

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Электроснабжения производства по выпуску компрессорных установок

Студент

Г.Л. Злобин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена на тему: «Электроснабжения производства по выпуску компрессорных установок».

В работе была дана краткая характеристика производства, произведен расчет максимальных нагрузок по каждому из производственных и вспомогательных цехов промышленного предприятия.

Выполнено сравнение двух вариантов размещения трансформаторов на внутрицеховой подстанции, определена потребность в установках компенсации реактивной мощности.

Определено значение оптимального напряжения для системы внешнего электроснабжения завода.

По методу минимальных приведенных затрат выбраны силовые трансформаторы для размещения на главной понизительной подстанции предприятия, определены значения потерь электрической энергии в них на каждой из ступеней годового графика нагрузки.

Определены значения токов короткого замыкания, полученные значения использовались для проверки выбранного оборудования на главной понизительной подстанции предприятия: высоковольтных выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, гибких и жестких шинопроводов и т.д. Определены основные параметры системы заземления ГПП предприятия.

Работа выполнена на 62 страницах печатного текста, содержит 4 таблицы и 2 поясняющих рисунка. Чертежи в количестве 6 штук выполнены на листах А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Краткая характеристика производства	5
2 Определение максимальных нагрузок по цехам предприятия.....	7
3 Выбор трансформаторов на внутрицеховой подстанции	12
3.1 Первый вариант с установкой на КТП трансформаторов типа ТМГ-160	14
3.2 Второй вариант с установкой на КТП трансформаторов типа ТМГ-250	18
4 Выбор количества и номинальной мощности трансформаторов на ГПП завода.....	23
4.1 Установка на главной понизительной подстанции 2 х ТДН - 10000/110/10.....	25
4.2 Установка на главной понизительной подстанции 2 х ТДН - 16000/110/10.....	28
5 Обоснование электрической схемы главной понизительной подстанции...	31
6 Расчет токов КЗ	32
6.1 Определение значений токов КЗ в точке К1	33
6.2 Определение значений токов КЗ в точке К2	34
7 Выбор электрических аппаратов на ГПП предприятия	36
7.1 Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне ВН главной понизительной подстанции	36
7.2 Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне НН главной понизительной подстанции	44
8 Определение параметров системы заземления на ГПП.....	55
Заключение	59
Список используемых источников.....	60

Введение

Система электроснабжения предприятия отличается от электроэнергетической системы сравнительно низкими классами номинального напряжения, меньшей протяженностью отдельных линий и их меньшим сечением, использованием более простых схемных решений, но с другой стороны сложнее за счет большого разнообразия электроприемников, используемых способов преобразования электрической энергии в другие виды энергии. Поскольку электроприемники являются составной частью технологического процесса предприятия, то они оказывают существенное влияние и на параметры режима в системе электроснабжения, и на показатели качества электрической энергии и на работу соседних электроприемников [1, 2].

К системе электроснабжения предприятия относятся связанные между собой электроустановки, предназначением которых является снабжение потребителей электроэнергией.

Потребителями электрической энергии являются: крупные и малые промышленные предприятия различных форм собственности; организации и учреждения; стройплощадки; многоквартирные жилые дома и отдельные коттеджи, т.е. все объекты на которых используется электрическая энергия. Согласно правил устройства электроустановок потребителем электроэнергии является одиночный электроприемник (ЭП) или группа ЭП, которые размещаются на определенной территории и связаны между собой единым техпроцессом [3, 4].

Цель ВКР заключается в создании на предприятии такой системы электроснабжения, которая обеспечит надежную подачу электрической энергии потребителям при наименьших потерях электроэнергии и при соблюдении безопасных условий эксплуатации.

1 Краткая характеристика производства

ООО «КомВен» производит компрессорные установки и вентиляционное оборудование, отличающееся повышенными показателями надежности и безопасности. Кроме того, все производство вентиляции ориентировано в значительной степени на постоянное увеличение энергоэффективности выпускаемой техники.

Ассортимент выпускаемой продукции достаточно широк и постоянно пополняется. Завод может предложить различное вентиляционное оборудование и компрессорные установки:

- составные вентиляционные агрегаты (АВС или СВАН);
- системы центрального кондиционирования (ККЦМ);
- теплообменное оборудование;
- вентиляторы в общепромышленном и взрывозащищенном исполнении, для аварийных и противопожарных систем;
- холодильные установки;
- компрессорные установки;
- комплект автоматики к оборудованию любого назначения и прочее.

«В настоящее время кондиционирование воздуха с использованием центральных промышленных кондиционеров невозможно представить без энергосберегающих технологий. С учетом этого, рекомендуется применение приточно-вытяжных установок с рекуперацией. Однако расчет и подбор приточно-вытяжной установки необходимо проводить с учетом особенностей технологического процесса и параметров наружного воздуха.

Центральный кондиционер ККЦМ комплектуется из отдельных конструктивных и функциональных блоков, которые служат для реализации процессов обработки воздуха для приточно-вытяжных систем вентиляции.

Так, например, в составе приточно-вытяжной установки для офисных зданий могут использоваться роторные и пластинчатые рекуператоры. А приточно-вытяжная система вентиляции цеха без вредных выбросов может

использовать систему рециркуляции, т.е. повторное использование части обработанного (очищенного, нагретого или охлажденного) воздуха с подмесом требуемого количества наружного воздуха. Такое решение позволяет снизить и энергозатраты, и стоимость приточно-вытяжной установки.

На взрывоопасных производствах принципиальная схема системы приточно-вытяжной вентиляции совершенно другая. Здесь наиболее эффективное со всех точек зрения использование в составе приточно-вытяжной установки системы рекуперации с промежуточным теплоносителем. В этом случае при необходимости приточную и вытяжную части установки можно разнести по разным помещениям.

Установки осуществляют обработку воздуха по следующим параметрам: нагрев и охлаждение, увлажнение и осушение, фильтрация любых классов чистоты. Кондиционеры и приточно-вытяжные установки могут быть использованы в любом технологическом процессе: офисные здания и торговые комплексы, микроэлектроника и медицина, нефтехимия, чистые помещения, пищевая промышленность, сельское хозяйство, спортивные сооружения и пр.» [2].

Преимуществами выпускаемых центральных кондиционеров являются:

- более густая сетка типоразмеров, которая позволяет подобрать оптимальное сечение для задачи обработки воздуха;
- сделаны варианты исполнения типоразмеров ККЦМ на одинаковую воздухопроизводительность в горизонтальном и вертикальном положении. Это позволяет оптимально размещать ККЦМ на объекте исходя из планировки;
- оптимизированы длины блоков обработки воздуха;
- оптимизировано воздухообрабатывающее оборудование, установленное в секциях воздухообработки.

В разделе приведена краткая характеристика производства компрессорного и вентиляторного оборудования завода.

2 Определение максимальных нагрузок по цехам предприятия

«Расчетной электрической нагрузкой называется неизменная во времени мощность (или ток), которая вызывает такой же максимальный перегрев изоляции проводника, как и фактическая, мощность нагрузки, изменяющаяся по заданному графику. Следовательно, расчетная нагрузка представляет собой мощность, эквивалентную фактической мощности по наиболее тяжелому тепловому воздействию на изоляцию проводника. Для определения расчетной мощности нагрузки существует несколько методов, в том числе метод упорядоченных диаграмм (метод коэффициента максимума нагрузки). Этот метод является основным для цеховых электрических сетей напряжением 0,38 кВ и межцеховых сетей среднего напряжения 10 кВ. Расчет нагрузки методом упорядоченных диаграмм производится в следующем порядке» [5].

Расчет максимальных нагрузок по каждому из заводских цехов осуществляется по методике, изложенной в [5, 6].

Исходными данными являются суммарные номинальные мощности электроприемников по цехам предприятия и эффективное число электроприемников в каждом цехе. По справочникам определяются значения групповых коэффициентов использования и мощности для каждого из цехов.

«Групповой коэффициент использования для строчки итога по предприятию находим из выражения» [5]:

$$K_{и.гр} = \frac{\sum P_{см}}{\sum P_{н.с}} \quad (1)$$

где $\sum P_{см}$ - среднесменная активная мощность группы ЭП,

$\sum P_{н.с}$ - номинальная мощность группы ЭП.

«Среднесменная активная и реактивная мощность по каждому из цехов завода определяется как» [5]:

$$P_{CM} = K_{II} \cdot P_{H.\Sigma}, \quad (2)$$

где K_{II} - коэффициент использования;

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot tg\phi, \quad (3)$$

где $tg\phi$ - коэффициент мощности.

«Групповое значение коэффициента мощности для строчки итога по предприятию находим из выражения» [5]:

$$tg\phi_{cp} = \frac{\sum Q_{CM}}{\sum P_{CM}} \quad (4)$$

Значения коэффициента максимума K_M определяются из справочных таблиц, нходятся по графикам или вычисляются по формулам.

«Значения расчетной активной и реактивной нагрузки по каждому из цехов завода определяем из выражений» [5]:

$$P_P = K_M \cdot \sum P_{CM}; \quad (5)$$

$$Q_P = \sum Q_{CM} - \text{при } n_{\Sigma} > 10; \quad (6)$$

$$Q_P = 1.1 \cdot \sum Q_{CM} - \text{при } n_{\Sigma} \leq 10. \quad (7)$$

Значение полной расчетной мощности находим из выражения:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}. \quad (8)$$

Определяем значение расчетного тока:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (9)$$

где U_H – номинальное напряжение.

Определение расчетных нагрузок для ЭП с напряжением выше 1000 В производим по тем же формулам.

Складывая найденные значения расчетных нагрузок по цехам предприятия и расчетные нагрузки высоковольтных электроприемников получаем итоговые значения по всему предприятию в целом, результаты расчетов заносим в таблицу 1.

В разделе на основе исходной информации о составе электроприемников по цехам и их эффективном числе электроприемников определены расчетные нагрузки 0,4 кВ по каждому из цехов предприятия, найдены значения расчетных нагрузок для высоковольтных электроприемников и получены итоговые значения по расчетной активной, реактивной и полной нагрузке в целом по заводу, которые будут использованы в дальнейших расчетах.

Таблица 1 – Результаты определения максимальных электрических нагрузок по каждому из цехов завода

Номер корпуса на генеральном плане завода	P_n , кВт	$P_{н.э.}$, кВт	n_3	K_u	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_C , кВт	Q_C , квар	K_M	P_P , кВт	Q_P , квар	S_P , кВА
1	937	66.93	14	0.16	0.57	1.44	149.92	216.11	1.95	292.34	216.11	363.55
2	1788	223.50	8	0.32	0.63	1.23	572.16	705.30	1.54	881.13	705.30	1128.64
3	3054	122.16	25	0.14	0.62	1.27	427.56	541.07	1.6	684.10	541.07	872.21
4	4044	144.43	28	0.16	0.63	1.23	647.04	797.60	1.35	873.50	877.36	1238.05
5	1465	56.35	26	0.55	0.74	0.91	805.75	732.37	1.16	934.67	732.37	1187.42
6	748	57.54	13	0.74	0.86	0.59	553.52	328.44	1.17	647.62	361.28	741.58
7	738	105.43	7	0.61	0.78	0.80	450.18	361.17	1.28	576.23	397.29	699.91
8	2307	72.09	32	0.78	0.74	0.91	1799.5	1635.58	1.02	1835.45	1799.14	2570.17
9	2438	18.19	134	0.34	0.66	1.14	828.92	943.54	1.03	853.79	1037.90	1343.94
10	2033	13.38	152	0.39	0.47	1.88	792.87	1489.02	1.03	816.66	1637.92	1830.22

Продолжение таблицы 1

Номер корпуса на генеральном плане завода	P_n , кВт	$P_{н.э.}$, кВт	$n_э$	K_u	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_C , кВт	Q_C , квар	K_M	P_P , кВт	Q_P , квар	S_P , кВА
11	3457	72.02	48	0.17	0.54	1.56	587.69	916.00	1.11	652.34	1007.60	1200.33
12	218	14.53	15	0.74	0.54	1.56	161.32	251.44	1.11	179.07	276.58	329.49
13	73	6.08	12	0.41	0.65	1.17	29.93	34.99	1.38	41.30	38.49	56.46
14	3232	57.71	56	0.47	0.62	1.27	1519	1922.33	1.08	1640.56	2114.56	2676.34
15	398	18.09	22	0.35	0.64	1.20	139.3	167.24	1.24	172.73	183.97	252.35
16	2737	26.07	105	0.21	0.55	1.52	574.77	872.78	1.13	649.49	960.06	1159.11
Итого по корпусам	29667	6.08...223.5	697	0.34	-	1.19	10039	11914.97	-	11730.97	12886.98	17426.71
7	6400	1600	4	0.65	0.88	-0.54	4160	-2245.33	1.15	4784.00	-2245.33	5284.71
Итого по высококов. нагрузке	6400	630...1250	4	0.65	-	-0.54	4160	-2245.33	-	4784.00	-2245.33	5284.71
Суммарная нагр. завода	36067	6.08...1600	701	0.39	-	0.68	14199	9669.641	-	16515	10641.7	19646.61

3 Выбор трансформаторов на внутрицеховой подстанции

«Цеховые трансформаторные подстанции (ТП) предназначены для приема электроэнергии на напряжении 10 кВ, трансформирования ее до напряжения 0,38 кВ и распределения между группами ЭП и мощными одиночными ЭП. Все ТП, в зависимости от конструкции и степени защиты от воздействия окружающей среды, делятся на два вида» [7]:

- Стационарные ТП. Их особенностью является наличие здания, сооружения или помещения, в котором размещается электрооборудование подстанции.

- Комплектные ТП (КТП). Для их размещения не требуется специальное помещение. Они имеют конструкцию, позволяющую устанавливать их на открытых огороженных площадках внутри зданий и сооружений. Вариант КТП, имеющий защиту от воздействия окружающей среды, может устанавливаться на открытой площадке вне помещений и называется КГПН (КТП для наружной установки). «Все коммутационно защитные аппараты (автоматические воздушные выключатели) устанавливаются на выкатных тележках. Подстанции этого вида позволяют быстро менять аппараты, что увеличивает оперативность ремонтов и сокращает время простоя подстанции во время ремонта» [7].

Цеховые трансформаторные подстанции по способу размещения относительно корпуса цеха делятся на:

- Внутрицеховые это тип подстанций, размещающихся внутри цеха и не имеющих общих стен со стенами цеха, является одним из наиболее экономичных вариантов так как позволяет разместить подстанцию в центре электрических нагрузок цеха и снизить потери электрической энергии в кабельных линиях во время эксплуатации;

- Встроенные это тип подстанций, которые размещаются внутри цеха и имеют с ним одну общую стену, что повышает удобство обслуживания

подстанции перемещения основного электрооборудования и не создает помех основному технологическому процессу;

- Пристроенные это тип подстанций, размещающихся в отдельном здании, имеющем одну общую с цехом стену, применяется как правило при агрессивных или опасных средах внутри цех или при строительстве подстанции на уже действующем производстве, когда для ее размещения недостаточно площадей внутри существующего здания;

- Отдельностоящие это тип подстанций, размещающихся в отдельном здании, расположенном на расстоянии от производственного корпуса, является наиболее экономичным для питания нескольких производственных корпусов с небольшой расчетной нагрузкой при размещении подстанции в центре электрических нагрузок [7-9].

Определим необходимое количество и мощность силовых трансформаторов для корпуса №15.

«Номинальную мощность силового трансформатора КТП находим по» [9]:

$$S_{HT} > \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 N_T}, \quad (10)$$

где K_3 - коэффициент загрузки,

$P_{p\Sigma}$ - суммарная расчетная нагрузка;

N_T - число трансформаторов на ТП.

$$S_{HT} > \frac{172.7}{0,7 \cdot 2} = 123 \text{ кВА.}$$

Используя данные производителей силовых трансформаторов, представленные на сайтах и в справочной литературе, выбираем первым вариантом установки трансформаторов в КТП трансформаторы мощностью 160 кВА.

3.1 Первый вариант с установкой на КТП трансформаторов типа ТМГ-160

По данным сайта производителя силовых трансформаторов определяем их технические характеристики:

- потери холостого хода $\Delta P_{xx} = 0.41 \text{ кВт}$,
- потери короткого замыкания $\Delta P_{кз} = 2.58 \text{ кВт}$,
- ток холостого хода $i_{xx} = 1.5 \%$,
- напряжение КЗ $u_{кз} = 4.55 \%$,
- капитальные затраты на трансформатор $K_T = 144.7 \text{ тыс. руб.}$

«Найдем потери в трансформаторе» [9]:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз}), \quad (11)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (0.41 + 0.7^2 \cdot 2.58) = 3.35 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{кз}) \cdot \frac{S_n}{100}, \quad (12)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (1.5 + 0.7^2 \cdot 4.55) \cdot \frac{160}{100} = 11.93 \text{ квар.}$$

«Определим расчётную нагрузку цеха с учётом потерь активной и реактивной мощности в СТ» [9]:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T, \quad (13)$$

$$P_p = 172.7 + 3.35 = 176.1 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T, \quad (14)$$

$$Q_p = 184 + 11.93 = 195.9 \text{ квар.}$$

«Реактивную мощность в период минимальных нагрузок определим по формуле» [9]:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_P, \quad (15)$$

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 195.9 = 98 \text{ квар.}$$

«Экономически выгодное значение реактивной мощности в период максимальных нагрузок в ЭЭС найдем как» [9]:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_P - 0,7 Q_{\text{сд}}, \quad (16)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 195.9 - 0.7 \cdot 0 = 195.9 \text{ квар,}$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot P_P, \quad (17)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 176.1 = 49.3 \text{ квар.}$$

при этом в расчетах принимается мощность СД $Q_{\text{сд}} = 0$.

В дальнейших расчетах используется меньшее из определенных значений $Q_{\text{э1}} = 49.3 \text{ квар}$.

«Экономически целесообразные значения реактивной мощности в часы минимальных нагрузок находим по формуле» [9]:

$$Q_{\text{э2,в}} = Q_{\min} - Q_{\text{сд}} = Q_{\min} - (Q_P - Q_{\text{э1}}), \quad (18)$$

$$Q_{\text{э2,в}} = 98 - (195.9 - 49.3) = -48.6 \text{ квар;}$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q_{\min} + Q_{\text{к}}, \quad (19)$$

$$Q_{\text{э2,н}} = 98 + 0 = 98 \text{ квар;}$$

С учетом увеличенного уровня напряжения во время минимальных нагрузок в расчетах принимается большее из найденных значений: $Q_{\text{э2}} = 98 \text{ квар}$.

«Суммарное значение мощности конденсаторных установок определим по формуле» [9]:

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\text{э1}}, \quad (20)$$

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot 195,9 - 49,3 = 176 \text{ квар.}$$

Из найденного значения КУ, которая должна регулироваться:

$$Q_{\text{ку min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{э2}}, \quad (21)$$

$$Q_{\text{ку min}} = 98 - 98 = 0.$$

Таким образом все конденсаторные установки должны быть регулируемыми.

«Величина реактивной мощности, которую требуется передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через СТ» [9]:

$$Q_{\text{эH}} = Q_{\text{э1}} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (22)$$

$$Q_{\text{эH}} = 49,3 - (195,9 - 184) = 37,4 \text{ квар.}$$

«Величина реактивной мощности, которую целесообразно передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через СТ определим по формуле» [9]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2}, \quad (23)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 160)^2 - 172,7^2} = 142,6 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{КУH}} = Q_{p\Sigma} - Q_T, \quad (24)$$

$$Q_{\text{КУH}} = 184 - 142,6 = 41,3 < 50 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{КVB}} = Q_{\text{КУ max}} - Q_{\text{КУH}}, \quad (25)$$

$$Q_{\text{КVB}} = 176 - 41,3 = 134,6 < 800 \text{ квар.}$$

При значениях $Q_{KVH} < 50$ квар и $Q_{KVB} < 800$ квар установка конденсаторных установок на сторонах ВН и НН трансформаторной подстанции является не целесообразной.

Принимаем к установке во внутрицеховой подстанции 2 силовых трансформатора типа ТМГ-160/10 без установки устройств компенсации реактивной мощности.

«Продолжительность периода максимальных потерь найдем по выражению» [9]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_P , \quad (26)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4686}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3076,5 \text{ ч.}$$

где T_M - число часов максимума нагрузки;

T_P - число часов работы.

«Удельная стоимость потерь в режиме XX в СТ находится как» [9]:

$$C_{XX} = \left(\frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot T_P , \quad (27)$$

$$C_{XX} = \left(\frac{632,82 \cdot 12}{4686} + 1,484 \right) \cdot 8760 = 27,195 \text{ тыс.руб/кВт .}$$

где α , - плата за мощность,

β - плата за электроэнергию;

«Удельная стоимость потерь в режиме КЗ в СТ находится как» [9]:

$$C_{K3} = \left(\frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot \tau , \quad (28)$$

$$C_{K3} = \left(\frac{632.82 \cdot 12}{4686} + 1.484 \right) \cdot 3076.5 = 9.551 \text{ тыс.руб/кВт} .$$

где τ - число часов максимума потерь;

Стоимость годовых потерь электрической энергии в 1м силовом трансформаторе подстанции:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{K3} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} , \quad (29)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 27.195 \cdot 0.41 + 9.551 \cdot 0.7^2 \cdot 2.58 = 23.224 \text{ тыс.руб.}$$

«Итоговое значение приведенных затрат на установку КТП с силовыми трансформаторами и компенсирующими устройствами найдем из выражения» [9]:

$$Z_{KТП} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{KV} \cdot N_{KV}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T , \quad (30)$$

$$Z_{KТП} = 0.223 \cdot (144.7 \cdot 2) + (23.224 \cdot 2) = 110.985 \text{ тыс.руб.}$$

3.2 Второй вариант с установкой на КТП трансформаторов типа ТМГ-250

По данным сайта производителя силовых трансформаторов определяем их технические характеристики: $\Delta P_{XX} = 0.57 \text{ кВт}$, $\Delta P_{K3} = 3.65 \text{ кВт}$, $i_{XX} = 1.2 \%$, $u_{K3} = 4.55 \%$, $K_T = 192.8 \text{ тыс. руб.}$

«Найдем потери в трансформаторе» [9]:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{XX} + K_3^2 \cdot P_{K3}), \quad (31)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (0.57 + 0.7^2 \cdot 3.65) = 4.72 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{K3}) \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (32)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (1.2 + 0.7^2 \cdot 4.55) \cdot \frac{250}{100} = 17.15 \text{ квар.}$$

«Определим расчётную нагрузку цеха с учётом потерь активной и реактивной мощности в СТ» [9]:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T, \quad (33)$$

$$P_p = 172.7 + 4.72 = 177.4 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T, \quad (34)$$

$$Q_p = 184 + 17.15 = 201.1 \text{ квар.}$$

«Реактивную мощность в период минимальных нагрузок определим по формуле» [9]:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_p, \quad (35)$$

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 201.1 = 100.6 \text{ квар.}$$

«Экономически выгодное значение реактивной мощности в период максимальных нагрузок в ЭЭС найдем как» [9]:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0.7 Q_{\text{сд}}, \quad (36)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 201.1 - 0.7 \cdot 0 = 201.1 \text{ квар.},$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot P_p, \quad (37)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 177.4 = 49.7 \text{ квар.}$$

при этом в расчетах принимается $Q_{\text{сд}} = 0$.

В дальнейших расчетах используется меньшее из определенных значений $Q_{\text{э1}} = 49.7 \text{ квар.}$

«Экономически целесообразные значения реактивной мощности в часы минимальных нагрузок находим по формуле» [9]:

$$Q_{\varepsilon 2, \varepsilon} = Q_{\min} - Q_{\kappa \partial} = Q_{\min} - (Q_P - Q_{\varepsilon 1}), \quad (38)$$

$$Q_{\varepsilon 2, \varepsilon} = 100.6 - (201.1 - 49.7) = -50.9 \text{ квар};$$

$$Q_{\varepsilon 2, \text{н}} = Q_{\min} + Q_{\kappa}, \quad (39)$$

$$Q_{\varepsilon 2, \text{н}} = 100.6 + 0 = 100.6 \text{ квар}.$$

С учетом увеличенного уровня напряжения во время минимальных нагрузок в расчетах принимается большее из найденных значений:

$$Q_{\varepsilon 2} = 100.6 \text{ квар}.$$

«Суммарное значение мощности конденсаторных установок определим по формуле» [9]:

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot Q_P - Q_{\varepsilon 1}, \quad (40)$$

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot 201.1 - 49.7 = 181.6 \text{ квар}.$$

Из найденного значения КУ, которая должна регулироваться:

$$Q_{\text{ку min}} = Q_{\min} - Q_{\varepsilon 2}, \quad (41)$$

$$Q_{\text{ку min}} = 100.6 - 100.6 = 0.$$

Таким образом все конденсаторные установки должны быть регулируемы.

«Величина реактивной мощности, которую требуется передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через СТ» [9]:

$$Q_{\varepsilon \text{н}} = Q_{\varepsilon 1} - (Q_P - Q_{P\Sigma}), \quad (42)$$

$$Q_{\text{эп}} = 49.7 - (201.1 - 184) = 32.5 \text{ квар.}$$

«Величина реактивной мощности, которую целесообразно передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через СТ определим по формуле» [9]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{\text{р}\Sigma}^2}, \quad (43)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 250)^2 - 172.7^2} = 304.4 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{КВН}} = Q_{\text{р}\Sigma} - Q_T, \quad (44)$$

$$Q_{\text{КВН}} = 184 - 304.4 = -120.4 < 50 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{КВВ}} = Q_{\text{КВ max}} - Q_{\text{КВН}}, \quad (45)$$

$$Q_{\text{КВВ}} = 181.6 + 0 = 181.6 < 800 \text{ квар.}$$

При значениях $Q_{\text{КВН}} < 50$ квар и $Q_{\text{КВВ}} < 800$ квар установка конденсаторных установок на сторонах ВН и НН трансформаторной подстанции является не целесообразной.

Принимаем к установке во внутрицеховой подстанции 2 силовых трансформатора типа ТМГ-250/10 без установки устройств компенсации реактивной мощности.

Стоимость годовых потерь электрической энергии в 1м силовом трансформаторе подстанции:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{\text{ХХ}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} + C_{\text{КЗ}} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{\text{КЗ}}, \quad (46)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 27.195 \cdot 0.57 + 9.551 \cdot 0.7^2 \cdot 3.65 = 32.583 \text{ тыс.руб.}$$

«Итоговое значение приведенных затрат на установку КТП с силовыми трансформаторами и компенсирующими устройствами найдем из выражения» [9]:

$$Z_{\text{КТП}} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{\text{КУ}} \cdot N_{\text{КУ}}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T, \quad (47)$$

$$Z_{\text{КТП}} = 0.223 \cdot (192.8 \cdot 2) + (32.583 \cdot 2) = 151.155 \text{ тыс.руб.}$$

В результате произведенных расчетов установлено, что минимальные приведенные затраты соответствуют варианту установки на КТП силовых трансформаторов типа ТМГ-160/10 без устройств компенсации реактивной мощности.

Для остальных производственных корпусов завода выбор мощности и количества силовых трансформаторов и КУ на КТП выполняется по той же методике.

Количество трансформаторов на ТП определяется в зависимости от категории надежности электроприемников, получающих питание от трансформаторной подстанции.

4 Выбор количества и номинальной мощности трансформаторов на ГПП завода

«Рациональное напряжение питания завода находим как» [10]:

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{L + 0.016 \cdot P_{PI}}, \quad (48)$$
$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{8.5 + 0.016 \cdot 16515} = 72 \text{ кВ},$$

где L - длина линии,

P_{PI} - суммарная активная мощность по предприятию;

При этом в расчетах величина активной расчетной нагрузки по предприятию принимается:

$$P_{PI} = P_{PH} + P_{PB} + P_{CТOP}, \quad (49)$$
$$P_{PI} = 11730.97 + 4784 + 0 = 16515 \text{ кВт}.$$

где P_{PH} - нагрузка на стороне НН,

P_{PB} - нагрузка на стороне ВН,

$P_{CТOP}$ - нагрузка сторонних потребителей.

«Величина полной расчетной нагрузки по предприятию определяется» [10]:

$$S_{PI} = \sqrt{P_{PI}^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (50)$$
$$S_{PI} = \sqrt{16515^2 + 4129^2} = 17023 \text{ кВА},$$

«Величина расчетной реактивной нагрузки предприятия находится как» [10]:

$$Q_{\text{ЭС}} = P_{\text{ПП}} \cdot \text{tg}\phi, \quad (51)$$

$$Q_{\text{ЭСi}} = 16515 \cdot 0.25 = 4129 \text{ квар.}$$

«Силовой трансформатор представляет собой индуктивный преобразователь, с помощью которого переменный ток одного напряжения преобразуется в переменный ток другого напряжения. В зависимости от назначения трансформаторы изготавливаются с двумя и более обмотками. Наиболее часто в системах электроснабжения применяются двухобмоточные понижающие трансформаторы. Для систем электроснабжения с относительно большой установленной мощностью потребителя применяются трансформаторы с расщепленной вторичной обмоткой. Основным преимуществом этих трансформаторов является ограничение токов короткого замыкания» [10].

Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей предприятия относящихся ко 2й и 1й категориям по надежности электроснабжения на главной понизительной подстанции завода предусматриваем установку двух силовых трансформаторов, при этом мощность одного трансформатора с учетом возможной перегрузки должна быть больше [11, 12]:

$$S_{\text{номт}} \approx K_{1-2} \cdot S_{\text{ПП}} \frac{1}{K_{\text{пер}}}, \quad (52)$$

$$S_{\text{номт}} \approx 0,8 \cdot 17023 \cdot \frac{1}{1,4} = 9727 \text{ кВА.}$$

где K_{1-2} - коэффициент участия потребителей,

$K_{\text{пер}}$ - коэффициент перегрузки.

По данным заводов, выпускающих силовые трансформаторы, принимаем для дальнейшего рассмотрения и сравнения варианты с

установкой на ГПП предприятия двух силовых трансформаторов типа ТДН-10000/110/10 и ТДН-16000/110/10.

4.1 Установка на главной понизительной подстанции 2 х ТДН - 10000/110/10

По данным сайта производителя силовых трансформаторов определяем их технические характеристики:

- $\Delta P_{XX} = 14.3 \text{ кВт}$,
- $\Delta P_{K3} = 58.1 \text{ кВт}$,
- $i_{XX} = 0.92 \%$,
- $u_{K3} = 10.5 \%$,
- $K_T = 21043 \text{ тыс. руб.}$

«Значение приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме XX определим из выражения» [13]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + 0.05 \cdot \Delta Q_x, \quad (53)$$

$$\Delta P_x' = 14.3 + 0.05 \cdot 92 = 18.9 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (54)$$

$$\Delta Q_x = 0.92 \cdot 10000 / 100 = 92 \text{ квар},$$

«Значение приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме К3 найдем как» [13]:

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (55)$$

$$\Delta Q_k = 10.5 \cdot 10000 / 100 = 1050 \text{ квар},$$

$$\Delta P_k' = \Delta P_k + K_{ин} \cdot \Delta Q_k, \quad (56)$$

$$\Delta P_{\kappa}' = 58.1 + 0.05 \cdot 1050 = 110.6 \text{ кВт.}$$

«Коэффициент загрузки трансформатора» [13]:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном,Т}}, \quad (57)$$

$$K_3 = \frac{17023}{10000} = 1.702 .$$

где $S_{нагр}$ - мощность нагрузки;

«Приведенные потери активной мощности в СТ» [13]:

$$P_m' = \Delta P_x' + K_3^2 \cdot \Delta P_{\kappa}' , \quad (58)$$

$$P_m' = 18.9 + 1.702^2 \cdot 110.6 = 339.4 \text{ кВт.}$$

На рисунке 1 изображен упорядоченный годовой график полной мощности главной понизительной подстанции. Определяем потери электрической энергии на каждой из ступеней графика, результаты заносим в таблицу 2:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{36}^2 \cdot \Delta P_{\kappa}' \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (59)$$

где ΔW_x - потери в режиме ХХ,

ΔW_k - потери в режиме КЗ.

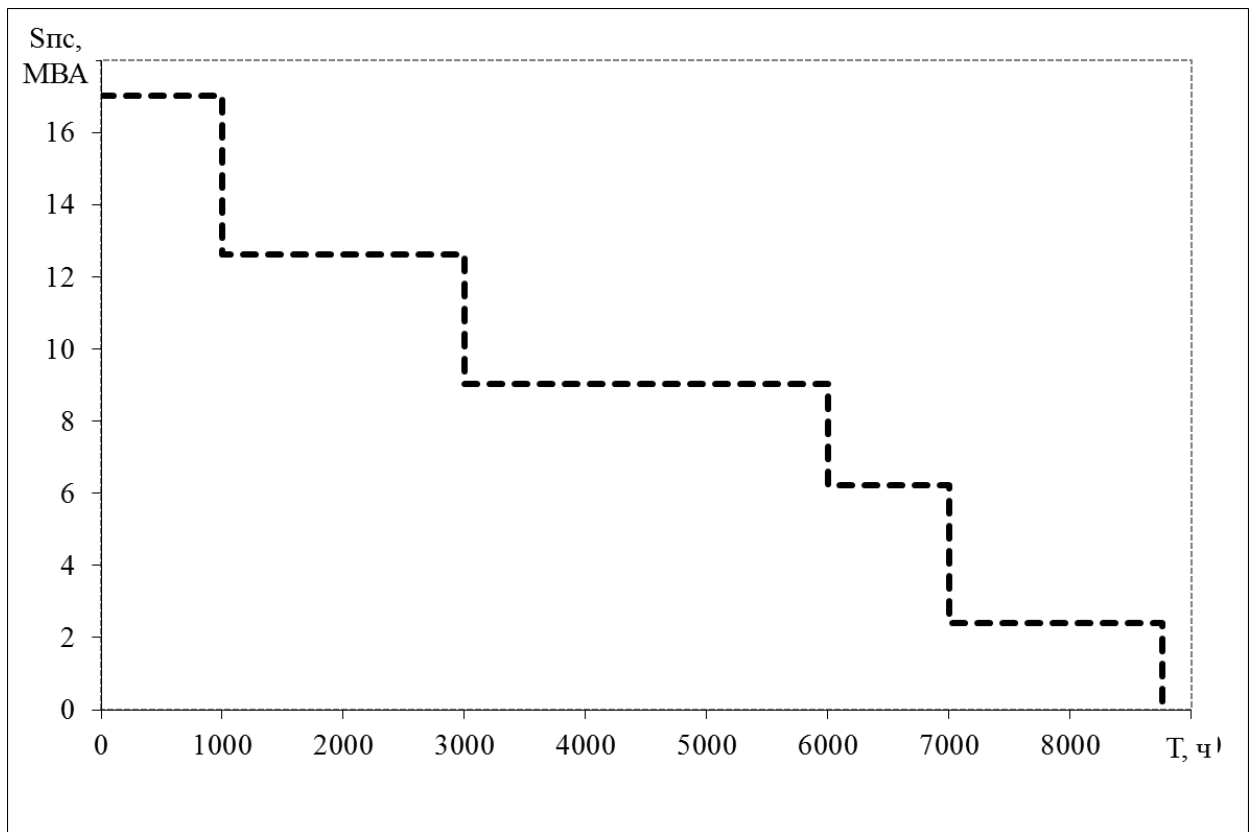


Рисунок 1 – Упорядоченный годовой график полной мощности главной понизительной подстанции завода

Таблица 2 - Потери электрической энергии на каждой из ступеней графика

i	S_{Bi} , МВА	T_i , ч	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	ΔW_{xi} , кВт·ч
1	17.023	1000	1.702	160250	37800
2	12.616	2000	1.262	176031	75600
3	9.023	3000	0.902	135060	113400
4	6.216	1000	0.622	21365	37800
5	2.406	1760	0.241	5635	66528
		$\Sigma \Delta W_{кBi} = 498341$		$\Sigma \Delta W_{xi} = 331128$	

Суммируя годовые потери электрической энергии в СТ ΔW_{nc} и умножая на стоимость 1 кВт·ч $C_э$, находим годовую стоимость потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W_{nc}} = \Delta W_{nc} \cdot C_э, \quad (60)$$

$$I_{\Delta WTC} = (498341 + 331128) \cdot 3.104 = 2575 \text{ тыс. руб.}$$

«Суммарные приведенные затраты на ГПП» [13]:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_9 + I_{\Delta WTC}, \quad (61)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 42086.67 + 3956 + 2575 = 17052 \text{ тыс.руб.}$$

где $K = 2 \cdot 21043.33 = 42086.67 \text{ тыс.руб.}$ – стоимость 2х силовых трансформаторов типа ТДН-10000/110;

$I_9 = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 42086.67 = 3956 \text{ тыс.руб.}$ – отчисления за один год.

4.2 Установка на главной понизительной подстанции 2 х ТДН - 16000/110/10

По данным сайта производителя силовых трансформаторов определяем их технические характеристики:

- $\Delta P_{XX} = 18.1 \text{ кВт},$
- $\Delta P_{K3} = 85.3 \text{ кВт},$
- $i_{XX} = 0.73 \%,$
- $u_{K3} = 10.5 \%,$
- $K_T = 25252 \text{ тыс. руб.}$

«Значение приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме XX определим из выражения» [13]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + 0.05 \cdot \Delta Q_x, \quad (62)$$

$$\Delta P_x' = 18.1 + 0.05 \cdot 116.8 = 23.94 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (63)$$

$$\Delta Q_x = 0.73 \cdot 16000 / 100 = 116.8 \text{ квар},$$

«Значение приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме КЗ найдем как» [13]:

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (64)$$

$$\Delta Q_k = 10.5 \cdot 16000 / 100 = 1680 \text{ квар},$$

$$\Delta P'_k = \Delta P_k + 0.05 \cdot \Delta Q_k, \quad (65)$$

$$\Delta P'_k = 85.3 + 0.05 \cdot 1680 = 169.3 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки трансформатора» [13]:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.т}}, \quad (66)$$

$$K_3 = \frac{17023}{16000} = 1.064 .$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ» [13]:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_3^2 \cdot \Delta P_k^{\dot{}}, \quad (67)$$

$$P_m^{\dot{}} = 23.94 + 1.064^2 \cdot 169.3 = 215.58 \text{ кВт}.$$

Определяем потери электрической энергии на каждой из ступеней графика по формуле 68, результаты заносим в таблицу 3:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{3\sigma}^2 \cdot \Delta P'_k \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (68)$$

Таблица 3 - Потери электрической энергии на каждой из ступеней графика

i	S_{Bi} , <i>MBA</i>	T_i , ч	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi}$, <i>кВт·ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>
1	17.023	1000	1.064	95821	47880
2	12.616	2000	0.788	105257	95760
3	9.023	3000	0.564	80759	143640
4	6.216	1000	0.388	12775	47880
5	2.406	1760	0.150	3369	84269
		$\Sigma \Delta W_{кBi} = 297981$		$\Sigma \Delta W_{xi} = 419429$	

Суммируя годовые потери электрической энергии в СТ и умножая на стоимость 1 кВт·ч находим годовую стоимость потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (69)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (297981 + 419429) \cdot 3.104 = 2227 \text{ тыс. руб.}$$

«Суммарные приведенные затраты на ГПП» [13]:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (70)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 50504 + 4747 + 2227 = 19600 \text{ тыс.руб.}$$

где $K = 2 \cdot 25252 = 50504 \text{ тыс.руб.}$ – стоимость 2х силовых трансформаторов типа ТДН-16000/110;

$$I_{э} = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 50504 = 4747 \text{ тыс.руб.}$$
 - отчисления за год.

Таким образом, выбираем для установки на главной понизительной подстанции завода вариант, обладающий минимальным значением приведенных затрат с установкой двух трансформаторов типа ТДН-10000/110 с $Z_{прив} = 17052 \text{ тыс.руб.}$, т.к. он является наиболее экономичным по сравнению с вариантом установки на ГПП двух трансформаторов типа ТДН-16000/110 с $Z_{прив} = 19600 \text{ тыс.руб.}$.

5 Обоснование электрической схемы главной понизительной подстанции

На главной понизительной подстанции завода используется схема ответвительной подстанции с отделителями и короткозамыкателями. Отключение поврежденного трансформатора в этой схеме со стороны высокого напряжения происходит в следующей последовательности: под действием защиты трансформатора замыкается короткозамыкатель, срабатывает защита линии на головном выключателе и он отключается. В бестоковую паузу отключается отделитель поврежденного трансформатора, после этого срабатывает АПВ и головной выключатель включается. Таким образом, питание линии восстанавливается. Для того чтобы отделителем не отключался ток нагрузки и тем более ток повреждения трансформатора, в цепь короткозамыкателя включается трансформатор тока к которому подключается блокировочное реле отделителя. Таким образом, отделитель отключится только после отключения выключателя, установленного у источника питания. При большой длительности отключения отделителей должен быть предусмотрен двукратный цикл АПВ. 1й цикл с минимальной выдержкой времени для быстрого отключения неустойчивых (самоустраняющихся) повреждений на воздушных линиях, которые происходят чаще всего. При этом срабатывание отделителя невозможно, и его отключение происходит только во время 2-го цикла, более продолжительного [14-16].

Мощность трансформаторов на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам с отделителями и короткозамыкателями, должна быть в диапазоне коммутационной способности разъединителей и отделителей для отключения тока XX, т.е. до 60 МВА.

В настоящее время реализуется программа замены масляных выключателей, отделителей и короткозамыкателей напряжением 110 на современные элегазовые выключатели, что и будет произведено в ходе реконструкции данной подстанции.

6 Расчет токов КЗ

«Короткое замыкание является аварийным режимом, время существования которого должно сводиться к минимуму. Это достигается соответствующими настройками средств защиты. Правильная настройка защит позволяет избежать больших ущербов. Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) необходим для выбора параметров настройки средств защиты, для проверки токоведущих частей и коммутационных аппаратов на термическое и динамическое действие ТКЗ. Существуют трехфазные, двухфазные и однофазные короткие замыкания» [17].

Для вычисления токов короткого замыкания на сторонах ВН и НН силовых трансформаторов главной понизительной подстанции составляется расчетная схема с основными элементами сети и ее схема замещения, которые представлены на рисунке 2.

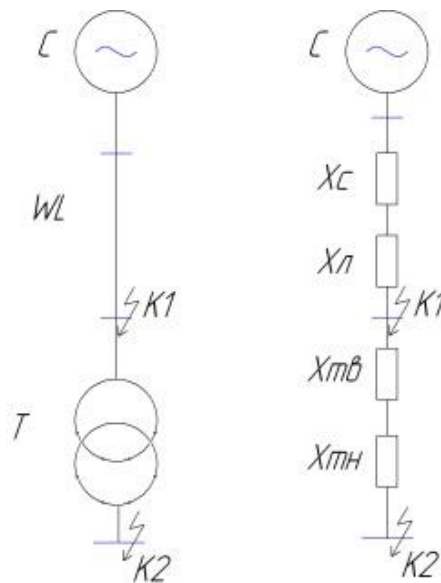


Рисунок 2 – Расчётная схема с основными элементами сети и ее схема замещения

Исходными данными являются справочные данные элементов и параметры режима функционирования ЭЭС:

Параметры режима функционирования ЭЭС: среднее номинальное напряжение - $U_{cp} = 115$ кВ; базисная мощность - $S_0 = 1000$ МВА; мощность

КЗ - $S_k = 2750$ МВА.

Справочные данные высоковольтной ЛЭП 110 кВ: погонное сопротивление - $x_{y\partial} = 0,4$ Ом/км; длина - $L = 8.5$ км.

Справочные данные СТ типа ТДН-10000: номинальная мощность - $S_n = 10$ МВА; напряжение КЗ - $U_k = 10.5$ %.

«Найдем сопротивление системы» [17]:

$$x_{c.\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_k}; \quad (71)$$

$$x_{c.\bar{b}} = \frac{1000}{2750} = 0.364.$$

«Сопротивление ВЛ найдем из выражения» [17]:

$$x_{ВЛ.\bar{b}} = \frac{x_{y\partial}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{сн}^2}; \quad (72)$$

$$x_{ВЛ.\bar{b}} = \frac{0.4}{2} \cdot 8.5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.129.$$

«Найдем значение сопротивления трансформатора ТДН-10000/110/10» [17]:

$$x_{Т.\bar{b}} = \frac{U_k, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_n}; \quad (73)$$

$$x_{Т.\bar{b}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10.5.$$

6.1 Определение значений токов КЗ в точке К1

«Найдем суммарное сопротивление цепи до точки КЗ» [17]:

$$x_{рез1} = x_{c.\bar{b}} + x_{ВЛ.\bar{b}}; \quad (74)$$

$$x_{рез1} = 0.364 + 0.129 = 0.492.$$

«Значение базисного тока» [17]:

$$I_{\sigma.k1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (75)$$

$$I_{\sigma.k1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА};$$

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ определим как» [17]:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{E_{\sigma}^{\wedge}}{x_{рез1}} \cdot I_{\sigma}; \quad (76)$$

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{1}{0.492} \cdot 5.02 = 10.2 \text{ кА};$$

«Ударный ток короткого замыкания найдем по формуле» [17]:

$$i_{y\delta.k1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(3)} \cdot \kappa_{y\delta}; \quad (77)$$

$$i_{y\delta.k1} = \sqrt{2} \cdot 10.2 \cdot 1.82 = 26.254 \text{ кА}.$$

где $\kappa_{y\delta}$ - ударный коэффициент;

6.2 Определение значений токов КЗ в точке К2

«Найдем суммарное сопротивление цепи до точки КЗ» [17]:

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{T,\sigma}; \quad (78)$$

$$x_{рез2} = 0.492 + 10.5 = 10.992.$$

«Значение базисного тока» [17]:

$$I_{\bar{\sigma}.к2} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (79)$$

$$I_{\bar{\sigma}.к2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА};$$

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ определим как» [17]:

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_{\bar{\sigma}}}{x_{рез2}} \cdot I_{\bar{\sigma}.к2}; \quad (80)$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{1}{10.992} \cdot 54.986 = 5.002 \text{ кА};$$

«Ударный ток короткого замыкания найдем по формуле» [17]:

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н,о}^{(3)} \cdot \kappa_{уд}; \quad (81)$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 5.002 \cdot 1.87 = 13.229 \text{ кА}.$$

Полученные в результате расчетов токов КЗ значения тока трехфазного короткого замыкания и ударного тока сводим в таблицу 4, данные значения будут использованы в следующем разделе бакалаврской работы при проверке оборудования ГПП.

Таблица 4 – Значения токов КЗ в точках К1 и К2

Точка короткого замыкания	$U_{сн}$, кВ	$\kappa_{уд}$	$I_{к}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА
1	115	1,82	10,2	26,3
2	10,5	1,87	5	13,2

7 Выбор электрических аппаратов на ГПП предприятия

7.1 Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне ВН главной понизительной подстанции

7.1.1 Выбор высоковольтных выключателей на стороне ВН ГПП

«Высоковольтные коммутационные аппараты с высокой коммутационной способностью. Эти аппараты (выключатели) могут коммутировать токи в диапазоне от нуля до величины короткого замыкания. В зависимости от принципа действия и конструкции существуют масляные, воздушные, вакуумные, элегазовые и электромагнитные выключатели. В системах электроснабжения промышленных предприятий наиболее часто применяют вакуумные, масляные и элегазовые выключатели» [18].

Предварительно принимаем к установке высоковольтный элегазовый выключатель типа ВГП-110-25/2500 УХЛ1 выпускаемый АО ВО «Электроаппарат».

Высоковольтные выключатели выбираются и проверяются на выполнение условий [18, 19]:

- соответствие номинального напряжения аппарата месту установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (82)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- соответствие номинального тока аппарата месту установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (83)$$
$$70 \text{ А} < 2500 \text{ А},$$

при этом максимальное значение тока в месте установки определяется по формуле:

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (84)$$

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 70 \text{ А};$$

- способность отключить максимальный ток короткого замыкания:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (85)$$

$$10.2 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (86)$$

$$7.9 \text{ кА} \leq 14.8 \text{ кА},$$

где « $i_{a,\tau}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени $\tau = t_{рз} + t_{св}$,
 $t_{рз} = 0,01$ с. – время действия релейной защиты;
 $t_{св}$ – собственное время отключения выключателя;
 β_n – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %, которое определяется по кривой из справочников, либо устанавливается заводом-изготовителем» [18];

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (87)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 10.2 \cdot e^{\frac{-0.06}{0.1}} = 7.9 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (88)$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{42}{100} \right) \cdot 25 = 14.8 \text{ кА},$$

- стойкость к электродинамическим воздействиям:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{пр.с}, \quad (89)$$

$$10.2 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \quad (90)$$

$$26.3 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

где « $I_{пр.с}$ – действующее значение предельного сквозного тока к. з. (по справочнику),

$i_{пр.с}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока к. з. (по справочнику)» [18];

- стойкость к термическим воздействиям:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (91)$$

$$21.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 68.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где $I_{терм}$ – предельный ток термической устойчивости;

$t_{откл}$ - длительность протекания тока термической устойчивости.

Предварительно выбранный к установке на стороне 110 кВ высоковольтный выключатель ВГП-110-25/2500 соответствует условиям выбора и проверки.

7.1.2 Выбор разъединителей на стороне ВН ГПП

«Высоковольтные коммутационные аппараты с низкой коммутационной способностью. Аппараты с низкой коммутационной способностью (разъединители) дают возможность коммутировать токи от нуля до токов холостого хода линий электропередачи и силовых трансформаторов, но главное их назначение - создание видимых разрывов в электрических цепях для обеспечения условий безопасности персонала службы эксплуатации» [18].

Предварительно принимаем к установке разъединитель типа РГП-СЭЩ-110/1250 УХЛ1, выпускаемый ЗАО «ГК «Электрощит» -ТМ Самара».

Разъединитель не только выбирается по номинальным параметрам сети в месте установки, но еще и проверяется на стойкость к негативному воздействию максимального тока короткого замыкания, который может возникнуть в точке КЗ:

- напряжение аппарата должно соответствовать напряжению электрической сети в его месте размещения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (92)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- максимальной ток послеаварийного режима не должен превышать номинального значения выбранного аппарата:

$$I_{max} < I_n, \quad (93)$$
$$70 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

- аппарат должен обладать электродинамической стойкостью при протекании по нему ударного тока КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \quad (94)$$
$$26.3 \text{ кА} \leq 75 \text{ кА};$$

- аппарат должен обладать термической стойкостью при протекании по нему максимального тока трехфазного короткого замыкания, продолжительностью, соответствующей времени его отключения коммутационным аппаратом:

$$B_{\kappa} \leq I_{np.c}^2 \cdot t_{np.c}, \quad (95)$$

$$21.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 68.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный для установки в открытом распределительном устройстве подстанции разъединитель РГП-110/1250 полностью удовлетворяет проверочным условиям.

7.1.3 Выбор и проверка измерительного трансформатора тока на стороне ВН ГПП

Намечаем к установке в ОРУ ГПП встроенный трансформатор тока ТВТ-110-1-100/5.

Трансформаторы тока не только выбираются по номинальным параметрам сети в месте установки, но еще и проверяются по величине нагрузки подключенных приборов во вторичные цепи и на стойкость к негативному воздействию максимального тока короткого замыкания, который может возникнуть в точке КЗ:

- напряжение аппарата должно соответствовать напряжению электрической сети в его месте размещения:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \quad (96)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- максимальной ток послеаварийного режима не должен превышать номинального значения выбранного аппарата:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{н.тг}}, \quad (97)$$

$$70 \text{ А} \leq 100 \text{ А};$$

- аппарат должен обладать электродинамической стойкостью при протекании по нему ударного тока КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (98)$$

$$26.3 \text{ кА} \leq 60 \text{ кА};$$

- аппарат должен обладать термической стойкостью при протекании по нему максимального тока трехфазного короткого замыкания, продолжительностью, соответствующей времени его отключения коммутационным аппаратом:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{ном}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (99)$$

$$21.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где « K_T – кратность термической стойкости трансформатора тока (по каталогу)» [18],

- сопротивление подключенных во вторичные цепи приборов должно быть меньше предельно установленного изготовителем значения:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (100)$$

где « $Z_{2ном} = \frac{S_2}{I_2^2}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки

(допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока» [18].

допускается приближенно принимать полное сопротивление равным активному $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (101)$$

Во вторичные цепи встроенного в высоковольтный ввод трансформатора ТТ включен амперметр с $S_{\text{ном}}$ равной 0,25 ВА. Определим его активное сопротивление:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (102)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0.25}{5^2} = 0.01 \text{ Ом}.$$

Максимальное значение допустимого сопротивление соединительных проводов во вторичных цепях ТТ будет равно:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.01 - 0.1 = 1.09 \text{ Ом}.$$

где $R_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов;

Зная сопротивление провода, определим соответствующее ему сечение медного проводника:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (103)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 65}{1.09} = 1.044 \text{ мм}^2.$$

где « ρ – удельное сопротивление материала провода;

l_p – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока» [18];

Исходя из требований нормативных документов, предъявляемых к проводникам, принимаем провод с площадью жилы равной 2.5 мм².

Выбранный для установки в открытом распределительном устройстве подстанции трансформатор тока ТВТ-110-1-100/5 полностью удовлетворяет проверочным условиям.

7.1.4 Выбор гибких шин

Гибкие шины в ОРУ 110 кВ выполняются алюминиевыми проводами со стальным сердечником.

«Сечение провода по экономической плотности тока» [18]:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}}; \quad (104)$$

$$s = \frac{50}{1} = 50 \text{ мм}^2.$$

где $j_{\text{э}}$ - экономическая плотность тока.

Выбираем минимально допустимое для данного класса напряжения сечение провода АС-70/11 мм² с $I_{\text{дд}} = 265 \text{ А}$.

«Наибольшая критическая напряженность электрического поля» [18]:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (105)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.57}} \right) = 34.7 \text{ кВ/м.}$$

где « r_0 – радиус провода, см;

m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода» [18];

«Напряженность вблизи проводника» [18]:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_o \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_o}}; \quad (106)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 115}{0.57 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 300}{0.57}} = 25.3 \text{ кВ/м.}$$

где « U_n – линейное напряжение, кВ;

D – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз» [18];

Выполним проверку на отсутствие короны:

$$1.07E \leq 0.9E_o; \quad (107)$$

$$27.1 \text{ кВ/м} < 31.2 \text{ кВ/м.}$$

Предварительно выбранный к установке на стороне 110 кВ в качестве гибких шин провод АС-70/11 соответствует условиям выбора и проверки.

7.2 Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне НН главной понизительной подстанции

7.2.1 Выбор высоковольтных выключателей на стороне НН ГПП

Предварительно принимаем к установке высоковольтный выключатель типа ВВУ-СЭЩ-П-10-31.1/1600, выпускаемый ЗАО «ГК «Электрощит» -ТМ Самара».

Высоковольтные выключатели выбираются и проверяются на выполнение условий:

- соответствие номинального напряжения аппарата месту установки:

$$U_{сету} \leq U_n, \quad (108)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие номинального тока аппарата месту установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (109)$$
$$770 \text{ A} < 1600 \text{ A},$$

при этом максимальное значение тока в месте установки определяется по формуле:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (110)$$
$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 770 \text{ A};$$

- способность отключить максимальный ток короткого замыкания:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (111)$$
$$5 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (112)$$
$$4.2 \text{ кА} \leq 13.6 \text{ кА},$$

при этом значения $i_{a,\tau}$ и $i_{a.н.}$ определяются как:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (113)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5 \cdot e^{\frac{-0.045}{0.085}} = 4.2 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (114)$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{48}{100} \right) \cdot 20 = 13.6 \text{ кА},$$

- стойкость к электродинамическим воздействиям:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{нр.с}, \quad (115)$$

$$5 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (116)$$

$$13.2 \text{ кА} \leq 60 \text{ кА};$$

- стойкость к термическим воздействиям:

$$B_{к} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (117)$$

$$4.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно выбранный к установке на стороне 10 кВ высоковольтный выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-31.1/1600 соответствует условиям выбора и проверки.

7.2.2 Выбор и проверка измерительного трансформатора тока на стороне НН ГПП

Намечаем к установке в ЗРУ ГПП трансформаторы тока с литой изоляцией ТОЛ-СЭЩ-10-1000/5.

Трансформаторы тока не только выбираются по номинальным параметрам сети в месте установки, но еще и проверяются по величине нагрузки подключенных приборов во вторичные цепи и на стойкость к негативному воздействию максимального тока короткого замыкания, который может возникнуть в точке КЗ:

- напряжение аппарата должно соответствовать напряжению электрической сети в его месте размещения:

$$U_{сети} \leq U_{н}, \quad (118)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- максимальной ток послеаварийного режима не должен превышать номинального значения выбранного аппарата:

$$I_{\max} \leq I_{H.IT}, \quad (119)$$
$$770 \text{ A} \leq 1000 \text{ A};$$

- аппарат должен обладать электродинамической стойкостью при протекании по нему ударного тока КЗ:

$$i_{y\delta} \leq i_{\text{эдин.ст}}, \quad (120)$$
$$13.2 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- аппарат должен обладать термической стойкостью при протекании по нему максимального тока трехфазного короткого замыкания, продолжительностью, соответствующей времени его отключения коммутационным аппаратом:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (121)$$
$$4.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 152 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- сопротивление подключенных во вторичные цепи приборов должно быть меньше предельно установленного изготовителем значения:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (122)$$

допускается приближенно принимать полное сопротивление равным активному $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (123)$$

Во вторичные цепи ТТ, устанавливаемого в водной ячейке подключаются: счетчик активной и реактивной эл. энергии; амперметр; ваттметр и варметр с общей потребляемой мощностью равной 9 ВА. Определим их активное сопротивление:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (124)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{9}{5^2} = 0.36 \text{ Ом}.$$

Максимальное значение допустимого сопротивление соединительных проводов во вторичных цепях ТТ будет равно:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.36 - 0.1 = 0.74 \text{ Ом}.$$

Зная сопротивление провода, определим соответствующее ему сечение медного проводника:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (125)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 40}{0.86} = 0.814 \text{ мм}^2.$$

Исходя из требований нормативных документов, предъявляемых к проводникам, принимаем провод с площадью жилы равной 2.5 мм².

Выбранный для установки в закрытом распределительном устройстве подстанции трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-1000/5 полностью удовлетворяет проверочным условиям.

По таким же критериям выбираем и проверяем ТТ на отходящих фидерах.

7.2.3 Выбор трансформатора напряжения на стороне НН ГПП

Предварительно принимаем к установке трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10.

Условия выбора ТН:

- напряжение аппарата должно соответствовать напряжению электрической сети в его месте размещения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (126)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- по классу точности;

- мощность подключенных во вторичные цепи приборов должно быть меньше предельно установленного изготовителем значения:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (127)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (128)$$

Вторичной нагрузкой ТН являются счетчики активной и реактивной электроэнергии с суммарной активной мощностью 16 Вт и реактивной 6 вар.

$$17 \text{ ВА} \leq 225 \text{ ВА}.$$

Выбранный для установки в закрытом распределительном устройстве подстанции трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10 полностью удовлетворяет проверочным условиям.

7.2.4 Выбор жестких шин

«Определим сечение шин по экономической плотности тока» [18]:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}}; \quad (129)$$

$$s = \frac{550}{1} = 550 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к установке шины из алюминиевого сплава размером поперечного сечения 60 мм x 10 мм, с $I_{\text{дд}} = 1155 \text{ А}$.

«Минимальное сечение шины по условию термической стойкости» [18]:

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}} \cdot 10^3}{C_{\text{T}}}, \quad (130)$$

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{4.5} \cdot 10^3}{66} = 32.1 \text{ мм}^2.$$

где C_{T} - температурный коэффициент.

«Сила, действующая на шины во время трехфазного КЗ» [18]:

$$F_{\text{max}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{\text{yd}}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p, \quad (131)$$

$$F_{\text{max}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 2 \cdot 13200^2 \cdot 1 \cdot 1 = 60.4 \text{ Н}.$$

где « a – расстояние между фазами, м;

l – длина пролета, м;

K_ϕ – коэффициент формы;

K_p – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников» [18].

«Момент сопротивления поперечного сечения шины» [18]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (132)$$

$$W = \frac{0.01 \cdot 0.06^2}{6} = 6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

«Максимальное напряжение в материале проводника» [18]:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (133)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{60.4 \cdot 2}{8 \cdot 6 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-6} = 2.5 \text{ МПа}.$$

где « λ – коэффициент, зависящий от условия закрепления шины» [18];

Проверка на электродинамическую стойкость проводится по выражению:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (134)$$

$$2.5 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – «допустимое напряжение в материале шин» [18]:

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (135)$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot 353 = 247.1 \text{ МПа}.$$

«Момент инерции поперечного сечения проводника» [18]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (136)$$

$$J = \frac{0.01 \cdot 0.06^3}{12} = 1.8 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

«Частота собственных колебаний» [18]:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (137)$$

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 2^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1.8 \cdot 10^{-7}}{2.5}} = 27.9 \text{ Гц}.$$

где « l – длина пролета между изоляторами,

J – момент инерции поперечного сечения шины,

E – модуль упругости материала шины,

r_1 – параметр основной собственной частоты шины,

m – масса шины на единицу длины» [18];

Так как частота собственных колебаний не превышает 30 Гц, то отсутствуют условия для возникновения механического резонанса.

7.2.5 Выбор опорных изоляторов

Предварительно принимаем к установке опорные изоляторы типа ИОР-10-3,75 П УХЛ.

Опорные изоляторы выбираются и проверяются на выполнение условий:

- соответствие номинального напряжения элемента месту установки:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (138)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- не превышение максимальной нагрузки на головку выбранного изолятора:

$$F_{\max}^{(3)} \leq F_{\text{доп}}, \quad (139)$$
$$60.4 \text{ Н} < 1688 \text{ Н},$$

где допустимая нагрузка составляет

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot F_{\text{разруш}} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (140)$$
$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.16} = 1688 \text{ Н}.$$

где « $F_{\text{разруш}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб,

H_u – высота изолятора» [18];

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (141)$$
$$H = 0.12 + 0.01 + \frac{0.06}{2} = 0.16.$$

где b и h – геометрические размеры изолятора;

Предварительно выбранные к установке на стороне 10 кВ опорные изоляторы ИОР-10-3,75 II соответствуют условиям выбора и проверки.

7.2.6 Выбор проходных изоляторов

Предварительно принимаем к установке проходные изоляторы ИП-10/1000-7,5 УХЛ2.

Проходные изоляторы выбираются и проверяются на выполнение условий:

- соответствие номинального напряжения элемента месту установки:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (142)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие номинального тока изолятора месту установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (143)$$
$$770 \text{ А} < 1000 \text{ А};$$

- не превышение максимальной нагрузки на головку выбранного изолятора:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (144)$$
$$17.4 \text{ Н} < 4500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (145)$$
$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{13200^2}{1} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 17.4.$$

Таким образом, предварительно выбранные к установке на стороне 10 кВ проходные изоляторы ИП-10/1000-7,5 соответствуют условиям выбора и проверки.

В разделе было выбрано и прошло необходимые проверки новое электрооборудование, запланированное к установке на сторонах ВН и НН главной понизительной подстанции.

8 Определение параметров системы заземления на ГПП

Предельно допустимое значение напряжения прикосновения при времени существования КЗ 0.04 с составляет 500 В [20, 21].

«Напряжение на заземлителе найдем по формуле» [20]:

$$U_3 = \frac{U_{np.доп}}{k_{II}}, \quad (146)$$

$$U_3 = \frac{500}{0.216} = 2313 \text{ В},$$

где « k_{II} —коэффициент напряжения прикосновения,

$U_{np.доп}$ - предельное напряжение прикосновения» [20];

коэффициент напряжения прикосновения определяется из выражения:

$$k_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_6 L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (147)$$

$$k_{II} = \frac{0.5 \cdot 0.94}{\left(\frac{6 \cdot 684}{12 \cdot \sqrt{3762}}\right)^{0.45}} = 0.216,$$

где « l_6 — длина вертикального заземлителя,

L_2 —длина горизонтальных заземлителей,

a —расстояние между вертикальными заземлителями,

S —площадь заземляющего устройства,

M —параметр, зависящий от ρ_1 / ρ_2

β — коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека R_c

и сопротивлению растекания тока от ступней R_c » [20];

а коэффициент, учитывающий внутренне сопротивление электрическому току человеческого тела по пути его наиболее вероятного протекания:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1.5\rho_{в.с}}, \quad (148)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1.5 \cdot 45} = 0.94.$$

Найденное значение не выше максимально допустимого порога в 10 кВ.

Полученное суммарное сопротивление сложного ЗУ должно удовлетворять условию:

$$R_3 < R_{3.дон}. \quad (149)$$

«Число ячеек для расчетной модели заземлителя находим как» [20]:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (150)$$

$$m = \frac{684}{2 \cdot \sqrt{3762}} - 1 \approx 5.$$

где « S – площадь подстанции,

L_2 – длина горизонтального заземлителя» [20];

«Длина полосы в расчетной модели определяется» [20]:

$$L'_2 = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (151)$$

$$L'_2 = 2\sqrt{3762} \cdot (5+1) = 736 \text{ м.}$$

Исходя из полученного значения площади и количества ячеек сможем найти длину стороны одной ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (152)$$

$$b = \frac{\sqrt{3762}}{5} = 12.3 \text{ м.}$$

«Число вертикальных заземлителей, размещаемых по контуру ГПП» [20]:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g}, \quad (153)$$

$$n_g = \frac{\sqrt{3762} \cdot 4}{1 \cdot 6} \approx 41.$$

«Суммарная длина вертикальных заземлителей составляет» [20]:

$$L_g = l_g \cdot n_g, \quad (154)$$

$$L_g = 6 \cdot 41 = 246 \text{ м.}$$

«Относительная глубина погружения вертикальных заземлителей» [20]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (155)$$

$$\frac{6 + 0.7}{\sqrt{3762}} = 0.109.$$

«Суммарное сопротивление сложного заземлителя» [20]:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_g}, \quad (156)$$

$$R_3 = 0.352 \cdot \frac{45}{\sqrt{3762}} + \frac{45}{684 + 246} = 0.31 \text{ Ом},$$

где « ρ » – эквивалентное сопротивление грунта,

$L_0 = l_0 n_0$ – общая длина вертикальных заземлителей, определяемая произведением длины одного заземлителя на количество» [20],

при этом значение коэффициента A равно

$$A = \left(0.444 - 0.84 \frac{l_0 + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (157)$$

$$A = (0.444 - 0.84 \cdot 0.109) = 0.352.$$

Определенное по формуле 156 сопротивление сложного заземлителя не превышает максимального значения 0,5 Ом, а выбор состава сложного заземлителя произведен верно и окончательно в него войдет 41 вертикальный заземлитель, размещаемый по периметру подстанции и 246 м соединительной полосы.

Заключение

В ходе выполнения ВКР была спроектирована система электроснабжения производства по выпуску компрессорных установок.

Произведен расчет максимальных нагрузок по предприятию. Суммарная нагрузка с учетом возможности компенсации реактивной мощности СД, но без учета низковольтных КУ составила 16515 кВт и 10641 квар.

Выполнено сравнение двух вариантов размещения трансформаторов на внутрицеховой подстанции для корпуса №15, к установке приняты 2 силовых трансформатора типа ТМГ-160/10 без установки устройств компенсации реактивной мощности.

Определено значение оптимального напряжения для системы внешнего электроснабжения завода, которое составило 110 кВ.

По методу минимальных приведенных затрат выбраны силовые трансформаторы для размещения на главной понизительной подстанции предприятия - ТДН-10000/110/10.

Определены значения токов короткого замыкания, полученные значения использовались для проверки выбранного оборудования на ГПП: высоковольтных выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, гибких и жестких шинопроводов и т.д. Все выбранной оборудование прошло необходимые проверки и может быть установлено на ГПП предприятия.

Определены основные параметры системы заземления ГПП предприятия, всего в контуре заземления ГПП устанавливается 41 вертикальный заземлитель, которые соединяются между собой горизонтальной полосой протяженностью 246 м.

Список используемых источников

1. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
2. Анчарова Т. В., Рашевская М.А., Стебунова. Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений [Электронный ресурс]: учебник , 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2018. 415 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/982211> (дата обращения 19.12.2020).
3. Валеев И.М., Мусаев Т.А. Методика расчета режима работы системы электроснабжения городского района : монография. Казань : КНИТУ, 2016. 132 с.
4. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2016. 78 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 14.11.2020).
5. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2015. 46 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 18.11.2020).
6. Дайнеко В.А., Забелло Е.П., Прищепова Е.М. Эксплуатация электрооборудования и устройств автоматики: учебное пособие. М.: НИЦ ИНФРА-М, Нов. знание, 2015. 333 с.
7. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 543 с.
8. Кобелев А.В., Кочергин С.В., Печагин Е.А. Режимы работы электроэнергетических систем : учебное пособие для бакалавров и магистров

направления «Электроэнергетика». Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. 80 с.

9. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций : учебное пособие. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. 92 с.

10. Михайлов В.Е. Современная электросеть. СПб. : Наука и Техника, 2013. 256 с.

11. Пилипенко В.Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебно-методическое пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2014. 124 с.

12. Сивков А.А., Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С. Основы электроснабжения. Учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 173 с.

13. Стандарт организации ОАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.

14. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.

15. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Жданов В.Г. Организация и управление деятельностью электросетевых предприятий: учебное пособие. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016. 144 с.

16. Шеховцов В.П. Электрическое и электромеханическое оборудование : учебник, 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2018. 407 с.

17. Danilova O.V., Belayeva I.Y. The power grid complex of Russia: From informatization to the strategy of digital network development // Advances in Intelligent Systems and Computing. 2019. pp. 42-53.

18. Hase Y. Handbook of Power System Engineering. England: John Wiley & Sons, 2011. 401 p.
19. Hickey R.B., Robert B. Electrical Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-Hill Companies, 2012. 575 p.
20. Rajendra P. Fundamentals of electrical engineering. PHI Learning Pvt. Ltd., 2014. 1064 p.
21. Usman M., Coppo M., Bignucolo F., Turri R., Cerretti, A. A novel methodology for the management of distribution network based on neutral losses allocation factors // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2019. №1. pp. 613-622.