

Аннотация

Выпускная квалификационная работа бакалавра раскрывает вопросы проектирования системы электроснабжения крупного промышленного предприятия. В работе спроектирована система электроснабжения ремонтно-механического завода. Были произведены расчеты ожидаемых нагрузок цехов как от силового оборудования, так и от системы искусственного освещения. По определенным значениям расчетной мощности были выбраны цеховые трансформаторные подстанции, низкое и высокое напряжение главной понизительной подстанции (ГПП), мощность силовых трансформаторов на ГПП и коммутационно-защитное оборудование.

Выпускная квалификационная работа бакалавра содержит 63 листа, 20 таблиц и 4 рисунков.

Содержание

Введение	5
1. Описание объекта проектирования	7
2. Определение расчетных электрических нагрузок	9
2.1. Расчёт нагрузок механического цеха	9
2.2. Расчёт нагрузок в целом по предприятию	15
3. Расчёт нагрузок искусственного освещения	19
4. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов подстанций	23
5. Расчет нагрузок главной понизительной подстанции	30
6. Выбор типа, числа и мощности трансформаторов главной понижительной подстанции	32
7. Выбор главной электрической схемы ГПП	39
8. Расчет токов короткого замыкания	41
9. Выбор электрических аппаратов и проводников	44
9.1. Выбор аппаратов на стороне высокого напряжения	44
9.2. Выбор аппаратов на стороне низкого напряжения	51
10. Собственные нужды ГПП	55
11. Расчёт заземления ГПП	57
12. Молниезащита ГПП	60
Заключение	61
Список использованных источников	62

Введение

Систему электроснабжения (СЭС) промышленного предприятия можно разделить на три системы: систему внешнего электроснабжения предприятия; систему внутреннего электроснабжения; систему внутрицехового электроснабжения и электропотребления. Вместе с тем, СЭС предприятия является подсистемой общей энергосистемы и подсистемой технологической системы производства самого промышленного предприятия. Электроэнергию, которая передается по электрическим сетям в систему электроснабжения предприятия, можно рассматривать как составляющую производственного процесса предприятия наравне с сырьем, используемыми материалами и затраченными трудозатратами.

К системе внешнего электроснабжения предприятия относятся электроустановки и устройства между узловым распределительным пунктом энергосистемы (УРП) и главной понизительной подстанцией (ГПП) или подстанцией глубокого ввода (ПГВ) предприятия. В качестве номинальных напряжений в системе внешнего электроснабжения промышленного предприятия применяются напряжения 35, 110, 220 кВ.

Внутренняя система электроснабжения предприятий характеризуется большой разветвленностью и протяженностью распределительной сети, включающей воздушные линии и кабельные, распределительные пункты (РП), трансформаторные подстанции (ТП), коммутационные аппараты. Распределение электрической энергии в системе внутреннего электроснабжения предприятия выполняется при $U = 6, 10, 20$ кВ.

Система внутрицехового электроснабжения включает цеховые сети (кабели, провода и шинопроводы с коммутационными и защитными аппаратами) от распределительного щита цеховой трансформаторной подстанции (ТП) или преобразовательной подстанции (ПП) до приемников электрической энергии. Распределение электрической энергии в системе внутрицехового электроснабжения выполняется при номинальных

напряжениях 380/220, 660, 1140 В переменного тока от ТП и при напряжениях 110, 220, 440, 825, 1200 В постоянного тока от ПП. Для отдельных технологических процессов применяются нестандартные значения напряжений. В системе внутрицехового электроснабжения промышленных предприятий в основном используются электрические сети с глухозаземленной (380/220 В) и с изолированной (660, 1140 В) нейтралью. К основному достоинству использования напряжения 380/220В относится возможность одновременного питания силовых электроприемников и осветительных сетей. Распределение электроэнергии в сетях напряжением до 1 кВ к электроприемникам осуществляется от щитов и пунктов распределительных (ПР) или от магистральных (ШМ) и распределительных (ШР) шинопроводов.

Целью выпускной квалификационной работы бакалавра является проектирование надежной и экономичной системы электроснабжения ремонтно-механического завода.

Основными задачами работы являются: определение расчетных электрических нагрузок, расчёт нагрузок искусственного освещения, выбор числа и мощности силовых трансформаторов цеховых подстанций, расчет нагрузок главной понизительной подстанции, выбор типа, числа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции, выбор электрических аппаратов на стороне высокого и низкого напряжения и проводников.

1 Описание объекта проектирования

Проектируемый завод располагается в районе Средней Волги. Основными направлениями деятельности ремонтно-механического завода будут:

- выпуск прицепов для сельскохозяйственной техники;
- изготовление металлических конструкций для строительства и ремонта сельскохозяйственных зданий, для строительства мостов и дорог, объектов и зданий городской и сельской инфраструктуры;
- последующее сервисно-техническое обслуживание сельскохозяйственной техники;
- изготовление и ремонт отдельных деталей и узлов в целом.

Проектируемый завод состоит из 16 зданий и сооружений.

Сведения об установленной мощности отдельных высоковольтных электроприемников и цехов завода приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Исходные данные по цехам предприятия

№ п/п	Название цеха или здания	P_H ЭП на напряжение 0,4 кВ, кВт	Эффективное число электроприемников $n_э$, шт
1	Гараж и зарядная станция (ГиЗС)	10	12
2	Компрессорная станция (КС)	532	5
3	Заготовительный участок (ЗУ)	45	5
4	Электроремонтный цех (ЭЦ)	244	7
5	Прессово – сварочный цех (ПСЦ)	765	52
6	Сантехнический участок (СУ)	79	5
7	Наполнительная (Н)	226	4

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Название цеха или здания	P_H ЭП на напряжение 0,4 кВ, кВт	Эффективное число электроприемников n_3 , шт
8	Механический цех (МЦ)	540	46
9	Насосная станция (НС)	339	19
10	Ремонтно – механический цех (РМЦ)	478	29
11	Столярный цех (СЦ)	93	10
12	Гальванический цех (ГЦ)	358	27
13	Литейный цех (ЛЦ)	432	28
14	Административный корпус (АК)	258	7
15	Столовая (С)	265	10
16	Склад готовой продукции (СГП)	94	5

Таблица 2 – Исходные данные по электроприёмникам на напряжение выше 1000В

№ п/п	Название цеха или здания	Вид высоко- вольтных ЭП	P_y од- ного ЭП, кВт	Кол-во ЭП, шт	Напряжение электро- приемников, кВ
2	Компрессорная станция (КС)	Синхронные ЭД	630	3	10
9	Насосная станция (НС)	Синхронные ЭД	1250	2	10

2 Определение расчетных электрических нагрузок

2.1 Расчёт нагрузок механического цеха

Для обоснованного выбора схемы электроснабжения промышленного предприятия и определения нагрузок принимают во внимание будущую модернизацию технологии производства и рост электрических нагрузок предприятия на 10 лет вперед [6].

Методы расчета электрических нагрузок. При проектировании системы электроснабжения используют различные методы определения расчетных нагрузок, которые с достаточной долей достоверности позволяют выбрать мощность источников питания, сечения линий сетей и коммутационную аппаратуру. Методы расчета электрических нагрузок подразделяют на две группы: основные и вспомогательные.

В основную группу входят методы расчета:

- коэффициента спроса и установленной мощности;
- коэффициента максимума и средней мощности (упорядоченных диаграмм);
- коэффициента расчетной мощности и средней мощности (модифицированный метод);
- коэффициента формы графика нагрузки и средней мощности;
- статистический метод;
- комплексный метод.

К вспомогательным можно отнести методы расчета:

- удельной нагрузки на единицу площади;
- удельного расхода электроэнергии на единицу продукции за определенный период.

Для определения расчетной нагрузки цеха будем использовать метод упорядоченных диаграмм.

Для каждого ЭП по справочной таблице в учебном пособии [1] определяем соответствующие данным ЭП коэффициенты использования (k_u) и коэффициенты мощности ($\cos \varphi$).

Рассчитываем суммарную активную мощность токарно-специальных станков :

$$P_{H.\Sigma} = P_{НОМ} \cdot n ; \quad (1)$$

$$P_{H.\Sigma} = 12 \cdot 7 = 84 \text{ кВт.}$$

Определяем коэффициент силовой сборки:

$$m = \frac{P_{H.МАКС}}{P_{H.МИН}} ; \quad (2)$$

$$m = \frac{35}{1,3} = 26,9 \Rightarrow m > 3 .$$

Определяем среднюю активную и реактивную нагрузки токарно-специальных станков:

$$P_C = K_H \cdot P_{H.\Sigma} ; \quad (3)$$

$$P_C = 0,13 \cdot 84 = 10,9 .$$

$$Q_C = P_C \cdot \operatorname{tg} \varphi ; \quad (4)$$

$$Q_C = 10,9 \cdot 1,98 = 21,58 .$$

Определение расчётных нагрузок для остальных групп электроприёмников выполним аналогично, результаты сводим в таблицу 5.

Определяем средний коэффициент использования и среднее значение $\operatorname{tg} \varphi_{cp}$ и $\cos \varphi_{cp}$:

$$K_{и.ср} = \frac{\sum P_C}{\sum P_{H.\Sigma}} ; \quad (5)$$

$$K_{и.ср} = \frac{98,37}{540,4} = 0,182 .$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{cp} = \frac{\sum Q_C}{\sum P_C} ; \quad (6)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{cp} = \frac{121,7}{98,37} = 1,24 .$$

Определяем эффективное число электроприёмников:

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum P_{H.\Sigma})^2}{\sum n P_{H.\Sigma}^2} ; \quad (7)$$

$$n_{\text{э}} = 30 \text{ шт.}$$

Определяем коэффициент максимума:

$$K_M = 0,75 .$$

Определяем расчётную нагрузку трёхфазных ЭП:

$$P_P = K_M \cdot \sum P_{C_M} ; \quad (8)$$

$$P_P = 0,75 \cdot 98,37 = 73,77 \text{ кВт.}$$

$$Q_P = 1 \cdot \sum Q_{C_M} ; \quad (9)$$

$$Q_P = 121,7 \text{ квар.}$$

Определяем полную расчётную нагрузку:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} ; \quad (10)$$

$$S_P = \sqrt{73,77^2 + 121,7^2} = 142,36 \text{ кВА.}$$

Определяем расчётный ток для электроприёмников рассчитываемого узла нагрузки:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H} ; \quad (11)$$

$$I_P = \frac{142,36}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 216,35 \text{ А.}$$

Полученные результаты сводим в таблицу 3.

Таблица 3 – Сводная таблица расчётных нагрузок силовых ЭП по механическому цеху без учета нагрузки освещения

№	Наименование узла питания или группы электроприёмников	Ко-во ЭП, n	Установленная мощность, приведённая к ПВ=100%		m	K _И	cosφ/tgφ	Средняя нагрузка		Эффективное число ЭП, n _Э	K _М	Расчётная нагрузка			I _Р , А
			Одного ЭП P _{н.макс} кВт	Всех ЭП P _н , кВт				P _с , кВт	Q _с , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Токарные специальные станки	7	12	84	-	0,13	0,45/1,98	10,9	21,58						
2	Алмазно-расточные станки	3	35	105	-	0,17	0,65/1,17	17,85	20,88						
3	Вертикально-фрезерные станки	4	8,6	34,4	-	0,17	0,65/1,17	5,848	6,84						
4	Наждачные станки	2	1,5	9,4	-	0,13	0,45/1,98	1,22	2,42						
5	Заточные станки	2	3,2												
6	Сверлильные станки	4	4	16	-	0,13	0,45/1,98	2,08	4,12						
7	Закалочные установки	3	12	36	-	0,75	1/0	27	0						
8	Круглошлифовальные станки	3	7,5	22,5	-	0,13	0,45/1,98	2,93	5,79						
9	Токарные полуавтоматы	4	18	72	-	0,13	0,45/1,98	9,36	18,53						
10	Балансировочные станки	2	3,4	6,8	-	0,13	0,45/1,98	0,9	1,75						

Продолжение таблицы 3

11	Вертикально-сверлильные станки	3	6	18	-	0,13	0,45/1,98	2,34	4,63						
12	Кран мостовой	1	7,9	7,9		0,16	0,5/1,73	1,264	2,18						
13	Агрегатные станки	3	16,5	49,5		0,13	0,45/1,98	6,435	12,74						
14	Шпоночно-фрезерные станки	3	25	75	-	0,13	0,45/1,98	9,75	19,3						
15	Магнитный дефектоскоп	2	1,3	2,6	-	0,13	0,45/1,98	0,5	1						
Итого без нагрузки освещения		46	35/ 1,3	540,4	>3	0,18	- / 1,24	98,37	121,7	30	0,75	73,77	121,7	142,3	216

2.2 Расчёт нагрузок в целом по предприятию

При расчете электрических нагрузок в целом по предприятию можно выделить следующие уровни [7]:

- шины распределительного пункта внутреннего электроснабжения предприятия. Расчетная нагрузка, создаваемая отдельными приемниками и трансформаторами с учетом потерь в них, используется для выбора сечения проводов и кабелей отходящих от РП линий, к отдельным приемникам и цеховым ТП, и отключающих аппаратов на этих линиях. Расчетная нагрузка на шинах каждой секции РП определяется для выбора сечения и материала шин, а также линий, питающих секцию РП и отключающих аппаратов, устанавливаемых на этих линиях.

- шины распределительного устройства главной понизительной подстанции. Определение расчетной нагрузки выполняется для выбора числа, мощности и типа силовых трансформаторов, сечения шин распределительного устройства ГПП, отключающих аппаратов на стороне низкого напряжения трансформатора.

- граница раздела предприятия и энергосистемы. Расчетную нагрузку на стороне ВН находят с учетом потерь в силовом трансформаторе, с учетом расчетной нагрузки на обмотке среднего напряжения или расщепленной обмотке, если трансформатор недвухобмоточный. Эта нагрузка используется для выбора сечения питающих линий и коммутационных аппаратов для присоединения трансформатора ГПП к энергосистеме.

P_p группы силовых трехфазных электроприемников на всех ступенях питающих и распределительных сетей находится по средней нагрузке и коэффициенту максимума.

Исходя из технологических особенностей и состава электрооборудования каждого цеха, определяются коэффициенты использования K_u и мощности $\cos\varphi$ в среднем по каждому цеху.

Используя значения n_{Σ} и $K_{и}$, по таблице находим коэффициенты максимума K_M и определяем расчетные активные P_P и реактивные Q_P нагрузки в целом для механического цеха:

$$P_P = K_M \cdot P_C = K_M \cdot K_{и} \cdot P_H ; \quad (12)$$

$$P_P = 0,75 \cdot 0,18 \cdot 540 = 72,9 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная нагрузка группы электроприемников принимается:

$$\text{при } n_{\Sigma} \leq 10 \quad Q_P = 1,1 Q_C = 1,1 P_H K_{и} \operatorname{tg} \varphi; \quad (13)$$

$$\text{при } n_{\Sigma} > 10 \quad Q_P = Q_C = P_H K_{и} \operatorname{tg} \varphi; \quad (14)$$

$$n_{\Sigma} = 30 \quad Q_P = 540 \cdot 0,18 \cdot 1,98 = 197,07 .$$

Определяем полную расчётную нагрузку:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} ; \quad (15)$$

$$S_P = \sqrt{72,9^2 + 197,07^2} = 205,8 \text{ кВА.}$$

Определяем расчётный ток для электроприёмников рассчитываемого узла нагрузки:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H} ; \quad (16)$$

$$I_P = \frac{205,80}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 305,65 \text{ А.}$$

Определение расчётных нагрузок остальных цехов промышленного предприятия выполняем аналогично, результаты заносим в таблицу 4.

Таблица 4 – Сводная таблица расчётных данных по промышленному предприятию без учета нагрузки освещения

№ п.п.	Наименование цехов и узлов СЭС ПП	P_H , кВт	$P_{H,Э}$, кВт	$n_{Э}$	K_H	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_C , кВт	Q_C , квар	K_M	P_P , кВт	Q_P , квар	S_P , кВ·А	I_P , А
Нагрузка 0,4 кВ														
01	Гараж и зарядная станция (ГиЗС)	10	0,82	12	0,21	0,64	1,18	2,1	2,35	0,92	1,83	2,35	2,97	6,85
02	Компрессорная станция (КС)	532	106,5	5	0,81	0,79	0,76	425,5	319,3	0,94	395,82	351,13	529,11	766,73
03	Заготовительный участок (ЗУ)	45	9,1	5	0,28	0,66	1,18	12,16	14,21	0,99	12,16	15,64	19,8	34,38
04	Электроремонтный цех (ЭЦ)	244	34,86	7	0,45	0,75	0,88	109,8	96,83	0,94	103,21	106,52	148,32	225,93
05	Прессово – сварочный цех (ПСЦ)	765	14,72	52	0,31	0,66	1,18	229,4	268,33	0,71	160,66	268,33	312,74	468,9
06	Сантехнический участок (СУ)	79	15,81	5	0,66	0,56	1,53	51,36	77,98	0,95	48,28	85,78	98,43	144,21
07	Наполнительная (Н)	226	56,51	4	0,61	0,76	0,89	135,61	119,6	0,98	135,61	131,56	188,93	278,37
08	Механический цех (МЦ)	540	11,74	46	0,18	0,45	1,98	97,2	192,46	0,75	72,90	192,46	205,80	305,65
09	Насосная станция (НС)	339	17,85	19	0,71	0,86	0,63	237,31	147,08	0,91	213,58	147,08	259,32	382
10	Ремонтно – механический цех (РМЦ)	478	16,49	29	0,36	0,56	1,53	167,31	254,05	0,76	125,49	254,05	283,35	415,67
11	Столярный цех	93	9,31	10	0,56	0,76	0,89	51,16	45,12	0,91	46,05	49,63	67,7	104,59

Продолжение таблицы 4

12	Гальванический цех (ГЦ)	358	13,27	27	0,6	0,78	0,80	214,8	172,33	0,85	182,58	172,33	251,06	378,90
13	Литейный цех (ЛЦ)	432	15,44	28	0,41	0,66	1,18	172,81	202,04	0,76	129,61	202,04	240,03	357,85
14	Административный корпус (АК)	258	36,86	7	0,4	0,7	1,02	103,2	105,29	0,94	97,01	115,81	151,07	228,33
15	Столовая (С)	265	26,50	10	0,7	0,55	1,52	185,5	281,68	0,9	166,95	309,85	351,96	511,55
16	Склад готовой продукции (СГП)	94	18,80	5	0,1	0,6	1,33	9,4	12,53	1,31	12,31	13,79	18,49	30,49
	Итого по нагрузке 0,4 кВ	4758	0,83...106,4	271	0,45	0,67	1,15	2205	2310,9	1	2204,65	2418,22	3318,7	4901,41
Нагрузка 10 кВ														
2	Компрессорная станция (СТД – 630 – 23УХЛ4)	1890	630	3	0,8	0,9	-0,48	1512	-732,30	1,16	1753,92	-732,30	1900,6	182,89
9	Насосная станция СТД – 1250 – 23УХЛ4	2500	1250	2	0,8	0,9	-0,48	2000	-968,64	1,18	2360	-968,64	2551,0	245,48
	Всего по нагрузке 10 кВ	4390	630...1250	5	0,8	0,9	-0,48	3512	-1700,9	1,17	4113,92	-1700,94	4451,6	428,36
	Всего по предприятию	9148	0,83...1250	276	0,49	0,69	0,97	5717	610,04	1	5716,65	717,28	5829,1	571,53

3 Расчёт нагрузок искусственного освещения

Основные указания и рекомендации, касающиеся выбора источников света (ИС) для осветительных установок (ОУ) указаны в отраслевых нормах по искусственному освещению. Выбирая ИС для освещения внутри производственных помещений необходимо учитывать наличие специальных требований по правильной цветопередаче. При отсутствии требований к цветопередаче можно использовать ДРЛ и НЛВД, в противном случае следует применять в зависимости от требуемого уровня цветопередачи ЛЛ соответствующей цветности, МГЛ или СИД [8].

Выбор световых приборов (СП) по конструктивному исполнению. Возможности применения СП в конкретных эксплуатационных условиях определяются климатическим исполнением и категорией размещения СП.

Конструктивное исполнение СП должно обеспечивать также пожаро- и взрывобезопасность при установке светильников в помещениях и наружных зонах со взрывоопасными средами, электробезопасность, надежность, стабильность светотехнических характеристик в условиях окружающей среды, удобство для обслуживающего персонала. Классы степеней защиты СП от вредных воздействий окружающей среды принимаются по ГОСТ Р МЭК 60598-1-2011 и ГОСТ 14254-96, а при выборе светильников для взрыво- и пожароопасных помещений дополнительно необходимо руководствоваться гл. 7.3 и 7.4 ПУЭ. Конструктивно-эксплуатационные параметры (принципиальная схема, эксплуатационная группа, вид материала, степень защиты) содержатся в каталогах и информационных материалах предприятий-изготовителей.

Установленная активная мощность нагрузки от осветительных установок внутри помещений определяется по формулам:

$$P_{po} = K_C \cdot P_y \cdot F \cdot n. \quad (17)$$

где K_c – коэффициент спроса осветительной нагрузки, принимаем $K_c = 0,95$;
 P_y – удельная активная мощность осветительной нагрузки; F – площадь цеха, м²; n – количество этажей, шт.;

$$P_y = P_{ym} \cdot \frac{E_n}{\eta \cdot 100} \quad (18)$$

где P_{ym} – удельная табличная активная мощность осветительной нагрузки; E_n – фактическая (требуемая) освещенность цеха, лк; η – КПД осветительной установки, устанавливаемой в цехе.

$$F = \frac{P}{K_F} \quad (19)$$

где P – установленная мощность цеха, кВт; K_F – плотность электрической нагрузки на один м² производственной площади, принимаем $K_F = 0,15$.

Высоту цеха от потолка до рабочей поверхности принимаем $h_p = 8$ м, и нормируемую освещенность $E_n = 300$ Лк, принимаем $P_{ym} = 4,2$ Вт/м².

Установленную реактивную нагрузку системы освещения находим по формуле:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (20)$$

Рассмотрим светильник производства «Световые технологии» НВО 400 М с ртутной лампой ДРЛ, НВО 400 Н с металлогалогенной лампой ДРИ и светодиодный светильник НВ 228 LED. Сравнение произведём для механического цеха.

Расчет выполним в программе DiaLux.

Сравнение средних значений освещенности и расчётных мощностей системы освещения, выполненной различными светильниками, представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение различных светильников

Светильник	$E_{ср}$, лк в рабочей зоне	P , Вт
НВО 400 М с ртутной лампой ДРЛ	322	14400
НВО 400 Н с металлогалогенной лампой ДРИ	336	9600
НВ 228 LED D64 5000К с тремя светодиодными модулями	342	5256

В результате произведенных расчётов качественное освещение при минимальной мощности системы освещения показали светодиодные светильники НВ 228 LED. Данные светильники устанавливаются на тросовом подвесе на высоте 6 метров. Корпус светильников выполнен из литого под давлением алюминия и покрашен серой порошковой краской.

В административном корпусе и столовой выбираем к установке светильники ALS.PRS 258. Устанавливаем их на поверхность потолка в помещении. Корпус светильника серого цвета выполнен из полиэстера усиленного стекловолокном. На съёмной металлической пластине устанавливается пускорегулирующая аппаратура.

Расчётные данные осветительной нагрузки по каждому цеху сводим в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчётные данные осветительной нагрузки по каждому цеху завода

№ п.п.	Наименование цехов ПП	P_{PO} , кВт	Q_{PO} , квар	S_{PO} , кВ·А
01	Гараж и зарядная станция (ГиЗС)	0,93	0,445	1,025
02	Компрессорная станция (КС)	1,13	0,545	1,245
03	Заготовительный участок (ЗУ)	2,329	1,129	2,589
04	Электроремонтный цех (ЭЦ)	4,592	2,224	5,104
05	Прессово – сварочный цех (ПСЦ)	8,993	4,357	9,993
06	Сантехнический участок (СУ)	1,19	0,573	1,313
07	Наполнительная (Н)	2,169	1,053	2,409
08	Механический цех (МЦ)	6,176	2,992	6,864
09	Насосная станция (НС)	2,585	1,253	2,873
10	Ремонтно – механический цех (РМЦ)	4,061	1,969	4,513
11	Столярный цех (СЦ)	2,705	1,309	3,009
12	Гальванический цех (ГЦ)	6,176	2,992	6,864
13	Литейный цех (ЛЦ)	5,641	2,733	6,265
14	Административный корпус (АК)	20,34	9,85	22,60
15	Столовая (С)	5,101	2,471	5,671
16	Склад готовой продукции (СГП)	1,476	0,716	1,64
17	Освещение наружной территории	15,296	7,408	16,996
	Итого по нагрузке освещения	90,852	44,008	100,958

4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов подстанций

Цеховые КТП выполняются напряжением 6-10/0,4-0,23 кВ с одним или двумя трансформаторами мощностью до 2500 кВ А включительно [6]. КТП могут подключаться к источнику питания (РУ-6-10 кВ) по двум схемам:

1. блока линия-трансформатор, в этом случае со стороны высокого напряжения используется глухое присоединение трансформатора и питающей линии. Этот вариант подключения используется при радиальной схеме распределительной сети 6-10 кВ;

2. со шкафом ввода со стороны высокого напряжения 6-10 кВ. В шкафу ВН, как правило, устанавливается выключатель нагрузки с предохранителем. Такая схема применяется в тех случаях, когда КТП питается по магистральной схеме.

Кроме этого коммутационные аппараты на вводе необходимо устанавливать в следующих случаях:

- при питании от пункта, находящегося в ведении другой эксплуатирующей организации;
- при удалении пункта питания от КТП на 3-5 км;
- при питании от воздушной линии;
- если отключающий аппарат нужен по условиям защиты.

Схема распределительного устройства НН также может быть выполнена по двум вариантам:

1. магистральная схема - шинопровод подключается непосредственно к трансформатору через автомат, обеспечивающий быстрое отключение магистрали при аварии;

2. радиальная схема - отдельные приемники электроэнергии, мощность которых больше 100 кВт, РП, ЩСУ через автоматические выключатели подключаются к РУ НН КТП. В этом случае РУ НН выполняется из шкафов различного назначения: вводных, линейных и секционных (на двухтрансформаторных КТП).

При наличии на напряжении 0,4 - 0,23 кВ потребителей электроэнергии, относящихся к I категории по надежности электроснабжения, на секционном автомате устанавливается устройство автоматический ввод резерва (АВР). В нормальном режиме работы секционный автомат отключен.

Размеры помещения КТП определяются размерами трансформатора (зависят от мощности), наличием шкафа ввода ВН, количеством шкафов РУ НН, размерами проходов для обслуживания. Шкафы КТП устанавливаются на кабельном канале, имеющем выход из помещения подстанции. Ввод питающего кабеля 6 - 10 кВ выполняется в трубе.

Плотность электрической нагрузки определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}} ; \quad (21)$$

где S_p - расчетная электрическая нагрузка цеха, $F_{ц}$ - площадь цеха.

Величина σ определяется в предположении, что электрические нагрузки распределены относительно равномерно по площади цеха.

Произведём расчёт для первой группы цехов (гараж, зарядная станция, компрессорная станция, электроремонтный цех):

$$\sigma = \frac{7,29 + 534,31 + 169,29}{576 + 1044 + 1197} = 0,252 .$$

Мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_p = \frac{P_p}{K_3 \cdot N} \text{ кВА}; \quad (22)$$

где P_p – активная расчетная нагрузка, кВт; N – число трансформаторов; K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов, 0,75.

Количество трансформаторов одной подстанции зависит от категории электроприемников по надежности электроснабжения.

$$S_p = \frac{4,12 + 398,61 + 114,7}{0,75 \cdot 2} = 345 \text{ кВА.}$$

Выбираем две КТП–Т–ZN-400/10/0,4–11–У1 внешний вид которых представлен на рисунке 1 с силовыми трансформаторами ТМГ-400. Производитель КТП – ООО «ПК Электрум», производитель силовых трансформаторов ТМГ-400 – ООО «Тольяттинский Трансформатор».



Рисунок 1 – Внешний вид комплектной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ серии «Т –ZN»

Расположение КТП выбираем по возможности ближе к центрам электрических нагрузок цехов, учитывая расположение технологического оборудования и отсутствие помех технологическому процессу. Выбираем внутрицеховые КТП как наиболее экономичные.

Расчёты для остальных цехов проводим аналогичным образом. Результаты расчётов сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчётов мощностей силовых трансформаторов КТП

№ цеха	σ , кВА/м ²	F, м ²	P _p ЭП, кВт	Категория надёжности эл. снаб.	Расчётная мощность силовых тр-ров на КТП	Принято к установке		
						S _{ном} тр-ров на КТП	N тр-ров на ТП, шт	N КТП, шт
1+2+4	0,184	2817	517,42	3, 1	345	400	2	1
3+5+8	0,061	4855	289,45	2	193	250	2	1
6+7+9+ +10+11	0,142	4249	600,7	3,2,1	400	400	2	1
12+13+16	0,076	4707	357,72	3,2	238	250	2	1
14+15	0,155	1863	289,40	3	386	400	1	1

Определяем наибольшую реактивную мощность, которую выгодно передать через трансформаторы в сеть 0,4 кВ:

$$Q_T = \sqrt{K_3 \cdot N_T \cdot S_{\text{НОМ.Т}}^2 - P_p^2}; \quad (23)$$

где P_p – расчетная активная нагрузка цехов от низковольтных потребителей ;
 K_3 – допустимый коэффициент загрузки силовых трансформаторов в нормальном режиме работы; $S_{\text{НОМ.Т}}$ – выбранная номинальная мощность силовых трансформаторов цеховых КТП

Произведём расчёт для первой группы цехов (гараж, зарядная станция, компрессорная станция, электроремонтный цех):

$$Q_T = \sqrt{0,75 \cdot 2 \cdot 400^2 - 517,42^2} = 303,76 \text{ квар.}$$

Определяем суммарную мощность низковольтных компенсирующих устройств по первому этапу:

$$Q_{\text{нкул}} = Q_p - Q_T; \quad (24)$$

где Q_p – расчётная реактивная нагрузка трёхфазных электроприёмников ;
 Q_T – наибольшая реактивная мощность, которую выгодно передать через трансформаторы в сеть 0,4 кВ

$$Q_{\text{нкул}} = (3,45 + 352,48 + 112,08) - 303,76 = 164,24 \text{ квар.}$$

Расчётов по остальным цехам производим аналогичным образом, результаты заносим в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчётная мощность КУ

№ цеха	Q_m , квар	$Q_{нкү}$, квар
1+2+4	303,76	164,24
3+5+8	238,43	259,15
6+7+9+10+11	0,00	600,69
12+13+16	112,53	291,70
14+15	79,05	358,93

На основании проведенных расчётов мощности КУ выбираем компенсирующие установки типа КРМ производства компании «СлавЭнерго». Параметры регулируемых установок приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристики установок компенсации реактивной мощности

Мощность установки, квар	20-1000
Количество ступеней	1-12
Номинал ступени, квар	5, 10, 15,25,50
$\cos \varphi$	>0,98
Степень защиты	IP 40 (IP 54)
Исполнение	Напольное, навесное
Габаритные размеры:	
высота, мм	1800(2000)
ширина, мм	800(600)
глубина, мм	450
Уровень рабочих перегрузок	До 2,5 In
Уровень пусковых перегрузок	До 200 In
Рабочее напряжение	230-690 В + 15 %
Рабочая частота	50/60 Гц
Жидкокристаллический цифровой регулятор фактора мощности «SIEMENS»	

Продолжение таблицы 9

Индикация напряжения сети, тока, частоты мощности, $\cos \varphi$, гармоник с 1 по 19	
Индикация общей длительности включения для каждой конденсаторной батареи	
Точность индикации напряжения, %	1,5
Точность индикации $\cos \varphi$, %	$\pm 0,01$
Точность индикации гармоник, %	± 8
Срок службы, ч	130 000
Рабочая температура, °С	-25-+55
Температура хранения, °С	-25 - +75
Влажность, %	40-95
Высота над уровнем моря, м	<2000

В таблицу 10 сведены характеристики выбранных компенсирующих устройств для каждой группы зданий.

Таблица 10 – Характеристики выбранных КУ

Название цехов СЭС ПП	Обозначение КУ	$Q_{\text{ном}}$, квар	Шаг регулировки, квар	Ток, А	Питающий медный кабель, мм ²
1+2+4	КРМ(УКМ58)-0,4-175-25	175	25	116	2 каб х (3 х 50)
3+5+8	КРМ(УКМ58)-0,4-275-25	275	25	158	2 каб х (3 х 95)
6+7+9+10+11	КРМ(УКМ58)-0,4-600-50	600	50	300	2 каб х (3 х 240)
12+13+16	КРМ(УКМ58)-0,4-300-25	300	25	170	2 каб х (3 х 120)
14+15	КРМ(УКМ58)-0,4-375-25	375	25	185	2 каб х (3 х 150)

5 Расчет нагрузок главной понизительной подстанции

По годовому графику нагрузки определяем характер изменения полной мощности подстанции:

$$S_{iH} = \frac{P_{iH}}{\cos \varphi_{iH}} \quad (25)$$

Определяем годовое электропотребление отдельных потребителей:

Механический завод:

$$P = 6,507 \text{ МВт}$$

$$W_{II} = \sum_{i=1}^n P_{iH} \cdot t_i \quad (26)$$

$$\begin{aligned} W_{II} &= 6,507 \cdot (1 \cdot 1 + 0,86 \cdot 1 + 0,8 \cdot 2 + 0,72 \cdot 2,5 + 0,63 \cdot 2,26) \cdot 10^3 = \\ &= 52731,42 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Сторонние потребители:

$$P = 10,715 \text{ МВт}$$

$$\begin{aligned} W_{II} &= 10,715 \cdot (1 \cdot 1 + 0,8 \cdot 3 + 0,75 \cdot 2 + 0,55 \cdot 1 + 0,4 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = \\ &= 65940,11 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

По графикам полной мощности отдельных потребителей электроэнергии построим суммарный годовой график нагрузки для силовых трансформаторов ГПП (рисунок 2).

$$W_{IC} = \sum W_{II} = 52731,42 + 65940,11 = 118671,53 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (27)$$

$$S_{\max IC} = \sum S_{\max iH} = 6,546 + 11,835 = 18,38 \text{ МВА}. \quad (28)$$

Продолжительность максимальной нагрузки в году:

$$T_m = \frac{W_{ПС}}{\sum P_{max ПС}}; \quad (29)$$

$$T_m = \frac{118671,53}{6,507 + 10,715} = 6850,52 \text{ ч.}$$

Коэффициент заполнения годового графика нагрузки ГПП найдем по формуле:

$$K_{zn} = \frac{W_{ПС}}{8760 \cdot P_{max ПС}} = \frac{T_m}{8760} = \frac{6850,52}{8760} = 0.777. \quad (30)$$

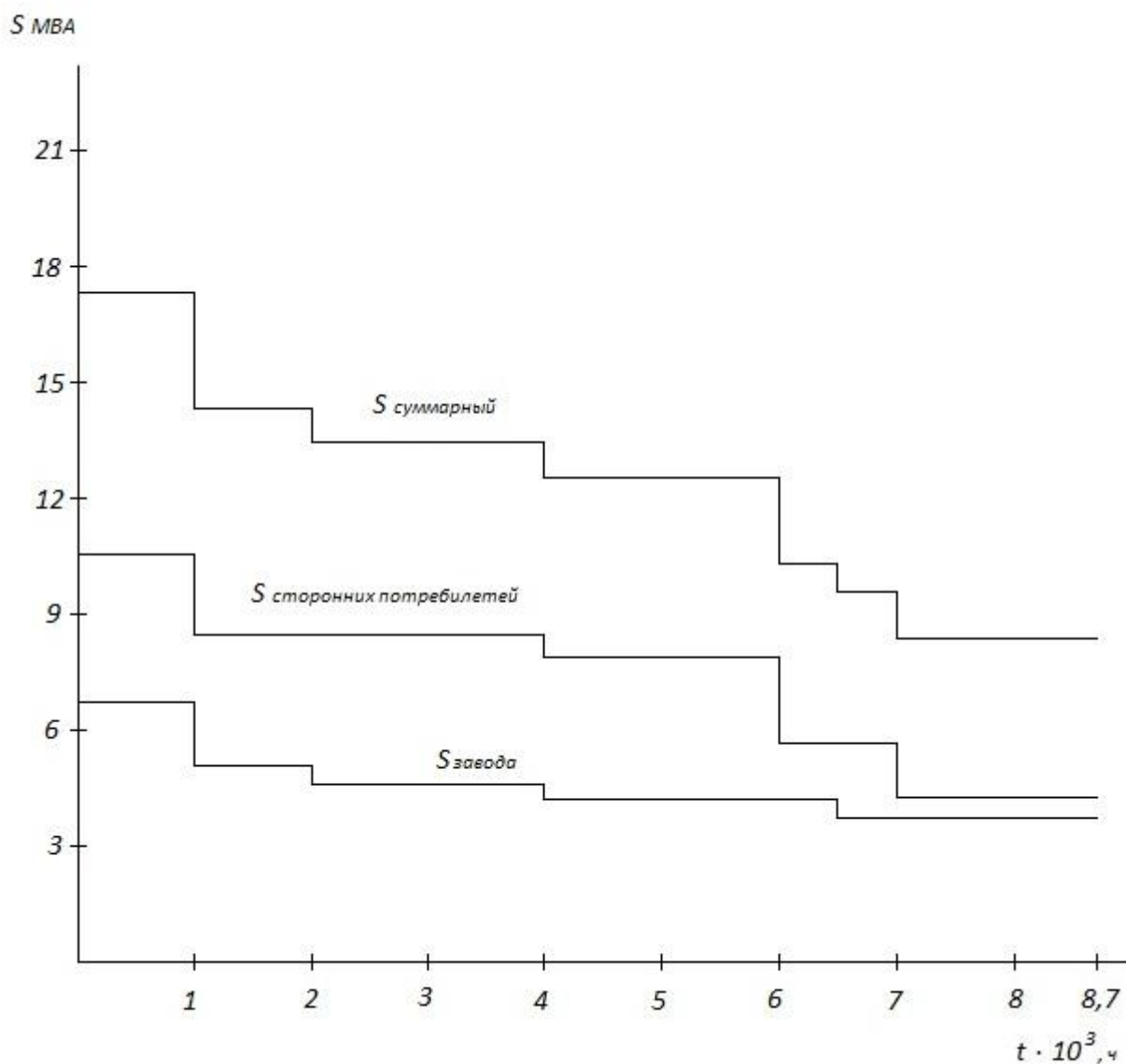


Рисунок 2 – Годовой график нагрузки силовых трансформаторов ГПП

6 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции

Длительная работа силовых трансформаторов возможна при соблюдении нормированных условий их эксплуатации. Реальные условия эксплуатации могут сильно отличаться [6]. Возникает вопрос о допустимости перегрузок трансформатора, которые возникают при наличии одного или нескольких условий:

$$S_{\text{НГ}} > S_{\text{НОМ.Т.}}; \theta_0 > \theta_{0.\text{НОМ}} = +20^{\circ}\text{C}; U > U_{\text{НОМ.Т.}}$$

Перегрузка по напряжению силового трансформатора должна нормально исключаться схемой и режимом работы электрической сети и защитными устройствами. Таким образом, обычно рассматривается возможная допустимость перегрузок по мощности или току в условиях изменения температуры охлаждающей среды.

Под нагрузочной способностью силового трансформатора понимают его свойство нести нагрузку выше номинальной при условиях эксплуатации, определяемых предварительной нагрузкой и температурой охлаждающей среды.

Номинальное напряжение стороны ВН ГПП промышленного предприятия зависит от конкретных источников питания, уровней напряжения на них и расстояния от подстанции до этих источников питания. Низкое напряжение ГПП принимаем равным 10кВ, т.к. имеются высоковольтные двигатели на напряжение 10 кВ и это напряжение более экономично по сравнению с напряжением 6 кВ.

Величина рационального напряжения по формуле Стилла:

$$U_{\text{РАЦИ}} = 4.34 \cdot \sqrt{L_i + 0.016 \cdot P_{\text{РП}}}; \quad (31)$$

где L_i – длина питающей ГПП линии; $P_{\text{РП}}$ – расчетная нагрузка предприятия на стороне НН ГПП.

$$U_{РАЦи} = 4.34 \cdot \sqrt{60 + 0.016 \cdot 19,222} = 84 \text{ кВ.}$$

Расчетная максимальная нагрузка предприятия:

$$P_{PI} = P_{PH} + P_{PB} + P_{OCB}; \quad (32)$$

где P_{PH} - расчетная активная низковольтная нагрузка всех цехов и других потребителей предприятия; P_{PB} - расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия; P_{OCB} - расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включая внутрицеховое и наружное освещение;

$$P_{PI} = 2204 + 4113 + 189 = 6507 \text{ кВт.}$$

Полную расчетную нагрузку промышленного предприятия, необходимую для выбора силовых трансформаторов подстанции определим по формуле:

$$S_{PI} = \sqrt{P_{PI}^2 + Q_{ЭCi}^2}; \quad (33)$$

где $Q_{ЭCi}$ - экономически целесообразная реактивная мощность на стороне ВН ГПП, потребляемая предприятием из электроэнергосистемы.

$$S_{PI} = \sqrt{(6,507 + 10,715)^2 + (1,164)^2} = 17,26 \text{ МВА.}$$

Так как на предприятии присутствуют потребители I категории по надежности электроснабжения, то выбираем 2 силовых трансформатора. $S_{ТНОМ}$ определяем с 40% перегрузкой в послеаварийном режиме и с учетом коэффициента участия потребителей первой категории:

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{max ПС} \frac{1}{K_{пер}} = 0,8 \cdot 17,26 \cdot \frac{1}{1,4} = 9,86 \text{ кВА.} \quad (34)$$

Выбираем для дальнейшего рассмотрения варианты с установкой трансформаторов мощностью 10 и 16 МВА.

Рассмотрим вариант комплектования ГПП трансформаторами ТДН-10000/110/10.

Таблица 11 – Паспортные данные силового трансформатора ТДН 10000/110

Тип тр-ра	S _{НОМ} , МВА	Паспортные данные						
		U _{НОМ} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	Цена, руб
		ВН	НН					
ТДН- 10000/110	10	115	10,5	10,5	58	14	0,9	8 400 000

Находим приведенные потери мощности в стали трансформатора на XX:

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x = 14 + 0,05 \cdot 90 = 18,5 \text{ кВт}, \quad (35)$$

$$\text{где } Q_{xx} = \frac{I_{xx\%} \cdot S_{НОМ Т}}{100} = \frac{0,9 \cdot 10000}{100} = 90 \text{ квар}, \quad (36)$$

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт/квар.}$$

Находим приведенные нагрузочные потери мощности силового трансформатора:

$$Q_k = \frac{U_{к\%} \cdot S_{НОМ Т}}{100} = \frac{10,5 \cdot 10000}{100} = 1050 \text{ квар.} \quad (37)$$

$$\Delta P'_k = \Delta P_k + K_{un} \cdot \Delta Q_k = 58 + 0,05 \cdot 1050 = 106,5 \text{ кВт.} \quad (38)$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном,Т}} = \frac{17,222}{10 \cdot 2} = 0,8611. \quad (39)$$

Приведенные потери мощности определим по формуле:

$$P_m = \Delta P_x + K_3^2 \cdot \Delta P_k = 18,5 + 0,919^2 \cdot 106,5 = 108,44 \text{ кВт}. \quad (40)$$

На основании графиков нагрузки находим потери электроэнергии в силовых трансформаторах ПС ΔW и их стоимость $I_{\Delta W}$:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{36}^2 \cdot \Delta P'_k \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (41)$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии в силовых трансформаторах сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ТДН-10000/110/10

i	S_{Bi}	T_i , ч	K_{3Bi}	ΔW_{xi} , кВт·ч	$\Delta W_{k,Bi}$, кВт·ч
1	17,222	1000	0,8611	37000	157938,054
2	14,168	1000	0,7084	37000	106889,909
3	13,778	2000	0,6889	74000	202172,447
4	12,721	2000	0,63605	74000	172342,391
5	10,578	500	0,5289	18500	29791,7999
6	9,992	500	0,4996	18500	26582,417
7	8,385	1700	0,41925	62900	63646,5207
$\sum \Delta W_{xi} = 321900$		$\sum \Delta W_{k,Bi} = 759363,539$			

На основании расчетных графиков нагрузки определяется стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе на подстанции:

$$I_{\Delta W ПС} = (W_x + \Delta W_k) \cdot C = 321900 + 759363,54 \cdot 1,5 = 1621895,31 \text{ руб.} \quad 42$$

где $C=1,5$ руб/кВт·ч – стоимость 1кВт·ч.

Определяем приведенные затраты:

$$Z_{пр} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_э + I_{\Delta WTC} = 0,15 \cdot 2 \cdot 8400000 + 0,094 \cdot 8400000 + 1621895,31 = 4931495,31 \text{ руб.} \quad (43)$$

где $E_n = 0,15$ – номинальный коэффициент эффективности; K – капитальные затраты на оборудование ПС; $I_э = P_{сум} \cdot K$ – ежегодные эксплуатационные издержки (для ПС 110 кВ $P_{сум} = 0,094$).

Рассмотрим вариант, если ГПП будет укомплектована силовыми трансформаторами ТДН - 16000/110/10.

Таблица 13 – Каталожные данные трансформатора ТДН 16000/110

Тип тр-ра	$S_{НОМ}$, МВА	Паспортные данные						Цена, руб
		$U_{НОМ}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	
		ВН	НН					
ТДН-16000/110	16	115	10,5	10,5	85	18	0,7	10 800 000

Находим приведенные потери мощности в стали трансформатора на XX:

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x = 18 + 0,05 \cdot 112 = 23,6 \text{ кВт} ,$$

$$\text{где } Q_{xx} = \frac{I_{xx\%} \cdot S_{НОМТ}}{100} = \frac{0,7 \cdot 16000}{100} = 112 \text{ квар},$$

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт/квар}.$$

Находим приведенные нагрузочные потери мощности трансформатора:

$$Q_k = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot S_{НОМТ} = \frac{10,5 \cdot 16000}{100} = 1680 \text{ квар}$$

$$\Delta P'_k = \Delta P_k + K_{ип} \cdot \Delta Q_k = 85 + 0,05 \cdot 1680 = 169 \text{ кВт}$$

Коэффициент загрузки силового трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном,Т}} = \frac{17.22}{16 \cdot 2} = 0.538$$

Приведенные потери мощности в силовом трансформаторе:

$$P_m = \Delta P_x + K_3^2 \cdot \Delta P_k = 23.6 + 1.012^2 \cdot 169 = 196.6 \text{ кВт}$$

На основании графиков нагрузки находим потери электроэнергии в силовых трансформаторах ПС ΔW и их стоимость $I_{\Delta W}$:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{36}^2 \cdot \Delta P_k \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k .$$

Результаты расчетов потерь электроэнергии в силовых трансформаторах приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ТДН-16000/110/10

i	S _{Bi} , МВА	T _i , ч	K _{3Bi}	ΔW _{xi} , кВт·ч	ΔW _{к,Bi} , кВт·ч
1	17,222	1000	0,5381875	47200	97900,2754
2	14,168	1000	0,44275	47200	66257,3161
3	13,778	2000	0,4305625	94400	125319,629
4	12,721	2000	0,39753125	94400	106829,02
5	10,578	500	0,3305625	23600	18466,8947
6	9,992	500	0,31225	23600	16477,5106
7	8,385	1700	0,26203125	80240	39452,252
ΣΔW _{xi} =410640				Σ ΔW _{к,Bi} =470702,9	

На основании расчетных графиков нагрузки определяется стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе на подстанции:

$$I_{\Delta W ПС} = (W_x + \Delta W_k) \cdot C = 410640 + 470702,9 \cdot 1,5 = 1322013 \text{ руб.}$$

Определяем приведенные затраты на трансформаторы ТДН-16000/110/10:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + И = E_{\text{н}} \cdot K + И_{\text{э}} + И_{\Delta \text{WПС}} = 0,15 \cdot 2 \cdot 10800 + 0,094 \cdot 1080 + 1322 = 5577 \text{ тыс. руб.}$$

Так как приведенные затраты на силовые трансформаторы ТДН-16000/110/10 превышают затраты на трансформаторы ТДН-10000/110/10, то выбираем для дальнейшего рассмотрения и установки на проектируемой ГПП трансформаторы марки ТДН- 10000/110/10.

7 Выбор главной электрической схемы ГПП

Главная понизительная подстанция является одним из основных звеньев системы электроснабжения предприятия [6]. Место расположения ГПП зависит от генплана предприятия, который в свою очередь определяется технологическим процессом производства.

Схема ГПП зависит от схемы присоединения подстанции к питающей сети и, исходя из общей схемы электроснабжения промышленного предприятия, должна удовлетворять ряду требований:

- обеспечивать необходимую надежность электроснабжения потребителей предприятия;
- обеспечивать перспективу развития;
- давать возможность выполнения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения большого количества присоединений.

На ГПП, как правило, устанавливаются двухобмоточные или двухобмоточные трансформаторы с расщепленными обмотками низшего напряжения.

По способу защиты силовых трансформаторов ГПП выполняются с выключателями на стороне высшего напряжения и схемы без выключателей с применением простейших аппаратов или при помощи «глухих» присоединений. Подстанции, на высшем напряжении которых нет выключателей, называются подстанциями по упрощенным схемам.

При разработке схем подстанций стремятся к максимальному их упрощению и к применению минимума коммутационных аппаратов в них. Такие схемы не только дешевле, но и надежнее. При выборе схем подстанций важно правильно выбрать и установить коммутационные аппараты. При этом нужно исходить из назначения подстанции, ее мощности и ответственности, а также из величин токов короткого замыкания.

Подстанции, обеспечивающие электроэнергией потребителей первой категории, выполняются двухтрансформаторными. На стороне 10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство.

Достоинствами этой схемы являются: простота, низкая стоимость позволяющая обеспечить надежность электроснабжения потребителей. Главная электрическая схема подстанции 110/10 кВ с двумя силовыми трансформаторами мощностью по 10 МВА изображена на рисунке 3.

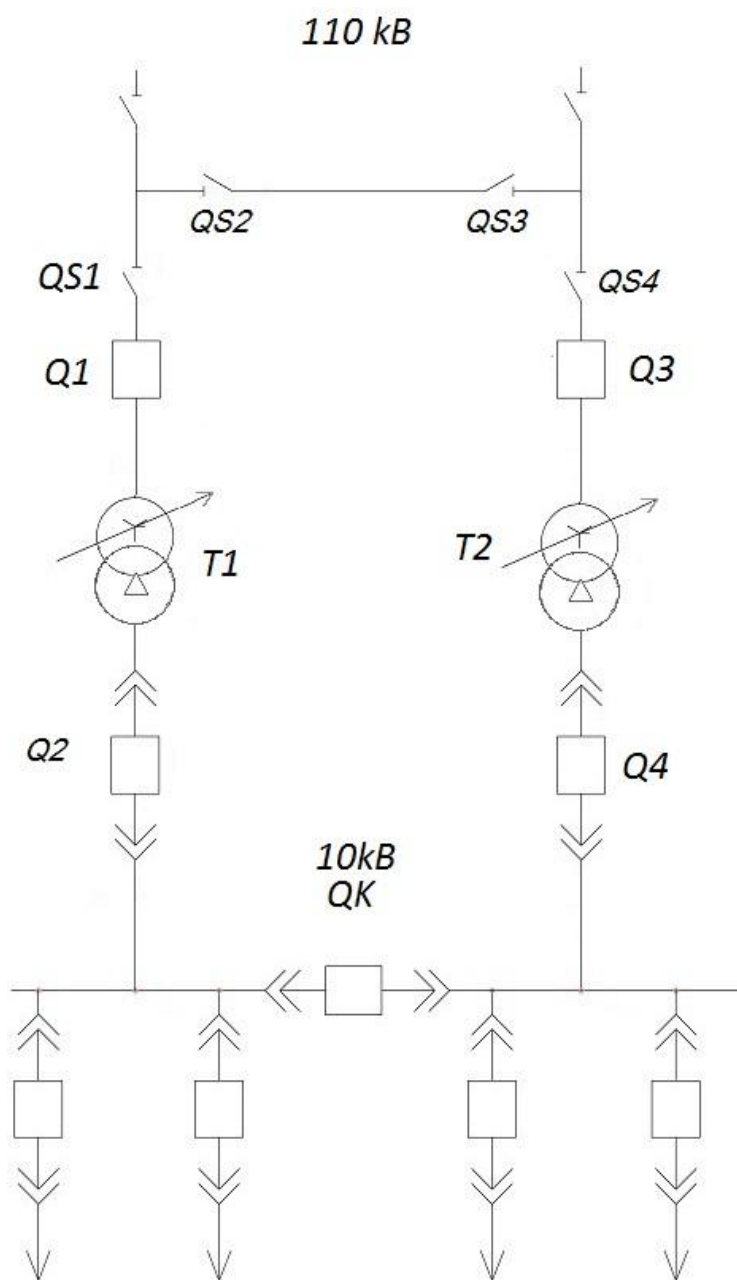


Рисунок 3 – Главная электрическая схема подстанции

8 Расчет токов короткого замыкания

В системах электроснабжения промышленных предприятий и непромышленных объектов могут появляться короткие замыкания (КЗ), которые вызывают резкое и значительное увеличение токов [3]. Все основное электрооборудование системы внутреннего электроснабжения предприятия или объекта должно быть выбрано и проверено с учетом воздействия этих токов.

Рассматривают следующие виды коротких замыканий:

- трехфазное симметричное короткое замыкание;
- двухфазное короткое замыкание - когда две фазы соединятся между собой без образования электрического контакта с землей;
- однофазное короткое замыкание - одна фаза образует электрический контакт по земле с нейтралью источника питания;
- двухфазное короткое замыкание на землю – когда две фазы образуют электрический контакт между собой и землей.

Одними из главных причин возникновения КЗ являются нарушения изоляции в частях электроустановок, неправильные или ошибочные действия обслуживающего персонала, перекрытия изоляции вследствие возникновения перенапряжений в системе электроснабжения. Короткие замыкания приводят к нарушению нормального электроснабжения потребителей, подключенных к поврежденным участкам электросети, из-за понижения на них напряжения ниже допустимого порога и нарушения работы части энергосистемы. Поэтому короткие замыкания должны быть устранены устройствами защиты в минимальные сроки.

Все элементы системы электроснабжения должны удовлетворять расчетным условиям их работы. Под расчетными условиями в общем случае понимаются наиболее тяжелые условия, в которых могут оказаться электрические аппараты и проводники.

Схемы для расчётов токов КЗ представлены на рисунке 4.

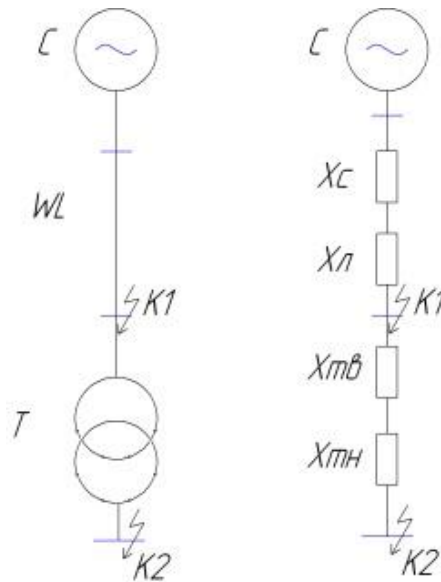


Рисунок 4 - Расчётная схема и схема замещения

Исходные данные:

Система: $U_H = 110$ кВ; $S_{\sigma} = 1000$ МВА; $S_{\kappa} = 2700$ МВА; линия: $X_0 = 0,4$ Ом/км; $l = 60$ км; $U_H = 110$ кВ; силовой трансформатор: $S_H = 10$ МВА; $S_{\sigma} = 1000$ МВА

Расчёт сопротивлений элементов:

$$x_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}} = \frac{1000}{2700} = 0,37 \quad (45)$$

$$x_l = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_H^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,81 \quad (46)$$

$$x_m = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{нт}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10,5 \quad (47)$$

Расчёт трехфазного КЗ в точке К1:

Найдём суммарное сопротивление в о.е., приведенных к базисным расчетным параметрам

$$x_{\Sigma K1} = x_c + x_l = 2,18 \quad (48)$$

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА} \quad (49)$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E}{x_{\Sigma K1}} \cdot I_{\phi} = \frac{1}{2,18} \cdot 5,02 = 2,3 \text{ кА} \quad (50)$$

$$i_{y\phi} = \sqrt{2} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot k_{y\phi} = \sqrt{2} \cdot 2,2 \cdot 1,8 = 5,85 \text{ кА} \quad (51)$$

где $k_{y\phi} = 1,8$

Расчёт трехфазного КЗ в точке К2:

Найдём суммарное сопротивление в о.е., приведенных к базисным расчетным параметрам

$$x_{\Sigma K2} = x_{\Sigma K1} + x_m = 2,18 + 10,5 = 12,68 \quad (52)$$

$$I_{\phi} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА} \quad (53)$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E}{x_{\Sigma K2}} \cdot I_{\phi} = \frac{1}{12,68} \cdot 54,99 = 4,33 \text{ кА} \quad (54)$$

$$i_{y\phi} = \sqrt{2} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot k_{y\phi} = \sqrt{2} \cdot 4,33 \cdot 1,93 = 11,93 \text{ кА} \quad (55)$$

где $k_{y\phi} = 1,93$

Результаты расчетов сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты расчетов токов КЗ

Точка КЗ	U _н , кВ	k _{уд}	I ⁽³⁾ _{КЗ} , кА	i _{уд} , кА
К1	110	1,8	2,3	5,85
К2	10	1,93	4,33	11,93

9 Выбор электрических аппаратов и проводников

Выбор аппаратов и проводников для проектируемой ГПП производится по электрической схеме и расчетным условиям.

9.1 Выбор аппаратов на стороне высокого напряжения

Выбор выключателя.

Предварительно выбираем выключатель ВГП-110- 20/2500 УХЛ1.

На подстанциях со стороны высшего напряжения 35 - 220 кВ в настоящее время, как правило, применяются: масляные, воздушные или элегазовые выключатели [6].

Все выключатели сначала выбираются по продолжительным режимам работы, а затем проверяются на действие токов короткого замыкания по аварийному режиму.

Выбор высоковольтных выключателей производят:

- по напряжению установки высоковольтного выключателя:

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

где $U_{\text{уст}}$ - напряжение установки с выключателем, кВ; $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение выключателя, кВ;

- по длительному току, протекающему через выключатель, в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}};$$

- по максимальному длительному току, протекающему через выключатель:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}};$$

где $I_{\text{ном}}$ - номинальный ток выключателя, кА; I_{max} - максимальный ток ремонтного или послеаварийного режима, кА.

Выбранные высоковольтные выключатели проверяются на действие токов короткого замыкания.

- проверка на отключающую способность.

Отключение симметричного тока короткого замыкания:

$$I_{п,\tau} \leq I_{откл.ном},$$

где $I_{п,\tau}$ - периодическая составляющая тока КЗ в момент времени при расхождении контактов силового выключателя, кА; $I_{откл.ном}$ - номинальный ток отключения высоковольтного выключателя, кА.

Минимальное время от момента возникновения короткого замыкания до начала расхождения контактов τ определяется в соответствии с выражением:

$$\tau = \tau_{р.з.мин} + \tau_{с.в.откл},$$

где $\tau_{р.з.мин}$ - минимальное время, за которое срабатывает релейная защита, с; $\tau_{с.в.откл}$ - время действия механизма отключения высоковольтного выключателя, с.

Проверяем предварительно выбранный выключатель по следующим параметрам:

1) Номинальному напряжению ($U_{ном}$):

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном} \quad (56)$$

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$$

2) Номинальному току ($I_{ном}$) [стр. 37, 7]:

$$I_{ном.дл} \leq I_{ном}; \quad (57)$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 70,35 \text{ А};$$

$$I_{ном} = 2500 \text{ А}.$$

3) Отключающей способности ($I_{откл.ном}$):

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{п,\tau} \leq I_{откл.ном}; \quad (58)$$

$$I_{п,\tau} = 2,3 \text{ кА} \leq I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}.$$

б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ. (i_a):

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} / 100) \cdot I_{откл.ном} ; \quad (59)$$

$$\tau = t_{pz} + t_{св} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с};$$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 20 = 14,14 \text{ кА} ;$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н,о} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 2,3 \cdot e^{-0,04/0,1} = 1,98 \text{ кА} .$$

4) Предельному сквозному току КЗ – на электродинамическую стойкость ($I_{нрс}$):

$$I_{н,о} \leq I_{нрс} ; \quad (60)$$

$$I_{н,о} = 2,3 \text{ кА} \leq I_{нрс} = 20 \text{ кА} ;$$

$$i_{yд} \leq i_{нрс} ;$$

$$i_{yд} = 5,85 \text{ кА} \leq i_{нрс} = 102 \text{ кА} .$$

5) Тепловому импульсу – на термическую стойкость (B_k):

$$B_k = I_{н,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) ; \quad (61)$$

$$B_k = 2,3^2 \cdot (0,03 + 0,1) = 0,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ;$$

$$B_{к.ном} = 20^2 \cdot 0,03 = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ;$$

$$B_k = 4,95 \leq B_{к.ном} = 12 .$$

Расчетные и каталожные данные выключателя сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчетные и каталожные данные высоковольтного выключателя ВГП-110- 20/2500 УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110кВ$	$U_{.ном} = 126кВ$
$I_{max} = 70,35 А$	$I_{ном} = 2500 А$
$I_{n,o}^3 = 2,3 кА$	$I_{откл.ном} = 20кА$
$i_{a,t} = 1,98кА$	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 20 = 14,14кА$
$I_{n,o} = 2,3кА$	$I_{nрс} = 20кА$
$i_{yд} = 5,85кА$	$i_{nрс} = 102кА$
$B_k = 0,69кА^2 \cdot с$	$B_{к.ном} = 12кА^2 \cdot с$

Выключатель ВГП-110-20/2500 УХЛ1 удовлетворяет условиям.

Выбор разъединителей.

Предварительно выбираем разъединитель РГП - 110/1250 УХЛ1.

Проверяем предварительно выбранный разъединитель по следующим параметрам:

1) Номинальному напряжению ($U_{ном}$):

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном} \quad (62)$$

2) Номинальному току ($I_{ном}$):

$$I_{ном.дл} \leq I_{ном} \quad (63)$$

3) Предельному сквозному току К.З. – на электродинамическую стойкость:

$$i_{yд} \leq i_{nрс} \quad (64)$$

4) Тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T . \quad (65)$$

Расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – расчетные и каталожные данные разъединителя РГП – 110/1250 УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 126 \text{ кВ}$
$I_{max} = 70,35 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{н.о} = 2,3 \text{ кА}$	$I_{прс} = 63 \text{ кА}$
$i_{y\partial} = 5,85,671 \text{ кА}$	$i_{прс} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 0,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 18,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный разъединитель РГП - 110/1250 УХЛ1 удовлетворяет условиям.

Выбор трансформатора тока.

Выбираем трансформатор тока ТВТ - 110 - 1 - 100/5

Проверяем предварительно выбранный трансформатор тока по следующим параметрам:

1) Номинальному напряжению :

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном} ; \quad (66)$$

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} \leq U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ} .$$

2) Номинальному длительному току:

$$I_{ном} \leq I_{1ном} ; \quad (67)$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 70,35 \text{ A} ;$$

$$I_{\text{ном}} = 100 \text{ A}.$$

3) Электродинамической стойкости :

$$i_{\text{уд}} \leq K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} ; \quad (68)$$

$$K_{\text{эд}} = 85 ;$$

$$5,85 \text{ кА} \leq 12,1 \text{ кА} .$$

4) Термической стойкости :

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_T = I_T^2 \cdot t_T ; \quad (69)$$

$$0,69^2 \cdot 0,03 \leq 25^2 \cdot 0,3^2 \cdot 0,03 ;$$

$$1,142 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1,688 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

5) Вторичной нагрузке :

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} . \quad (70)$$

На высокой стороне контроль за работой силового трансформатора ведут с помощью амперметра.

$$S_{\text{приб}} = 0,1 \text{ ВА} .$$

Сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб.}} = S_{\text{приб.}} / I_2^2 = 0,1 / 5^2 = 0,004 \text{ Ом} . \quad (71)$$

Сопротивление проводов :

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k \quad (72)$$

$$R_{np} = 1,2 - 0,004 - 0,1 = 1,096 \text{ Ом} .$$

Сечение соединительных проводов :

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} \quad (73)$$

$$s = \frac{0,0283 \cdot 65}{1,096} = 1,678 \text{ мм}^2 .$$

Принятое сечение алюминиевых проводов $2,5 \text{ мм}^2$.

Трансформатор тока ТВТ - 110 - 1 - 100/5 удовлетворяет условиям.

Выбор гибких шин и токопроводов.

Гибкие шины выполняются в основном стальалюминиевыми проводами типа АС. Выбираем к использованию провода АС-95/16. Сечение гибких шин проверяется по следующим параметрам:

1. Экономической плотности тока:

$$S_{эк} = \frac{I_{раб.ном}}{i_{эк}} \quad (74)$$

$$S_{эк} = \frac{70,35}{1,0} = 70,35 \text{ мм}^2 \approx 95 \text{ мм}^2 .$$

2. Длительно допустимому току :

$$I_{max} \leq I_{дон} ; \quad (75)$$

$$I_{max} = 70,34 \leq I_{дон} = 385 .$$

3. Проверка по условиям коронирования:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (76)$$

$$E_0 = 24,846 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{9,772}} \right) = 27,222 \text{ кВ/см};$$

$$E = 0,354 \frac{U_{ном}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{ср.э}}{r_0}};$$

$$E = 0,354 \frac{115}{9,772 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 500}{9,772}} = 2,302 \text{ кВ/см};$$

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

$$2,463 \leq 24,5.$$

Выбранные провода АС - 95/16 удовлетворяют условиям.

9.2 Выбор аппаратов на стороне низкого напряжения

Для повышения удобства эксплуатации и ремонта РУ НН подстанции выполняется в виде комплектного распределительного устройства (КРУ). Выбираем КРУ серии КРУ СЭЩ-59 производства компании «Электроцит» со следующим оборудованием: вакуумный выключатель ВВУ–СЭЩ–10-31,1/1600, трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-1000/5, трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10.

КРУ предназначены для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50Гц напряжением 6(10) кВ.

Вакуумные коммутационные аппараты являются одной из передовых технологий в аппаратостроении.

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10 обеспечивает передачу измерительного сигнала приборам измерения, защиты и автоматики, предназначен для использования в цепях коммерческого учета электроэнергии в установках переменного тока класса напряжения до 10 кВ.

Измерительные трансформаторы ТОЛ выполнены в виде опорной конструкции. Корпус измерительных ТТ выполнен из эпоксидного компаунда, который одновременно является главной изоляцией и обеспечивает защиту обмоток от механических и климатических воздействий.

Измерительные трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЦ 10 – заземляемые, предназначены для установки в КРУ внутренней и наружной установки, являются комплектным изделием. Трансформатор напряжения обеспечивает питание приборов учета электроэнергии, контрольно-измерительной аппаратуры, микропроцессорных защит, и используются для измерения напряжения в сети 10 кВ.

Проверка выключателя.

Выключатель проверяется по следующим параметрам:

$$1. \text{ номинальному напряжению: } U_{ном} \leq U_{сет.ном} \quad (77)$$

$$2. \text{ номинальному току: } I_{ном.дл} \leq I_{ном} \quad (78)$$

$$3. \text{ отключающей способности: } I_{КЗ}^{(3)} \leq I_{откл.ном}; i_{yд} \leq i_{ном} \quad (79)$$

$$4. \text{ на электродинамическую стойкость: } I_{КЗ}^{(3)} \leq I_{пр.с}; i_{yд} \leq i_{пр.с} \quad (80)$$

$$5. \text{ на термическую стойкость: } B_{к} \leq B_{к.ном} \quad (81)$$

Расчетные и каталожные данные сведем в таблицу 18.

Таблица 18 - Расчетные и каталожные данные высоковольтного выключателя ВВУ-СЭЦ-П-10-31,1/1600

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 10кВ$	$U_{.ном} = 10кВ$
$I_{max} = 769.4А$	$I_{ном} = 1600 А$
$I_{п.о}^3 = 4,33 кА$	$I_{откл.ном} = 31,5кА$
$i_{a,т} = 11,93кА$	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 31,5 = 22,3кА$
$I_{п.о} = 4,33кА$	$I_{пр.с} = 31,5кА$
$i_{yд} = 11,93кА$	$i_{пр.с} = 80кА$
$B_{к} = 2,43кА^2 \cdot с$	$B_{к.ном} = 33,7кА^2 \cdot с$

Вакуумный выключатель ВВУ – СЭЦ – П – 10 – 31,1/1600 удовлетворяет условиям.

Проверка трансформатора тока.

Трансформатор тока проверяется по следующим параметрам:

$$1. \text{ номинальному напряжению: } U_{ном} \leq U_{сет.ном}. \quad (82)$$

$$2. \text{ номинальному току: } I_{ном.дл} \leq I_{ном}. \quad (83)$$

$$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 769,4 \text{ А}$$

3. электродинамической стойкости:

$$\begin{aligned} i_{уд} &\leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} ; \\ 27,99 &\leq 45 \cdot \sqrt{2} \cdot 2 ; \\ 27,99 \text{ кА} &\leq 127,28 \text{ кА} . \end{aligned} \quad (84)$$

4. термической стойкости :

$$\begin{aligned} B_k &= I_{II,O}^2 \cdot t_T \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T ; \\ 8,117^2 \cdot 3 &\leq 18^2 \cdot 2^2 \cdot 3 ; \\ 197,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} &\leq 3888 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} . \end{aligned} \quad (85)$$

5. вторичной нагрузке:

Данные о вторичной нагрузке ТТ сведем в таблицу 19.

Наибольшая нагрузка приходится на трансформатор фазы А.

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом} . \quad (86)$$

$$Z_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом} . \quad (87)$$

Таблица 19 – Данные о вторичной нагрузке трансформаторов тока

Прибор	Нагрузка, ВА, фазы		
	А	В	С
Амперметр	0,5	-	-
Ваттметр	0,5	-	0,5
Варметр	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	2,5	-	2,5
Итого	6,5	-	6

Определяем сечение соединительных алюминиевых проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot I_p}{Z_{пров}} = \frac{0.0283 \cdot 40}{0.84} = 1,35 \text{ мм}^2 . \quad (88)$$

Принятое сечение проводов 2,5 мм².

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10-1000/5 удовлетворяет условиям.

Проверка трансформатора напряжения.

Трансформатор напряжения проверяется по следующим параметрам:

$$1. \text{ номинальному напряжению: } U_{ном} \leq U_{сет.ном} . \quad (89)$$

$$2. \text{ вторичной нагрузке: } S_{2\Sigma} \leq S_{ном} . \quad (90)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cdot \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \cdot \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (91)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{12,52^2 + 3,7^2} = 12,99 \text{ ВА}$$

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

$$S_{\Sigma пр} = 12,99 \leq S_{ном} = 75 \text{ ВА}. \quad (92)$$

Принимаем к установке трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10, класса точности 0,5.

10 Собственные нужды подстанции ГПП

К электроприемникам собственных нужд ГПП относятся: электродвигатели системы охлаждения силовых трансформаторов; устройства обогрева масляных высоковольтных выключателей и шкафов распределительных устройств с установленными в них аппаратами и приборами; установки электрического освещения и электроотопления помещений; наружное освещение территории ГПП [17]. К наиболее ответственным потребителям относятся устройства управления, релейной защиты и автоматики, сигнализации и телемеханики. От этих устройств зависит работа основного оборудования ГПП и кратковременное прекращение их электроснабжения может привести к частичному или полному отключению подстанции. Электроприемники собственных нужд, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения основного оборудования ГПП или снижения передаваемой мощности, относят к неответственным.

Для надежного электроснабжения потребителей собственных нужд ГПП предусматривается установка не менее двух трансформаторов собственных нужд (СН). Для подстанций с одним силовым трансформатором электроснабжение второго трансформатора СН осуществляется от местных электрических сетей или при невозможности подключения к ним трансформатор СН подключается аналогично первому трансформатору СН. К трансформаторам собственных нужд ГПП могут быть подключены только потребители этой подстанции. Согласно схемам собственных нужд ГПП предусматривают присоединение трансформаторов СН к различным источникам питания (вводам силовых трансформаторов или секциям РУ). На стороне низкого напряжения трансформаторы собственных нужд должны работать отдельно с взаимным резервированием с помощью устройства автоматического ввода резерва. На ГПП с напряжением на стороне ВН 330 кВ и выше должно быть предусмотрено резервное питание СН от независимого источника питания.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузке в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности их загрузки и перегрузочной способности трансформаторов, но при этом не должна превышать мощности 630 кВА для подстанций 110-220 кВ и 1000 кВА для ГПП 330 кВ и выше.

На ГПП с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются через предохранители или выключатели к сборным шинам РУ 6-35 кВ, а при их отсутствии - к обмотке НН основных силовых трансформаторов подстанции. На ГПП с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы СН присоединяются через предохранители в промежутке между вводами низкого напряжения основного силового трансформатора и его вводным выключателем.

Результаты расчета мощности трансформаторов собственных нужд сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Данные о потребителях собственных нужд подстанции

№ п/п	Название потребителей	Общая потребляемая мощность P , кВт
1	Электродвигатели охлаждения силовых трансформаторов	4
2	Подогрев выключателей	1,8
3	Подогрев шкафов КРУ	1,0
4	Подогрев разъединителей	0,6
5	Подогрев релейного шкафа	1,0
6	ЗРУ совмещенного с ОПУ	15
7	Освещение ОРУ 110 кВ	5
8	Эксплуатационные и ремонтные нагрузки	25
Итого:		53,4
С учетом коэффициента загрузки:		0,7
Всего:		37,4

По результатам расчетов принимаем к установке 2 ячейки КРУ собственных нужд с трансформаторами ТЛС - 40/10, номинальной мощностью по 40 кВА каждый.

11 Расчёт заземления подстанции ГПП

Заземляющее устройство (ЗУ) в электроустановках напряжением 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей и соединяющих их полос.

$$\text{Для } \tau = t_{p,з} + t_{o,в} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с находим } U_{np.\dot{d}on} = 500 \text{ В} \quad (93)$$

Для сложных заземлителей, т.е. тех которые состоят из горизонтальных и вертикальных проводников находим коэффициент напряжения прикосновения κ_{II} :

$$\kappa_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_g \cdot L_2}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,97}{\left(\frac{5 \cdot 668}{14 \cdot \sqrt{70 \cdot 53}}\right)^{0,45}} = 0,262 . \quad (94)$$

где $M = 0,5$ – параметр, зависящий от ρ_1 / ρ_2 . Т.к. грунт принят однородным, то $\rho_1 / \rho_2 = 1$; $l_g = 5$ м – длина вертикального заземлителя; $L_2 = 668$ м – длина горизонтальных заземлителей; $a = 14$ м – расстояние между вертикальными заземлителями; $S = 3719 \text{ м}^2$ – площадь заземляющего устройства .

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5\rho_{в.с}}, \quad (95)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 20} = 0,97 .$$

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{d}on}}{\kappa_{II}} = \frac{500}{0,262} = 1908 \text{ В} - \text{ в пределах допустимого ниже } 10 \text{ кВ} \quad (96)$$

$$R_{3.\dot{d}on} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{1908}{8097} = 0,236 \text{ Ом} . \quad (97)$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной :

$$\sqrt{S} = \sqrt{70 \cdot 53} = 60,91 \text{ м} . \quad (98)$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{668}{2 \cdot 60,91} - 1 = 4,484 ; \quad (99)$$

принимаем $m = 5$.

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_z = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 60,91 \cdot 6 = 730,92 \text{ м} . \quad (100)$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{60,91}{5} = 12,18 \text{ м} . \quad (101)$$

Число вертикальных заземлителей :

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g} = \frac{60,91 \cdot 4}{5} = 48,73 . \quad (102)$$

принимаем $n_g = 49$.

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_g = l_g \cdot n_g, \quad (103)$$

$$L_g = 5 \cdot 49 = 245 \text{ м} .$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{60,91} = 0,094 < 0,1 . \quad (104)$$

тогда

$$A = (0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}}) = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,7}{60,91} = 0,365 . \quad (105)$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6} = 0,365 \cdot \frac{20}{60,91} + \frac{20}{668 + 245} = 0,142 \text{ Ом} . \quad (106)$$

что меньше $R_{3,доп} = 0,236 \text{ Ом}$

Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{np} = \kappa_{II} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,262 \cdot 8097 \cdot 0,142 = 301,24 \text{ В} . \quad (107)$$

что меньше допустимого значения 500 В.

12 Молниезащита ГПП

Здания и сооружения ГПП защищаются молниеотводами от попадания молний.

Расчет защиты от попаданий молний заключается в определении зоны защиты и параметров молниеотвода.

$h = 30$ м – высота стержневого молниеотвода ;

$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 25,5$ м – высота вершины конуса стержневого молниеотвода;

$h_x = 15$ м – высота защищаемого сооружения ;

$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 30 = 36$ м – радиус конуса ;

$L = 45$ м $\leq 4h$ – расстояние между стержневыми молниеприемниками ;

$L_{\max} = 4,25 \cdot h = 4,25 \cdot 30 = 127,5$ м – предельное расстояние между стержневыми молниеприемниками;

$$L_C = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 30 = 67,5 \text{ м}; \quad (108)$$

$$h_C = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_C} \cdot h_0 = \frac{127,5 - 45}{127,5 - 67,5} \cdot 25,5 = 35,06 \text{ м}; \quad (109)$$

Определяем максимальную полуширину зоны r_x в горизонтальном сечении на высоте h_x :

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{36 \cdot (25,5 - 15)}{25,5} = 15 \text{ м}; \quad (110)$$

$$l_x = \frac{L}{2} = \frac{45}{2} = 22,5 \text{ м}; \quad (111)$$

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_C - h_x)}{h_C} = \frac{36 \cdot (35,06 - 15)}{35,06} = 20,6 \text{ м}. \quad (112)$$

На подстанции устанавливаем два стержневых молниеотвода.

Заключение

В выпускной квалификационной работе бакалавра была спроектирована система электроснабжения ремонтно-механического завода. Суммарная расчетная нагрузка завода с учетом освещения составила 6028,42 кВА, а расчетный ток $I_p=571,53\text{A}$. На основании расчётных нагрузок были выбраны цеховые комплектные трансформаторные подстанции типа Т-ЗН-400 250 /10/0,4–11-У1.

Определена максимальная реактивная мощность, которую целесообразно передавать через цеховые трансформаторы в сеть 0,4 кВ и суммарная мощность конденсаторных установок, которая составила 1674,71 квар. Выбраны конденсаторные установки типа КРМ производства компания «СлавЭнерго».

Был определен рациональный уровень напряжения питания завода – 110 кВ. Произведено технико–экономическое сравнение силовых трансформаторов ТДН - 10000/110/10 и ТДН - 16000/110/10, на основании которого выбраны два силовых трансформатора ТДН - 10000/110/10.

На основании расчета токов короткого замыкания были выбраны и проверены следующие аппараты на стороне ВН ГПП: ВГП-110- 20/2500 УХЛ1, РГП - 110/1250 УХЛ1, ТВТ - 110 - 1 - 100/5, АС-95/16. На стороне НН ГПП для повышения удобства эксплуатации и ремонта РУ выполняется в виде ячеек КРУ. Было выбрано КРУ серии СЭЩ-59 производства компании «Электрощит» г. Самара со следующим оборудованием: вакуумный выключатель ВВУ – СЭЩ – 10-31,1/1600, трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-1000/5, трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10.

В результате выполнения работы, была спроектирована система электроснабжения ремонтно-механического завода, удовлетворяющая всем техническим нормам и требованиям.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2007 г. – М.: КНОРУС, 2007.
2. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2007.
3. Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения машиностроительных предприятий: учебное пособие / В.Л. Горячева, Ю.В. Стёпкина. – Тольятти: ТГУ, 2004.
4. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей – М.: Омега-Л, 2015.
5. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова – Москва: Форум, 2014.
6. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков – Москва: Форум, 2014.
7. Гвоздев, С.М. Энергоэффективное электрическое освещение. Учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
8. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.
9. Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.
10. Хорольский, В.Я. Прикладные методы для решения задач электроэнергетики. Учебное пособие / В.Я. Хорольский – Москва: Форум, 2015.
11. Дьяков, А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф. Дьяков – Москва: МЭИ, 2015.

12. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.
13. Электроэнергетика. Учебное пособие / под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Форум, 2013.
14. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
15. Указания по расчету электрических нагрузок. ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» №358–90 от 1 августа 1993 г.
16. Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015.
17. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов. Учебное пособие / В.П. Шеховцов – М.: Форум, Инфра-М, 2015.
18. Li, F. Smart Transmission Grid: Vision and Framework / F. Li, W. Qiao, H. Sun. - Smart Grid, IEEE Transactions on, pp. 168 – 177, Volume 1, Issue 2, 2010.
19. Liu, H. The Control and Analysis of Self-Healing Urban Power Grid / H. Liu, X. Chen, K. Yu, Y. Hou. - Smart Grid, IEEE Transactions on, pp. 1119 – 1129, Volume 3, Issue 3, 2012.
20. Butler-Purry, K.L. Self-healing reconfiguration for restoration of power systems / K.L. Butler-Purry, N.D.R. Sarma. - Power Systems, IEEE Transactions on, pp. 754 – 762, Volume 19, Issue 2, 2004.
21. Sharma, A. Time latency compensation for wide area damping controller / A. Sharma, B. Sahu. - Power India International Conference (PIICON), 2014 6th IEEE, pp. 1 – 6.
22. Zhang, P. Next-Generation Monitoring, Analysis, and Control for the Future Smart Control Center / P. Zhang, F. Li, N. Bhatt. - Smart Grid, IEEE Transactions on, pp. 186 – 192, Volume 1, Issue 2, 2010.