

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Емельянов Сергей Геннадьевич
Должность: ректор
Дата подписания: 27.10.2022 20:48:39
Уникальный программный ключ:
9ba7d3e34c012eba476ffd2d064cf2781953be1504f2374d16f3c0ac536f06c6

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Юго-Западный государственный университет»
(ЮЗГУ)

Кафедра электроснабжения

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебной работе

О.Г. Локтионова

« 30 » 09

2022 г.



ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

Методические указания к выполнению
курсового проекта для студентов направления подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Курск 2022

УДК 621.31

Составители: В.И. Бирюлин, Д.В. Куделина

Рецензент:

Кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроснабжение»
В.Н. Алябьев

Электроснабжение тепловых и атомных станций:
методические указания к выполнению курсового проекта / Юго-Зап.
гос. ун-т; сост.: В.И. Бирюлин, Д.В. Куделина. – Курск, 2022. – 51 с.:
ил. 3, табл. 13. – Библиогр.: с. 48.

Содержат сведения по выполнению курсового проекта по дисциплине «Электроснабжение тепловых и атомных станций», проведению расчета электрических нагрузок, выбора числа и мощности силовых трансформаторов, проектированию схем электроснабжения предприятия, расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

Методические указания соответствуют требованиям программы, утвержденной учебно-методическим объединением для направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Предназначены для студентов направления подготовки 13.03.02 всех форм обучения.

Текст печатается в авторской редакции

Подписано в печать . Формат 60x84 1/16.

Усл.печ.л. . Уч.–изд.л . Тираж 100 экз. Заказ ~~100~~ Бесплатно.

Юго-Западный государственный университет.

305040, г.Курск, ул.50 лет Октября, 94

ВВЕДЕНИЕ

В процессе проектирования студенты должны рассмотреть широкий круг технических и организационно-экономических вопросов, относящихся к области проектирования и организации эксплуатации системы электроснабжения промышленного предприятия.

Выполнение курсового проекта следует проводить поэтапно, последовательно решая поставленные задачи. При выполнении курсового проекта важнейшим условием является принятие обоснованных решений, с учетом требований нормативно-технической документации, действующих правил, ГОСТов.

Работа над курсовым проектом позволяет студентам систематизировать, закрепить и расширить теоретические знания, получаемые при изучении курса «Системы электроснабжения промышленных предприятий».

При выполнении курсового проекта используются и углубляются знания по курсам «Электроснабжение», «Переходные процессы в системах электроснабжения».

При проектировании следует учесть следующие основные требования, предъявляемые к системам электроснабжения:

1. Система электроснабжения должна быть надежной, т.е. обеспечивать бесперебойность электроснабжения в соответствии с категорией электроприемников;
2. Система электроснабжения должна быть простой, удобной и безопасной в эксплуатации;
3. Система электроснабжения должна быть экономичной, т.е. соответствовать минимуму приведенных затрат на ее сооружение и эксплуатацию.

Курсовой проект по системам электроснабжению состоит из двух частей:

- 1) расчетно-пояснительная записка;
- 2) графический материал.

Объем расчетно-пояснительной записки курсового проектирования составляет 30–50 страниц машинописного текста.

Расчетно-пояснительная записка курсового проекта должна содержать следующие разделы:

- расчет электрических нагрузок
- проектирование системы внутреннего электроснабжения
- проектирование системы внешнего электроснабжения и выбор электрооборудования системы электроснабжения.

Графическая часть курсового проекта включает в себя два чертежа формата А1 или А2:

1. Генеральный план предприятия с нанесением картограммы электрических нагрузок, расположения главной понизительной подстанции или центрального распределительного пункта, цеховых трансформаторных подстанций, распределительных пунктов 0,4 кВ и внутризаводской сети высокого напряжения.

2. Однолинейная схема электроснабжения предприятия.

Расчетная часть проекта выполняется в виде пояснительной записки в полном соответствии с требованиями стандарта университета и ЕСКД. Текст должен быть лаконичным, логически связанным, расчеты после подробного изложения примера сводятся в таблицы указанной формы. Следует избегать изложения общеизвестных положений, например, по конструкции, принципу действия устройств и т. п.

В пояснительной записке должны быть приведены рисунки и схемы, иллюстрирующие суть изложения. Ссылка на использованные источники информации должны даваться в квадратных или косых скобках. В них указывается номер источника информации в библиографическом списке.

В методических указаниях рассматривается пример выполнения проекта для следующего задания.

Исходные данные на проектирование:

1. Схема генерального плана завода.
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода приведены в табл.1.
3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы с 2 трансформаторами по 63 МВА напряжением 115/37,5/11 кВ. Мощность КЗ на шинах 115 кВ – 2600 МВА.
4. Расстояние от завода до подстанции – 8 км.
5. Завод работает в две смены.

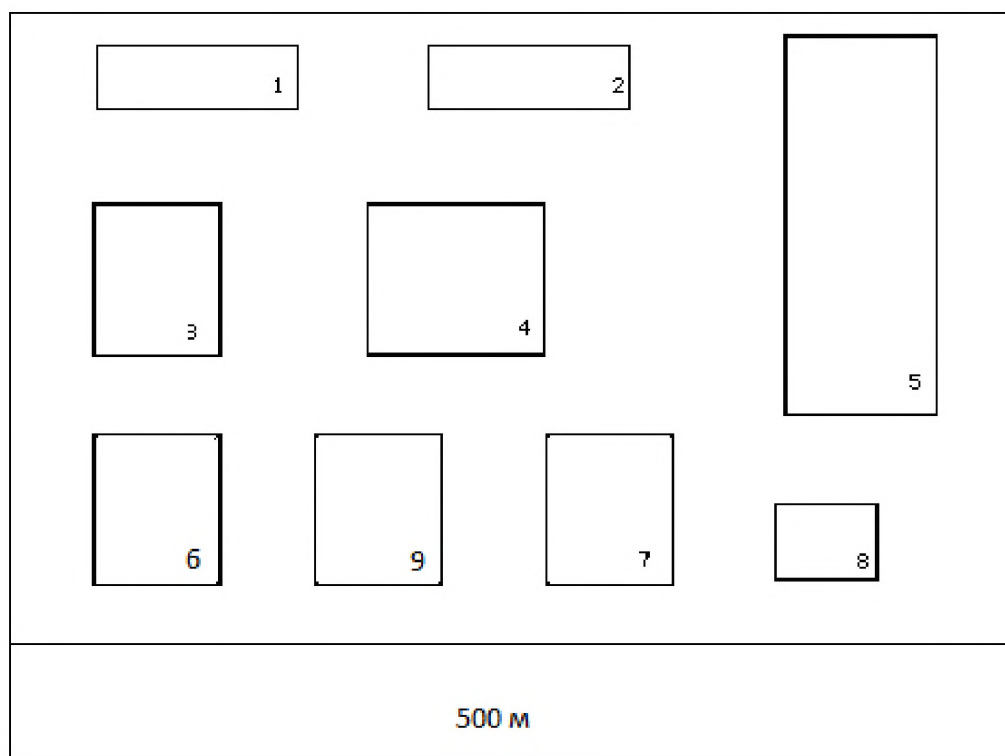


Рисунок 1. Генплан завода

Таблица 1. 1. Электрические нагрузки по цехам предприятия

№ на плане	Наименование цеха	Руст, кВт	Доля электроприемников, требующих резервирования
1	Заготовительный	1000	0,65
2	Кузнечный	1700	0,70
3	Сварочный	3000	0,70
4	Механический	4200	0,65
5	Сборочный	5500	0,70
6	Инструментальный	1900	0,55
7	Электроремонтный	950	0,55
8	Компрессорная станция а) 0,4 кВ б) 10 кВ	150 6×800 СД	0,6
9	Ремонтно-механический	900	0,55

1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

1.1. Определение расчетных нагрузок до 1000 В

При расчете нагрузок применяем метод коэффициента использования и коэффициента расчетной мощности /1/. Исходные данные – суммарная номинальная активная мощность электроприемников (ЭП) всего цеха (по заданию), коэффициенты потребления реактивной мощности $\cos\varphi/\operatorname{tg}\varphi$ и коэффициент использования $K_{и}$ для всего цеха, которые определяются по справочным материалам /2,3/.

Цель расчета – нахождение расчетных нагрузок для цехов предприятия. Пример расчета нагрузок для заготовительного цеха, результаты и исходные данные заносятся в табл.1.2 (форма Ф636-92 /1/). Исходные данные записываются в столбцы 4,5,6 табл.1.2.

Активная средняя мощность (столбец 7):

$$P_c = K_{и} \cdot P_{уст} = 0,5 \cdot 1000 = 500 \text{ кВт}, \quad (1)$$

где $K_{и}$ - коэффициент использования, равный 0,5;

$P_{уст}$ - установленная мощность ЭП цеха, равная 1000 кВт.

Реактивная средняя мощность (столбец 8):

$$Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg}\varphi = 500 \cdot 1,33 = 666,7 \text{ квар} \quad (2)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ - коэффициент реактивной мощности, равный 1,33 при $\cos\varphi = 0,6$.

Расчетная активная мощность (столбец 12):

$$P_p = K_p \cdot K_{и} \cdot P_{уст} = 1 \cdot 500 = 500 \text{ кВт} \quad (3)$$

где K_p - коэффициент расчетной нагрузки, равный 1 - /1/ .

Расчетная реактивная мощность (столбец 13):

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi = 500 \cdot 1,33 = 666,7 \text{ квар}. \quad (4)$$

Полная расчетная мощность (столбец 14):

$$S = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{500^2 + 666,7^2} = 883,4 \text{ кВА}. \quad (5)$$

Расчетный ток цеха (столбец 15):

$$I_p = S_p / \sqrt{3} \cdot U = 883,4 / \sqrt{3} \cdot 0,4 = 1204,3 \text{ А}. \quad (6)$$

Таблица 1.2. Расчет электрических нагрузок до 1000 В (Ф636-92)

Наименование ЭП	Исходные данные					Расчетные величины			Эффективное число ЭП $n_3 = (\sum P_n)^2 / \sum n P_n^2$	Коэффициент расчетной нагрузки, K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А $I_p = S_p / \sqrt{3} U_n$
	по заданию технологов		по справочным данным								активная, кВт $P_p = K_p K_u P_n$	реактивная, квар $Q_p = 1,1 K_u P_n \operatorname{tg} \varphi$ при $n_3 \leq 10$; $Q_p = K_u P_n \operatorname{tg} \varphi$ при $n_3 > 10$;	полная, кВА $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	
	Количество ЭП шт.	Номинальная (установленная) мощность, кВт	Коэф. ис- пользования K_u	Коэф. реактив- ной мощности $\operatorname{cos} \varphi / \operatorname{tg} \varphi$	$K_u P_n$	$\operatorname{tg} \varphi$	$n P_n^2$							
1	2	3						4	5	6	7	8	9	10
заготовит	-	-	1000	0,5	0,6	500	666,7	-	-	1	500	666,7	833,4	1204,3
кузнеч	-	-	1700	0,5	0,75	850	749,6	-	-	1	850	749,6	1133,3	1637,7
свароч	-	-	3000	0,5	0,6	1500	2000	-	-	1	1500	2000	2500	3612,7
механич	-	-	4200	0,35	0,75	1470	1296,4	-	-	1	1470	1296,4	1960	2832,4
сбороч	-	-	5500	0,35	0,75	1925	1697,7	-	-	1	1925	1697,7	2566,7	3709,1
инструм	-	-	1900	0,35	0,75	665	586,5	-	-	1	665	586,5	886,7	1281,4
эл-ремонт	-	-	950	0,4	0,8	380	285	-	-	1	380	285	475	686,4
компрес	-	-	150	0,65	0,8	97,5	73,1	-	-	1	97,5	73,1	121,9	176,2
ремонт. механ	-	-	900	0,3	0,7	270	275,5	-	-	1	270	275,5	385,7	557,4
Итого 0,4 кВ			19300								7657,5	7630,5	10810,3	

Остальные цеха рассчитываются аналогично. В строке «Итого» складываются значения столбцов четыре, двенадцать, тринадцать, четырнадцать.

1.2. Расчет осветительной нагрузки

Определение расчетной нагрузки освещения по цехам завода производится методом удельной нагрузки совместно с методом коэффициента спроса освещения – п.61.4 /4/.

Исходные данные для расчета осветительной нагрузки – площадь цеха, удельная осветительная нагрузка, коэффициент спроса освещения. Цель расчета – нахождение расчетной мощности, потребляемой системой электрического освещения в каждом цехе предприятия.

Значение удельной осветительной нагрузки выбирается по таблице 7 /5/ в зависимости от индекса помещения и нормируемой освещенности. Нормируемая освещенность для некоторых цехов приведена в /6/. В общем случае норма освещенности определяется исходя из характера работ в рассматриваемом цехе – табл.1. /5/. Коэффициент спроса освещения выбирается в зависимости от типа здания, значения приведены в /7/.

Пример расчета осветительной нагрузки приведен для заготовительного цеха, результаты и исходные данные заносятся в таблицу 1.3. Исходные данные – площадь цеха (определяется по генплану из задания на проектирование), коэффициент спроса освещения и удельная осветительная нагрузка. Эти данные записываются в столбцы 3,4,5 таблицы 1.3.

Далее в столбце шесть приводится установленная мощность светильников, как:

$$P_{\text{устосв}} = P_{\text{уд}} \cdot F_{\text{ц}} \cdot 10^{-3} = 13 \cdot 2000 \cdot 10^{-3} = 26,0 \text{ кВт} \quad (7)$$

где $P_{\text{уд}}$ - удельная осветительная нагрузка, 13 Вт/м²;

$F_{\text{ц}}$ - площадь цеха, 2000 м².

Таблица 1.3 – Расчет осветительной нагрузки

Исходные данные					Расчетные величины	
По заданию технологов			Справочные данные		Установленная мощность светильников $P_{НО} = p_{уо} \cdot F \cdot 10^{-3}$ кВт	Расчетная осветительная нагрузка $P_{РО} = K_{со} \cdot P_{НО}$ кВт
№№ цехов	Наименование цеха	Площадь цеха, м ²	Коэффициент спроса, $K_{со}$	Удельная осветительная нагрузка $P_{уо}$		
1	2	3	4	5	6	7
1	заготовит	2000	0,8	13	26	20,8
2	кузнеч	2000	1,0	13	26	26
3	свароч	3000	0,95	13	39	37,1
4	механич	4200	0,95	13	54,6	51,9
5	сбороч	9000	0,8	14	126	119,7
6	инструм	3000	0,9	12	36	34,2
7	эл-ремонт	3000	0,9	12	36	34,2
8	компрес	1200	1,0	12	14,4	14,4
9	ремонт.механ	3000	0,9	12	36	34,2
Итого						377,7

Затем определяется расчетная активная мощность освещения как

$$P_{\text{росв}} = K_c \cdot P_{\text{устосв}} = 0,8 \cdot 26,0 = 20,8 \text{ кВт} \quad (8)$$

где K_c - коэффициент спроса освещения.

Значение расчетной активной мощности освещения записывается в столбец 7. Остальные цеха рассчитываются аналогично. В завершении расчета находится сумма расчетных мощностей цехов, она записывается в столбце 7 - итоговая строка.

1.3. Построение картограммы нагрузок и определение координат центра электрических нагрузок

Картограмма нагрузок – ряд окружностей разного радиуса, нанесенных на соответствующие цеха на генплане предприятия. Площади этих окружностей в выбранном масштабе соответствуют нагрузкам цехов, что дает возможность наглядно представить распределение электрических нагрузок по цехам завода. Построение этих окружностей производится для каждого цеха на генплане завода, при этом центр каждой построенной окружности должен совпадать с центром соответствующего цеха.

Центр электрических нагрузок (ЦЭН) является условным центром потребления электрической энергии.

Цель проведения расчетов – определение радиусов окружностей картограммы нагрузок и координат ЦЭН.

Исходные данные – координаты центров цехов завода, определяются по генплану, считая левый нижний угол территории предприятия началом координат; значения расчетной нагрузки силовых ЭП и осветительных ЭП из табл.1.2 и 1.3. Расчет ведется по методике, изложенной в /8/, расчет представлен в табл. 1.4. Исходные данные заносятся в столбцы 3,4,5,6.

Таблица 1.4. Определение условного центра электрических нагрузок

Исходные данные						Расчетные величины			
№№ цехов	Наименование	P_p , кВт	P_{po} , кВт	X_i , м	Y_i , м	r , мм	α , град	$P_{pi} \cdot X_i$ кВт·м	$P_{pi} \cdot Y_i$ кВт·м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Нагрузка 0,4 кВ								
1	заготовит	500	20,8	75	225	12,9	14	39060	117180
2	кузнеч	850	26	205	225	16,5	11	179580	197100
3	свароч	1500	37,1	60	145	21,9	9	92226	222879,5
4	механич	1470	51,9	175	145	21,6	12	266332,5	220675,5
5	сбороч	1925	119,7	340	165	24,8	21	695198	337375,5
6	инструм	665	34,2	60	55	14,6	18	41952	38456
7	эл-ремонт	380	34,2	240	53	11	30	99408	21952,6
8	компрес	97,5	14,4	325	40	5,6	46	36367,5	4476
9	ремонт. механ	270	34,2	145	55	9,3	40	44109	16731
	Итого 0,4 кВ:	7657,5	377,7					1494623	1177996
8	компрес	7680		325	40	49,5		2496000	307200
	Итого 10 кВ:	7680						2496000	307200
	Всего:	15715,5						3990623	1485196

Картограмма нагрузки основана на следующей формуле:

$$P = \pi \cdot R^2 \cdot m, \text{ кВт}, \quad (9)$$

где P – расчетная активная нагрузка цеха, включающая сумму мощностей силовых и осветительных ЭП;

R - радиус окружности, мм²;

m - масштаб нагрузки, принимаемый от 0,5 до 1,0 кВт/мм².

Радиус окружности из формулы (9) в мм находится как

$$R = \sqrt{P/\pi \cdot m}. \quad (10)$$

Для заготовительного цеха:

$$R = \sqrt{(500+20,8)/3,14} = 12,9 \text{ мм}.$$

Угол осветительной нагрузки $\alpha_{\text{осв}}$ характеризует долю осветительной нагрузки в суммарной активной мощности цеха. Он определяется как

$$\alpha_{\text{осв}} = P_{\text{росв}} \cdot 360 / (P_{\text{р}} + P_{\text{росв}}) = 20,8 \cdot 360 / (500 + 20,8) = 14^\circ. \quad (11)$$

Значения радиуса окружности и угла осветительной нагрузки заносятся в столбцы 7 и 8. Далее для рассматриваемого цеха определяем произведения суммарной активной расчетной мощности на координаты X и Y . Цех имеет координаты $X = 75$, $Y = 225$.

$$P_{\text{р}} \cdot X = (500 + 20,8) \cdot 75 = 39060 \text{ кВт} \cdot \text{м}. \quad (12)$$

$$P_{\text{р}} \cdot Y_i = (500 + 20,8) \cdot 225 = 117180 \text{ кВт} \cdot \text{м}. \quad (13)$$

Координаты ЦЭН рассчитываются как

$$X_{\text{ЦЭН}} = \Sigma P_i \cdot X_i / \Sigma P_i, \quad Y_{\text{ЦЭН}} = \Sigma P_i \cdot Y_i / \Sigma P_i, \quad (14)$$

Суммы ΣP_i , $\Sigma P_i \cdot X_i$ и $\Sigma P_i \cdot Y_i$ рассчитываются с учетом нагрузки выше 1 кВ, поэтому окончательно табл.1.4 заполняется только после расчета нагрузок напряжением выше 1 кВ. Эти суммы записываются в итоговой строке табл.1.4 и равны:

$$\Sigma P_i = 15715,2 \text{ кВт}; \quad \Sigma P_i \cdot X_i = 3990623 \text{ кВт} \cdot \text{м}; \quad \Sigma P_i \cdot Y_i = 1485196 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

$$X_{\text{ЦЭН}} = 3990623 / 15715,2 = 253,9, \quad Y_{\text{ЦЭН}} = 1485196 / 15715,2 = 94,5.$$

ЦЭН по найденным координатам отмечается на генплане точкой. Окружности картограммы нагрузок наносятся на каждый цех.

2. РАСЧЕТ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Выбор числа и мощности трансформаторов на трансформаторных подстанциях

Цель расчета – произвести выбор типа, числа и мощности трансформаторов, устанавливаемых на трансформаторных подстанциях (ТП), рассчитать компенсирующие устройства (КУ) на напряжение 0,4 кВ.

Расчет производится согласно методике, приведенной в /9, 10/ .

Исходные данные для проведения расчета:

- расчетная активная мощность цехов (силовая и осветительная нагрузка);
- реактивная мощность цехов;
- площади цехов.

Для питания низковольтных ЭП применим двухтрансформаторные комплектные трансформаторные подстанции (КТП), так как в цехах присутствуют ЭП I и II категории надежности. Выбираем для установки двухтрансформаторные комплектные промышленные подстанции, на номинальное напряжение на стороне ВН 10 кВ, на номинальное напряжение на стороне НН 0,4 кВ – типа 2КТП-СЭЩ®-П-XXX/10/0,4-03-ТЗ /11/. Для установки на КТП выбираем трансформаторы ТМГ (трехфазный масляный герметизированный).

Загрузка трансформатора на двухтрансформаторных ПС должна обеспечивать резервирование питания ЭП I и II категории надежности, подключенных к данной КТП. Для выбора коэффициента загрузки трансформатора в послеаварийном режиме используется приложение Н /12/:

- 1) $t_{ав}$ - длительность аварийной перегрузки, определяется по /9/. Для предприятия, работающего в 2 смены $t_{ав}=8$ ч.
- 2) вид охлаждения трансформатора ONAN-естественная циркуляция масла.
- 3) температура окружающей среды внутри цеха $T_{окр}=20^{\circ}$ - /9/.

Для этих данных коэффициент аварийной перегрузки $\beta_{ав}=1,4$ /12/.

В нормальном режиме работы $\beta_n = 0,7$ – п.6.4.5 /9/.

Номинальная мощность трансформаторов выбирается в общем случае на основе технико-экономического сравнения нескольких вариантов. В проекте номинальная мощность трансформаторов выбирается исходя из значения расчетной мощности цеха и плотности нагрузки цеха. Выбранный трансформатор должен обеспечивать передачу, прежде всего, активной мощности, чтобы снизить число и мощность установленных трансформаторов.

Сначала произведем объединение цехов в группы, питаемые от одной КТП, для сокращения общего числа КТП. Эти группы имеют следующий состав:

- первая группа - цеха № 1,2;
- вторая группа - цеха № 3,6;
- третья группа - цеха № 4,9,7;
- четвертая группа - цеха № 5,8.

Дальнейший расчет проведем для первого цеха, у остальных цехов расчет производится аналогично, исходные данные и результаты расчетов приведены в табл.2.1.

Первоначальный выбор числа и мощности трансформаторов производится по удельной плотности нагрузок и значениям расчетной нагрузки:

$$S_{уд} = S_p / F = 849,2 / 2000 = 0,42 \text{ кВА/м}^2, \quad (15)$$

где S_p - полная расчетная мощность цеха, найденная с учетом как силовой так и осветительной нагрузки, равная для первого цеха 849,2 кВА;

F - площадь цеха, равная 2000 м².

По найденным значениям расчетной нагрузки цеха и $S_{уд}$ выбираем к установке трансформаторы с $S_{ном} = 1000$ кВА. Находим минимальное число трансформаторов для первого цеха как

$$N_{\text{мин}} = P_p / (\beta \cdot S_{\text{ном}}) = 526,0 / (0,7 \cdot 1000) = 0,75. \quad (16)$$

где β - коэффициент загрузки, равный 0,7.

Таблица 2.1. Выбор числа и мощности трансформаторов КТП

Исходные данные				Расчетные величины					
№ цеха	$Q_{p0,4}$, квар	β_T	$F_{ц}$, м ²	$P_{p0,4}$, кВт	$S_{p0,4}$, кВА	$S_{уд}$, кВА/м ²	$S_{нТ}$, кВА	N_T	№ КТП
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	666,7	0,7	2000	526	849,2	0,425	1000	0,75	1
2	749,6	0,7	2000	876	1152,9	0,576	1000	1,25	1
3	2000	0,7	3000	1537,1	2522,4	0,841	1600	1,37	2
4	1296,4	0,7	4200	1521,9	1999,2	0,476	1600	1,36	3
5	1697,7	0,7	9000	2044,7	2657,6	0,295	1600	1,83	4
6	586,5	0,7	3000	699,2	912,6	0,304	1600	0,62	2
7	285	0,7	3000	414,2	502,8	0,168	1600	0,37	3
8	73,1	0,7	1200	111,9	133,7	0,111	1600	0,10	4
9	275,5	0,7	3000	304,2	410,4	0,137	1600	0,27	3

Далее для первой КТП выполним расчет значений мощности конденсаторных батарей, для остальных КТП расчет представлен в табл. 2.2.

Расчетная активная нагрузка первой КТП определяется как

$$P_p = \sum P_{pцi} = 526,0 + 876,0 = 1402,0 \text{ кВт.} \quad (17)$$

где $P_{pцi}$ - расчетная активная нагрузка, включающая силовую и осветительную нагрузку, i -го цеха, кВт.

Расчетная реактивная нагрузка КТП определяется как

$$Q_p = \sum Q_{pцi} = 666,7 + 749,6 = 1416,3 \text{ квар.} \quad (18)$$

где $Q_{pцi}$ - расчетная реактивная нагрузка i -го цеха, квар.

Минимальное число трансформаторов

$$N_{\text{мин}} = N_{\text{мин1}} + N_{\text{мин2}} = 0,75 + 1,25 = 2,00.$$

Принимаем число трансформаторов $N_T = 2$. Окончательный выбор первой КТП - 2КТП-СЭЩ®-П-1000/10/0,4-03-ТЗ.

Определяем реактивную мощность, которую можно пропустить через трансформаторы группы как

$$Q_T = \sqrt{(1,1 \cdot N_T \cdot \beta_T \cdot S_{\text{ном}})^2 - (P_p)^2}, \text{ квар} \quad (19)$$

$$Q_T = \sqrt{(1,1 \cdot 2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1402^2} = 637,18 \text{ квар.}$$

Таблица 2.2. Расчет мощности компенсирующих устройств

№ КТП	№ цеха с КТП	Цеха, подключенные к КТП	N_T и S_T	P_p , кВт	Q_p , квар	Q_T , квар	$Q_{ку}$, квар	$Q_{куф}$, квар	$\beta_{фак}$
1	1	2	2×1000	1402,00	1416,30	637,18	779,12	1100	0,72
2	3	6	2×1600	2236,30	2586,50	1034,53	1551,97	2000	0,72
3	4	7,9	2×1600	2240,30	1856,90	1025,84	831,06	1300	0,72
4	5	8	2×1600	2156,60	1770,80	1191,79	579,01	900	0,73

Определяем мощность компенсирующих устройств как

$$Q_{кн} = Q_p - Q_T = 1416,3 - 637,18 = 779,12 \text{ квар.} \quad (20)$$

К установке принимаем конденсаторную батарею с номинальной мощностью $Q_{куф}$, равной 1100 квар (одна батарея АУКРМ-0.4-500-50-УХЛ4 мощностью 500 квар и одна батарея АУКРМ-0.4-600-50-УХЛ4 мощностью 600 квар /13/). В завершении расчета определяем фактический коэффициент загрузки КТП1 по следующей формуле:

$$\beta_{ф} = \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p - Q_{куф})^2} / (N \cdot S_{ном}) = \sqrt{1402,0^2 + (1416,3 - 1100)^2} / (2 \cdot 1000) = 0,72.$$

Суммарная мощность низковольтных батарей конденсаторов

$$Q_{кн} = 1100 + 2000 + 1300 + 900 = 5300 \text{ квар.}$$

Затем определяются потери мощности в трансформаторах, согласно методике, приведенной в /10/. Потери активной мощности в трансформаторах при передаче электроэнергии определяются как

$$\Delta P = \Delta P_{ХХ} + \beta_{ф}^2 \cdot \Delta P_{кз}, \quad (21)$$

где $\Delta P_{ХХ}$ и $\Delta P_{кз}$ - соответственно потери холостого хода и короткого замыкания, кВт;

$\beta_{ф}$ – коэффициент фактической загрузки трансформатора, определяется по табл.2.2.

Потери реактивной мощности в трансформаторах определяются как

$$\Delta Q = \Delta Q_{XX} + \beta^2_{\Phi} \cdot \Delta Q_{НАГР}, \quad (22)$$

где ΔQ_{XX} и $\Delta Q_{НАГР}$ - соответственно потери холостого хода и нагрузочные потери, квар.

Далее рассчитываются результирующие нагрузки цеховых КТП, с учетом силовой и осветительной нагрузок 0,4 кВ и потерь в трансформаторах и компенсации реактивной мощности. Результаты расчета приводятся в табл.

2.3. Определим потери для КТП №1. На ней установлены трансформаторы с номинальной мощностью 2×1000 кВА. Для них значения потерь /10/:

$$\Delta P_{XX} = 2,45 \text{ кВт}, \Delta P_{КЗ} = 12,2 \text{ кВт}, \Delta Q_{XX} = 14 \text{ квар}, \Delta Q_{КЗ} = 55 \text{ квар}.$$

$$\Delta P = 2 \cdot (2,45 + 0,72^2 \cdot 12,2) = 18 \text{ кВт}; \Delta Q = 2 \cdot (14 + 0,72^2 \cdot 55) = 85 \text{ квар}.$$

Далее находим нагрузку на стороне ВН КТП №1 как:

$$P = P_{0,4} + \Delta P, \quad Q = Q_{0,4} + \Delta Q; \quad (23)$$

где $P_{0,4}$ - активная нагрузка на стороне 0,4 кВ, выбирается по табл.2.2;

$Q_{0,4}$ - реактивная нагрузка на стороне 0,4 кВ с учетом компенсации реактивной мощности, равная для первой КТП:

$$Q_{0,4} = Q_p - Q_{куф} = 1416,3 - 1100 = 316,3 \text{ квар}.$$

$$P = 1402 + 18 = 1420 \text{ кВт}. \quad Q = Q_{0,4} + \Delta Q = 316,3 + 85 = 401,3 \text{ квар}.$$

2.2. Выбор и проверка сечения кабельных линий

Цель расчета – произвести выбор сечений кабельных линий и провести их проверку на нагрев. Расчет производится согласно методике, приведенной в /8/. Исходные данные для проведения расчета – мощности КТП, коэффициенты загрузки трансформаторов, способ прокладки, схема сети.

Для построения сети 10 кВ используем алюминиевые кабели с бумажной изоляцией, прокладываемые в земле (траншеи). Предприятие работает в две смены, число часов нагрузки $3000 < T_M < 5000$.

Выбираем схему двойных магистралей для питания КТП, синхронные двигатели (СД) будут снабжаться электроэнергией по радиальным линиям. Расчетный ток для линии, питающей СД, равен номинальному току СД.

Таблица 2.3. Результирующие нагрузки КТП

Наименование	Расчетная нагрузка			N и S _{HT} , штук и кВА
	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	
КТП №1				
Итого на стороне 0,4 кВ	1402	316,3	1437,24	2×1000
Потери в трансформаторах	18	84,8		
Итого на стороне ВН	1420	401,1	1475,1	
КТП № 2				
Итого на стороне 0,4 кВ	2236,30	586,50	2311,9	2×1600
Потери в трансформаторах	25	138		
Итого на стороне ВН	2262	725	2375	
КТП № 3				
Итого на стороне 0,4 кВ	2240,30	556,90	2308,5	2×1600
Потери в трансформаторах	25	38		
Итого на стороне ВН	2266	595	2342,4	
КТП № 4				
Итого на стороне 0,4 кВ	2156,60	870,80	2325,8	2×1600
Потери в трансформаторах	26	139		
Итого на стороне ВН	2182	1010	2404,7	

Для трансформатора КТП расчетный ток определяется как:

$$I_p = S_{pВН} / (\sqrt{3} \cdot U \cdot N), \quad (24)$$

где S_{ном} - расчетная мощность на стороне ВН КТП, определяется из табл.2.3;

U - номинальное напряжение сети, равное 10 кВ;

N – число трансформаторов на КТП.

Для трансформатора КТП 1 расчетный ток:

$$I_p = 1475,1 / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2) = 42,6 \text{ А.}$$

Для синхронного двигателя с номинальной мощностью 800 кВт расчетный ток:

$$I_p = P_{ном} / (\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi) = 800 / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,89) = 51,9 \text{ А.} \quad (25)$$

Значения расчетных токов приведены в табл.2.4.

Таблица 2.4. Расчетные токи трансформаторов и синхронных двигателей

КТП и СД	$N_T \times S_n$	P_n , кВт	I_p , А
КТП1	2×1000	-	42,6
КТП2	2×1600	-	68,6
КТП3	2×1600	-	67,8
КТП4	2×1600	-	69,4
СД1-6	-	800	51,9

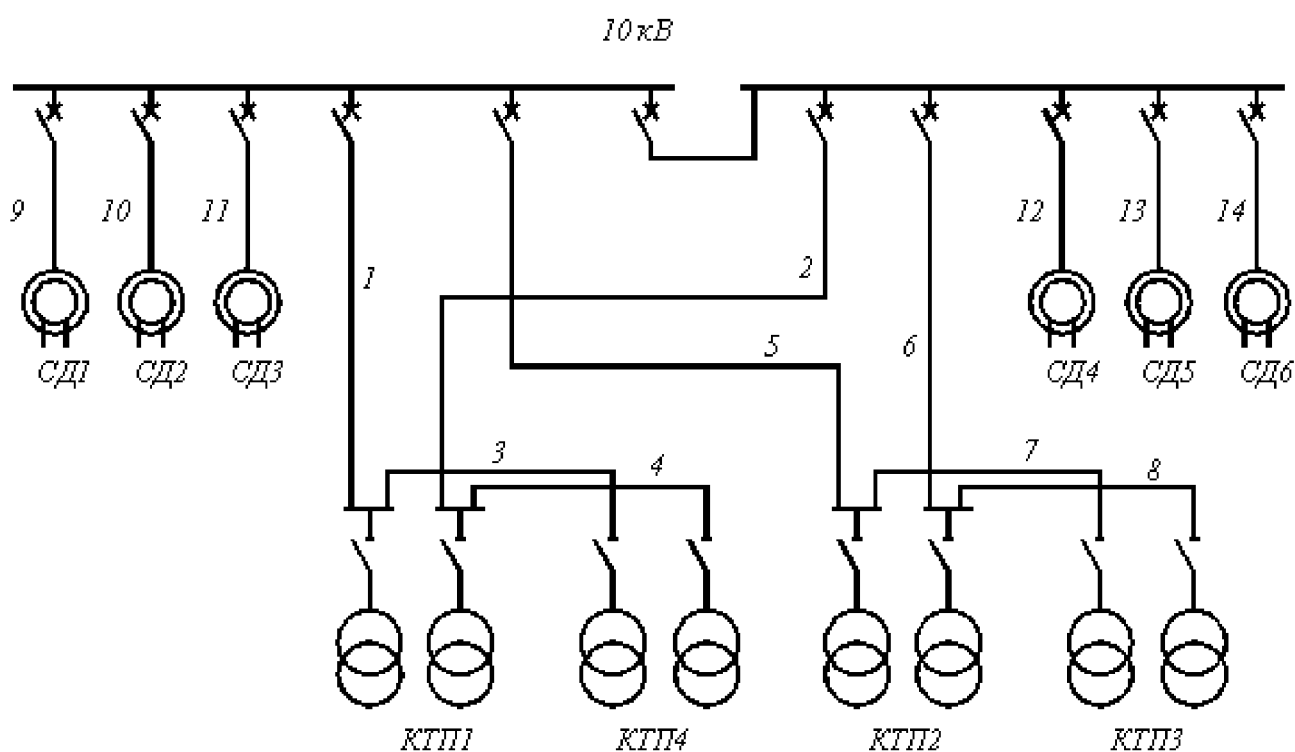


Рисунок 2. Схема сети 10 кВ.

Рассчитаем линию для подключения КТП1. Расчетный ток кабеля 1 или 2 этой линии складывается из расчетных токов трансформаторов КТП1 и КТП 4, он равен:

$$I_p = I_{T1} + I_{T4} = 42,6 + 69,4 = 112,0 \text{ А}, \quad (26)$$

где I_{T1} - расчетный ток трансформатора КТП1, равен 42,6 А (табл.2.4);

I_{T4} - расчетный ток трансформатора КТП4, равен 69,4 А (табл.2.4).

В послеаварийном режиме (отключение кабеля 1 или 2 или трансформаторов на КТП и возникновение режима перегрузки трансформаторов КТП) ток определяется как:

$$I_{pa} = 1,4 \cdot I_p = 1,4 \cdot 112 = 156,8 \text{ А}. \quad (27)$$

Экономически целесообразное сечение S_3 в мм^2 кабеля определяется по формуле:

$$S_3 = I_p / j_{\text{Э}} = 112 / 1,4 = 80 \text{ мм}^2. \quad (28)$$

где I_p – расчетный ток, А;

$j_{\text{Э}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, равное 1,4 А/ мм^2 – для принятых типа кабелей и T_M , табл.1.3.36 /14/.

Выбираем тип кабеля ААШВу сечением 70 мм^2 – ближайшее стандартное сечение – п.1.3.25 /13/. Далее выполняем проверку кабеля на нагрев токами нормального и аварийного режима, для чего проверяем выполнение двух условий

$$K_{\text{П}} \cdot I_{\text{доп}} \geq I_p \quad \text{и} \quad 1,3 \cdot K_{\text{П}} \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{pa}, \quad (29)$$

где $K_{\text{П}}$ - коэффициент прокладки, зависящий от числа кабелей в траншее и расстояния между ними;

$I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток для данного сечения, равный 165 А для кабеля с выбранным сечением 70 мм^2 - /14/;

1,3 – коэффициент допустимой перегрузки кабеля в аварийном режиме.

Коэффициент прокладки принимаем равным 0,92 – два кабеля в одной траншее и расстояние между ними 200 мм – табл.1.3.26 /13/.

$$0,92 \cdot 165 = 151,8 \text{ А} > 112 \text{ А}; \quad 1,3 \cdot 0,92 \cdot 165 = 197,3 \text{ А} > 156,8 \text{ А}.$$

Оба условия выполняются. Расчет сечений остальных линий приведен в табл.2.5. Окончательно кабели выбираются после расчета токов КЗ в разделе «Внешнее электроснабжение».

Таблица 2.5. Расчет кабельных линий

№ п/п	Назначение линии	Ток, А		Способ прокладк и	Коэффициент прокладк и	F _{эк} , мм ²	F _{ст} , мм ²	Длительно допустимый ток, А		Выбранное сечение, мм ²
		Норм. режим	Аварий. режим					Норм. режим	Аварий. режим	
1,2	ГПП-ТП1	112,0	156,8	траншея	0,92	80,0	70	151,8	197,3	70
3,4	ТП1-ТП4	69,4	97,2	траншея	0,92	49,6	50	128,8	167,4	50
5,6	ГПП-ТП2	136,2	190,7	траншея	0,92	97,3	95	188,6	245,2	95
7,8	ТП2-ТП3	67,6	94,7	траншея	0,92	48,3	50	128,8	167,4	50
9-14	ГПП-СД1	51,9	72,73	траншея	0,81	37,1	35	93,2	121,5	35

3. ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

3.1. Расчет нагрузки предприятия

Цель расчета – определение нагрузки на стороне 10 кВ и всего предприятия в целом. Потребителями электроэнергии на напряжении выше 1 кВ являются 6 СД, 4 КТП напряжением 10/0,4 кВ. Расчет электрических нагрузок производится согласно /10/ по форме Ф636-92 /1/ для КТП и СД – табл.3.1. Исходные данные для расчета нагрузки СД $P_H = 800$ кВт, число $N = 6$.

Число N записывается в столбец 2, номинальная мощность P_H – в столбец 3. В столбец 4 заносится произведение $N \cdot P_H$. Столбцы 5, 6 заполняются согласно справочным материалам: $K_{и} = 0,8$, $tg\varphi = -0,5$ /2,3/.

Расчетная активная мощность определяется как

$$P_p = N \cdot K_{и} \cdot P_H = 6 \cdot 0,8 \cdot 800 = 3840 \text{ кВт}, \quad (30)$$

ее значение заносится в столбец 12.

Расчетная реактивная мощность находилась следующим образом:

$$Q_p = N \cdot P_H \cdot tg\varphi = 6 \cdot 800 \cdot (-0,5) = -2400 \text{ квар}. \quad (31)$$

ее значение заносится в столбец 13.

Для каждой из КТП находим сумму номинальных мощностей ЭП подключенных цехов. Для КТП №1

$$P_H = \sum P_{Hi} = 1000 + 1700 = 2700 \text{ кВт}. \quad (32)$$

Результат приводится в столбце 4, для остальных КТП аналогично.

В столбцах 12 и 13 для каждой КТП записываются значения нагрузки на стороне 10 кВ – табл. 2.4. После окончания расчетов определяются итоговые суммарные значения $\sum P_H$, P_S и Q_S (суммы по столбцам 4, 12, 13) всех потребителей 10 кВ.

$$\sum P_H = 2700 + 4900 + 6050 + 5650 = 24100.$$

Аналогично находится $P_S = 11969$ кВт, $Q_S = 331$ квар.

Таблица 3.1. Расчет электрических нагрузок выше 1000 В (Ф636-92)

Наименование ЭП	Исходные данные					Расчетные величины			Эффективное число ЭП $n_{\Sigma} = (\sum P_n)^2 / \sum n P_n^2$	Коэффициент расчетной нагрузки, K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А $I_p = S_p / \sqrt{3} U_n$
	по заданию технологов		по справочным данным								активная, кВт $P_p = K_p K_u P_n$	реактивная, квар $Q_p = 1,1 K_u P_n \operatorname{tg} \varphi$ при $n_{\Sigma} \leq 10$; $Q_p = K_u P_n \operatorname{tg} \varphi$ при $n_{\Sigma} > 10$.	полная, кВА $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	
	Количество ЭП шт.	Номинальная (установленная) мощность, кВт	Коэф. ис- пользования K_u	Коэф. реактив- ной мощности $\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$	$K_u P_n$	$K_u P_n \operatorname{tg} \varphi$	$n P_n^2$							
1	2	3						4	5	6	7	8	9	10
КТП1	-	-	2700	-	-	-	-	-	-	-	1420	401		-
КТП2	-	-	4900	-	-	-	-	-	-	-	2262	725		-
КТП3	-	-	6050	-	-	-	-	-	-	-	2266	595		-
КТП4	-	-	5650	-	-	-	-	-	-	-	2182	1010		-
СД	6	800	4800	0,8	-0,5	-	-	-	-	-	3840	-2400		-
ИТОГО			24100								11969	331		

Далее рассчитывается групповой средневзвешенный коэффициент использования $K_{и}$ по следующей формуле,

$$K_{и} = P_S / \sum P_{н} = 11696 / 24100 = 0,48, \quad (33)$$

значение заносится в графу 5 итоговой строки.

Согласно табл. 2.5 от шин 10 кВ отходит 14 линий. В зависимости от значения средневзвешенного коэффициента использования $K_{и}$ (0,48) и числа присоединений к сборным шинам 10 кВ (14 линий) определяется согласно табл. 3 /1/ коэффициент одновременности $K_{о}$, равный 0,85.

Результирующая нагрузка на стороне 10 кВ составляет

$$P_p = K_{о} \cdot P_S = 0,85 \cdot 11696 = 10173,7 \text{ кВт}. \quad (34)$$

$$Q_p = K_{о} \cdot Q_S = 0,85 \cdot 331 = 281,3 \text{ квар}. \quad (35)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{10173,7^2 + 281,3^2} = 10177,6 \text{ квар}. \quad (36)$$

3.2 Выбор напряжения внешнего электроснабжения

Согласно заданию на курсовое проектирование на источнике питания имеются напряжения 115/37/11 кВ. Поэтому выбираем напряжение питания ГПП предприятия по ВЛ от источника питания на напряжении 110 кВ – расстояние равно 8 км.

По нормативной документации решение о питании промышленного предприятия от сетей энергосистемы 35 кВ следует принимать при отсутствии в районе строительства предприятия сетей энергосистемы 6-10 и 110 кВ /9/. Поэтому выбираем для питания напряжение 110 кВ. Пункт приема электроэнергии главная понизительная подстанция – ГПП с двумя силовыми трансформаторами.

3.3. Расчет мощности трансформаторов ГПП и питающих линий

Нагрузка на стороне 110 кВ ГПП рассчитывается в табличной форме /10/
– табл.3.2.

Таблица 3.2 Результирующие электрические нагрузки ГПП

Наименование	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, штук и кВА
	P _p , кВт	Q _p , кВАр	S _p , кВА	
Электрическая нагрузка предприятия на стороне 10 кВ	10173,7	281,3		
Математическое ожидание нагрузки (0,9 от нагрузки 10 кВ)	9156,3	253,2	9159,8	2×6300
Потери в трансформаторах	63,1			
Итого на стороне 110 кВ	9219,4			

Потери активной мощности в трансформаторах определяются по формуле (21), коэффициент загрузки принимается 0,7. Значения потерь холостого хода и короткого замыкания равны для трансформаторов типа ТМН-6300/110 – $\Delta P_{ХХ} = 10$ кВт, $\Delta P_{КЗ} = 44$ кВт /15/.

$$\Delta P = 2 \cdot (10 + 0,7^2 \cdot 44) = 63,1 \text{ кВт.}$$

Полная расчетная мощность, потребляемая от источника питания 110 кВ определяется как

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_{\text{эк}}^2}, \quad (37)$$

где $Q_{\text{эк}}$ - экономическое значение потребляемой мощности от энергосистемы, определяемое в квар как

$$Q_{\text{эк}} = P_p \cdot \text{tg}\varphi_{\text{эк}}, \quad (38)$$

$\text{tg}\varphi_{\text{эк}}$ – предельное значение коэффициента реактивной мощности, равное для 110 кВ – 0,5 /16/.

$$Q_{\text{эк}} = 9219,4 \cdot 0,5 = 4609,7 \text{ квар}$$

Полная расчетная мощность, потребляемая на стороне 110 кВ:

$$S'_p = \sqrt{9219,4^2 + 4609,7^2} = 10307,6 \text{ квар.}$$

Определим расчетную мощность трансформатора в кВА как

$$S_{pt} > S'_p / N \cdot \beta, \text{ кВА} \quad (32)$$

где N - число трансформаторов на подстанции, равное двум /9/.

β - коэффициент загрузки трансформатора, равный 0,7.

$$S_{pt} > 10307,6 / 2 \cdot 0,7 = 7362,6 \text{ кВА.}$$

Выбираем для установки на ГПП трансформаторы с $S_n = 6300$ кВА, тип примененных трансформаторов - ТМН-6300/110.

В аварийном режиме (отключение защитой одного из трансформатора) оставшийся в работе трансформатор будет иметь следующий коэффициент загрузки:

$$K_{ав} = S_{p1-2} / S_n, \quad (33)$$

где S_{p1-2} - расчетная мощность ЭП, требующих резервирования, т.е. ЭП 1 и 2-й категории надежности.

Для всех цехов в задании приводятся значения мощности, требующих резервирования в % от общей нагрузки цеха. Находим сумму произведений по всем цехам мощности на вес ЭП, требующих резервирования:

$$P_{рез} = \sum P_{ni} \cdot D_i = 1000 \cdot 0,65 + 1700 \cdot 0,7 + 3000 \cdot 0,7 + 4200 \cdot 0,65 + 5500 \cdot 0,7 + 1900 \cdot 0,55 + 950 \cdot 0,55 + (150 + 4800) \cdot 0,6 + 900 \cdot 0,55 = 15002,5 \text{ кВт.} \quad (33)$$

где P_{ni} - номинальная мощность всех ЭП i -го цеха;

D_i - процент ЭП, требующих резервирования, i -го цеха.

Сумма номинальных мощностей ЭП завода $P_{н\Sigma}$ по табл.3.1 составляет 24100 кВт.

Коэффициент резервирования составляет

$$K_{рез} = P_{рез} / P_{н\Sigma} = 15002,5 / 24100 = 0,78.$$

S_{p1-2} определяем как

$$S_{p1-2} = S'_p \cdot K_{рез} = 10307,6 \cdot 0,78 = 8040 \text{ кВА.}$$

$$K_{ав} = 8040 / 6300 = 1,28.$$

Допустимые перегрузки в послеаварийном режиме для масляных трансформаторов следует определять согласно требованиям ГОСТ 14209-97 /12/, при этом для подстанций промышленных предприятий следует учитывать следующие условия /9/:

- расчетную суточную продолжительность аварийной перегрузки принимать при односменной работе 4 ч, при двух сменной 8 ч, при трехсменной 12-24 ч.

- допустимые аварийные перегрузки трансформаторов определяются для трансформаторов, установленных на открытом воздухе - в зависимости от эквивалентной годовой температуры охлаждающего воздуха района размещения подстанции.

Принимаем эквивалентную годовую температуру равную 10 °С (предприятие расположено в г. Курске) /12/, длительность перегрузки – 8 часов (двухсменная работа предприятия). При этих исходных данных допустимая перегрузка трансформатора согласно табл.Н.1 /12/ составляет 1,3 от номинальной. Поэтому принимаем к установке окончательно трансформатор мощностью 6300 кВА.

Для питания предприятия принимаем двухцепную ВЛ на железобетонных опорах с одновременной подвеской обеих цепей. Рассчитываем сечение ВЛ. Определяем расчетный ток линии в А как

$$I_p = S'_p / (\sqrt{3} \cdot U) = 10307,6 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 54,1 \text{ А.} \quad (34)$$

Выбираем сечение проводов как

$$F_{\text{ЭК}} = I_p / n \cdot j_{\text{ЭК}}, \text{ мм}^2 \quad (35)$$

где I_p - расчетный ток линии, А;

n - число цепей линий, равное двум.

$j_{\text{ЭК}}$ - экономическая плотность тока, равная 1,1 А/мм² при $T_m = 4400$ час/год /13/.

$$F_{\text{ЭК}} = 54,1 / (2 \cdot 1,1) = 24,6 \text{ мм}^2.$$

Производим округление полученного экономического значения до ближайшего стандартного значения сталеалюминиевый провод марки АС:
 $F = 70 \text{ мм}^2$ (провод АС-70/11) - по условиям потерь на коронный разряд /13/.

3.4. Расчет токов КЗ

Цель расчета – определение значений токов КЗ на ГПП предприятия. Точки КЗ выбираются на стороне 110 кВ и стороне 10 кВ. Расчет токов КЗ производится в системе относительных единиц по методике, изложенной в /17/.

Исходные данные к расчету:

- мощность КЗ системы - 2600 МВА;
- длина воздушной линии - 8 км;
- мощность трансформатора ГПП - 6,3 МВА;
- напряжение КЗ трансформатора - 10,5 % ;
- число синхронных двигателей - 6;
- номинальная мощность - 800 кВт;
- номинальный \cos - 0,85;
- сверхпереходное сопротивление - 0,20

Принимаем следующие базисные условия перед началом расчета:

- базисная мощность $S_б = 1000 \text{ МВА}$;
- базисное напряжение $U_{б1} = 110 \text{ кВ}$, базисное напряжение $U_{б2} = 10 \text{ кВ}$.

Определяем базисные токи как

$$I_б = S_б / \sqrt{3} \cdot U_б, \text{ кА} \quad (36)$$

$$I_{б1} = 1000 / \sqrt{3} \cdot 110 = 5,25 \text{ кА}; \quad I_{б2} = 1000 / \sqrt{3} \cdot 10 = 57,7 \text{ кА}. \quad (37)$$

Составляем схему замещения для одной ветви питания, т.к. трансформаторы на ГПП работают раздельно.

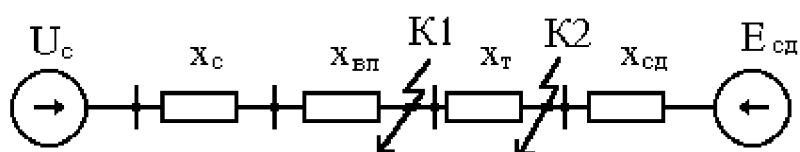


Рисунок 3. Схема замещения для расчета токов КЗ

Рассчитываем параметры схемы замещения. Напряжение системы в относительных единицах $U_c = 1$, ЭДС синхронных двигателей $E_{сд} = 1,1$.

Сопротивление системы:

$$X_c = S_6 / S_{кз} = 1000/2600 = 0,38. \quad (38)$$

где $S_{кз}$ - мощность КЗ системы, МВА;

Сопротивление ВЛ:

$$X_{вл} = X_0 \cdot L \cdot S_6 / U_6^2 = 0,4 \cdot 8 \cdot 1000 / 110^2 = 0,26. \quad (39)$$

где X_0 - погонное индуктивное сопротивление, равное 0,4 Ом/км;

L - длина линии, км.

Сопротивление трансформатора ГПП:

$$X_T = U_{кз} \cdot S_6 / (100 \cdot S_H) = 10,5 \cdot 1000 / (100 \cdot 6,3) = 16,67. \quad (40)$$

где $U_{кз}$ - напряжение КЗ трансформатора;

S_H - номинальная мощность трансформатора;

Сопротивление синхронного двигателя:

$$X_{сд} = X''_d \cdot S_6 \cdot \cos\varphi / P_H = 0,20 \cdot 1000 \cdot 0,85 / 0,8 = 212,5. \quad (41)$$

где X''_d - сверхпереходное сопротивление синхронного двигателя.

Эквивалентное сопротивление синхронных двигателей:

$$X_{сдэ} = X_{сд} / N = 212,5 / 3 = 70,8. \quad (42)$$

где N - число синхронных двигателей, подключенных к одной секции шин, равное - 3;

Расчет начинаем с точки К-1.

Находим эквивалентное сопротивление $X_{э1}$ как:

$$X_{э1} = X_c + X_{вл} = 0,38 + 0,26 = 0,64. \quad (43)$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ как

$$I_{п01} = U_c \cdot I_{с1} / X_{э1} = 1 \cdot 5,25 / 0,64 = 8,2 \text{ кА}. \quad (44)$$

Находим значение ударного тока как:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_{уд1} \cdot I_{п01} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 8,2 = 19,72 \text{ кА}, \quad (45)$$

где $K_{уд1}$ - ударный коэффициент, равный 1,7 /18 /.

Рассчитаем тепловой импульс тока КЗ (п.12.2 /19/) как

$$B_{к1} = I_{по1}^2 \cdot (t_{откл1} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (46)$$

где $t_{откл1}$ - время отключения КЗ, с;

T_a - постоянная времени апериодической составляющей тока КЗ, равная 0,03с при $K_{уд1} = 1,7$.

Время $t_{откл1}$ определяется как:

$$t_{откл1} = t_{рз1} + t_{ов1}, \text{ с} \quad (47)$$

где $t_{рз1}$ - время действия релейной защиты, равное 0,2 с;

$t_{ов1}$ - время отключения выключателя, равное 0,1 с.

$$B_{к1} = 8,2^2 \cdot (0,2 + 0,1 + 0,045) = 23,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Продолжаем расчет для точки К-2.

Расчет разделим на две части, так в схеме нет нелинейных сопротивлений, и поэтому применим принцип наложения: расчет тока КЗ от системы и расчет тока подпитки КЗ от синхронных двигателей. Вначале определим ток КЗ от системы. Находим эквивалентное сопротивление $X_{э2}$ как

$$X_{э2} = X_{э1} + X_T = 0,64 + 16,67 = 17,31. \quad (48)$$

Начальное значение тока трехфазного КЗ от системы:

$$I_{пос} = U_c \cdot I_{б2} / X_{э2} = 1 \cdot 57,7 / 17,31 = 3,24 \text{ кА}. \quad (49)$$

Ударный ток от системы:

$$i_{удс} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{пос}, = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 3,24 = 7,55 \text{ кА}. \quad (50)$$

где $K_{уд}$ - ударный коэффициент, равный 1,6 /18 /.

Начальный ток трехфазного КЗ от СД:

$$I_{посд} = E'' \cdot I_{б2} / X_{сдэ} = 1 \cdot 57,7 / 70,8 = 0,9 \text{ кА}. \quad (51)$$

Ударный ток от СД:

$$i_{удсд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{посд}, = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 0,9 = 2,03 \text{ кА}. \quad (52)$$

Находим суммарное значение начального тока КЗ в точке К-2 как

$$I_{по2} = I_{пос} + I_{посд} = 3,24 + 0,90 = 4,23 \text{ кА}. \quad (53)$$

Находим значение суммарное значение ударного тока КЗ в точке К-2 как

$$i_{уд2} = i_{удс} + i_{удсд} = 7,55 + 0,90 = 9,58 \text{ кА.} \quad (54)$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_{к2} = I_{по2}^2 \cdot (t_{откл2} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (55)$$

где $t_{откл2}$ - время отключения КЗ, с;

T_a - постоянная времени апериодической составляющей тока КЗ, равная 0,02 с при $K_{уд} = 1,6$.

$$t_{откл2} = t_{рз2} + t_{ов2}, \text{ с} \quad (56)$$

где $t_{рз2}$ - время действия релейной защиты, равное 0,6 с (взято для действия максимальной токовой защиты);

$t_{ов2}$ - время отключения выключателя, равное 0,1 с.

$$B_{к2} = 4,23^2 \cdot (0,6 + 0,1 + 0,02) = 14,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Находим термически стойкое сечение кабеля (п.12.2 /19/) как:

$$F_T = \sqrt{B_{к2} \cdot 10^6 / C}, \text{ мм}^2 \quad (57)$$

где C – функция, равная для выбранных кабелей с алюминиевыми многопроволочными жилами и бумажной изоляцией – 100 (табл.3.14 /20/).

$$F_T = \sqrt{14,69 \cdot 10^6 / 100} = 38,33 \text{ мм}^2.$$

3.5. Выбор оборудования на ГПП

ГПП предназначена для приема электроэнергии от энергосистемы, преобразования от напряжения 110 кВ (п.3.2) к напряжению 10 кВ и распределению электроэнергии по потребителям предприятия. Она состоит из трех основных частей:

- открытое распределительное устройство (ОРУ) на 110 кВ;
- силовые трансформаторы на 110/10 кВ;
- закрытое распределительное устройство (ЗРУ) на 10 кВ.

ГПП выполняем на базе КТП-СЭЩ®-Б(М) производства самарского завода «Электроцит» /21/. Схему ОРУ выбираем 110-3Н (блок линия-трансформатор с выключателем).

На ГПП установлены два силовых трансформатора типа ТМН-6300/110/10, мощностью 6300 кВА каждый. Трансформаторы установлены в районе слабого загрязнения атмосферы, поэтому применяется открытая установка трансформаторов на территории ГПП. Для проведения аварийных и плановых ремонтов трансформаторы вывозятся с территории ГПП на ремонтную площадку.

3.5.1. Выбор оборудования на ОРУ 110 кВ

Цель расчета – выбор выключателей, трансформаторов тока, разъединителей, ограничителей перенапряжения и их проверка. Выбор производится по методике, указанной в /19,20,22/.

Выбор выключателей:

Предварительно выбираем выключатель ВГТ-110П – п.4 /20/.

Исходные данные к расчету (п. 3.4):

- начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ $I_{\text{по1}} = 8,2$ кА;
- ударный ток $i_{\text{уд1}} = 19,72$ кА.
- тепловой импульс тока КЗ $B_{\text{к1}} = 23,22$ кА²·с.

Технические данные выключателя /22, 23/:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 110$ кВ;
- номинальный ток $I_{\text{ном}} = 2500$ А;
- номинальный ток отключения $I_{\text{откл ном}} = 40$ кА;
- ток электродинамической стойкости (наибольший пик) $i_{\text{пр ск}} = 102$ кА;
- ток термической стойкости $I_{\text{тер}} = 40$ кА;
- время протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}} = 3$ с.

1) выбираем по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (58)$$

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}.$$

2) Проверяем по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}; \quad (59)$$

В качестве расчетного тока примем ток послеаварийного режима при отключении одного из силовых трансформаторов на ГПП – значение номинального тока силового трансформатора, увеличенное на 40%.

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{HT}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,3 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 46,3 \text{ А.}$$

3) Проверяем на отключающую способность:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл.ном}}; \quad (60)$$

$$I_{\text{по}} = 8,2 \text{ кА} < I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА.}$$

4) Проверяем на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{пр ск}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (61)$$

$$i_{\text{пр ск}} = 102 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 19,72 \text{ кА.}$$

5) Проверяем на термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к1}}. \quad (62)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_{\text{к1}} = 23,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По всем параметрам предварительно выбранный выключатель подходит к установке.

Выбор разъединителей:

Предварительно выбираем разъединитель РГПЗ-1(2)-110/1250П – п.4 /21/. Исходные данные аналогичные данным, примененным для выбора выключателя. Технические данные разъединителя /24/:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$;
- номинальный ток $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$;
- ток электродинамической стойкости (наибольший пик) $i_{\text{пр ск}} = 63 \text{ кА}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{тер}} = 25 \text{ кА}$;
- время протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$.

1) выбираем по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (63)$$

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ.}$$

2) Проверяем по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}; \quad (64)$$

$$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 46,3 \text{ А.}$$

3) Проверяем на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{пр ск}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (65)$$

$$i_{\text{пр ск}} = 63 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 19,72 \text{ кА.}$$

4) Проверяем на термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к1}}. \quad (66)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_{\text{к1}} = 23,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По всем параметрам предварительно выбранный разъединитель подходит к установке.

Выбор трансформаторов тока:

Выбираем трансформатор тока ТФМ-110 - п.4 /21/. Исходные данные аналогичные данным, примененным для выбора выключателя. Технические данные трансформатора тока /25/:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$;
- номинальный ток $I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$;
- ток электродинамической стойкости (наибольший пик) $i_{\text{пр ск}} = 23 \text{ кА}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{тер}} = 9 \text{ кА}$;
- время протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$.

1) выбираем по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (67)$$

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ.}$$

2) Проверяем по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}; \quad (68)$$

$$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 46,3 \text{ А.}$$

3) Проверяем на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{пр ск}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (69)$$

$$i_{\text{пр ск}} = 23 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 19,72 \text{ кА}.$$

4) Проверяем на термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к1}}. \quad (70)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 9^2 \cdot 3 = 243 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 243 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_{\text{к1}} = 23,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По всем параметрам предварительно выбранный трансформатор тока подходит к установке.

Выбор ограничителей перенапряжения:

Для защиты изоляции трансформаторов и электрооборудования ОРУ устанавливаем ограничители перенапряжений нелинейные.

Выбираем ограничитель перенапряжений ОПНп-110/550/88-10 III УХЛ1 - п.4 /21/. Ограничитель перенапряжений ОПНп-110/550/88-10 III УХЛ1 представляет собой защитный аппарат опорного исполнения, содержащий последовательно соединенные оксидно-цинковые варисторы (ОЦВ), заключенные в полимерный герметичный корпус /26/.

Технические данные ограничителя перенапряжений /26/.

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}.$$

Выбираем по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (71)$$

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}.$$

По всем параметрам предварительно выбранный ограничитель перенапряжений подходит к установке.

3.5.2. Выбор оборудования на РУ 10 кВ

Цель расчета – выбор трансформаторов собственных нужд, выключателей, трансформаторов тока, разъединителей, ограничителей перенапряжения и их проверка по методике, указанной в /19,20,22/. РУ 10 кВ выполняем на базе комплектного распределительного устройства наружной установки типа СЭЩ®-59 У1 /27/.

Исходные данные к расчету:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ $I_{\text{по1}} = 4,23$ кА;

- ударный ток $i_{\text{удс}} = 9,58$ кА.

- тепловой импульс тока КЗ $B_{\text{к2}} = 14,69$ кА²·с.

Выбор выключателей.

Предварительно выбираем выключатели ВВ/TEL–10 /27,28/ с номинальным напряжением $U_{\text{ном}} = 10$ кВ.

1) выбираем по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (72)$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}.$$

2) Проверяем по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}; \quad (73)$$

В качестве расчетного тока примем ток послеаварийного режима кабельной линии к КТП1 (расчет тока приведен в пункте 2.2 методических указаний), равный 156,8 А. Для отходящих линий выбираем выключатель ВВ/TEL–10 /28/ с номинальным током $I_{\text{ном}} = 1000$ А.

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 156,8 \text{ А}.$$

Определим ток для выбора вводного выключателя в А по формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{р}} \cdot K_{\text{рез}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{10177,6 \cdot 0,78}{\sqrt{3} \cdot 10} = 458,34 \text{ А}. \quad (74)$$

Выбираем в качестве вводного выключатель ВВ/TEL–10 /28/ с номинальным током $I_{\text{ном}} = 1000$ А.

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 458,34 \text{ А}.$$

Определим ток для выбора секционного выключателя в А по формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{р}} \cdot K_{\text{рез}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U} = \frac{10177,6 \cdot 0,78}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 229,17 \text{ А}. \quad (75)$$

В качестве секционного выключателя выбираем ВВ/TEL–10 /28/ с номинальным током $I_{\text{ном}} = 1000$ А.

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 229,17 \text{ А.}$$

3) Проверяем на отключающую способность:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл.ном.}} \quad (76)$$

Номинальный ток отключения для ВВ/TEL-10 $I_{\text{откл.ном}}$ равен 20 кА /27/.

$$I_{\text{по}} = 4,23 \text{ кА} < I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА.}$$

4) Проверяем на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{пр ск}} \geq i_{\text{уд}} \quad (77)$$

Для выключателя ВВ/TEL – 10 $i_{\text{пр ск}} = 51 \text{ кА} /28/$.

$$i_{\text{пр ск}} = 51 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 9,58 \text{ кА.}$$

5) Проверяем на термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к2}}. \quad (78)$$

Для выключателя ВВ/TEL – 10 $I_{\text{тер}} = 20 \text{ кА}$, $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с} /28/$.

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_{\text{к2}} = 14,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

По всем параметрам выбранные выключатели подходят к установке.

Выбор трансформаторов тока:

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10 УЗ /27,29/ с номинальным напряжением $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$.

1) Выбираем по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (79)$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ.}$$

2) Проверяем по номинальному току:

$$I_{\text{ном.1}} \geq I_{\text{расч.}}; \quad (80)$$

Для трансформаторов тока линии к КТП1 ($I_{\text{расч.}} = 112 \text{ А}$):

$$I_{\text{ном.1}} = 150 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ном.1}} = 150 \text{ А} > I_{\text{расч.}} = 112 \text{ А.}$$

3) Проверяем на электродинамическую стойкость, для ТОЛ-10 с номинальным током 150 А ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин}}$ равен 40 кА /29/:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} \quad (81)$$

$$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 9,58 \text{ кА.}$$

4) проверяем на термическую стойкость, для ТЛК-10 с номинальным током 150 А ток односекундной термической стойкости $I_{\text{тер}}$ равен 31,5 кА /28/:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к2}}. \quad (82)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 14,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

По всем параметрам выбранные трансформаторы тока подходят к установке.

Выбор трансформатора напряжения.

Трансформаторы напряжения предварительно выбираем по номинальному напряжению, к установке принимаем НАЛИ-СЭЩ- У2 с $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ /27, 31/. По допустимой нагрузке вторичной обмотки проверка будет произведена ниже при выборе средств электрических измерений.

Выбор ограничителей перенапряжений

Для защиты изоляции трансформаторов и электрооборудования ОРУ устанавливаем ограничители перенапряжений нелинейные.

Выбираем ограничитель перенапряжений ОПНп-10/550/10,5 УХЛ1 - п.4 /21/. Ограничитель перенапряжений ОПНп-10/550/10,5 УХЛ1 представляет собой защитный аппарат опорного исполнения, содержащий последовательно соединенные оксидно-цинковые варисторы (ОЦВ), заключенные в полимерный герметичный корпус /26/.

Технические данные ограничителя перенапряжений /26/.

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ.}$$

Выбираем по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (83)$$

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ.}$$

По всем параметрам предварительно выбранный ограничитель перенапряжений подходит к установке.

3.5.3. Выбор трансформаторов собственных нужд.

Состав потребителей собственных нужд (СН) подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Расчетная нагрузка СН в кВА определяется как (п.5.12 /30/):

$$S_p = k_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (84)$$

где $P_{уст}$ – суммарная установленная активная мощность потребителей СН, кВт;

$Q_{уст}$ - суммарная установленная реактивная мощность потребителей СН, квар;

k_c - коэффициент спроса, равный 0,8 (п.5.12 /30/).

Для двигательной нагрузки (обдув трансформаторов, вентиляция) $\cos\varphi$ принимается 0,85.

Состав потребителей СН приводим в табл.3.3.

$$S_p = 0,8 \cdot \sqrt{35,2^2 + 1,2^2} = 35,22 \text{ кВА.}$$

Мощность трансформатора СН в кВА определим как (п.5.12 /29/):

$$S_{\delta} = \frac{S_p}{1,4} = \frac{35,22}{1,4} = 25,16 \text{ кВА.} \quad (85)$$

Установим 2 трансформатора собственных нужд типа ТМГ – 25.

Таблица 3.3. Установленные нагрузки собственных нужд

Электроприемник	Установленная мощность	Коэф. мощн. $\cos\varphi$	Кол-во	Установленная мощность	
				кВт	квар
-	кВт	-	шт.	кВт	квар
1	2	3	4	6	7
Обогреватель выключателей 110 кВ	0,85	1	2	1,7	-
Обогреватель шкафа КРУ	1	1	14	14	-

Обогреватель шкафа релейной аппаратуры	0,5	1	2	1	-
Отопление, освещение помещения для персонала	12	1	1	12	-
Вентиляция помещения для персонала	2	0,85	2	4	1,2
Наружное освещение СКУ-12-220 (аналог 250 Вт ДРЛ)	0,07	1	10	0,7	-
Оперативные цепи	1,8	1	1	1,8	-
ИТОГО:				35,2	1,2

3.5.4. Выбор средств электрических измерений

На подстанциях устанавливаются приборы, обеспечивающие учет расхода электроэнергии, активной и реактивной мощностей, измерение напряжения и тока в линиях. Для измерения активной и реактивной мощности, а также потребленной активной и реактивной электроэнергии устанавливаем счетчик электроэнергии трехфазный микропроцессорный многофункциональный универсальный типа СЕ304.

Этот счетчик является трехфазным и предназначен для измерения активной и реактивной электрической энергии, активной, реактивной и полной мощности, энергии удельных потерь, частоты напряжения, угла сдвига фаз, среднеквадратического значения напряжения и силы тока в трехфазных цепях переменного тока /32/. Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, составляет 0,1 ВА; полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, составляет 4,0 ВА /32/.

Проверим трансформаторы тока по допустимости нагрузке вторичной обмотки /30/. Общее сопротивление приборов на одну фазу определяется как

$$r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I^2, \text{ Ом} \quad (86)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность приборов, подключенных к трансформатору тока, равная 0,1 ВА;

I - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, равный 5 А.

$$r_{\text{приб}} = 0,1/5^2 = 0,04 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки на одну фазу определяется как

$$Z_{\text{нагр}} = S_{\text{нагр}}/I^2, \text{ Ом} \quad (87)$$

где $S_{\text{нагр}}$ - номинальная вторичная нагрузка, равная 10 ВА /29/,

I - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, равный 5 А.

$$Z_{\text{нагр}} = 10/5^2 = 0,4 \text{ Ом.}$$

Вычисляем допустимое расчетное сопротивление проводов, соединяющих приборы и трансформатор тока как

$$r_{\text{пр}} = Z_{\text{нагр}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \text{ Ом} \quad (88)$$

где $r_{\text{к}}$ - переходное сопротивление контактов, равное 0,1 Ом /30/.

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,04 - 0,1 = 0,26 \text{ Ом.}$$

По данному сопротивлению найдем сечение кабелей как

$$q = r_0 \cdot L / r_{\text{пр}}, \text{ мм}^2 \quad (89)$$

где r_0 - удельное активное сопротивление алюминия, равное 0,0283 Ом·мм²/м /30/;

L - длина кабеля, равная 40 м /30/.

$$q = 0,0283 \cdot 40 / 0,26 = 4,35 \text{ мм}^2.$$

К установке принимаем контрольный кабель марки АКВВБ сечением 6 мм² /33/.

Проверяем трансформатор напряжения, его номинальная нагрузка $S_{\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$ /31/.

Вторичная нагрузка в ВА определяется как

$$S_{\text{нагр}} = 3 \cdot S_{\text{приб}}, \quad (90)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность приборов, подключенных к одной фазе трансформатора напряжения.

Для проведения измерений устанавливается один счетчик СЕ304 на вводе и пять счетчиков на отходящих линиях (одна секция), таким образом

$$S_{\text{приб}} = 6 \cdot 4 = 24 \text{ ВА.}$$

$$S_{\text{нагр}} = 3 \cdot 24 = 72 \text{ ВА.}$$

$$S_{\text{ном}} > S_{\text{приб}} .$$

Трансформатор напряжения подходит для установки.

3.6. Окончательный выбор кабельных линий

Цель расчета – выбор сечений кабелей с учетом термической стойкости и определение мощности потерь активной мощности в линиях.

Исходные данные к расчету: термически стойкое сечение $F_{\text{терм}}$, равное 38,3 мм² (п.3.4), длины линий, предварительно выбранные в разделе 2 сечения и удельные активные сопротивления для этих сечений.

Рассмотрим выбор линии ГПП-ТП1 с предварительно выбранным сечением 70 мм². Длина линии определяется по генплану и равна 0,07 км. Расчетный ток линии составляет 112 А – п.2.2. Активное сопротивление для сечения 70 мм² составляет 0,42 Ом/км – табл.20.15 /15/.

Окончательно выбранные сечения F в мм² должны соответствовать следующему условию /19/:

$$F \geq F_{\text{терм}} . \quad (91)$$

$$F = 70 \text{ мм}^2 > F_{\text{терм}} = 38,3 \text{ мм}^2 .$$

Сечение линии ГПП-ТП1 проходит по термической стойкости.

Определяем потери активной мощности ΔP в кВт, возникающие в линии ГПП-ТП1, по методике, изложенной в /34/.

$$\Delta P = N \cdot 3 \cdot I^2 \cdot R_0 \cdot L \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 3 \cdot 112^2 \cdot 0,42 \cdot 0,07 \cdot 10^{-3} = 2,21 \text{ кВт.} \quad (92)$$

где N - количество кабелей в линии, равное 2;

I - расчетный ток кабеля в линии, равный 112 А;

R_0 - удельное активное сопротивление, равное 0,42 Ом/км;

L - длина линии, равная 0,07 км.

Для остальных линий расчет приведен в табл.3.4.

3.7. Баланс реактивной мощности

При эксплуатации системы электроснабжения должен выполняться баланс реактивной мощности. На предприятии источниками реактивной мощности являются – энергосистема, синхронные двигатели и батареи конденсаторов, включаемые на напряжение 0,4 и 10 кВ. К основным потребителям реактивной мощности относятся асинхронные двигатели, трансформаторы.

Расчет баланса реактивной мощности производится по методике, изложенной в /8/. При соблюдении баланса должно выполняться следующее соотношение:

$$0,9 \cdot Q_p - Q'_{сд} - Q_{\varepsilon} - Q_{вбк} = 0, \quad (93)$$

где Q_{p10} - расчетная реактивная нагрузка на стороне 10 кВ, квар;

$Q'_{сд}$ – дополнительная реактивная мощность, вырабатываемая синхронными двигателями, квар;

Таблица 3.4. Окончательный выбор сечений кабельных линий

№ п/п	Назначение линии	Выбранное сечение F, мм ²	Термически стойкое сечение F _{терм} , мм ²	Окончательное выбранное сечение F, мм ²	Длина линии, км	Расчетный ток линии, А	Удельное активное сопротивление R ₀ , Ом/км	Потери активной мощности ΔP, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,2	ГПП-ТП1	70	38,3	70	0,07	112,0	0,42	2,21
3,4	ТП1-ТП4	50	38,3	50	0,28	69,4	0,59	4,77
5,6	ГПП-ТП2	95	38,3	95	0,13	136,2	0,31	4,49
7,8	ТП2-ТП3	50	38,3	50	0,14	67,6	0,59	2,26
9-14	ГПП-СД1-6	35	38,3	50	0,46	103,8	0,59	52,64

$Q_{\text{э}}$ - реактивная мощность, потребляемая из системы, квар;

$Q_{\text{вбк}}$ - мощность компенсирующих устройств, установленных на стороне 10 кВ, квар.

На первом шаге проверяем выполнение баланса без учета реактивной мощности, потребляемой от энергосистемы, и установки высоковольтных батарей конденсаторов, принимаем $Q_{\text{э}} = 0$ и $Q_{\text{вбк}} = 0$.

$$\Delta Q = 0,9 \cdot Q_{\text{р10}} - Q'_{\text{сд}}, \quad (94)$$

Составляющие формулы имеют следующие значения:

$Q_{\text{р}} = 331$ квар (табл.3.1) – определяется как сумма расчетных реактивных мощностей на вводах КТП и расчетной мощности синхронных двигателей.

$Q'_{\text{сд}}$ в квар определяется по следующей формуле:

$$Q'_{\text{сд}} = 0,15 \cdot Q_{\text{рсд}} = 0,15 \cdot 2400 = 360 \text{ квар}, \quad (95)$$

где $Q_{\text{рсд}}$ - расчетная реактивная мощность синхронных двигателей, равная 2400 квар (табл.3.1).

$$\Delta Q = 0,9 \cdot 331 - 360 = - 62,1 \text{ квар}.$$

Величина $\Delta Q < 0$ - перекомпенсация. Для сведения баланса к нулю, снижаем потребление реактивной мощности от синхронных двигателей, принимаем $Q'_{\text{сд}} = 0,9 \cdot 331 = 279,9$ квар.

$$\Delta Q = 0,9 \cdot 331 - 279,9 = 0.$$

Таким образом, от энергосистемы реактивная мощность не потребляется, высоковольтные батареи конденсаторов не устанавливаются.

Коэффициент оснащённости компенсирующими устройствами находим как

$$\psi = (Q_{\text{кн}} + Q_{\text{сд}}) / P_{\text{р}} = (5300 + 2400) / 9219,4 = 0,83.$$

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. РУКОВОДЯЩИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ указания по расчету электрических нагрузок РТМ 36.18.32.4-92 – М.:Тяжпромэлектропроект, 1992 г.
2. Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок - М.:Тяжпромэлектропроект, 1990 г.
3. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 406 с.
4. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.4. использование электрической энергии / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г.Герасимова и др. (гл.ред. А.И.Попов). – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 696 с.
5. Свод правил СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
6. Электрическое освещение [Текст] : учеб. пособие / В.И.Бирюлин ; Курск.гос.техн.ун-т. Курск, 2007.
7. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ. ВНУТРЕННЕЕ ОСВЕЩЕНИЕ
Нормы технологического проектирования. Редакция 1996 года – М.: М.:Тяжпромэлектропроект, 1996 г
8. Кудрин Е.И., Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1995.
9. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ Нормы технологического проектирования 1-я редакция НТП ЭПП-94 – М.:Тяжпромэлектропроект, 1994 г.
10. ПОСОБИЕ К «УКАЗАНИЯМ ПО РАСЧЕТУ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК» – М.:Тяжпромэлектропроект, 1993 г.
11. ПОДСТАНЦИИ КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ТИПА КТП-СЭЩ®-А, КТП-СЭЩ®-П, КТП-СЭЩ®-СН НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ

МОЩНОСТЬЮ 250 ÷ 3150 кВА Техническая информация ТИ – 075 – 2008
Версия 1.5.

12. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – М.: Изд-во стандартов, 1997.

13. <http://elcom-energo.ru/aukrm.html>

14. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7 с изменениями и дополнениями на 2012 г. - М.: 2012.

15. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г.Герасимова и др. (гл.ред. А.И.Попов). – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2003.

16. Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации, приказ от 22 февраля 2007 г. N 49. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности.

17. РУКОВОДЯЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОРУ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ. РД 153-34.0-20.257-98. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2002 г.

18. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г.Герасимова и др. (гл.ред. А.И.Попов). – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2004.

19. Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.; под ред. И.П. Крючкова, В.А. Старшинова. — М.: Издательский дом МЭИ, 2012.

20. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 648 с.

21. Комплектные трансформаторные подстанции марки СЭЩ блочные модернизированные на напряжения 35,110,220 кВ. Техническая информация

ТИ-064. – Самара, ЗАО «ГРУППА КОМПАНИЙ «ЭЛЕКТРОЩИТ» - ТМ САМАРА», 2012.

22. Карнеева Л.К. Электрооборудование электростанций и подстанций (примеры расчетов, справочные данные) / Л.К.Карнеева, Л.Д.Рожкова. – Иваново, МЗЭТ ГОУ СПО ИЭК, 2006.

23. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д.Л.Файбисовича. – М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.

24. РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ТИПА РГП НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ С ПРИВОДОМ. Техническая информация. ТИ – 080. – Самарский завод «Электрощит», 2002.

25. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА ТФМ-110-II У1. Промышленный каталог. ОАО «Электрозавод».

26. ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НЕЛИНЕЙНЫЕ. Отраслевой каталог на серийно выпускаемые изделия. ЗАО «ЮЖНОУРАЛЬСКАЯ ИЗОЛЯТОРНАЯ КОМПАНИЯ». – Южноуральск, 2009 г.

27. УСТРОЙСТВО КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ 6÷10 кВ НА ТОКИ 630÷3150 А НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ КРУ СЭЩ®-59 (К-59). Техническая информация ТИ-160-2012. Версия 1.4. - Самарский завод «Электрощит», 2014.

28 <http://www.tavrida.ru/Product/CommutationDevice/VacuumSwitch1000A/TechnicalData.aspx>

29. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА ТОЛ-СЭЩ-10. ТЕХНИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОРТ.135.001 ТИ. - Самарский завод «Электрощит», 2014.

30.

30 Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для студ. сред. проф. образования /Л. Д. Рожкова, Л.К.Карнеева, Т.В.Чиркова. — 4-е изд., стер. — М.: Издательский центр «Академия», 2007.

31 http://www.electroshield.ru/izmeritelnye_transformatory_nali

32 <http://www.energomera.ru/ru/products/meters/ce304>

33 <http://www.elec.ru/library/manuals/kabeli-kontrolnye-kvvb-akvvb-kvvbg-akvvbg.html>

34 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях.: Руководство для практических расчетов. – М.:Изд-во ЭНАС, 2004.