

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение тепличного комплекса ОЭЗ «Тольятти»

Студент

Д.С. Соловьев

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Руководитель

В.В. Вахнина

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

_____ (личная подпись)

« ____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

Бакалаврская работа выполнена на тему «Электроснабжение тепличного комплекса ОЭЗ «Тольятти».

В работе произведен расчет ожидаемых максимальных нагрузок по комплексу методом упорядоченных диаграмм. Определены нагрузки системы электрического освещения комплекса по методу коэффициента использования светового потока. Выбрана номинальная мощность трансформаторов КТП предприятия, а также силовых трансформаторов главной понизительной подстанции. Произведено технико-экономическое сравнение различных вариантов организации системы внешнего электроснабжения тепличного комплекса. Выполнен расчет значений токов короткого замыкания на ГПП предприятия, полученные значения использовались в дальнейших расчетах для выбора и проверки электрических аппаратов на ГПП. Определены нагрузки системы собственных нужд подстанции.

Работа выполнена в объеме 57 страниц, включая 6 таблиц и 2 графических рисунка. Графическая часть работы выполнена на 6 листах стандартного формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение | 4 |
| 1 Краткая характеристика тепличного комплекса | 5 |
| 2 Расчет электрических нагрузок тепличного комплекса | 8 |
| 3 Выбор силовых трансформаторов на КТП и ГПП предприятия | 21 |
| 4 Определение токов короткого замыкания на шинах ГПП | 37 |
| 5 Собственные нужды и система оперативного тока на ГПП тепличного комплекса | 42 |
| 6 Выбор оборудования на подстанции предприятия | 43 |
| Заключение | 54 |
| Список используемых источников | 55 |

ВВЕДЕНИЕ

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. Электроприемники являются составной частью технологического процесса предприятия и оказывают существенное влияние и на параметры режима в системе электроснабжения, и на показатели качества электрической энергии и на работу соседних электроприемников [1-3].

В электроэнергетике существует ряд особенностей функционирования, из которых можно выделить три основных:

а). Непрерывная взаимозависимость процесса генерации электроэнергии на электростанциях, ее передачи по высоковольтным сетям электроэнергосистемы, распределения по внутризаводским сетям и потребления отдельными электроприемниками.

б). Высокая скорость и взаимосвязанность процессов, происходящих в системе электроснабжения, короткие замыкания и вызванный ими переходный процесс может занимать доли секунды и оказывать влияние на многие ЭП, получающие питание от точки общего присоединения.

в). Необходимость надежного обеспечения электрической энергией различных отраслей промышленности в каждой из которых присутствует широкое разнообразие способов преобразования электроэнергии в другие виды энергии, применяются различные по своим характеристикам ЭП [4, 5].

Целью работы является создание системы электроснабжения отвечающей заданным требованиям надежности при максимальной

экономичности строительства и последующей эксплуатации.

1 Краткая характеристика тепличного комплекса

В тепличном комплексе планируется использовать теплицы нового поколения, произведенные в России. Каждая из теплиц будет оборудована современными системами досвечивания с возможностью регулирования освещенности и автоматического капельного полива с контролем используемой воды.

Планируется выращивать в теплицах различные культуры, в числе которых огурцы и помидоры. Через два года, к 2020 году объем производства должен составить 1200 тонн овощей ежегодно.

Благодаря использованию теплиц нового поколения ожидаемая урожайность по огурцам свк до 200 кг/кв.м, а по томатам свк до 110 кг/кв.м.

Тепличный комплекс будет круглогодично производить свежую экологически безопасную овощную продукцию. География поставок производителя овощей охватит практически всю Россию.

Таких результатов планируется достигнуть благодаря использованию передовых экологически чистых технологий на каждом этапе производства: от момента посева семян до ликвидации растений. Кроме того, будет внедрен тщательный многоступенчатый контроль НАССР (Hazard Analysis and Critical Control Points), анализ рисков и критических контрольных точек, то есть система контроля над качеством пищевой продукции. Большую роль играет также политика энергосбережения и собственная энергосистема предприятия.

Технологии выращивания овощей постоянно модернизируются, на месте старых появляются современные высокоспециализированные. Использование «химии» в тепличном комплексе категорически не допустимо. Здесь не будет производиться обработка ядохимикатами, а для борьбы с вредителями и болезнями будет работать только собственная

система биологической защиты с объемом производства энтомофагов более 1 млрд. особей в год.

В тепличном комплексе будет внедрена уникальная биотехнология с использованием насекомых. Растения опыляются шмелями отечественного производства. Если в теплице появляются какие-то вредители, их улавливают специальные ловушки. Затем образец нежелательного гостя отправляется на экспертизу, после чего подбираются те группы энтомофагов (11 видов), которые уничтожают этих вредителей.

Кусты огурцов и томатов растут круглый год в матах со специальной экологически чистой питательной смесью. Для полива растений используется чистейшая артезианская вода из собственных скважин. Вода и удобрения подаются через капельницы. Их излишки заботливо собираются, обрабатываются через термо- и ультрафиолетовый дезинфекторы и пускаются по новому кругу.

Отдельного внимания заслуживает организация работы с отходами производства, а именно утилизация растительных остатков и используемого субстрата. Процесс утилизации включает в себя сбор растительных остатков в специально оборудованном месте хранения (бетонированная площадка с подачей воздуха), компостирование, измельчение и разбрасывание полученного компоста по полям.

В теплицах налажено автоматическое регулирование микроклимата, позволяющее создавать оптимальные условия для развития растений, используется дополнительное освещение, работают системы зашторивания, подкормки растений углекислым газом, туманообразование и т.д. Планируется автоматизация практически всех процессов, кроме сбора урожая, причем российским же оборудованием.

Тепличный комплекс будет практически полностью обеспечивать свои потребности в тепло- и электроэнергии.

Особое место в комплексе уделено энергосбережению. В теплицах устанавливают энергоэффективное оборудование. Например, светильники с

электронным ПРА, имеющие возможность управлять световым потоком, светодиодное освещение, лампы с зеркальным отражателем, выполненным из серебра, имеющем повышенный коэффициент отражения. На всех электроприводах насосов и вентиляторов будет оборудовано частотное регулирование. На предприятии будут внедрены автоматизированные системы контроля и учета электрической и тепловой энергии, природного газа.

С целью защиты окружающей среды в энергоцентре будет установлена современная система CodinOx, позволяющая практически полностью сократить вредные выбросы в окружающую среду, а полученный углекислый газ направлять в теплицы для подкормки растений.

Наряду с работой по экологической безопасности производства продукции, планируется использование автопарка на ГМТ (метан) в результате ежегодно более 60% грузоперевозок будет осуществляться на транспорте на экологически чистом газомоторном топливе метан.

Вся продукция комбината пройдет испытания на содержание нитратов в аттестованной агрохимической лаборатории комплекса. Кроме того, наличие тяжелых металлов, нитратов, микробиология в овощах будет контролироваться и в сторонних организациях. Таким образом производимая продукция будет соответствовать по качеству и другим показателям европейскому уровню и даже превосходить его.

2 Расчет электрических нагрузок тепличного комплекса

Под расчетной электрической нагрузкой элемента системы электроснабжения (линии, трансформатора) понимается такая длительная неизменная во времени нагрузка, которая эквивалентна ожидаемой изменяющейся нагрузке по-своему наиболее тяжелому тепловому воздействию. За расчетную принимают среднюю максимальную нагрузку на скользящем интервале осреднения продолжительностью $\tau = 3 T_0$. Значение постоянной времени нагрева T_0 принимается равной $T_0 \geq 10$ мин, $\tau = 30$ мин. При $T_0 = 10$ мин нагрузку называют получасовым максимумом нагрузки.

Методы, используемые для определения нагрузок, зависят от стадии и объекта проектирования. Для промышленных предприятий используются:

- метод коэффициента использования и коэффициента расчетной мощности [1, 6, 7];
- метод коэффициента спроса;
- метод удельной мощности на единицу производственной площади или единицу выпускаемой продукции и пр.

В работе для определения нагрузок от силовых электроприемников используем метод коэффициента использования и коэффициента расчетной мощности.

2.1 Расчет электрических нагрузок от силовых электроприемников

Для каждой подгруппы электроприемников по справочной литературе находятся значения соответствующих коэффициентов использования и коэффициентов мощности.

«Определяется суммарная активная мощность для каждой подгруппы силовых электроприемников по формуле» [8]:

$$P_{H.\Sigma} = P_{\text{НОМ}} \cdot n \quad (2.1)$$

Затем вычисляется коэффициент силовой сборки по формуле:

$$m = \frac{P_{H.\text{МАКС}}}{P_{H.\text{МИН}}} \quad (2.2)$$

$$m = \frac{12}{0,23} \Rightarrow m > 3$$

«Средняя активная и реактивная нагрузка для каждой из подгрупп электроприемников находится по формуле» [8]:

$$P_c = K_{И} \cdot P_{H.\Sigma} \quad (2.3)$$

$$Q_c = P_c \cdot \text{tg} \phi$$

Значение среднего коэффициента использования в строке «Итого» и значение среднего коэффициента мощности определяем по формулам:

$$K_{И.ср} = \frac{P_c}{P_{H.\Sigma}} \quad (2.4)$$

$$K_{И.ср} = \frac{303,3}{432,7} = 0,7$$

$$\text{tg} \phi_{ср} = \frac{\Sigma Q_c}{\Sigma P_c} \quad (2.5)$$

$$\text{tg} \phi_{ср} = \frac{184,6}{303,03} = 0,61$$

По справочным таблицам, приведенным в [9], находим значение коэффициента максимума: $K_M=1,07$.

«Расчетная активная и реактивная нагрузки трехфазных силовых электроприемников определяются по формулам» [8]:

$$P_p = K_M \cdot \Sigma P_{CM} \quad (2.6)$$

$$P_p = 324,24 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 1 \cdot \Sigma Q_{CM} \quad (2.7)$$

$$Q_p = 197,78 \text{ квар}$$

Находим значение полной расчетной нагрузки:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (2.8)$$

$$S_p = \sqrt{324,24^2 + 197,78^2} = 379,8 \text{ кВА}$$

«Расчетный ток для силовых электроприемников рассматриваемого узла нагрузки определяем по формуле» [8]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (2.9)$$

$$I_p = \frac{379,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 587,7 \text{ А}$$

Итоговые результаты расчета электрических нагрузок по тепличному комплексу заносим в таблицу 2.1.

В таблице номерами обозначены следующие группы ЭП:

- 1 – Система автоматического полива растений;
- 2 – Система подачи углекислого газа;
- 3 – Система зашторивания и регулировки естественной освещенности;
- 4 – Система водяного охлаждения кровельного покрытия;

- 5 – Система управления форточной вентиляцией;
- 6 – Система искусственного электродосвечивания растений;
- 7 – Система внутреннего освещения бытовых помещений.

2.2 Определение расчетных электрических нагрузок от системы электроосвещения

В процессе проектирования электрического освещения следует предусмотреть выполнение расчетов общего освещения производственных помещений с целью решения комплексной задачи, в которой определяются число, мощность и размещение светильников, необходимых для создания требуемых осветительных условий.

Кроме всего прочего, проект осветительной установки должен быть увязан с проектами силового электрооборудования, со схемой электроснабжения предприятия, а также с проектами технологического, санитарно-технического и других видов оборудования и инженерных коммуникаций.

Все элементы осветительных установок: трансформаторы, источники света, светильники, электрические аппараты, провода и кабели – должны выбираться для такой длительной допустимой нагрузки, которая необходима для предотвращения их чрезмерного нагрева в условиях нормальной эксплуатации.

Любые осветительные установки отличаются многовариантностью возможных проектных решений. Это часто вызывает необходимость производить расчеты для различных вариантов схем, мощностей источников света и способов размещения светильников.

Расчеты необходимого количества светильников в каждом помещении для обеспечения требуемой освещенности выполняем по методу коэффициента использования светового потока программном комплексе для светотехнических расчетов – Dialux [10, 11].

Находим значения расчетной активной и реактивной осветительных нагрузок путем сложения значений, полученных в Dialux:

Расчетная активная и реактивная нагрузка системы электродосвечивания блоков тепличного комплекса:

$$\begin{aligned}P_{\text{осв}} &= 5644,8 \text{ кВт} \\Q_{\text{осв}} &= P_{\text{осв}} \cdot \text{tg } \phi \\Q_{\text{осв}} &= 5644,8 \cdot 0,61 = 3443,328 \text{ квар}\end{aligned}\tag{2.10}$$

Значение полной расчетной нагрузки системы электродосвечивания блоков тепличного комплекса:

$$\begin{aligned}S_p &= \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \\S_p &= \sqrt{5664,8^2 + 3443,328^2} = 6612,13 \text{ кВА}\end{aligned}\tag{2.11}$$

Находим значение расчетного тока системы электродосвечивания блоков тепличного комплекса:

$$\begin{aligned}I_p &= \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} \\I_p &= \frac{6612,13}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1478 \text{ А}\end{aligned}\tag{2.12}$$

Расчетная активная и реактивная нагрузка системы внутреннего освещения бытовых помещений:

$$\begin{aligned}P_{\text{осв}} &= 32,9 \text{ кВт} \\Q_{\text{осв}} &= P_{\text{осв}} \cdot \text{tg } \phi \\Q_{\text{осв}} &= 32,9 \cdot 0,61 = 20,069 \text{ квар}\end{aligned}\tag{2.13}$$

Значение полной расчетной нагрузки системы внутреннего освещения бытовых помещений:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (2.14)$$

$$S_p = \sqrt{32,9^2 + 20,069^2} = 38,53 \text{ кВА}$$

Находим значение расчетного тока системы внутреннего освещения бытовых помещений:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (2.15)$$

$$I_p = \frac{38,53}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 55,46 \text{ А}$$

Результаты расчетов заносим в таблицу 2.1.

2.3 Определение итоговых электрических нагрузок по тепличному комплексу

Находим значение суммарных активной и реактивной мощностей силовых электроприемников и электроосвещения:

$$P_\Sigma = P_p + P_{\text{осв}} \quad (2.16)$$

$$P_\Sigma = 324,24 + 5677,7 = 6001,94 \text{ кВт}$$

$$Q_\Sigma = Q_p + Q_{\text{осв}} \quad (2.17)$$

$$Q_\Sigma = 197,78 + 3463,39 = 3661,17 \text{ квар}$$

Находим значение суммарной полной нагрузки по тепличному комплексу:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} \quad (2.18)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{6001,94^2 + 3661,17^2} = 7030,46 \text{ кВА}$$

Находим значение расчетного тока в целом по тепличному комплексу:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (2.19)$$

$$I_p = \frac{7030,4}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 212,116 \text{ А}$$

Результаты расчетов заносим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 - Итоговые результаты расчета электрических нагрузок по тепличному комплексу

| Номер группы электроприемников | n | $P_{н.макс}$ кВт | $P_{н\Sigma}$ кВт | K_{II} | $\cos\varphi /$ $tg\varphi$ | P_c кВт | Q_c квар | n_{ε} | K_M | P_p кВт | Q_p квар | S_p кВА | I_p А |
|----------------------------------|-----|---------------------|----------------------|----------|--------------------------------|--------------|---------------|-------------------|-------|--------------|---------------|----------------|------------|
| 1 | 3 | 12 | 144 | 0,7 | 0,85/ 0,61 | 100,8 | 61,4 | | | | | | |
| 2 | 12 | 11 | 132 | 0,7 | 0,85/ 0,61 | 92,4 | 56,3 | | | | | | |
| 3 | 12 | 10 | 120 | 0,7 | 0,85/ 0,61 | 84 | 51,2 | | | | | | |
| 4 | 6 | 5 | 30 | 0,7 | 0,85/ 0,61 | 21 | 12,8 | | | | | | |
| 5 | 30 | 0,23 | 6,9 | 0,7 | 0,85/ 0,61 | 4,83 | 2,9 | | | | | | |
| Итого по силовым ЭП | 72 | 12/ 0,23 | 432,9 | 0,7 | -/0,61 | 303,03 | 184,6 | 72 | 1,07 | 324,24 | 197,78 | 379,8 | 587,7 |
| 6 | | | | | | | | | | 5644,8 | 3443,328 | 6612,13 | 1478 |
| 7 | | | | | | | | | | 32,9 | 20,069 | 38,53 | 55,46 |
| Итого по осветительным нагрузкам | | | | | | | | | | 5677,7 | 3463,39 | 6650,66 | 1533,46 |
| Всего по тепличному комплексу | | | | | | | | | | 6001,94 | 3661,17 | 7030,46 | 2121,16 |

2.4 Определение параметров годового графика потребления электрической энергии тепличным комплексом

При определении годового потребления электрической энергии тепличным комплексом учитывается мощность основных групп потребителей электрической энергии, их число часов работы и степень загрузки [12, 13].

Основная нагрузка приходится на систему электродосвечивания, которая потребляет 5644,8 кВт активной мощности. На втором месте по величине активной нагрузки располагается технологическое оборудование тепличного комплекса с суммарной мощностью нагрузки 324,24 кВт. На третьем месте – система внутреннего освещения и бытовые потребители электрической энергии с суммарной мощностью 32,9 кВт.

Результаты определения годовых расходов электроэнергии на нужды тепличного комплекса сведены в таблицу 2.2.

В таблице приводятся следующие обозначения:

№М – порядковый номер календарного месяца;

D_m – число дней в календарном месяце, шт.;

$T_{то_с}$ – продолжительность работы технологического оборудования за сутки, ч.;

$T_{то_м}$ – продолжительность работы технологического оборудования за месяц, ч.;

K_3 – средний коэффициент загрузки;

$W_{то_м}$ – потребление электрической энергии технологическим оборудованием за месяц, кВт·ч;

$T_{эд_с}$ – продолжительность работы системы электродосвечивания за сутки, ч.;

$T_{эд_м}$ – продолжительность работы системы электродосвечивания за месяц, ч.;

$W_{эд_м}$ – потребление электрической энергии системой электродосвечивания за месяц, кВт·ч;

$W_{\Sigma_м}$ – суммарное месячное потребление электрической энергии, кВт·ч;

$P_{р_то+с}$ – суммарная расчетная нагрузка без учета системы электродосвечивания в тепличном комплексе, кВт;

$P_{р_Σ}$ – суммарная расчетная нагрузка с учетом системы электродосвечивания в тепличном комплексе, кВт;

$T_{без_эд}$ – продолжительность отключения системы электродосвечивания в тепличном комплексе за месяц, ч.

Таблица 2.2 – Результаты определения годовых расходов электроэнергии на нужды тепличного комплекса

| №М | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | Всего |
|-----------------|---------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|----------|
| D_M | 31 | 28 | 31 | 30 | 31 | 30 | 31 | 31 | 30 | 31 | 30 | 31 | |
| T_{TO_C} | 20 | 16 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 14 | 20 | |
| T_{TO_M} | 620 | 448 | 372 | 360 | 372 | 360 | 372 | 372 | 360 | 372 | 420 | 620 | 5048 |
| K_3 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | |
| W_{TO_M} | 221426 | 159998 | 132856 | 128570 | 132856 | 128570 | 132856 | 132856 | 128570 | 132856 | 149998 | 221426 | 1802842 |
| $T_{ЭД_C}$ | 16 | 14 | 12 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 5 | 14 | 17 | |
| $T_{ЭД_M}$ | 496 | 392 | 372 | 60 | 31 | 0 | 0 | 0 | 120 | 155 | 420 | 527 | 2573 |
| $W_{ЭД_M}$ | 2799820 | 2212761 | 2099865 | 338688 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2370816 | 2974809 | 12796761 |
| W_{Σ_M} | 3021247 | 2372760 | 2232721 | 467258 | 132856 | 128570 | 132856 | 132856 | 128570 | 132856 | 2520814 | 3196236 | 14599604 |
| P_{p_TO+C} | 250 | 250 | 214 | 214 | 214 | 142 | 142 | 142 | 214 | 214 | 250 | 250 | |
| $P_{p_Σ}$ | 5894 | 5894 | 5859 | 5859 | 214 | 142 | 142 | 142 | 214 | 5859 | 5894 | 5894 | |
| $T_{без_ЭД}$ | 296 | 280 | 372 | 660 | 744 | 720 | 744 | 744 | 660 | 589 | 300 | 217 | |

Определим потребление электрической энергии технологическим оборудованием (с учетом бытовых потребителей и системы внутреннего освещения) за месяц:

$$W_{то_м} = T_{то_с} \cdot K_3 \cdot P_{ном_то+c} \cdot D_{м} \quad (2.20)$$

$$W_{то_м} = 20 \cdot 0,7 \cdot 324 \cdot 31 = 221426 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим потребление электрической энергии системой электродосвечивания за месяц:

$$W_{эд_м} = T_{то_с} \cdot K_3 \cdot P_{эд} \cdot D_{м} \quad (2.21)$$

$$W_{эд_м} = 16 \cdot 0,7 \cdot 5644,8 \cdot 31 = 279982 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим суммарное месячное и годовое потребление электрической энергии:

$$W_{\Sigma_м} = W_{то_м} + W_{эд_м} \quad (2.22)$$

$$W_{\Sigma_м} = 221426 + 279982 = 302124 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_{\Sigma_г} = W_{то_г} + W_{эд_г} \quad (2.23)$$

$$W_{\Sigma_г} = 180284 + 1279676 = 1459960 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим значение суммарной расчетной нагрузки без учета системы электродосвечивания в тепличном комплексе:

$$P_{p_то+c} = K_3 \cdot P_{ном_то+c} \quad (2.24)$$

$$P_{p_то+c} = 324 \cdot 0,7 = 250 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим значение суммарной расчетной нагрузки с учетом системы электродосвечивания в тепличном комплексе:

$$P_{p-\Sigma} = P_{p-\text{эд}} + P_{p-\text{мо+с}} \quad (2.25)$$

$$P_{p-\Sigma} = 5644 + 250 = 5894$$

3 Выбор силовых трансформаторов на КТП и ГПП предприятия

3.1 Выбор силовых трансформаторов на КТП предприятия

Электрической подстанцией называется электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электроэнергии потребителям. Подстанция состоит из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительного устройства, устройств контроля и управления и вспомогательных сооружений [7].

Электроприемники тепличного комплекса получают питание от силовых трансформаторов 10/0,4 кВ, размещаемых на комплектных трансформаторных подстанциях. Целесообразная номинальная мощность трансформаторов определяется по удельной плотности нагрузки [14]:

$$\sigma_n = \frac{S_p \text{ кВА}}{F \text{ мм}^2} \quad (3.1)$$
$$\sigma_n = \frac{3306,6}{30000} = 0,11 \frac{\text{кВА}}{\text{мм}^2}$$

Значению $\sigma_n = 0,11 \text{ кВА/мм}^2$ соответствует оптимальная номинальная мощность трансформаторов КТП 1000 кВА. К установке на территории тепличного комплекса принимаем 4 КТП с установкой каждой двух трансформаторов типа ТСЗ-1000.

3.2 Выбор силовых трансформаторов на ГПП предприятия

При выборе количества трансформаторов на подстанции учитывают категорию приемников электроэнергии. Для электроснабжения приемников 1-й и 2-й категорий применяются двухтрансформаторные подстанции. Двухтрансформаторные подстанции также целесообразно применять при неравномерном суточном и годовом графиках нагрузки предприятия, при значительной разнице загрузки смен при двухсменной работе.

Электроприемники 3-й категории обеспечиваются электроэнергией от одного трансформатора.

На главных понизительных подстанциях (ГПП), как правило, применяются два трансформатора, что обеспечивает надежное электроснабжение потребителей всех категорий. Применение однострансформаторных подстанций допустимо применять, если имеется возможность обеспечить послеаварийное питание электроприемников по линиям вторичного напряжения от соседних подстанций или других источников питания.

На двухтрансформаторных подстанциях трансформаторы обычно работают раздельно. Однако в отдельных случаях применяется параллельная работа трансформаторов. Стремятся применять трансформаторы одного конструктивного исполнения, одинаковой мощности. Это упрощает замену трансформатора в случае выхода одного из них из строя, сокращает номенклатуру заводского резерва. Кроме того, при параллельной работе трансформаторов одинаковой мощности не появляется недопустимый переток мощности по обмоткам трансформаторов [7].

Номинальная мощность одного трансформатора при размещении на ГПП тепличного комплекса двух трансформаторов должна быть больше:

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{S}{n \cdot \kappa_3} \quad (3.2)$$
$$S_{\text{н.тр}} \geq \frac{7030,46}{2 \cdot 0,8} = 4394 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке на ГПП тепличного комплекса два трансформатора ТДН-6300/110/10.

Далее приведены паспортные данные трансформаторов, определенные по данным завода изготовителя трансформаторов:

- Номинальная полная мощность – 6300 кВА;

- Номинальное напряжение обмоток ВН и НН – 110 и 10 кВ;
- Напряжение короткого замыкания – 10,5%;
- Потери в режиме холостого хода – 0,86 кВт;
- Потери в режиме короткого замыкания – 4,5 кВт;
- Ток холостого хода – 0,48%.

«Находим значение потерь реактивной мощности рассеяния» [15]:

$$\Delta Q_{\text{H}} = \frac{S_{\text{НОМ}} \cdot U_{\text{к}}}{100} \quad (3.3)$$

$$\Delta Q_{\text{H}} = \frac{6300 \cdot 10,5}{100} = 661,5 \text{ квар}$$

«Находим значение потерь реактивной мощности на холостом ходу» [15]:

$$\Delta Q_{\text{х.х.}} = \frac{S_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{к.з.}}}{100} \quad (3.4)$$

$$\Delta Q_{\text{х.х.}} = \frac{6300 \cdot 0,48}{100} = 30,24 \text{ квар}$$

«Определяем величины потерь в трансформаторе» [15]:

$$\Delta P_{\text{T}} = \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{T}}}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2 + \Delta P_{\text{х.х.}} \quad (3.5)$$

$$\Delta P_{\text{T}} = 4,5 \cdot \left(\frac{2812,18}{6300}\right)^2 + 0,86 = 1,756 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\text{T}} = \Delta Q_{\text{H}} \cdot \left(\frac{S_{\text{T}}}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2 + \Delta Q_{\text{х.х.}} \quad (3.6)$$

$$\Delta Q_{\text{T}} = 661,5 \cdot \left(\frac{2812,18}{6300}\right)^2 + 30,24 = 163,2 \text{ квар}$$

Найдем значение полной расчетной мощности, передаваемой через трансформаторы ГПП с учетом потерь:

$$S_{\text{рас}} = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + Q_T)^2} \quad (3.7)$$

$$S_{\text{рас}} = \sqrt{(6001,94 + 1,756)^2 + (3661,17 + 163,2)^2} = 7118 \text{ кВА}$$

Выполним проверку работы силовых трансформаторов по величине коэффициента загрузки в нормальном режиме работы трансформаторов:

$$\beta = \frac{S_{\text{рас}}}{n \cdot S_H} \cdot 100\% \quad (3.8)$$

$$\beta = \frac{7118}{2 \cdot 6300} \cdot 100\% \approx 56,59\%$$

Стоимость годовых потерь электрической энергии в трансформаторе:

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{\text{х.х.}} + C \cdot \kappa_3^2 \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \quad (3.9)$$

где

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_p \quad (3.10)$$

$$C_0 = \left(\frac{2,27}{5048} + 0,9 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 8760 = 82,77 \text{ руб./кВт}\times\text{год}$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_p \quad (3.11)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5048}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3463 \text{ ч}$$

$$C = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau \quad (3.12)$$

$$C = \left(\frac{2,27}{5048} + 0,9 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 3463 = 32,44 \text{ руб./кВт}\times\text{год}$$

Определим величину затрат на ГПП:

$$Z_{\text{гпп}} = K_{\text{гпп}} \cdot N_{\text{т}} + C \cdot \Delta P_{\text{т}} \cdot N_{\text{т}} \quad (3.13)$$
$$Z_{\text{гпп}} = 6500 \cdot 2 + 153,25 \cdot 10^{-3} \cdot 2 = 13000,3 \text{ тыс.руб.}$$

Определим величину годовых затрат на приобретение электрической энергии у поставщиков ЭЭ:

$$Z_{\text{ээ}} = W_{\Sigma_{\text{г}}} \cdot \alpha_{\text{твн}} \quad (3.14)$$
$$Z_{\text{ээ}} = 14599,604 \cdot 2282,183 = 33318,96 \text{ тыс.руб.}$$

где $\alpha_{\text{твн}}$ – тариф на стороне ВН для потребителей ЭЭ руб/МВт·ч.

Суммарные затраты на ГПП и на приобретение электрической энергии у поставщиков ЭЭ составят:

$$Z_{\text{общие}} = Z_{\text{гпп}} + Z_{\text{ээ}} \quad (3.15)$$
$$Z_{\text{общие}} = 13000,3 + 33318,96 = 46319,26 \text{ тыс.руб.}$$

3.3 Определение номинальной мощности когенерационной установки и годовой выработки электроэнергии

Для выполнения дальнейших расчетов находим максимальную мощность одной когенерационной установки. Максимальная мощность находится из результатов энергетического обследования или во время первоначального проектировании сетей объекта строительства [16]:

$$P_{\text{кгу}} = W_{\Sigma_{\text{г}}} / T_{\text{год}} \quad (3.16)$$

$$P_{\text{кгу}} = 14599604 / 5048 = 2892 \text{ кВт}$$

где $W_{\Sigma_{\Gamma}}$ – годовое потребление электрической энергии тепличным комплексом, кВт·ч;

$T_{\text{год}}$ – годовое число часов работы, ч.

К установке на предприятии принимаем когенерационную установку, выпускаемую фирмой Jenbacher, модель 620 с номинальной мощностью $P_{\text{кгу}}=3349$ кВт [17, 18].

Для обеспечения надежного и бесперебойного функционирования тепличного комплекса принимаем к установке 3 когенерационных установки, одна из которых будет находиться в резерве.

В таблице 3.1 приведена потребность тепличного комплекса в электрической мощности.

В таблице используются обозначения:

$P_{\text{p}_{\text{то+с}}}$ – суммарная расчетная нагрузка без учета системы электродосвечивания в тепличном комплексе, кВт;

$P_{\text{p}_{\Sigma}}$ – суммарная расчетная нагрузка с учетом системы электродосвечивания в тепличном комплексе, кВт;

$P_{\text{ном}_{\text{кгу}}}$ – номинальная мощность КГУ, кВт;

$P_{\text{max}_{\text{кгу}}}$ – максимальная мощность КГУ, кВт.

Таблица 3.1 – Потребность тепличного комплекса в электрической мощности

| №М | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $P_{p_{то+с}}$ | 250 | 250 | 214 | 214 | 214 | 142 | 142 | 142 | 214 | 214 | 250 | 250 |
| $P_{p_{\Sigma}}$ | 5894 | 5894 | 5859 | 5859 | 214 | 142 | 142 | 142 | 214 | 5859 | 5894 | 5894 |
| $P_{ном_{кгу}}$ | 3349 | 3349 | 3349 | 3349 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 3349 | 3349 | 3349 |
| $P_{max_{кгу}}$ | 3349 | 3349 | 3349 | 3349 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 3349 | 3349 | 3349 |

Годовая выработка электрической энергии когенерационной установкой:

$$W_{\text{выр}} = P_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}} \quad (3.17)$$

$$W_{\text{выр}} = 3349 \cdot 5048 = 16905742 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Величина полезного отпуска электроэнергии когенерационной установкой:

$$W_{\text{отп}}^{\text{кгу}} = W_{\text{выр}} \cdot (1 - \alpha_{\text{сн}}^{\text{эп}}) \quad (3.18)$$

$$W_{\text{отп}}^{\text{кгу}} = 16905752 \cdot 0,95 = 16060464,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Месячная выработка электрической энергии в дневные часы:

$$W_{\text{выр}}^{\text{днев}} = P_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}}^{\text{мес}} \quad (3.19)$$

$$W_{\text{выр}}^{\text{днев}} = 3349 \cdot 296 = 991304 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Величина избыточной электроэнергии, вырабатываемой в дневные часы:

$$W_{\text{изб}}^{\text{днев}} = W_{\text{выр}}^{\text{днев}} - W_{\text{то}} \quad (3.20)$$

$$W_{\text{изб}}^{\text{днев}} = 991304 - 221426,8 = 768877,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Выработка электрической энергии двумя когенерационными установками в ночные часы:

$$W_{\text{выр}}^{\text{ноч}} = P_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}}^{\text{мес}} \quad (3.21)$$

$$W_{\text{выр}}^{\text{ноч}} = 3349 \cdot 296 \cdot 2 = 3322208 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Величина избыточной электроэнергии, вырабатываемой в ночные часы:

$$W_{\text{изб}}^{\text{ноч}} = W_{\text{выр}}^{\text{ноч}} - W_{\text{эдос}} \quad (3.22)$$

$$W_{\text{изб}}^{\text{ноч}} = 3322208 - 2799820 = 522388 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарное значение избыточной электроэнергии, вырабатываемой в течение суток:

$$W_{\Sigma \text{ изб}} = W_{\text{изб}}^{\text{ноч}} + W_{\text{изб}}^{\text{днев}} \quad (3.23)$$

$$W_{\Sigma \text{ изб}} = 522388 + 768877,2 = 1291265,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Находим суммарную выработку электроэнергии когенерационными установками:

$$W_{\Sigma \text{ выр}} = W_{\text{выр}}^{\text{ноч}} + W_{\text{выр}}^{\text{днев}} \quad (3.24)$$

$$W_{\Sigma \text{ выр}} = 3322208 + 991304 = 4313512 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Расчеты выработки электрической энергии когенерационными установками и ее потребление сведены в таблицы 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2 – Выработка электрической энергии когенерационными установками и ее потребление

| №М | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|------------------------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|
| $W_{\text{ТО}}$ | 221426 | 159998 | 132856 | 128570 | 132856 | 128570 |
| $W_{\text{эдос}}$ | 2799820 | 2212761 | 2099865 | 338688 | 0 | 0 |
| $W_{\text{потр}}$ | 3021247 | 2372760 | 2232721 | 467258 | 132856 | 128570 |
| $K_{\text{з_ку, \%}}$ | 76/50 | 76/50 | 74/50 | 74/50 | 50 | 50 |
| $N_{\text{вкл_ку}}$ | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 |
| $W_{\Sigma_изб}$ | 1292265,2 | 1190576 | 1504762 | 1944021 | 1029643 | 996429 |
| $W_{\Sigma_выр}$ | 4313512 | 3563336 | 3737484 | 2411280 | 1162500 | 1125000 |

Продолжение таблицы 3.2

| №М | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | Всего |
|----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|
| $W_{\text{ТО}}$ | 132856 | 132856 | 128570 | 132856 | 149998 | 221426 | 1802841 |
| $W_{\text{эдос}}$ | 0 | 0 | 0 | 0 | 2370816 | 2974809 | 12796759 |
| $W_{\text{потр}}$ | 132856 | 132856 | 128570 | 132856 | 2520814 | 3196236 | 14599602 |
| $K_{3_ку}, \%$ | 50 | 50 | 74/50 | 74/50 | 72/50 | 72/50 | |
| $N_{\text{вкл_ку}}$ | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | |
| $W_{\Sigma_изб}$ | 1029643 | 1029643 | 1041429 | 2358799 | 1120646 | 839004 | 15376866 |
| $W_{\Sigma_выр}$ | 1162500 | 1162500 | 1170000 | 2491656 | 2641460 | 4035239 | 29976467 |

Таблица 3.3 – Итоговые данные по выработке и потреблению электрической энергии на предприятии

| №М | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | Всего |
|--------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|-------------|
| $W_{\text{то}}$ | 221426,8 | 159998,7 | 132856,1 | 128570,4 | 132856,1 | 128570,4 | 1802841,2 |
| $W_{\text{эдос}}$ | 2799820 | 2212761 | 2099865 | 338688 | 0 | 0 | 12796759,6 |
| $W_{\text{потр}}$ | 3021247 | 2372760 | 2232721 | 467258,4 | 132856 | 128570 | 14599602,06 |
| $W_{\text{выр}}^{\text{днев}}$ | 991304 | 937720 | 1245828 | 2210340 | 1116000 | 1080000 | 14507186 |
| $K_{3_ку_день}$ | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | |
| $W_{\text{изб}}^{\text{днев}}$ | 769877,2 | 777721,3 | 1112971,9 | 2081769,6 | 983143,9 | 951429,6 | 12704344,8 |
| $N_{\text{вкл_ку_день}}$ | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | |
| $W_{\text{выр}}^{\text{ноч}}$ | 3322208 | 2625616 | 2491656 | 200940 | 46500 | 45000 | 15469281 |
| $K_{3_ку_ночь}$ | 76 | 76 | 74 | 74 | 50 | 50 | |
| $N_{\text{вкл_ку_ночь}}$ | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | |
| $W_{\text{изб}}^{\text{ноч}}$ | 522388 | 412855 | 391790,4 | -137748 | 46500 | 45000 | 2672521,4 |
| $W_{\Sigma_изб}$ | 1292265,2 | 1190576,3 | 1504762,3 | 1944021,6 | 1029643,9 | 996429,6 | 15376866,2 |
| $W_{\Sigma_выр}$ | 4313512 | 3563336 | 3737484 | 2411280 | 1162500 | 1125000 | 29976467 |

Продолжение таблицы 3.3

| №М | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | Всего |
|--------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|---------|-------------|
| $W_{\text{то}}$ | 132856,1 | 132856,1 | 128570,4 | 132856,1 | 149998 | 221426 | 1802841,2 |
| $W_{\text{эдос}}$ | 0 | 0 | 0 | 0 | 2370816 | 2974809 | 12796759,6 |
| $W_{\text{потр}}$ | 132856 | 132856 | 128570,4 | 132856 | 2520814 | 3196236 | 14599602,06 |
| $W_{\text{выр}}^{\text{днев}}$ | 1116000 | 1116000 | 990000 | 1972561 | 1004700 | 726733 | 14507186 |
| $K_{\text{з_ку_день}}$ | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | |
| $W_{\text{изб}}^{\text{днев}}$ | 983143,9 | 983143,9 | 861429,6 | 1839704,9 | 854702 | 505307 | 12704344,8 |
| $N_{\text{вкл_ку_день}}$ | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | |
| $W_{\text{выр}}^{\text{ноч}}$ | 46500 | 46500 | 180000 | 519095 | 2636760 | 3308506 | 15469281 |
| $K_{\text{з_ку_ночь}}$ | 50 | 50 | 74 | 74 | 72 | 72 | |
| $N_{\text{вкл_ку_ночь}}$ | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | |
| $W_{\text{изб}}^{\text{ноч}}$ | 46500 | 46500 | 180000 | 519095 | 265944 | 333697 | 2672521,4 |
| $W_{\Sigma_изб}$ | 1029643,9 | 1029643,9 | 1041429,6 | 2358799,9 | 1120646 | 839004 | 15376866,2 |
| $W_{\Sigma_выр}$ | 1162500 | 1162500 | 1170000 | 2491656 | 2641460 | 4035239 | 29976467 |

Определим суммарные затраты на монтаж когенерационных установок:

$$\begin{aligned} Z_{\text{мон}} &= P_{\text{элмощ}} \cdot \beta_{\text{удст}} \cdot N_{\text{ку}} \\ Z_{\text{мон}} &= 3349 \cdot 590 \cdot 2 = 4018800 \$ \end{aligned} \quad (3.35)$$

Годовая выработка электрической энергии:

$$\begin{aligned} W_{\text{эгод}} &= \frac{P_{\text{элмощ}}^{\text{сум}} \cdot T_{\text{чгод}}}{1000} \\ W_{\text{эгод}} &= \frac{6698 \cdot 2500}{1000} = 16745 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч/год} \end{aligned} \quad (3.36)$$

Суммарные годовые расходы на эксплуатацию установок составляют:

$$Z_{\text{расх}}^{\text{экс}} = 18723464 \text{ руб./год}$$

Величина затрат на приобретение электроэнергии за год составляет:

$$\begin{aligned} Z_{\text{приоб}}^{\text{ээ}} &= \mathcal{E}_{\text{эгод}} \cdot \alpha_{\text{тээ}} \cdot 1000 \\ Z_{\text{приоб}}^{\text{ээ}} &= 25117500 \text{ руб./год} \end{aligned} \quad (3.37)$$

Тогда экономия за счет выработки электрической энергии на собственных когенерационных установках за год составит:

$$\begin{aligned} Z_{\text{собээ}}^{\text{экон}} &= Z_{\text{приоб}}^{\text{ээ}} - Z_{\text{расх}}^{\text{экс}} \\ Z_{\text{собээ}}^{\text{экон}} &= 25117500 - 18723464 = 6394036 \text{ руб./год} \end{aligned} \quad (3.38)$$

При этом в структуру цены производимой электроэнергии на собственной мини-ТЭЦ войдут:

- величина удельной стоимости потребленного природного газа:

$$УСГ = \frac{СГ \cdot РГ}{1000 \cdot МЭ} \text{ руб/ кВт}\cdot\text{ч} \quad (3.39)$$

$$УСГ = \frac{2776 \cdot 745}{1000 \cdot 3349} = 0,618 \text{ руб/ кВт}\cdot\text{ч}$$

- величина удельной стоимости масла:

$$УСМ = \frac{СМ \cdot РМ}{1000} \text{ руб/ кВт}\cdot\text{ч} \quad (3.40)$$

$$УСМ = \frac{100 \cdot 0,3}{1000} = 0,03 \text{ руб/ кВт}\cdot\text{ч}$$

- величина удельной стоимости сервисного обслуживания

$$УСС = \frac{СО \cdot КЕ \cdot СУ}{100 \cdot МЧ \cdot МЭ \cdot 10} \text{ руб/ кВт}\cdot\text{ч} \quad (3.41)$$

$$УСС = \frac{70 \cdot 40 \cdot 1156550}{100 \cdot 2500 \cdot 3349 \cdot 10} = 0,441 \text{ руб/ кВт}\cdot\text{ч}$$

- величина удельной зарплаты персонала:

$$УЗП = \frac{12 \cdot КП \cdot СЗ}{МЧ \cdot МЭ \cdot КЭ} \text{ руб/ кВт}\cdot\text{ч} \quad (3.42)$$

$$УЗП = \frac{12 \cdot 2 \cdot 20000}{2500 \cdot 3349 \cdot 3} \text{ руб/ кВт}\cdot\text{ч}$$

Тогда себестоимость производимой на собственной мини-ТЭЦ электроэнергии составит:

$$СЭ = УСГ + УСМ + УСС + УЗП \quad (3.43)$$

$$СЭ = 0,618 + 0,03 + 0,441 + 0,029 = 1,2 \text{ руб./ кВт}\cdot\text{ч}$$

Величина прогнозируемой экономии за счет отказа от покупки электрической энергии из вне составит:

$$\text{ЭЭЭ} = ТЭ - СЭ \quad (3.44)$$

$$\text{ЭЭЭ} = 3,13 - 1,2 = 1,93 \text{ руб.кВт}$$

Расчетный срок окупаемости установки собственной мини-ТЭЦ на предприятии будет равен:

$$CO = \frac{СП \cdot КД}{\text{ЭЭЭ} \cdot МЭ \cdot КЭ}, \quad (3.45)$$

$$CO = \frac{4018800 \cdot 32}{1,93 \cdot 3349 \cdot 2} = 5,5 \text{ лет}$$

Для рассматриваемого тепличного комплекса с занимаемой площадью 6 гектар установка собственных когенерационных установок является экономически оправданной в долгосрочной перспективе, но в связи с ограниченностью финансирования, основным источником питания для тепличного комплекса исходя из сравнительно меньших первоначальных затрат выбрана главная понизительная подстанция.

4 Определение токов короткого замыкания на шинах ГПП

Чаще всего к появлению коротких замыканий в системе электроснабжения предприятия приводят: разрушения слоя изоляции на токоведущих частях проводников и электроприемников; ошибки в действиях обслуживающего персонала предприятия; перехлест голых проводов.

Возможно появление следующих видов КЗ:

- трехфазного КЗ, как правило сопровождающегося самыми большими значениями токов КЗ, при одновременном электрическом контакте всех трех фаз системы электроснабжения;
- двухфазное КЗ появляется при электрическом контакте двух из трех фаз между собой;
- двухфазное на землю КЗ, тоже что и двухфазное, но замкнутые фазы касаются еще и земли;
- однофазное КЗ возникает при электрическом контакте одной из фаз с землей [19].

Определение токов короткого замыкания производится по методике, изложенной в ГОСТ 27514. Расчетная схема сети и ее схема замещения приведены на рисунке 4.1.

Определяем параметры элементов схемы замещения:

Параметры трансформатора типа ТДН-6300/110:

$$U_6=10,5 \text{ кВ};$$

$$S_{\text{номТ}}=6300 \text{ кВА};$$

$$U_k=10,5\%.$$

$$x_{\text{ТБ1}} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{номТ}}} \quad (4.1)$$

$$x_{\text{ТБ1}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{6300} = 0,018 \text{ Ом}$$

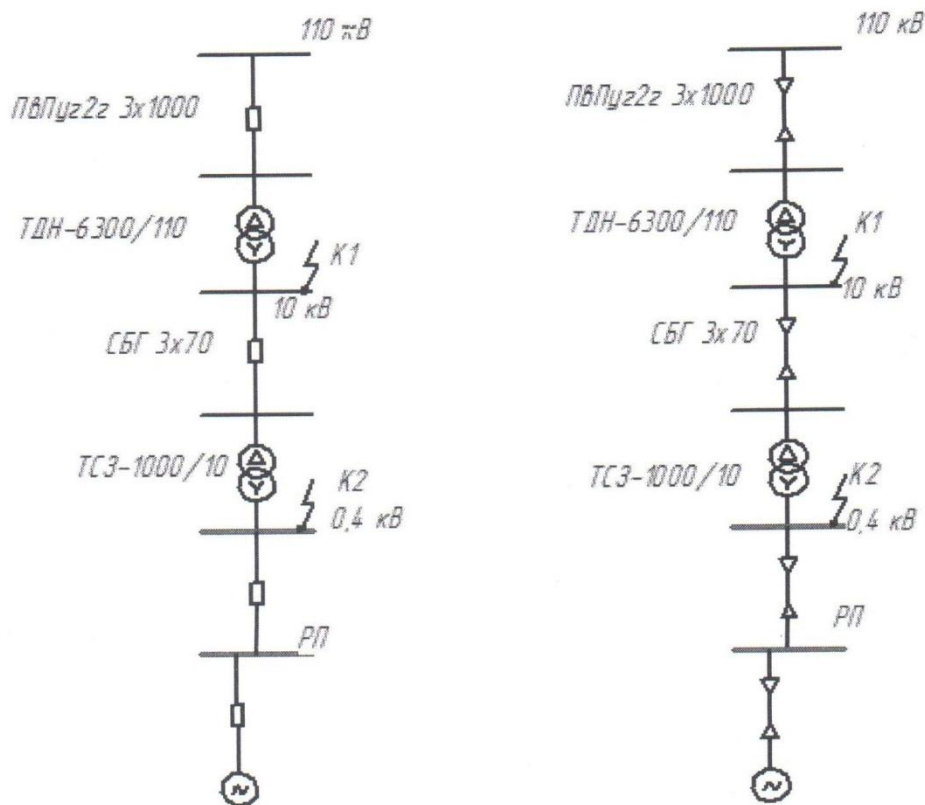


Рисунок 4.1 – Расчетная схема сети и ее схема замещения

Параметры высоковольтной линии 110 кВ выполненной кабелем ПВПУГ2Г-3x1000:

$$L=1,5 \text{ км};$$

$$R_{уд}=0,0278 \text{ Ом/км};$$

$$X_{уд}=0,0176 \text{ Ом/км};$$

$$R_{кЛЛ} = L \cdot \frac{R_{уд}}{n} \tag{4.2}$$

$$R_{кЛЛ} = 1,5 \cdot \frac{0,0278}{3} = 0,0139 \text{ Ом}$$

$$X_{кЛЛ} = L \cdot \frac{X_{уд}}{n} \tag{4.3}$$

$$X_{кЛЛ} = 1,5 \cdot \frac{0,0176}{3} = 0,0088$$

Параметры трансформатора типа ТСЗ-1000/10:

$$S_{\text{НОМТ}}=1000 \text{ кВА};$$

$$U_{\text{к}}=4,5\%$$

$$x_{\text{ТБ2}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{б}}^2}{S_{\text{НОМТ}}} \quad (4.4)$$

$$x_{\text{ТБ2}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{0,4^2}{1000} = 0,0000076 \text{ Ом}$$

Параметры высоковольтной линии 10 кВ выполненной кабелем СБГ
3x70:

$$L=0,3 \text{ км};$$

$$R_{\text{уд}}=0,099 \text{ мОм/м};$$

$$X_{\text{уд}}=0,063 \text{ мОм/м};$$

$$R_{\text{КЛ2}} = L \cdot \frac{R_{\text{уд}}}{n} \quad (4.5)$$

$$R_{\text{КЛ2}} = 0,3 \cdot \frac{0,099}{3} = 0,0099 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{КЛ2}} = L \cdot \frac{X_{\text{уд}}}{n} \quad (4.6)$$

$$X_{\text{КЛ2}} = 0,3 \cdot \frac{0,063}{3} = 0,0063$$

Находим значения токов короткого замыкания в точке К1.

Для определения суммарных сопротивлений до точки К3 складываем сопротивления всех элементов, входящих в схему замещения, до точки К1:

$$R_{\Sigma\text{К1}}=R_{\text{кл}}=0,0139 \text{ Ом};$$

$$X_{\Sigma\text{К1}}=X_{\text{т}}+X_{\text{кл}}=0,0018+0,088=0,0898 \text{ Ом};$$

Найдем значение полного суммарного сопротивления до расчетной точки К1 по формуле:

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2}; \quad (4.7)$$

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{0,0139^2 + 0,0898^2} = 0,092 \text{ Ом};$$

Величина тока трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{Hnn}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} \quad (4.8)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,092} = 6,7 \text{ кА};$$

Для определения ударного тока предварительно находим значение ударного коэффициента при помощи графика, изображенного на рисунке 4.2:

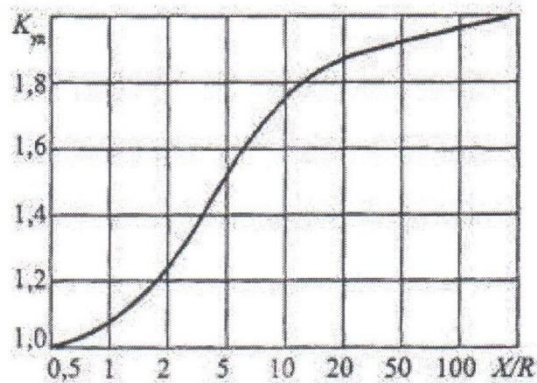


Рисунок 4.2 – Кривая для определения значения ударного коэффициента в зависимости от величины отношения X/R

При соотношении X/R в цепи получаем:

$$\frac{X_{\Sigma K1}}{R_{\Sigma K1}} = 6,4 \triangleright K_{yK1} = 1,5$$

Тогда значение ударного тока может быть определено по формуле:

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot K_{yK1} \cdot I_{K1}^{(3)} \quad (4.9)$$

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 6,7 = 13,65 \text{ кА}$$

Результаты определения токов КЗ в точках К1 и К2 заносим в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты определения токов КЗ в точках К1 и К2

| № точки КЗ | $U_6=10,5, \text{ кВ}$ | | | | $U_6=0,4, \text{ кВ}$ | | | |
|------------|------------------------|-----------------|------------------------------------|----------------------|-----------------------|-----------------|------------------------------------|----------------------|
| | $R, \text{ Ом}$ | $X, \text{ Ом}$ | $I_{\text{к.з.}}^{(3)} \text{ кА}$ | $i_{yK1} \text{ кА}$ | $R, \text{ Ом}$ | $X, \text{ Ом}$ | $I_{\text{к.з.}}^{(3)} \text{ кА}$ | $i_{yK1} \text{ кА}$ |
| 1 | 0,0139 | 0,088 | 6,7 | 13,65 | - | - | - | - |
| 2 | - | - | - | - | 0,0238 | 0,089 | 1,9 | 2,736 |

5 Собственные нужды и система оперативного тока на ГПП тепличного комплекса

Потребителями собственных нужд на подстанции предприятия являются:

- оперативные цепи;
- электродвигатели системы охлаждения силовых трансформаторов ГПП;
- электроподогрев высоковольтных выключателей и их приводов;
- электрообогрев шкафов КРУ-10;
- зарядные устройства системы оперативного тока;
- вентиляция, отопление и искусственное освещение помещений.

На подстанции выбрана система постоянного оперативного тока.

«Для получения постоянного оперативного тока на ПС 110 кВ и выше устанавливаются две одинаковые аккумуляторные батареи стационарной установки закрытого типа с жидким и экологически чистым диэлектриком, исключаящие выделение водорода в режиме зарядки и не содержащие ядовитые полихлорированные бифенилы» [15, 20].

Постоянный оперативный ток применяется для питания оперативных цепей управления, цепей обогрева шкафов КРУН, а также для питания устройств микропроцессорной релейной защиты и автоматики.

На подстанции предприятия принимаются к установке две аккумуляторные батареи, выпускаемые фирмой Groe. Каждая из устанавливаемых батарей будет размещаться в своем отдельном блоке. При исчезновении внешнего питания и отключенном устройстве подзаряда емкости каждой из выбранных батарей будет достаточно для обеспечения питания цепей оперативного тока в течении трех часов.

6 Выбор оборудования на подстанции предприятия

6.1 Выбор электрических аппаратов в ОРУ 110 кВ ГПП

Принимаем к установке элегазовый выключатель типа ВГТ-110 кВ. Гашение дуги в элегазовых выключателях осуществляется в среде элегаза - шестифтористой серы SF_6 . Элегаз обладает высокими дугогасящими свойствами - низкой теплоемкостью в канале столба дуги и повышенной теплопроводностью горячих газов, окружающих столб дуги (2000 К). Это характеризует элегаз как среду с высокими теплопроводящими свойствами. К недостаткам элегаза следует отнести его низкую температуру сжижения – 64 °С при 0,1 МПа, которая с повышением давления тоже повышается. Чистый элегаз негорюч, инертен, устойчив к нагреву до 800 °С.

Под влиянием электрической дуги происходит разложение элегаза с образованием химически активных соединений, которые могут вызвать разрушение изоляционных и конструкционных материалов. Кроме активных газов, во время горения дуги в результате реакции с парами материалов дугогасительных контактов образуются металлические фториды в виде тонкого слоя порошка. Этот порошок обладает низкой электропроводностью, поэтому не снижает электрическую прочность изоляции аппарата.

Дугогасительные камеры элегазовых выключателей имеют замкнутый объем, заполненный элегазом при небольшом избыточном давлении. В этот объем происходит истечение газов, выделяющихся при возникновении дуги [7].

Высоковольтные выключатели выбираются и проверяются по следующим параметрам:

- «номинальное напряжение места установки» [21]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.1)$$

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

- «максимальное напряжение места установки» [21]:

$$U_{\max_сети} \leq U_{\max_н}, \quad (6.2)$$

$$121 \text{ кВ} \leq 121 \text{ кВ};$$

- «номинальный ток» [21]:

$$I_{\max} < I_n, \quad (6.3)$$

$$44 \text{ А} < 2000 \text{ А},$$

где значение максимального тока находим по формуле:

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.г}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (6.4)$$

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 44 \text{ А};$$

- «номинальный ток отключения» [21]:

$$I_{к1} \leq I_{откл.н}, \quad (6.5)$$

$$8.1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

$$i_{a.т} \leq i_{a.н}, \quad (6.6)$$

$$4.6 \text{ кА} \leq 25.5 \text{ кА},$$

где

$$i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (6.7)$$

$$i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot 8.1 \cdot e^{\frac{-0.06}{0.065}} = 4.6 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \cdot I_{откл.н.}, \quad (6.8)$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \right) \cdot 40 = 25.5 \text{ кА},$$

- «ток электродинамической стойкости» [21]:

$$I_{к1} \leq I_{нр.с.}, \quad (6.9)$$

$$8.1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{нр.с.}, \quad (6.10)$$

$$20.8 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА};$$

- «ток термической стойкости» [21]:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл.}, \quad (6.11)$$

$$11.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 102 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Выбранный высоковольтный выключатель удовлетворяет расчетным условиям.

Принимаем к установке разъединитель типа РНДЗ-110/2500-УЗ. Разъединители выбираются и проверяются по следующим параметрам:

- «номинальное напряжение места установки» [21]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.12)$$

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

- «максимальное напряжение места установки» [21]:

$$U_{\max_сети} \leq U_{\max_н}, \quad (6.13)$$

$$121 \text{ кВ} \leq 121 \text{ кВ};$$

- «номинальный ток» [21]:

$$I_{\max} < I_n, \quad (6.14)$$

$$44 \text{ А} < 2500 \text{ А},$$

- «ток электродинамической стойкости» [21]:

$$i_{yd} \leq i_{нр.с}, \quad (6.15)$$

$$20.8 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- «ток термической стойкости» [21]:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (6.16)$$

$$11.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный разъединитель РНДЗ-110/2500-УЗ удовлетворяет расчетным условиям.

На стороне ВН ГПП принимаем к установке трансформатор тока типа ТГФМ-110. Трансформатор тока выбираем и проверяем на выполнение следующих условий:

- уровень номинального напряжения:

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

- значение номинального длительного тока:

$$I_{\text{раб}}=44 \text{ A} \leq I_{\text{ном}}=50 \text{ A}$$

- устойчивость к тепловому импульсу:

$$B_{\kappa} = I_n^2 \cdot t \quad (6.17)$$

$$B_{\kappa} = 2,625 \leq 38,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где

$$B_{\kappa} = 8,1^2 \cdot 0,065 = 2,625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$K_T^2 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot t_T = 12^2 \cdot 0,3 \cdot 3 = 38,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Нагрузкой трансформатора тока на стороне 110 кВ является только амперметр с номинальной мощностью 0,1 ВА.

Определим сопротивление подключенных к ТТ приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\Sigma \text{приб}}}{I_2^2} \quad (6.18)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом}$$

Тогда максимальное сопротивление соединительных проводов:

$$z_{\text{пров}} = 1,2 - 0,004 - 0,1 = 1,096 \text{ Ом} \quad (6.19)$$

Минимальное сечение провода:

$$S_{\text{доп}} = \frac{\rho \cdot l}{z_{\text{пров}}} \quad (6.20)$$

$$S_{\text{доп}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{1,096} = 1 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение медных проводов равное 1,5 мм².

Выбранный к установке трансформатор тока типа ТГФМ-110-50/5 прошел проверку.

Для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений на стороне 110 кВ ГПП принимаем к установке ОПН–110/82/10/40 УХЛ1.

6.2 Выбор электрических аппаратов в ЗРУ 10 кВ ГПП

В ЗРУ 10 кВ принимаем к установке ячейки типа К-68.

Принимаем к установке вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10. Высоковольтные выключатели выбираются и проверяются по следующим параметрам:

- «номинальное напряжение места установки» [21]:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \quad (6.21)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «максимальное напряжение места установки» [21]:

$$U_{\text{max_сети}} \leq U_{\text{max_н}}, \quad (6.22)$$

$$12 \text{ кВ} \leq 12 \text{ кВ};$$

- «номинальный ток» [21]:

$$I_{max} < I_n, \quad (6.23)$$

$$485 \text{ A} < 630 \text{ A},$$

где значение максимального тока находим по формуле:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (6.24)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 485 \text{ A};$$

- «номинальный ток отключения» [21]:

$$I_{к1} \leq I_{откл.н}, \quad (6.25)$$

$$6.7 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н}, \quad (6.26)$$

$$4 \text{ кА} \leq 11 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к2}^3 \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (6.27)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6.7 \cdot e^{\frac{-0.06}{0.07}} = 4 \text{ кА},$$

$$i_{a.н} = \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \cdot I_{откл.н}, \quad (6.28)$$

$$i_{a.н} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{39}{100} \right) \cdot 20 = 11 \text{ кА},$$

- «ток электродинамической стойкости» [21]:

$$I_{к1} \leq I_{пр.с}, \quad (6.29)$$

$$6.7 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} \leq i_{np.c}, \quad (6.30)$$

$$14.3 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА};$$

- «ток термической стойкости» [21]:

$$B_{\kappa} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (6.31)$$

$$8.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Выбранный высоковольтный выключатель удовлетворяет расчетным условиям.

Для защиты от перенапряжений выбираем ОПН-10.

На стороне НН ГПП принимаем к установке трансформатор тока типа ТПФМ-10. Трансформатор тока выбираем и проверяем на выполнение следующих условий:

- уровень номинального напряжения:

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

- значение номинального длительного тока:

$$I_{\text{раб}}=485 \text{ А} \leq I_{\text{ном}}=600 \text{ А}$$

- устойчивость к тепловому импульсу:

$$B_{\kappa} = I_n^2 \cdot t \quad (6.32)$$

$$B_{\kappa} = 8.1 \leq 222.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Нагрузкой трансформатора тока на стороне 10 кВ является амперметр, ваттметр, варметр, счётчики активной и реактивной электрической энергии.

Определим сопротивление подключенных к ТТ приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\Sigma\text{приб}}}{I_2^2} \quad (6.33)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6.2}{5^2} = 0,248 \text{ Ом}$$

Тогда максимальное сопротивление соединительных проводов:

$$z_{\text{пров}} = 1,2 - 0,248 - 0,1 = 0,852 \text{ Ом} \quad (6.34)$$

Минимальное сечение провода:

$$S_{\text{доп}} = \frac{\rho \cdot l}{z_{\text{пров}}} \quad (6.35)$$

$$S_{\text{доп}} = \frac{0,0175 \cdot 45}{0,852} = 0,924 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабели ВВГнг-FRLS 3x2,5 с сечением медных проводов равным 2,5 мм².

Выбранный к установке трансформатор тока типа ТПФМ-10-600/5 прошел проверку.

На стороне НН ГПП выбираем трансформатор напряжения НТМИ-10.

Условия выбора трансформатора напряжения:

- номинальное напряжение в месте установки:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (6.36)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- класс точности – 0,2;
- величина вторичной нагрузки в выбранном классе точности:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (6.37)$$

Вторичной нагрузкой трансформатора напряжения на стороне НН являются: счетчики активной и реактивной электроэнергии, вольтметры, варметры и ваттметры с общей номинальной мощностью нагрузки 58 ВА.

$$58 \text{ ВА} \leq 75 \text{ ВА}.$$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет условиям проверки.

Опорные изоляторы выбираем типа ПОР-10-2500-УЗ.

Условия выбора опорных изоляторов:

- номинальное напряжение места установки:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \quad (6.38)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- величина максимальной нагрузки на головку опорного изолятора:

$$F_{\text{max}} \leq F_{\text{дон}}, \quad (6.39)$$

$$88.5 \text{ Н} < 1192 \text{ Н},$$

где

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot F_{\text{разруш}} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (6.40)$$

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot 2500 \cdot \frac{0.12}{0.151} = 1192 \text{ Н.}$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (6.41)$$

$$H = 0.12 + 0.006 + \frac{0.05}{2} = 0.151.$$

Выбранные опорные изоляторы типа ПОР-10-2500-УЗ удовлетворяют условиям проверки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе были определены электрические нагрузки тепличного комплекса. Основная нагрузка приходится на систему электродосвечивания, которая потребляет 5644,8 кВт активной мощности. На втором месте по величине активной нагрузки располагается технологическое оборудование тепличного комплекса с суммарной мощностью нагрузки 324,24 кВт. На третьем месте – система внутреннего освещения и бытовые потребители электрической энергии с суммарной мощностью 32,9 кВт.

Определены годовые потребности в электрической энергии каждой из групп потребителей по месяцам.

По удельной плотности нагрузки выбрана оптимальная номинальная мощность трансформаторов КТП 1000 кВА. К установке на территории тепличного комплекса принято 4 КТП с установкой каждой двух трансформаторов типа ТСЗ-1000.

Определены приведенные затраты на установку на ГПП предприятия двух трансформаторов ТДН-6300/110/10.

Рассмотрен проект установки на предприятии когенерационных установок, выпускаемых фирмой Jenbacher, модель 620. Для рассматриваемого тепличного комплекса с занимаемой площадью 6 гектар установка собственных когенерационных установок является экономически оправданной в долгосрочной перспективе, но в связи с ограниченностью финансирования, основным источником питания для тепличного комплекса исходя из сравнительно меньших первоначальных затрат была выбрана главная понизительная подстанция.

Были определены значения токов короткого замыкания на шинах ГПП, полученные значения использовались в дальнейших расчетах для выбора и проверки электрических аппаратов на ГПП (высоковольтных выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения).

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов [Электронный ресурс]: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 03.05.2019).
2. Сивков А.А., Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С. Основы электроснабжения. Учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 173 с.
3. Kuffel E., Zaengl W.S., Kuffel J. High Voltage Engineering. Fundamentals. Oxford: Newnes, 2014. 539 p.
4. 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.
5. Ogawa J., Fukui S., Sugai M., Aoyama S., Koseki N., Matsubara T. AC Loss in each layer of three-layer twisted HTS cable // IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2019. № 29 (5), pp. 13-19.
6. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий [Электронный ресурс]: учебник. 5-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-М, 2019. 405 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003810> (дата обращения: 04.05.2019).
7. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие. М.: Форум, 2019. 496 с.
8. Сазонова Т.В., Шлейников В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия: учебное пособие. М.: Бибком, 2016. 110 с.
9. 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: 05.05.2019).
10. Вахнина В.В., Черненко А.Н., Самолина О.В., Рыбалко Т.А. Проектирование осветительных установок [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2015. 107 с.
URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/3383/1/Vahnina%20Chernenko%20Samolina%20Ribalko_%20EUI_Z.pdf (дата обращения: 02.05.2019).
 11. Vizeu da Silva A. F. C., Godinho A. O., Agreira C. I. F., Valdez M. M. T. An educational approach to a lighting design simulation using DIALux evo software // 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC). Coimbra, 2016. pp. 1-6.
 12. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
 13. Maria Louis M. Elements of electrical engineering. PHI Learning Pvt. Ltd., 2014. 992 p.
 14. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.
 15. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козинова М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
 16. Комков В.А., Тимахова Н.С. Энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве: учебное пособие, 2-е изд. М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015. 204 с.
 17. Sinapse. Синапс установки. [Электронный ресурс]. – URL: sinapse.ua/product/cogener/GE_Jenbacher/GE_Jenbacher_6 (Дата обращения 25.03.2019).

18. Когенерационные установки. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.viessmann.pro/kogeneracionnie-ustanovki-viessmann> (Дата обращения 01.02.2019).
19. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
20. Nadaraju F.J., Maddocks A.R., Zanganeh J., Moghtaderi B. Simulation of power and cooling generation via heat recovery from a ventilation air methane abatement unit // Fuel. 2019. № 249, pp. 27-35.
21. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. 3-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 136 с.