

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования

**«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)»**

Факультет Электротехнический

Кафедра Автоматики

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____ С.С. Голощанов

« ____ » _____ 2018 г.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГРУППЫ ЦЕХОВ ЗАВОДА КАМНЕЛИТЫХ ИЗДЕЛИЙ

(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ

ЮУрГУ – 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР

Консультанты:

Безопасность электроснабжения

должность

/ В.М. Гладких

подпись

ФИО

_____ 20 ____ г.

Автор проекта

студент группы МиЭТ-543

_____ / Аккерт Д.С.

подпись

ФИО

_____ 20 ____ г.

Релейная защита электроснабжения

д.т.н., профессор

должность

/ Л.М. Четошникова

подпись

ФИО

_____ 20 ____ г.

Руководитель проекта

к.т.н., доцент

должность

/ Г.С. Валеев

подпись

ФИО

_____ 20 ____ г.

Нормоконтроль

к.т.н., доцент

должность

/ Н.И. Смоленцев

подпись

ФИО

_____ 20 ____ г.

АННОТАЦИЯ

Аккерт Д.С.

Электроснабжение группы цехов завода камнелитых изделий. Миасс: ЮУрГУ, МиЭт-543. 2018 г., 109 листов, 34 таблицы, 17 рисунков. Библиография литературы – 9 наименований. 4 листа чертежей формата А1.

В данном дипломном проекте спроектирована система электроснабжения группы цехов завода камнелитых изделий. Предложенная система позволяет осуществить рациональное получение, распределение и потребление электроэнергии.

В ходе проекта произведен расчет электрических нагрузок как одного цеха, так и всего предприятия. Выбраны трансформаторы цеховых трансформаторных подстанций. Выбраны трансформаторы ГПП. Рассчитаны токи короткого замыкания, с учетом которых выбрано необходимое оборудование схем внутреннего и внешнего электроснабжения. Осуществлено технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения. Произведена компенсация реактивной мощности. Рассмотрены защиты, установленные на секционном автоматическом выключателе ЩСН ПС и АВР. В разделе безопасность жизнедеятельности рассчитан контур заземления ТП 10/0,4.

| | | | | | | | | |
|-------------|----------------|--------------------|----------------|-------------|--|--------------------|-------------|---------------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.62.2018.268 ПЗ ВКР | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| Разраб. | Аккерт Д.С. | | | | Электроснабжение группы цехов завода камнелитых изделий | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| Пров. | Смоленцев Н.И. | | | | | | 5 | 109 |
| Н.контр. | Смоленцев Н.И. | | | | | ЮУрГУ | | |
| Утв. | Голощапов С.С. | | | | | Кафедра Автоматики | | |

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| АННОТАЦИЯ | 5 |
| ВВЕДЕНИЕ | 9 |
| ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА..... | 10 |
| 1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ЗАВОДУ | 13 |
| 1.1 Расчет электрических нагрузок по РМЦ..... | 13 |
| 1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию | 21 |
| 2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ..... | 27 |
| 3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ..... | 36 |
| 3.1 Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения | 36 |
| 3.2 Техничко-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения | 39 |
| 4 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ..... | 55 |
| 4.1 Выбор величины напряжения | 55 |
| 4.2 Построение схемы внутренней электрической сети..... | 55 |
| 4.3 Конструктивное выполнение электрической сети..... | 55 |
| 4.4 Расчет питающих линий | 55 |
| 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ..... | 60 |
| 6 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ | 66 |
| 6.1 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП | 66 |
| 6.2 Выбор типа РУ на низкой стороне ГПП, выключателей, тр-ров тока и напряжения..... | 66 |
| 6.3 Выбор выключателей 10 кВ для схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока..... | 72 |
| 6.4 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высшего и низшего напряжений цеховых трансформаторных подстанции..... | 73 |
| 7 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ..... | 76 |
| 7.1 Описание схемы электроснабжения..... | 76 |
| 7.2 Определение удельной стоимости потерь активной мощности..... | 78 |
| 7.3 Определение затрат на генерацию РМ отдельными источниками | 78 |
| 7.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений | 79 |
| 7.5 Определение реактивной мощности источников..... | 81 |
| 7.6 Определение мощности высоковольтной БК..... | 82 |
| 8 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ | 84 |
| 9 РАСЧЕТ ЗАЩИТ УСТАНОВЛЕННЫХ НА САВ 0,4кВ и АВР ЦСН ПС | 86 |
| 9.1 Защита от перегрузки | 86 |

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 6 |

| | | |
|-----|---|------------|
| 9.2 | Селективная токовая отсечка..... | 89 |
| 9.3 | Мгновенная токовая отсечка..... | 90 |
| 9.4 | АВР 0,4 кВ ЩСН ПС | 90 |
| 10 | ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ПИТАНИЯ | |
| | ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С НЕБОЛЬШОЙ НАГРУЗКОЙ | 93 |
| 11 | БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ..... | 104 |
| | ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 108 |
| | Библиографический список | 109 |

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 7 |

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ: 10493 кВА.
2. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1 кВ: 2321 кВА.
3. Категория основных потребителей по надежности электроснабжения: потребители 1, 2 и 3 категорий.
4. Полная расчетная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 9935 кВА;
5. Коэффициент реактивной мощности: ;
6. Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ;
7. Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 4500 МВА, тип и сечение питающих линий: ВЛ-110, АС-70/11;
8. Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: 18,5 км;
9. Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2×ТДН-10000/110;
10. Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ;
11. На территории устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 250, 400, 630, 1000 кВА;
12. Кабельные линии выполнены кабелем марки ААШв.
13. Тип принятых ячеек на 10кВ в ГПП КРУ-ОРБ 07.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 8 |

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика нашей страны обеспечивает надежное электроснабжение народного хозяйства страны и жилищно-бытовые нужды различных потребителей электрической и тепловой энергии.

Основными потребителями электрической энергии являются различные отрасли промышленности, транспорт, сельское хозяйство, коммунальное хозяйство городов и посёлков. При этом более 70% потребления электроэнергии приходится на промышленные объекты.

Электроэнергия широко используется во всех отраслях народного хозяйства, особенно для электропривода различных механизмов, для электрических установок, а также для электролиза, электроискровой и электрозвуковой обработки материалов и другое.

Для обеспечения подачи электроэнергии в необходимом количестве и соответствующего качества от энергосистем промышленного объекта, установка, устройствам и механизмам служит система электроснабжения промышленных предприятий, состоящая из сетей напряжения до 1 кВ и выше и трансформаторных преобразовательных и распределительных подстанций.

Электроустановки потребителей электроэнергии имеют свои специфические особенности, к ним предъявляются определённые требования: надёжность питания, качество электроэнергии, резервирование и защита отдельных элементов и другое. При проектировании сооружений и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий необходимо правильно в технико-экономическом пункте осуществлять выбор напряжения, определять электрические нагрузки, выбрать тип, и мощность трансформаторных подстанций, и виды их защиты, системы компенсации реактивной мощности. Это должно решаться с учётом совершенствования технологических процессов производства, ростом мощностей отдельных электроприёмников и особенностей каждого предприятия, цеха, установки, повышения качества эффективности их работы.

В системе цехового распределения электроэнергии широко используются комплектные распределительные устройства, подстанции, силовые токопроводы. Это создаёт гибкую систему распределения, в результате чего экономится большое количество проводов и кабелей. Широко применяется совершенные системы автоматики, а также простые и надёжные устройства, защиты отдельных элементов системы электроснабжения промышленных предприятий. Всё это обеспечивает необходимое рациональное и экономное расходование электроэнергии во всех отраслях промышленности.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 9 |

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА

Каменное литье. Технология производства

Каменным литьем принято называть сравнительно новый вид промышленного производства каменных изделий обладающих определенной формой и изготовленных путем кристаллизации расплавленных горных пород, искусственных смесей и шлаков.

Материалы из каменного расплава обладают высокой прочностью, износостойкостью и стойкостью в химически агрессивных средах. Это позволяет применять изделия для облицовки технологических аппаратов и узлов, работающих в наиболее тяжелых условиях, заменяя другие дорогостоящие материалы, в частности металлы.

Сырьем для получения каменного литья служат горные породы магматического происхождения, преимущественно базальты и диабазы, обладающие пониженной вязкостью в расплавах. По химическому составу базальты более постоянны, и каменное литье из них обладает высокой химической стойкостью и прочностью на истирание. Температура плавления их 1100-1450°C. Расплав базальта обладает хорошими литейными качествами и кристаллизуется в течение 5-15 мин.

Температура, при которой расплавленный базальт превращается в твердое вещество, называется температурой замерзания или температурой кристаллизации. Обратное превращение вещества из твердого (кристаллического) состояния в жидкое, т.е. расплав, совершается тоже при строго определенной температуре, называемой температурой плавления. При постоянном давлении температура плавления и температура замерзания веществ определенного химического состава тождественны.

В качестве сырья для получения светлого каменного литья используют кварцевый песок (45%), доломит (34%), мел или мрамор (21%). Кроме основных материалов, в шихту для снижения температуры плавления добавляют плавиковый шпат (3%), а для отбеливания расплава – окись цинка (0,8%).

Перед загрузкой в печь сырьевые материалы измельчают, просеивают и дозируют в заданном соотношении. Для плавки шихты используют шахтные, ваннные, вращающиеся и электрические печи. Наиболее распространены ваннные печи. Базальтовую шихту в ваннных печах плавят при температуре 1450°C, Готовый расплав из ванны стекает в разливочный копильник, где охлаждается до 1250°C.

Характерная особенность жидкого состояния расплава заключается в том, что составляющие его частицы – ионы, атомы и молекулы находятся непрерывно в сложно-хаотическом – броуновском движении. С понижением температуры кинетическая энергия частиц уменьшается и движение их постепенно замедляется до тех пор, пока они утратят способность перемещаться в пространстве друг относительно друга. В таком состоянии конечное взаимное расположение этих частиц может быть упорядоченным, т.е. кристаллическим или беспорядочным – стекловидным.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 10 |

Регулируя температурные условия охлаждения расплава во времени, получают изделия каменного литья сой или иной степени кристаллизации. Если же медленно кристаллизующийся расплав подвергнуть быстрому охлаждению, он не закристаллизуется и превратится в стекло. Таким образом, основная сущность получения изделий каменного литья заключается в том, чтобы залитый в форму расплав закристаллизовать, подвергая его правильной температурной обработке. Охлаждение расплава перед разливкой благоприятно оказывается на структуре отливаемых изделий и уменьшает число усадочных дефектов (трещин, раковин).

Для литья изделий применяют формы (кокили) из чугуна или жароупорной стали (постоянные формы), из силикатных материалов (временные формы) и земляные (одноразовые формы). Для уменьшения внутренних напряжений, возникающих при охлаждении, отливки подвергаются кристаллизации и отжигу. Степень кристаллизации расплава изменяется в зависимости от свойств расплава и размеров изделий. Кристаллизация и отжиг проводят в специальных печах (муфельных, туннельных, камерных) при температуре 800-900°С, затем изделия перемещают в зону отжига, а откуда на склад готовой продукции.

Технические свойства различных видов каменного литья по некоторым показателям во много раз превышают свойства естественных камней магматического происхождения.

Изделия из каменного литья обладают следующими физико-техническими свойствами:

- плотность 2900-3000 кг/м³;
- предел прочности при сжатии 300-400 МПа, в отдельных случаях 1000 и даже 2000 МПа при изгибе – 60-65 МПа;
- потери при истирании – 0,05-0,06 г/см²;
- химическая стойкость – 99,0-99,8%;
- твердость 7-8 и выше;
- коэффициент теплопроводности – 0,85.

Каменное литье обладает высокими электроизоляционными свойствами, отдельные виды его огнеупорны, стекло- и шлакоустойчивы. Стойкость изделий каменного литья по отношению к корродирующему воздействию растворов солей, кислот и оснований ставит его на первое место среди известных в настоящее время химически стойких материалов. Благодаря высоким техническим свойствам область применения изделий каменного литья с каждым годом расширяется.

Каменное литье широко используется в угольной, горно-обогатительной и металлургической промышленности для футеровки бункеров, течек, корпусов флотационных машин и т.д. Каменное литье широко используется в химической промышленности для кладки и футеровки кислотовместителей, реактивных ванн, химически стойких аппаратов и сосудов, трубопроводов, желобов и т.д. Плитки из каменного литья с успехом заменяют металл; их используют для полов в цехах с агрессивными средами и для футеровки аппаратов, подверженных сильному истирающему воздействию.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 11 |

Стойкость каменного литья по отношению к атмосферным реагентам делает его незаменимым материалом для художественно-декоративной отделки зданий и сооружений. Из него изготавливают дорожные знаки, скульптуры, архитектурные украшения и т.д.

Цвет и окраска изделий каменного литья зависит от химического состава отливки. Такие красящие окислы, как Fe_2O_3 , TiO_2 , MnO_2 , Cr_2O_3 и другие, окрашивают изделия в темные и даже черные цвета. Отсутствие этих окислов дает возможность получать светлоокрашенные даже относительно белые изделия.

Стоимость каменного литья, особенно светлого, сравнительно высока. Однако, если отнести стоимость изделий к сроку их службы, то применение каменного литья оказывается экономически выгодный.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 12 |

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ЗАВОДУ

1.1 Расчет электрических нагрузок по РМЦ

Для расчёта электрических нагрузок воспользуемся методом упорядоченных диаграмм[1].

В начале расчета приводим мощность электроприёмников (ЭП), работающих в повторно-кратковременном режиме к продолжительности включения 100%. Это сварочные трансформаторы и выпрямители, номинальная мощность, приведенная к длительному режиму которых определяется по формуле:

$$\frac{P_{н}}{K_{пк}}$$

Определяем средние активные и реактивные нагрузки за наиболее загруженную смену для каждого электроприёмника или для группы электроприёмников:

где α – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену, приводятся в электротехническом справочнике [1]; β – коэффициент реактивной мощности электроприёмника.

Затем определяем сумму средних мощностей ЭП по отделениям:

После этого находим эффективное число ЭП по отделениям:

$$\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}$$

Далее определяем средневзвешенный коэффициент использования активной мощности за наиболее загруженную смену по отделению:

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 13 |

Расчётный коэффициент по активной мощности находим из справочных данных [1].

Расчётный коэффициент по реактивной мощности определяем по формуле:

Расчётные мощности ЭП отделений определяем по формулам:

Полная расчетная мощность ЭП отделений:

Расчётный ток ЭП отделений:

где – номинальное напряжение цеховой сети.

В результате произведённых расчётов по приведенным формулам полученные данные сводим в таблицу 1.

Среди электроприёмников есть как трёхфазные так и однофазные, питаемые на линейном или фазном напряжении. Необходимо как можно равномернее распределить однофазную нагрузку между фазами, чтобы не возникали недопустимые напряжения обратной последовательности и изоляция одной из фаз не изнашивалась быстрее других. В таблице 2 приведён расчёт наиболее загруженной фазы отделения пропитки для однофазных электроприёмников.

Загрузку фаз определяем по полной средней мощности:

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 14 |

где n – число электроприемников, подключенных соответственно на линейные напряжения U и U_0 ; m – число однофазных электроприемников, подключенных на фазное напряжение U_0 ; $k_{(U)}$ и $k_{(U_0)}$ – коэффициенты приведения активной мощности однофазных электроприемников, подключенных на линейные напряжения U и U_0 , к фазе «А»; $q_{(U)}$ и $q_{(U_0)}$ – тоже по реактивной мощности; $\text{tg}\varphi_0$ – коэффициент реактивной мощности однофазных электроприемников, подключенных на фазное напряжение U_0 .

Значения коэффициентов приведения по активной и реактивной мощности берем из учебного пособия [1].

За среднюю активную и реактивную мощность принимаем утроенную мощность наиболее загруженной фазы.

Расчётные нагрузки по цеху находим также как нагрузки по отделениям, только $t_{\text{нагр}}$ – тепловая постоянная времени нагрева, для 3-го уровня электроснабжения составляет 2,5 часа, для 2-го уровня равна 10 минут и число электроприёмников формирующих график нагрузки цеха больше чем в отделении, поэтому значения коэффициента расчётной мощности берем из другой таблицы. Но если средняя активная нагрузка цеха меньше 100 кВт, то

берем по той же таблице что и коэффициенты расчётной мощности отделений. Результаты произведённых расчётов по ремонтно-механическому цеху сводим в таблицу 1.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 15 |

Таблица 1 - Расчет электрических нагрузок по РМЦ

| Исходные данные | | | | | | | Расчетные величины | | | Расчетная мощность | | | | | | |
|-------------------------------------|-----------------------|---|---------------------|-------------------|------------|----------|---------------------------------|--|---------------------|--------------------|----------|----------|-------------------|--------------------|-------------------|-----------------|
| По заданию технологов | | | | Справочные данные | | | $P_{ср} = K_{на} \cdot P_{ном}$ | $Q_{ср} = K_{на} \cdot P_{ном} \cdot tg\phi$ | $n \cdot P_{ном}^2$ | n_3 | $K_{ра}$ | K_{pp} | $P_p, \text{кВт}$ | $Q_p, \text{квар}$ | $S_p, \text{кВА}$ | $I_p, \text{А}$ |
| Наименование узлов СЭС и приемников | Количество приемников | Номинальные мощности, приведенные к ПВ=100% | | $K_{на}$ | $\cos\phi$ | $tg\phi$ | | | | | | | | | | |
| | | Одного эл. приемника | Всех эл. приемников | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| Механическое отделение 1 ШР-1 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Станок металлорежущий | 3 | 1 | 3,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 0,4 | 0,8 | 3,0 | | | | | | | |
| Станок металлорежущий | 4 | 5,5 | 22,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 2,6 | 6,0 | 121,0 | | | | | | | |
| Станок металлорежущий | 3 | 14 | 42,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 5,0 | 11,5 | 588,0 | | | | | | | |
| Станок металлорежущий | 2 | 40 | 80,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 9,6 | 22,0 | 3200,0 | | | | | | | |
| Станок точильно-шлифовальный | 6 | 3,9 | 23,4 | 0,17 | 0,65 | 1,17 | 4,0 | 4,7 | 91,3 | | | | | | | |
| Станок шлифовальный | 3 | 20 | 60,0 | 0,17 | 0,65 | 1,17 | 10,2 | 11,9 | 1200,0 | | | | | | | |
| Станок для испытания абраз-хкругов | 3 | 11 | 33,0 | 0,35 | 0,7 | 1,02 | 11,6 | 11,8 | 363,0 | | | | | | | |
| Бак для приготовления эмульсии | 2 | 1,3 | 2,6 | 0,35 | 0,7 | 1,02 | 0,9 | 0,9 | 3,4 | | | | | | | |
| Агрегат рециркуляционный | 2 | 1,5 | 3,0 | 0,2 | 0,6 | 1,33 | 0,6 | 0,8 | 4,5 | | | | | | | |
| Вентилятор | 3 | 1,6 | 4,8 | 0,7 | 0,8 | 0,75 | 3,4 | 2,5 | 7,7 | | | | | | | |
| Кран | 2 | 10 | 20,0 | 0,2 | 0,5 | 1,73 | 4,0 | 6,9 | 200,0 | | | | | | | |
| Таль электрическая | 3 | 4 | 12,0 | 0,2 | 0,5 | 1,73 | 2,4 | 4,2 | 48,0 | | | | | | | |
| Итого силовой нагрузки по ШР-1: | 36 | | 305,8 | 0,18 | 0,54 | 1,54 | 54,6 | 84,1 | 5829,8 | 16 | 1,37 | 1,04 | 74,9 | 87,6 | 115,2 | 175 |

ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР

Изм. Лист № документа Подпись Дата

Продолжение таблицы 1

| Исходные данные | | | | | | | Расчетные величины | | | n _э | K _{ра} | K _{pp} | Расчетная мощность | | | I _p , А |
|-------------------------------------|-----------------------|---|---------------------|-------------------|------|------|--|---|--------------------|----------------|-----------------|-----------------|----------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|
| По заданию технологов | | | | Справочные данные | | | P _{ср} =K _{на} ·P _{ном} | Q _{ср} =K _{на} ·P _{ном} ·tgφ | n·P _{ном} | | | | P _p , кВт | Q _p , квар | S _p , кВА | |
| Наименование узлов СЭС и приемников | Количество приемников | Номинальные мощности, приведенные к ПВ=100% | | k _{на} | cosφ | tgφ | | | | | | | | | | |
| | | Одного эл. приемника | Всех эл. приемников | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| Механическое отделение 2 ШР-2 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Станок металлорежущий | 4 | 1,6 | 6,4 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 0,8 | 1,8 | 10,2 | | | | | | | |
| Станок металлорежущий | 4 | 7 | 28,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 3,4 | 7,7 | 196,0 | | | | | | | |
| Станок металлорежущий | 1 | 10 | 10,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 1,2 | 2,7 | 100,0 | | | | | | | |
| Станок универсальный | 3 | 12 | 36,0 | 0,24 | 0,65 | 1,17 | 8,6 | 10,1 | 432,0 | | | | | | | |
| Ножницы | 3 | 15 | 45,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 5,4 | 12,4 | 675,0 | | | | | | | |
| Станок шлифовальный | 5 | 7 | 35,0 | 0,17 | 0,65 | 1,17 | 6,0 | 7,0 | 245,0 | | | | | | | |
| Станок точильно-шлифовальный | 4 | 1,6 | 6,4 | 0,17 | 0,65 | 1,17 | 1,1 | 1,3 | 10,2 | | | | | | | |
| Машина листогибочная Зхвалковая | 3 | 15,5 | 46,5 | 0,35 | 0,7 | 1,02 | 16,3 | 16,6 | 720,8 | | | | | | | |
| Мешалка двухвальная | 3 | 2,8 | 8,4 | 0,2 | 0,65 | 1,17 | 1,7 | 2,0 | 23,5 | | | | | | | |
| Кран подвесной | 2 | 2,5 | 5,0 | 0,2 | 0,5 | 1,73 | 1,0 | 1,7 | 12,5 | | | | | | | |
| Агрегат рециркуляционный | 4 | 1,5 | 6,0 | 0,2 | 0,6 | 1,33 | 1,2 | 1,6 | 9,0 | | | | | | | |
| Вентилятор | 5 | 1,5 | 7,5 | 0,7 | 0,8 | 0,75 | 5,3 | 3,9 | 11,3 | | | | | | | |
| Насос | 4 | 1,5 | 6,0 | 0,8 | 0,85 | 0,62 | 4,8 | 3,0 | 9,0 | | | | | | | |
| Калорифер | 1 | 60 | 60,0 | 0,6 | 0,9 | 0,48 | 36,0 | 17,4 | 3600,0 | | | | | | | |
| Итого силовой нагрузки по ШР-2: | 46 | | 306,2 | 0,30 | 0,72 | 0,96 | 92,6 | 89,2 | 6054,5 | 15 | 1,03 | 1,04 | 95,4 | 92,9 | 133,2 | 202 |

ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР

Изм. Лист № документа Подпись Дата

Продолжение таблицы 1

| Исходные данные | | | | | | | Расчетные величины | | | Расчетная мощность | | | | | | |
|-------------------------------------|-----------------------|---|---------------------|----------|-------------------|----------|---------------------------------|--|---------------------|--------------------|----------|----------|-------------------|--------------------|-------------------|-----------------|
| По заданию технологов | | | | | Справочные данные | | $P_{ср} = K_{на} \cdot P_{ном}$ | $Q_{ср} = K_{на} \cdot P_{ном} \cdot tg\phi$ | $n \cdot P_{ном}^2$ | n_3 | $K_{ра}$ | K_{pp} | $P_p, \text{кВт}$ | $Q_p, \text{квар}$ | $S_p, \text{кВА}$ | $I_p, \text{А}$ |
| Наименование узлов СЭС и приемников | Количество приемников | Номинальные мощности, приведенные к ПВ=100% | | $K_{на}$ | $\cos\phi$ | $tg\phi$ | | | | | | | | | | |
| | | Одного эл. приемника | Всех эл. приемников | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| Сварочное отделение ШР-3 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Однофазная нагрузка | 10 | | 182,0 | | | | 79,2 | 106,3 | 3441,0 | | | | | | | |
| Автомат для сварки | 3 | 0,9 | 2,7 | 0,4 | 0,5 | 1,73 | 1,1 | 1,9 | 2,4 | | | | | | | |
| Полуавтомат шланговый | 4 | 0,5 | 2,0 | 0,15 | 0,35 | 2,68 | 0,3 | 0,8 | 1,0 | | | | | | | |
| Стол для сварочных работ | 4 | 0,8 | 3,2 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 0,4 | 0,9 | 2,6 | | | | | | | |
| Пила отрезная | 2 | 7 | 14,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 1,7 | 3,8 | 98,0 | | | | | | | |
| Машина электросварочная | 3 | 25 | 75,0 | 0,35 | 0,5 | 1,73 | 26,3 | 45,5 | 1875,0 | | | | | | | |
| Вентилятор | 4 | 4,5 | 18,0 | 0,7 | 0,8 | 0,75 | 12,6 | 9,5 | 81,0 | | | | | | | |
| Кран - балка | 3 | 3,2 | 9,6 | 0,2 | 0,5 | 1,73 | 1,9 | 3,3 | 30,7 | | | | | | | |
| Итого силовой нагрузки по ШР-3: | 33 | | 306,5 | 0,40 | 0,58 | 1,39 | 123,4 | 171,9 | 5531,7 | 17 | 1 | 1,04 | 123,4 | 178,9 | 217,3 | 330 |
| Кузнечное отделение ШР-4 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Электropечь | 3 | 110 | 330,0 | 0,8 | 0,95 | 0,33 | 264,0 | 86,8 | 36300,0 | | | | | | | |
| Молот ковочный | 2 | 30 | 60,0 | 0,17 | 0,65 | 1,17 | 10,2 | 11,9 | 1800,0 | | | | | | | |
| Станок точильно-шлифовальный | 3 | 0,5 | 1,5 | 0,17 | 0,65 | 1,17 | 0,3 | 0,3 | 0,8 | | | | | | | |
| Аппарат рециркуляционный | 2 | 1,5 | 3,0 | 0,2 | 0,6 | 1,33 | 0,6 | 0,8 | 4,5 | | | | | | | |
| Кран подвесной | 1 | 2,2 | 2,2 | 0,2 | 0,5 | 1,73 | 0,4 | 0,8 | 4,8 | | | | | | | |
| Вентилятор | 3 | 0,8 | 2,4 | 0,7 | 0,8 | 0,75 | 1,7 | 1,3 | 1,9 | | | | | | | |
| Итого силовой нагрузки по ШР-4: | 14 | | 399,1 | 0,69 | 0,94 | 0,37 | 277,2 | 101,8 | 38112,0 | 4 | 1,06 | 1,08 | 293,8 | 110,1 | 313,8 | 477 |

ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 1

| Исходные данные | | | | | | | Расчетные величины | | | Расчетная мощность | | | | | | |
|-------------------------------------|-----------------------|---|---------------------|-------------------|---------------|--------------------|--|---|--------------------------|--------------------|-----------------|-----------------|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------|
| По заданию технологов | | | | Справочные данные | | | $P_{\text{ср}}=k_{\text{на}} \cdot P_{\text{ном}}$ | $Q_{\text{ср}}=k_{\text{на}} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\varphi$ | $n \cdot P_{\text{ном}}$ | $n_{\text{э}}$ | $K_{\text{ра}}$ | $K_{\text{рр}}$ | $P_{\text{р}}, \text{кВт}$ | $Q_{\text{р}}, \text{квар}$ | $S_{\text{р}}, \text{кВА}$ | $I_{\text{р}}, \text{А}$ |
| Наименование узлов СЭС и приемников | Количество приемников | Номинальные мощности, приведенные к ПВ=100% | | $k_{\text{на}}$ | $\cos\varphi$ | $\text{tg}\varphi$ | | | | | | | | | | |
| | | Одного эл. приемника | Всех эл. приемников | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| Термическое отделение ШР-5 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Камерная печь | 4 | 81 | 324,0 | 0,8 | 0,95 | 0,33 | 259,2 | 85,2 | 26244,0 | | | | | | | |
| Ванна масляная | 1 | 4 | 4,0 | 0,5 | 0,8 | 0,75 | 2,0 | 1,5 | 16,0 | | | | | | | |
| Станок балансировочный | 4 | 2 | 8,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 1,0 | 2,2 | 16,0 | | | | | | | |
| Эл.печь камерная | 4 | 45 | 180,0 | 0,8 | 0,95 | 0,33 | 144,0 | 47,3 | 8100,0 | | | | | | | |
| Станок закалочный | 6 | 10 | 60,0 | 0,2 | 0,65 | 1,17 | 12,0 | 14,0 | 600,0 | | | | | | | |
| Вентилятор | 1 | 5 | 5,0 | 0,7 | 0,8 | 0,75 | 3,5 | 2,6 | 25,0 | | | | | | | |
| Кран-балка | 2 | 7,5 | 15,0 | 0,2 | 0,5 | 1,73 | 3,0 | 5,2 | 112,5 | | | | | | | |
| Итого силовой нагрузки по ШР-5: | 22 | | 596,0 | 0,71 | 0,94 | 0,37 | 424,7 | 158,1 | 35113,5 | 10 | 1 | 1,05 | 424,7 | 166,4 | 456,1 | 693 |
| Монтажный участок ЩР-6 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Станок для намотки | 4 | 1 | 4,0 | 0,2 | 0,65 | 1,17 | 0,8 | 0,9 | 4,0 | | | | | | | |
| Станок бандажировочный | 4 | 1,5 | 6,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 0,7 | 1,6 | 9,0 | | | | | | | |
| Ванна для лужения | 2 | 1,6 | 3,2 | 0,6 | 0,85 | 0,62 | 1,9 | 1,2 | 5,1 | | | | | | | |
| Агрегат рециркуляционный | 3 | 1,5 | 4,5 | 0,2 | 0,6 | 1,33 | 0,9 | 1,2 | 6,8 | | | | | | | |
| Кран подвесной | 2 | 4,7 | 9,4 | 0,2 | 0,5 | 1,73 | 1,9 | 3,3 | 44,2 | | | | | | | |
| Вентилятор | 4 | 1 | 4,0 | 0,7 | 0,8 | 0,75 | 2,8 | 2,1 | 4,0 | | | | | | | |
| Итого силовой нагрузки по ЩР-6: | 19 | | 31,1 | 0,29 | 0,66 | 1,15 | 9,0 | 10,3 | 73,1 | 13 | 1,09 | 1,05 | 9,8 | 10,8 | 14,6 | 22 |
| Итого по РМЦ | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 170 | | 1944,7 | 0,50 | 0,85 | 0,63 | 981,5 | 615,4 | 90714,6 | 42 | 0,8 | 0,8 | 785,2 | 492,3 | 926,8 | 1408 |

Изм. Лист № документа Подпись Дата

ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР

19 Лист

| | |
|-------------|--|
| Изм. | |
| Лист | |
| № документа | |
| Подпись | |
| Дата | |

ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР

Таблица 2 - Расчет однофазной нагрузки

| Наименование узлов СЭС и эл.приемников | P _{ном} | n | n·P _{ном} ² | мощности эл.приемников, подкл. На U _л | | | коэффициенты приведения активной и реактивной мощности | | | Мощности эл.приемников, подключенных на U _ф | | | K _{ли} | cosφ | tgφ | средние мощности | | | | | | | | | | | | |
|--|------------------|------|---------------------------------|--|---------------------------|----|--|---|------|--|------|------|-----------------|------|------|------------------|------|------|------------|------|------|----|--|---|-----|--|------|-----|
| | | | | ab | bc | ca | к фазе | k | q | a | b | c | | | | активные | | | реактивные | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | a | b | c | a | b | c | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | | | | | | | |
| Сварочное отделение (ШР-3) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ЭП, подкл. на U _л | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Трансформатор сварочный | 30,0 | 3 | 2700 | 30 | | | a | 1 | 0,58 | | | | 0,4 | 0,5 | 1,73 | 12 | | | 7,0 | | | | | | | | | |
| | | | | | | | b | 0 | 1,16 | | | | | | | | | 0 | | | 13,9 | | | | | | | |
| | | | | 30 | | | b | 1 | 0,58 | | | | | | | | | | | | | 12 | | | 7,0 | | | |
| | | | | | | | c | 0 | 1,16 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | | | 13,9 | |
| | | | | 30 | | | c | 1 | 0,58 | | | | | | | | | | | | | | | | 12 | | | 7,0 |
| | | | | | | | a | 0 | 1,16 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | | | 13,9 | |
| Всех ЭП, подкл на U _л | 90,0 | 3 | 2700 | | | | | | | | | | | | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 20,9 | 20,9 | 20,9 | | | | | | | |
| ЭП, подкл. на U _ф | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Трансформатор сварочный | 10,5 | 4 | 441 | | | | | | | 21,0 | 10,5 | 10,5 | 0,4 | 0,5 | 1,73 | 8,4 | 4,2 | 4,2 | 14,5 | 7,27 | 7,27 | | | | | | | |
| Электронагреватель | 10 | 3 | 300 | | | | | | | 10 | 10 | 10 | 0,6 | 1 | 0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 0 | 0 | 0 | | | | | | | |
| Всех ЭП, подкл на U _ф | 92 | 7 | 741 | | | | | | | | | | | | | 14,4 | 10,2 | 10,2 | 14,5 | 7,27 | 7,27 | | | | | | | |
| Итого по ШР-3: | 182,0 | 10 | 3441 | | | | | | | | | | | | | 26,4 | 22,2 | 22,2 | 35,4 | 28,2 | 28,2 | | | | | | | |
| Полная мощность по фазам | a | 44,2 | | | Наиболее загружена фаза А | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | b | 35,9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | c | 35,9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Вначале определяем расчётные низковольтные нагрузки 0,4 кВ остальных цехов так же, как и для ремонтно-механического цеха [2].

Расчетная осветительная нагрузка $P_{осв}$ цеха вычисляется с учетом площади производственной поверхности пола $S_{ц}$ цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $уд_{осв}$ $\frac{кВт}{м}$ и коэффициента спроса на освещение $c_{осв}$ [1].

$$P_{осв} = S_{ц} \cdot уд_{осв} \cdot c_{осв}$$

$$P_{осв} = P_{осв} \cdot \Phi_{осв}$$

Коэффициент мощности осветительных приборов $\Phi_{осв}$ зависит от типа устанавливаемых источников света и наличия в них собственных компенсаторов реактивной мощности.

Суммируем найденные активные и реактивные расчётные мощности и находим полную расчётную низковольтную нагрузку по цеху:

$$P = P + P_{осв} \quad P = P_{осв}$$

После нахождения нагрузок всех цехов, рассчитывается строка «Итого по нагрузке 0,4 кВ», в которой суммируются по колонкам номинальные активные мощности P_n , средние активные и реактивные нагрузки и расчетные осветительные нагрузки.

Исходные данные и результаты произведённых по этим формулам расчётов цеховых нагрузок сведены в таблицу 3.

Далее находим расчётную высоковольтную нагрузку. Высоковольтные потребители есть только в цехе 15, в этом цехе установлены: синхронные двигатели. Результаты расчёта нагрузок высоковольтных электроприёмников так же сведены в таблицу 3.

Таблицу заканчивает строка «Предприятие», в которой записываются суммарные данные: номинальная активная мощность, средние и расчетные активная и реактивная нагрузки, а также средние для всего предприятия значения коэффициентов.

Расчетные данные по отдельным цехам в дальнейшем используются при выборе числа и мощности цеховых понижающих трансформаторов, и затем с учетом потерь мощности в указанных трансформаторах для расчета питающих линий. Расчетные данные по предприятию в целом с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах используются при выборе трансформаторов главной понизительной подстанции (ГПП) и расчете схемы внешнего электроснабжения.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 21 |

Таблица 3 - Расчет нагрузок по предприятию

| Наименование цехов | $P_{ном}, кВт$ | $\Sigma P_{ном}, кВт$ | n_p | $K_{на}$ | $\cos \varphi$ | $\operatorname{tg} \varphi$ | $P_{ср}, кВт$ | $Q_{ср}, кВт$ | $K_{ра}$ | $P_p, кВт$ | $Q_p, кВт$ | $F_{т}, м^2$ | $P_{уд.осв.}, кВт/м^2$ | $\cos \varphi_{осв}$ | $\operatorname{tg} \varphi_{осв}$ | $K_{осв.}$ | $P_{р.осв.}, кВт$ | $Q_{р.осв.}, кВт$ | $P_{р+P_{р.осв.}}, кВт$ | $Q_{р+Q_{р.осв.}}, кВт$ | $S_p, кВА$ |
|--|----------------|-----------------------|-------|----------|----------------|-----------------------------|---------------|---------------|----------|------------|------------|--------------|------------------------|----------------------|-----------------------------------|------------|-------------------|-------------------|-------------------------|-------------------------|------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
| Нагрузка 0,4 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.Склад готовой продукции | | 150 | 10 | 0,3 | 0,6 | 1,33 | 45 | 60 | 1,13 | 50,9 | 67,8 | 1960 | 0,01 | 0,7 | 1,02 | 0,7 | 13,7 | 14,0 | 64,6 | 81,8 | 104,2 |
| 2.Цех минераловатных изделий | | 2200 | 63 | 0,6 | 0,75 | 0,88 | 1320 | 1164 | 0,8 | 1056,0 | 931,3 | 3080 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,75 | 34,6 | 35,3 | 1090,6 | 966,7 | 1457,4 |
| 3.Цех опталовых изделий | | 1150 | 130 | 0,65 | 0,8 | 0,75 | 748 | 561 | 0,8 | 598,0 | 448,5 | 2566 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,75 | 28,9 | 29,5 | 626,9 | 478,0 | 788,3 |
| 4.Склад сырья | | 105 | 12 | 0,35 | 0,65 | 1,17 | 37 | 43 | 1,07 | 39,1 | 45,8 | 2395 | 0,01 | 0,7 | 1,02 | 0,7 | 16,8 | 17,1 | 55,9 | 62,9 | 84,1 |
| 5.Нефтехранилище | | 260 | 20 | 0,65 | 0,75 | 0,88 | 169 | 149 | 0,9 | 152,1 | 134,1 | 599 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,7 | 6,3 | 6,4 | 158,4 | 140,6 | 211,8 |
| 6.Склад сырья | | 120 | 12 | 0,35 | 0,65 | 1,17 | 42 | 49 | 1,07 | 44,7 | 52,3 | 1996 | 0,01 | 0,7 | 1,02 | 0,7 | 14,0 | 14,3 | 58,7 | 66,6 | 88,7 |
| 7.Градирия четырех-секционная | | 60 | 4 | 0,8 | 0,85 | 0,62 | 48 | 30 | 1 | 48,0 | 29,7 | 449 | 0,01 | 0,7 | 1,02 | 0,75 | 3,4 | 3,4 | 51,4 | 33,2 | 61,2 |
| 8.Котельная | | 1410 | 282 | 0,8 | 0,9 | 0,48 | 1128 | 546 | 0,8 | 902,4 | 437,1 | 449 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,85 | 5,7 | 5,8 | 908,1 | 442,9 | 1010,4 |
| 9.Заводуправление | | 200 | 14 | 0,55 | 0,75 | 0,88 | 110 | 97 | 0,88 | 96,3 | 84,9 | 2495 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,85 | 31,8 | 32,5 | 128,1 | 117,3 | 173,7 |
| 10.Насосная станция оборотного водоснабжения | | 290 | 15 | 0,8 | 0,85 | 0,62 | 232 | 144 | 0,9 | 208,8 | 129,4 | 599 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,75 | 6,7 | 6,9 | 215,5 | 136,3 | 255,0 |
| 11.Компрессорная | | 457 | 65 | 0,85 | 0,9 | 0,48 | 388,5 | 188 | 0,8 | 310,8 | 150,5 | 2823 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,85 | 36,0 | 36,7 | 346,8 | 187,2 | 394,1 |
| 12.Склад горюче-смазочных материалов | | 10 | 5 | 0,65 | 0,75 | 0,88 | 6,5 | 6 | 1,06 | 6,9 | 6,0 | 471 | 0,01 | 0,7 | 1,02 | 0,7 | 3,3 | 3,4 | 10,2 | 9,4 | 13,8 |
| 13.Пегматитовый цех | | 930 | 20 | 0,7 | 0,85 | 0,62 | 651 | 403 | 0,85 | 553,4 | 342,9 | 599 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,85 | 7,6 | 7,8 | 561,0 | 350,7 | 661,6 |
| 14.Мозаичный цех | | 920 | 160 | 0,65 | 0,8 | 0,75 | 598 | 449 | 0,8 | 478,4 | 358,8 | 3137 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,85 | 40,0 | 40,8 | 518,4 | 399,6 | 654,5 |
| 15.Компрессорная | | 250 | 25 | 0,8 | 0,85 | 0,62 | 200 | 124 | 0,85 | 170,0 | 105,4 | 863 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,85 | 11,0 | 11,2 | 181,0 | 116,6 | 215,3 |
| 16.Цех футеровки | | 710 | 21 | 0,6 | 0,75 | 0,88 | 426 | 376 | 0,9 | 383,4 | 338,1 | 5254 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,85 | 67,0 | 68,3 | 450,4 | 406,5 | 606,7 |
| 17.РМЦ | | 1945 | 41,7 | 0,5 | 0,85 | 0,63 | 981,5 | 615 | 0,8 | 785,2 | 492,3 | 4391 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,85 | 56,0 | 57,1 | 841,2 | 549,5 | 1004,8 |
| 18.Склад металла и готовой продукции | | 35 | 4 | 0,3 | 0,6 | 1,33 | 10,5 | 14 | 1,47 | 15,4 | 20,6 | 6387 | 0,01 | 0,7 | 1,02 | 0,7 | 44,7 | 45,6 | 60,1 | 66,2 | 89,4 |
| 19.Цех каменного литья | | 975 | 35 | 0,65 | 0,8 | 0,75 | 633,8 | 475 | 0,85 | 538,7 | 404,0 | 21159 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,85 | 269,8 | 275,2 | 808,5 | 679,2 | 1055,9 |
| 20.Отделение кислотно упорного порошка | | 300 | 10 | 0,7 | 0,85 | 0,62 | 210 | 130 | 0,9 | 189,0 | 117,1 | 4235 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,85 | 54,0 | 55,1 | 243,0 | 172,2 | 297,8 |
| 21.Склад готовой продукции | | 100 | 20 | 0,3 | 0,6 | 1,33 | 30 | 40 | 1 | 30,0 | 40,0 | 1725 | 0,01 | 0,7 | 1,02 | 0,7 | 12,1 | 12,3 | 42,1 | 52,3 | 67,1 |
| 22.Материальный склад | | 16 | 4 | 0,25 | 0,55 | 1,52 | 4 | 6 | 1,67 | 6,7 | 10,1 | 863 | 0,01 | 0,7 | 1,02 | 0,7 | 6,0 | 6,2 | 12,7 | 16,3 | 20,7 |

ЮУРГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 3

| Наименование цехов | $P_{ном.}, \text{кВт}$ | $\Sigma P_{ном.}, \text{кВт}$ | n_3 | $K_{па}$ | $\cos \varphi$ | $\text{tg } \varphi$ | $P_{ср.}, \text{кВт}$ | $Q_{ср.}, \text{кВт}$ | $K_{ра}$ | $P_p, \text{кВт}$ | $Q_p, \text{кВт}$ | $F_{л.}, \text{м}^2$ | $P_{уд.осв.}, \text{кВт/м}^2$ | $\cos \varphi_{осв}$ | $\text{tg } \varphi_{осв}$ | $K_{осв.}$ | $P_{р.осв.}, \text{кВт}$ | $Q_{р.осв.}, \text{кВар}$ | $P_p + P_{р.осв.}, \text{кВт}$ | $Q_p + Q_{р.осв.}, \text{кВар}$ | $S_p, \text{кВА}$ |
|--|------------------------|-------------------------------|-------|----------|----------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|----------|-------------------|-------------------|----------------------|-------------------------------|----------------------|----------------------------|------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------------|---------------------------------|-------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
| Нагрузка 0,4 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 23.Транспортный цех | | 400 | 30 | 0,45 | 0,75 | 0,88 | 180 | 159 | 0,78 | 139,5 | 123,0 | 713 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,75 | 8,0 | 8,2 | 147,5 | 131,2 | 197,4 |
| 24.Насосная станция чистого оборотного водоснабжения | | 260 | 10 | 0,8 | 0,85 | 0,62 | 208 | 129 | 0,9 | 187,2 | 116,0 | 927 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,75 | 10,4 | 10,6 | 197,6 | 126,7 | 234,7 |
| 25.Градирия двухсекционная | | 40 | 4 | 0,8 | 0,85 | 0,62 | 32 | 20 | 1 | 32,0 | 19,8 | 699 | 0,01 | 0,7 | 1,02 | 0,7 | 4,9 | 5,0 | 36,9 | 24,8 | 44,5 |
| 26.Гараж | | 260 | 2 | 0,4 | 0,7 | 1,02 | 104 | 106 | 1,5 | 158,1 | 161,3 | 798 | 0,01 | 0,7 | 1,02 | 0,7 | 5,6 | 5,7 | 163,7 | 167,0 | 233,8 |
| 27.Бытовой корпус | | 154 | 55 | 0,45 | 0,75 | 0,88 | 69,3 | 61 | 1 | 69,3 | 61,1 | 1098 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,85 | 14,0 | 14,3 | 83,3 | 75,4 | 112,4 |
| 28.Освещение территории | | | | | | | | | | | | 241303 | 0,002 | 0,7 | 1,02 | 0,6 | 289,6 | 295,4 | | | |
| Итого (0,4 кВ): | | 13707 | 1074 | 0,63 | 0,81 | 0,71 | 8611 | 6144 | | 7250 | 5228 | | | | | | 1102 | 1124 | 8352 | 6352 | 10493 |
| Нагрузка 10 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 15.Компрессорная (СД) | 630 | 2520 | 4 | 0,80 | 0,85 | -0,62 | 2016 | -1249 | 0,97 | 1956 | -1249 | | | | | | | | 1956 | -1249 | 2321 |
| Итого (10 кВ): | | 2520 | 4 | 0,80 | 0,85 | -0,62 | 2016 | -1249 | | 1956 | -1249 | | | | | | | | 1956 | -1249 | 2321 |
| Предприятие | | 16227 | | 0,65 | 0,91 | 0,46 | 10627 | 4894 | | 9206 | 3979 | | | | | | | | 10308 | 5103 | 11502 |

1.3 Построение картограммы электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади окружностей пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждая окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны активным нагрузкам электроприемников с напряжением до 1 кВ, электроприемников с напряжением свыше 1 кВ и электрического освещения.

Расчёт картограммы начинаем с определения масштаба площадей картограммы нагрузок:

$$\frac{p}{r}$$

где p – минимальная активная расчетная мощность одного цеха;

r – радиус минимальной окружности.

Затем определяем радиус каждой окружности:

$$\frac{p_n}{p}$$

где p_n – расчётная активная нагрузка всего цеха.

Углы секторов круга для каждого цеха определяются по формулам:

$$\frac{p_n}{p_{\Sigma}}$$

где p_n – расчетные активные нагрузки электроприемников до 1 кВ.

Углы секторов круга для высоковольтной и осветительной нагрузки определяются так же, как и для низковольтной. Расчетную осветительную нагрузку наружного освещения распределим равномерно между всеми цехами.

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям:

$$\frac{x_i p_i}{p_{\Sigma}}$$

$$\frac{y_i p_i}{p_{\Sigma}}$$

где x_i, y_i – координаты центра i -го цеха на плане предприятия.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 24 |

ГПП следует располагать в центре электрических нагрузок или как можно ближе к центру, смещая её в сторону источника питания – подстанции энергосистемы [2].

Результаты расчётов картограммы электрических нагрузок сводим в таблицу 4.

Расположить ГПП в самом центре электрических нагрузок невозможно из-за близости цехов, поэтому необходимо сместить ГПП относительно центра в сторону источника питания – подстанции энергосистемы.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 25 |

| | |
|----------------------------------|---|
| Изм. | |
| Лист | |
| № документа | |
| Подпись | |
| Дата | |
| ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | |
| Л | 2 |

| Таблица 4 - Построение картограммы нагрузок | | | | | | | | | | | | |
|--|----------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------|------|------|-------|-------|-------|-------|--|
| Наименование цеха, отделения, участка | P _р , кВт | P _{р.нв} , кВт | P _{р.вв} , кВт | P _{р.осв} , кВт | Y, м | X, м | m | R, мм | нв | вв | осв | |
| 1.Склад готовой продукции | 75,4 | 50,9 | 0 | 24,5 | 461 | 666 | 0,27 | 9,5 | 242,9 | 0,0 | 117,1 | |
| 2.Цех минераловатных изделий | 1101,4 | 1056,0 | 0 | 45,4 | 446 | 569 | 0,27 | 36,3 | 345,1 | 0,0 | 14,9 | |
| 3.Цех опталовых изделий | 637,7 | 598,0 | 0 | 39,7 | 443 | 286 | 0,27 | 27,6 | 337,6 | 0,0 | 22,4 | |
| 4.Склад сырья | 66,7 | 39,1 | 0 | 27,6 | 443 | 433 | 0,27 | 8,9 | 211,2 | 0,0 | 148,8 | |
| 5.Нефтехранилище | 169,2 | 152,1 | 0 | 17,1 | 390 | 554 | 0,27 | 14,2 | 323,6 | 0,0 | 36,4 | |
| 6.Склад сырья | 69,5 | 44,7 | 0 | 24,8 | 374 | 681 | 0,27 | 9,1 | 231,7 | 0,0 | 128,3 | |
| 7.Градирия четырех-секционная | 62,2 | 48,0 | 0 | 14,2 | 354 | 186 | 0,27 | 8,6 | 278,0 | 0,0 | 82,0 | |
| 8.Котельная | 918,9 | 902,4 | 0 | 16,5 | 354 | 314 | 0,27 | 33,1 | 353,5 | 0,0 | 6,5 | |
| 9.Заводуправление | 138,9 | 96,3 | 0 | 42,6 | 342 | 413 | 0,27 | 12,9 | 249,5 | 0,0 | 110,5 | |
| 10.Насосная станция оборотного водоснабжения | 226,3 | 208,8 | 0 | 17,5 | 331 | 240 | 0,27 | 16,4 | 332,1 | 0,0 | 27,9 | |
| 11.Компрессорная | 357,6 | 310,8 | 0 | 46,8 | 288 | 132 | 0,27 | 20,5 | 312,9 | 0,0 | 47,1 | |
| 12.Склад горюче-смазочных материалов | 21,0 | 6,9 | 0 | 14,1 | 310 | 527 | 0,27 | 5,0 | 117,8 | 0,0 | 242,2 | |
| 13.Пегматитовый цех | 571,8 | 553,4 | 0 | 18,4 | 296 | 658 | 0,27 | 26,0 | 348,4 | 0,0 | 11,6 | |
| 14.Мозаичный цех | 529,2 | 478,4 | 0 | 50,8 | 291 | 384 | 0,27 | 25,0 | 325,4 | 0,0 | 34,6 | |
| 15.Компрессорная | 2147,3 | 170,0 | 1956 | 21,8 | 287 | 477 | 0,27 | 50,3 | 28,5 | 327,8 | 3,7 | |
| 16.Цех футеровки | 461,2 | 383,4 | 0 | 77,8 | 170 | 196 | 0,27 | 23,3 | 299,3 | 0,0 | 60,7 | |
| 17.РМЦ | 852,0 | 785,2 | 0 | 66,8 | 155 | 132 | 0,27 | 31,7 | 331,8 | 0,0 | 28,2 | |
| 18.Склад металла и готовой продукции | 70,9 | 15,4 | 0 | 55,5 | 155 | 232 | 0,27 | 9,1 | 78,3 | 0,0 | 281,7 | |
| 19.Цех каменного литья | 819,3 | 538,7 | 0 | 280,6 | 155 | 324 | 0,27 | 31,1 | 236,7 | 0,0 | 123,3 | |
| 20.Отделение кислотно упорного порошка | 253,8 | 189,0 | 0 | 64,8 | 152 | 477 | 0,27 | 17,3 | 268,1 | 0,0 | 91,9 | |
| 21.Склад готовой продукции | 52,9 | 30,0 | 0 | 22,9 | 208 | 590 | 0,27 | 7,9 | 204,3 | 0,0 | 155,7 | |
| 22.Материальный склад | 23,5 | 6,7 | 0 | 16,8 | 208 | 634 | 0,27 | 5,3 | 102,3 | 0,0 | 257,7 | |
| 23.Транспортный цех | 158,3 | 139,5 | 0 | 18,8 | 152 | 523 | 0,27 | 13,7 | 317,2 | 0,0 | 42,8 | |
| 24.Насосная станция чистого оборотного водоснабжения | 208,4 | 187,2 | 0 | 21,2 | 151 | 627 | 0,27 | 15,7 | 323,3 | 0,0 | 36,7 | |
| 25.Градирия двухсекционная | 47,7 | 32,0 | 0 | 15,7 | 139 | 706 | 0,27 | 7,5 | 241,6 | 0,0 | 118,4 | |
| 26.Гараж | 174,5 | 158,1 | 0 | 16,4 | 101 | 627 | 0,27 | 14,3 | 326,2 | 0,0 | 33,8 | |
| 27.Бытовой корпус | 94,1 | 69,3 | 0 | 24,8 | 95 | 553 | 0,27 | 10,6 | 265,1 | 0,0 | 94,9 | |
| | | | | | Координаты центра | | 285 | 404 | | | | |



2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия.

Цеховые ТП служат для снижения напряжения до 0,4кВ, на которое подключается большинство электроприёмников на предприятии. Они состоят из трансформаторов и комплектных РУ.

Выбор цеховых ТП сводится к решению нескольких задач:

- выбор типа трансформаторов;
- выбор единичной мощности трансформаторов;
- выбор числа трансформаторов на ТП;
- общего числа трансформаторов, обеспечивающих минимум приведенных годовых затрат с СЭС;
- определение мощности конденсаторных батарей на ТП;
- выбор местоположения ТП.

Из справочной литературы находим максимально допустимый период в перерыве электроснабжения оборудования, т.е. определяем категории надёжности электроснабжения цехов. Минимальное число трансформаторов по условиям надёжности () равно 2 для первой группы, для второй группы - 2 и допускается один трансформатор при наличии резервной перемычки на напряжение 0,4кВ, для третьей группы допускается установка одного трансформатора [2].

Существующая связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора цеховой ТП и плотностью электрической нагрузки цеха получена на основе технико-экономических расчетов и приближенно представлена в таблице 5[2].

Таблица 5 - Связь между и

| | | | | | |
|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| σ , кВ·А/м ² | 0,03...0,05 | 0,05...0,06 | 0,06...0,08 | 0,08...0,11 | 0,11...0,14 |
| $S_{эт}$, кВ·А | 250 | 400 | 500 | 630 | 800 |
| σ , кВ·А/м ² | 0,14...0,18 | 0,18...0,25 | 0,25...0,34 | 0,34...0,5 | >0,5 |
| $S_{эт}$, кВ·А | 1000 | 1250 | 1600 | 2000 | 2500 |

Методика расчета по выбору трансформаторов цеховых ТП приведена в литературе [2].

Определим число трансформаторов на каждой из цеховых ТП.

Находим плотность цеховой нагрузки:

$$\frac{p}{c}$$

где: p - расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА; c – площадь цеха, м².

Определяем экономически целесообразную единичную мощность $ЭТ$ из таблицы 5.

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$Эк = \frac{p}{z_{т доп} \cdot ЭТ} + \tau$$

где p – расчётная активная нагрузка цеха; $z_{т доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в период максимума цеховой нагрузки, зависит от категории надёжности электроснабжения цеха: $z_{т доп} = 0,7$ – для первой категории, $z_{т доп} = 0,8$ – для второй категории, $z_{т доп} = 0,9$ – для третьей категории, τ – добавка до ближайшего целого числа [2].

Минимальное число трансформаторов в цехе определяется как максимум из числа трансформаторов по условиям надёжности и по экономической целесообразности:

$$n_{т} = \max \left(Эк, \frac{p}{z_{т доп} \cdot ЭТ} \right)$$

Оптимальное число трансформаторов в цехе находим по формуле:

$$m_{т} = \frac{p}{z_{т доп} \cdot ЭТ} + \tau$$

где m - добавка до оптимального числа, $\tau = \frac{p}{z_{т доп} \cdot ЭТ} - \text{целое}$, берется из справочной литературы [2]. При условии $Эк > \frac{p}{z_{т доп} \cdot ЭТ}$ принимается $Эк$ и единичная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$ЭТ_{ном} = \frac{p}{z_{т доп} \cdot m_{т}}$$

Тип трансформаторов устанавливаемых на ТП зависит от условий эксплуатации.

Чтобы уменьшить загрузку цеховых трансформаторов и уменьшить потери энергии в элементах СЭС устанавливают компенсационные устройства (конденсаторные батареи).

Найдём мощности компенсирующих устройств на каждой ТП.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 28 |

где p_p – предельная реактивная мощности которую сможет пропустить выбранный трансформатор не перегрузившись в нормальном режиме:

$$p_p = \frac{z_{т доп} \cdot \sum_{т} \frac{p_{т ном}}{k_{т доп}}}{k_{т доп}}$$

где $\sum_{т} \frac{p_{т ном}}{k_{т доп}}$ – число трансформаторов цеховой ТП; $k_{т доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов цеховой ТП в нормальном режиме; $p_{т ном}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховой ТП; p_p – расчетная активная нагрузка на ТП.

Величина p_p является расчетной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформаторов не равна ей:

$$p_{р} = \begin{cases} p_{р} & \text{если } p_{р} < p_p \\ p_p & \text{если } p_{р} > p_p \end{cases}$$

где $p_{р}$ – реальная реактивная мощность проходящая через трансформатор в период максимума нагрузки. При $p_{р} > p_p$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть её должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низкого напряжения данной ТП.

Мощность этих конденсаторов будет составлять:

$$Q_{к} = p_{р} - p_p$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах соответственно:

$$k_{т норм} = \frac{p_{р}}{\sum_{т} \frac{p_{т ном}}{k_{т доп}}}$$

$$k_{т п ав} = \frac{p_{р} + z_{т п ав} \cdot \sum_{т} \frac{p_{т ном}}{k_{т доп}}}{\sum_{т} \frac{p_{т ном}}{k_{т доп}}}$$

где $z_{т п ав}$ – число взаимно резервированных трансформаторов цеховых ТП.

Потери активной мощности в трансформаторе находятся по формуле:

$$P_{т} = \sum_{т} \frac{p_{т ном}^2}{k_{т доп}^2} \cdot k_{з}$$

где n - число ТП в цехе; x_x – потери холостого хода в трансформаторе; $z_{T \text{ норм}}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме; k_3 – потери короткого замыкания.

Потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$T \frac{I_{xx}^2}{T_{\text{ном}}} + z_{T \text{ норм}} k_3$$

где I_{xx} – ток холостого хода; $T_{\text{ном}}$ - номинальная мощность трансформатора; k_3 – напряжение короткого замыкания.

Местоположение подстанций выбираем по возможности ближе к центрам электрических нагрузок с учётом расположения технологического оборудования.

В нашем случае в цехах №1, №5 возможно выполнить низковольтный распределительный пункт и запитать их от цеха №2. Аналогично цех №4 запитаем от цеха №3; цех №7 от цеха №11, цеха №9 и №10 от цеха №8 и.т.д. Однако питание от соседней ТП и установка НРП экономически выгодна, если выполняется условие:

$$r \leq \frac{S_{\text{кВА}}}{m}$$

где r – полная расчетная нагрузка цеха, – расстояние от НРП цеха до соседней ТП (определяется по длине траншеи кабельной линии). Проверку этого условия выполним в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет экономической выгоды установки НРП

| Номер цеховой ТП | Номер низковольтного НРП | Произведение r , кВА м |
|------------------|--------------------------|--------------------------|
| 1 | 1 | |
| 1 | 2 | |
| 2 | 3 | |
| 3 | 4 | |
| 4 | 5 | |
| 4 | 6 | |
| 5 | 7 | |
| 5 | 8 | |
| 6 | 9 | |
| 8 | 10 | |
| 11 | 11 | |
| 11 | 12 | |
| 12 | 13 | |
| 12 | 14 | |
| 12 | 15 | |
| 12 | 16 | |

Из таблицы 6 видно, что установка всех НРП экономически целесообразна.

В послеаварийном режиме на подстанциях № 1, 3, 7, 8, 11, 12 в связи с выходом одного трансформатора из строя необходимо отключить часть потребителей, не участвующих в основном технологическом процессе. Их мощность найдём по формуле:

$$P_{\text{откл}} = \frac{P_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{откл}}}{\cos \varphi_{\text{р}}}$$

$$Q_{\text{откл}} = \frac{P_{\text{откл}} \cdot \tan \varphi_{\text{откл}}}{\cos \varphi_{\text{р}}}$$

$$\cos \varphi_{\text{р}} = \frac{P}{S}$$

Таблица 7 - Результаты расчёта по отключаемой нагрузке

| № ТП | $S_{\text{ном т}}$, кВА | $P_{\text{р}}$, кВт | Q_1 , кВар | $\text{tg} \varphi_{\text{р}}$ | $P_{\text{р.откл}}$, кВт | $Q_{\text{р.откл}}$, кВар |
|--------|--------------------------|----------------------|--------------|--------------------------------|---------------------------|----------------------------|
| ТП №1 | 1000 | 1314 | 913 | 0,70 | 164,2 | 114,2 |
| ТП №3 | 250 | 398 | 39 | 0,10 | 49,8 | 4,8 |
| ТП №7 | 630 | 841 | 549 | 0,65 | 102,8 | 67,1 |
| ТП №8 | 400 | 511 | 386 | 0,76 | 63,8 | 48,2 |
| ТП №11 | 400 | 474 | 379 | 0,80 | 36,4 | 29,1 |
| ТП №12 | 400 | 453 | 387 | 0,85 | 27,2 | 23,3 |

Освещение территории предприятия производим с ближайших цеховых ТП. Это возможно благодаря тому, что мощность освещения невелика и оно включается вечером, когда часть оборудования уже отключена [2].

Все расчеты по выбору числа и мощности трансформаторов сведем в таблицу 8.

Таблица 8 - Выбор числа и мощности трансформаторов

| Номера цехов и подразделений | Катег. по надежности. | N _{T min} | P _p , кВт | Q _p , квар | S _p , кВА | F | | S _{эт} | тип тр-ра | K _{3 доп норм} | N _{T min} | ΔN _T | N _{T min} | m | N _{T опт} | S _{T ном} | № п/ст | Q _{ip} | Q _I | Q _{кy} | K _{3 T норм} | K _{3 T п/ав} | |
|--|-----------------------|--------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|------|------|-----------------|-----------|-------------------------|--------------------|-----------------|--------------------|----|--------------------|--------------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------------|-----------------------|------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | |
| 2.Цех минераловатных изделий | II | | 1091 | 967 | 1457 | 3080 | 0,47 | | | | | | | | | | НРП 1 НРП 2 | | | | | | |
| 5.Нефтехранилище | II | | 158 | 141 | 212 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.Склад готовой продукции | III | | 65 | 82 | 104 | 1960 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого: | II | 2 | 1314 | 1189 | 1772 | 5639 | 0,47 | 2000 | ТМГ | 0,8 | 1,00 | 0,18 | 2 | 0 | 2 | 1000 | 1 | 913 | 913 | 276 | 0,8 | 1,4* | |
| 3.Цехопталовых изделий | II | | 627 | 478 | 788 | 2566 | 0,31 | | | | | | | | | | НРП 3 | | | | | | |
| 4.Склад сырья | III | | 56 | 63 | 84 | 2395 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого: | II | 2 | 683 | 541 | 871 | 4962 | 0,31 | 1600 | ТМГ | 0,8 | 1,00 | 0,47 | 2 | 0 | 2 | 630 | | 2 | 742 | 541 | 0 | 0,69 | 1,4 |
| 11.Компрессорная | II | | 347 | 187 | 394 | 2823 | 0,14 | | | | | | | | | | НРП 4 | | | | | | |
| 7.Градирия четырех-секционная | II | | 51 | 33 | 61 | 449 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого: | II | 2 | 398 | 220 | 455 | 3272 | 0,14 | 1000 | ТМГ | 0,8 | 1,00 | 0,50 | 2 | 0 | 2 | 250 | | 3 | 39 | 39 | 182 | 0,8 | 1,4* |
| 8.Котельная | I | | 908 | 443 | 1010 | 449 | 2,25 | | | | | | | | | | НРП 5 НРП 6 | | | | | | |
| 9.Заводоуправление | II | | 128 | 117 | 174 | 2495 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10.Насосная станция оборотного водоснабжения | I | | 216 | 136 | 255 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого: | I | 2 | 1252 | 697 | 1432 | 3543 | 2,25 | 2500 | ТМГ | 0,7 | 1,00 | 0,28 | 2 | 0 | 2 | 1000 | 4 | 627 | 627 | 69 | 0,7 | 1,4 | |
| 14.Мозаичный цех | II | | 518 | 400 | 655 | 3137 | 0,21 | | | | | | | | | | НРП 7 НРП 8 | | | | | | |
| 15.Компрессорная | I | | 181 | 117 | 215 | 863 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 12.Склад горюче-смазочных | III | | 10 | 9 | 14 | 471 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого: | II | 2 | 710 | 526 | 883 | 4470 | 0,21 | 1250 | ТМГ | 0,8 | 1,00 | 0,29 | 2 | 0 | 2 | 630 | 5 | 716 | 526 | 0 | 0,70 | 1,4 | |
| 13.Пегматитовый цех | II | | 561 | 351 | 662 | 599 | 1,10 | | | | | | | | | | НРП 9 | | | | | | |
| 6.Склад сырья | III | | 59 | 67 | 89 | 1996 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого: | II | 2 | 620 | 417 | 747 | 2595 | 1,10 | 2500 | ТМГ | 0,8 | 1,00 | 0,69 | 2 | 0 | 2 | 400 | | 6 | 160 | 160 | 257 | 0,8 | 0,8 |
| 17.РМЦ | II | 2 | 841 | 549 | 1005 | 4391 | 0,23 | 1250 | ТМГ | 0,8 | 1,00 | 0,16 | 2 | 0 | 2 | 630 | 7 | 555 | 549 | 0 | 0,79 | 1,4* | |

Продолжение таблицы 8

| Номера цехов и подразделений | Катег. по надежн. | $N_{г\ min}^H$ | P_p , кВт | Q_p , квар | S_p , кВА | F | $S_{эт}$ | тип тр-ра | K_3 доп норм | $N_{г\ min}^P$ | $\Delta N_{г}$ | $N_{г\ min}$ | m | $N_{г\ орг}$ | $S_{г\ ном}$ | № п/ст | Q_{ip} | Q_I | $Q_{ку}$ | K_3 т норм | K_3 т п/ав | |
|--|-------------------|----------------|-------------|--------------|-------------|-------|----------|-----------|----------------|----------------|----------------|--------------|-----|--------------|--------------|--------|----------|-------|----------|--------------|--------------|------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 16.Цехфутеровки | II | | 450 | 406 | 607 | 5254 | 0,12 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 18.Склад металла и готовой продукции | III | | 60 | 66 | 89 | 6387 | | | | | | | | | | | НРП 10 | | | | | |
| Итого: | II | 2 | 511 | 473 | 696 | 11641 | 0,12 | 800 | ТМГ | 0,8 | 1,00 | 0,20 | 2 | 0 | 2 | 400 | 8 | 386 | 386 | 87 | 0,8 | 1,4* |
| 19.Цехкаменного литья | II | 2 | 808 | 679 | 1056 | 21159 | 0,05 | 250 | ТМГ | 0,8 | 4,00 | -0,04 | 4,0 | 0 | 4 | 400 | 9,10 | 993 | 679 | 0 | 0,65 | 0,88 |
| 20.Отделение кислотного упорного порошка | II | | 243 | 172 | 298 | 4235 | 0,07 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 23.Транспортный цех | III | | 148 | 131 | 197 | 713 | | | | | | | | | | | НРП 11 | | | | | |
| 27.Бытовой корпус | II | | 83 | 75 | 112 | 1098 | | | | | | | | | | | НРП 12 | | | | | |
| Итого: | II | 2 | 474 | 379 | 607 | 6045 | 0,07 | 500 | ТМГ | 0,8 | 1,20 | 0,02 | 2 | 0 | 2 | 400 | 11 | 430 | 379 | 0 | 0,75 | 1,4* |
| 21.Склад готовой продукции | III | | 42 | 52 | 67 | 1725 | | | | | | | | | | | НРП 13 | | | | | |
| 22.Материальный склад | III | | 13 | 16 | 21 | 863 | | | | | | | | | | | НРП 14 | | | | | |
| 24.Насосная станция чистого оборотного водоснабжения | II | | 198 | 127 | 235 | 927 | 0,25 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25.Градирия двухсекционная | II | | 37 | 25 | 44 | 699 | | | | | | | | | | | НРП 15 | | | | | |
| 26.Гараж | III | | 164 | 167 | 234 | 798 | | | | | | | | | | | НРП 16 | | | | | |
| Итого: | II | 2 | 453 | 387 | 596 | 5012 | 0,25 | 1600 | ТМГ | 0,8 | 1,00 | 0,65 | 2 | 0 | 2 | 400 | 12 | 452 | 387 | 0 | 0,74 | 1,4* |

* в послеаварийном режиме необходимо отключить часть потребителей не участвующих в основном технологическом процессе

ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР

Изм. Лист № документа Подпись Дата

| Продолжение таблицы 8 | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|----------------------|
| Номера цехов и подразделений | U _{кз} , % | P _{кх} , кВт | P _{кз} , кВт | I _{кх} , % | ΔP _{гр} , кВт | ΔQ _{гр} , квар | P _{р+ΔP_{гр}} , кВт | Q _{1+ΔQ_{гр}} , квар | S _р , кВА |
| 1 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 |
| 2.Цехминераловатных изделий | | | | | | | | | |
| 5.Нефтехранилище | | | | | | | | | |
| 1.Склад готовой продукции | | | | | | | | | |
| Итого: | 5,5 | 1,90 | 10,8 | 1,2 | 18 | 94 | 1331 | 1008 | 1670 |
| 3.Цехопталовых изделий | | | | | | | | | |
| 4.Склад сырья | | | | | | | | | |
| Итого: | 5,5 | 1,68 | 5,6 | 1,8 | 9 | 56 | 691 | 597 | 913 |
| 11.Компрессорная | | | | | | | | | |
| 7.Градирня четырех-секционная | | | | | | | | | |
| Итого: | 4,5 | 0,74 | 3,7 | 2,3 | 6 | 26 | 404 | 65 | 409 |
| 8.Котельная | | | | | | | | | |
| 9.Заводоуправление | | | | | | | | | |
| 10.Насосная станция оборотного | | | | | | | | | |
| Итого: | 5,5 | 1,90 | 10,8 | 1,2 | 14 | 78 | 1266 | 705 | 1449 |
| 14.Мозаичный цех | | | | | | | | | |
| 15.Компрессорная | | | | | | | | | |
| 12.Склад горюче-смазочных материалов | | | | | | | | | |
| Итого: | 5,5 | 1,68 | 5,6 | 1,8 | 9 | 57 | 718 | 582 | 925 |
| 13.Пегматитовый цех | | | | | | | | | |
| 6.Склад сырья | | | | | | | | | |
| Итого: | 4,5 | 0,95 | 5,5 | 2,1 | 9 | 40 | 629 | 200 | 660 |
| 17.РМЦ | 5,5 | 1,68 | 5,6 | 1,8 | 10 | 67 | 852 | 616 | 1051 |

| | |
|-------------|--|
| Изм. | |
| Лист | |
| № документа | |
| Подпись | |
| Дата | |

ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 8

| Номера цехов и подразделений | U _{кз} , % | P _{кх} , кВт | P _{кз} , кВт | I _{кх} , % | ΔP _{тр} , кВт | ΔQ _{тр} , квар | P _{р+ΔP_{тр}} , кВт | Q _{1+ΔQ_{тр}} , квар | S _р , кВА |
|--|---------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|----------------------|
| 1 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 |
| 16.Цехфугеровки | | | | | | | | | |
| 18.Склад металла и готовой продукции | | | | | | | | | |
| Итого: | 4,5 | 0,95 | 5,5 | 2,1 | 9 | 40 | 519 | 426 | 672 |
| 19.Цехкаменного литья | 4,5 | 0,95 | 5,5 | 2,1 | 13 | 65 | 822 | 744 | 1109 |
| 20.Отделение кислотно упорного порошка | | | | | | | | | |
| 23.Транспортный цех | | | | | | | | | |
| 27.Бытовой корпус | | | | | | | | | |
| Итого: | 4,5 | 0,95 | 5,5 | 2,1 | 8 | 37 | 482 | 416 | 637 |
| 21.Склад готовой продукции | | | | | | | | | |
| 22.Материальный склад | | | | | | | | | |
| 24.Насосная станция чистого оборотного водоснабжения | | | | | | | | | |
| 25.Градирия двухсекционная | | | | | | | | | |
| 26.Гараж | | | | | | | | | |
| Итого: | 4,5 | 0,95 | 5,5 | 2,1 | 8 | 37 | 461 | 424 | 626 |

3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами.

Из всех возможных вариантов внешнего электроснабжения нужно выбрать оптимальный, т. е. имеющий наилучшие технико-экономические показатели. Для этого, прежде всего, следует найти величину рационального напряжения, которую возможно оценить по приближенной формуле Стилла:

$$r_{\text{п}} = \frac{L}{\sqrt{P_{\text{п}}}} \text{ кВ}$$

где L – длина питающей ГПП линии, км; $P_{\text{п}}$ – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт.

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{\text{п}} = P_{\text{нв}} + P_{\text{вв}} + P_{\text{ос}} - \sum P_{\text{т}} \cdot \cos \phi$$

где $P_{\text{нв}}$ – расчетная низковольтная активная нагрузка всех цехов и других потребителей предприятия; $P_{\text{вв}}$ – расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными, асинхронными электродвигателями, преобразовательными подстанциями и т. п.; $P_{\text{ос}}$ – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение; $\sum P_{\text{т}}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП; $\cos \phi$ – коэффициент одновременности максимумов.

$$\cos \phi = \frac{1}{n}$$

где n – число графиков из которых формируется график нагрузки рассматриваемого узла.

Тогда:

$$P_{\text{п}} = \frac{P_{\text{п}}}{\cos \phi} \text{ кВт}$$

Величина рационального напряжения:

$$r_{\text{рац}} = \frac{L}{\sqrt{P_{\text{п}}}} \text{ кВ}$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 36 |

Для выбора напряжения и схемы внешнего электроснабжения предприятия необходимо сравнить два варианта на 35 и 110 кВ. Варианты схем внешнего электроснабжения приведены на рисунке 1.

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора силовых трансформаторов ГПП находится приближенно по формуле:

$$P_{\text{п}} = P_{\text{п}} + S_{\text{эс}}$$

где $S_{\text{эс}}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы.

В курсовом проекте $S_{\text{эс}}$ допускается рассчитывать по формуле:

$$S_{\text{эс}} = P_{\text{п}} \cdot \Phi$$

где Φ для сети 110кВ, Φ для сети 35кВ [2].

Тогда для 110 кВ:

$$S_{\text{эс}} = \dots \text{квар}$$

для 35 кВ:

$$S_{\text{эс}} = \dots \text{квар}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия:
для 110 кВ:

$$P_{\text{п}} = \dots \text{кВА}$$

для 35 кВ:

$$P_{\text{п}} = \dots \text{кВА}$$

Реактивную мощность потребляемую трансформаторами на ГПП определим по формуле:

$$P_{\text{р}} = S_{\text{эс}}$$

для 110 кВ:

$$P_{\text{р}} = \dots \text{кВар}$$

для 35 кВ:

$$P_{\text{р}} = \dots \text{кВар}$$

Мощность трансформаторов ГПП определяется из соотношения:

$$P_{\text{т}} = \frac{P_{\text{рп}} \cdot \varepsilon_{\text{с}}}{\text{пер доп п ав}}$$

где n – число трансформаторов ГПП; $\varepsilon_{\text{с}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме [2].

Тогда для 110 кВ:

$$P_{\text{т}} = \frac{P_{\text{рп}} \cdot \varepsilon_{\text{с}}}{\text{пер доп п ав}} \quad \text{кВА}$$

для 35 кВ:

$$P_{\text{т}} = \frac{P_{\text{рп}} \cdot \varepsilon_{\text{с}}}{\text{пер доп п ав}} \quad \text{кВА}$$

Сведем полученные результаты в таблицу 9 и выберем трансформаторы ГПП для обоих вариантов.

Таблица 9 – Выбор трансформаторов ГПП

| Напряжение, кВ | 35 | 110 |
|---|---------------|---------------|
| Экономически целесообразная реактивная мощность, кВар | 2562 | 2942 |
| Полная расчетная нагрузка, кВА | 9829 | 9935 |
| Мощность трансформаторов ГПП, кВА | 7440 | 7501 |
| Тип трансформаторов на ГПП | ТДНС-10000/35 | ТДН-10000/110 |
| Номинальная мощность трансформатора, кВА | 10000 | 10000 |
| Напряжение на высокой стороне, кВ | 36,75 | 115 |
| Напряжение на низкой стороне, кВ | 10,5 | 10,5 |
| Потери холостого хода, кВт | 11 | 10 |
| Потери короткого замыкания, кВт | 60 | 56 |
| Напряжение короткого замыкания, % | 8 | 10,5 |
| Ток холостого хода, % | 0,75 | 0,3 |
| Коэффициент загрузки в нормальном режиме | 0,49 | 0,50 |
| Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме | 0,98 | 0,99 |
| | | |

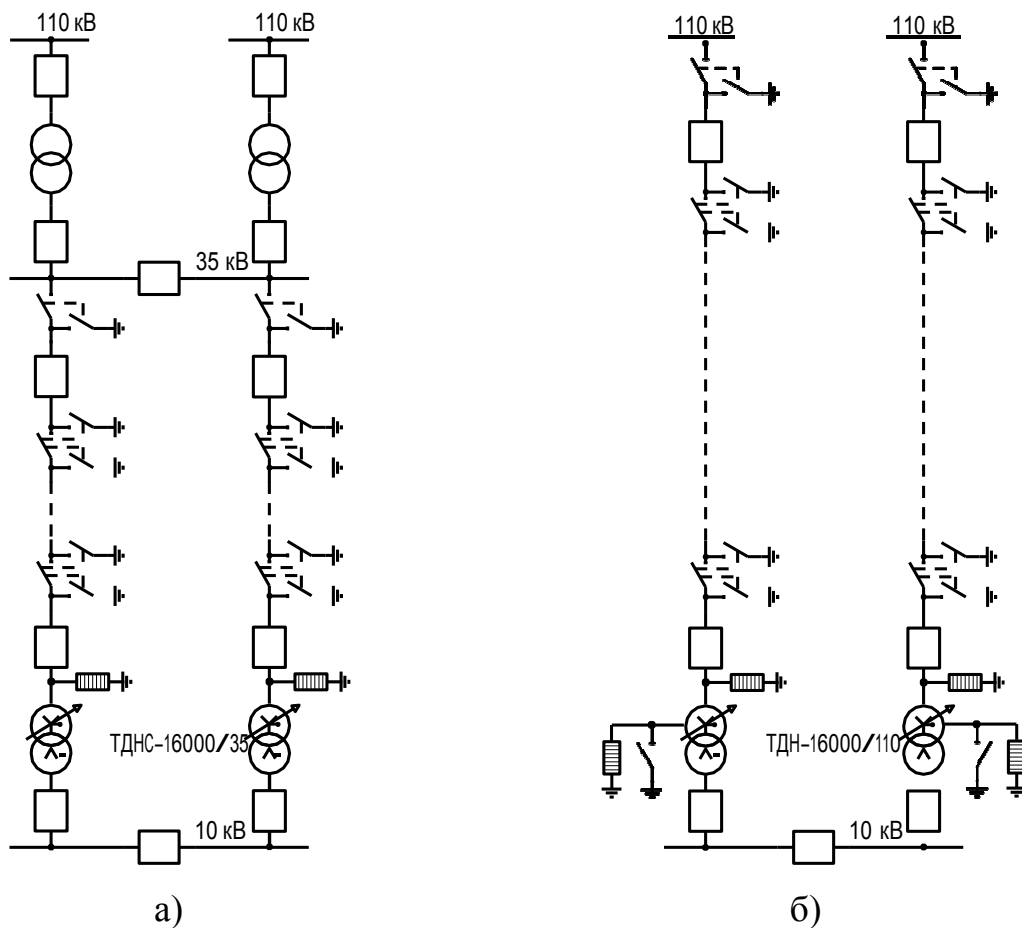


Рисунок 1 – Варианты схем внешнего электроснабжения предприятия на напряжение: а) 35 кВ и б) 110 кВ.

3.2 Техничко-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения

При сравнении вариантов внешнего электроснабжения необходимо решить следующие вопросы (на первом этапе произведем расчеты для 110кВ):

1. Определить потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП. Потери мощности в трансформаторах:

_____ кВт
 _____ квар

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
|------|------|-------------|---------|------|

Потери электроэнергии в трансформаторе:

т хх г з т норм кз

где – годовое число часов максимальных потерь.

Годовое число часов максимальных потерь определим из соотношения:

—м

где m годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки; $г$ – годовое число часов работы предприятия. [1]

Тогда:

т

МВт ч

ГОД

2. Рассчитать линию электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

Нагрузка в начале линии:

р л

МВА

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 110 кВ:

р-л

А

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии):

п ав

А

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 40 |

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока:

—

где экономическая плотность тока, А/

$$j_{\text{э}} = \frac{r_{\text{л}}}{\rho} \text{ мм}$$

Необходимо выбрать ближайшее стандартное сечение. Но т.к. по условиям проверки на коронирование минимальное сечение для проводов 110 кВ должно быть не менее 70 мм, то выбираем провод АС 70/11. Провод имеет длительно допустимый ток $I_{\text{д доп}}$ А и удельные сопротивления Ом и Ом [7].

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{д доп}} \text{ А} \quad I_{\text{п ав}} \text{ А}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

Л

$$\frac{\text{МВт ч}}{\text{год}}$$

3. Рассчитать токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП.

Исходная схема питания промышленного предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 2.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 41 |

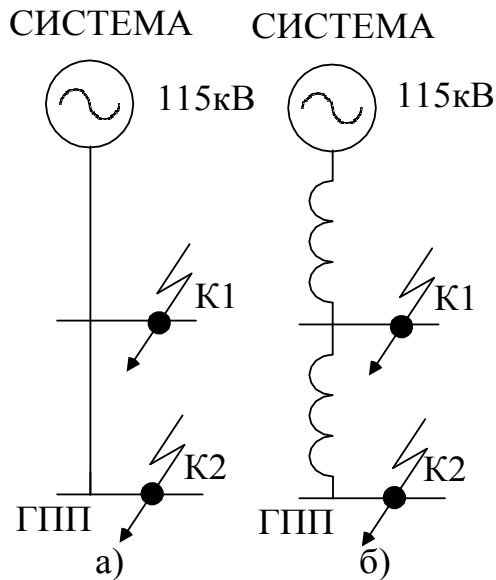


Рисунок 2 – а) Исходная схема питания, б) схема замещения

Определим параметры схемы замещения. При мощности короткого замыкания S_c МВА и базисной мощности S_b МВА за базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно, U_b кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$X_{\text{с}} = \frac{U_b^2}{S_c} \text{ МВА}$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$X_{\text{л}} = \frac{U_b^2}{S_b} \text{ МВА}$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{к}} = \frac{U_b}{X_{\text{с}} + X_{\text{л}}} \text{ кА}$$

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
|------|------|-------------|---------|------|

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = y_{уд} \cdot I_{кз} \cdot I_{н} \cdot I_{н} \cdot I_{н}$$

где $y_{уд}$ – ударный коэффициент, .

Рассчитаем ток КЗ в точке К2:

$$I_{кз} = \frac{I_{н} \cdot I_{н} \cdot I_{н}}{I_{н} \cdot I_{н} \cdot I_{н}} \cdot I_{н} \cdot I_{н} \cdot I_{н}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = y_{уд} \cdot I_{кз} \cdot I_{н} \cdot I_{н} \cdot I_{н}$$

4. Выбрать коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам [5]:

а) по номинальному напряжению: $U_{ном}$; б)

по номинальному току: $I_{раб}$; $I_{ном}$

где $I_{раб}$ рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме:

$$I_{раб} = \frac{I_{н} \cdot I_{н} \cdot I_{н}}{I_{н} \cdot I_{н} \cdot I_{н}} \cdot I_{н} \cdot I_{н} \cdot I_{н}$$

в) по номинальному току электродинамической стойкости

- симметричному: $I_{п}$ дин

- асимметричному: $I_{у}$ дин $I_{п}$ дин $I_{у}$ дин

г) по номинальному току отключения

- симметричному: $I_{п}$ откл

- асимметричному: $I_{п}$ а откл

где $I_{норм}$ – процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания.

д) по номинальному импульсу квадратичного тока (по термической стойкости)

к п з в а к доп тер тер

где $t_{зс}$ – минимальное время действия релейной защиты; $t_{в}$ – собственное время отключения выключателя по каталогу; $t_{а}$ – время затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

4.1. Выбираем выключатели:

Намечаем к установке на вводе ГПП выключатели типа ВГБ-110-40/2000 У1 [7]. Это элегазовый баковый выключатель для наружной установки с гидравлическим приводом.

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ГПП}}}{I_{\text{ном}}} \text{ А}$$

Время отключения выключателя:

з с в с

где $t_{з}$ – минимальное время срабатывания защиты; $t_{св}$ – собственное время срабатывания выключателя.

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени :

$$I_{\text{а}} = I_{\text{пк}} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \text{ кА}$$

где $I_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока при КЗ.

Нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$I_{\text{а норм}} = I_{\text{норм откл}} \cdot I_{\text{норм}} \text{ кА}$$

где $I_{\text{норм}}$ – нормированное содержание аperiodической составляющей в токе отключения.

Проверим выключатель на термическую стойкость:
Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$k_{п} K^3 c_{в} a$$

$$k_{тер} I_{тер}^2 c$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости для выбранного выключателя; c – время протекания термической стойкости.

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчетные и каталожные данные для выключателя

| Параметры аппарата | Данные установки | Каталожные данные ВГБ-110-40/2000 У1 |
|---|------------------|--------------------------------------|
| Номинальное напряжение, кВ | 110 | 110 |
| Номинальный ток, А | 74 | 2000 |
| Номинальный ток отключения, кА | 22,6 | 40 |
| Номинальный ток электродинамической стойкости, кА | 55 | 102 |
| Тепловой импульс, кА ² с | 30 | 4800 |

Из таблицы видно, что выключатель ВГБ-110-40/2000 У1 подходит для установки.

4.2. Выбираем разъединители:

Разъединители выбираются по:

а) номинальному напряжению: $U_{ном}$;

б) номинальному длительному току: $I_{раб}$; $I_{у}$; $I_{ном}$; В)
электродинамической стойкости: $I_{дин}$;

г) термической стойкости: $I_{к доп}$

К установке намечаем разъединители типа РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 с приводом ПР [7].

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 11.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 45 |

Таблица 11 – Расчетные и каталожные данные для разъединителей

| Параметры аппарата | Данные установки | Каталожные данные РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 |
|---|------------------|---------------------------------------|
| Номинальное напряжение, кВ | 110 | 110 |
| Номинальный длительный ток, А | 74 | 1000 |
| Номинальный ток электродинамической стойкости, кА | 55 | 80 |
| Тепловой импульс, кА с | 30 | 2976 |

Выбранный разъединитель РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 подходит для установки.

4.3. Выбор ограничителей перенапряжения:

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-У-110/73 УХЛ1 с_{ном} кВ.

В нейтрали трансформаторов устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-У-110/56 УХЛ1. Они предназначены для защиты нейтрали трансформаторов от коммутационных перенапряжений в нейтрали трансформатора.

5. Определить технико-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения.

Годовые приведенные затраты находятся по выражению:

$$Z_{г\Sigma} = \Sigma_{н\Sigma} + \Sigma_{\Sigma} + \Sigma_{\varepsilon} + \Sigma_{У}$$

где $\Sigma_{н\Sigma}$ – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности $\eta=0,12$, отчислений на амортизацию a и расходов на обслуживание o , для силового оборудования принимается равным 0,193; Σ_{Σ} – сумма капитальных затрат Σ группы одинаковых элементов. Определяется по прейскурантам; Σ_{ε} – стоимость годовых потерь электроэнергии; $\Sigma_{У}$ – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения. Определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Для учебного проектирования рассматриваются равнонадежные варианты и этот показатель, таким образом, из расчетов исключается.

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$\Sigma_{\varepsilon} = \Sigma_{\Sigma} \cdot C$$

где C – удельная стоимость потерь электроэнергии.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 46 |

Удельная стоимость потерь электроэнергии находится по выражению:

$\frac{1}{\text{м}}$

где руб кВт год – основная ставка тарифа;

руб кВт ч стоимость одного кВт ч электроэнергии; $\frac{1}{\text{м}}$ –

$\frac{\text{м}}{\text{м}}$

отношение потерь активной мощности предприятия $\frac{1}{\text{м}}$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям $\frac{1}{\text{м}}$ активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы; - поправочный коэффициент, приближенно равный 1,03 для сетей напряжением 110 кВ и выше [2].

Тогда удельная стоимость потерь электроэнергии:

руб кВт год

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$\frac{1}{\text{м}}$

тыс руб год

Тогда годовые приведенные затраты:

$Z_{г\text{с}}$

тыс руб

Сведем расчеты в таблицу 12.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 47 |

Таблица 12 – Техничко–экономические показатели схемы 110 кВ

| № | Наименование оборудования, тип | Единицы измерения | Кол-во | Стоимость единицы, тыс руб. | Кап. вложения, тыс. руб. | Отчисления, о.е. | | Запросы, тыс.руб. | Потери эл. энергии, (кВт*ч)/год | Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб. |
|--------------|--|---------------------|--------|-----------------------------|--------------------------|------------------|-------------|-------------------|---------------------------------|--|
| | | | | | | Итого | | | | |
| 1 | Трансформатор силовой | шт | 2 | 9500 | 19000 | 0,193 | 3667 | 320233 | 1 412 | |
| | ТРДН 10000/110 | | | | | | | | | |
| 2 | ВЛ 110 кВ на 2-х цепных ЖБ опорах | км | 18,5 | 1150 | 21275 | 0,152 | 3234 | 171033 | 747 | |
| | АС-70/11 | | | | | | | | | |
| 3 | Выключатель | шт | 4 | 2380 | 9520 | 0,193 | 1837 | - | - | |
| | ВГБ-110-40/2000 У1 | | | | | | | | | |
| 4 | Разъединитель | 3 полюса с приводом | 6 | 188 | 1128 | 0,193 | 218 | - | - | |
| | РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 | | | | | | | | | |
| 5 | Ограничитель перенапряжения | шт | 6 | 20 | 120 | 0,193 | 23 | - | - | |
| | ОПН-У-110/73 УХЛ1 | | | | | | | | | |
| 6 | Ограничитель перенапряжения нейтрали тр-ра | шт | 2 | 20 | 40 | 0,193 | 8 | - | - | |
| | ОПН-У-110/56 УХЛ1 | | | | | | | | | |
| 7 | Заземление нейтрали тр-ра | полюс с приводом | 2 | 60 | 120 | 0,193 | 23 | - | - | |
| | ЗОН-110 У1 | | | | | | | | | |
| ИТОГО | | | | 51083 | | | 9010 | 491266 | 2158 | |

Цены на электрооборудование взяты с [8].

Произведем аналогичный расчет для схемы с напряжением 35 кВ.

1. Определим потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.

Потери мощности в трансформаторах:

$$P_{\text{т}} = \sum_{\text{норм}}^{k3} P_{\text{норм}} \cdot \text{кВт},$$

$$P_{\text{т}} = \sum_{\text{норм}}^{k3} P_{\text{норм}} \cdot \text{квар}$$

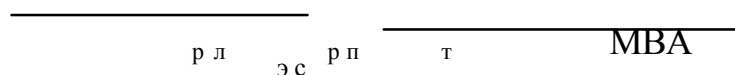
Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$W_{\text{т}} = \sum_{\text{норм}}^{k3} P_{\text{норм}} \cdot \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

ГОД

2. Рассчитаем линию электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия:

Нагрузка в начале линии:



Расчетный ток одной цепи линии напряжением 35 кВ:

$$I_{\text{рл}} = \frac{P_{\text{рл}}}{U_{\text{ном}}} \quad \text{А}$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии):

$$I_{\text{п ав}} = I_{\text{р л}} \quad \text{А}$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока:

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р л}}}{j_{\text{э}}} \quad \text{мм}^2$$

Выберем провод АС-95/16. Провод имеет длительно допустимый ток $I_{\text{д доп}}$ А и удельные сопротивления $R_{\text{л}}$ Ом/км и $X_{\text{л}}$ Ом/км [7].

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{д доп}} > I_{\text{п ав}} \quad \text{А}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot I_{\text{р л}}^2 \cdot R_{\text{л}} \cdot T \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

ГОД

3. Рассчитаем токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП.

Исходная схема питания промышленного предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 3.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 49 |

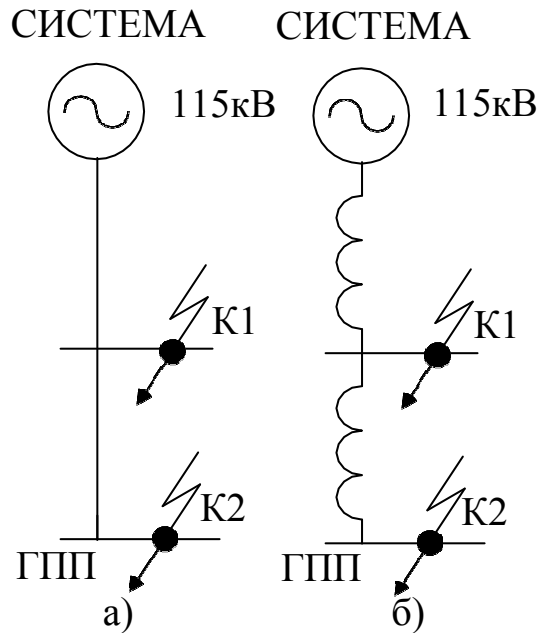


Рисунок 3 – а) Исходная схема питания, б) схема замещения

Определим параметры схемы замещения. При мощности короткого замыкания $S_{кз}$ МВА и базисной мощности $S_{б}$ МВА за базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно, $U_{б}$ кВ.

Сопротивление до точки К1 в относительных единицах:

$$x_{кз К} = \frac{S_{б} \text{ МВА}}{S_{кз К} \text{ МВА}} \text{ о.е.}$$

Сопротивление воздушной линии 35 кВ:

$$x_{л} = \frac{l}{\beta}$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{к} = \frac{U_{б}}{x_{кз К} + x_{л}} \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{у К} = \eta_{п К} I_{к} \text{ кА}$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К2:

$$I_{\text{п.к.}} = \frac{I_{\text{б.с.л.}}}{\sqrt{3}} \quad \text{кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{\text{ук.п.к.}} = \sqrt{3} I_{\text{п.к.}} \quad \text{кА}$$

4. Выберем коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Выбираем выключатели:

Намечаем к установке на вводе ГПП и в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы выключатели типа ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1 это элегазовый баковый выключатель с электромагнитным приводом постоянного тока [7].

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб}} = \frac{I_{\text{н.т.}}^{\text{ГПП}}}{I_{\text{ном}}} \quad \text{А}$$

Время отключения выключателя:

$$t_{\text{з.св}} \quad \text{с}$$

где $t_{\text{з}}$ - минимальное время срабатывания защиты; $t_{\text{св}}$ - собственное время срабатывания выключателя.

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени :

$$I_{\text{п.к.а}} \quad \text{кА}$$

Нормированное значение апериодической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$I_{\text{а.норм}} = I_{\text{норм.откл.ном}} \quad \text{кА}$$

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$k_{пк} z_{св} kА с,$

$k_{тер} kА с$

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчетные и каталожные данные для выключателей

| Параметры аппарата | Данные установки | Каталожные данные ВГБЭ–35–12,5/630 УХЛ1 |
|---|------------------|---|
| Номинальное напряжение, кВ | 35 | 35 |
| Номинальный ток, А | 231 | 630 |
| Номинальный ток отключения, кА | 12,5 | 12,5 |
| Номинальный ток электродинамической стойкости, кА | 30 | 35 |
| Тепловой импульс, | 11,7 | 468,75 |

Из таблицы видно, что выключатель ВГБЭ–35–12,5/630 УХЛ1 подходит для установки.

Выбираем разъединители:

К установке намечаем разъединители типа РДЗ–2 – 35/1000 УХЛ1 с приводом ПР [7].

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчетные и каталожные данные для разъединителей

| Параметры аппарата | Данные установки | Каталожные данные РДЗ–2 – 35/1000 УХЛ1 |
|---|------------------|--|
| Номинальное напряжение, кВ | 35 | 35 |
| Номинальный длительный ток, А | 231 | 1000 |
| Номинальный ток электродинамической стойкости, кА | 30 | 63 |
| Тепловой импульс, кА с | 11,7 | 1875 |

Выбранный тип разъединителя РДЗ–2 – 35/1000 УХЛ1 удовлетворяет условиям.

Выбор ограничителей перенапряжения:

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений на вводе устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН–У–35/42 УХЛ1 с_{ном} кВ.

5. Определим технико-экономические показатели сравниваемых схем внешнего электроснабжения.

Удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$\frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \text{ год}$$

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$\frac{\text{руб}}{\text{тыс}} \text{ год}$$

Годовые приведенные затраты:

$$Z_r \text{ тыс руб}$$

Сведем расчеты экономических показателей в таблицу 15.

Таблица 15 – Техничко–экономические показатели схемы 35 кВ

| № | Наименование оборудования, тип | Единицы измерения | Кол-во | Стоимость единицы, тыс руб. | Кап. вложения, тыс. руб. | Отчис-ления, о.е | Затраты, тыс.руб. | Потери эл. энергии, (кВт*ч)/год | Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб. |
|-------|----------------------------------|---------------------|--------|-----------------------------|--------------------------|------------------|-------------------|---------------------------------|--|
| | | | | | | того | | | |
| 1 | Трансформатор силовой | шт | 2 | 8700 | 17400 | 0,193 | 3358 | 344824 | 1 505 |
| | ТДНС 10000/35 | | | | | | | | |
| 2 | ВЛ 35 кВ на 2-х цепных ЖБ опорах | км | 18,5 | 1180 | 21830 | 0,152 | 3318 | 1183274 | 5 165 |
| | АС-95/16 | | | | | | | | |
| 3 | Выключатель | шт | 4 | 590 | 2360 | 0,193 | 455 | - | - |
| | ВГБЭ–35–12,5/630 УХЛ1 | | | | | | | | |
| 4 | Разъединитель | 3 полюса с приводом | 6 | 115 | 690 | 0,193 | 133 | - | - |
| | РДЗ-2-35/1000 УХЛ1 | | | | | | | | |
| 5 | Ограничитель перенапряжения | шт | 6 | 15 | 90 | 0,193 | 17 | - | - |
| | ОПН-У-35/42 УХЛ1 | | | | | | | | |
| ИТОГО | | | | | 42370 | | 7282 | 1528098 | 6670 |

Цены на электрооборудование взяты с [8].

Результаты сравнения вариантов сведем в таблицу 16.

| | | | | | |
|----------------------------------|------|-------------|---------|------|------|
| ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | | | | | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | 53 |

Таблица 16 – Сравнение технико–экономических показателей схем 35 и 110 кВ

| Вариант | Σ , тыс. руб. | $n \Sigma$ K_{Σ} , тыс. руб. | Σ , кВт ч. | ρ тыс. руб. | $Z_{г \Sigma}$, тыс.руб. |
|---------|----------------------|-------------------------------------|-------------------|------------------|---------------------------|
| 35 кВ | 42 370 | 7 282 | 1 528 098 | 6 670 | 13 952 |
| 110 кВ | 51 083 | 9 010 | 491 266 | 2 158 | 11 168 |

Таким образом, выбираем вариант схемы с напряжением 110 кВ, так как в нашем случае вариант с напряжением 35 кВ дороже на 24,9% варианта 110 кВ, и согласно ПУЭ в таких случаях следует отдавать предпочтение варианту 110 кВ.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 54 |

4 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

Выбор величины напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величин нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь, приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций.

В задании на курсовую работу сказано, что номинальное напряжение всех высоковольтных электроприемников – 10 кВ, значит, внутреннее электроснабжение предприятия будем осуществлять напряжением 10 кВ.

Построение схемы внутренней электрической сети

Распределение электроэнергии по цехам осуществляется по радиальным, магистральным и смешанным схемам в зависимости от степени надежности и расположения подстанций на генплане предприятия.

В курсовой работе электроснабжение цеховых ТП будем осуществлять по радиально-магистральной схеме.

Схема представлена на рисунке 4.

Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, загрязненности грунта на территории предприятия и т. д.

Выбираем прокладку кабелей в траншеях, а при необходимости и в лотке, т.к. это наиболее простой и дешевый способ прокладки. По условиям задания на курсовую работу примем марку кабеля ААШв - это кабель с алюминиевыми токопроводящими жилами с бумажной изоляцией, пропитанной вязким маслосиликоновым составом, в алюминиевой оболочке, наружный покров из поливинилхлорида.

Расчет питающих линий

Методика расчета сечений КЛ [2]:

Сечение кабелей напряжение 6...10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потере напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 55 |

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{\text{ркл}} = \frac{P_{\text{ркл}}}{U_{\text{ном}}}$$

где $P_{\text{ркл}}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме.

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$S_{\text{э}} = \frac{P_{\text{ркл}}}{\rho_{\text{э}}}$$

где $\rho_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока[5], зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки.

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I_{\text{доп}} = \frac{I_{\text{ркл}}}{\eta_{\text{п}} \cdot \eta_{\text{т}}}$$

где $\eta_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей[5]; $\eta_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент на температуру среды[5], в которой прокладывается кабель; $k_{\text{кл}}$ – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{ав}} = \frac{I_{\text{ркл}}}{k_{\text{ав}}}$$

где $k_{\text{ав}}$ – коэффициент перезагрузки.

Потеря напряжения в кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{р}} + Q_{\text{р}}}{U_{\text{ном}}}$$

где $P_{\text{р}}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки; $Q_{\text{р}}$ – удельные индуктивное и активное сопротивления кабеля.

Рассчитаем сечения КЛ, расчеты сведем в таблицу 17.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 56 |

| | |
|-------------|--|
| Изм. | |
| Лист | |
| № документа | |
| Подпись | |
| Дата | |

ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР

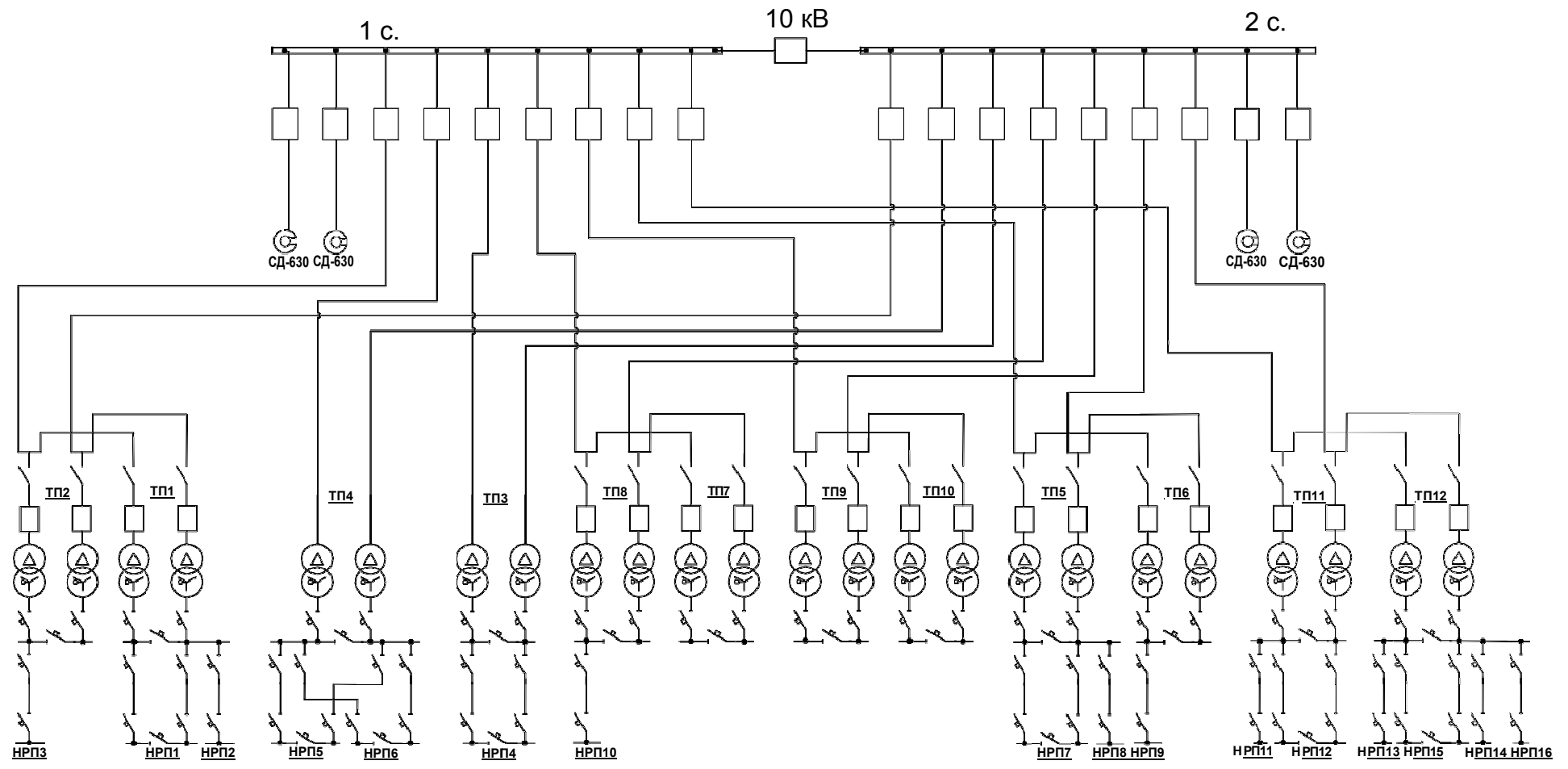


Рисунок – 4 Схема внутреннего электроснабжения завода

Таблица 17 - Расчет сечений КЛ

| Конечные пункты КЛ | P _p , кВт | Q _p , квар | S _p , кВА | I _{рк} , А | F _э , мм ² | F _{ст} , мм ² | Тип кабеля | пк | Способ прокладки | Нагрузка, А | | I _{доп} , А | Кл, о.е. | Кт, о.е. | Г _{доп} , А | Кав, о.е. | Г _{ав} , А | L, км | r ₀ , Ом/км | x ₀ , Ом/км | ΔU, % |
|----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|---------------------|----------------------------------|-----------------------------------|------------|----|------------------|-------------|----------|----------------------|----------|----------|----------------------|-----------|---------------------|-------|------------------------|------------------------|-------|
| | | | | | | | | | | норм реж. | п/а реж. | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
| Кабельные линии 10кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ГПП -ТП2 | 1011 | 802 | 1291 | 71 | 59 | 50 | ААШв | 1 | транш | 71 | 142 | 140 | 0,8 | 1,09 | 122 | 1,25 | 153 | 0,180 | 0,620 | 0,090 | 0,13 |
| ТП2 -ТП1 | 666 | 504 | 835 | 46 | 38 | 35 | ААШв | 1 | транш | 46 | 92 | 115 | 0,9 | 1,09 | 113 | 1,25 | 141 | 0,293 | 0,890 | 0,095 | 0,19 |
| ГПП -ТП4 | 633 | 352 | 725 | 40 | 33 | 25 | ААШв | 1 | транш | 40 | 80 | 90 | 0,8 | 1,09 | 78 | 1,25 | 98 | 0,070 | 1,240 | 0,099 | 0,06 |
| ГПП -ТП3 | 202 | 32 | 205 | 11 | 9 | 16 | ААШв | 1 | транш | 11 | 23 | 75 | 0,8 | 1,09 | 65 | 1,25 | 82 | 0,168 | 1,940 | 0,113 | 0,07 |
| ГПП -ТП8 | 686 | 521 | 861 | 47 | 39 | 35 | ААШв | 1 | транш | 47 | 95 | 115 | 0,8 | 1,09 | 100 | 1,25 | 125 | 0,205 | 0,890 | 0,095 | 0,14 |
| ТП8 -ТП7 | 426 | 308 | 526 | 29 | 24 | 16 | ААШв | 1 | транш | 29 | 58 | 75 | 0,9 | 1,09 | 74 | 1,25 | 92 | 0,050 | 1,940 | 0,113 | 0,04 |
| ГПП -ТП9 | 411 | 372 | 554 | 30 | 25 | 25 | ААШв | 1 | т/лоток | 30 | 61 | 65 | 1 | 1,05 | 68 | 1,25 | 85 | 0,117 | 1,240 | 0,099 | 0,06 |
| ТП9 -ТП10 | 205 | 186 | 277 | 15 | 13 | 16 | ААШв | 1 | т/лоток | 15 | 30 | 46 | 1 | 1,05 | 48 | 1,25 | 60 | 0,075 | 1,940 | 0,113 | 0,03 |
| ГПП -ТП5 | 674 | 391 | 779 | 43 | 36 | 35 | ААШв | 1 | транш | 43 | 86 | 115 | 0,75 | 1,09 | 94 | 1,25 | 118 | 0,102 | 0,890 | 0,095 | 0,06 |
| ТП5 -ТП6 | 314 | 100 | 330 | 18 | 15 | 16 | ААШв | 1 | транш | 18 | 36 | 75 | 0,75 | 1,09 | 61 | 1,25 | 77 | 0,357 | 1,940 | 0,113 | 0,22 |
| ГПП -ТП11 | 472 | 420 | 631 | 35 | 29 | 25 | ААШв | 1 | транш | 35 | 69 | 90 | 0,9 | 1,09 | 88 | 1,25 | 110 | 0,324 | 1,240 | 0,099 | 0,20 |
| ТП11 -ТП12 | 230 | 212 | 313 | 17 | 14 | 16 | ААШв | 1 | транш | 17 | 34 | 75 | 0,9 | 1,09 | 74 | 1,25 | 92 | 0,134 | 1,940 | 0,113 | 0,06 |
| ГПП-СД х630кВт | 489 | -312 | 580 | 32 | 27 | 25 | ААШв | 1 | транш | 32 | - | 90 | 0,75 | 1,11 | 75 | - | - | 0,202 | 1,240 | 0,099 | 0,12 |

Продолжение таблицы 17

| Конечные пункты КЛ | P _p , кВт | Q _p , квар | S _p , кВА | I _{рк} , А | F _э , мм ² | F _{ст} , мм ² | Тип кабеля | пк | Способ прокладки | Нагрузка, А | | I _{доп} , А | Кп, о.е. | Кт, о.е. | Г _{доп} , А | Кав, о.е. | Г _{ав} , А | L, км | r ₀ , Ом/км | x ₀ , Ом/км | ΔU, % |
|-----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|---------------------|----------------------------------|-----------------------------------|---------------|----|---------------------|----------------|-------------|----------------------|----------|----------|----------------------|-----------|---------------------|-------|------------------------|------------------------|-------|
| | | | | | | | | | | норм реж. | п/а реж. | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
| Кабельные линии 0,4кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ТП2 -НРП3 | 56 | 63 | 84 | 121 | - | 35 | ААШВ | 1 | транш | 121 | - | 135 | 1 | 1,09 | 147 | - | - | 0,115 | 0,890 | 0,060 | 3,85 |
| ТП1 -НРП1 | 79 | 70 | 106 | 153 | - | 120 | ААШВ | 1 | транш | 153 | 306 | 270 | 0,9 | 1,09 | 265 | 1,25 | 331 | 0,046 | 0,258 | 0,060 | 0,71 |
| ТП1 -НРП2 | 65 | 82 | 104 | 150 | - | 120 | ААШВ | 1 | транш | 150 | - | 165 | 1 | 1,09 | 180 | - | - | 0,088 | 0,620 | 0,060 | 2,47 |
| ТП4 -НРП5 | 64 | 59 | 87 | 125 | - | 95 | ААШВ | 1 | транш | 125 | 251 | 240 | 0,9 | 1,09 | 235 | 1,25 | 294 | 0,055 | 0,326 | 0,060 | 0,84 |
| ТП4 -НРП6 | 108 | 68 | 128 | 184 | - | 150 | ААШВ | 1 | транш | 184 | 368 | 305 | 0,9 | 1,09 | 299 | 1,25 | 374 | 0,063 | 0,206 | 0,060 | 1,04 |
| ТП3 -НРП4 | 26 | 17 | 31 | 44 | - | 16 | ААШВ | 1 | транш | 44 | 88 | 90 | 0,9 | 1,09 | 88 | 1,25 | 110 | 0,083 | 1,940 | 0,060 | 2,64 |
| ТП8 -НРП10 | 60 | 66 | 89 | 129 | - | 70 | ААШВ | 1 | лоток | 129 | - | 140 | 1 | 1,05 | 147 | - | - | 0,021 | 0,443 | 0,060 | 0,40 |
| ТП5 -НРП7 | 90 | 58 | 108 | 155 | - | 185 | ААШВ | 1 | т/лоток | 155 | 311 | 260 | 1 | 1,05 | 273 | 1,25 | 341 | 0,104 | 0,167 | 0,060 | 1,21 |
| ТП5 -НРП8 | 10 | 9 | 14 | 20 | - | 10 | ААШВ | 1 | т/лоток | 20 | - | 45 | 1 | 1,05 | 47 | - | - | 0,144 | 3,100 | 0,060 | 2,88 |
| ТП6 -НРП9 | 59 | 67 | 89 | 128 | - | 35 | ААШВ | 1 | транш | 128 | - | 135 | 1 | 1,09 | 147 | - | - | 0,081 | 0,890 | 0,060 | 2,85 |
| ТП11 -НРП11 | 148 | 131 | 197 | 285 | - | 185 | ААШВ | 1 | транш | 285 | - | 345 | 0,85 | 1,09 | 320 | - | - | 0,020 | 0,167 | 0,060 | 0,41 |
| ТП11 -НРП12 | 42 | 38 | 56 | 81 | - | 50 | ААШВ | 1 | транш | 81 | 162 | 165 | 0,85 | 1,09 | 153 | 1,25 | 191 | 0,089 | 0,620 | 0,060 | 1,56 |
| ТП12 -НРП13 | 42 | 52 | 67 | 97 | - | 25 | ААШВ | 1 | транш | 97 | - | 115 | 0,9 | 1,09 | 113 | - | - | 0,052 | 1,240 | 0,060 | 1,80 |
| ТП12 -НРП14 | 13 | 16 | 21 | 30 | - | 10 | ААШВ | 1 | транш | 30 | - | 65 | 0,9 | 1,09 | 64 | - | - | 0,080 | 3,100 | 0,060 | 2,02 |
| ТП12 -НРП15 | 18 | 12 | 22 | 32 | - | 10 | ААШВ | 1 | транш | 32 | 64 | 65 | 0,85 | 1,09 | 60 | 1,25 | 75 | 0,100 | 3,100 | 0,060 | 3,62 |
| ТП12 -НРП16 | 164 | 167 | 234 | 169 | - | 70 | ААШВ | 2 | транш | 169 | - | 200 | 0,85 | 1,09 | 185 | - | - | 0,032 | 0,443 | 0,060 | 0,83 |

ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ производим для выбора высоковольтных и низковольтных аппаратов, шин, кабелей и другого электрооборудования системы электроснабжения группы цехов завода камнелитых изделий.

Мощность короткого замыкания в месте присоединения линии, питающей главную понизительную подстанцию значительно больше мощности потребляемой предприятием, поэтому допускается принимать периодическую составляющую тока к.з. от энергосистемы неизменной во времени: $I_k = I_{n.o} = I_{n.t}$.

Для расчетов токов короткого замыкания составляется исходная электрическая схема, на которой показываются источники питания точек короткого замыкания, расчетные точки КЗ и токи между ними.

Для определения токов КЗ рассматриваем наиболее тяжелый режим.

Таким характерным режимом является состояние схемы электроснабжения, когда один из трансформаторов ГПП отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включен секционный выключатель 10 кВ ГПП, все электроприёмники питаются от одного трансформатора.

Принципиальная электрическая схема СЭС завода камнелитых изделий изображена на рисунке 5. Её схема замещения для расчёта токов КЗ на рисунке 6. Токи КЗ в точках К1 и К2 были рассчитаны нами ранее при выборе оборудования схемы внешнего электроснабжения без учета подпитки от высоковольтных синхронных двигателей, установленных на стороне низшего напряжения ГПП для упрощения расчетов.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 60 |

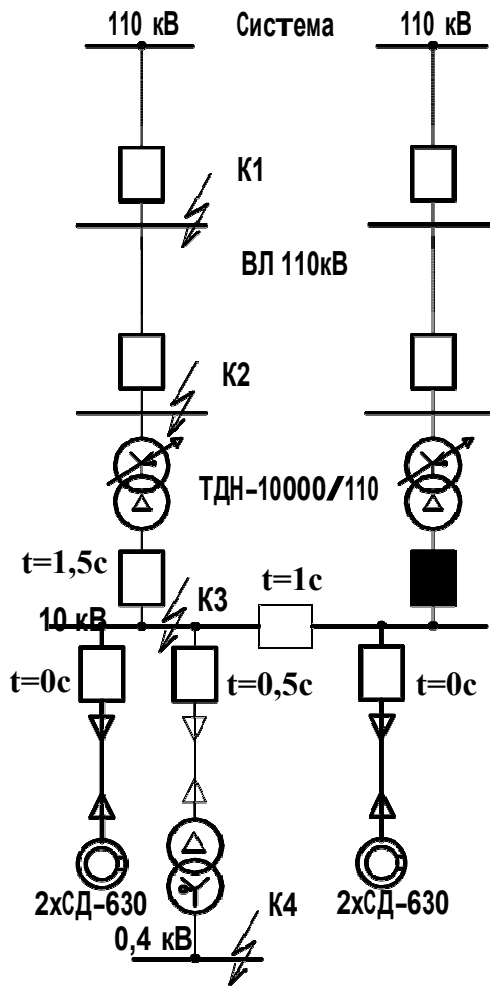


Рисунок 5 - Принципиальная электрическая схема СЭС

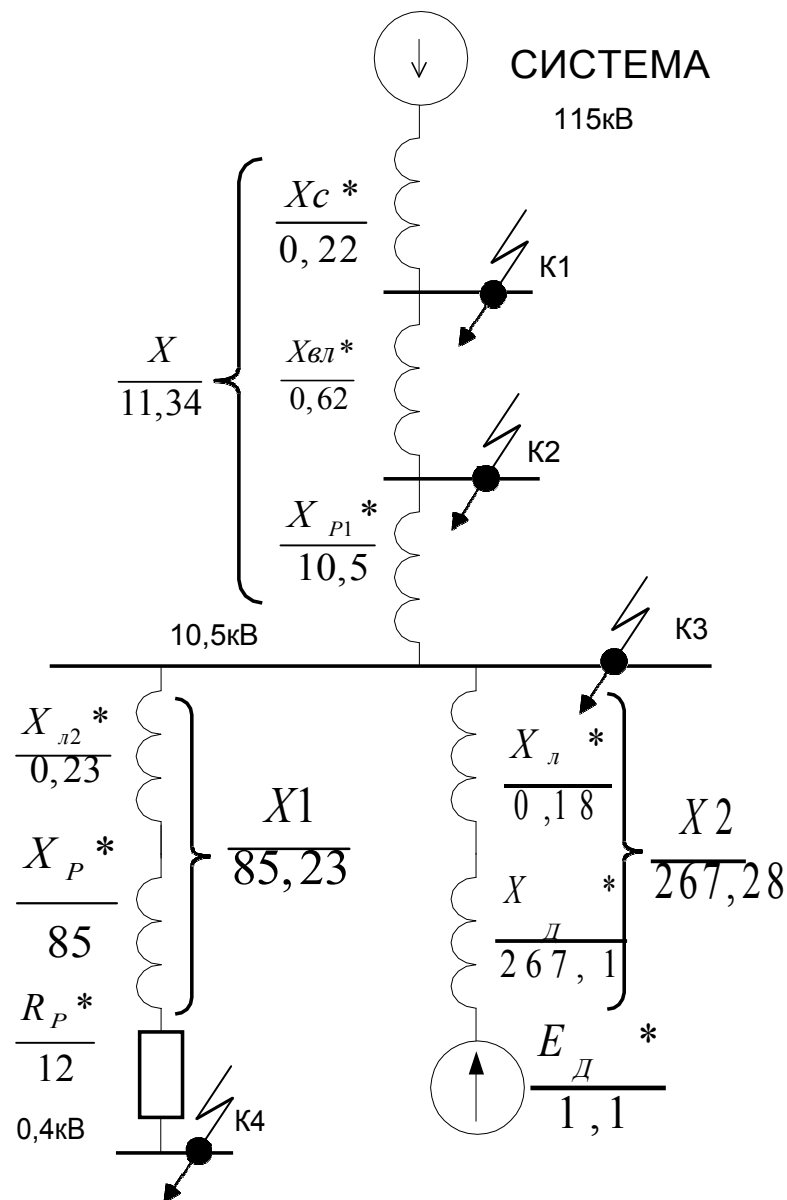


Рисунок 6 - Схема для расчёта токов КЗ

В подпитке точки К₃ участвуют все синхронные двигатели, подключенные к секциям шин 10 кВ. По найденному значению токов КЗ в данной точке производится выбор всего электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ предприятия.

При определении тока КЗ в точке К₄ в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается. По току КЗ производим выбор только вводных и секционных выключателей, устанавливаемых на стороне НН 0,4 кВ цеховых ТП. Выбор электрооборудования НРП напряжением 0,4 кВ выбирается только по токам нагрузки в нормальном и утяжеленном режимах.

Определим токи КЗ в точках КЗ и К4:

Мощность короткого замыкания системы $S_{кз} = 400 \text{ МВА}$, базисная мощность

$$S_b = 1000 \text{ МВА} \quad U_{б1} = 115 \text{ кВ} \quad U_{б2} = 10.5 \text{ кВ} \quad U_{б3} = 0.4 \text{ кВ} \quad U_{НОМ1} = 110 \text{ кВ} \quad U_{НОМ2} = 10 \text{ кВ} \quad U_{НОМ3} = 0.38 \text{ кВ}, \text{ с, вл}$$

Сопротивление трансформатора на ГПП:

$$Z_{тр} = \frac{U_{кб}^2}{S_{НОМ ГПП}}$$

Сопротивление кабельной линии ГПП-СД:

$$Z_{кл} = \frac{L_{б0}}{U_{б0}^2} + \frac{0.0001}{10.5^2} + \frac{1000}{0.1 \cdot 0.4^2}$$

Сопротивление кабельной линии ГПП-ТП8-ТП7:

$$Z_{кл} = \frac{L_{б0} + 0.095 + 0.2}{U_{б0}^2} + \frac{1000 + 0 + 0 + 1000}{10.5^2} + \frac{0.2}{0.4^2}$$

Сопротивления цехового трансформатора на ТП7 (ТМГ-630) находим по формулам:

$$Z_{Т} = \frac{U_{кб}^2}{S_{НОМ ТП}} = \frac{5.5^2 \cdot 1000}{100 \cdot 0.63^2}$$

$$Z_{Т} = \frac{U_{кз}^2}{S_{НОМ ТП}}$$

Найдём сверхпереходное сопротивление синхронного двигателя:

СД 630кВт: $\cos\phi = 0.9$

$$Z_{сд} = \frac{P_{НОМ}}{S_{НОМ} \cdot \cos\phi}$$

Согласно методике расчёта ЭДС системы принимаю равным 1, ЭДС синхронных двигателей 1,1.

После ряда преобразований схемы замещения получаем эквивалентные сопротивление и ЭДС при КЗ в точке 3: _____ а при КЗ в точке 4: .

Упрощенные схемы замещения для определения токов кз представлены на рисунке 7.

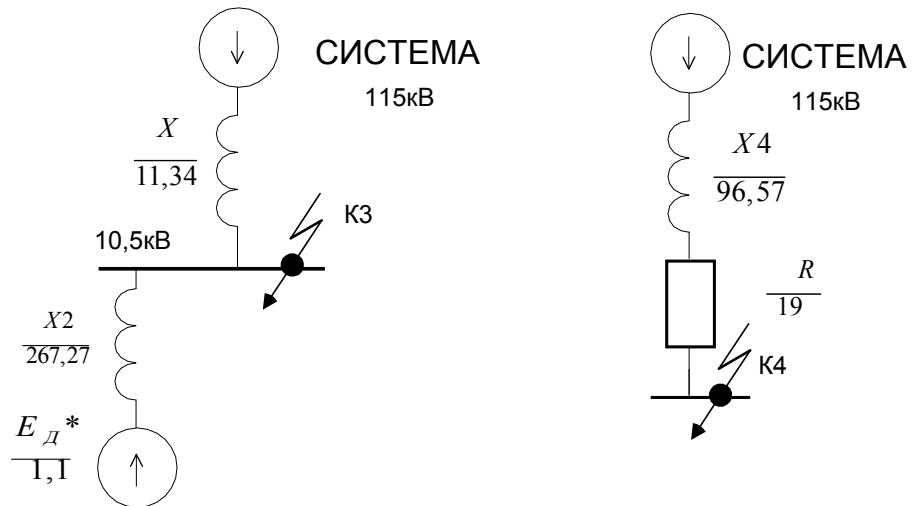


Рисунок 7 - Упрощенные схемы замещения

Точка 3:

Суммарный периодический ток КЗ в момент 0:

$$I_{\text{КЗ п 0}}^3 = 4 \frac{\text{сд}}{\text{с}}$$

Умножая на базисный ток находим его значение в амперах:

$$I_{\text{КЗ п 0}}^3 = I_{\text{КЗ п 0}}^3 \cdot I_{\text{б}} \cdot I_{\text{КЗ п 0}}^3 = \frac{\text{б}}{3 \cdot \text{У}_\text{б}}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке КЗ:

$$i_{a\text{ КЗ}} = \sqrt{2} I_{\text{КЗ п 0}}^3 e^{-a} = \sqrt{2} \frac{0.01}{e^{0.12}} \text{ кА}$$

где $a = 0.12 \text{ с}$ для данной ступени СЭС, 0.01 с – в данный момент наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ.

Ударный ток КЗ:

$$i_{y\text{ КЗ}} = \sqrt{2} I_{\text{КЗ п 0}}^3 + i_{a\text{ КЗ}} = \sqrt{2} \text{ кА}$$

Точка 4:

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{К4 п 0}}^3 = \frac{1}{4} \frac{1}{0.01}$$

Выразим её в амперах:

$$I_{\text{К4 п 0}}^3 = I_{\text{К4 п 0}}^3 I_{\text{б}} = 0.01 \frac{1000 \cdot 10^6}{3 \cdot 0.4 \cdot 10^3} \text{ кА}$$

Для сетей 0,4 кВ расчет апериодической составляющей не проводим, т.к. в сетях 0,4 кВ ее влияние незначительно.

Рассчитанные токи КЗ сводим в таблицу 18.

Таблица 18 – Токи КЗ

| Расчетная точка | Среднее напряжение расчетной точки | Токи, кА | | $U_{\text{ср}}^- I_{\text{п 0}}, \text{ МВА}$ |
|-----------------|------------------------------------|------------------|-------|---|
| | | $I_{\text{п 0}}$ | i_y | |
| К1 | 115 | 22,6 | 55 | 4501 |
| К2 | 115 | 6 | 15 | 1195 |
| К3 | 10,5 | 5,5 | 15 | 100 |
| К4 | 0,4 | 14,4 | - | 10 |

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Выбранные аппараты и проводники должны:

- длительно проводить рабочие токи нормального и утяжеленного режимов работы без чрезмерного повышения температуры;
- противостоять кратковременному электродинамическому и термическому действию токов КЗ;
- удовлетворять требованиям экономичности.

Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Приемниками собственных нужд ПС являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, освещение, электроподогрев коммутационной аппаратуры ВН и шкафов, установленных на открытом воздухе, связь, сигнализация, система пожаротушения, система телемеханики и т.д. Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Устанавливаем 2 трансформатора собственных нужд мощностью:

$$I_{Т СН} \text{ кВА}$$

Принимаем к установке трансформатор ТМ – 63/10.

Тогда ток в цепи трансформатора:

$$I_{Т СН} = \frac{I_{Т СН}}{I_{НОМ}} \text{ А}$$

Принимаем к установке предохранитель типа ПКТ101-10-5-12,5 У3 с номинальным током $I_{НОМ}$ А.

Выбор типа РУ на низкой стороне ГПП, выключателей, тр-ров тока и напряжения.

Ток нагрузки на всей секции шин в нормальном режиме:

$$I_{\text{нагрузки}} \text{ А}$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 66 |

В послеаварийном режиме:

Распределительное устройство на 10 кВ принимаем комплектным из шкафов серии КРУ-ОРБ 07 (. Ячейка комплектуется следующим оборудованием:

- выключатели серии ВВП (вакуумные выключатели);
- трансформаторы тока ТОЛ – 10;
- трансформаторы напряжения ЗНОЛП-10

Произведем проверку выключателей КРУ.

Время отключения выключателя:

3 мин св мтз с

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени :

_____ А

Нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения для данного выключателя:

_____ кА

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

_____ кА с

_____ к тер тер кА с

Сведем данные в таблицу 19.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 67 |

Таблица 19 – Расчетные и каталожные данные для выключателей 10кВ

| Расчётные данные | Каталожные данные ВБП-10-20/1000 УЗ |
|------------------|--|
| <i>c</i> | |
| | |
| | <i>л</i> |
| | |
| <i>c</i> | <i>c</i> |

Выключатель подходит. В качестве секционного и на стороне НН трансформатора ГПП также выбираем выключатель ВБП-10-20/1000 УЗ.

Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем ВБП-10. Проверка разъединителей КРУ не производится.

Выберем трансформаторы тока на вводе в распределительное устройство 10 кВ главной понизительной подстанции. Сведем данные в таблицу 20.

Таблица 20 – Расчетные и каталожные данные для трансформаторов тока

| Расчетные данные | Каталожные данные ТОЛ – 10 – 800/5 УЗ |
|------------------|---------------------------------------|
| | |
| | |
| | |
| | |

Вторичная нагрузка ТТ: амперметр, ваттметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

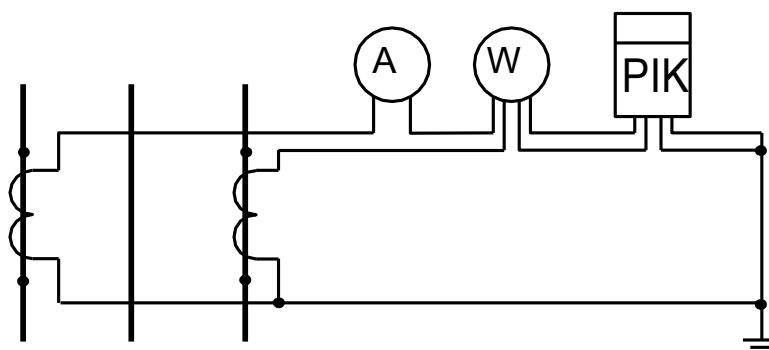


Рисунок 8 - Схема подключения приборов учета

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения неполная звезда и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Сведем данные в таблицу 21.

Таблица 21 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

| Прибор | Тип | Кол-во | Потребляемая мощность, ВА | | |
|---------------------------------------|------------------|--------|---------------------------|--------|--------|
| | | | Фаза А | Фаза В | Фаза С |
| Амперметр | Э – 335 | 1 | 0,5 | 0 | 0 |
| Ваттметр | Д – 335 | 1 | 0,5 | 0 | 0,5 |
| Счетчик активной и реактивной энергии | Ртутный 230 AR 2 | 1 | 0,1 | 0 | 0,1 |

Из таблицы 21 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока А, тогда общее сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{P_{\text{приб}}}{I^2} \quad \text{Ом}$$

где $P_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов, подключенных к трансформатору тока; I - номинальный вторичный ток.

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot L}{S} \quad \text{Ом}$$

где $I_{\text{ном}}$ - номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5, равна 0,4 Ом; $R_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ, L м. Так как трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то $L_{\text{расч}} = \dots$

$$L_{\text{расч}} = \frac{R_{\text{приб}}}{\rho} \quad \text{мм}$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода ().

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с жилами сечением 2,5 мм².

Схема включения приборов, выбранных на секционном выключателе главной понизительной подстанции, представленной на рисунке 10.

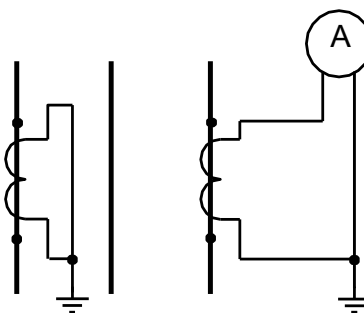


Рисунок 9 - Схема цепей трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ.

Проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Нагрузка трансформаторов тока

| Прибор | Тип | Нагрузка, ВА, фазы | | |
|-----------|-------|--------------------|---|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | Э-335 | 0 | 0 | 0,5 |
| Итого | | 0 | 0 | 0,5 |

Из таблицы видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы С. Общее сопротивление приборов:

$$\text{приб} \frac{\text{приб}}{\text{А}} \frac{\text{ВА}}{\text{А}} \text{ Ом}$$

где приб - суммарная мощность приборов, подключенных к трансформатору тока; А - номинальный вторичный ток.

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$\text{пров} \frac{\text{ном}}{\text{приб}} \frac{\text{конт}}{\text{Ом}},$$

где ном - номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5, равна 0,4 Ом; конт - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ м.

$$\frac{\text{расч}}{\text{пров}} \text{ ————— } \text{мм}$$

где - удельное сопротивление материала провода ().

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с жилами сечением 2,5 мм².

Трансформатор напряжения устанавливаем на каждую секцию сборных шин главной понизительной подстанции. Принимаем к установке 3хЗНОЛП-10-У2, с паспортными данными: , работающий в классе точности 0,5. К ним подключаются все измерительные приборы данной секции шин. Расчет вторичной нагрузки приведен в таблице 23.

Таблица 23 - Нагрузка трансформаторов напряжения

| Прибор | Тип | одной обмотки, ВА | Число обмоток | | | Число приборов | Общая потребляемая мощности | |
|---------------------------------------|-------------------|-------------------|---------------|------|------|----------------|-----------------------------|---------|
| | | | | | | | P, Вт | Q, варр |
| Вольтметр | Э – 335 | 2 | 1 | 1 | 0 | 2 | 2 | - |
| Ваттметр | Д – 335 | 0,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 1 | - |
| Счетчик активной и реактивной энергии | Меркурий 230 AR 2 | 2,5 | 3 | 0,07 | 0,98 | 10 | 5,3 | 73,5 |
| Итого | | | | | | | 8,3 | 73,5 |

Вторичная нагрузка:

$$\Sigma \text{ ————— } \text{ВА}$$

Три трансформатора напряжения ЗНОЛП-10-У2, соединенных в звезду имеют мощность ВА, что Σ , следовательно, трансформатор выбран верно.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель КРВГ с сечением жил 2,5 мм².

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN 001-10У3 (предохранитель кварцевый для трансформатора напряжения) и втычной разъединитель.

6.3 Выбор выключателей 10 кВ для схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока

Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения, а также соответствующие трансформаторы тока приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор выключателей и трансформаторов тока 10 кВ в ЗРУ

| Конечные пункты кабельной линии | | | | | | Тип выключателя | Тип трансформатора тока |
|---------------------------------|----|----|-----|-----|------|---------------------|-------------------------|
| ГПП - ТП2 | 10 | 71 | 142 | 5,5 | 15,0 | ВБП-10-20/630 У3 | ТОЛ 10-150-У2 |
| ГПП - ТП4 | 10 | 40 | 80 | | | | ТОЛ 10-100-У2 |
| ГПП - ТП3 | 10 | 11 | 23 | | | | ТОЛ 10-30-У2 |
| ГПП - ТП8 | 10 | 47 | 95 | | | | ТОЛ 10-100-У2 |
| ГПП - ТП9 | 10 | 30 | 61 | | | | ТОЛ 10-100-У2 |
| ГПП - ТП5 | 10 | 43 | 86 | | | | ТОЛ 10-100-У2 |
| ГПП - ТП11 | 10 | 35 | 69 | | | | ТОЛ 10-100-У2 |
| ГПП-СД х630кВт | 10 | 32 | - | | | | ТОЛ 10-40-У2 |

Произведем проверку кабелей 10 кВ на термическую стойкость.

Таблица 25 - Проверка кабелей на термическую стойкость

| Кабельная линия | c | $c_{св}$ | c | c | c | $\frac{c}{-}$ | c |
|-----------------|-----|----------|------|------|-------|---------------|-----|
| ГПП-ТП | 5,5 | 0,5 | 0,04 | 0,12 | 19,97 | 100 | 50 |
| ГПП-Д | 5,5 | 0 | 0,04 | 0,12 | 4,84 | 100 | 25 |
| ТП-ТП | 5,5 | 0,5 | 0,04 | 0,12 | 19,97 | 100 | 50 |

Сечение термической стойкости найдём по формуле:

$$c = \frac{S}{S_{терм}}$$

где $S=100$ – коэффициент, зависящий от марки кабеля (для кабелей с алюминиевыми многопроволочными жилами).

Если площадь сечения кабеля, выбранная по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, оказывается меньше площади термически устойчивого сечения, то сечение кабеля увеличиваем до ближайшего меньшего стандартного сечения по отношению к c .

Все кабели, для которых производится увеличение сечения, вносим в таблицу 26.

Таблица 26 - Поправка сечений кабелей

| Конец и начало кабельной линии | Прежняя площадь сечения кабеля, мм ² | Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ² | Тип и площадь сечения нового кабеля |
|--------------------------------|---|--|-------------------------------------|
| ТП2 -ТП1 | 35 | 50 | ААШв(3х50) |
| ГПП -ТП4 | 25 | 50 | ААШв(3х50) |
| ГПП -ТП3 | 16 | 50 | ААШв(3х50) |
| ГПП -ТП8 | 35 | 50 | ААШв(3х50) |
| ТП8 -ТП7 | 16 | 50 | ААШв(3х50) |
| ГПП -ТП9 | 25 | 50 | ААШв(3х50) |
| ТП9 -ТП10 | 16 | 50 | ААШв(3х50) |
| ГПП -ТП5 | 35 | 50 | ААШв(3х50) |
| ТП5 -ТП6 | 16 | 50 | ААШв(3х50) |
| ГПП -ТП11 | 25 | 50 | ААШв(3х50) |
| ТП11 -ТП12 | 16 | 50 | ААШв(3х50) |

6.4 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высшего и низшего напряжений цеховых трансформаторных подстанции

В цеховых ТП применяем комплектные двухтрансформаторные подстанции: 2хКТП – 250, 2хКТП – 400, 2хКТП – 630, 2хКТП – 1000.

В данном курсовом проекте используем две схемы подключения КТП:

-глухого присоединения (ТП3, ТП4);

-присоединение через коммутационный аппарат(вакуумный выключатель ВВП-10-20/630 У3)

Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения на вводах в КТП приведены в таблице 27.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 73 |

Таблица 27 – Выбор выключателей и трансформаторов тока 10 кВ на вводах в КТП

| Конечные пункты кабельной линии | | | | | | Тип выключателя | Тип трансформатора тока |
|---------------------------------|----|----|-----|-----|------|-----------------|-------------------------|
| ГПП -ТП2 | 10 | 71 | 142 | 5,5 | 15,0 | ВБП-10-20/630У3 | ТОЛ 10-150-У2 |
| ТП2 -ТП1 | 10 | 46 | 92 | | | | ТОЛ 10-100-У2 |
| ГПП -ТП8 | 10 | 47 | 95 | | | | ТОЛ 10-100-У2 |
| ТП8 -ТП7 | 10 | 29 | 58 | | | | ТОЛ 10-100-У2 |
| ГПП -ТП9 | 10 | 30 | 61 | | | | ТОЛ 10-100-У2 |
| ТП9 -ТП10 | 10 | 15 | 30 | | | | ТОЛ 10-30-У2 |
| ГПП -ТП5 | 10 | 43 | 86 | | | | ТОЛ 10-100-У2 |
| ТП5 -ТП6 | 10 | 18 | 36 | | | | ТОЛ 10-100-У2 |
| ГПП -ТП11 | 10 | 35 | 69 | | | | ТОЛ 10-100-У2 |
| ТП11 -ТП12 | 10 | 17 | 34 | | | | ТОЛ 10-40-У2 |

Выбор типов низковольтных распределительных пунктов (0,4 кВ) и автоматических выключателей осуществляется по токам нагрузки в тяжёлом режиме. Результаты выбора сведём в таблицу 28.

Таблица 28 – Выбор типов автоматических выключателей 0,4кВ и НРП

| №НРП | Место установки выключателя | I_p , А | $I_{утяж}$, А | I_k , кА | Тип выключателя | Тип НРП |
|-------|-----------------------------|-----------|----------------|------------|---|------------------------|
| НРП1 | Вводной | 153 | 306 | 14,4 | ВА88-37-315 3P $I_{ном}=315A, I_{откл}=35кА$ | НР11 $I_{ном}=400A$ |
| НРП2 | Вводной | 150 | - | 14,4 | ВА88-33-160 3P $I_{ном}=160A, I_{откл}=35кА$ | НР11 $I_{ном}=250A$ |
| НРП3 | Вводной | 121 | - | 14,4 | ВА88-33-160 3P $I_{ном}=160A, I_{откл}=35кА$ | НР11 $I_{ном}=250A$ |
| НРП4 | Вводной | 44 | 88 | 14,4 | ВА88-33-100 3P $I_{ном}=100A, I_{откл}=35кА$ | НР11 $I_{ном}=100A$ |
| НРП5 | Вводной | 125 | 251 | 14,4 | ВА88-33-315 3P $I_{ном}=315A, I_{откл}=35кА$ | НР11 $I_{ном}=400A$ |
| НРП6 | Вводной | 184 | 368 | 14,4 | ВА88-33-400 3P $I_{ном}=400A, I_{откл}=35кА$ | НР11 $I_{ном}=400A$ |
| НРП7 | Вводной | 155 | 311 | 14,4 | ВА88-33-315 3P $I_{ном}=315A, I_{откл}=35кА$ | НР11 $I_{ном}=400A$ |
| НРП8 | Вводной | 20 | - | 14,4 | ВА88-33-25 3P $I_{ном}=25A, I_{откл}=25кА$ | НР11 $I_{ном}=100A$ |
| НРП9 | Вводной | 128 | - | 14,4 | ВА88-33-160 3P $I_{ном}=160A, I_{откл}=35кА$ | НР11 $I_{ном}=250A$ |
| НРП10 | Вводной | 129 | - | 14,4 | ВА88-33-160 3P $I_{ном}=160A, I_{откл}=35кА$ | НР11 $I_{ном}=250A$ |
| НРП11 | Вводной | 285 | - | 14,4 | ВА88-33-315 3P $I_{ном}=315A, I_{откл}=35кА$ | НР11 $I_{ном}=400A$ |
| НРП12 | Вводной | 81 | 162 | 14,4 | ВА88-33-200 3P $I_{ном}=200A, I_{откл}=35кА$ | НР11 $I_{ном}=250A$ |
| НРП13 | Вводной | 97 | - | 14,4 | ВА88-33-100 3P $I_{ном}=100A, I_{откл}=35кА$ | НР11 $I_{ном}=100A$ |
| НРП14 | Вводной | 30 | - | 14,4 | ВА88-33-32 3P $I_{ном}=32A, I_{откл}=25кА$ | НР11 $I_{ном}=100A$ |
| НРП15 | Вводной | 32 | 64 | 14,4 | ВА88-33-160 3P $I_{ном}=160A, I_{откл}=35кА$ | НР11 $I_{ном}=100A$ |
| НРП16 | Вводной | 169 | - | 14,4 | ВА88-33-200 3P $I_{ном}=200A, I_{откл}=35кА$ | НР11 $I_{ном}=250A$ |

7 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия.

7.1 Описание схемы электроснабжения

Внутренне электроснабжение завода осуществляется на напряжении 10 кВ. На ГПП установлены два силовых трансформатора типа ТДН – 10000/110 мощностью по 10 МВА каждый. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет две секции сборных шин. К секции сборных шин РУ 10 кВ подключены синхронные двигатели и кабельные линии, питающие трансформаторы цеховых ТП. В таблице 29 приведены исходные данные для схемы электроснабжения. Здесь обозначено: $S_{\text{ном } i}$ – номинальная мощность трансформатора i -ой ТП; Q_{1i} и Q_{2i} – реактивная нагрузка на трансформатор i -й ТП и потери реактивной мощности в нем; $R_{\text{тр } i}$ – активное сопротивление трансформатора i -й ТП, приведенное к напряжению 10 кВ; $R_{\text{л } i}$ – активное сопротивление i -й кабельной линии.

Таблица 29 – Исходные данные для схемы электроснабжения

| ТП | тн, кВА | Q1i, квар | ΔQti, квар | Rti, Ом | Rли, Ом |
|-------|---------|-----------|------------|---------|---------|
| ТП1 | 1000 | 457 | 22 | 1,191 | 0,182 |
| ТП2 | 630 | 271 | 28 | 2,111 | 0,112 |
| ТП3 | 250 | 20 | 13 | 6,527 | 0,104 |
| ТП4 | 1000 | 314 | 39 | 1,191 | 0,043 |
| ТП5 | 630 | 263 | 29 | 2,111 | 0,063 |
| ТП6 | 400 | 80 | 20 | 3,790 | 0,221 |
| ТП7 | 630 | 275 | 34 | 2,111 | 0,031 |
| ТП8 | 400 | 193 | 20 | 3,790 | 0,127 |
| ТП9 | 400 | 170 | 16 | 3,790 | 0,073 |
| ТП10 | 400 | 170 | 16 | 3,790 | 0,047 |
| ТП11 | 400 | 190 | 19 | 3,790 | 0,201 |
| ТП12 | 400 | 194 | 19 | 3,790 | 0,083 |
| ИТОГО | | 2 593 | 274 | | |

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$R = \frac{P_{\text{кз}}}{3 S_n U_n^2}$$

где $P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания трансформатора, S_n – номинальная мощность трансформатора, U_n – номинальное напряжение трансформатора.

Активное сопротивление кабельной линии:

$$R = \frac{\rho l}{n S}$$

где ρ – удельное сопротивление линии, Ом/км, l – длина линии, км, n – число параллельных кабельных линий.

Данные о синхронных двигателях представлены в таблице 30, где обозначено:

U_n – номинальное напряжение двигателя; P_n и Q_n – номинальные активная и реактивная мощности СД; n – число оборотов СД; D_1 и D_2 – параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.

Таблица 30

| Обозначение в схеме | | | P_n | Q_n | n | D_1 | D_2 |
|---------------------|----|-----|-------|-------|------|-------|-------|
| СД (цех №15) | 10 | 630 | 320 | 4 | 3000 | 2,07 | 3,44 |

В курсовой работе примем загрузку по активной мощности P_n синхронных двигателей равной $K_{\text{доп}}$.

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя:

$$Q_{\text{доп}} = \frac{P_n K_{\text{доп}}}{\tan \phi} - \frac{P_n K_{\text{доп}}}{\tan \phi} \left(\frac{D_1}{D_2} \right)$$

где $K_{\text{доп}}$ – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от ϕ ;

Определение удельной стоимости потерь активной мощности

м

р

кВт

где: руб кВт год – основная ставка тарифа;

руб кВт ч стоимость одного кВт ч электроэнергии; ³ –

м —

м

отношение потерь активной мощности предприятия ρ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям $\rho_{\text{м}}$ активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы; $\rho_{\text{м}}$ – коэффициент учитывающий потери на передачу и трансформацию электрической энергии, равный 1,07-1,11 для сетей напряжением 6(10) кВ.

Определение затрат на генерацию РМ отдельными источниками

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

E

P

ρ

где E – коэффициент амортизационных отчислений, для БК он равен 0,223;

– капиталовложения на 1 Мвар низковольтных БК, P – удельные потери активной мощности в НБК на генерацию одного Мвар, кВт/Мвар.

- для высоковольтных БК (10 кВ):

$$Z_{\text{Г КВ}} = E \cdot K_{\text{КВ}} \cdot C \cdot P_{\text{КВ}} \quad (7.3.2)$$

$Z_{\text{Г КВ}}$ руб Мвар

- для синхронных двигателей:

D

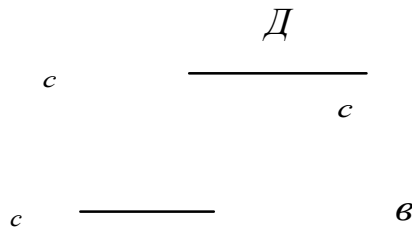
c

c

c

ρ

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 78 |



7.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений

- для радиальных линий:



Рисунок 10 - Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по радиальной линии, расчет эквивалентных сопротивлений проводится следующим образом:

- для магистральных линий с двумя ответвлениями:

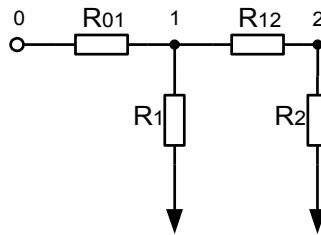


Рисунок 11 - Схема замещения магистральной линии с двумя ответвлениями

Для ТП, питающихся по магистральной линии, сначала введем обозначения:

л л

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле:

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений ТП определяются по формулам:

- для магистральных линий с тремя ответвлениями:

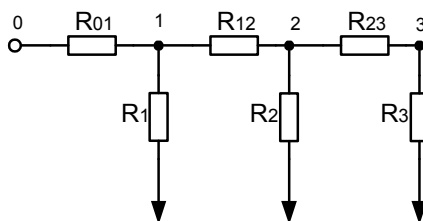


Рисунок 12 - Схема замещения магистральной линии с тремя ответвлениями

Для ТП, питающихся по магистральной линии, сначала введем обозначения:

Эквивалентная проводимость точки 2 и 1 схемы определяется по формуле:

$$\frac{1}{G_{21}} = \frac{1}{G_{12}} + \frac{1}{G_{23}} + \frac{1}{G_{20}}$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений ТП определяются по формулам:

$$R_{12} = \frac{1}{G_{12}}$$

$$R_{23} = \frac{1}{G_{23}}$$

$$R_{20} = \frac{1}{G_{20}}$$

7.5 Определение реактивной мощности источников

где

Результаты расчетов эквивалентных сопротивлений и мощностей низковольтных БК сводим в таблицу 31.

Таблица 31 - Расчет эквивалентных сопротивлений и мощностей НБК

| Место установки БК | R _{эi} , Ом | Q _{си} , Мвар | | Q _{ки} , квар | Q _{ки} ⁺ Q _{си} , квар | Тип принятой стандартной БК | Q _{сти} , квар |
|--------------------|----------------------|------------------------|----------|------------------------|--|-----------------------------|-------------------------|
| | | Расчетное | Принятое | | | | |
| ТП1 | 1,445 | 0,130 | 0,130 | 134 | 264 | КРМ-0,4-300-30 У3 | 300 |
| ТП2 | 2,223 | 0,072 | 0,072 | 0 | 72 | КРМ-0,4-75-7,5 У3 | 75 |
| ТП3 | 6,631 | -0,043 | 0,000 | 91 | 91 | КРМ-0,4-105-7,5 У3 | 105 |
| ТП4 | 1,234 | -0,055 | 0,000 | 35 | 35 | КРМ-0,4-39,6-3,6 У3 | 39,6 |
| ТП5 | 2,174 | 0,060 | 0,060 | 0 | 60 | КРМ-0,4-64,8-7,2 У3 | 64,8 |
| ТП6 | 4,131 | -0,022 | 0,000 | 129 | 129 | КРМ-0,4-150-15 У3 | 150 |
| ТП7 | 2,214 | 0,081 | 0,081 | 0 | 81 | КРМ-0,4-105-7,5 У3 | 105 |
| ТП8 | 3,917 | 0,085 | 0,085 | 44 | 128 | КРМ-0,4-150-15 У3 | 150 |
| ТП9 | 3,862 | 0,056 | 0,056 | 0 | 56 | КРМ-0,4-64,8-7,2 У3 | 64,8 |
| ТП10 | 3,910 | 0,057 | 0,057 | 0 | 57 | КРМ-0,4-64,8-7,2 У3 | 64,8 |
| ТП11 | 3,991 | 0,082 | 0,082 | 0 | 82 | КРМ-0,4-105-7,5 У3 | 105 |
| ТП12 | 4,078 | 0,089 | 0,089 | 0 | 89 | КРМ-0,4-105-7,5 У3 | 105 |
| ИТОГО | - | - | 0,623 | 431 | 1054 | - | 1224 |

Определим реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями:

$$\frac{b}{c} \frac{c}{c}$$

где c – эквивалентное сопротивление СД.

Эквивалентное сопротивление СД:

$$\varepsilon_{сд} = \frac{l_{сд}}{a} \frac{3}{C} \text{ Гсд}$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 81 |

э сд _____

с _____ в с в

7.6 Определение мощности высоковольтной БК

Производится из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

т т гпп к эс сд с

где c – экономически целесообразная реактивная мощность передаваемая энергосистемой заводу, она определяется как минимальная величина из двух:

эс р И эс р _____ сд
нр

где – расчетный коэффициент равный 0,31; и – расчетные активная и реактивная нагрузки всего завода; – коэффициент несовпадения реактивной мощности равный 0,9; c – располагаемая мощность всех синхронных двигателей завода.

р т т гпп

р квар

эс квар

эс _____ квар

Экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая заводом от энергосистемы в режиме максимальных нагрузок энергосистемы: эс
в .

Определим значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_3$, заданного предприятию энергосистемой:

$$\frac{c}{\quad \quad}$$

Подставим все найденные значения в формулу:

квар

СЭС завода имеет избыток реактивной мощности. Расчет в рамках курсового проекта останавливаем.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 83 |

8 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На предприятии присутствуют электроприемники, вносящие искажения в напряжение питающей сети, поэтому произведем оценку качества электроэнергии. Так как у нас присутствуют двигатели, то произведем расчет по нахождению величины просадки напряжения. Запустим СД 1000 кВт.

Активными сопротивлениями элементов СЭС пренебрегаем, поэтому все элементы СЭС представляем своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям:

– для линии:

$$X_{л} = \frac{X_0 \cdot l \cdot \delta}{U_б^2}, \quad (8.1)$$

где X_0 – удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км; l – длина линии, км; $S_б$ – базисная мощность, МВА; $U_б$ – базисное напряжение, кВ.

$$X_{л} = \frac{0,099 \cdot 0,202 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,18$$

– для двигателей, участвующих в пуске:

$$X_{д} = \frac{S_б \cdot U_{ном}^2}{S_n \cdot U_б^2}, \quad (8.2)$$

где S_n – расчетная пусковая мощность СД, МВА.

$$S_n = \frac{P_{ном} \cdot K_n}{\cos\varphi \cdot \eta}, \quad (8.3)$$

где $P_{ном}$ – номинальная мощность ЭД, МВт; K_n – кратность пускового тока; $\cos\varphi$, η – номинальные параметры ЭД.

$$S_n = \frac{1 \cdot 5,6}{0,9 \cdot 0,85} = 7,3 \text{ МВА};$$

$$X_{д} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{7,3 \cdot 10,5^2} = 137.$$

Кроме СД, участвующего в пуске, к шинам подключена другая нагрузка, эту нагрузку будем учитывать условным понятием «пусковой нагрузки»:

$$S_{н.н.} = \sqrt{P_n^2 + Q_n^2}, \quad (8.4)$$

где P_n – активная нагрузка других ЭП; Q_n – реактивная нагрузка других ЭП.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 84 |

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла будет равна:

$$S_{\text{н.э.}} = \sqrt{(\sum P_{\text{н}})^2 + (\sum I_{\text{н}} + \sum Q_{\text{н}})^2}, \quad (8.5)$$

$$S_{\text{н.э.}} = \sqrt{8,4^2 + (7,3 + 6,4)^2} = 16 \text{ МВА.}$$

Тогда эквивалентное сопротивление узла определяется выражением:

$$X_{\text{н.э.}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{н.э.}} \cdot U_{\text{б}}^2}, \quad (8.6)$$

$$X_{\text{н.э.}} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{16 \cdot 10,5^2} = 62,5.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключен ЭД, найдем из выражения:

$$U_{\text{д}} = U_{\text{с}} \cdot \frac{X_{\text{н.э.}}}{X_{\text{с}} + X_{\text{н.э.}}}, \quad (8.7)$$

где $U_{\text{с}}$ – напряжение питающей сети, кВ; $X_{\text{с}}$ – суммарное сопротивление питающей сети до сборных шин, к которым подключен СД.

Сопротивление системы:

$$X_{\text{с}} = X_{\text{с}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{с}}}, \quad (8.8)$$

где $S_{\text{с}}$ – мощность короткого замыкания на шинах системы, МВА.

$$X_{\text{с}} = \frac{1000}{4500} = 0,22.$$

$$U_{\text{д}} = 10,5 \cdot \frac{62,5}{0,22 + 62,5} = 10,46 \text{ кВ.}$$

Просадка напряжения:

$$\Delta U_{\text{доп}} = 10\%$$

$$\Delta U = \frac{U_{\text{с}} - U_{\text{д}}}{U_{\text{с}}} \cdot 100\% = \frac{10,5 - 10,46}{10,5} \cdot 100\% = 0,4\%. \quad (8.9)$$

Следовательно провалы напряжения в сети 10кВ при пуске синхронного электродвигателей незначительны и в рамках допустимых значений.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 85 |

9 РАСЧЕТ ЗАЩИТ УСТАНОВЛЕННЫХ НА САВ 0,4кВ и АВР ЩСН ПС

Рассчитаем токи двухфазного и трехфазного КЗ за трансформатором собственных нужд

Сопротивления ТСН (ТМ-63) находим по формулам:

$$R_{\text{ТСН}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{ном ТП}}}{1000} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}}$$

$$X_{\text{ТСН}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{ном ТП}}}{1000} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}}$$

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^3 = \frac{3 \cdot U_{\text{к}}^2}{Z_{\Sigma}^2} \cdot I_{\text{б}}^2$$

где $c = 11,34$ - сопротивление участка схемы до ТСН, берем из пункта 5.

Выразим её в амперах:

$$I_{\text{КЗ}}^3 = \frac{3 \cdot U_{\text{к}}^2}{Z_{\Sigma}^2} \cdot I_{\text{б}}^2 = \frac{3 \cdot 1000^2 \cdot 10^6}{3 \cdot 0,4^2 \cdot 10^3} \cdot I_{\text{б}}^2 \quad \text{кА}$$

9.1 Защита от перегрузки

Номинальный ток трансформатора мощностью $S_{\text{ТСН}} = 63$ кВА на стороне НН равен:

$$I_{\text{ТСН макс}} = \frac{S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad \text{А}$$

Рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя щита собственных нужд ПС равен:

$$I_{\text{САВ макс}} \cdot I_{\text{Т СН макс}} \quad \text{А}$$

Пиковый ток секционного автоматического выключателя равен:

Примем $K_{\text{СЗП}}$

$$I_{\text{пик САВ}} \cdot I_{\text{САВ макс}} \cdot K_{\text{СЗП}} \quad \text{А}$$

Выбор САВ – секционный автоматический выключатель:

$$I_{\text{ном}} \cdot I_{\text{САВ макс}} \quad \text{А}$$

Выбираем выключатель Compact N 160 с электронным расцепителем STR22SE, $I_{\text{ном}} \text{ А, } I_{\text{л с с с}} \text{ кА [9]}$

Электронный расцепитель R22 (R23) осуществляет следующие виды защиты электрических сетей:

– Защиту от перегрузки (1). Регулируемая уставка тока $I_{\text{с.п.}} = (0,4-1) \cdot I_{\text{н}}$ зависит от номинального тока выключателя и имеет 48 позиций регулирования. Время срабатывания защиты от перегрузок $t_{\text{с.п.}} = 7 \text{ с}$ не регулируется и задаётся при токе $6 \cdot I_{\text{с.п.}}$.

– Селективную токовую отсечку (2) – защиту от КЗ с постоянной выдержкой времени $t_{\text{с.со}} = 40 \text{ мс}$ перед отключением и полным временем отключения выключателя $\leq 60 \text{ мс}$. Регулируемая уставка тока $I_{\text{с.со}} = (2-10) \cdot I_{\text{с.п}}$ задается в зависимости от выбранной уставки защиты от перегруза $I_{\text{с.п}}$ и имеет 8 позиций регулирования.

– Мгновенную токовую отсечку (3) – защиту от КЗ, срабатывающую без выдержки времени. Постоянная уставка тока «жестко» связана с номинальным током выключателя $I_{\text{с.мгн}} = 7 \cdot I_{\text{н}}$.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 87 |

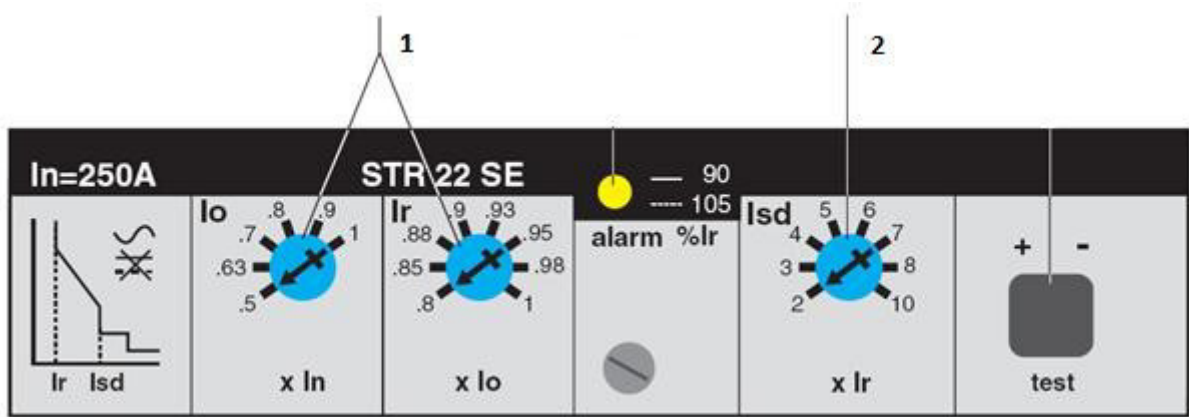


Рисунок 13 - Передняя панель электронного расцепителя

Полученное значение уставки по току $I_{c.п}$ значительно меньше номинального тока выключателя $I_n = 160$ А. Выключатель позволяет делать меньшие уставки тока защиты от перегрузки. Они задаются в пределах $(0,4-1,0) \cdot I_n$, регулируются с помощью двух переключателей I_o и I_r на передней панели расцепителя (1, рис. 1) и имеют 48 ступеней регулирования (произведение $I_o \cdot I_r$). Для определения положений переключателей рассматривается соотношение:

$$\frac{c_{п.СAB}}{СAB} = c$$

Ближайшее большее относительное значение уставки по току равно $I_{c.п.}/I_n=0,64$

$$I_{c.п.} \cdot I_o = 0,8 \cdot 0,8 = 0,64$$

Этому соответствуют четвертое положение переключателя $I_o = 0,8$ и первое положение переключателя $I_{c.п} = 0,8$ (рис. 1)

Таким образом, уставка тока защиты от перегрузки равна:

$$I_{c.п.СAB} = 0,64 \cdot 160 = 103 \text{ А.}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки будут равны:

$$I_{c.п.} \cdot c = c_{п.СAB} \quad \text{А}$$

$$I_{c.п.} \cdot c = c_{п.СAB} \quad \text{А}$$

Уставка времени срабатывания защиты от перегрузки для расцепителя данного выключателя задается c при токе $c_{п С АВ}$ А

Определим коэффициент чувствительности защиты в конце отходящих линий от ЩСН.

Примем, с целью упрощения расчетов, что:

- ток трехфазного КЗ в конце отходящей линии $I_{КЗ отх л}$ кА
- ток двухфазного КЗ в конце отходящей линии $I_{КЗ отх л}$ кА
- ток однофазного КЗ в конце отходящей линии $I_{КЗ отх л}$ кА

Тогда

$$K_{ч зп} = \frac{I_{КЗ отх л}}{c} \cdot c \quad \text{---} \quad K_{доп}$$

Защита чувствительна.

9.2 Селективная токовая отсечка

Уставка тока c_c селективной токовой отсечки должна быть отстроена от пикового тока $I_{пик С АВ}$ А который протекает по С АВ.

Уставка тока c_c связана с уставкой по току c защиты от перегрузки и регулируется переключателем.

Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{пик С АВ}$ к уставке тока c :

$$\frac{I_{пик С АВ}}{c} \quad \text{---}$$

Ближайшая большая уставка будет c_c А. Полученная уставка селективной токовой отсечки должна быть проверена на селективность с уставкой тока селективной токовой отсечки отходящих от ЩСН линий.

Определим коэффициент чувствительности защиты в конце отходящих линий от ЩСН.

$$K_{ч зп} = \frac{I_{КЗ отх л}}{c_c} \quad \text{---} \quad K_{доп}$$

Защита чувствительна.

Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением составляет ≤ 40 мс. Полное время отключения составляет ≤ 60 мс

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 89 |

Время срабатывания селективной отсечки САВ равно:

с с с с в л

Мгновенная токовая отсечка

Мгновенная токовая отсечка срабатывает без выдержки времени. Постоянная уставка тока «жестко» связана с номинальным током выключателя $I_{с.мгн.} = 7 \cdot I_n$.

с н А

Определим коэффициент чувствительности защиты в месте установки САВ.

$$K_{чМО} = \frac{I_{кЗЩСН}}{I_{с.с}} \cdot K_{доп}$$

Защита чувствительна.

Проверим выключатель по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ:

кЗЩСН л с с с

АВР 0,4 кВ ЩСН ПС

Суть автоматического включения резерва состоит в том, что при повреждении какого-либо элемента системы электроснабжения или отключении источника питания обесточенных электроприемников восстанавливается достаточно быстро благодаря автоматической замене поврежденного элемента резервным или автоматическому включению резервного источника.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении вызывает убытки, значительно превышающие стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют, когда имеется в наличии или проектируется дополнительный (резервный) источник питания, например, трансформатор, линия, секция шин. Различают холодный и горячий резервы. В случае холодного резерва при отключении рабочего источника устройством АВР включается второй источник питания, нормально находящийся в резерве. Такие системы действуют надежно, но требуют для своего осуществления значительных

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 90 |

капитальных затрат. При холодном резерве оборудование находится под напряжением на холостом ходу или отключено совсем.

Для устранения этого недостатка применяют горячий резерв. Например, в нормальном режиме два трансформатора двухтрансформаторной подстанции находятся под нагрузкой, но используется не полностью, что отвечает экономически целесообразному режиму работы. Например, КПД трансформатора наибольший при 60...80 %- ной номинальной нагрузке. В этом случае при отключении одного трансформатора второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь в допустимых пределах, обеспечивает бесперебойное электроснабжение потребителя. Такого же эффекта можно добиться при параллельной работе двух или большего числа источников питания и отключении поврежденного элемента средствами релейной защиты без устройства АВР. Однако такое включение источников питания системы электроснабжения вызывает увеличение токов КЗ, значительное усложнение и удорожание работы релейной защиты и часто не обеспечивает необходимой избирательности действия. Эффективность действия АВР в системах электроснабжения составляет 90...95%. Простота схем и высокая эффективность обусловили широкое применение АВР в электрических сетях и энергосистемах.

В эксплуатации находится большое количество АВР разных типов, которые имеют свои специфические особенности. Однако все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1. Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника. Включение резервного источника питания допускается также при КЗ на шинах потребителя.

2. Для того чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться, возможно, быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

3. Действие АВР должно быть однократным, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на не устранившееся КЗ.

4. Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в не отключившемся рабочем источнике. Выполнение этого требования исключает также в отдельных случаях несинхронное включение двух источников питания.

5. Для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

6. Для ускорения отключения резервного источника при его включении на не устранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение защиты резервного источника после АВР.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 91 |

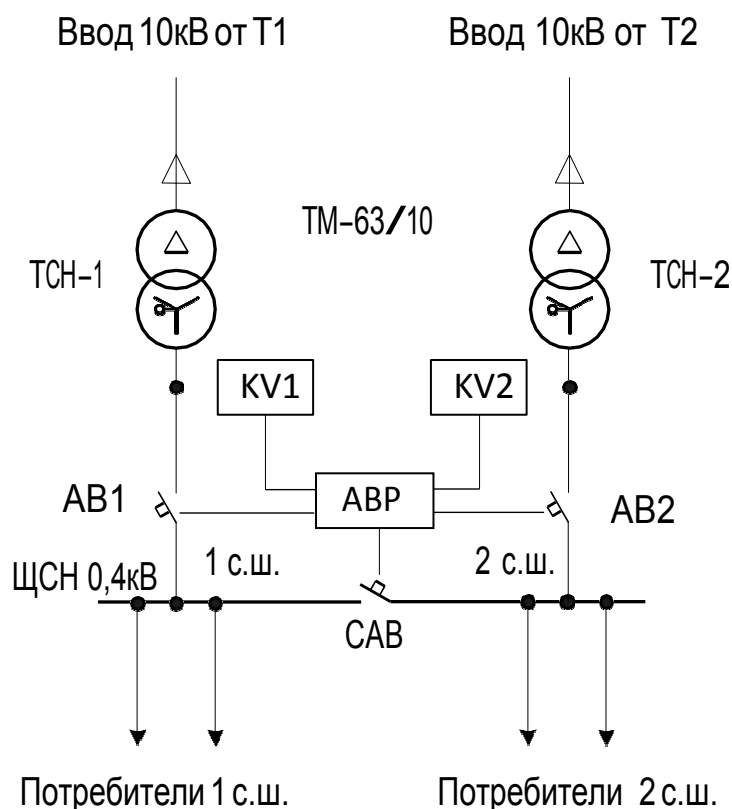


Рисунок 14 – Принцип работы АВР

с х ы в л ж :

- 2 трансформатора ТСН1,2- в работе;
- 2 секции шин 0,4кВ 1,2с.ш.- в работе;
- 2 вводных автоматических выключателя с электромагнитным приводом АВ1, АВ2 - включены;
- 1 секционный автоматических выключатель(САВ) с электромагнитным приводом - отключен;
- 2 реле контроля напряжения подключенные на 1 вводе, 2 вводе до АВ-в работе
- АВР - введено в работу.

ц ы с х ы Р л с ч в ж 1 с :

-схема АВР с выдержкой времени отключает АВ1(2), при наличии напряжения на 2(1)с.ш. и отключенного положения АВ1(2) АВР включает САВ, при восстановлении напряжения на 1(2) с.ш. с выдержкой времени включается АВ1(2) и отключается САВ.

10 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С НЕБОЛЬШОЙ НАГРУЗКОЙ

При выборе цеховых ТП часто возникает вопрос: ставить ТП в данном цехе или запитать цех от соседней ТП, установив лишь низковольтный распределитель? Решение зависит от величины нагрузки, расстояния до соседней ТП, стоимости электроэнергии и т.д. В общем случае нужно произвести технико-экономическое сравнение вариантов.

Считалось питание от соседней ТП и установка НРП экономически выгодна, если выполняется условие[2]:

$$p \leq \frac{10}{\sqrt{r}} \text{ кВА м}$$

где p – полная расчетная нагрузка цеха, – расстояние от НРП цеха до соседней ТП (определяется по длине траншеи кабельной линии между ТП и НРП). Данное условие было получено при Советской экономике. Поэтому требуется проверка работоспособности данного выражения при современной экономике.

Проверим это условие технико-экономическим расчетом.

Распределение электроэнергии от шин ГПП 10кВ до ТП осуществляется по распределительным сетям 10 кВ. Выбор схемы зависит от требуемых степеней надежности электроснабжения, а также от территориального расположения потребителей относительно ГПП и относительно друг друга.

Следует учитывать, что к электрической сети предъявляются определенные технико-экономические требования, с учетом которых и производится выбор наиболее приемлемого варианта.

Экономические требования сводятся к достижению по мере возможности наименьшей стоимости передачи электрической энергии по электрической сети, поэтому следует стремиться к снижению капитальных затрат на строительство и принимать меры к уменьшению ежегодных эксплуатационных расходов. Одновременный учет капитальных вложений и эксплуатационных расходов может быть произведен с помощью метода приведенных затрат. В связи с этим оценка экономичности варианта электрической сети производится по приведенным затратам.

Проведем расчет технико-экономических показателей для двух вариантов схем электроснабжения цехов №16 «Цех футеровки» и №17 «РМЦ»:

- 1) Вариант по магистральной схеме с двухтрансформаторными ТП в цехах №16,17.
- 2) Вариант по радиальной схеме с двухтрансформаторной ТП в цехе №17 и НРП в цехе №16 запитанным от цеха №17

Схемы сравниваемых вариантов представлены на рисунке 15,16.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 93 |

Выберем трансформаторы цеховых ТП для сравниваемых вариантов. Расчеты сведем в таблицу 32.

Рассчитаем питающие кабельные линии для двух вариантов, расчеты сведем в таблицу 33.

Методики расчетов были рассмотрены ранее.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 94 |

Таблица 32 - Выбор числа и мощности трансформаторов 1,2 варианта схем электроснабжения

| Номера цехов и подразделений | Катег. по надежн. | $N_{г\ min}$ | P_p , кВт | Q_p , квар | S_p , кВА | F | | $S_{эт}$ | тип тр-ра | K_3 доп норм | $N_{г\ min}$ | $\Delta N_{г}$ | $N_{г\ min}$ | m | $N_{г\ олг}$ | $S_{г\ ном}$ | № п/ст | $Q_{гp}$ | Q_I | $Q_{ку}$ | K_3 т норм | K_3 т п/ав |
|------------------------------|-------------------|--------------|-------------|--------------|-------------|------|------|----------|-----------|----------------|--------------|----------------|--------------|----|--------------|--------------|--------|----------|-------|----------|--------------|--------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| Вариант 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 17.РМЦ | II | 2 | 841 | 549 | 1005 | 4391 | 0,23 | 1250 | ТМГ | 0,8 | 1,00 | 0,16 | 2 | 0 | 2 | 630 | 7 | 555 | 549 | 0 | 0,79 | 1,4* |
| 16.Цехфутеровки | II | 2 | 450 | 406 | 607 | 5254 | 0,12 | 800 | ТМГ | 0,8 | 0,90 | 0,20 | 2 | 0 | 2 | 400 | 8 | 455 | 406 | 0 | 0,75 | 1,4* |
| Вариант 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 17.РМЦ | II | | 841 | 549 | 1005 | 4391 | 0,23 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 16.Цехфутеровки | II | | 450 | 406 | 607 | 5254 | | | | | | | | | | | | НРП | | | | |
| Итого | II | 2 | 1292 | 956 | 1607 | 9645 | 0,23 | 1250 | ТМГ | 0,8 | 2,00 | 0,71 | 2 | 0 | 2 | 1000 | 7 | 947 | 947 | 9 | 0,8 | 1,4* |

* в послеаварийном режиме необходимо отключить часть потребителей не участвующих в основном технологическом процессе

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
| | | | | |

ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР

| Продолжение таблицы 32 | | | | | | | | | |
|------------------------------|--------------|---------------|---------------|--------------|----------------------|-----------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Номера цехов и подразделений | $U_{кз}, \%$ | $P_{xx}, кВт$ | $P_{кз}, кВт$ | $I_{xx}, \%$ | $\Delta P_{тр}, кВт$ | $\Delta Q_{тр}, квар$ | $P_p + \Delta P_{тр}, кВт$ | $QI + \Delta Q_{тр}, квар$ | $S_p, кВА$ |
| 1 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 |
| Вариант 1 | | | | | | | | | |
| 17.РМЦ | 5,5 | 1,68 | 5,6 | 1,8 | 10 | 67 | 852 | 616 | 1051 |
| 16.Цехфутеровки | 4,5 | 0,95 | 5,5 | 2,1 | 8 | 38 | 459 | 444 | 638 |
| Вариант 2 | | | | | | | | | |
| 17.РМЦ | | | | | | | | | |
| 16.Цехфутеровки | | | | | | | | | |
| Итого | 5,5 | 1,90 | 10,8 | 1,2 | 18 | 94 | 1309 | 1041 | 1673 |

Таблица 33 - Расчет сечений кабельных линий 1,2 варианта схем электроснабжения

| Конечные пункты КЛ | Pp, кВт | Qp, квар | Sp, кВА | Ipk, А | Fэ, мм ² | Fст, мм ² | Тип кабеля | пк | Способ прокладки | Нагрузка, А | | Iдоп, А | Кп, о.е. | Кт, о.е. | Г доп, А | Кав, о.е. | Г ав, А | L, км | го, Ом/км | х0, Ом/км | ΔU, % | ΔW, кВт*час/год | Nлиний | ΔW*Nлиний, кВт*час/год |
|--------------------------------------|---------|----------|---------|--------|---------------------|----------------------|---------------|----|---------------------|----------------|-------------|---------|----------|----------|----------|-----------|---------|-------|-----------|-----------|-------|--------------------|--------|---------------------------|
| | | | | | | | | | | норм реж. | п/а реж. | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| Вариант 1 кабельные линии 10 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ГПП-ТП8 | 655 | 530 | 843 | 46 | 39 | 50 | ААШв | 1 | транш | 46 | 93 | 105 | 0,9 | 1,09 | 103 | 1,2 | 124 | 0,205 | 0,620 | 0,09 | 0,09 | 4297 | 2 | 8594 |
| ТП8-ТП7 | 426 | 308 | 526 | 29 | 24 | 50 | ААШв | 1 | транш | 29 | 58 | 105 | 0,9 | 1,09 | 103 | 1,2 | 124 | 0,050 | 0,620 | 0,09 | 0,01 | 408 | 2 | 815 |
| Вариант 2 кабельные линии 10 и 0,4кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ГПП-ТП7 | 655 | 520 | 836 | 46 | 38 | 50 | ААШв | 1 | транш | 46 | 92 | 105 | 0,9 | 1,09 | 103 | 1,2 | 124 | 0,255 | 0,620 | 0,09 | 0,12 | 5264 | 2 | 10527 |
| ТП7-НРП | 225 | 203 | 303 | 146 | - | 150 | ААШв | 3 | транш | 146 | 292 | 275 | 0,9 | 1,05 | 260 | 1,2 | 312 | 0,050 | 0,206 | 0,06 | 0,61 | 1151 | 2 | 2303 |

| | |
|-------------|--|
| Изм. | |
| Лист | |
| № документа | |
| Подпись | |
| Дата | |

ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР

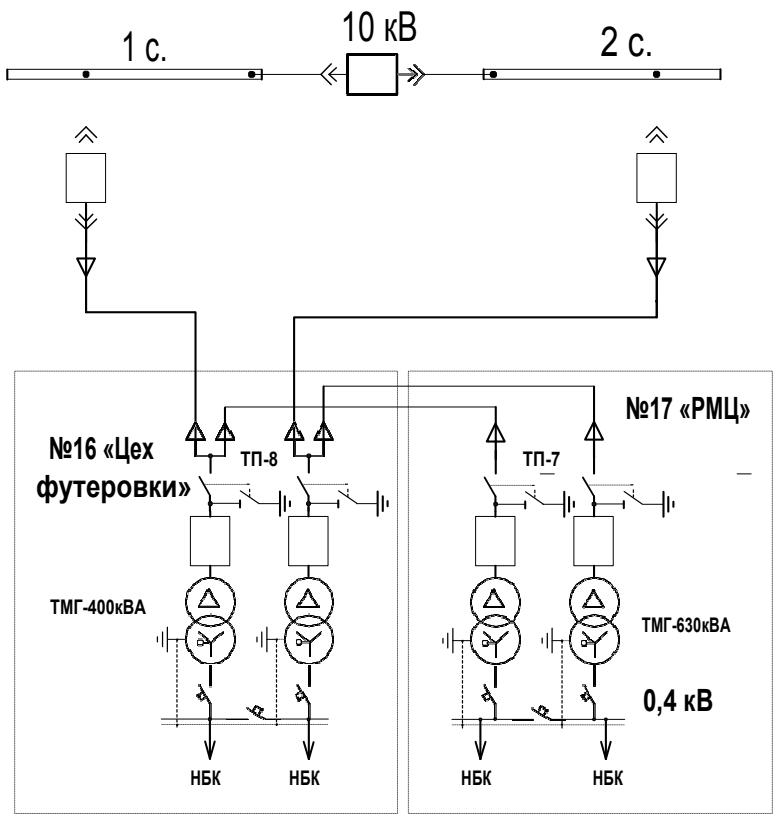


Рисунок 15 - Магистральная схема электроснабжения цехов №16 и №17

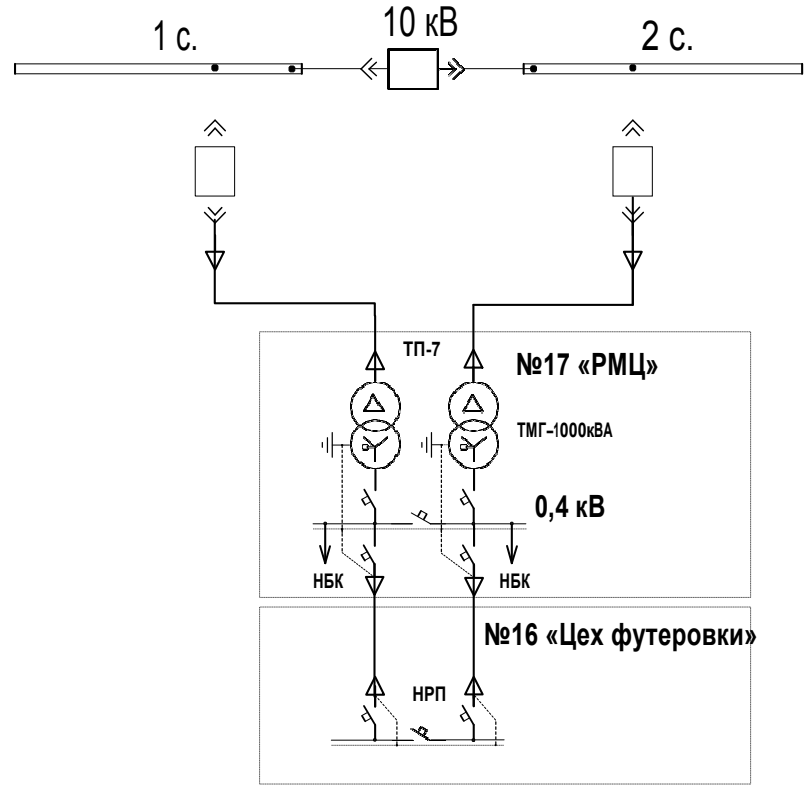


Рисунок 16 - Радиальная схема электроснабжения цеха №17

Рассчитаем потери электроэнергии в цеховых трансформаторах для рассматриваемых вариантов:

| | |
|-----------|--|
| Вариант 1 | $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$ |
| Т | год |
| | $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$ |
| Т | год |
| Вариант 2 | $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$ |
| Т | год |

Рассчитаем потери электроэнергии в КЛ питающих цеховые ТП приведены в таблице 33.

Выбор варианта схемы электроснабжения производится на основе сопоставления двух вариантов: по радиальной и по магистральной схеме. Ущерб учитывать не будем, так как примем эти варианты равнонадежными с целью сокращения расчетов. Оценим: потери в кабельных линиях, в цеховых трансформаторах и их стоимость, учтем стоимость электрооборудования количество которого разное в схемах. Полностью цену цеховой КТП учитывать не будем т.к. РУНН (с секционированием) потребуется как в первом так и во втором варианте. Учтем цены на оборудование: трансформаторов цеховых ТП, РУВН цеховой ТП (по две ячейки КСО с вакуумным выключателем на одну ТП – для первого варианта), автоматических выключателей 0,4кВ для отходящих линий НРП вывод 1(2), кабелей.

Определим технико-экономические показатели вариантов.
 Годовые приведенные затраты находятся по выражению:

$$Z_{г\Sigma} = \frac{K_{\Sigma}}{n_{\Sigma}} + C_{\Sigma} + Y$$

где: n_{Σ} – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности $n=0,12$, отчислений на амортизацию a_i и расходов на обслуживание o_i , для силового оборудования принимается равным 0,193; K_{Σ} – сумма капитальных затрат i й группы одинаковых элементов, определяется по прейскурантам; C_{Σ} – стоимость годовых потерь электроэнергии; Y – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения. Определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Для учебного проектирования рассматриваются равнонадежные варианты и этот показатель, таким образом, из расчетов исключается.

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_3 \quad W_{\text{кл}} \quad C_0$$

где: C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 \quad \frac{K_M}{P_M}$$

где: 12 руб кВт год – основная ставка тарифа;

руб кВт ч стоимость одного кВт ч электроэнергии; $K^{P_3} 1$

$\frac{P_3}{P_M}$

– отношение потерь активной мощности предприятия P_3 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям P_M активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы; – коэффициент учитывающий потери на передачу и трансформацию электрической энергии, равный 1,07-1,11 для сетей напряжением 6(10) кВ.

Тогда удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 \quad 1,11 \frac{1}{1} \quad \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$$

Для 1 варианта:

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

Тогда годовые приведенные затраты:

$$Z_{\text{гс}} \quad \text{тыс руб}$$

Цены на кабельную продукцию, трансформаторы, ячейки берем из [flagma.ru].

Сведем расчеты в таблицу 32.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 100 |

Таблица 32 – Расчет затрат по 1 варианту

| Наименование оборудования | Единицы измерения | Кол-во | Стоимость единицы, тыс. руб. | Кап. вложения, тыс. руб. | Отчис- | Затраты, тыс.руб. | Потери эл. энергии, (кВт*ч)/год | Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб. |
|-------------------------------------|-------------------|--------|------------------------------|--------------------------|-------------|-------------------|---------------------------------|--|
| | | | | | ления, о.е. | | | |
| КЛ 10 кВ в траншее ААШв 3х50 | км | 0,410 | 231 | 95 | 0,165 | 16 | 8594 | 41 |
| КЛ 10 кВ в траншее ААШв 3х50 | км | 0,100 | 231 | 23 | 0,165 | 4 | 815 | 4 |
| трансформатор ТМГ 630кВА | шт | 2 | 324 | 648 | 0,193 | 125 | 67051 | 318 |
| трансформатор ТМГ 400кВА | шт | 2 | 218 | 436 | 0,193 | 84 | 53590 | 255 |
| Ячейка КСО с вакуумным выключателем | шт | 4 | 260 | 1040 | 0,165 | 172 | - | - |
| ИТОГО | | | | 2242 | | 400 | 130050 | 618 |

Для 2 варианта:

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

—

Тогда годовые приведенные затраты:

Сведем расчеты в таблицу 33.

Таблица 33 – Расчет затрат по 2 варианту

| Наименование оборудования | Единицы измерения | Кол-во | Стоимость единицы, тыс. руб. | Кап. вложения, тыс. руб. | Отчисления, о.е. | | Затраты, тыс.руб. | Потери эл. энергии, (кВт*ч)/год | Стоимость потерь электроэнергетики, тыс. руб. |
|-------------------------------------|-------------------|--------|------------------------------|--------------------------|------------------|--|-------------------|---------------------------------|---|
| | | | | | Итого | | | | |
| КЛ 10 кВ в траншее ААШв 3х50 | км | 0,510 | 231 | 118 | 0,165 | | 19,44 | 10527 | 50 |
| КЛ 0,4 кВ в траншее ААШв 3х150 | км | 0,300 | 500 | 150 | 0,165 | | 24,75 | 2303 | 11 |
| трансформатор ТМГ 1000кВА | шт | 2 | 488 | 976 | 0,193 | | 188,37 | 105836 | 503 |
| Автоматический выключатель ВА-1000А | шт | 2 | 20 | 40 | 0,165 | | 6,60 | - | - |
| ИТОГО | | | | 1284 | | | 239 | 118666 | 564 |

Результаты сравнения вариантов сведем в таблицу 34.

Таблица 34 – Расчет приведенных затрат для вариантов

| Вариант | K_{Σ} , тыс. руб. | $\sum K_{\Sigma}$, тыс. руб. | $\sum, \text{кВт ч. } C_{\Sigma}$, тыс. руб. | $Z_{\Gamma \Sigma}$, тыс. руб. | |
|---------|--------------------------|-------------------------------|---|---------------------------------|-------|
| 1 | 2 242 | 400 | 130 050 | 618 | 1 018 |
| 2 | 1 284 | 239 | 118 666 | 564 | 803 |

Вывод: по критерию минимизации приведенных затрат предпочтительней является вариант 2, второй вариант схемы электроснабжения экономичнее на 27%. Следовательно, для электроснабжения цеха №16 «Цех футеровки» нужно принять вариант с низковольтным распределительным пунктом (НРП) но пятнадцатитысячное правило запрещает нам это сделать.

кВА м

Неравенство не верно.

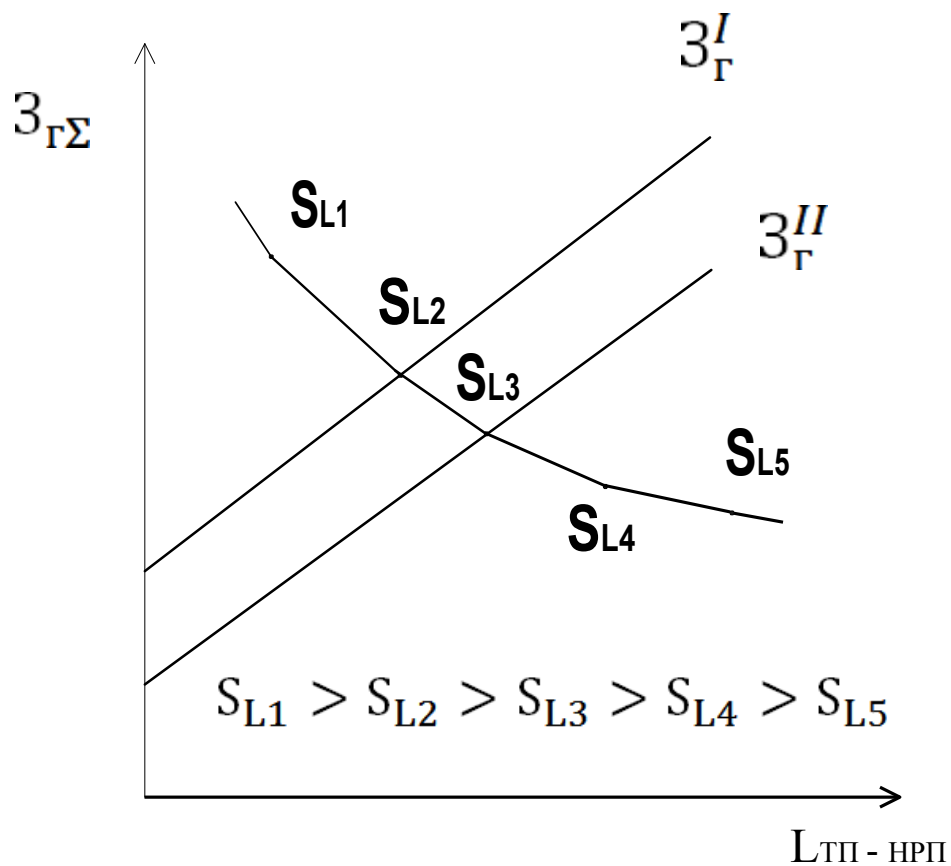


Рисунок 17 – Зависимость затрат от мощности и удаленности

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |

ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР

Лист

103

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Расчет заземляющего устройства подстанции 10/0,4 кВ

Для обеспечения безопасных условий работы обслуживающего персонала от поражения напряжением прикосновения и шаговым напряжением необходимо все части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под таковым при повреждении изоляции, надежно заземлять.

Заземляющее устройство ТП принято общим для напряжения 10 и 0,4 кВ. Сопротивление заземляющего устройства должно быть $R_3 \leq 4$ Ом в любое время года. Заземляющее устройство выполнено углубленными заземлителями из полосовой стали, укладываемой в траншею глубиной 0,6 м по периметру распределительного пункта, и вертикальными электродами. Заземляющий контур связан с магистральным заземлением в двух местах. Магистраль заземления выполнена из полосовой стали. В качестве ответвлений от магистралей используются нулевые жилы кабелей и специально прокладываемые стальные полосы.

Заземлению подлежат корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, щитов управления, ящиков и шкафов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов.

Не допускается использовать в качестве заземлителей трубопроводы горючих жидкостей, горючих или взрывоопасных газов и смесей и трубопроводов канализации и центрального отопления. Указанные ограничения не исключают необходимости присоединения таких трубопроводов к заземляющему устройству с целью уравнивания потенциалов в соответствии с ПУЭ 1.7.82.

Не следует использовать в качестве заземлителей железобетонные конструкции зданий и сооружений с предварительно напряженной арматурой, однако это ограничение не распространяется на опоры ВЛ и опорные конструкции ОРУ.

Возможность использования естественных заземлителей по условию плотности протекающих по ним токов, необходимость сварки арматурных стержней железобетонных фундаментов и конструкций, приварки анкерных болтов стальных колонн к арматурным стержням железобетонных фундаментов, а также возможность пользования фундаментов в сильноагрессивных средах должны быть определены расчетом.

Согласно ПУЭ, сопротивление заземляющего устройства в электроустановках напряжением до 1 кВ не должно превышать 4 Ом.

Для обеспечения этого требования нужно установить заземляющее устройство с величиной меньше или равной 4 Ом.

Для определения количества вертикальных заземлителей, необходимо прежде всего определить сопротивление одного заземлителя (электрода).

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 104 |

Сопротивление растекания одного вертикального электрода:

$$R = \frac{\rho_{р.ч.}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left(\ln \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t_1 + l}{4t_1 - l} \right) \quad (11.1)$$

где: $\rho_{р.ч.}$ - расчетное сопротивление грунта для вертикальных электродов; l_B - длина вертикальных заземлителей = 2,5 м; d - внешний диаметр электрода = 16 мм; t_1 - расстояние от поверхности земли до середины заземлителя.

Расчетное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{р.ч.} = \rho \cdot \psi, \quad (11.2)$$

где: ψ - коэффициент сезонности, для II климатической зоны равный 1,7 для вертикальных заземлителей, 3,5 - для горизонтальных.

$$R^B = \frac{1,7 \cdot 100}{2 \cdot \pi \cdot 2,5} \left(\ln \frac{2 \cdot 2,5}{0,016} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 1,85 + 2,5}{4 \cdot 1,85 - 2,5} \right) = 65,97$$

Определяем ориентировочное число вертикальных заземлителей:

$$N = \frac{R}{K_{II} \cdot R_{II}}, \quad (11.3)$$

где: K_{II} - коэффициент использования электродов, $K_{II} = 0,65$; R_{II} - сопротивление искусственного заземлителя, равное 4 Ом.

$$N = \frac{65,97}{0,65 \cdot 4} = 25,4.$$

Принимаем число вертикальных электродов 26 шт.

Расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов:

$$R = \frac{\rho_{р.ч.}}{l \cdot K_{II}} \cdot \ln \frac{l^2}{b \cdot t}, \quad (11.4)$$

где: l - длина полосы; b - ширина полосы = 50 мм; K_{II} - коэффициент использования для полосового заземлителя, равный 0,42[8].

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 105 |

Длина полосы рассчитывается по формуле:

$$l = L \cdot (N - 1), \quad (11.5)$$

где: L – расстояние между двумя соседними вертикальными заземлителями.

$$l_{\Pi} = 2,5 \cdot (26 - 1) = 62,5 \text{ м};$$

$$R_{\Gamma} = \frac{3,5 \cdot 100}{62,5 \cdot 0,42} \cdot \ln \frac{62,5^2}{0,05 \cdot 0,6} = 157,7 \text{ Ом.}$$

Сопротивление вертикальных заземлителей, с учетом сопротивления заземляющей полосы:

$$R_{B1} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_H}{R_{\Gamma} - R_H} = \frac{157,7 \cdot 4}{157,7 - 4} = 4,1 \quad (11.6)$$

Уточняем минимальное число вертикальных заземлителей, с учетом полосового заземлителя:

$$N_B = \frac{R}{K_{II} \cdot R_{B1}} = \frac{65,97}{0,65 \cdot 4,1} = 24,8. \quad (11.7)$$

Окончательно принимаем количество вертикальных заземлителей - 26 шт.

Сопротивление искусственного заземлителя с минимальным числом электродов:

$$R_{II} = \frac{R_B}{K_{II} + N_{B1}} = \frac{65,97}{0,65 \cdot 26} = 3,9 \quad (11.8)$$

Заземляющее устройство подстанции 10/0,4 представлено на рисунке 18.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 106 |

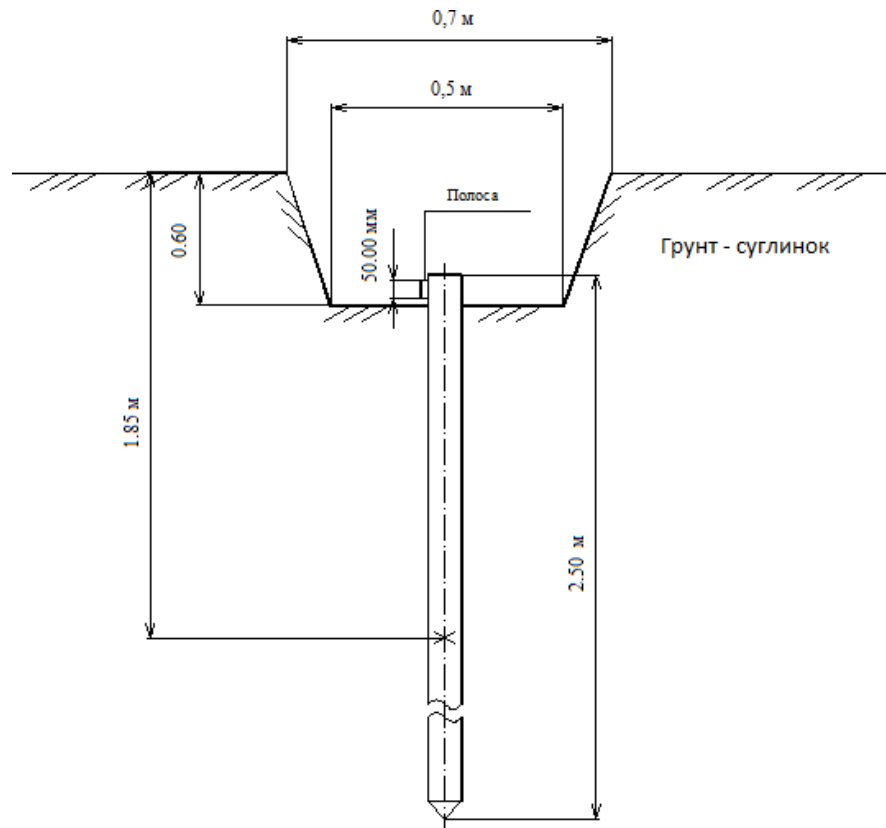


Рисунок 18 – Установочные размеры вертикального заземлителя

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 107 |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте были рассмотрены вопросы проектирования системы электроснабжения группы цехов завода камнелитых изделий. В результате принята схема внешнего электроснабжения, для которой выбрано все электротехническое оборудование. Было рассмотрено два варианта внешнего электроснабжения и принят наиболее подходящий из них. Выбраны трансформаторы цеховых ТП с учетом надежности их электроснабжения. Так же решены вопросы с компенсацией реактивной мощности в системе электроснабжения завода путем установки в разных ее узлах батарей конденсаторов. В разделе релейная защита рассчитаны защиты установленные на секционном выключателе 0,4кВ щита собственных нужд ПС. В разделе специальная часть рассмотрен вопрос питания потребителей с небольшой нагрузкой. В разделе безопасности жизнедеятельности рассчитан контур ТП 10/0,4кВ. В целом всё принятое к установке оборудование отвечает требуемой надежности, условиям окружающей среды на заводе и современным тенденциям, которые существуют в современной электротехнике.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 108 |

Библиографический список

1. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения. М: Энергоатомиздат, 1990 - 576с.
2. Ершов А.М., Петров О.А., Ситчихин Ю.В.. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 1; – Челябинск, ЧПИ, 1987 - 57с.
3. Ершов А.М., Петров О.А.. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 2; – Челябинск, ЧПИ, 1987 - 44с.
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.Л.. Электрическая часть электростанций и подстанций. Изд. 4-е; – М: Энергоатомиздат, 1989 - 607с.
5. Правила устройства электроустановок. /Минэнерго СССР. 7-е издание, переработанное и дополненное; – М: Энергоатомиздат, 1999.
6. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Том 1,2. М: Энергоатомиздат, 1986, 1987 – 568,592с.
7. Электронный справочник V2.0.
8. Цены на электрооборудование <https://ekaterinburg.flagma.ru>
9. Ершов А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Учебное пособие. Часть 3; Челябинск, Издательский центр ЮУрГУ.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---|------|
| | | | | | ЮУрГУ - 13.03.02.2018.268 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 109 |