

# **КУРСОВОЙ ПРОЕКТ**

**"Проектирование электрической части подстанций"**



## Содержание

Введение

1. Определение расчётных мощностей нагрузок
  2. Выбор рационального напряжения. Компенсация реактивной мощности.  
Выбор числа и мощности силовых трансформаторов
  3. Выбор питающих линий
  4. Выбор принципиальной схемы подстанции
  5. Определение токов короткого замыкания
  6. Выбор электрических аппаратов
    - 6.1 Общие сведения
    - 6.2 Выбор выключателей
    - 6.3 Выбор ограничителей перенапряжения и высокочастотных заградителей
    - 6.4 Выбор разъединителей
    - 6.5 Выбор трансформаторов тока
    - 6.6 Выбор трансформаторов напряжения
    - 6.7 Выбор предохранителей для защиты ТСН и ТН
    - 6.8 Целесообразность установки дугогасящего реактора
    - 6.9 Выбор кабелей
  7. Выбор шинных конструкций
    - 7.1 Выбор гибких шин на стороне 110 кВ
    - 7.2 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ
    - 7.3 Выбор изоляторов
- Заключение
- Библиографический список

## **Введение**

Проектирование электрической части станции представляет собой сложный процесс выработки и принятия решений по схеме электрических соединений, составу электрооборудования и его размещению.

Курсовой проект по курсу «Электропитающие системы и сети» является одним из самых важных для студентов всех электроэнергетических специальностей.

В курсовом проекте рассматриваются следующие части:

- выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов;
- выбор принципиальной схемы электростанции;
- расчёты токов КЗ;
- выбор коммутационной аппаратуры: выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения и их вторичной нагрузки;
- расчёт токоведущих частей подстанции;
- выбор изоляторов;
- компоновка ОРУ подстанции.

## 1. Определение расчётных мощностей нагрузок

Определение расчётных мощностей нагрузок следует производить по любому из существующих методов их расчета. Т.к. этот раздел в настоящем курсе является вспомогательным и предназначен только для выбора мощности понизительных трансформаторов, расчетную мощность можно определить методом коэффициента спроса, как более простым.

По заданной установленной мощности  $P_i$  и по коэффициентам спроса  $K_{ci}$  и мощности  $\cos \varphi_i$  (определённым по справочным данным /1/) для всех характерных групп потребителей определяются расчётные активные  $P_{pi}$  и реактивные  $Q_{pi}$  мощности нагрузок:

$$P_{pi} = P_i \cdot K_{ci} \quad (1)$$

$$Q_{pi} = P_i \cdot K_{ci} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i \quad (2)$$

Затем определяются результирующие активная  $P_p$ , реактивная  $Q_p$  и полная  $S_p$  расчётная мощности нагрузок:

$$P_p = \sum_{i=1}^n P_{pi} \quad (3)$$

$$Q_p = \sum_{i=1}^n Q_{pi} \quad (4)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (5)$$

Сведём результаты расчёта в таблицу.

Таблица 1

Нагрузка	Установленная мощность $P$	Кэф. спроса $K_c$	$tg\varphi$
1	2	3	4
цехи горячей обработки металлов	8000	0,6	1,33
то же при холодной обработки металлов	6000	0,6	1,75
вентиляторы, производственные насосы	11000	0,75	0,62
производственные механизмы с повторно-кратковременным режимом	2500	0,5	1,33
краны цеховые	2600	0,5	1,73
приёмники непрерывного транспорта обработки земли в литейных цехах	2600	0,6	1,02
печи сопротивления, нагревательные приборы	2700	0,85	0
печи плавильные	4100	0,8	0,48
сварочные машины	1000	0,5	1,33
освещение	340	0,7	0,48

## 2. Выбор рационального напряжения. Компенсация реактивной мощности. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Проектируемая ГПП питается по двум линиям. Определим рациональное напряжение по эмпирической формуле Стилла:

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{l_i + 16 \cdot P_i}, \quad (6)$$

где  $l$  - длина трассы в двухцепном исполнении, км;

$P$  - активная мощность, передаваемая по одной цепи линии, МВт.

Получаем:

$$U_{рай} = 4,34 \cdot \sqrt{I_1 + 16 \cdot P_{p\Sigma}} = 4,34 \cdot \sqrt{20 + 16 \cdot 27,07} = 92,4 \text{ кВ}$$

Принимаем номинальное напряжение питающей линии 110 кВ.

Определим мощность компенсирующих устройств.

Экономически целесообразный коэффициент:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\vartheta} = 0,29 - \text{для } 110 \text{ кВ.}$$

Мощность компенсирующих устройств определяется по формуле:

$$Q_{KV}^{треб} = Q_{\max} - P_{\max} \operatorname{tg} \varphi_{\vartheta}, \quad (7)$$

где  $Q_{KV}$  – мощность компенсирующих устройств на две секции шин, Мвар;

$Q_{\max}$  – максимальная реактивная мощность, Мвар;

$P_{\max}$  – максимальная активная мощность, МВт.

С учетом баланса реактивной мощности определяем требуемую реактивную мощность для каждой секции шин. Если полученное значение не превосходит 10 Мвар, то целесообразно установить батареи статических конденсаторов (БСК). В противном случае устанавливаются синхронные компенсаторы.

Определяем некомпенсированную реактивную мощность, т.е. ту мощность, которая будет поступать через трансформатор от энергосистемы.

$$Q_{неск} = Q_{\max} - Q_{KV}^{факт}. \quad (8)$$

где  $Q_{KV}^{факт}$  – фактическая мощность компенсирующих устройств, Мвар

Рассчитаем требуемую мощность компенсирующих устройств на одну секцию шин для подстанции по формулам:

$$Q_{KV(1ciu)}^{треб} = 0,5(25,66 - 27,07 \cdot 0,29) = 8,9 \text{ Мвар}$$

Мощность, требуемая на ПС, менее 10 Мвар. Значит к установке принимаем комплектные конденсаторные установки (ККУ) типа УКЛ(П) напряжением 10 кВ.

Батареи конденсаторов комплектуются из отдельных конденсаторов, соединенных последовательно и параллельно. Конденсаторы выпускаются в однофазном и трехфазном исполнениях на номинальное напряжение 0,22 – 10,5 кВ. Увеличение рабочего напряжения БК достигается увеличением числа последовательно включенных конденсаторов. Для увеличения мощности БК применяют параллельное их соединение.

Выбираем комплектные конденсаторные установки марки:

УКЛ56–10,5–2700УЗ– 3 шт.

$$Q_{КУ}^{факт} = 3 \cdot 2,700 = 8,1 \text{ Мвар}$$

$$Q_{неск} = 25,66 - 2 \cdot 2,7 \cdot 3 = 9,46 \text{ Мвар}$$

В соответствии с существующими нормативами мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70–80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток.

Количество силовых трансформаторов, планируемых к установке на проектируемой ПС, в первую очередь определяется категорийностью потребителей по надёжности электроснабжения. При наличии потребителей первой категории их количество должно быть в соответствии с рекомендациями ПУЭ не менее двух, соответственно мы устанавливаем два трансформатора на ГПП.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3} \quad (9)$$

где  $P_p$  - расчётная нагрузка, МВт;

$Q_{\text{неск}}$  - некомпенсированная мощность, текущая от источника мощности через трансформатор, Мвар;

$n_T$  - число трансформаторов;

$K_3$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Для потребителей первой и второй категории как преобладающих:

$$K_3 = 0,7$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной.

После выбора трансформатора осуществляется проверка правильности выбора по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (10)$$

$$K_3^{\text{п/ав}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (11)$$

Если коэффициент загрузки трансформатора после проверки оказался на много ниже оптимального, то целесообразно выбрать трансформатор меньшей мощности, а в послеаварийном режиме отключить третью категорию.

Приведём пример расчёта:

Расчётная мощность силового трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{27,07^2 + 9,46^2}}{2 \cdot 0,7} = 20,5 \text{ МВА}$$

Ближайшая номинальная мощность по каталожным данным 25 МВА. Проверяем трансформаторы по загруженности, определяя коэффициент загрузки в нормальном режиме. Он должен быть в пределах: 0,5–0,75.



Выбираем трансформатор ТРДН-25000/110:  $S_{Tном} = 25$  МВА

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{27,07^2 + 9,46^2}}{2 \cdot 25} = 0,57$$

Также необходима проверка выбранных трансформаторов в условиях послеаварийной работы. Она характеризуется выводом из строя одного из трансформаторов, т.е. принимаем, что  $n_T = 1$ . Коэффициент загрузки в этом случае должен находиться в пределах от 1 до 1,4, исходя из возможности работы трансформатора со 140% загрузки.

$$K_3^{н/ав} = \frac{\sqrt{27,07^2 + 9,46^2}}{(2-1) \cdot 25} = 1,13$$

Трансформаторы загружены оптимально.

### **3. Выбор сечений воздушных линий методом экономических токовых интервалов**

Максимальный ток в воздушных линиях рассчитывается по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (12)$$

где  $I_{\max}$  - максимальный ток, кА;

$P_{\max}, Q_{\text{неск}}$  – потоки активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощности передаваемой по линии в зимний период, МВт, Мвар.

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение, кВ

Расчетный ток на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам /2/ выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (13)$$

где  $I_p$  -расчётный ток, А;

$I_{\max}$  – максимальный ток, А;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации; для сетей 110–220 кВ в курсовом проекте этот коэффициент принимается равным 1,05. Введение этого коэффициента учитывает фактор разновременности затрат в технико-экономических расчетах.

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линий и ее значение в максимуме ЭЭС (определяется коэффициентом  $K_m$ ). Значение этого коэффициента принимается равным отношению нагрузки линий в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линий.  $K_m$  принимается равным 1.

Примем  $\alpha_T$  равным 0,92. По формуле находим токи  $I_p$  и по таблицам /2/ выбираем экономически целесообразные сечения проводов в зависимости от типа опор, климатической зоны, номинального напряжения линии и количества цепей.

Расчетный ток для выбора питающих линии от ТЭЦ:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{27,07^2 + 9,46^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 75 \text{ А}$$

$$I_{\text{расч}} = 1,05 \cdot 0,92 \cdot 75 = 72,5 \text{ А}$$

Принимаем провод АС – 120.

Полученные сечения необходимо проверить по длительно допустимому току. Для этого рассчитывается послеаварийный режим.

Длительно допустимый ток определяется в зависимости от выбранного сечения по справочнику /3/ Данный ток указан при температуре 20° С и одном проводнике. для различных условий прокладки. Поэтому допустимый ток:

$$I_{\text{дон}} = I_{\text{дл.дон}} \cdot K_1 \quad (14)$$

где  $I_{\text{дон}}$  - допустимый ток, А;

$I_{\text{дл.дон}}$  - длительно допустимый ток, А;

$K_1$  - коэффициент, учитывающий изменение тока в зависимости от температуры;

Выбранное сечение удовлетворяет условию послеаварийного режима, если ток меньше или равен  $I_{\text{дон}} = 375$  А.

$$I_{n/a} \leq I_{\text{дон}}$$

$$I_{n/a} = \frac{\sqrt{27,07^2 + 9,46^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 151 \text{ А.}$$

Условие выполняется, усиления линии не требуется

#### **4. Выбор принципиальной схемы подстанции**

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанций, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

Главная схема электрических соединений подстанций зависит от следующих факторов: типа подстанции, числа и мощности установленных силовых трансформаторов, категорийности потребителей электрической энергии по надежности электроснабжения, уровней напряжения, количества питающих линий и отходящих присоединений, величин токов короткого замыкания, экономичности, гибкости и удобства в эксплуатации, безопасности обслуживания

Если к подстанции подходят две линии напряжением до 110 кВ включительно, применяется схема «мостик», для промышленных подстанций – с выключателями в цепях трансформаторов. На напряжение 220 кВ и выше, с мощностью подключаемых трансформаторов 63 МВА и выше применяется схема «четырёхугольник»; до 40 МВА – «мостик».

На высокой стороне подстанции установлено два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий.

На стороне низкого напряжения установлена одна секционированная система шин.

## 5. Определение токов короткого замыкания

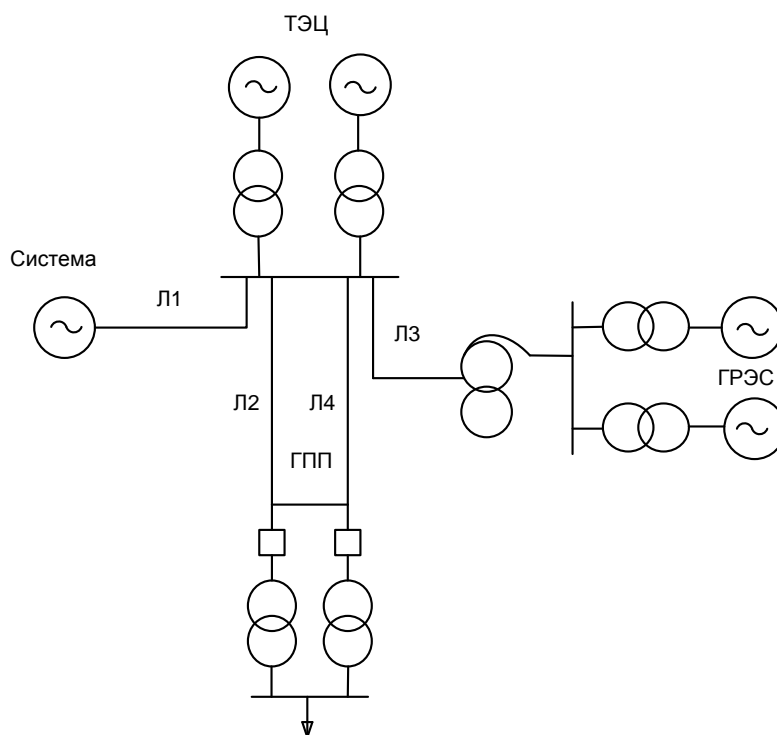


Рисунок 1 – Принципиальная схема

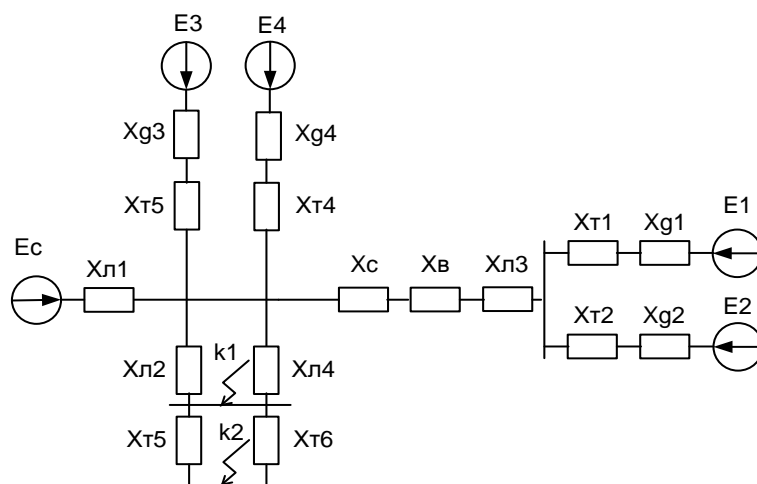


Рисунок 2 – Схема замещения

В качестве базисных величин принимаем мощность и напряжение. Тогда значения оставшихся зависимых величин легко можно найти. За базисную мощность принимаем мощность равную 100 МВА, т.е.  $S_6 = 100$  МВА. За базисное напряжение возьмём напряжение ступени, где произошло короткое замыкание  $U_{61} = 115$  кВ.

Базисный ток первой ступени:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

Имеющуюся схему замещения необходимо привести к расчетной схеме, которая будет представлена

Определяем параметры схемы замещения.

ТЭЦ:

$$E_1 = E_2 = \sqrt{(X_3 \cdot \cos \varphi_{н3})^2 + (1 + X_3 \cdot \sin \varphi_{н3})^2} = 1,1 \text{ о.е.}$$

Сопротивление генераторов:

$$X_{g3} = X_{g4} = X_{d''} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.г}} = 0,12 \cdot \frac{100}{78,75} = 0,15 \text{ о.е.}$$

Сопротивление тр-ров Т3 и Т4:

$$X_{T3} = X_{T4} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{200} = 0,053 \text{ о.е.}$$

ГРЭС:

Для генераторов мощностью более 100 МВА ЭДС генератора и сопротивление упрощённо принимаем:

$$E_1 = E_2 = 1,13 \text{ о.е.}; x_{d''} = 0,2.$$

Сопротивление генераторов:

$$X_{g1} = X_{g2} = X_{d''} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.г}} = 0,2 \cdot \frac{100}{300} = 0,066 \text{ о.е.}$$

Сопротивление тр-ров Т1 иТ2:

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.т}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{100}{320} = 0,03 \text{ о.е.}$$

Система:

Сопротивление системы равняется нулю, т. к. мощность системы неограниченна.

ЭДС системы:  $E_c = 1$

Линии:

Сопротивления линий:

$$X_{л1} = x_{y\partial} \cdot l_1 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{(U_{\bar{\sigma}1})^2} = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{100}{(115)^2} = 0,06 \text{ о.е.}$$

$$X_{л2} = x_{y\partial} \cdot l_2 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{(U_{\bar{\sigma}1})^2} = 0,4 \cdot 15 \cdot \frac{100}{(115)^2} = 0,045 \text{ о.е.}$$

$$X_{л3} = x_{y\partial} \cdot l_3 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{(U_{\bar{\sigma}1})^2} = 0,4 \cdot 21 \cdot \frac{100}{(115)^2} = 0,064 \text{ о.е.}$$

$$X_{л4} = x_{y\partial} \cdot l_4 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{(U_{\bar{\sigma}1})^2} = 0,4 \cdot 12 \cdot \frac{100}{(115)^2} = 0,036 \text{ о.е.}$$

ГПП:

Сопротивление тр-ров Т5 иТ6:

$$X_{T5} = X_{T6} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном.м}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,42 \text{ о.е.}$$

Приведем схему к виду приведённому на рисунке 3 с помощью последовательно параллельных преобразований:

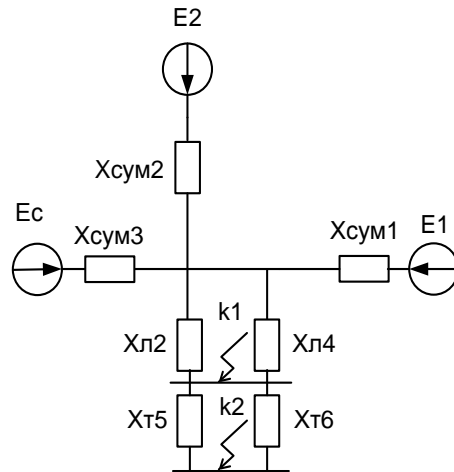


Рисунок 3 – Схема замещения

$$X_{\Sigma 1} = \frac{X_{g1}}{2} + \frac{X_{T1}}{2} + X_{л3} = \frac{0,066}{2} + \frac{0,03}{2} + 0,064 = 0,112 \text{ о.е.}$$

$$X_{\Sigma 2} = \frac{X_{g3}}{2} + \frac{X_{T3}}{2} = \frac{0,15}{2} + \frac{0,053}{2} = 0,1 \text{ о.е.}$$

$$X_{\Sigma 3} = X_{л1} = 0,06 \text{ о.е.}$$

В максимальном режиме линии будут работать в параллель. Далее преобразуем схему с помощью коэффициентов потокараспределения. Имеем:

Суммарное сопротивление:

$$X_{\Sigma} = \frac{1}{\frac{1}{X_{\Sigma 1}} + \frac{1}{X_{\Sigma 2}} + \frac{1}{X_{\Sigma 3}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,112} + \frac{1}{0,1} + \frac{1}{0,06}} = 0,028 \text{ о.е.}$$

Результирующее сопротивление:

$$X_{рез} = X_{\Sigma} + X_{л} = 0,028 + 0,02 = 0,048 \text{ о.е.}$$

где  $X_{л} = \frac{X_{л2} \cdot X_{л4}}{X_{л2} + X_{л4}}$  - эквивалентное сопротивление линий.

Коэффициенты потокораспределения:

$$C_1 = \frac{X_{\Sigma}}{X_{1\Sigma}} = \frac{0,028}{0,112} = 0,25; C_2 = \frac{X_{\Sigma}}{X_{2\Sigma}} = \frac{0,028}{0,1} = 0,28; C_3 = \frac{X_{\Sigma}}{X_{3\Sigma}} = \frac{0,028}{0,06} = 0,47.$$

Результирующие сопротивления:

$$X_{рез1} = \frac{X_{рез}}{C_1} = \frac{0,048}{0,25} = 0,19; X_{рез2} = \frac{X_{рез}}{C_2} = \frac{0,048}{0,28} = 0,17; X_{рез3} = \frac{X_{рез}}{C_3} = \frac{0,048}{0,46} = 0,1.$$

Получили схему:

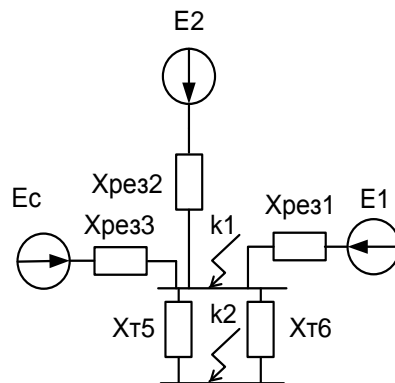


Рисунок 4 – Схема замещения

Определим периодическую составляющую тока трёхфазного короткого замыкания в начальный момент времени от каждого источника:

ГРЭС:

$$I_{но1.k1} = \frac{E_1}{X_{рез1}} \cdot I_{\sigma1} = \frac{1,13}{0,19} \cdot 0,502 = 2,95 \text{ кА}$$



ТЭЦ:

$$I_{no2.k1} = \frac{E_2}{X_{рез2}} \cdot I_{б1} = \frac{1,1}{0,17} \cdot 0,502 = 3,25 \text{ кА}$$

Система:

$$I_{no3.k1} = \frac{E_c}{X_{рез3}} \cdot I_{б1} = \frac{1}{0,1} \cdot 0,502 = 5,02 \text{ кА}$$

Суммарный ток:  $I_{no\Sigma.k1} = I_{no1.k1} + I_{no2.k1} + I_{no3.k1} = 2,95 + 3,25 + 5,02 = 11,22 \text{ кА}$

Апериодическая составляющая тока трёхфазного короткого замыкания в начальный момент времени:

$$i_{ao\Sigma k1} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Sigma.k1} = \sqrt{2} \cdot 11,22 = 15,87 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока трёхфазного короткого замыкания в заданный момент времени:

$$i_{at\Sigma k1} = i_{ao\Sigma k1} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = 15,87 \cdot e^{\frac{-0,07}{0,05}} = 3,9 \text{ кА}$$

где  $t$  – время отключения КЗ;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей (определённая по справочным данным[1]).

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\partial\Sigma k1} = i_{ao\Sigma k1} \cdot K_{y\partial} = 15,87 \cdot 1,8 = 28,57 \text{ кА}$$

Определим ток трёхфазного КЗ в точке К2 (за трансформатором). Для этого необходимо найти результирующие сопротивления от каждого источника с помощью коэффициентов потокараспределения, как было показано выше.

Получили схему:

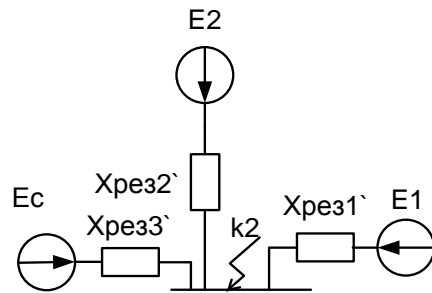


Рисунок 5 – Схема замещения

Определим периодическую составляющую тока трёхфазного короткого замыкания в начальный момент времени от каждого источника:

ГРЭС:

$$I_{no1.k2} = \frac{E_1}{X_{рез1'}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1,13}{1,03} \cdot 5,5 = 6,03 \text{ кА}$$

ТЭЦ:

$$I_{no2.k2} = \frac{E_2}{X_{рез2'}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1,1}{0,92} \cdot 5,5 = 6,58 \text{ кА}$$

Система:

$$I_{no3.k2} = \frac{E_c}{X_{рез3'}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1}{0,55} \cdot 5,5 = 10 \text{ кА}$$

Суммарный ток:  $I_{no\Sigma.k2} = I_{no1.k2} + I_{no2.k2} + I_{no3.k2} = 6,03 + 6,5 + 10 = 22,53 \text{ кА}$

Апериодическая составляющая тока трёхфазного короткого замыкания в начальный момент времени:

$$i_{ao\Sigma k2} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Sigma.k2} = \sqrt{2} \cdot 22,53 = 31,86 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока трёхфазного короткого замыкания в заданный момент времени:

$$i_{at\Sigma k2} = i_{ao\Sigma k2} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = 31,86 \cdot e^{\frac{-0,07}{0,045}} = 6,72 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y0\Sigma k2} = i_{ao\Sigma k2} \cdot \kappa_{y0} = 31,86 \cdot 1,5 = 47,8 \text{ кА}$$

## **6. Выбор электрических аппаратов**

### **6.1 Общие сведения**

В процессе курсового проектирования электрической части станций производится выбор следующих токоведущих частей и аппаратов:

- высоковольтных выключателей, разъединителей и другой коммутационной аппаратуры (выключателей нагрузки, короткозамыкателей, отделителей и т.п.) для всех основных цепей;
- измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- сборных шин на всех напряжениях;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами;
- контрольных кабелей;
- устройств для защиты от перенапряжений.

Выбранные токоведущие части и электрические аппараты должны обеспечивать надёжную работу электроустановок не только в нормальном режиме, но и в аварийном. При выборе следует учитывать конкретные условия, а именно: географическое расположение электростанции, т.е. климатические условия, род установки (наружный или внутренний). В РУ 35 кВ и выше целесообразно устанавливать однотипное оборудование, хотя отдельные аппараты могут отличаться своими параметрами.

## 6.2 Выбор выключателей

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны масляные, элегазовые, вакуумные, электромагнитные и т.д.

На стороне 110 кВ выберем элегазовые выключатели, а на стороне 10 кВ вакуумные.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (12)$$

– по длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном}$$

$$I_{мах} \leq I_{ном}; \quad (13)$$

– по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном}; \quad (14)$$

На стороне 110 кВ выбираем элегазовые выключатели типа ВГТЗ-110П-40/1000 У1.

Проведем проверку данного выключателя:

1. по термической устойчивости выключателя:

$$B\kappa = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 11,22^2 \cdot (0,055 + 0,05) = 13,22 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $t_{отк}$  – собственное время отключения выключателя, принимаем  $t_{отк}=0.055\text{с}$ ;

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \quad \text{кА}^2\text{с},$$

где  $I_{\text{терм}}$  - ток термической стойкости (справочная величина);

$t_{\text{терм}}$  – время протекания КЗ (справочная величина).

2. Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $t$ :

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{откл ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,63; \text{ кА}$$

где  $\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_n=40\%$ ;

$I_{\text{откл ном}}$  – номинальный ток отключения.

3. Проверим по отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{отклном}}$$

б) на отключение полного расчётного тока КЗ

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$$

$$\sqrt{2} \cdot 11,22 + 3,9 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right)$$

$$19,76 < 79,2 \text{ кА}$$

#### 4. По динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{скв}$$

Ударный ток берётся на основании расчетов короткого замыкания для точки К1. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Сопоставление приведено в таблице 2.

Таблица 1 – Выбор и проверка выключателя на 110 кВ

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора и проверки	Дополнительно
<b>Выбор</b>			
$U_{уст}=110$ кВ	$U_{ном}=110$ кВ	$U_{уст} < U_{ном}$	$110=110$ кВ
$I_{max.p}=195,76$ А	$I_{ном}=1000$ А	$I_{max.p} < I_{ном}$	$195,76 < 1000$ А
<b>Проверка</b>			
$I_{п.т}=11,22$ кА	$I_{ном.откл}=40$ кА	$I_{п.т} < I_{ном.откл}$	$11,22 < 40$ кА
$i_{к.т}=19,76$ кА	$i_{ном.откл}=79,2$ кА	$i_{к.т} < i_{ном.откл}$	$19,76 < 79,2$ кА
$i_{уд}=28,57$ кА	$i_{пр.скв}=102$ кА	$i_{уд} < i_{пр.скв}$	$28,57 < 102$ кА
$B_k=13,22$ кА*с <sup>2</sup>	$B_T=4800$ кА*с <sup>2</sup>	$B_k < B_T$	$13,2 < 4800$ кА*с <sup>2</sup>

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

### 6.2.1 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

В нашем курсовом проекте рационально принять КРУ серии К-63.

Общие сведения:

Комплектные распределительные устройства напряжением 6–10 кВ серии К-63 предназначены для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 и 10 кВ. КРУ серии К-63 применяются в качестве распределительных устройств 6–10 кВ, в том числе распределительных

устройств трансформаторных подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции (блочные) 220/110/35/6–10 кВ, 110/6–10 кВ, 110/35/6–10 кВ, для электрических станций и систем электрификации железнодорожного транспорта. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распреустройств других производителей, соединяться они могут через переходные шкафы, входящие в состав КРУ. КРУ серии К-63 соответствуют требованиям ГОСТ 14693–90 и стандарту МЭК-238.

Состав КРУ определяется конкретным заказом. В общем случае КРУ поставляется отдельными ячейками с элементами стыковки ячеек в распреустройство. По требованию заказчика, КРУ поставляются транспортными блоками, каждый из которых состоит из трех ячеек со смонтированными соединениями главных и вспомогательных цепей. В состав КРУ могут входить:

- шинные мосты между двумя рядами ячеек
- шинные вводы
- кабельные блоки для ввода силовых кабелей
- кабельные лотки для подводки к ряду КРУ контрольных кабелей
- блоки панелей для размещения общеподстанционной аппаратуры и ввода контрольных кабелей.

- переходные шкафы для стыковки с КРУ других серий По желанию заказчика, шкафы КРУ, наряду с устройствами релейной защиты и автоматики на электромеханических реле, могут комплектоваться микропроцессорными устройствами:

- На низкой стороне выбрал КРУ внутренней установки 10 кВ марки К-63 со встроенными выключателями марки ВВ/Tel-10.

Таблица 3 – Основные параметры шкафа КРУ серии К-63

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	
Наименование параметра.	Значение параметра, исполнение
1. Номинальное напряжение (линейное), кВ:при частоте 50 Гц	6,0; 10
2. Наибольшее раб. напряжение (линейное), кВ	7,2; 12
3. Номинальный ток главных цепей ячеек КРУ, А:для исполнений УЗ	630; 1000; 1600
4. Номинальный ток сборных шин, А	1000; 1600; 2000; 3150
5. Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА:	12,5; 16; 20; 25; 31,5
6. Ток термической стойкости при времени протекания 3 с, кА	20; 31,5
7. Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей шкафов КРУ, кА	51,81
8 Вид линейных высоковольтных подсоединении	Кабельные, шинные
9 Условия обслуживания	С двухсторонним обслуживанием
10 Наличие дверей в отсеке выдвижного элемента ячейки	Ячейки без дверей
11 Вид основных ячеек КРУ в зависимости от встраиваемого электрооборудования	-выключателями высокого напряжения – с разъединяющими контактами – с трансформаторами напряжения – с силовыми трансформаторами – комбинированные – с разрядниками или ОПН – со статическими конденсаторами
12 Вид управления	Местное, дистанционное
Габаритные размеры высоковольтных ячеек без шинопровода, высота / глубина / ширина, мм, не более	2268/1250 (1450)/750

На стороне 10 кВ выбираем КРУ К-63 с вакуумными выключателями типа ВВ/Tel-10–12,5–20/2500УХЛ2 – для вводной ячейки. На других ячейках устанавливаем выключатели такой же марки, но с другим номинальным током.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:



$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 22,53^2 \cdot (0,045 + 0,045) = 45,68 \text{ кА}^2\text{с};$$

где  $t_{отк}$  - собственное время отключения выключателя, принимаем  $t_{отк} = 0,045\text{с}$ ;

$$B_{Kном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном.откл} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА}$$

где  $\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_n = 40\%$ ;

$I_{ном.откл}$  – номинальный ток отключения.

$$\sqrt{2} \cdot I_{по} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$$

$$\sqrt{2} \cdot 22,53 + 6,73 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right)$$

$$38,6 < 39,59 \text{ кА}$$

Сопоставление приведено в таблице 4.

Таблица 4 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора и проверки	Дополнительно
Выбор			
$U_{уст}=12,5 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{уст}>U_{ном}$	$12,5>10 \text{ кВ}$
$I_{мах.р}=2153 \text{ А}$	$I_{ном}=2500 \text{ А}$	$I_{мах.р}<I_{ном}$	$2153<2500 \text{ А}$
Проверка			
$I_{п.т}=22,53 \text{ кА}$	$I_{ном.откл}=40 \text{ кА}$	$I_{п.т}< I_{ном.откл}$	$22,53<40 \text{ кА}$
$i_{к.т}=38,6 \text{ кА}$	$i_{ном.откл}=39,59 \text{ кА}$	$i_{к.т}< i_{ном.откл}$	$38,6<39,59 \text{ кА}$
$i_{уд}=47,8 \text{ кА}$	$i_{пр.скв}=51,18 \text{ кА}$	$i_{уд}<i_{пр.скв}$	$47,8<51,18 \text{ кА}$
$B_k=45,68 \text{ кА}^2\text{с}^2$	$B_T=1600 \text{ кА}^2\text{с}^2$	$B_k<B_T$	$45,6<1600 \text{ кА}^2\text{с}^2$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

В секционной ячейке устанавливаем выключатель марки ВВ/Tel-10–20–20/2500УХЛ2, т. к. наибольший рабочий ток в два раза меньше чем для вводной ячейки:

$$I_{\text{рабмакс}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 2} = \frac{37298}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1076 \text{ А}$$

На отходящих присоединениях устанавливаем выключатель марки ВВ/Tel-10–12,5–20/2000УХЛ2.

### **6.3 Выбор ограничителей перенапряжений и высокочастотных заградителей**

Нелинейные ограничители перенапряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений. В отличие от традиционных вентильных разрядников с искровыми промежутками и карборундовыми резисторами ограничители перенапряжения не содержат искровых промежутков и состоят только из колонки металлооксидных нелинейных резисторов (варисторов) на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую крышку.

Благодаря своей высокой нелинейности ограничители перенапряжения обеспечивают более глубокое ограничение перенапряжений по сравнению с вентильными разрядниками и выдерживают без ограничения времени рабочее напряжение сети. Отсутствие искрового промежутка обеспечивает постоянное подключение ОПН к защищаемому оборудованию.

На сторонах трансформатора различного класса напряжений, производим установку разрядников марки ОПН и PEXLIM. На стороне 110 кВ PEXLIM R, 10 кВ ОПН-РТ/Tel-10\11.5. На высокой стороне в нейтрале трансформатора устанавливаем заземлитель типа ЗОН-110-У1. Его

технические характеристики:  $i_{скв}=16$  кА, ток термической стойкости, кА /и допустимое время его действия, с 6,3/3.

Высокочастотные заградители устанавливаем на стороне 110 кВ типа ВЗ-630–0.5У1 ( $i_{терм}=16$  кА  $i_{дин}=41$  кА) с конденсаторами связи СМП-110/ $\sqrt{3}$  – 6.4, с фильтром присоединения серии ФПМ.

## 6.4 Выбор разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ, т.е. выбор разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, т. к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой.

Выбираем на стороне 110 кВ разъединитель РНДЗ.1–110\630 У1.

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 11,22^2 \cdot (0,055 + 0,05) = 13,22$$

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$$

Проверка на динамическую стойкость к токам КЗ:

Ударный ток подсчитан в разделе токов КЗ.

$$i_{скв} = 80 \text{ кА}$$

Таблица 5 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 80 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 195,7 \text{ А}$ $I_{уд} = 28,57 \text{ кА}$ $B_{к.} = 13,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$

## 6.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (15)$$

– по току:

$$I_{ном} \leq I_{Iном} \quad I_{max} \leq I_{Iном} \quad (16)$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

– по конструкции и классу точности;

– по электродинамической стойкости;

$$i_{уд} = K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{Iном}, \quad (17)$$

где  $K_{эд}$  – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{Iном}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока;

– по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_T \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t_T, \quad (18)$$

где  $K_T$  – кратность термической стойкости, величина справочная,

$t_T$  – время термической стойкости, величина справочная;

– по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2\text{ном}}$  – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx r_2$ .

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $r_{\text{приб}}$ , соединительных проводов  $r_{\text{пр}}$  и переходного сопротивления контактов  $r_{\text{к}}$ :

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (19)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм<sup>2</sup> для алюминиевых жил и 2,5 мм<sup>2</sup> для медных жил.

Выбираем трансформатор тока на стороне 110 кВ:

Таблица 6 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0,5	

Выберем марку трансформатора тока ТГФ-110

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К1.

$$B_k = I_{n.o}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 11,22^2 \cdot (0,055 + 0,05) = 13,22 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H}=20 \text{ ВА}$

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} = \frac{20}{25} = 0,8 \text{ Ом};$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{25} = 0,02 \text{ Ом};$$

где  $S_{\text{ПРИБ}}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора = 5 А.

Выбираем провод сечением  $q=4 \text{ мм}^2$  АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длину проводов примем  $l=60 \text{ м}$

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,424 \text{ Ом},$$

где  $r_{\text{КОНТ}}$  – сопротивление контактов ( $r_{\text{КОНТ}} = 0,05 \text{ Ом}$ )

$$z_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} = 0,05 + 0,424 + 0,02 = 0,494 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице

7.

Таблица 7 – Выбор трансформатора тока ТГФ-110 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_P = 195,76 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\max}$
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{HP} = 0,49 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 13,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{дин} = 45 \text{ кА}$	$I_{уд} = 28,57 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбираем трансформатор тока для вводной ячейки на стороне 10 кВ.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0,5	
Счетчик АЭиРЭ(Альфа)	Альфа	0,12 0,12		0,12 0,12
Ватметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Итого		1,24	0,5	1,24

Из табл. 8 видно что наиболее загружены фазы А и С.

Выберем марку трансформатора тока ТЛ 10.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К2.

$$B_K = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 22,53^2 \cdot (0,045 + 0,045) = 45,68$$

$$B_{Kном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H} = 20 \text{ ВА}$

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} = \frac{20}{25} = 0,8 \text{ Ом};$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,24}{25} = 0,0496 \text{ Ом};$$

где  $S_{\text{ПРИБ}}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора = 5 А.

Выбираем провод сечением  $q=4 \text{ мм}^2$  АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длину проводов примем  $l=5 \text{ м}$

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035 \text{ Ом},$$

где  $r_{\text{КОНТ}}$  – сопротивление контактов ( $r_{\text{КОНТ}} = 0,01 \text{ Ом}$ )

$$z_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} = 0,01 + 0,035 + 0,0496 = 0,0946 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в табл. 9.

Таблица 9 – Выбор трансформатора тока ТЛ 10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 1076 \text{ А}$	$I_H \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Нр}} = 0,094 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{\text{Нр}}$
$B_{\text{кн}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} = 45,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кн}} \geq B_{\text{кр}}$
$I_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 47,8 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Выбираем трансформатор тока для отходящего присоединения на стороне 10 кВ.



Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0,5	
Счетчик АЭиРЭ(Альфа)	Альфа	0,12 0,12		0,12 0,12
Итого		0,24	0,5	0,24

Из табл. 10 видно, что наиболее загружена фаза А.

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ 10–1.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К2.

$$B_K = I_{n.o}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 22,53^2 \cdot (0,045 + 0,045) = 45,68$$

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \quad \text{кА}^2\text{с}$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H}=10$  ВА

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ Ом; } \ddot{\text{е}}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0,5}{25} = 0,02 \text{ Ом;}$$

где  $S_{ПРИБ}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора = 5 А.

Выбираем провод сечение  $q=4$  мм<sup>2</sup> АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длину проводов примем  $l=5$  м

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035 \text{ Ом},$$

где  $r_{\text{конт}}$  – сопротивление контактов ( $r_{\text{конт}} = 0,01 \text{ Ом}$ )

$$z_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} = 0,01 + 0,035 + 0,02 = 0,065 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице

11.

Таблица 11 – Выбор трансформатора тока ТОЛ 10–1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_{p\text{max}} = 87 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\text{max}}$
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{Hp} = 0,065 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_{KH} = 468 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kp} = 45,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{Kp}$
$I_{дин} = 52 \text{ кА}$	$I_{уд} = 47,8 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

## 6.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

– по напряжению установки:

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

– по конструкции и схеме соединения;

– по классу точности;

– по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2\Sigma}$ . Приблизенно, без учета схемы включения приборов,  $S_{2\Sigma}$  можно определить по выражению:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (20)$$

Для упрощения расчетов нагрузки приборов можно не разделять по фазам

За  $S_{\text{НОМ}}$  принимается для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности; а для схемы с двумя НОМ – удвоенная мощность одного НОМ.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (10 кВ)

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В*А	Число катушек	Cos φ	Sin φ	Общая потребляемая мощность	
						Р, Вт	Q, В*А
1	2	3	4	5	6	7	8
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	Альфа	3,6	6	0,38	0,925	21,6	52,58
Счетчик РЭ	Альфа	3,6	6	0,38	0,925	21,6	52,58
Итого	-	-	-	-	-	48,2	105,2

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле (20) составит:

$$S_2\Sigma = 115,7 \text{ В*А.}$$

Выбираем трансформатор напряжения 3 НОЛ. 0,6–10У3.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 13 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $S_p = 115,7 \text{ В*А}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$ $S_H = 300 \text{ В*А}$	$10 \geq 10$ $300 \geq 115,7$

## 6.7 Выбор предохранителей для защиты ТСН и ТН

Выбор предохранителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по длительному току:

$$I_{ном} \leq I_{ном}, I_{мах} \leq I_{ном};$$

Проверяют предохранители по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном};$$

Ток максимального режима:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{тсн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,44 \text{ А}$$

Ток КЗ был посчитан в пятом пункте:  $I_{н.о} = 22,53 \text{ кА}$

Примем предохранитель типа ПКТ101–10–2–8–40У1.

Таблица 14 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2 \text{ А}$ $I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 1,44 \text{ А}$ $I_{по} = 22,53 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{откл} \geq I_{по}$

Данный тип предохранителя подходит. Для защиты трансформатора напряжения примем следующий тип предохранителя: ПKN001–10УЗ.

### 6.8 Целесообразность установки дугогасящего реактора (ДГР)

При токе замыкания на землю меньше 20 А необходимость в установке ДГР отпадает.

Рассчитаем ток замыкания на землю (ЗНЗ):

$$I_{\text{эмк.кл}} = 1.1 \cdot \left( \frac{U \cdot I_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right) = 1.1 \cdot \left( \frac{10 \cdot 0,8 \cdot 15}{10} \right) = 13,2 \text{ А} \quad (21)$$

Дугогасящий реактор не устанавливаем.

### 6.9 Выбор и проверка сечений КЛ–10 кВ на термическую стойкость

Для выбора сечений жил кабелей по нагреву определяется расчетный ток и по таблицам /1/ выбирается стандартное сечение, соответствующее ближайшему большему току. Во всех случаях выбора сечений жил кабеля необходимо анализировать полученные результаты расчета нагрузок.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{нб} = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_{ном}} \quad (22)$$

Выбирается стандартное сечение по длительно допустимому току. Для кабелей проложенных в земле учитываются следующие поправки в соответствии с ПУЭ. Далее определяется длительно допустимый ток для КЛ по выражению:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп. табл.}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (23)$$

где  $K_1$  – коэффициент, учитывающий число работающих кабелей проложенных в земле;

$K_2$  – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды и допустимую температуру кабеля;

$K_3$  – коэффициент допустимой перегрузки кабеля (1,3 – для нового кабеля).

Условие допустимости по нагреву для КЛ-10 кВ:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{нб}}.$$

Осуществляется проверка по условию работы КЛ в послеаварийном режиме при отключении одного кабеля,

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{нб}} \cdot 1,35$$

Выбираем трехжильный кабель с алюминиевыми жилами сечением 25 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током 90 А.

$$I_{\text{нб}} = \frac{1243,3}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 1,35 = 97 \text{ А};$$

С учетом поправок определяем длительно допустимый ток для КЛ:

$$I_{\text{доп}} = 115 \cdot 1 \cdot 1,11 \cdot 1,3 = 166 \text{ А}$$

$$166 \text{ А} > 97 \text{ А}.$$

Следовательно, выбранный кабель удовлетворяет условию допустимого нагрева в нормальном и послеаварийном режиме.

В соответствии с расчетными данными для прокладки КЛ-10 кВ принимаются кабели ААПЛУ.

## 7. Выбор шинных конструкций

### 7.1 Выбор гибких шин на стороне 110 кВ

В РУ 35 кВ и выше применяют гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие провода применяются для соединения блочных трансформаторов с ОРУ.

Проверка сечения на нагрев:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{мак}}$$

Принимаем сечение по допустимому току АС-120/27;  $d = 15,4$  мм.

$$I_{\text{доп}} = 375 \text{ А}, I_{\text{мак}} = 195 \text{ А}, \text{ условие выполняется.}$$

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

Проверка по условиям коронирования:

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left[ 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right], \quad (24)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода. (для многопроволочных проводов принимается 0.82);

$r_0$  – радиус провода в см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left[ 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,77}} \right] = 33,3 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода определяется:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 121}{0,77 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,77}} = 20,67 \text{ кВ/см}, \quad (25)$$

где  $D_{cp}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см. При горизонтальном расположении фаз  $D_{cp} = 1,26 \cdot D$ ; здесь  $D$  – расстояние между соседними фазами, см.

Условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0,$$

$$22,1 \leq 29,97.$$

Проверка по экономической плотности тока:

$$q_3 = \frac{I_{pmax}}{J_3} = \frac{196}{1} = 196 \text{ мм}^2$$

где  $J_3$  – нормированная плотность тока.

Примем провод АС 120.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{Bk}}{c} = \frac{\sqrt{11,22 \cdot 10^3}}{88} = 1,2 \text{ мм}^2;$$

## 7.2 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6–10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

В РУ 6–10 кВ применяется жёсткая ошиновка.

Расчётный ток продолжительного режима:



$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{ку.фак}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{27,09^2 + (25,66 - 8,1)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1864 \text{ А}$$

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем двухполюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения 2 (80×10) мм<sup>2</sup>, марки АД31Т-из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные;  $I_{\text{доп}} = 2410 \text{ А}$ .

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:  $I_{\max} = 1864 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 2410 \text{ А}$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B\kappa}}{c} = \frac{\sqrt{45,68 \cdot 10^3}}{88} = 2,43 \text{ мм}^2;$$

Шины термически стойкие.

Проверяем шины на механическую прочность. Определяем пролёт  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}$$

Если шины расположены плашмя, а полосы в пакете жёстко связаны между собой, то по таблице 6.1 /4/ момент инерции:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{6} = \frac{1 \cdot 8^3}{6} = 85,33 \text{ см}^4$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{36}{7,97 \cdot 2}} = 1,2; \quad l \leq \sqrt{1,2} = 1,4 \text{ м}$$

Принимаем расположение пакета шин плашмя; пролёт 1,4 м;  
расстояние между фазами  $a = 0,3$  м.

Определяем расстояние между прокладками:

$$l_n < 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_n}{i_{y0}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{\kappa_\phi}} = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{2}{47800}} \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,67}{0,55}} = 1,34 \text{ м};$$

$$l_n < 0,133 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J_n}{m_n}} = 0,133 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,67}{2,152}} = 0,9 \text{ м},$$

где  $a_n$  - расстояние между осями полос,  $a_n = 2 \cdot b$ ;

$$J_n = \frac{h \cdot b^3}{12} - \text{момент инерции полосы, см}^4;$$

$\kappa_\phi$  - коэффициент формы (рис. 6.5 /4/);

$E$  - модуль упругости материала шин (табл. 6.2 /4/);

$m_n$  - масса полосы на 1 м определяется по справочнику /3/.

Принимаем меньшее значение  $l_n = 0,9$  м, тогда число прокладок в пролёте  $n = \frac{l}{l_n} - 1 = \frac{1,4}{0,9} - 1 = 0,556$ . Принимаем  $n = 1$ .

Определяем силу взаимодействия между полосами:

$$f_n = \frac{\kappa_\phi \cdot i_{y0}^2}{4 \cdot b} \cdot 10^{-7} = \frac{0,55 \cdot 27800}{4 \cdot 0,01} \cdot 10^{-7} = 3141,6 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале полос:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n} = \frac{3141,6 \cdot 0,9^2}{12 \cdot 10,66} = 12,03 \text{ МПа},$$

где  $W_n = \frac{h^2 \cdot b}{6} = 10,66 \text{ см}^3$  – момент сопротивления.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\phi}^2 \cdot l^2}{a \cdot W_\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{47800^2 \cdot 1,42^2}{0,4 \cdot 21,33} = 9,1 \text{ МПа},$$

где  $W_\phi = \frac{b \cdot h^2}{3} = 21,33 \text{ см}^3$ .

$$\sigma_{расч} = \sigma_n + \sigma_\phi = 12,03 + 9,1 = 21,13 \text{ МПа}.$$

Таблица 15 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 1864 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 2410 \text{ А}$	$2410 \geq 1864$
$\sigma_{расч} = 21,13 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$75 \geq 21,13$
$q_{\min} = 2,43 \text{ мм}^2$	$q = 1600 \text{ мм}^2$	$1600 \geq 2,43$

## 7.3 Выбор изоляторов

### 7.3.1 Выбор подвесных изоляторов

Для большей надежности выбираем полимерный изолятор типа ЛК 70/110. Этот изолятор беру как для промежуточных, так и для анкерных опор.

По коэффициенту запаса  $n_1$  при наибольшей нагрузке и  $n_2$  при отсутствии ветра и гололеда проверяю, подходит ли этот изолятор.

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \cdot l_{\text{вс}} + G_z} \geq 2,7; \quad (26)$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \cdot l_{\text{вс}} + G_z} \geq 5, \quad (27)$$

где  $P$  – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, кг  
 $p_7, p_1$  – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололедом при ветре, кг/м;

$$p_7 = \gamma_7 \cdot F = 111,3 \cdot 0,093 = 10,3 \text{ н/м} \quad (31)$$

$$p_1 = \gamma_1 \cdot F = 111,3 \cdot 0,034 = 3,78 \text{ н/м} \quad (32)$$

$l_{\text{вес}}$  – весовой пролет, м;

$G_{\text{г}}$  – вес гирлянды, кг.

$$n_1 = \frac{70000}{10,3 \cdot 300 + 33} = 22,4$$

$$n_2 = \frac{70000}{3,78 \cdot 300 + 33} = 59,9$$

Итак, выбранный тип изолятора соответствует условиям.

### 7.3.2 Выбор опорных изоляторов

Выбираем опорные изоляторы марки ИОСК 4 -10/80 УХЛ1 с параметрами:  $F_{\text{разр}} = 4000 \text{ Н}$ .

Проверяем изоляторы на механическую прочность на изгиб.

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

Максимальная сила, действующая на изгиб /4/.

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{47800 \cdot 1,4}{0,4} \cdot 10^{-7} = 1385; \text{ Н}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{дон}} \geq 0,6 \cdot F_{\text{разр}};$$

$$F_{\text{дон}} \geq 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н}$$

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{дон}}$$

Таблица 16 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$10=10$
$F_{\text{расч}} = 1385 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 3600 \text{ Н}$	$1386 > 205,15$

### 7.3.3 Выбор проходных изоляторов

Выбираем изолятор ИП-10/1600–2500УХЛ1,  $I_{\text{max}}=1740 \text{ А}$ ,  $F_{\text{разр}}=12500 \text{ Н}$

$$F_{\text{расч}} = 1386 \text{ Н}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{расч}} = 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н}$$

Таблица 17 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$10=10$
$F_{\text{расч}} = 1386 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 7500 \text{ Н}$	$7500 > 1386$
$I_p = 1740 \text{ А}$	$I_n = 2500 \text{ А}$	$2500 > 1740$

## Заключение

Курсовой проект по дисциплине «Электропитающие системы и сети часть 2» развивает навыки практического использования знаний, способствует их закреплению и обобщению. Выполняя курсовое проектирование, студент учится пользоваться справочной литературой, ГОСТами, едиными нормами и расценками, таблицами, приобретает навыки составления технико-экономических записок, готовится к дипломному проектированию.

В процессе выполнения курсового проекта был произведен расчёт и выбор мощности и количества трансформаторов ГПП. Решены вопросы компенсации реактивной мощности. Составлена схема электроснабжения ГПП. Рассчитаны токи короткого замыкания на шинах ГПП, с помощью которых выбрано и проверено основное оборудование ГПП (выключатели, трансформаторы тока и напряжения, разъединители, проходные и опорные изоляторы, сборные шины).

### **Библиографический список**

1. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
2. Герасимова В.Г., Дьякова А.Ф., Попова А.И. Электротехнический справочник Т.3. Кн. 1. Производство, передача и распределение электрической энергии/ В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2002. – 964 с.
3. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
4. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Роточёва А.Г. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2002. – 139 с.
5. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.