

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 Электроснабжение предприятия по выпуску систем промышленного
холодоснабжения

Обучающийся

М.А. Шумков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В.И. Платов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

Темой бакалаврской работы является: «Электроснабжение предприятия по выпуску систем промышленного холодоснабжения».

В ходе выполнения работы были произведены расчеты ожидаемых электрических нагрузок по каждому из производственных цехов и вспомогательных зданий. В процессе расчета были определены средние за наиболее загруженную смену нагрузки и определены расчетные значения, по которым находилась суммарная нагрузка по предприятию в целом. Для цеховых трансформаторных подстанций определялось количество устанавливаемых на них силовых трансформаторов, их номинальная полная мощность и решались вопросы установки средств компенсации реактивной мощности. В результате расчетов был выбран наиболее оптимальный по затратам вариант. Поскольку реконструкция подстанции была вызвана в первую очередь возросшей нагрузкой потребителей, то на главной понизительной подстанции предприятия выбирались трансформаторы большей мощности и производилось их сравнение по величине годовых потерь электрической энергии и приведенным затратам на установку и последующую эксплуатацию. Таким образом, был произведен расчет потерь электрической энергии в трансформаторах на различных ступенях годового графика нагрузки и дано обоснование электрической схемы на главной понизительной подстанции. Для выбранных расчетных точек на стороне высшего и низшего напряжения трансформаторов подстанции были определены максимальные значения трехфазного тока металлического короткого замыкания и его ударные значения. На подстанции было выбрано новое современное электрооборудование с целью его размещения в открытом распределительном устройстве и в ЗРУ подстанции.

Пояснительная записка работы содержит 61 страницу текста, 4 графических рисунка и 4 таблицы со сведенными в них результатами расчетов. Графическая часть содержит 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Краткая характеристика предприятия.....	6
2 Определение расчетных нагрузок по цехам предприятия.....	8
3 Выбор количества и номинальной мощности трансформаторов на цеховой трансформаторной подстанции	15
4 Техничко-экономическое сравнение вариантов установки трансформаторов на ГПП предприятия	25
4.1 Вариант А с установкой на подстанции двух трансформаторов типа ТДН - 10000/35/10	27
4.2 Вариант Б с установкой на подстанции двух трансформаторов типа ТДН -16000/35/10	31
5 Определение значений токов КЗ	35
5.1 Определение значений токов КЗ в первой расчетной точке	36
5.2 Определение значений токов КЗ во второй расчетной точке	37
6 Выбор электрических аппаратов и проводников на ГПП предприятия.....	39
6.1 Выбор электрических аппаратов на стороне ВН ГПП.....	39
6.2 Выбор электроаппаратов на стороне НН главной понизительной подстанции.....	48
Заключение	57
Список используемых источников.....	59

Введение

По расположению и функциональному назначению систему электроснабжения любого промышленного предприятия можно условно поделить на три подсистемы, связанные между собой и обеспечивающие передачу электрической энергии от источников питания к конечным потребителям [1]:

- первой подсистемой является внешнее электроснабжение предприятия, как правило это сети высокого напряжения, чаще всего 110 кВ, находящиеся на обслуживании у энергоснабжающей организации и связывающие главную понизительную подстанцию предприятия с источником питания, которым может быть, как и близ расположенная электростанция, так и подстанция энергосистемы, понижающая напряжение с 220 или 500 кВ для его передачи по районным объектам;
- второй подсистемой является подсистема внутреннего электроснабжения предприятия в которую входит одна, или несколько при большой потребляемой мощности, главных понизительных подстанций предприятия, высоковольтные распределительные пункты для питания сосредоточенных групп высоковольтных электроприемников при их наличии и распределительные сети по территории предприятия, выполненные на номинальное напряжение 6 или 10 кВ;
- подсистема внутрицехового электроснабжения в которую входят трансформаторные подстанции 6 или 10 / 0,4 кВ расположенные внутри цехов для питания технологического процесса или в отдельных зданиях для питания нескольких близко расположенных корпусов сравнительно небольшой мощности, сети на напряжение 0,4 кВ выполненные кабелями или шинопроводами и предназначенные для питания конечных потребителей, а при использовании

радиальной схемы электроснабжения еще и низковольтные распределительные пункты.

Только при совместной надежной работе всех трех подсистем возможно бесперебойное обеспечение электрической энергией электротехнологических установок, выпуск продукции и производство работ надлежащего качества и точно в установленный срок.

Поэтому целью бакалаврской работы является разработка комплексного решения по реконструкции всех подсистем системы электроснабжения предприятия, направленного на выполнение требований к надежности электроснабжения потребителей и обеспечение безопасных условий труда для обслуживающего персонала и прочих работников предприятия.

1 Краткая характеристика предприятия

Предприятие располагается в рабочем поселке Новосибирской области и выпускает широкий ряд продукции в области промышленного холодоснабжения для пищевых предприятий агропромышленного комплекса.

Системы поточного охлаждения.

Системы рассчитаны таким образом, чтобы обеспечить охлаждение готовой продукции с температуры заквашивания до температуры хранения / созревания (в производстве кефира). Производительность оборудования соответствует производительности фасовочного комплекса.

К основным преимуществам системы относятся:

- обеспечивает эффективное охлаждение сквашенного сгустка;
- бережное перекачивание без нарушения консистенции;
- оперативное предотвращение нарастания кислотности.

В комплектацию входят:

- кулачковый насос;
- пластинчатый охладитель;
- материалы обвязки;
- пульт управления.

На сегодняшний день потребитель может купить практически любое оборудование – ничего сложного в этом нет. Но далеко не всегда агрегаты массового производства полностью соответствуют запросам компании. Индивидуальный подход важен и здесь – так качество установок при их разработке и производстве на заказ только выиграет, а значит, выиграет и конечный потребитель. Во-первых, предприятие получит полностью подходящее под свои требования оборудование, во-вторых, не придется тратить ресурсы и время уже на месте на то, чтобы дорабатывать оборудование, а значит, риск нарушения целостности системы сводится к минимуму.

Компания предлагает агрегаты собственной разработки и производства, для которых используются импортные комплектующие. Работа выполняется с соблюдением всех стандартов и норм, качество сборки подтверждается сертификатами.

Базовая комплектация включает в себя необходимое количество приборов автоматики и электрозащиты, а дополнения или изменения вносятся в зависимости от условий конкретного заказчика, как и в случае с внешними габаритными размерами оборудования. Все согласуется с заказчиком еще на самой начальной стадии разработки проекта.

Для производства агрегатов используются:

- компрессоры фирм Bitzer, Danfross Maneurop, Copeland, Bock;
- ресиверы Bitzer и Alfa Laval;
- приборы автоматики Danfross, Castel, Alco;
- электрощиты производства нашей компании, для сборки которых используются импортные электрокомпоненты.

Стандартные агрегаты изготавливаются уже с ресивером. Для выносного холода возможно исполнение без ресиверной станции. Все работы от проектирования до изготовления осуществляются в короткие сроки. Для удобства при поставке агрегата часто поставляется электрический щит управления для необходимой задачи [2-4].

При создании промышленного агрегата не последнее значение придается промышленному дизайну изделий, так если компрессор синий, то рама агрегата синяя, если компрессор зеленый, то и цвет рамы соответствующий.

Выводы по разделу.

В разделе приведен перечень основной выпускаемой предприятием продукции, даны ее характеристики и сферы применения.

Выпускаемая продукция для систем охлаждения обладает высоким качеством, конкурентоспособными характеристиками и нашла широкое применение в пищевой промышленности на предприятиях агропромышленного комплекса.

2 Определение расчетных нагрузок по цехам предприятия

Для определения расчетных нагрузок используется типовая методика, изложенная в РТМ по расчету нагрузок и неоднократно описанная в учебниках и учебных пособиях [5-8].

«Вначале определяются низковольтные нагрузки по цехам. Исходными данными являются суммарные установленные мощности низковольтных электроприемников по цехам. Основываясь на информации о технологических особенностях и составе электрооборудования каждого из цехов, по справочникам находятся усредненные значения коэффициентов использования и коэффициентов мощности для каждого из цехов» [9]. За исходные данные берется суммарное значение номинальной мощности по каждому цеху или вспомогательному подразделению предприятия и эффективное число электроприемников заранее рассчитанное для каждого цеха. В зависимости от отрасли промышленности к которой относится данное предприятие и предназначения каждого цеха с учетом известных данных о производимых в нем технологических операциях определяются справочные коэффициенты использования и мощности, которые заносятся в итоговую таблицу с результатами выполненных расчетов [9].

«Информация о коэффициентах использования K_{II} и коэффициентах мощности $\cos\varphi$ как для отдельных электроприемников, так и для характерных цехов по отраслям промышленности берется из справочников. Из-за большого многообразия наименований электроприемников и цехов не для всех можно найти справочные данные о K_{II} и $\cos\varphi$. В этом случае они принимаются равными соответствующим данным для электроприемников и цехов схожих по режиму работы» [9].

При расчетах по отдельным группам электроприемников, подключаемых к распределительным пунктам или распределительным шинопроводам используется следующее выражение для нахождения эффективного числа электроприемников:

$$n_{\text{Э}} = \frac{(\sum P_{\text{H}})^2}{\sum n p_{\text{H}}^2}. \quad (1)$$

где « p_{H} - номинальная мощность одного ЭП,

P_{H} - номинальная мощность группы ЭП» [9].

В случае, когда расчет выполняется по узлу питания, имеющему достаточно высокое значение постоянной времени нагрева, например, для магистрального шинпровода или на шинах НН ТП применяется формула [9]:

$$n_{\text{Э}} = \frac{2 \sum P_{\text{H}}}{P_{\text{H.макс}}} \quad (2)$$

где « $p_{\text{H.макс}}$ - максимальное значение мощности одного наиболее мощного электроприемника» [9].

«Найденное по указанным выражениям значение $n_{\text{Э}}$ округляется до ближайшего меньшего целого числа. При $n_{\text{Э}} \leq 4$ рекомендуется пользоваться номограммой» [9].

«Если найденное по упрощенному выражению число $n_{\text{Э}}$ окажется больше n , то следует принимать $n_{\text{Э}} = n$.

Если $p_{\text{H.макс}} / p_{\text{H.мин}} \leq 3$, где $p_{\text{H.мин}}$ - номинальная мощность наименее мощного ЭП группы, также принимается $n_{\text{Э}} = n$ » [9].

Используя справочные таблицы для определения расчетного коэффициента на шинах низкого напряжения трансформаторных подстанций, а также в зависимости от известного эффективного числа электроприемников и рассчитанного группового коэффициента использования находим коэффициенты максимума по каждому из цехов и вспомогательных подразделений предприятия [8].

«Расчетная активная нагрузка группы силовых трехфазных электроприемников на всех ступенях питающих и распределительных сетей находится» [10]:

$$P_p = K_p \cdot K_H \cdot P_H \quad (3)$$

где « K_H - значение коэффициента использования активной мощности.

K_p - значение расчетного коэффициента по активной мощности» [10].

Расчетная формула для определения реактивного значения расчетной мощности зависит от полученного значения эффективного числа электроприемников по узлу питания, возможны два варианта [10]:

- если эффективное число ЭП меньше либо равно 10, то полученное ранее значение среднесменной нагрузки помножается на коэффициент 1,1:

$$Q_p = 1,1 \cdot P_H \cdot K_H \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (4)$$

- если эффективное число ЭП больше 10, то полученное ранее значение среднесменной нагрузки помножается на коэффициент 1, то есть принимается в качестве расчетного:

$$Q_p = P_H \cdot K_H \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (5)$$

«где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности рассматриваемой группы электроприемников» [10].

Далее определяем полную расчётную мощность опираясь на полученные данные об активной и реактивной расчетных мощностях [10]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (6)$$

«Для расчета электрических нагрузок высоковольтных электроприемников необходимо по заданной суммарной номинальной мощности подобрать конкретные синхронные и асинхронные двигатели, различного рода электротехнологические установки (электropечные трансформаторы, электролизные установки и т.д.), которые выбираются в соответствии с технологией производства предприятия. При этом возможно незначительное изменение заданной номинальной мощности с учетом мощности выбранных электроприемников» [10].

«Значения расчетных нагрузок высоковольтных электроприемников определяются также, как и низковольтных. Методика расчета зависит от числа электроприемников, их режима их работы и соотношения номинальных мощностей отдельных электроприемников.

Реактивные нагрузки высоковольтных синхронных двигателей, вычитаются из прочих реактивных нагрузок» [10].

Полученные значения для высоковольтных и низковольтных ЭП складываются и уже по ним с учетом потерь в трансформаторах и имеющейся сторонней нагрузке определяются мощности трансформаторов ГПП. Полученные в результате среднесменные и расчетные нагрузки и ток, а также справочные коэффициенты и результаты вычислений заносятся в таблицу 1.

Выводы по разделу.

Произведен расчет номинальных нагрузок по отдельным цехам и их среднесменных значений, а также расчётных активной, реактивной и полных мощностей по цехам и по предприятию в целом.

Таблица 1 – Итоговые данные по расчёту нагрузок по отдельным цехам и суммарные значения в целом по предприятию

Наименование производственных цехов	$P_n,$ 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
Склад материальный №1	16	2.00	8	0.22	0.74	0.91	3.52	3.20	2.04	7.18	3.52	8.00
Корпус №1	5980	44.30	135	0.32	0.75	0.88	1913.6	1687.64	1.04	1990.14	1687.64	2609.37
Корпус №7	2144	59.56	36	0.41	0.63	1.23	879.04	1083.58	1.11	975.73	1083.58	1458.15
Гараж	447	10.64	42	0.34	0.58	1.40	151.98	213.46	1.18	179.34	213.46	278.79
Монтажно- заготовительный комплекс	1755	11.86	148	0.3	0.57	1.44	526.5	758.94	1.03	542.30	758.94	932.78
Корпус №4	4079	33.16	123	0.39	0.63	1.23	1590.8	1960.98	1.02	1622.63	1960.98	2545.26
Инженерный корпус	457	16.32	28	0.56	0.77	0.83	255.92	212.06	1.14	291.75	212.06	360.68
Столовая	98	5.16	19	0.24	0.66	1.14	23.52	26.77	1.62	38.10	26.77	46.57

Продолжение таблицы 1

Наименование производственных цехов	$P_n,$ 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
Ремонтно- строительный цех	618	13.43	46	0.31	0.68	1.08	191.58	206.57	1.11	212.65	206.57	296.47
Цех по ремонту электрооборуд.	2018	41.18	49	0.35	0.65	1.17	706.3	825.76	1.16	819.31	825.76	1163.24
Произв. корпус №3	4690	97.71	48	0.2	0.53	1.60	938	1500.80	1.16	1088.08	1500.80	1853.73
Очистные сооружения	1913	22.24	86	0.46	0.72	0.96	879.98	848.17	1.1	967.98	848.17	1287.00
Произв. корпус №5	2764	15.02	184	0.69	0.73	0.94	1907.2	1785.54	1.01	1926.23	1785.54	2626.50
Корпус компрес. оборудования	35	5.83	6	0.73	0.82	0.70	25.55	17.83	1.26	32.19	19.62	37.70
Складской комплекс мет. изд.	37	5.29	7	0.14	0.62	1.27	5.18	6.56	2.25	11.66	7.21	13.71
Цех водоподготовки	738	13.42	55	0.71	0.75	0.88	523.98	462.11	1.06	555.42	462.11	722.52

Продолжение таблицы 1

Наименование производственных цехов	$P_n,$ <i>кВт</i>	$P_{н.э.},$ <i>кВт</i>	$n_э$	K_u	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_c,$ <i>кВт</i>	$Q_c,$ <i>квар</i>	K_M	$P_p,$ <i>кВт</i>	$Q_p,$ <i>квар</i>	$S_p,$ <i>кВА</i>
Корпус №6	2410	31.30	77	0.25	0.58	1.40	602.5	846.22	1.16	698.90	846.22	1097.52
Корпус №2	4995	142.71	35	0.59	0.76	0.86	2947.1	2520.20	1.05	3094.40	2520.20	3990.83
Всего по предприятию	35194	2...143	1132	0.40	-	1.06	14072	14966.38	-	15053.99	14969.14	21229.64

3 Выбор количества и номинальной мощности трансформаторов на цеховой трансформаторной подстанции

Расчеты по определению потерь в трансформаторах и выбора их номинальной мощности с учетом необходимости установки устройств компенсации реактивной мощности на сторонах ВН и НН КТП производим для насосной станции оборотного водоснабжения.

«Номинальную мощность силового трансформатора КТП находим по» [5, 11, 12]:

$$S_{HT} > \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 N_T}, \quad (7)$$

где « K_3 - коэффициент загрузки,

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

N_T - число трансформаторов на ТП» [4].

$$S_{HT} > \frac{555.4}{0,7 \cdot 2} = 397 \text{ кВА.}$$

Основываясь на полученном расчетном значении и информации, предоставленной ведущими производителями трансформаторного оборудования, выбираем ближайшую стандартно выпускаемую мощность силовых трансформаторов равную $S_{HT} = 400 \text{ кВА}$.

В варианте А определяем приведенные затраты на установку двух трансформаторов типа ТМГ-400 и определяем необходимость установки устройств компенсации и затраты на них.

Исходя из опубликованных на сайте характеристик, выпускаемых производителем силовых трансформаторов серии ТМГ определяем исходные данные, необходимые для последующих расчетов:

- потери ХХ $\Delta P_{XX} = 0.88 \text{ кВт}$;
- потери КЗ $\Delta P_{КЗ} = 5.5 \text{ кВт}$;
- ток ХХ $i_{XX} = 1.3 \%$;
- напряжение КЗ $u_{КЗ} = 4.4 \%$;
- стоимость одного трансформатора ТМГ-400 $K_T = 241.723 \text{ тыс. руб.}$.

«Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе определим по формуле» [11]:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{XX} + K_3^2 \cdot P_{КЗ}), \quad (8)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (0.88 + 0.7^2 \cdot 5.5) = 7.15 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{КЗ}) \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (9)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (1.3 + 0.7^2 \cdot 4.4) \cdot \frac{400}{100} = 27.65 \text{ квар.}$$

«Расчётная нагрузка с учётом потерь в трансформаторе составит» [11]:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T, \quad (10)$$

$$P_p = 555.4 + 7.15 = 562.6 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T, \quad (11)$$

$$Q_p = 475.1 + 27.65 = 502.8 \text{ квар.}$$

«Реактивная мощность в период минимума нагрузок может быть определена по формуле» [11]:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_p, \quad (12)$$

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 502.8 = 251.4 \text{ квар.}$$

«Экономически выгодное значение реактивной мощности во время максимальной нагрузки в ЭЭС определим из выражений» [11]:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_P - 0,7 Q_{\text{сд}}, \quad (13)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 502,8 - 0,7 \cdot 0 = 502,8 \text{ квар},$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha \cdot P_P, \quad (14)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0,28 \cdot 562,6 = 157,5 \text{ квар}.$$

нормативный коэффициент альфа принимается равным 0,28 $\alpha = 0,28$, а поскольку в рассматриваемом цеху не используются синхронные двигатели, пригодные для компенсации реактивной мощности, то $Q_{\text{сд}} = 0$.

Выбираем меньшее из определенных значений и используем его для дальнейших расчетов $Q_{\text{э1}} = 157,5 \text{ квар}$.

«Экономически целесообразное значение реактивной мощности во время минимальной нагрузки в ЭЭС определим из выражений» [11]:

$$Q_{\text{э2,в}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{кд}} = Q_{\text{min}} - (Q_P - Q_{\text{э1}}), \quad (15)$$

$$Q_{\text{э2,в}} = 251,4 - (502,8 - 157,5) = -93,9 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к}}, \quad (16)$$

$$Q_{\text{э2,н}} = 251,4 + 0 = 251,4 \text{ квар};$$

Поскольку в часы минимума потребления нагрузки наблюдается рост напряжения в системе, то в дальнейших расчетах используем большее значение, которое составляет: $Q_{\text{э2}} = 251,4 \text{ квар}$.

«Общая мощность батарей конденсаторов, необходимая для установки составит» [11]:

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot Q_P - Q_{\text{э1}}, \quad (17)$$

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot 502,8 - 157,5 = 420,7 \text{ квар}.$$

Находим мощность нерегулируемых устройств компенсации:

$$Q_{\text{кв min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{э2}}, \quad (18)$$

$$Q_{\text{кв min}} = 251.4 - 251.4 = 0.$$

Полученное значение равно нулю означает, что все выбранные устройства должны быть регулируемыми на величину полной своей мощности.

«Значение величины реактивной мощности, которую необходимо передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через силовые трансформаторы КТП» [11]:

$$Q_{\text{эн}} = Q_{\text{э1}} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (19)$$

$$Q_{\text{эн}} = 157.5 - (502.8 - 475.1) = 129.9 \text{ квар.}$$

«Значение величины реактивной мощности, которую будет целесообразно передавать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через силовые трансформаторы КТП» [11]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2}, \quad (20)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 400)^2 - 555.4^2} = 71.5 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{КВН}} = Q_{p\Sigma} - Q_T, \quad (21)$$

$$Q_{\text{КВН}} = 475.1 - 71.5 = 403.6 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{КВВ}} = Q_{\text{КВ max}} - Q_{\text{КВН}}, \quad (22)$$

$$Q_{\text{КВВ}} = 420.7 - 403.6 = 17 < 800 \text{ квар.}$$

Поскольку на стороне высокого напряжения $Q_{\text{КВВ}} < 800$ квар, что говорит о нецелесообразности применения устройств компенсации реактивной мощности в данном случае при установке на КТП трансформаторов мощностью 400 кВА.

По расчетному значению необходимой мощности компенсации, принимая распределение реактивной нагрузки равномерным между двумя трансформаторами принимаем на ТП два СТ ТМГ-400/10/0,4 и две автоматизированные конденсаторные установки АУКРМ со ступенчатым регулированием мощности от 0 до 200 квар у каждой установки.

«Расчетная продолжительность периода максимальных потерь за год» [11]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_P , \quad (23)$$

где « T_M - число часов максимума нагрузки;

T_P - число часов работы» [11].

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5131}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3555,7 \text{ ч.}$$

«Удельная стоимость потерь на ХХ в силовом трансформаторе КТП» [11]:

$$C_{XX} = \left(\frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot T_P , \quad (24)$$

где « α - плата за мощность,

β - плата за электроэнергию соответственно» [11];

$$C_{XX} = \left(\frac{665 \cdot 12}{5131} + 1,42 \right) \cdot 8760 = 26,063 \text{ тыс.руб/кВт .}$$

«Удельная стоимость потерь КЗ в силовом трансформаторе КТП» [11]:

$$C_{K3} = \left(\frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot \tau , \quad (25)$$

где « τ - число часов максимума потерь» [11];

$$C_{K3} = \left(\frac{665 \cdot 12}{5131} + 1.42 \right) \cdot 3555.7 = 10.579 \text{ тыс.руб/кВт} .$$

«Определяем затраты на оплату потерь электрической энергии в одном трансформаторе за год эксплуатации» [9]:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{K3} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} , \quad (26)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 26.063 \cdot 0.88 + 10.579 \cdot 0.7^2 \cdot 5.5 = 51.446 \text{ тыс.руб.}$$

«Величина приведенных затрат на установку КТП с силовыми трансформаторами и компенсирующими устройствами находится из выражения» [11]:

$$Z_{KTP} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{KV} \cdot N_{KV}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T , \quad (27)$$

где $K_{KV} \cdot N_{KV}$ - суммарные затраты на КУ, складывающиеся из их количества и стоимости одной установки,

E - значение нормативного коэффициента эффективности капиталовложений, принимаемое в расчетах равным 0,223, что примерно соответствует 5 летнему сроку окупаемости капиталовложений;

$$Z_{KTP} = 0.223 \cdot (241.723 \cdot 2 + 80.1 \cdot 2) + (51.446 \cdot 2) = 246.425 \text{ тыс.руб.}$$

В варианте Б определяем приведенные затраты на установку двух трансформаторов типа ТМГ-630 и определяем необходимость установки устройств компенсации и затраты на них.

Исходя из опубликованных на сайте характеристик, выпускаемых производителем силовых трансформаторов серии ТМГ определяем исходные данные, необходимые для последующих расчетов:

- потери ХХ $\Delta P_{XX} = 1.25 \text{ кВт}$;
- потери КЗ $\Delta P_{K3} = 7.5 \text{ кВт}$;
- ток ХХ $i_{XX} = 1.22 \%$;
- напряжение КЗ $u_{K3} = 5.5 \%$;
- стоимость одного трансформатора ТМГ-630 $K_T = 341.551 \text{ тыс. руб.}$.

«Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе определим по формуле» [11]:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{K3}), \quad (28)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (1.25 + 0.7^2 \cdot 7.5) = 9.85 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{K3}) \cdot \frac{S_{\mu}}{100}, \quad (29)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (1.22 + 0.7^2 \cdot 5.5) \cdot \frac{630}{100} = 49.33 \text{ квар.}$$

«Расчётная нагрузка с учётом потерь в трансформаторе составит» [11]:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T, \quad (30)$$

$$P_p = 555.4 + 9.85 = 565.3 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T, \quad (31)$$

$$Q_p = 475.1 + 49.33 = 524.4 \text{ квар.}$$

«Реактивная мощность в период минимума нагрузок может быть определена по формуле» [11]:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_p, \quad (32)$$

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 524.4 = 262.2 \text{ квар.}$$

«Экономически выгодное значение реактивной мощности во время максимальной нагрузки в ЭЭС определим из выражений» [11]:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_P - 0,7 Q_{\text{сд}}, \quad (33)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 524.4 - 0.7 \cdot 0 = 524.4 \text{ квар},$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha \cdot P_P, \quad (34)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 565.3 = 158.3 \text{ квар}.$$

нормативный коэффициент альфа принимается равным 0,28 $\alpha = 0,28$, а поскольку в рассматриваемом цеху не используются синхронные двигатели, пригодные для компенсации реактивной мощности, то $Q_{\text{сд}} = 0$.

Выбираем меньшее из определенных значений и используем его для дальнейших расчетов $Q_{\text{э1}} = 158.3 \text{ квар}$.

«Экономически целесообразное значение реактивной мощности во время минимальной нагрузки в ЭЭС определим из выражений» [11]:

$$Q_{\text{э2,в}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{кд}} = Q_{\text{min}} - (Q_P - Q_{\text{э1}}), \quad (35)$$

$$Q_{\text{э2,в}} = 262.2 - (524.4 - 158.3) = -103.9 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к}}, \quad (36)$$

$$Q_{\text{э2,н}} = 262.2 + 0 = 262.2 \text{ квар};$$

Поскольку в часы минимума потребления нагрузки наблюдается рост напряжения в системе, то в дальнейших расчетах используем большее значение, которое составляет: $Q_{\text{э2}} = 262.2 \text{ квар}$.

«Общая мощность батарей конденсаторов, необходимая для установки составит» [11]:

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot Q_P - Q_{\text{э1}}, \quad (37)$$

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot 524.4 - 158.3 = 444.8 \text{ квар}.$$

Находим мощность нерегулируемых устройств компенсации:

$$Q_{ку\ min} = Q_{\min} - Q_{\Sigma 2}, \quad (38)$$

$$Q_{ку\ min} = 262.2 - 262.2 = 0.$$

Полученное значение равно нулю означает, что все выбранные устройства должны быть регулируемыми на величину полной своей мощности.

«Значение величины реактивной мощности, которую необходимо передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через силовые трансформаторы КТП» [11]:

$$Q_{эн} = Q_{\Sigma 1} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (39)$$

$$Q_{эн} = 158.3 - (524.4 - 475.1) = 108.9 \text{ квар}.$$

«Значение величины реактивной мощности, которую будет целесообразно передавать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через силовые трансформаторы КТП» [11]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2}, \quad (40)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 630)^2 - 555.4^2} = 685.2 \text{ квар},$$

$$Q_{KVH} = Q_{P\Sigma} - Q_T, \quad (41)$$

$$Q_{KVH} = 475.1 - 685.2 = -210 < 50 \text{ квар},$$

$$Q_{.KVB} = Q_{KV \max} - Q_{KVH}, \quad (42)$$

$$Q_{.KVB} = 444.8 - 0 = 444.8 < 800 \text{ квар}.$$

Поскольку на стороне низкого напряжения трансформаторов расчетная мощность конденсаторных установок получилась $Q_{KVH} < 50$ квар, а на

стороне высокого напряжения $Q_{KVВ} < 800$ квар это говорит о нецелесообразности применения устройств компенсации реактивной мощности в данном случае при установке на КТП трансформаторов мощностью 630 кВА. Таким образом, согласно результатов расчетов устройства компенсации реактивной мощности в варианте Б не устанавливаются и соответственно в расчете затрат не учитываются.

Определяем затраты на оплату потерь электрической энергии в одном трансформаторе за год эксплуатации:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{KЗ} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{KЗ} , \quad (43)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 26.063 \cdot 1.25 + 10.579 \cdot 0.7^2 \cdot 7.5 = 71.457 \text{ тыс.руб.}$$

«Величина приведенных затрат на установку КТП с силовыми трансформаторами и компенсирующими устройствами находится из выражения» [11]:

$$Z_{КТП} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{KV} \cdot N_{KV}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T , \quad (44)$$

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot (341.551 \cdot 2) + (71.457 \cdot 2) = 295.245 \text{ тыс.руб.}$$

Выводы по разделу.

Несмотря на то, что в варианте Б отсутствует необходимость установки устройств компенсации реактивной мощности, приведенные затраты в нем превышают аналогичный показатель для варианта А в связи с тем, что в нем на 39% меньше потери электрической энергии в трансформаторах за год, а стоимость самих трансформаторов мощностью 400 кВА даже при установке устройств компенсации мощностью по 200 кВА оказывается ниже чем в варианте с установкой двух трансформаторов 630 кВА. Принимаем на ТП насосной станции обратного водоснабжения два СТ ТМГ-400/10/0,4 и две автоматизированные конденсаторные установки АУКРМ со ступенчатым регулированием мощности от 0 до 200 квар у каждой установки.

4 Технико-экономическое сравнение вариантов установки трансформаторов на ГПП предприятия

«В зависимости от потребляемой объектом мощности и категории нагрузок, расстояния до энергосистемы и от наличия собственной ТЭЦ электроснабжение объекта может осуществляться по следующим принципиальным схемам:

- одноцепная линия 6 (10) кВ или блок линия – трансформатор 35...220 кВ без местных резервных источников питания для нагрузок третьей категории по надежности электроснабжения;

- одноцепная линия 35...220 кВ большой длины в сочетании с местной ТЭЦ или передвижной электростанцией для питания нагрузок любой категории;

- двухцепная линия от энергосистемы на общих опорах для питания нагрузок первой категории:

- две одноцепные линии при наличии особой группы потребителей;

- линия от местной ТЭЦ при отсутствии связи с энергосистемой» [5, 13].

Рациональное напряжение питающей линии от подстанции энергосистемы определяем в зависимости от мощности предприятия и его удаленности по эмпирической формуле:

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{L + 0.016 \cdot P_{PI}}, \quad (45)$$

где « L - длина линии,

P_{PI} - суммарная активная мощность по предприятию» [5];

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{8 + 0.016 \cdot 15054} = 68 \text{ кВ},$$

Суммарное значение расчетной активной мощности потребителей, получающих питание от ГПП предприятия определяется путем суммирования

итоговых значений низковольтных и высоковольтных нагрузок самого предприятия, а также величины нагрузки сторонних потребителей:

$$P_{PI} = P_{PH} + P_{PB} + P_{STOP}, \quad (46)$$

где « P_{PH} - нагрузка на стороне НН,

P_{PB} - нагрузка на стороне ВН,

P_{STOP} - нагрузка сторонних потребителей» [13].

$$P_{PI} = 15053.99 + 0 + 0 = 15054 \text{ кВт.}$$

Полную мощность находим как корень квадратный из суммы активной и реактивной мощностей в целом по заводу:

$$S_{PI} = \sqrt{P_{PI}^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (47)$$

$$S_{PI} = \sqrt{15054^2 + 3763^2} = 15517 \text{ кВА},$$

Реактивная мощность, потребляемая из системы, определяется с учетом установки на предприятии устройств компенсации и ограничений, накладываемых энергосистемой на максимальную величину передаваемой реактивной мощности:

$$Q_{ЭС} = P_{PI} \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (48)$$

$$Q_{ЭСi} = 15054 \cdot 0.25 = 3763 \text{ квар.}$$

От главной понизительной подстанции осуществляется электроснабжение всех потребителей предприятия, среди которых имеются электроприемники первой категории по надежности электроснабжения и значительная группа потребителей второй категории в которую входят

электроприемники занятые непосредственно выпуском продукции, а резервных источников электроснабжения от которых может быть получено резервное питание нет, то выбираем на подстанции установку двух силовых трансформаторов, а их номинальную мощность определяем с учетом участия в нагрузке потребителей 1 и 2 категории и возможной длительной перегрузки силовых трансформаторов:

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{ПП} \frac{1}{K_{пер}}, \quad (49)$$

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

$K_{пер}$ - коэффициент перегрузки.

$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 15517 \cdot \frac{1}{1,4} = 8867 \text{ кВА.}$$

По полученному значению расчетной мощности выбираем выпускаемые отечественными предприятиями двухобмоточные трансформаторы с охлаждением дутьем и номинальным напряжением на стороне ВН ближайшим большим, чем расчетное значение, полученное по формуле 45, то есть для варианта А трансформаторы ТДН-10000/35/10, а для варианта Б ТДН-16000/35/10.

4.1 Вариант А с установкой на подстанции двух трансформаторов типа ТДН - 10000/35/10

Основываясь на данных, опубликованных в каталоге готовой продукции производителем определяем необходимые для расчетов характеристики трансформаторов:

- потери ХХ $\Delta P_{ХХ} = 13,5 \text{ кВт}$;

- потери КЗ $\Delta P_{КЗ} = 59 \text{ кВт}$;

- ток XX $i_{xx} = 0.78 \%$;
- напряжение КЗ $u_{кз} = 8.5 \%$;
- стоимость одного трансформатора ТДН - 10000/35/10
 $K_T = 22410 \text{ тыс. руб.}$

«Приведенные потери активной мощности в СТ в режиме XX определим из выражения» [14]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (50)$$

$$\Delta P_x' = 13.5 + 0,05 \cdot 78 = 17.4 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.м} / 100, \quad (51)$$

$$\Delta Q_x = 0.78 \cdot 10000 / 100 = 78 \text{ квар},$$

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ в режиме КЗ определим из выражения» [14]:

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{ном.м} / 100, \quad (52)$$

$$\Delta Q_k = 8.5 \cdot 10000 / 100 = 850 \text{ квар},$$

$$\Delta P_k' = \Delta P_k + K_{un} \cdot \Delta Q_k, \quad (53)$$

$$\Delta P_k' = 59 + 0.05 \cdot 850 = 101.5 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме при отключении второго трансформатора на подстанции определим из выражения» [14]:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном,Г}}, \quad (54)$$

$$K_3 = \frac{15517}{10000} = 1.552 .$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ определим из выражения» [14]:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_3^2 \cdot \Delta P_k^{\dot{}}, \quad (55)$$

$$P_m^{\dot{}} = 17.4 + 1.552^2 \cdot 101.5 = 261.79 \text{ кВт.}$$

Годовой график нагрузки подстанции можно получить путем суммирования годовых графиков полученных по показаниям счетчиков электрической энергии, расположенных на низковольтных вводах силовых трансформаторов, затем полученный итоговый график усредняют на определенных временных интервалах для упрощения последующей с ним работы и упорядочивают от большего значения к меньшему (рисунок 1). По полученному графику производится расчет потерь электрической энергии, возникающих в трансформаторах ГПП при передаче мощности (потери короткого замыкания) и присутствующих постоянно при подключении его к сети (потери холостого хода) [14]:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{36}^2 \cdot \Delta P_k' \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (56)$$

где ΔW_x - потери в режиме ХХ,

ΔW_k - потери в режиме КЗ.

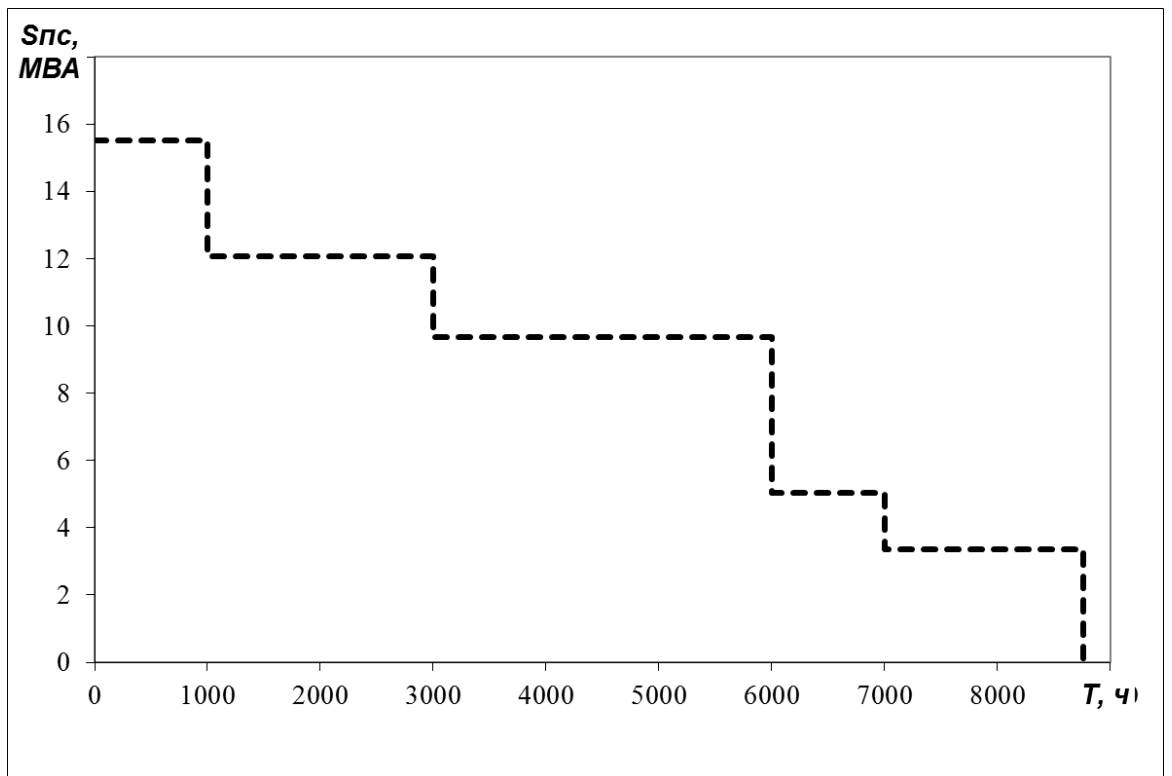


Рисунок 1 – График нагрузки по которому производится расчет потерь электрической энергии, возникающих в трансформаторах ГПП

Определяем стоимость потерь электрической энергии на годовом интервале времени:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_э, \quad (57)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (435356 + 304848) \cdot 2.975 = 2202 \text{ тыс. руб.}$$

Расчитанные значения потерь сводим в таблицу 2.

«Суммарные приведенные затраты на ГПП определим из выражения» [14]:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_э + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (58)$$

где $K = 2 \cdot 22410.17 = 44820.33 \text{ тыс.руб.}$ – капиталовложения в покупку и установку на ГПП двух новых силовых трансформаторов мощностью по 10МВА типа ТДН-10000/35;

$I_9 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 44820.33 = 4213 \text{ тыс.руб.}$ – величина годовых эксплуатационных издержек.

$$Z_{\text{прив}} = 0.25 \cdot 44820.33 + 4213 + 2202 = 17620 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 2 - Рассчитанные значения потерь электрической энергии в СТ подстанции предприятия

i ступень гр-ка	S_{Bi} , MBA	T_i , ч	$K_{зBi}$	$\Delta W_{\kappa Bi}$, кВт·ч	ΔW_{xi} , кВт·ч
1	15.517	1000	1.552	122194	34800
2	12.079	2000	1.208	148099	69600
3	9.658	3000	0.966	142000	104400
4	5.050	1000	0.505	12940	34800
5	3.366	1760	0.337	10122	61248
$\Sigma \Delta W_{\kappa Bi} = 435356$			$\Sigma \Delta W_{xi} = 304848$		

4.2 Вариант Б с установкой на подстанции двух трансформаторов типа ТДН -16000/35/10

Основываясь на данных, опубликованных в каталоге готовой продукции производителем определяем необходимые для расчетов характеристики трансформаторов:

- потери ХХ $\Delta P_{\text{ХХ}} = 18.5 \text{ кВт}$;

- потери КЗ $\Delta P_{\text{КЗ}} = 84 \text{ кВт}$;

- ток ХХ $i_{\text{ХХ}} = 0.73 \%$;

- напряжение КЗ $u_{\text{КЗ}} = 10.5 \%$;

- стоимость одного трансформатора ТДН - 16000/35/10

$$K_T = 25537 \text{ тыс.руб.}$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ в режиме ХХ определим из выражения» [14]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (59)$$

$$\Delta P_x' = 18.5 + 0.05 \cdot 116.8 = 24.34 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (60)$$

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

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт / квар}.$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ в режиме КЗ определим из выражения» [14]:

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (61)$$

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

$$\Delta P_k' = \Delta P_k + K_{un} \cdot \Delta Q_k, \quad (62)$$

$$\Delta P_k' = 84 + 0.05 \cdot 1680 = 168 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме при отключении второго трансформатора на подстанции определим из выражения» [14]:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.т}}, \quad (63)$$

$$K_3 = \frac{15517}{16000} = 0.97 .$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ определим из выражения» [14]:

$$P_m = \Delta P_x + K_z^2 \cdot \Delta P_k, \quad (64)$$

$$P_m = 24.34 + 0.97^2 \cdot 168 = 182.35 \text{ кВт}.$$

По годовому графику производится расчет потерь электрической энергии, возникающих в трансформаторах ГПП при передаче мощности (потери короткого замыкания) и присутствующих постоянно при подключении его к сети (потери холостого хода) [14]:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{зг}^2 \cdot \Delta P'_k \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (65)$$

Рассчитанные значения потерь сводим в таблицу 3.

Таблица 3 - Рассчитанные значения потерь электрической энергии в СТ подстанции предприятия

<i>i</i> ступень гр-ка	S_{Bi} , МВА	T_i , ч	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	ΔW_{xi} , кВт·ч
1	15.517	1000	0.970	79005	48680
2	12.079	2000	0.755	95754	97360
3	9.658	3000	0.604	91811	146040
4	5.050	1000	0.316	8367	48680
5	3.366	1760	0.210	6545	85677
		$\Sigma \Delta W_{кBi} = 281480$		$\Sigma \Delta W_{xi} = 426437$	

Определяем стоимость потерь электрической энергии на годовом интервале времени:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{ПТС} \cdot C_{\text{э}}, \quad (66)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (281480 + 426437) \cdot 2.975 = 2106 \text{ тыс. руб.}$$

«Суммарные приведенные затраты на ГПП определим из выражения»
[14]:

$$Z_{\text{прив}} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (67)$$

где $K = 2 \cdot 25537.17 = 51074.33 \text{ тыс. руб.}$ – капиталовложения в покупку и установку на ГПП двух новых силовых трансформаторов мощностью по 16МВА каждый типа ТДН-16000/35;

$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 51074.33 = 4801 \text{ тыс. руб.}$ – величина годовых эксплуатационных издержек.

$$Z_{\text{прив}} = 0.25 \cdot 51074.33 + 4801 + 2106 = 19676 \text{ тыс. руб.}$$

Выводы по разделу.

На ГПП выбираем вариант с установкой двух трансформаторов ТДН-10000/35/10, которые обладает меньшими приведенными затратами на установку новых трансформаторов, меньшими годовыми издержками на эксплуатации и лишь незначительно превышает по стоимости потерь электрической энергии вариант с установкой трансформаторов мощность 16 МВА.

5 Определение значений токов КЗ

С целью нахождения расчетных токов КЗ составляется расчетная схема (рисунок 2) и схема замещения (рисунок 3).

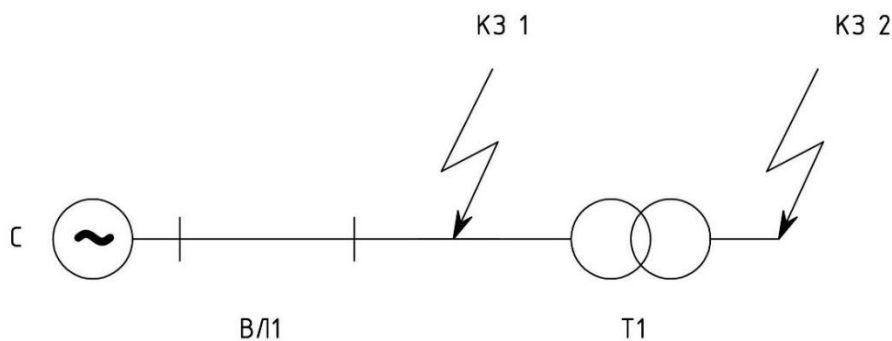


Рисунок 2 – Расчётная схема с указанием основных входящих в нее элементов и точек КЗ

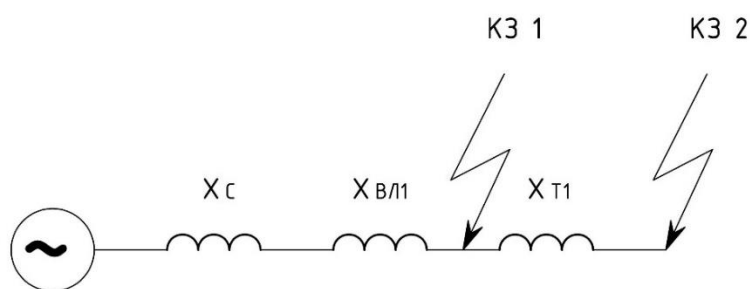


Рисунок 3 –Схема замещения в которой все элементы представлены собственными сопротивлениями

Перед выполнением расчетов собираем справочные данные по внешней системе электроснабжения промышленного предприятия и расчетным данным о мощности короткого замыкания на питающей подстанции энергосистемы:

Данные предоставляемые электроснабжающей организацией: среднее номинальное напряжение - $U_{cp} = 36.75$ кВ; базисная мощность - $S_{\sigma} = 1000$ МВА; мощность КЗ - $S_{\kappa} = 1350$ МВА.

Данные по сопротивлению питающей линии от подстанции энергосистемы до ГПП предприятия $x_{y\delta} = 0,4$ Ом/км; и ее протяженность $L = 8$ км.

Параметры выбранного силового трансформатора на ГПП, необходимые для расчетов: $S_n = 10$ МВА; $U_\kappa = 8.5$ %.

«Сопротивление системы определим из выражения» [15, 16]:

$$x_{c.\bar{\delta}} = \frac{S_{\bar{\delta}}}{S_\kappa}; \quad (68)$$

$$x_{c.\bar{\delta}} = \frac{1000}{1350} = 0.741.$$

«Сопротивление ВЛЭП определим из выражения» [16]:

$$x_{ВЛ.\bar{\delta}} = \frac{x_{y\delta}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{\delta}}}{U_{сн}^2}; \quad (69)$$

$$x_{ВЛ.\bar{\delta}} = \frac{0.4}{2} \cdot 8 \cdot \frac{1000}{36.75^2} = 1.185.$$

«Сопротивление принятого к установке на ГПП СТ определим из выражения» [16]:

$$x_{T.\bar{\delta}} = \frac{U_\kappa, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\delta}}}{S_n}; \quad (70)$$

$$x_{T.\bar{\delta}} = \frac{8.5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 8.5.$$

5.1 Определение значений токов КЗ в первой расчетной точке

«Суммарное сопротивление цепи определим из выражения» [16]:

$$x_{рез1} = x_{c.\bar{\delta}} + x_{ВЛ.\bar{\delta}}; \quad (71)$$

$$x_{рез1} = 0.741 + 1.185 = 1.925.$$

«Базисный ток определим из выражения» [16]:

$$I_{\sigma.k1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (72)$$

$$I_{\sigma.k1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 36.75} = 15.71 \text{ кА};$$

«Начальное действующее значение 3х фазного тока КЗ определим из выражения» [16]:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{\sigma}^{\wedge}}{x_{рез1}} \cdot I_{\sigma}; \quad (73)$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{1.925} \cdot 15.71 = 8.159 \text{ кА};$$

«Ударный ток КЗ определим из выражения» [16]:

$$i_{yд.k1} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot \kappa_{yд}; \quad (74)$$

где $\kappa_{yд}$ - ударный коэффициент;

$$i_{yд.k1} = \sqrt{2} \cdot 8.159 \cdot 1.8 = 20.77 \text{ кА}.$$

5.2 Определение значений токов КЗ во второй расчетной точке

«Суммарное сопротивление цепи определим из выражения» [16]:

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{Т.б}; \quad (75)$$

$$x_{рез2} = 1.925 + 8.5 = 10.425.$$

«Базисный ток определим из выражения» [16]:

$$I_{\sigma.k2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (76)$$

$$I_{\sigma.k2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА};$$

«Начальное действующее значение 3х фазного тока КЗ определим из выражения» [16]:

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_{\sigma}^{\cdot}}{x_{рез2}} \cdot I_{\sigma.к2}; \quad (77)$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{1}{10.425} \cdot 54.986 = 5.274 \text{ кА};$$

«Ударный ток КЗ определим из выражения» [16]:

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н,о}^{(3)} \cdot K_{уд}; \quad (78)$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 5.274 \cdot 1.85 = 13.799 \text{ кА}.$$

Значения токов КЗ определенные расчетным путем в обоих точках заносим в таблицу 4.

Таблица 4 – Значения токов КЗ определенные расчетным путем

ТКЗ	$U_{сн}, \text{кВ}$	$K_{уд}$	$I_{к}^{(3)}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
1	36.75	1.8	8.2	20.8
2	10.5	1.85	5.3	13.8

Выводы по разделу.

Результаты расчётов токов короткого замыкания в последующем используются при проверке электрических аппаратов, устанавливаемых на главной понизительной подстанции на коммутационную способность, устойчивость к нагреву термическим током короткого замыкания и устойчивость к механическим воздействиям ударного тока короткого замыкания.

6 Выбор электрических аппаратов и проводников на ГПП предприятия

6.1 Выбор электрических аппаратов на стороне ВН ГПП

6.1.1 Выбор высоковольтных выключателей 35 кВ

На стороне ВН ГПП предварительно принимаем к установке высоковольтный выключатель производства Электроцит типа ВВН-СЭЦ-П-35-25/1000 УХЛ1. Внешний вид выключателя представлен на рисунке 4.



Рисунок 4- Внешний вид ВВ типа ВВН-СЭЦ-П-35-25/1000 УХЛ1

Принимаемые к установке высоковольтные выключатели должны характеристики равные или превышающие ряд установленных требований:

- номинальное напряжение аппарата должно быть равно или же превышать номинальное напряжение электрической сети в месте его установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (79)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- номинальный ток аппарата должен быть больше максимального значения тока, который может длительно протекать по участку сети в следствии изменения схемы или по ряду других причин, не являющихся аварийными:

$$I_{max} < I_n, \quad (80)$$

$$220 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

Максимальное длительное значение принимается равным номинальному току трансформатора, увеличенному на коэффициент длительно допустимой перегрузки, с которой трансформатор по данным производителя может находиться в работе

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (81)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 36.75} = 220 \text{ А};$$

- отключающая способность выбираемого выключателя должна превышать возможное максимальное значение тока трехфазного металлического короткого замыкания на соответствующей стороне напряжения [17, 18]:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{\text{откл.н}}, \quad (82)$$

$$8.2 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (83)$$

$$5.3 \text{ кА} \leq 13.4 \text{ кА},$$

где « $i_{a,\tau}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени $\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}}$,
 $t_{\text{рз}} = 0,01$ с. – время действия релейной защиты;
 $t_{\text{св}}$ – собственное время отключения выключателя;
 $\beta_{\text{н}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %, которое определяется по кривой из справочников, либо устанавливается заводом-изготовителем» [17];

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (84)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8.2 \cdot e^{\frac{-0.055}{0.07}} = 5.3 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} / 100 \right) \cdot I_{\text{откл.н}}, \quad (85)$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{38}{100} \right) \cdot 25 = 13.4 \text{ кА},$$

- выбираемый аппарат должен быть устойчив к электродинамическим усилиям, возникающим при протекании по нему тока короткого замыкания, включая его ударное амплитудное значение [17]:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{\text{нр.с}}, \quad (86)$$

$$8.2 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{нр.с}}, \quad (87)$$

$$20.8 \text{ кА} \leq 64 \text{ кА};$$

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

$i_{\text{пр.с}}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока к. з. (по справочнику)» [17];

- выбираемый аппарат должен быть устойчив к термическому воздействию, возникающему при протекании по нему тока короткого замыкания и способному вызвать локальный перегрев отдельных частей [17]:

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (88)$$

$$11.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 107.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Выполнение условий проверки подтверждает правильность выбора высоковольтного выключателя.

6.1.2 Выбор разъединителей на стороне 35 кВ

Первоначально основываясь на номинальном напряжении сети, информации о рабочих токах, а также о конструктивных особенностях электрических аппаратов и его климатическом исполнении, намечаем для рассмотрения разъединитель РГП-СЭЩ-35/1000 УХЛ1.

Условия выбора разъединителей:

- номинальное напряжение выбираемого разъединителя должно быть равно либо быть большим номинальному напряжению электрической сети в месте его установки в схеме подстанции:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (89)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- номинальный ток принимаемого к установке разъединителя должен быть больше либо равен максимальному значению тока, который может протекать через электрический аппарат продолжительное время:

$$I_{max} < I_n, \quad (90)$$
$$220 \text{ A} < 1000 \text{ A},$$

- установленное производителем предельное значение тока динамической стойкости должно быть больше амплитудного значения ударного тока короткого замыкания в расчётной точке:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (91)$$
$$20.8 \text{ кА} \leq 55 \text{ кА};$$

- расчётное значение теплового импульса в месте КЗ должно быть меньше установленного производителем произведения квадрата тока термической стойкости, умноженного на расчётное время протекания тока КЗ:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (92)$$
$$11.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 94.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выполнение условий проверки подтверждает правильность выбора разъединителя.

6.1.3 Выбор трансформаторов тока на стороне 35 кВ

Первоначально основываясь на номинальном напряжении сети, информации о рабочих токах, а также о конструктивных особенностях электрических аппаратов и его климатическом исполнении, намечаем для рассмотрения трансформатор тока типа ТВ-СЭЦ-35-300/5 О4.

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:

- номинальное напряжение выбираемого ТТ должно быть равно либо быть большим номинальному напряжению электрической сети в месте его установки в схеме подстанции:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (93)$$
$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- номинальный ток принимаемого к установке ТТ должен быть больше либо равен максимальному значению тока, который может протекать через электрический аппарат продолжительное время:

$$I_{\max} \leq I_{н.ТТ}, \quad (94)$$
$$220 \text{ А} \leq 300 \text{ А};$$

- установленное производителем предельное значение тока динамической стойкости должно быть больше амплитудного значения ударного тока короткого замыкания в расчётной точке:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (95)$$
$$20.8 \text{ кА} \leq 55 \text{ кА};$$

- расчётное значение теплового импульса в месте КЗ должно быть меньше установленного производителем произведения квадрата тока термической стойкости, умноженного на расчётное время протекания тока КЗ:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (96)$$

где « K_T – кратность термической стойкости трансформатора тока (по каталогу)» [17],

$$11.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 94.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- «проверка на не превышение величины вторичной нагрузки ТТ» [17]:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (97)$$

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 $Z_2 \approx R_2$ » [17].

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (98)$$

Во вторичные цепи встроенного в высоковольтный ввод трансформатора ТТ включен амперметр с $S_{ном}$ равной 0.4 ВА. . Определим его активное сопротивление:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (99)$$

$$R_{приб} = \frac{0.4}{5^2} = 0.016 \text{ Ом}.$$

«Максимально допустимое сопротивления проводов определим из выражения» [17]:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k,$$

где R_k – переходное сопротивление контактов;

$$R_{np} = 1.2 - 0.016 - 0.1 = 1.084 \text{ Ом.}$$

«Минимально допустимое сечение медного провода находим из выражения» [17]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (100)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

l_p – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока» [17];

$$s = \frac{0.0175 \cdot 60}{1.084} = 0.969 \text{ мм}^2.$$

Исходя из требований нормативных документов, предъявляемых к проводникам, принимаем провод с площадью жилы равной 2.5 мм^2 .

Выполнение условий проверки подтверждает правильность выбора трансформатора тока.

6.1.4 Выбор гибких шин в ОРУ 35 кВ

Для выполнения гибкой ошиновки на территории открытого распределительного устройства 35 кВ используется алюминиевый провод, усиленный для механической прочности стальным сердечником.

«Сечение провода по экономической плотности тока находим из выражения» [17]:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_s}; \quad (101)$$

$$s = \frac{157}{1.1} = 143 \text{ мм}^2.$$

По полученному расчетному сечению проводника выбираем провод АС-150/19 мм² с максимальным продолжительным значением протекающего тока равным 450 А.

«Наибольшая критическая напряженность электрического поля определяется по выражению» [17]:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (102)$$

где « r_0 – радиус провода, см;

m –коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода» [17];

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.87}} \right) = 32.8 \text{ кВ/м.}$$

«Напряженность вблизи проводника находим из выражения» [17]:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_0 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_0}}; \quad (103)$$

где « U – линейное напряжение, кВ;

$D_{ср.г}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз» [17];

$$E = \frac{0.354 \cdot 36.75}{0.87 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 150}{0.87}} = 6.4 \text{ кВ/м.}$$

Проверяем выбранное сечение на соблюдение условия для отсутствия коронного разряда:

$$1.07E \leq 0.9E_o; \quad (104)$$

$$6.8 \text{ кВ/м} < 29.5 \text{ кВ/м.}$$

Выбранный на стороне 35 кВ ГПП провод АС-150/19 прошел проверку и может быть рекомендован к использованию в качестве гибких шин.

6.2 Выбор электроаппаратов на стороне НН главной понизительной подстанции

6.2.1 Выбор высоковольтных выключателей 10 кВ

Первоначально основываясь на номинальном напряжении сети, информации о рабочих токах, а также о конструктивных особенностях электрических аппаратов и его климатическом исполнении, намечаем для рассмотрения выключатель ВВУ-СЭЦ-10-20/1000.

Принимаемые к установке высоковольтные выключатели должны характеристики равные или превышающие ряд установленных требований:

- номинальное напряжение аппарата должно быть равно или же превышать номинальное напряжение электрической сети в месте его установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (105)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- номинальный ток аппарата должен быть больше максимального значения тока, который может длительно протекать по участку сети в следствии изменения схемы или по ряду других причин, не являющихся аварийными:

$$I_{max} < I_n, \quad (106)$$

$$770 \text{ A} < 1000 \text{ A},$$

Максимальное длительное значение принимается равным номинальному току трансформатора, увеличенному на коэффициент длительно допустимой перегрузки, с которой трансформатор по данным производителя может находиться в работе:

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (107)$$

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 770 \text{ A};$$

- отключающая способность выбираемого выключателя должна превышать возможное максимальное значение тока трехфазного металлического короткого замыкания на соответствующей стороне напряжения [17]:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (108)$$

$$5.3 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (109)$$

$$3.4 \text{ кА} \leq 9.6 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (110)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5.3 \cdot e^{\frac{-0.06}{0.075}} = 3.4 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (111)$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{34}{100} \right) \cdot 20 = 9.6 \text{ кА},$$

- выбираемый аппарат должен быть устойчив к электродинамическим усилиям, возникающим при протекании по нему тока короткого замыкания, включая его ударное амплитудное значение [17]:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{нр.с}, \quad (112)$$

$$5.3 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (113)$$

$$13.8 \text{ кА} \leq 48 \text{ кА};$$

- выбираемый аппарат должен быть устойчив к термическому воздействию, возникающему при протекании по нему тока короткого замыкания и способному вызвать локальный перегрев отдельных частей [17]:

$$B_{к} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (114)$$

$$5.2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выполнение условий проверки подтверждает правильность выбора высоковольтного выключателя.

6.2.2 Выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Первоначально основываясь на номинальном напряжении сети, информации о рабочих токах, а также о конструктивных особенностях электрических аппаратов и его климатическом исполнении, намечаем для рассмотрения трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЩ-10-1000/5.

Условия выбора ТТ:

- номинальное напряжение выбираемого ТТ должно быть равно либо быть большим номинальному напряжению электрической сети в месте его установки в схеме подстанции:

$$U_{сети} \leq U_{н}, \quad (115)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- номинальный ток принимаемого к установке ТТ должен быть больше либо равен максимальному значению тока, который может протекать через электрический аппарат продолжительное время:

$$I_{\max} \leq I_{H.TT}, \quad (116)$$

$$770 \text{ A} \leq 1000 \text{ A};$$

- установленное производителем предельное значение тока динамической стойкости должно быть больше амплитудного значения ударного тока короткого замыкания в расчётной точке:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (117)$$

$$13.8 \text{ кА} \leq 90 \text{ кА};$$

- расчётное значение теплового импульса в месте КЗ должно быть меньше установленного производителем произведения квадрата тока термической стойкости, умноженного на расчётное время протекания тока КЗ:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1\text{ном.}}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (118)$$

$$5.2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 275 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- «проверка на не превышение величины вторичной нагрузки ТТ» [17]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (119)$$

где $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_k, \quad (120)$$

Во вторичные цепи ТТ, устанавливаемого в водной ячейке подключаются: счетчик активной и реактивной электроэнергии и амперметр с суммарной мощностью 10 ВА. Определим их активное сопротивление:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (121)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{10}{5^2} = 0.4 \text{ Ом}.$$

«Максимально допустимое сопротивление проводов определим из выражения» [17]:

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

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.4 - 0.1 = 0.7 \text{ Ом}.$$

«Минимально допустимое сечение медного провода находим из выражения» [17]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (122)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 45}{0.7} = 1.125 \text{ мм}^2.$$

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

Выполнение условий проверки подтверждает правильность выбора трансформатора тока.

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

6.2.3 Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

Первоначально основываясь на номинальном напряжении сети, информации о рабочих токах, а также о конструктивных особенностях электрических аппаратов и его климатическом исполнении, намечаем для рассмотрения трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10.

Условия выбора ТН:

- номинальное напряжение выбираемого ТН должно быть равно номинальному напряжению электрической сети в месте его установки в схеме подстанции:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (123)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- класс точности должен соответствовать требованиям к подключению расчетных счетчиков электрической энергии и средств защиты;

- «проверка на не превышение величины вторичной нагрузки ТН» [17]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (124)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (125)$$

Поскольку на одну секцию шин устанавливается один измерительный трансформатор напряжения и к нему подключаются все приборы, требующие измерение напряжения в сети, то ко вторичной нагрузке ТН относятся счетчики активной и реактивной электроэнергии с суммарным значением полной мощности электропотребления 206 ВА.

$$206 \text{ ВА} \leq 230 \text{ ВА}.$$

Выполнение условий проверки подтверждает правильность выбора трансформатора напряжения.

6.2.4 Выбор жестких шин

Находим сечение жестких шин по экономической плотности тока с учетом выбранного материала, типа проводника и максимального числа часов максимума нагрузки:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}}; \quad (126)$$

$$s = \frac{550}{1.1} = 500 \text{ мм}^2.$$

Подбираем алюминиевые шины стандартного близкого к полученному значению сечения с размерами 60мм на 8 мм и $I_{\text{од}} = 1025 \text{ А}$.

«Минимальное сечение шины по условию термической стойкости определяется по выражению» [17]:

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (127)$$

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{5.2} \cdot 10^3}{66} = 34.6 \text{ мм}^2.$$

«Сила, действующая на шины во время трехфазного КЗ определяется по выражению» [17]:

$$F_{\text{max}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{y\delta}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p, \quad (128)$$

где « a – расстояние между фазами, м;

l – длина пролета, м;

K_{ϕ} – коэффициент формы;

K_p – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников» [17].

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 2 \cdot 13800^2 \cdot 1 \cdot 1 = 66 \text{ Н.}$$

«Момент сопротивления поперечного сечения шины определяется по выражению» [17]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (129)$$

$$W = \frac{0.008 \cdot 0.06^2}{6} = 4.8 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

«Максимальное напряжение в материале проводника определяется по выражению» [17]:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (130)$$

где « λ – коэффициент, зависящий от условия закрепления шины» [17];

$$\sigma_{\max} = \frac{66 \cdot 2}{8 \cdot 4.8 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-6} = 3.4 \text{ МПа}.$$

«Проверка на электродинамическую стойкость проводится по выражению» [17]:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (131)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – «допустимое напряжение в материале шин» [17]:

$$3.4 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (132)$$

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

«Момент инерции поперечного сечения проводника определяется по выражению» [17]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (133)$$

$$J = \frac{0.008 \cdot 0.06^3}{12} = 1.4 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4 .$$

«Частота собственных колебаний определяется по выражению» [17]:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (134)$$

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» [17];

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 2^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1.4 \cdot 10^{-7}}{2.5}} = 24.9 \text{ Гц} .$$

Полученное значение частоты колебаний недостаточно для возникновения механического резонанса, а значит выбранные шины с такими параметрами могут быть установлены на подстанции.

Выводы по разделу. Оборудование на стороне НН подстанции размещается в комплектных ячейках, которые устанавливаются в закрытом распределительном устройстве подстанции. Все принятое к установке на ГПП оборудование прошло необходимые проверки.

Заключение

Бакалаврская работа выполнена на тему «Электроснабжение предприятия по выпуску систем промышленного холодоснабжения».

Целью бакалаврской работы являлась разработка комплексного решения по реконструкции всех подсистем системы электроснабжения агропромышленного предприятия, направленного на выполнение требований к надежности электроснабжения потребителей и обеспечение безопасных условий труда для обслуживающего персонала и прочих работников предприятия.

В работе приведен перечень основной выпускаемой предприятием продукции, даны ее характеристики и сферы применения.

Выпускаемая продукция для систем охлаждения обладает высоким качеством, конкурентоспособными характеристиками и нашла широкое применение в пищевой промышленности на предприятиях агропромышленного комплекса.

Произведен расчет номинальных нагрузок по отдельным цехам и их среднесменных значений, а также расчётных активной, реактивной и полных мощностей по цехам и по предприятию в целом.

Произведен выбор номинальной мощности трансформаторов и их количества на трансформаторной подстанции от которой получает питание цех водоподготовки. Определена номинальная мощность силового трансформатора для установки на КТП с учётом его коэффициента загрузки в нормальном режиме работы и количества установленных трансформаторов.

Произведено сравнение 2 вариантов установки на трансформаторной подстанции силовых трансформаторов различной мощности

В первом варианте выбрана двухтрансформаторная ТП с трансформаторами 2хТМГ-400/10/0,4, на стороне низкого напряжения которой установлены две автоматические конденсаторные установки, полагая распределение реактивной мощности нагрузки по секциям шин

трансформаторной подстанции равномерным, выбраны АУКРМ одинаковой мощности по 200 квар.

Во втором варианте выбрана двухтрансформаторная ТП с трансформаторами 2хТМГ-630/10 без установки средств компенсации реактивной мощности.

Несмотря на наличие устройств компенсации в первом варианте с установкой трансформаторов 400 кВА, приведённые затраты на него по результатам расчётов оказались меньше, чем на второй вариант с установкой трансформаторов мощностью по 630 кВА.

По приведенным в работе расчетам из двух вариантов установки силовых трансформаторов на ГПП предприятия выбран вариант с минимальным значением приведенных затрат, которым оказался вариант с установкой двух ТДН- 10000/35/10.

Все принятое к установке на ГПП оборудование прошло необходимые проверки, выбрано по номинальным значениям напряжения в месте установки и соответствует максимальным значениям протекаемых токов в нормальном режиме работы.

Выбраны производители и конкретные модели устанавливаемых на подстанции высоковольтных выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, жёсткой и гибкой ошиновки, различных видов изоляторов для крепления оборудования. Кроме проверки на термическую и динамическую стойкость выбранные высоковольтные выключатели проверялись на отключающая способность максимальных значений токов короткого замыкания возникающих на сторонах высокого и низкого напряжения подстанции.

Список используемых источников

- 1 ГОСТ Р 53174-2008. Национальный стандарт Российской Федерации. Установки электрогенераторы с дизельными и газовыми двигателями внутреннего сгорания. Общие технические требования: утв. И введены в действие Приказом Росстандарта 18.12.2008 № 622-ст.
- 2 Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства (генерирование, передача и распределение электрической и тепловой энергии). М.: Энергия, 2015.
- 3 Комплексные системы автоматизации на базе Меркурий-Энергоучет [Электронный ресурс]. URL: <https://www.incotexcom.ru/files/em/soft/aiis-albom.pdf> (дата обращения 15.03.2022).
- 4 Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 2015.
- 5 Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть станций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для ВУЗов. М.: Энергоатомиздат, 2016.
- 6 Никитенко Г.В., Коноплев Е.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение сельского хозяйства. Дипломное проектирование : учебное пособие. М.: Изд-во «Лань», 2018.
- 7 ООО «СИП Кабель» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.sipcable.ru/> (дата обращения 03.05.2022).
- 8 Основные требования к совмещенному производственному зданию ПС ОАО «ФСК ЕЭС»: Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» № 463р от 30.06.2011.
- 9 Справочные материалы для проектирования ЗУ ТП 10/0,4 кВ в распределительных электрических сетях. М.: РУМ №4-2016 АО «РОСЭП».

10 СТО 56947007-29.240.014-2008 Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.

11 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС). Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2017.

12 СТО 56947007-29.240.55.016-2008 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.

13 Типовой проект 3.407-68/73 Унифицированные стальные нормальные опоры ВЛ 35, 110 и 150 кВ. Рабочие чертежи / 3078тм.

14 Типовой проект 407-4-20/75 Унифицированные железобетонные нормальные опоры ВЛ 110-330 кв. Том 2. Рабочие чертежи промежуточных опор ВЛ 110-150 кВ.

15 Фролов Ю.М., Шелякин В.П. Основы электроснабжения: учебное пособие. М.: Изд-во «Лань», 2017.

16 Хорольский В.Я., Таранов М.А., Ефанов А.В. Экономия электроэнергии в сельских электроустановках: учебное пособие. М.: Изд-во «Лань», 2017.

17 Шеховцев В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. М.: Форум - Инфра-М, 2015.

18 Юндин М.А., Королев А.М. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства: учебное пособие. М.: Изд-во «Лань», 2017.

19 IEC 60034-3 (1988-08) Rotating electrical machines Part3: Specific requirements for turbine-type synchronous machines (МЭК 60034-3 Вращающиеся электрические машины - часть 3: Специальные требования для синхронных машин).

20 IEC 61363-1-98 System components and models. Part 1.5 (МЭК
61363-1-98 Модели элементов электрических систем. Часть 1.5).