторов, выключателя автоматической перемычки, двух комплектов измерительных трансформаторов напряжения. Сооружение сборных шин 110 кВ не предусмотрено. Это позволяет уменьшить габариты ПС, но затрудняет возможность ее расширения.

В состав ОРУ входит: оборудование, токоведущие части, опоры для гибкой и жесткой ошиновки, опоры под оборудование, молниеотводы и мачты освещения, кабельные лотки, маслоприемные ямы под трансформаторы (для предотвращения разлива масла в случае повреждения бака).

Как видно из плана ПС, выключатели в цепях линий расположены в один ряд вдоль дороги, необходимой для транспорта оборудования. Во всех цепях предусмотрена установка разъединителей, обеспечивающих видимый разрыв для отсоединения в случае необходимости всех аппаратов электрической цепи от других элементов, находящихся под напряжением.

Проводники расположены в трех ярусах на высоте около 3,6; 5,0 и 11,0 м от уровня земли. Опорные конструкции выполнены с использованием унифицированных металлических (линейные и шинные порталы, опорные изоляторы) и железобетонных конструкций (фундаменты под трансформаторы, выключатели, разъединители). Расстояние между точками провеса проводников равно 2,5 м. Для ошиновки РУ использован гибкий сталеалюминиевый провод марки АС-240 (для ОРУ 110 кВ) и марки 3×АС-400 (для открытой части РУ 10 кВ). Ошиновка автоматической и неавтоматической перемычек укреплена на соответствующих полюсах разъединителей и выключателей, а также на дополнительных шинных опорах. При такой конструкции РУ может быть выполнено трехъярусным с выходом проводов в двух направлениях. В присоединениях

трансформаторов, при заходе линий на подстанцию, а также при переходе над проезжей частью предусмотрены линейные порталы высотой 12 м. Такое конструктивное решение исключает возможность перекрытия и схлестывания проводов. Кроме того, на линейных порталах установлены молниеотводы для защиты подстанции от прямых ударов молний.

Территория ПС ограждена внешним забором высотой 2,4 м.

На низшей стороне подстанции распределительные устройства выполнены в виде КРУ (комплектного распределительного устройства) внутренней установки. В этом случае сборка РУ производится из ячеек заводского изготовления, что позволяет ускорить процесс монтажа. Комплектное РУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом. На данной подстанции применены шкафы КРУ серии D-12P как на линейных присоединениях, так в ячейках на вводах трансформаторов производства «Таврида-электрик». Данные комплектные РУ располагаются в здании, поэтому являются закрытыми распределительными устройствами. ЗРУ на данной подстанции обеспечивает надежность работы электроустановки, является удобным и безопасным. Оборудование в нем размещено таким образом, чтобы обеспечивалась хорошая обзоремость, удобство ремонтных работ, полная безопасность при ремонтах и осмотрах. Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним ограждены. Из помещений ЗРУ предусмотрены выходы наружу.

Преимущества КРУ: большая надежность в работе, безопасность в обслуживании, компактность, экономичность, а также индустриализация монтажных работ.

КРУ серии D-12P состоит из отдельных шкафов со встроенными в них аппаратами, приборами измерения, релейной защиты, автоматики, сигнализации и управления, соединенными между собой в соответствии с электрической схемой главных цепей распределительного устройства. Данные КРУ рассчитаны на двухстороннее обслуживание. Шкафы устанавливаются на закладных основаниях, которые укладываются в строительные конструкции распределительного устройства. В D-12P СЭЩ-63 имеется быстродействующая дуговая защита. Шкафы комплектных РУ унифицированы и, независимо от схем электрических соединений главной цепи, имеют аналогичную конструкцию основных узлов и одинаковые габаритные размеры.

Шкафы постоянного тока, собственных нужд, АБ, ЗВУ, релейных защит элементов 110 кВ располагаются в помещении ОПУ. Расстояния между шкафами в помещении ОПУ не регламентируются, так как все их элементы являются безопасными для квалифицированного персонала. Расположение шкафов как правило определяется из соображений целесообразности и удобства их эксплуатации.

Трансформаторы ТМ-50/10 (ТСН) устанавливаются в помещении ЗРУ со стороны, ближайшей к помещению ОПУ (позволяет минимизировать длину кабелей 0,4 кВ, тем самым снизив падения напряжения в них). Трансформаторы ограждаются защитной металлической сеткой («рабицей») для обеспечения безопасности эксплуатирующего персонала.

Территория подстанции формируется в основном ОРУ, занимающая до 80% общей площади. Остальные 20% занимают установки трансформаторов, ЗРУ, другие здания и сооружения.

ОРУ является основным производственным сооружением подстанции, поэтому от его расположения в зависимости от подхода воздушных линий определяется вся компоновка подстанции. В состав ОРУ, кроме оборудования и токоведущих частей входят

опоры для гибкой и жесткой ошиновки, опоры под оборудование, молниеотводы и мачты освещения, кабельные лотки и каналы, специальные железнодорожные пути перекатки трансформаторов, огнестойкие преграды между трансформаторами.

На подстанции применяются два вида оград: внутренние и внешние. Внешняя ограда служит препятствием для проникновения на подстанцию посторонних лиц, крупных животных, а также для обеспечения сохранности дорогостоящего оборудования. Внутренняя ограда служит для отделения зоны, разрешенной для нахождения персонала, от зоны с оборудованием, находящимся под напряжением.

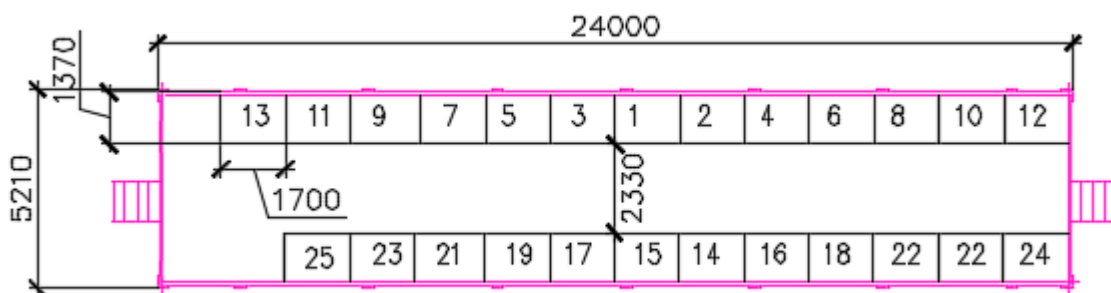


Рисунок 28 – Чертеж ЗРУ

6. Расчёт и конструктивное выполнение молниезащиты подстанции

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, надёжно соединены с землей. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения. В электрических установках заземляются: корпуса трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции распределительных устройств, металлические конструкции зданий и сооружений и другие металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов.

Для защиты оборудования от повреждений ударом молнии применяется грозозащита с помощью ограничителей перенапряжений, искровых промежутков стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям.

Изоляция электроустановок должна работать надёжно как при длительно приложенных напряжениях промышленной частоты, так и при возникающих в эксплуатации перенапряжениях грозового характера. Грозовые перенапряжения возникают при прямом ударе молнии в землю, а так же при ударе молнии в предметы или объекты находящиеся вблизи электрических установок. Защита осуществляется молниеотводами, установленными непосредственно на металлических конструкциях (порталах) и отдельно стоящими молниеотводами.

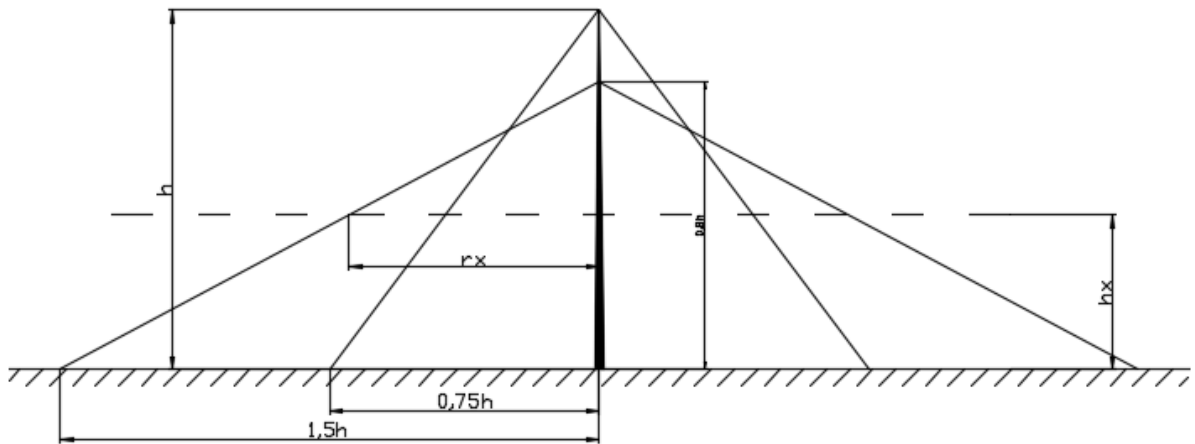


Рисунок 29 – Зона защиты одиночного молниеотвода

Радиус зоны защиты одиночного молниеотвода на высоте h_x рассчитаем по методу, предложенному Энергетическим институтом имени Г.М. Кржижановского. Для определения радиуса защиты r_x , м, на любой высоте h_x зоны защиты используются формула:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \quad \text{при} \quad 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3} h$$

где:

$h=24,3$ м – высота молниеотвода;

$h_x=11,3$ м – максимальная высота защищаемого объекта;

$$r_x = 1,5 \cdot (24,3 - 1,25 \cdot 11,3) = 15,26 \text{ м}$$

При использовании многократных стержневых молниеотводов r_x показывает очертания внешней зоны защиты непосредственно около каждого из молниеотводов.

Для определения внешней зоны защиты между двумя соседними молниеотводами рассмотрим каждую пару соседних молниеотводов как двойной стержневой молниеотвод.

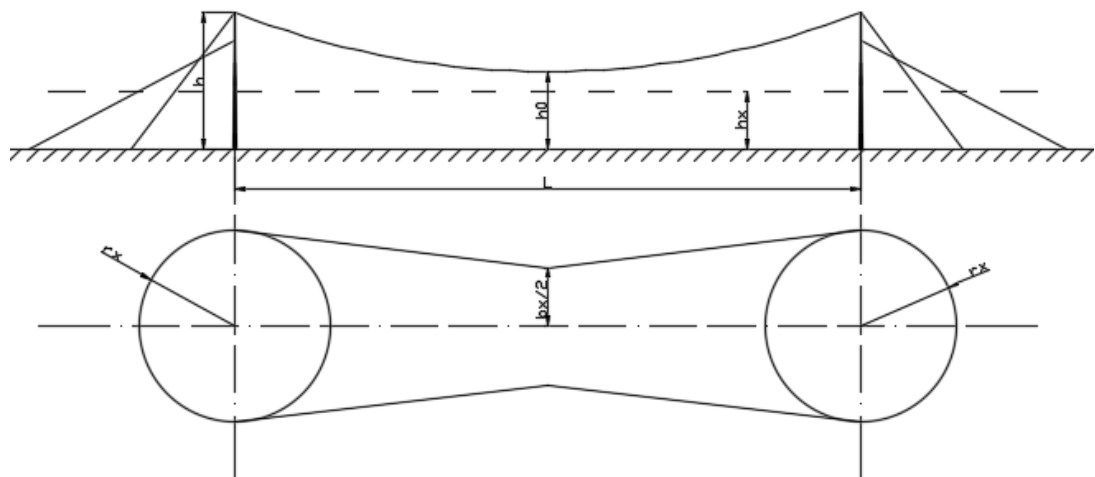


Рисунок 30 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

Высота h_0 вычисляется по эмпирической формуле:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2} \quad \text{откуда} \quad L = \sqrt{\frac{(4 \cdot h - h_0)^2 - 9 \cdot h^2}{0,25}}$$

h_0 вычисляется исходя из требуемой ширины зоны защиты b_x , которая, в свою очередь, определяется высотой защищаемого сооружения и его размерами в плоскости, перпендикулярной оси молниеотводов:

$$h_0 = \frac{b_x + 3,75 \cdot h_x}{3} \quad \text{при} \quad 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3} h$$

На проектируемой подстанции при установке молниеотводов на проходных порталах максимальное требуемое значение b_x составит 16 м.

$$h_0 = \frac{16 + 3,75 \cdot 11,3}{3} = 19,46 \text{ м, тогда:}$$

$$L \leq \sqrt{\frac{(4 \cdot 24,3 - 19,46)^2 - 9 \cdot 24,3^2}{0,25}} = 54 \text{ м}$$

Данное значение L необходимо проверить по следующему условию:

$$\frac{L}{h} \leq 5$$

$\frac{54}{24,3} = 2,22 \leq 5$ - условие выполняется, каждую пару молниеотводов можно рассматривать как двойной молниеотвод.

Для внутренней зоны защиты многократных защитных молниеотводов необходимо выполнение условия:

$$D \leq 5 \cdot (h - h_x)$$

где D – длина диагонали многоугольника, составленного единичными молниеотводами.

$$D \leq 5 \cdot (24,3 - 11,3) = 65 \text{ м}$$

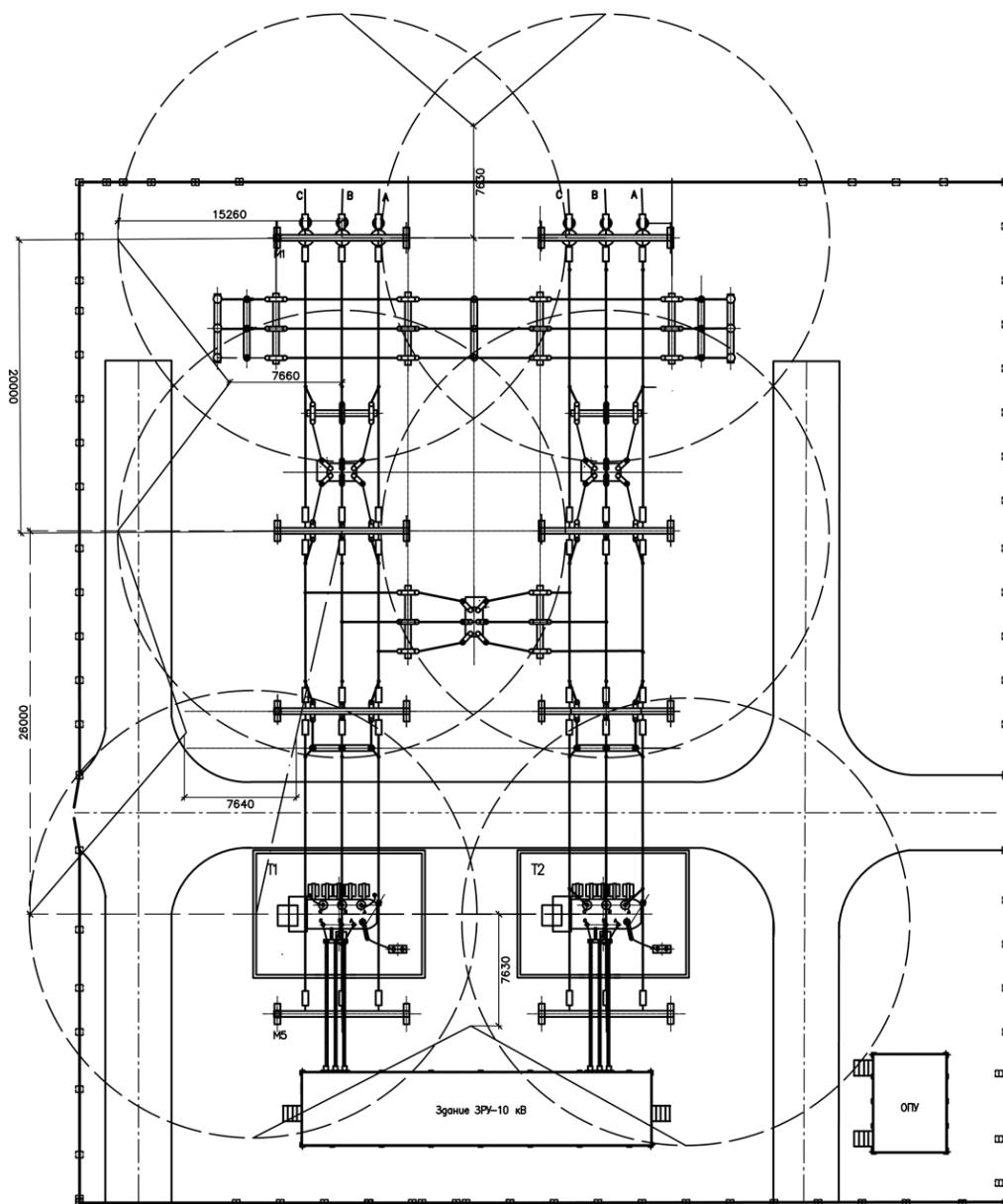


Рисунок 31 – Схема грозозащиты

Анализируя полученную область грозозащиты, делаем вывод, что весь периметр защищаемого оборудования входит в зону покрытия молниеотводов, следовательно, такое расположение можно считать допустимым для данной подстанции.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители. В качестве естественных заземлителей применяют водопроводные трубы, фундаменты и металлические части зданий, фундаменты опор, надежно соединенные с землей, а также системы трос-опора. В качестве искусственных заземлителей применяют металлические стержни, уголки, полосы, погруженные в почву для надежного контакта с землей.

7. Сметно-финансовый расчет по укрупненным показателям стоимости

Сметно-финансовый расчет по укрупненным показателям стоимости производится в целях экономической оценки проекта данной понижающей подстанции. В состав Таблицы 26 принимаются все какие-либо значимые объекты, упомянутые в проекте, а также те, наличие которых предполагает эксплуатация подстанции.

Таблица 26 – Результаты сметно-финансового расчета

Объект	Количество	Стоимость единицы, тыс.руб	Расчетная стоимость, тыс.руб
Выключатель ВЭБ-110-II-40/2000	3	6600	19800
Трансформатор ТДН-16000/110	2	5600	11200
Разъединители 110 кВ	10	660	6600
шкаф D-12P «Таврида электрик»	25	450	11250
трансформатор ТМ-50/10	2	150	300
АБ VARTA Vb 2305	110	2.66	292.6
ЗВУ типа ВТЗП-60/220	2	800	1600
щит постоянного тока (3 панели)	1	150	150
щит собственных нужд (3 панели)	1	150	150
Постоянные затраты	-	-	175
Итого:			51517.6

Погрешность проведенного сметно – финансового расчета с учетом укрупненных показателей стоимости составляет приблизительно 20%.

Заключение

По результатам теплового расчета в соответствии с данным графиком нагрузки для установки были намечены три варианта развития подстанции с установкой различных типов трансформаторов. В ходе технико-экономического сравнения для дальнейшего рассмотрения выбраны два трансформатора ТДН-16000/110. Данные трансформаторы имеют запас установленной мощности, и существует возможность технологического присоединения дополнительной нагрузки энергопринимающих устройств потребителей. На подстанции выбраны элегазовые выключатели на стороне высокого напряжения и вакуумные на стороне низкого напряжения, а также все необходимое для надежного и эффективного функционирования подстанции электрооборудование. Релейная защита обеспечивает требуемую чувствительность и обеспечивает защиту трансформаторов от повреждений и нормальную работу энергосистемы. Конструктивное выполнение подстанции выполнено с выполнением всех требований по размещению распределительных устройств. Выполнена детальная проработка комплектности открытых и закрытых распределительных устройств. Дополнительно произведен расчет необходимой грозозащиты подстанции. В итоге произведен сметно-финансовый расчет на сооружение проектируемой подстанции.

Список литературы

1. Котова Е.Н. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учебно-метод. пособие / Е.Н. Котова, Т.Ю. Паниковская. – Екатеринбург: Изд-во Урал.ун-та. – 2014. – 216 с.
2. Дмитриев С.А., Кокин С.Е., Нестеренков В.П., Хальясмаа А.И. Проектирование электрической части подстанции: учебное пособие / С.А. Дмитриев, С.Е. Кокин, В.П. Нестеренков, А.И. Хальясмаа. – Екатеринбург: УрФУ. – 2012. – 94 с.
3. Котов О.М. Курсовое проектирование понизительной подстанции: Методические указания / О.М. Котов. Екатеринбург: УГТУ, 2000. – 53 с.