

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоусте

Факультет техники и технологии

Кафедра электрооборудования и автоматизации производственных процессов

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

_____ Ю.С. Сергеев
_____ 2020 г.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КНС
«КУСТ -301» ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР

Консультанты

Безопасность жизнедеятельности
доцент

_____ С.Н. Трофимова
_____ 2020 г.

Руководитель работы
доцент

_____ С.Н. Трофимова
_____ 2020 г.

Экономическая часть
доцент

_____ С.Н. Трофимова
_____ 2020 г.

Автор работы
студент группы ФТТ-533

_____ Д.Д. Акзигитов
_____ 2020 г.

Нормоконтролер
ст. преподаватель

_____ О.В. Терентьев
_____ 2020 г.

Златоуст 2020

АННОТАЦИЯ

Акзигитов Д.Д. Разработка системы электроснабжения КНС «Куст-301» Приобского месторождения – г. Златоуст: филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г.Златоусте, кафедра ЭАПП; 2020 г., 64 с., 4 ил., библиограф. список – 36 наим., 8 листов чертежей ф. А1.

В работе рассмотрены вопросы обеспечения бесперебойности электроснабжения потребителей КНС «Куст-301». Произведен расчёт электрических нагрузок, компенсацию реактивной мощности, выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции, произведена компоновка трансформаторной подстанции, анализ электрооборудования, выбор место положения и числа трансформаторных подстанций, выбрана схема электроснабжения, и произведена технико-экономическая оценка.

Разработанная система электроснабжения КНС «Куст-301» Приобского месторождения позволит обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей КНС «Куст-301».

В разделе безопасность жизнедеятельности осуществлен выбор конструктивного исполнения заземления подстанции.

Использование материалов работы планируется использовать КНС «Куст-301» Приобского месторождения.

| | | | | | | | |
|-----------|----------------|----------|---------|------|---|------|--------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | Акзигитов Д.Д. | | | | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | Трофимова С.Н. | | | | Д | 2 | 64 |
| Реценз. | | | | | Филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоуст Кафедра ЭАПП | | |
| Н. Контр. | Терентьев О.В. | | | | | | |
| Утверд. | Сергеев Ю.С. | | | | | | |

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 4 |
| 1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ..... | 5 |
| 2 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА..... | 7 |
| 2.1 Особенности технологического процесса производства КНС «Куст- 301» Приобского месторождения..... | 7 |
| 2.2 Качество электроэнергии | 8 |
| 2.3 Анализ работы системы электроснабжения в настоящее время..... | 10 |
| 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК | 12 |
| 4 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ | 15 |
| 5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАН ЦИИ..... | 17 |
| 6 КОМПОНОВКА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ | 25 |
| 7 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ КНС | 27 |
| 7.1 Расчёт мощности электродвигателей насосной станции..... | 27 |
| 7.2 Характеристика электрооборудования КНС | 27 |
| 8 ВЫБОР МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ И ЧИСЛА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОД- СТАНЦИЙ | 29 |
| 9 ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ | 34 |
| 9.1 Выбор внешней схемы электроснабжения..... | 35 |
| 9.2 Выбор сечения кабелей на участках распределительной сети | 38 |
| 9.3 Техничко-экономический расчёт выбора внешней схемы электроснаб- жения | 38 |
| 9.4 Выбор внутренней схемы электроснабжения | 40 |
| 9.5 Принципиальная схема ПС35/6кв № 4701 | 41 |
| 9.6 Принципиальная схема КНС К-301 | 44 |
| 9.7 Принципиальная схема РУ-6/0,4кВ КНС К-301 | 47 |
| 10 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА | 50 |
| 10.1 Расчет затрат на материалы и запасные части | 50 |
| 11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ | 52 |
| 11.1 Выбор конструктивного исполнения заземления подстанции | 52 |
| 11.2 Расчёт защитного заземления подстанции..... | 53 |
| 11.3 Противопожарная и взрывобезопасность | 54 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 59 |
| БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК | 60 |

ВВЕДЕНИЕ

Потребность к нефти и газу с каждым годом увеличивается. Этот требует осваивать всё новые и новые месторождения, залежи нефти, природного газа.

Научно – технический прогресс нефтяного оборудования способствует повышению уровня электрификации нефтяной промышленности. Для поддержания пластового давления целого месторождения строят на базе центробежных насосных агрегатов ЦНС – 180 и ЦНС – 500 блочные кустовые насосные станции. Они, в основном, и служат для закачки воды в пласты.

Выбирают разные варианты электрооборудования КНС. В последнее время для мощных насосов нагнетание воды в пласт используется синхронные двигатели типа СТД – 1600, а это в свою очередь требует устойчивое питание.

В Западной Сибири применяются готовые блочные кустовые насосные станции. В зависимости от типа двигателей, установленных на кустах, выбирается вариант электроснабжения и электрооборудования.

Заводами изготовителями непрерывно совершенствуется наземное электрооборудование, модернизируется устаревшие по технологии элементы, заменяются на более совершенные, уменьшается габариты, повышается устойчивость работы в жёстких климатических условиях, облегчается работа по обслуживанию. [36]

Целью выпускной квалификационной работы является снижение недоотпуска электрической энергии.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- анализ электрооборудования КНС;
- анализ работы системы электроснабжения;
- выбор внешней схемы электроснабжения КНС «Куст-301»;
- выбор внутренней схемы электроснабжения КНС «Куст-301»;
- выбор местоположения и числа трансформаторных подстанций;
- технико-экономический расчёт выбора внешней схемы электроснабжения;
- разработка мероприятий безопасного обслуживания системы электроснабжения КНС «Куст-301».

Объект: КНС-301 Приобского месторождения.

Предмет: Система электроснабжения КНС-301 Приобского месторождения.

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, И РЕШЕНИЙ

Автоматический Ввод Резерва (АВР) – один из методов релейной защиты, направленный на повышение надежности работы сети электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к системе дополнительных источников питания в случае потери системой электроснабжения из-за аварии. Реализацию схем АВР осуществляют с помощью средств РЗА: реле различного назначения; цифровых блоков защит (контроллер АВР); микропроцессорный блок управления. Бесперебойное питание можно реализовать, осуществив электропитание каждого потребителя от двух источников одновременно, однако подобная схема имеет ряд недостатков:

- токи КЗ при такой схеме гораздо выше, чем при отдельном питании потребителей;
- в питающих трансформаторах выше потери электроэнергии;
- релейная защита сложнее, чем при отдельном питании;
- необходимость учета перетоков мощности вызывает трудности, связанные с выработкой определенного режима работы системы.

В качестве измерительного органа для АВР в высоковольтных сетях служат реле минимального напряжения, подключенные к защищаемым участкам через трансформаторы напряжения. В случае снижения напряжения на защищаемом участке электрической сети реле даёт сигнал в схему АВР. Однако, условие отсутствия напряжения не является достаточным для того, чтобы устройство АВР начало свою работу. Как правило, должен быть удовлетворён еще ряд условий:

- на защищаемом участке нет запретов по защитам;
- на соседнем участке, от которого предполагается получать питание после действия АВР, напряжение присутствует;
- ключ управления АВР введён в авто. После проверки выполнения всех этих условий логическая часть АВР даёт сигнал на отключение вводного выключателя обесточенной части электрической сети и на включение секционного выключателя.

На сегодняшний день возрастает доля электроприемников перерыв в электроснабжении которых даже на время действия АВР не допустим. При провале напряжения до 0,35 – 0,60 от номинального случаются отпадания контакторов и пускателей электродвигателей и тем самым нарушается нормальная работа электродвигателей. Решением проблемы должен стать ввод резерва в течение 30 – 50мс, тем самым будет обеспечено бесперебойное электроснабжение потребителей. На сегодняшний день на рынке представлен широкий спектр устройств, обеспечивающих выполнение функцию АВР. Среди них можно встретить АВР реализованные как на реле минимального тока, так и более сложные системы. Система реализованная на элементе SUE 3000 в сочетании с вакуумным выключателем VM1-T производства АВВ (Германия) позволяет осуществлять полный цикл АВР с переключением питания на неподвижный ввод. Разработано для применения в составе шкафов КРУ Unigear ZS1, доступно для интеграции в оборудование других производителей. Скорость прохождения АВР 120 – 1500мс. Устройства серии АВР-6 и АВР-

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 5 |

10 производства ОАО «Завод электромонтажных изделий» Чебоксары предназначено для взаимного резервирования секций 6 – 20кВ. Скорость ввода резерва не более 3000мс. Комплекс быстродействующего АВР (БАВР) НПК ПРОМИР. Обеспечение надежного и непрерывного электроснабжения потребителей за счет быстродействующего ввода за время не более 65мс резервного питания в случае аварийных и ненормальных режимов в питающих электрических сетях.

Выводы по разделу один: для установки на ПС 35/6кВ №4701 предполагается использовать устройство быстродействующий автоматический ввод резерва (БАВР) производство НПК ПРОМИР.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 6 |

2 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

2.1. Особенности технологического процесса производства КНС «Куст-301» Приобского месторождения

Основными потребителями электрической энергии в Приобском месторождении являются кусты эксплуатационных скважин.

Каждая скважина оборудована насосом. При насосном способе нефть добывается из скважин с помощью бес штанговых погружных насосов либо плунжерных станков-качалок. Для привода станков-качалок чаще всего применяются асинхронные короткозамкнутые двигатели исполнения единой серии АОП2 на 380В мощностью от 4 до 100 кВт.

В настоящее время для привода станков-качалок применяют бесконтактные синхронные электродвигатели серии СДБ, причем питание обмотки возбуждения у этих двигателей от сети переменного тока через полупроводниковый выпрямитель.

Для привода погружных центробежных насосов используют специальные погружные электродвигатели серии ПЭД номинальной мощностью от 7 до 17 кВт. На промыслах, где применяются газлифтный способ эксплуатации, нефть и нефтяной газ добывают с помощью компрессоров. На компрессорных станциях газлифтной эксплуатации скважин применяются синхронные электродвигатели напряжением 6 и 10 кВ серии СТДП с бесщёточной системой возбуждения.

Недра Земли нельзя рассматривать только как источник полезных ископаемых, необходимых для жизнедеятельности человека. Загрязнения недр и их нерациональное использование отрицательно отразится на всей геологической среде, состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, атмосферы, почве, лесе, режиме рек и водоемов, растительности и условиях обитания многих биологических видов.

В процессе проводки скважин предусматривается и реализуется комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы в скважинах изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважины кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементирования.

Устье скважины после спуска кондуктора или промежуточной колонны оборудуется превенторной установкой. Обвязка превенторов должна выполняться по типовой схеме утвержденной нефтегазодобывающим управлением. Кроме того, каждая буровая установка должна быть обеспечена отпрессованным обратным клапаном, соответствующих размеру бурильного инструмента. Обвязка устья бурящихся, находящихся в эксплуатации скважин, должна обеспечивать надежную герметизацию устья скважины, осуществлении прямой и обратной промывки, замену газированной промывочной жидкости на свежую с необходимым продавливанием. Контроль за давлением в скважине при загерметизированном устье, при промывке

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 7 |

с противодействием, регулирование противодействия на пласт при газонефтепроявлениях.

2.2 Качество электроэнергии

Качество электроэнергии тесно связано с надежностью электроснабжения, поскольку нормальным режимом электроснабжения потребителей является такой режим, при котором потребители получают электроэнергию бесперебойно, в количестве, заранее согласованном с энергоснабжающей организацией, и нормированного качества.

В реальных условиях работы электрической сети параметры ее режима изменяются в достаточно широких пределах вследствие непрерывного изменения нагрузки потребителей, плановых и аварийных включений, и отключений отдельных приемников электроэнергии, элементов сети.

Отклонение параметров режима питающей сети от номинальных значений приводит к снижению экономичности работы приемников за счет уменьшения производительности технологических установок, сокращению сроков службы электроприемников и может нанести прямой ущерб за счет нарушения технологических процессов и брака продукции.

Для сетей трехфазного тока показателями качества отпускаемой электроэнергии являются:

- установившееся отклонение напряжения;
- размах изменения напряжения;
- доза фликера;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности;
- отклонение частоты;
- длительность провала напряжения;
- импульсное напряжение;
- коэффициент временного перенапряжения.

Существуют два вида норм качества электроэнергии (КЭ): нормально допустимые и предельно допустимые.

Оценка соответствия показателей КЭ указанным нормам проводится в течение расчетного периода, равного 24 часам.

Нормы качества электроэнергии представлены в таблице 2.1.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 8 |

Таблица 2.1 - Нормы качества электроэнергии

| Показатель качества электроэнергии | Нормы качества электроэнергии | |
|---|-------------------------------|----------------------|
| | нормально допустимые | предельно допустимые |
| Установившееся отклонение напряжения δU_y , % | ± 5 | ± 10 |
| Отклонение частоты Δf , Гц | $\pm 0,2$ | $\pm 0,4$ |
| Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой K_{0U} , % и обратной последовательно-сти в точках общего присоединения к электросетям K_{2U} , % | 2 | 4 |
| Длительность провала напряжения Δt_n , с | | 30 |

Отклонения показателей качества электроэнергии от нормируемых значений ухудшают условия эксплуатации электрооборудования потребителей электроэнергии, могут привести к значительным убыткам.

Потребители, в свою очередь, также оказывают влияние на качество электроэнергии.

2.3. Анализ работы системы электроснабжения в настоящее время

Был проведен анализ работы КНС «Куст-301» Приобского месторождения, который показал, что система электроснабжения в настоящее время не отвечает современным требованиям, так как имеются нарушения электроснабжения по причинам отказа оборудования.

Результаты анализа представлены в таблицах 2.2-2.6.

Таблица 2.2 - Время простоя в результате отказов электрооборудования

| Месяц | Количество штук | Время простоя | Причина |
|---------|-----------------|---------------|--------------------|
| Январь | 3 | 2 часа | Отказ оборудования |
| Февраль | 5 | 3 часа 40 мин | Отказ оборудования |
| Март | 1 | 40 мин | Отказ оборудования |
| Апрель | 1 | 4 часа | Отказ оборудования |
| Май | 2 | 3 часа | Отказ оборудования |
| Июнь | 2 | 30 мин | Отказ оборудования |

Таблица 2.3 - Нарушение электроснабжения потребителей в зависимости от вида отказавшего оборудования

| Месяц | Вид отказавшего оборудования | Количество штук |
|---------|------------------------------|-----------------|
| Январь | Выключатель, разрядник. | 3 |
| Февраль | Выключатель. | 5 |
| Март | Выключатель. | 1 |
| Апрель | Выключатель, разрядник. | 1 |
| Май | выключатель, разрядник. | 2 |
| Июнь | Выключатель, разрядник. | 2 |

Таблица 2.4 -Причины отказов оборудования

| Вид отказавшего оборудования | Причина отказа | Количество, штук |
|------------------------------|----------------------------------|------------------|
| Выключатель, шинопровод | КЗ, ошибочные действия персонала | 3 |
| Выключатель, разъединитель | ТО от МТЗ | 5 |
| Разъединитель | МТЗ | 1 |
| Выключатель, разрядник | МТЗ | 1 |
| Выключатель | Ошибочные действия персонала, КЗ | 2 |
| Выключатель, шинопровод | КЗ | 2 |

Недоотпуск электроэнергии только за 2019 год составил 65, 2тыс.кВт*часов. Данные по недоотпуску электроэнергии сведены в таблицу 2.5

Таблица 2.5 – Недоотпуск электроэнергии

| Электрооборудование | % | Недоотпуск ,тыс. кВт*ч |
|---------------------|-------|------------------------|
| Провод ВЛ | 63,09 | 27,1 |
| Опора | 26,73 | 8,04 |
| ГН | 5,38 | 16,71 |
| Изолятор | 0,99 | 3,85 |
| Разъединитель | 0,00 | 3,8 |
| Силовой кабель | 3,82 | 5,70 |
| Итого | 100 | 65,2 |

Возникновение аварийных ситуаций на любом участке фидера приводит к отключению всех потребителей или в случае однофазных замыканий на землю к длительной работе в таком режиме.

3. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

При разработке проекта электроснабжения нефтяной промышленности необходимо определить максимальную электрическую мощность, передачу которой требуется для нормальной работы объекта. В зависимости от этой величины, называемой расчётной нагрузкой, выбирают источник электроснабжения и все оборудование электрической сети, обеспечивающие передачу требуемой мощности: линии, трансформаторы, РУ.

Максимальная мощность, потребляемая группой приёмников с приёмной нагрузкой, всегда меньше суммы номинальных мощностей этих приёмников. Это объясняется тем, что приёмники не всегда загружаются на полную мощность, а их наибольшие нагрузки не совпадают по времени. Это необходимо учитывать при выборе элементов системы электроснабжения во избежание завышения их пропускной способности и стоимости.

Для расчёта электрических нагрузок использую коэффициент спроса, K_c это отношение расчётной мощности $P_{расч}$ к суммарной мощности группы $P_{ном}$.

Для определения расчетной мощности проектируемого объекта необходимо знать коэффициент спроса (K_c), и коэффициент мощности $\cos\varphi$.

Таблица 3.1- Потребляемая группа приёмников

| № | Название потребителей | Мощность цеха | Коэффициент спроса K_c | $\cos\varphi$ | Количество |
|---|-----------------------|---------------|--------------------------|---------------|------------|
| | | $P_{ном}/кВт$ | - | - | - |
| 1 | КНС | 3200 | 0,75 | 0,8 | 2 |
| 2 | КНД 1 | 1900 | 0,8 | 0,7 | 1 |
| 3 | КНД2 | 1800 | 0,8 | 0,7 | 1 |
| 4 | КНД3 | 1700 | 0,8 | 0,7 | 1 |
| 5 | КНД4 | 2000 | 0,8 | 0,7 | 1 |

Зная коэффициент спроса (K_c) и мощность цехов, определяем расчётную мощность, данные берём по таблице (3.1)

Расчет мощностей для подстанции:

Определяем активную расчетную мощность по формуле (3.1):

$$P_{расч} = K_c \cdot P_{ном}, \quad (3.1)$$

где, $P_{расч}$ - расчётная мощность;

K_c - коэффициент спроса;

$P_{ном}$ -Мощность;

$$0,75 \cdot 3200 = 2400 \text{ кВт}$$

Определяется полная расчетная мощность по формуле (3.2):

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{расч.}}}{\cos \varphi}, \quad (3.2)$$

где, $S_{\text{расч}}$ -мощность;
 $\cos \varphi$ - табличное значение;

$$\frac{2400}{0,8} = 3000 \text{ кВА}$$

Определяется расчетная реактивная мощность по формуле (3.3):

$$Q_{\text{расч}} = S_p \cdot \sin \varphi, \quad (3.3)$$

где, $Q_{\text{расч}}$ - расчетна мощность;
 S_p –мощность;

$$3000 \cdot 0,59 = 1770 \text{ кВАр.}$$

Т.к. расчет мощности других потребителей аналогичен, данные заносим в таблицу 3.2

Таблица 3.2- Мощность потребителей

| № | Название потребителей | $P_{\text{ном}}$ | P_p | S_p | Q_p |
|---|-----------------------|------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| | | кВт | кВт | кВА | кВАр |
| 1 | КНС | 3200 | 2400 | 3000 | 1770 |
| 2 | КНД1 | 1900 | 1520 | 2171 | 1519 |
| 3 | КНД2 | 1800 | 1440 | 2057 | 1439 |
| 4 | КНД3 | 1700 | 1360 | 952 | 664 |
| 5 | КНД4 | 2000 | 1600 | 2285 | 1599 |
| 6 | Суммарный расчёт | | $\Sigma P_{\text{расч}} = 8320$ | $\Sigma S_{\text{расч}} = 10418$ | $\Sigma Q_{\text{расч}} = 7606$ |

Определяется суммарная расчетная мощность подстанции по формуле (3.4):

Активную расчетную мощность подстанции:

$$P_{\Sigma \text{расч}} = P_{p1} + P_{p2} + P_{p3} + P_{p4} + P_{p5}, \quad (3.4)$$

где, $P_{\Sigma \text{расч}}$ -суммарная мощность;

$$2400+1520+1440+1360+1600=8320 \text{ кВт}$$

Реактивную расчетную мощность подстанции по формуле (3.5):

$$Q_{\Sigma \text{расч}} = Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} + Q_{p4} + Q_{p5}, \quad (3.5)$$

где, $Q_{\Sigma \text{расч}}$ - суммарная расчетная;

$$1770+1519+1439+664+1599 = 7606 \text{ кВАр}$$

Полную расчетную мощность подстанции (3.6):

$$S_{\Sigma \text{расч}} = \sqrt{\sum P^2 + \sum Q^2}, \quad (3.6)$$

где, $S_{\Sigma \text{расч}}$ - полная расчетная мощность

$$\sqrt{8320^2 + 7606^2} = 10418 \text{ кВА.}$$

Средний коэффициент мощности по формуле (3.7):

$$\cos \varphi_{\Sigma p} = \frac{P_{\Sigma p}}{S_{\Sigma p}} \quad (3.7)$$

где, $\cos \varphi_{\Sigma p}$ - коэффициент мощности;

$$\frac{8320}{10418} = 0,8$$

$$\text{Tg } \varphi_{\Sigma p} = \frac{Q_{\Sigma p}}{P_{\Sigma p}}, \quad (3.8)$$

$$\frac{7606}{8320} = 0,9$$

Поскольку $\cos \varphi_{\Sigma p} - 0,79$ необходимо компенсировать реактивную мощность.

Выводы по разделу три: на расчёт мощности проектируемого объекта показал, что существует необходимость компенсировать реактивную мощность.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 14 |

4. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Для компенсации реактивных мощностей используют батареи конденсаторов, и синхронные машины, в том числе специальные синхронные конденсаторы.

Электрическая сеть промышленного предприятия представляет собой единое целое, поэтому правильный выбор средств компенсации реактивной мощности возможен лишь при одновременном решении задачи о размещении компенсирующих устройств в сетях напряжением до 1000 В, и 6/10кВ с учётом получения реактивной мощности возможен лишь при одновременном решении задачи о размещении компенсирующих устройств в сетях напряжением до 1000 В и 6/10кВ с учётом получения реактивных мощностей от местных электростанций энергосистемы.

Размещение компенсирующих устройств зависит от многих факторов, в частности и от отношения мощностей синхронных и асинхронных двигателей, установленных в сетях высшего и низшего напряжения. Дополнительным источником реактивной мощности в распределительных сетях служат БК.

Регулирование работы может осуществляться в зависимости от тока нагрузки, времени суток, коэффициента мощности и напряжения. Наибольшее применение получило регулирование по напряжению, применяемое в тех случаях, когда кроме повышения коэффициента мощности требуется поддерживать напряжение потребителей на уровне номинального.

В электрической системе суммарная генерируемая реактивная мощность должна быть равна потребляемой реактивной мощности.

В отличие от активной мощности, источник которой является только генераторы электростанций, реактивная мощность генерируется такими, так и другими источникам и которым относятся воздушные и кабельные линии разных напряжений, а также установленные в сетях источники реактивной мощности.

На промышленных предприятиях применяют следующие компенсирующие устройства:

- Для компенсации реактивных мощностей (синхронные двигатели и параллельные выключатели батареи силовых конденсаторов).

- Для компенсации реактивных параметров передачи (батареи силовых конденсаторов последовательного включения).

В моём случае и выбираю компенсирующие устройства силовые т.к. они имеют большое преимущество над синхронными двигателями:

- Простота эксплуатации вследствие отсутствия вращательных частей.
- Простотой монтажных работ вследствие малой массы.

Малыми потерями активных мощностей на выработку реактивной мощности.

Определяем мощность компенсирующих устройств по формуле (4.1):

$$Q_{ку} = a \cdot P_{расч} \cdot (\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2), \quad (4.1)$$

где, $Q_{ку}$ - мощность компенсирующего устройства;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 15 |

$$\begin{aligned} \cos\varphi_{1\Sigma_{\text{расч}}} &= 0,79 \varphi_1 = 78 & \text{tg}\varphi_1 &= 0,62 & P_{\text{расч}} &= 8320 \\ \cos\varphi_{2\Sigma_{\text{расч}}} &= 0,98 \varphi_2 = 11 & \text{tg}\varphi_2 &= 0,19 & a &= 1 \end{aligned}$$

$\cos\varphi_{\Sigma_{\text{расч}}}$ - это угол сдвига фаз проектируемого объекта до компенсации.

где, $\text{Tg}\varphi_1$ - угол до компенсации;
 $\text{tg}\varphi_2$ - угол после компенсации.

Определяем реактивную мощность, компенсирующих устройств по формуле (4.2):

$$Q_{\text{ку}} = a \cdot P_{\text{расч}} \cdot (\text{tg}\varphi_1 - \text{tg}\varphi_2), \quad (4.2)$$

где, $Q_{\text{ку}}$ - мощность компенсирующего устройства;

$$1 \cdot 8320 \cdot (0,6293 - 0,1944) = 3577 \text{кВАр}$$

коэффициент зависимостей от типа компенсирующих устройств (0,9-1)

$$1 \text{ МВА} = 1000 \text{кВА}$$

По техническим характеристикам выбираем УКРМ 6кв на 4МВА

Определяем мощность подстанции после компенсации по формуле (4.3):

$$S_{\Sigma_{\text{расч}}} = \frac{P_{\Sigma_{\text{расч}}}}{\cos\varphi_2}, \quad (4.3)$$

где, $S_{\Sigma_{\text{расч}}}$ - мощность подстанции;

$$\frac{8320}{0,98} = 8489 \text{кВА.}$$

Выводы по разделу четыре: в результате расчета мощности проектируемого объекта, по техническим характеристикам выбираем УКРМ 6кв на 4МВА.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 16 |

5. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ

На подстанциях всех напряжений, как правило, применяется не более двух трансформаторов по соображениям технической и экономической целесообразности. В большинстве случаев это обеспечивает надёжное питание потребителей и в то же время даёт возможность применять простейшие блочные схемы подстанций без сборных шин на первичном напряжении, что резко упрощает их конструктивные решения и уменьшает стоимость.

Применение цеховых подстанций с числом трансформаторов более двух, как правило, экономически нецелесообразно. Более двух трансформаторов на одной цеховой подстанции применяется в следующих случаях:

- при наличии крупных нагрузок;
- при необходимости выделения питания нагрузок с резкими, часто повторяющимися толчками, например, крупных сварочных аппаратов;
- при питании территориально-совмещённых силовых нагрузок на различных напряжениях;
- при отсутствии места в цехе для рассредоточенного расположения подстанций по производственным условиям;

На напряжение 6-10кВ применяются масляные, ствольные и сухие трансформаторы. Но преимущественное применение находят масляные трансформаторы.

Наивыгоднейшая мощность трансформатора зависит от многих факторов:

- Величины и характера графика электрической нагрузки;
- Длительности нарастания нагрузки по годам;
- Числа часов работы объекта электроснабжения;
- Стоимости энергии.

Указанные факторы сочетаются различным образом и изменяются во времени.

Главная понижающая подстанция объекта — ГПП выполняется двух трансформаторной. Мощность трансформаторов определяется активной нагрузкой объекта и реактивной мощностью, передаваемой от системы в период максимума нагрузок. Мощность трансформатора выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них второй воспринял основную нагрузку подстанции с учётом допускаемой перегрузки после аварийного режима и возможного временного отключения потребителей третьей категории. Трансформаторы рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки и послеаварийных режимах до 60 — 70 % на время максимума.

Порядок выбора трансформаторов:

1. Определяется число трансформаторов с учётом категории потребителей;
2. Намечаются два возможных варианта мощности трансформатора с учётом допускаемой нагрузки их в нормальном режиме и допускаются перегрузки в послеаварийном режиме;
3. Для каждого варианта определяются капитальные затраты и эксплуатационные расходы;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 17 |

4. Выбирается наиболее экономичный вариант с учётом возможности подстанции.

Расчёт подстанции с двумя трансформаторами.
Мощность трансформатора по формуле (5.1):

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\Sigma \text{расч}}}{n \cdot k}, \quad (5.1)$$

где, $S_{\text{тр}}$ - мощность трансформатора;

$$\frac{8489}{2 \cdot 0,7} = 6063 \text{ кВА}$$

1. По справочнику выбираем трансформатор:
первый трансформатор.

ТМ-6300кВа

$S_{\text{ном.тр.}} = 6300 \text{ кВА}$

$\Delta P_{\text{х.х}} = 9,4 \text{ кВт}$

$\Delta P_{\text{к.з}} = 46,5 \text{ кВт}$

$U_{\text{к.з}} = 7,5\%$

$I_{\text{х.х}} = 0,8\%$

$n = 2$

2. Определяем действительный коэффициент загрузки трансформатора по формуле (5.2):

$$K_{\text{зд}} = \frac{\Sigma S_{\text{расч}}}{n \cdot S_{\text{н.т}}}, \quad (5.2)$$

где, $K_{\text{зд}}$ - действительный коэффициент загрузки трансформатора;

$\Sigma S_{\text{расч}}$ - сумма расчетная;

$n \cdot S_{\text{н.т}}$ -

$$\frac{8489}{2 \cdot 6300} = 0,67 \text{ или } 67\%;$$

3. Определяем коэффициент загрузки трансформатора при аварийном режиме $n=1$:

$$K_{\text{з.авр}} = \frac{\Sigma S_{\text{расч}}}{1 \cdot S_{\text{н.тр}}}, \quad (5.3)$$

$$\frac{8489}{1 \cdot 6300} = 1,34 \text{ или } 134\%$$

4. Определяем реактивные потери по формуле (5.4):

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 18 |

$$\Delta Q_{x.x} = \frac{I_{x.x} \cdot S_{н.н}}{100\%}, \quad (5.4)$$

$$\frac{0,8 \cdot 6300}{100} = 50 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{к.з} = \frac{U_{к.з} \cdot S_{н.н}}{100\%}, \quad (5.5)$$

$$\frac{7,5 \cdot 6300}{100} = 472,5 \text{ кВАр};$$

5. Определяем приведённые потери трансформатора по формуле (5.6):

$$\Delta P_{к.з} = \Delta P_{к.з} + k_n \cdot \Delta Q_{к.з}, \quad (5.6)$$

где, $\Delta P_{к.з}$ - приведённые потери

$$46,5 + 0,04 \cdot 472,5 = 65,4 \text{ кВт}$$

6. Приведённые потери холостого хода по формуле (5.7):

$$\Delta P_{x.x} = \Delta P_{x.x} + k_n \cdot \Delta Q_{x.x}, \quad (5.7)$$

$$9,4 + 0,04 \cdot 50 = 11,4 \text{ кВт}$$

7 Определяем общие потери трансформатора по формуле (5.8):

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{xx} + K_{кз}^2 \cdot \Delta P_{кз}, \quad (5.8)$$

где, $\Delta P_{тр}$ - общие потери трансформатора;

$$11,4 + 0,67^2 \cdot 65,4 = 40 \text{ кВт}$$

$$S = \frac{\Delta P \cdot 100}{\Sigma S_{расч}}, \quad (5.9)$$

$$\frac{40 \cdot 100}{8489} = 0,47 \%$$

С двумя трансформаторами

По справочнику выбираем трансформатор напряжением

ГПП-35-IV-У·2·6300 А2

Данные в представлены в таблице Таблица 5.1

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 19 |

Таблица 5.1- Расходы текущие

| Площадь застройки 1170 м ² | Расходы |
|---------------------------------------|------------------|
| Стоимость оборудования | 114,86тыс.руб. |
| Стоимость монтажных работ | 14,53тыс.руб. |
| Зарплата | 2,65тыс.руб. |
| Стоимость строительного материала | 37,11тыс.руб. |
| Полная стоимость | 16650000тыс.руб. |

Второй трансформатор.

ТМ-6300/35кВА

$S_{\text{ном.тр.}}=6300\text{кВА}$

$\Delta P_{\text{.x.x}}=11,4\text{ кВт}$

$\Delta P_{\text{.к.з}}=65,4\text{ кВт}$

$U_{\text{.к.з}}=7,5\%$

$I_{\text{.x.x}}=0,8\%$

Определяем приведённые потери трансформатора при коротком замыкании по формуле (5.10):

$$\Delta P_{\text{.к.з}} = \Delta P_{\text{.к.з}} + \text{кп} \cdot \frac{U_{\text{к.з}} \cdot S_{\text{н.тр.}}}{100\%}, \quad (5.10)$$

$$65,4 + 0,04 \cdot \frac{7,5 \cdot 6300}{100} = 84,3 \text{ кВт}$$

При холостом ходе по формуле (5.11):

$$\Delta P_{\text{.x.x}} = \Delta P_{\text{.x.x}} + \text{кп} \cdot \frac{I_{\text{.x.x}} \cdot S_{\text{н.тр.}}}{100\%}, \quad (5.11)$$

где, $\Delta P_{\text{.x.x}}$ -холостой ход;

$$11,4 + 0,04 \cdot \frac{0,8 \cdot 6300}{100} = 13,6 \text{ кВт}$$

Общие потери трансформатора по формуле (5.12):

$$\Delta P_{\text{тр}} = n \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + K_{\text{кз}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}), \quad (5.12)$$

где, $\Delta P_{\text{тр}}$ - потери трансформатора;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 20 |

$$2 \cdot (13,6 + 0,67^2 \cdot 84,3) = 101 \text{ кВт}$$

Определяем стоимость потерь по формуле (5.13):

$$C_n = C_0 \cdot \Delta P \cdot T, \quad (5.13)$$

где, C_n - стоимость потерь;

$$2 \cdot 101 \cdot 8500 = 1717000 \text{ руб.}$$

где, T-число часов работы установки в году T=8500 час;

C_0 -стоимость 1 кВт·часа потерянной электроэнергии (руб/кВт· час);

$C_0=2$ руб/кВт· час.

Определяем амортизационные отчисления по формуле (5.14):

$$C_a = \frac{C_{0a\%} \cdot K_{т.п.}}{100}, \quad (5.14)$$

где, C_a -амортизационные отчисления;

$$\frac{7,3 \cdot 16650000}{100} = 1215450 \text{ руб.}$$

где, $C_{0a} = 7,3\%$ (процент амортизационных отчислений);

$K_{т.п.} = 16650000$ (технико-экономический показатель комплектной трансформаторной подстанции) полная стоимость.

Находим потери электроэнергии по формуле (5.15):

$$\Delta W = \Delta P_{т.р.} \cdot T, \quad (5.15)$$

$$101 \cdot 8500 = 858500 \text{ руб.}$$

Определяем эксплуатационные расходы в год по формуле (5.16):

$$C = C_a + C_n, \quad (5.16)$$

где, C-эксплуатационные расходы в;

$$1215450 + 1717000 = 2932450 \text{ руб}$$

Определяем ежегодные затраты по формуле (5.17):

$$З = a \cdot K_{т.п.} + C, \quad (5.17)$$

где, З- затраты ежегодные;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 21 |

Технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения с одним трансформатором на основании данные в таблице 5.2

$$0,15 \cdot 16650000 + 2932450 = 5429950 \text{ руб}$$

Таблица 5.2-Расходы текущие

| Площадь застройки 200 м ² | Расходы |
|--------------------------------------|------------------|
| Стоимость оборудования | 43,23тыс.руб. |
| Стоимость монтажных работ | 3,12тыс.руб. |
| Зарплата | 0,75тыс.руб. |
| Стоимость строительного материала | 3,77тыс.руб. |
| Полная стоимость | 21000000тыс.руб. |

Определяем мощность трансформатора: $S_{тр} = 8489 \text{ кВА}$.

По упрощённым показателям стоимость трансформаторной подстанции, выбираю подстанцию, по технико-экономическим показателям.

Определяем потери трансформатора:

По таблице выбираем технические характеристики трёхфазного двух обмоточного трансформатора, с номинальной мощностью 16000 кВА;

С одним трансформатором.

ТМ-16000кВА

$S_{ном.тр.} = 10000 \text{ кВА}$

$\Delta P_{x.x} = 14,5 \text{ кВт}$

$\Delta P_{к.з} = 65,0 \text{ кВт}$

$U_{к.з} = 7,5\%$

$I_{x.x} = 0,8\%$

Определяем приведённые потери трансформатора при коротком замыкании по формуле (5.18):

$$\Delta P_{к.з} = \Delta P_{к.з} + kп \cdot \frac{U_{к.з} \cdot S_{н.тр.}}{100}, \quad (5.18)$$

где, $\Delta P_{к.з}$ -потери при коротком замыкании;

$$65,0 + 0,04 \cdot \frac{7,5 \cdot 10000}{100} = 95 \text{ кВт}$$

При холостом ходе по формуле (5.19):

$$\Delta P_{x.x} = \Delta P_{x.зxx} + kп \cdot \frac{I_{x.x} \cdot S_{н.тр.}}{100\%}, \quad (5.19)$$

где, $\Delta P_{x,x}$ - холостой ход;

$$14,5+0,04 \cdot \frac{0,8 \cdot 10000}{100} = 17,7 \text{ кВт}$$

Общие потери трансформатора по формуле (5.20):

$$\Delta P_{\text{тр}} = n \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + K_{\text{кз}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}), \quad (5.20)$$

где, $\Delta P_{\text{тр}}$ - потери трансформатора;

$$1 \cdot (17,7+0,84^2 \cdot 95) = 84 \text{ кВт}$$

Действительный коэффициент загрузки трансформатора по формуле (5.21):

$$K_{\text{зд.}} = \frac{\Sigma S_{\text{расч}}}{n \cdot S_{\text{н.тр.}}}, \quad (5.21)$$

где, $K_{\text{зд.}}$ - коэффициент загрузки трансформатора;

$$\frac{8489}{1 \cdot 10000} = 0,84;$$

Определяем стоимость потерь по формуле (5.22):

$$C_n = C_0 \cdot \Delta P \cdot T, \quad (5.22)$$

где, C_n - стоимость потерь;

$$2 \cdot 84 \cdot 8500 = 1428000 \text{ руб}$$

где, T-число часов работы установки в году T=8500 час;

C_0 -стоимость 1 кВт·часа потерянной электроэнергии (руб/кВт· час);

$C_0=2$ руб/кВт· час.

Определяем амортизационные отчисления по формуле (5.23):

$$C_a = \frac{C_{0a\%} \cdot K_{\text{т.п}}}{100}, \quad (5.23)$$

где, C_a - амортизационные отчисления;

$$\frac{7,3 \cdot 21000000}{100} = 1533000 \text{ руб}$$

где, $C_{0a} = 7,3\%$ (процент амортизационных отчислений);

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 23 |

$K_{т.п.}=50120000$ руб. (технико-экономический показатель комплектной трансформаторной подстанции) полная стоимость.

Находим потери электроэнергии по формуле (5.24):

$$\Delta W = \Delta P_{т.р.} \cdot T, \quad (5.24)$$

где, ΔW - потери электроэнергии;

$$84 \cdot 8500 = 714\,000 \text{ руб.}$$

Определяем эксплуатационные расходы в год по формуле по формуле (5.25):

$$C = C_a + C_n, \quad (5.25)$$

где, C -эксплуатационные расходы в год;

$$1533000 + 1428000 = 2961000 \text{ руб}$$

Определяем общие ежегодные потери по формуле (5.26):

$$Z = a \cdot K_{т.п.} + C, \quad (5.26)$$

где, Z - общие ежегодные потери;

$$0,15 \cdot 21000000 + 2961000 = 6111000 \text{ руб.}$$

Данные заносим в таблицу 5.3

Таблица 5.3- Сравнение расходов

| Вариант электроснабжения. | Потери электроэнергии в трансформаторе, т. руб. | Эксплуатационные расходы, т. руб. | Общие суммарные затраты, т. руб. |
|---------------------------|---|-----------------------------------|----------------------------------|
| 2 x 6300 | 858500 | 2932450 | 5429950 |
| 1 x 10000 | 714000 | 2961000 | 6111000 |

Выводы по разделу пять: определено число трансформаторов с учётом категории потребителей, для каждого варианта определены капитальные затраты и эксплуатационные расходы, коэффициент загрузки трансформатора при аварийном режиме составляет $n=1$.

6. КОМПОНОВКА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Компоновка и конструктивное выполнение трансформаторных и распределительных подстанций производится на основании главной схемы электрических соединений.

Компоновка подстанции должна быть увязана с генеральным планом объекта электроснабжения, необходимо учитывать действующие строительные нормы, стандарты и размеры типовых элементов зданий. Расположение подстанций напряжением выше 1кВ должно учитывать и предусматривать удобный подвод автомобилей и, если требуется, железной дорог, удобные подходы и выходы воздушных линий электропередач и кабельных сооружений в требуемых направлениях.

Компоновка электрооборудования, конструктивное выполнение, монтаж токоведущих частей, выбор несущих конструкций, изоляционные и другие минимальные расстояния выбираются таким образом, чтобы обеспечить:

- безопасное обслуживание оборудования в нормальном режиме работы установки;
- удобное наблюдение за указателями положения выключателей и разъединителей, уровнем масла в трансформаторах и аппаратах;
- необходимую степень локализации повреждений при нарушении нормальных условий работы установки, обусловленных действиями дугового короткого замыкания;
- безопасный осмотр, смену и ремонт аппаратов и конструкций любой цепи при снятом с нее напряжении без нарушения нормальной работы соседних цепей, находящихся под напряжением;

Территория подстанции должна иметь внешнее ограждение, однако ограждение может не предусматриваться для закрытых подстанций. Подстанции могут быть комплектными или сборными.

Комплектные подстанции изготавливаются на заводах и транспортируются к месту установки узлами и блоками без демонтажа оборудования. На сборных подстанциях отдельные элементы изготавливаются на заводах и на электромонтажных организациях, доставляются к месту монтажа и сборки.

По месту нахождения на территории объекта различают следующие подстанции:

- отдельно стоящие на расстоянии от зданий;
- пристроенные, непосредственно примыкающие к основному зданию снаружи;
- встроенные, находящиеся в отдельных помещениях внутри здания, но с выкаткой трансформаторов наружу;
- внутрицеховые, расположенных внутри производственных зданий;

В промышленных сетях применяют внутренние, встроенные в здания или пристроенные к ним подстанции.

Выбор местоположения, типа, мощности и других параметров главной понижающей подстанции в основном обуславливается величиной и характером электрических нагрузок и размещением их на генплане и в других требованиях.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 25 |

Важно, чтобы ГПП располагалось, возможно, ближе к центру питаемых его нагрузок.

Для подстанции 35/6 4701 Приобского месторождения выбираем тип трансформаторной подстанции, специально разработанной для нефтяных районов Западной Сибири. Это КТП 35/6 2х6300кВА в блочном исполнении. Подстанция состоит из блока высокочастотной телефонии, блока ввода напряжения 35кВ, блока силового трансформатора, блока РУ 6кВ, блока батареи конденсаторов.

Блок ввода напряжения 35кВ – это металлический шкаф, укрепленный на баке трансформатора. В них встроены выключатели нагрузки и предохранители. Выключатели нагрузки предназначены для отключения трансформаторов со стороны высокого напряжения при холостом ходе или при номинальной нагрузке, а при перегрузке или к.з. трансформаторы отключаются защитами.

Вывод по разделу шесть: компоновка и конструктивное выполнение трансформаторных и распределительных подстанций произвели на основании главной схемы электрических соединений.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 26 |

7. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ КНС

7.1. Расчёт мощности электродвигателей насосной станции.

Мощность, кВт, двигателя для насоса подсчитывают по формуле (7.1):

$$P = \frac{K_3 \cdot j \cdot Q \cdot H}{1000 \cdot \eta_n \cdot \eta_p}, \quad (7.1)$$

где, K_3 -коэффициент запаса;

j -плотность перекачиваемой жидкости, Н/м³ (для холодной воды 9810 Н/м³);

Q -производительность насоса м³/с²;

H -напор насоса, м;

η_p -кпд передачи, при непосредственном соединении насоса с двигателем $\eta_p=1$

η_n -кпд насоса, (принимают для центробежных насосов с давлением свыше 39000 Па кпд равным 0,6-0,75; с давлением ниже 39000 Па равным 0,3-0,6; лучше всего кпд определять по данным каталогов)

Для оборудования КНС применяются установки на площадке блоков основных насосов отдельно. Её применяют в нефтяных районах Тюменской и Томской области с расчётной наружной температурой -45 °С. С ветровой нагрузкой 55 Па и нормативной силовой нагрузкой 150 Па. По техническим характеристикам выбираем насос для КНС:

где, $Q= 450$ м³/ч-производительность;

$N=4$ число насосов (1 из них резервный).

$$P = \frac{K_3 \cdot j \cdot Q \cdot H}{1000 \cdot \eta_n \cdot \eta_p}, \quad (7.2)$$

$$\frac{1,1 \cdot 9810 \cdot 0,125 \cdot 300}{1000 \cdot 0,7 \cdot 1} = 578 \text{ кВт}$$

где, выбираем насос со следующими параметрами БНС-10000-30:

производительность – 10000 м³/сутки;

напор – 300 м;

расчётная мощность – 600 кВт;

напряжение – 380/220 В.

7.2 Характеристика электрооборудования КНС

Модульные (блочные) кустовые насосные станции (МКНС, КНС) применяют для сохранения и поддержания давления в пластах с нефтяными месторождениями, путём вкачивания в скважину жидкостей. Установки насосные блочные (модульные) применяют так же при проведении промывочно – продавочных работ в процессе бурения и ремонта скважин, а также для перекачивания нефтепродуктов и других жидкостей.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 27 |

Следует отметить очень важную особенность блочно модульных насосных станций – их мобильность, которая позволяет в кратчайшие сроки и без дополнительных затрат, перенести их на другой объект.

К блочно – модульным насосным станциям прилагается технико – эксплуатационная документация, паспорта, формуляры, сертификаты, санитарно – эпидемиологическое заключение, заключение экспертизы промышленной безопасности, разрешение на применение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

В качестве насосных станций для закачки воды в нефтяные пласты с целью поддержания пластового давления применяют блочные кустовые насосные станции (КНС) на базе центробежных насосных агрегатов ЦНС – 180 и ЦНС – 500.

В состав КНС входят:

БК – блок напорный гребёнки, к которому подведены два напорных трубопровода от насосных блоков, предназначены для распределения поступающей от насосных агрегатов воды по напорным трубопроводам системы заводнения, для учёта её количества и регистрации давления;

ДН – блок дренажных насосов, предназначены для обеспечения системы охлаждения электродвигателей основных насосов и сбора утечек перекачиваемой жидкости;

Э – электродвигателей соединяется с насосом посредством зубчатой муфты обеспечивающей циркуляцию жидкости внутри двигателя через трубочный теплообменник целью её охлаждения перекачиваемой жидкости.

Для смазки и охлаждения подшипников насосов электродвигателей каждый насосный агрегат комплектуется маслосистемой.

В её состав входят: Маслобак, маслоохладитель, маслонасос, аварийный маслобак.

Система водяного охлаждения предусматривает подачу воды на маслоохладитель МК, охлаждение и «запирание» сальников концевых уплотнений насоса при работе с давлением на входе в насос.

Выводы по разделу семь: рассчитана мощность электродвигателей насосной станции, выбран двигатель с насосом БНС-10000-30 производительностью 10000 м³/сутки и расчётной мощностью 600 кВт.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 28 |

8 ВЫБОР МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ И ЧИСЛА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Важной целью проектирования является выбор оптимального числа и местоположения потребительских трансформаторных подстанций (ТП).

Для определения местоположения ТП необходимы следующие данные:

- площадь населенного пункта;
- суммарная активная расчетная нагрузка;
- плотность нагрузки.

Общая площадь объекта составляет 4,14 км². Суммарная активная расчетная нагрузка составляет – 3345кВт. Плотность нагрузки составит 21Вт/м².

Согласно проектным нормативам предусматривается, что протяженность кабеля от ТП к зданиям не должна превышать 400 м. В жилой застройке между зданиями размещаются детские и спортивные площадки, не всегда удастся расположить подстанцию в центре электрических нагрузок. Поэтому, согласно рекомендации проектирования электрических сетей, недопустимо превышение протяженности кабеля.

ТП располагаются в центрах электрических нагрузок, для определения которых необходимо построение картограммы нагрузок. На ней населенный пункт представлен в виде сектора прямоугольной формы.

Построим картограмму нагрузок для КНС.

Картограмма представляет собой размещённые на генплане окружности, площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчетным нагрузкам объекта.

Согласно данному генеральному плану микрорайона видно, что он представлен в виде прямоугольника 3400х2100 м. Мысленно микрорайон разбиваем на 4 части. Принимаем 4 потребительских подстанции для обеспечения надежности электроснабжения и уменьшения экономических показателей.

По исходным данным построим оси X и Y генплана и нанесем центры электрических нагрузок. При этом считаем, что нагрузка равномерно распределена по площади объектов. Тогда центр круга совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей объект на генплане.

С учетом размеров территории генплана выбираем масштаб нагрузок, ориентируясь на наибольшую и наименьшую. По формуле (8.1)

$$m_p = \frac{P_{HM}}{\pi \cdot R_{HM}^2}, \quad (8.1)$$

где, m – масштаб нагрузок, кВт/км²;

P_{HM} – наименьшая мощность цеха, кВт;

R_{HM} – наименьший визуально воспринимаемый радиус картограммы нагрузки, км

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 29 |

Величина m округляется и принимается как для активных, так и для реактивных нагрузок.

Далее определим радиусы кругов активных и реактивных нагрузок всех цехов по формулам (8.2):

$$R_p = \sqrt{\frac{P}{\pi \cdot m_p}}, \quad (8.2)$$

где, R_p – радиусы реактивной и активной нагрузок, км;

P и – активная и реактивная нагрузки цехов, кВт;

и m_p – масштаб нагрузок активной и реактивной, кВт/км².

Координаты ЦЭН определяются по формулам (8.3)

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (8.3)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (8.4)$$

Расчетные данные, необходимые для построения картограммы нагрузок представлены в таблице 8.1

Таблица 8.1 - Расчетные данные, необходимые для построения картограммы нагрузок

| Номер потребительской подстанции | Наименование объекта | P_{pi} , кВт | X_i , м | $P_{pi} \cdot X_i$, кВт·м | Y_i , м | $P_{pi} \cdot Y_i$, кВт·м | r_i , мм |
|----------------------------------|----------------------|----------------|-----------|----------------------------|-----------|----------------------------|------------|
| 1 | под база ЦДГ-14 | 84 | 1874 | 15754 | 3350 | 28931 | 3242 |
| 5 | Столовая | 137 | 1681 | 23033 | 3176 | 43747 | 2647 |

$$Y_i = 3350 + 1340 + 1745 + 1998 + 2256 + 2254 + 1756 + 1986 = 16685 \text{ м}$$

$$r_i = 3242 + 6937 + 1737 + 7384 + 3470 + 3300 + 2932 = 29002 \text{ мм}$$

Аналогично рассчитываем для всех потребителей № 2,3,4,5.

Расчет для потребителя № 1 рассчитываем по формуле (8.5); (8.6):

$$X_{01} = \frac{\sum_{i=1}^8 P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^8 P_i}, \quad (8,5)$$

$$X_{01} = \frac{134056}{439} = 305 \text{ мм},$$

$$Y_{01} = \frac{\sum_{i=1}^8 P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^8 P_i}, \quad (8,6)$$

$$Y_{01} = \frac{263423}{439} = 600 \text{ мм}$$

Аналогично рассчитываем для всех потребителей № 2,3,4,5.

Данные расчетов приведены в таблице 8.3

Таблица 8.3 – Координаты центров электрической нагрузки

| Номер ТП | $P_{pi} \cdot X_i$, кВт·м | $P_{pi} \cdot Y_i$, кВт·м | X | Y |
|----------|----------------------------|----------------------------|-----|-----|
| 1 | 134056 | 263423 | 205 | 600 |
| 2 | 46950 | 81881 | 106 | 186 |
| 3 | 169615 | 104566 | 386 | 238 |
| 4 | 70299 | 38799 | 160 | 88 |
| 5 | 23033 | 43747 | 52 | 99 |

Картограмма электрических нагрузок представлена на рисунке 8.1

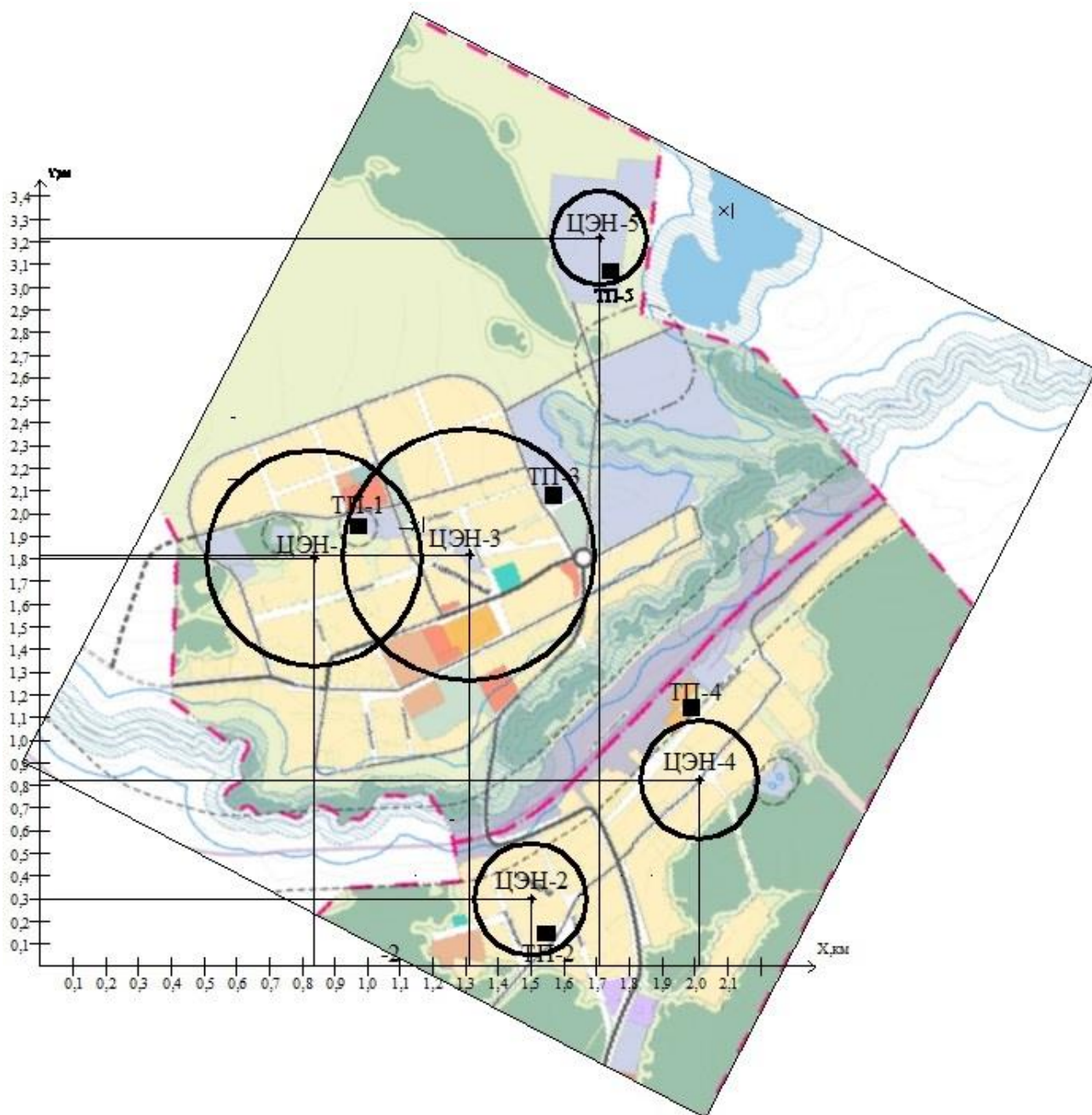


Рисунок 8.1 – Картограмма электрических нагрузок

Вывод по разделу восемь: архитектурно-планировочные решения застройки района не допускают такое размещение ТП. Изменять местоположение ТП в сторону питающего центра не представляется возможным. В связи с этим, допустимым является существующее расположение трансформаторных подстанций.

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

9. ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

9.1. Выбор внешней схемы электроснабжения

Радиальные схемы питания характеризуется тем, что от источника питания, например от КТП, отходят линии, питающие непосредственно мощные электроприёмники или отдельные распределительные пункты, от которых самостоятельными линиями питаются более мелкие электроприёмники.

Радиальные схемы обеспечивают высокую надёжность питания отдельных потребителей, так как аварии локализуются отключением автоматического выключателя повреждённой линии и не затрагивает другие линии.

Все потребители могут потреблять питание только при повреждении на сборочных шинах КТП, что маловероятно вследствие достаточно надёжной конструкции этих КТП.

Магистральные схемы позволяют отказаться от применения громоздкого и дорогого распределительного устройства или щита. В этом случае возможно применение схемы блока трансформатора – магистраль, где в качестве питающей линии применяются токопроводы (шинопроводы) изготавливаемые промышленностью.

Магистральные схемы, выполненные шинопроводами, обеспечивают высокую надёжность, гибкость и универсальность цеховых сетей, что позволяет технологам перемещать оборудование внутри цеха без существенных переделок. Следует учитывать недостаток магистральных схем, заключающийся в том, что при повреждении магистрали одновременно отключаются все питающиеся от неё электроприёмники. Этот недостаток ощутим при наличии в цехе отдельных крупных потребителей. Хотя магистральная более проста, она не обеспечивает надёжность питания отдельных потребителей (цехов), та как у нас есть потребители не связанные единым технологическим процессом (цеха). Радиальные распределения электроэнергии применяются в тех случаях, когда пункты приёма расположены в различных направлениях от центра питания. Они могут быть двух или одноступенчатыми. Радиальная схема питания обладает большой гибкостью и удобствами в эксплуатации, так как повреждение или ремонт одной линии отражается на работе только одного потребителя.

$$\Sigma S_{\text{расч.общ.}} = 8489 \text{ кВАр};$$

$$U=35 \text{ кВ}$$

Определяем ток объекта по формуле (9.1- 92):

$$I_{\text{расч}} = \frac{\Sigma S_{\text{расч.об}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (9.1)$$

где, $I_{\text{расч}}$ - ток объекта

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 34 |

$$\frac{8489}{1,73 \cdot 35} = 140 \text{ A}$$

выбираем две линии: $n=2$
 Определяем расчётный ток 1 ЛЭП

$$I_{\text{расч. 1ЛЭП}} = \frac{\sum I_{\text{расч.}}}{n}, \quad (9.2)$$

где, $I_{\text{расч. 1ЛЭП}}$ - расчетный ток;

$$\frac{140}{2} = 70 \text{ A}$$

По экономической плотности тока (j) выбираем сечение.

$$F = \frac{I_{\text{расч. 1 ЛЭП}}}{j}, \quad (9.3)$$

$$\frac{70}{1,1} = 63 \text{ мм}^2$$

где, j -экономическая плотность тока.

$$j=1,1$$

По справочнику выбираем сечение для воздушной линии, «укреплённый ТЭП по электроснабжению»:

$$F=90 \text{ мм}^2$$

$$I_{\text{доп.}}=265 \text{ A}$$

$$\Delta P_{\text{ном.}}=125 \text{ кВт/км}$$

По данной таблице, выбираем железобетонный, двухцепный с одновременной подвеской двух цепей.

Выбираем марку провода:

$$2AC \times 70$$

$$U=35 \text{ кВт}$$

$$L=8 \text{ км}$$

$$K_0=10450 \text{ руб./км}$$

9.2. Выбор сечения кабелей на участках распределительной сети

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 сети, поэтому следует стремиться к снижению капитальных затрат на строительство сети. Необходимо

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 35 |

также принимать меры к уменьшению ежегодных расходов на эксплуатацию электрической сети.

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.

Выбор наиболее приемлемого варианта, удовлетворяющего технико-экономическим требованиям, - это один из основных вопросов при проектировании любого инженерного сооружения, в том числе и электрической сети.

Сечения проводов ВЛ и жил кабелей должны выбираться по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяться по допустимому току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения.

При проверке кабельных линий по допустимому длительному току должны быть учтены поправочные коэффициенты: на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле, на допустимую перегрузку в послеаварийном режиме, фактическую температуру среды, тепловое сопротивление грунта и на отличие номинального напряжения кабеля от номинального напряжения сети.

Предварительный выбор сечений проводов и кабелей допускается производить исходя из средних значений предельных потерь напряжения в нормальном режиме – в сетях 6 кВ не более 6%.

Рабочий ток в линии, А, определяется по формуле (9.3):

$$I_{р.л.} = \frac{P_{р.л.}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi \cdot n}, \quad (9.3)$$

где, U_H – номинальное напряжение сети, равное 6 кВ;

n – количество кабелей, проложенных в траншее к объекту;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности, принят равным 0,92.

Ток после аварийного режима, А, равен по формуле (9.4):

$$I_{п.ав} = 2 \cdot I_{р.л.}, \quad (9.4)$$

Сечение должно удовлетворять допустимому длительному току, А, определенному по формуле (9.5):

$$I_{доп} \geq \frac{I_{п.ав.}}{1,3 \cdot K}, \quad (9.5)$$

Подбирается стандартное сечение, удовлетворяющее рассчитанному $I_{доп.}$, где, K – поправочный коэффициент, учитывающий число кабелей.

Выбранное сечение кабеля необходимо проверить по потере напряжения.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 36 |

Потери напряжения на i -том участке $L_{уч.i}$ линии, %, определяются по формуле(9.6):

$$\Delta U_{P,i} = \frac{A \cdot P_{P,i} \cdot L_{уч.i}}{n \cdot S}, \quad (9.6)$$

где, A – коэффициент, зависящий от принятых единиц измерения, определяется по справочнику, $A = 21,9$ – для сети 0,4 кВ; $A = 0,0875$ – для сети 6 кВ;

$P_{P,i}$ - активная мощность участка линии, кВт;

n – число кабелей;

S – сечение кабеля, мм²;

$L_{уч.i}$ – длина i -го участка линии, км.

Далее потери напряжения на участках линии суммируются и результат сравнивается с располагаемыми потерями напряжения от шин ТП до наиболее удаленного потребителя.

В результате должно выполняться условие:

$$\Delta U_{доп.} > \Delta U_P,$$

Провода на стороне 6 кВ, защищаемые плавкими предохранителями, на термическую стойкость не проверяются, т.к. время срабатывания предохранителя мало и выделившееся тепло не в состоянии нагреть провод до опасной температуры.

Потери мощности в линии, кВт, определяются по формуле (9.7):

$$\Delta P_L = 3 \cdot I_{P.L}^2 \cdot R_0 \cdot L_{уч.} \cdot n, \quad (9.7)$$

где, R_0 – активное сопротивление токопроводящих жил проводов на длине 1 км, для КЛ при 20°C, для ВЛ при 90°C, 0,62 Ом.

Достаточно часто используется расчет потерь напряжения и потерь мощности без учета индуктивного сопротивления линий.

Экономически целесообразное сечение $S_{\text{Э}}$, мм², определяется согласно ПУЭ, из соотношения, по формуле (9.8)

$$S_{\text{Э}} = I_{P.L} / j_{\text{ЭК}}, \quad (9.8)$$

где, $j_{\text{ЭК}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², для заданных условий работы.

В распределительных сетях 6 кВ кабели с алюминиевыми жилами при прокладке их в траншеях рекомендуется принимать сечением не менее 35 мм², но не более 70 мм².

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 37 |

Сечение кабелей по участкам линии следует принимать с учетом изменения нагрузки участков по длине. При этом на одной линии допускается применение кабелей не более трех типоразмеров.

Полученное экономическое сечение для условий нормального режима проверяется по допустимому току нагрева в послеаварийном режиме. Кроме того, кабели должны быть подвергнуты проверке на термическую стойкость токам К.З.

Пример расчёта для наиболее загруженного участка КЛ:

$$I_{р.л.} = \frac{455,5}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,92} = 48,8 \text{ А};$$

$$S_{\text{э}} = \frac{48,8}{1,7} = 28,3 \text{ мм}^2.$$

Выбираются кабели марки АПвП с изоляцией из сшитого полиэтилена с жилами из алюминия сечением 50 мм² с допустимым током I_д=365 А. Количество подводимых к ТП кабельных линий зависит от принятой схемы электроснабжения.

$$I_{п.ав} = 2 \cdot 48,8 = 97,6 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = \frac{97,6}{1,3 \cdot 1} = 74,3 \text{ А}$$

$$\Delta U = \frac{0,0875 \cdot 445,4 \cdot 1,5}{50 \cdot 1} = 1,16\%$$

$$\Delta P = 3 \cdot 48,8^2 \cdot 0,62 \cdot 1 \cdot 1,5 = 6644,21 \text{ Вт.}$$

Остальные КЛ типовые.

9.3 Технико-экономический расчёт выбора внешней схемы электроснабжения

Работа проводов воздушных линий протекает в особых случаях: они постоянно находятся под напряжением, по ним проходит электрический ток, и, вместе с тем они постоянно подвергаются воздействию ветра, резких колебаний температуры и влажности воздуха, разрядов молний, снега и т.д.

Сечение проводов выбирается в зависимости от напряжения, расчётной токовой нагрузки, района по гололёду, материала и цельности опор.

В качестве такого показателя при проектировании кабельных линий используется экономическая плотность тока. В ПУЭ установлены значения экономических плотностей тока j_{эк}, зависящие от материала, конструкции провода, продолжительности использования максимума нагрузки.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 38 |

Номинальные затраты на всё строительство по формуле(9.9):

$$K_{\text{лэп}} = K_0 \cdot L, \quad (9.9)$$

где, $K_{\text{лэп}}$ - затраты на строительство;

$$10450 \cdot 8 = 83600 \text{ руб}$$

Определяем амортизационные отчисления по формуле(9.10):

$$C_a = \frac{C_{0\%} \cdot K_{\text{лэп}}}{100}, \quad (9.10)$$

$$\frac{7,3 \cdot 83600}{100} = 6102 \text{ руб}$$

где, C_a – процент амортизационных отчислений – табличные данные.

Определяем коэффициент загрузки по формуле (9.11):

$$K_z = \frac{I_{\text{расч.лэп}}}{I_{\text{доп}}}, \quad (9.11)$$

где, K_z - коэффициент загрузки;

$$\frac{70}{265} = 0,26$$

Определяем потери ЛЭП по формуле (9.12):

$$\Delta P_{\text{лэп}} = \Delta P_{\text{ном}} \cdot K_z^2 \cdot L \cdot n, \quad (9.12)$$

где, $\Delta P_{\text{лэп}}$ - потери ЛЭП;

$$125 \cdot 0,26^2 \cdot 8 \cdot 2 = 135 \text{ кВт.}$$

Расчёт стоимости потерь по формуле (9.13):

$$C_n = \Delta P_{\text{лэп}} \cdot T \cdot C_0, \quad (9.13)$$

где, T – число часов в году, когда установка работала $T=8500$ час;

C_0 – стоимость 1кВт /час;

$C_0 = 2$ руб /кВт /час;

$$135 \cdot 8500 \cdot 2 = 2295000 \text{ руб.}$$

Определяем эксплуатационные расходы по формуле (9.14):

$$C = C_a + C_n, \quad (9.14)$$

где, C - эксплуатационных расходы;

$$6102 + 2295000 = 2301102 \text{ руб.}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 39 |

Определяем ежегодные затраты по формуле (9.15):

$$Z = \alpha \cdot K_{\text{лэп}} + C, \quad (9.15)$$

где, Z -ежегодные затраты;

$$0,15 \cdot 83600 + 2301102 = 2313642 \text{ руб.}$$

где, α – это коэффициент обратно пропорциональной сроку окупаемости и тогда $\alpha = 0,15/0,12$ мы выбираем $0,15$.

Определяем потери электроэнергии по формуле (9.16):

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ном}} \cdot T, \quad (9.16)$$

где, ΔW - потери электроэнергии;

$$125 \cdot 8500 = 1062500 \text{ руб.}$$

9.4 Выбор внутренней схемы электроснабжения.

Электрическое оборудование, применяемое в электрических системах, характеризуется номинальным напряжением. При номинальном напряжении электроустановки работают в нормальном и экономическом режиме.

Номинальным напряжением приёмника электроэнергии называется напряжение, обеспечивающее его нормальную работу.

Выбор напряжений участков электрической сети объекта определяется путём технико – экономического сравнения. При выборе окончательного проектного решения, принимаемого на основе сравнения вариантов, необходимо отдавать предпочтение варианту с более высоким напряжением.

При выборе номинального напряжения внешнего участка сети принимаются во внимания энергосистемы, расстояние от этих источников до предприятия и нагрузка предприятия в целом. В питающих и распределительных сетях небольших и средних предприятий и городов применяются номинальные напряжения 6 и 10кВ. Как правило, следует применять напряжение 10кВ как более экономическое, чем напряжение 6кВ.

Электроснабжение объекта может осуществляться от собственной электростанции (ТЭЦ), энергетической системы, а так же энергетической системы при наличии собственной электростанции. Требования предъявляемые к надёжности электроснабжения от источников питания, определяются потребляемой мощностью объекта и его видом. Приёмники электрической энергии в отношении обеспечения надёжности электроснабжения.

Разделяются на несколько категорий.

1 Категория – электроприёмники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, экономический ущерб.

2 Категория – электроприёмники, перерыв электроснабжения, которых приводит к массовым недоотпускам продукции, механизмов.

3 Категория – к этой категории относятся установки вспомогательного производства, склады неотчетственного назначения.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части электростанции, т.к. он определяет полный состав элементов и связей между ними. Электрические сети внутри объекта выполняются по магистральным, радиальным или смешанными схемами.

Выбираем радиальную схему, потому что радиальные схемы распределения электроэнергии применяются в тех случаях, когда пункты приёма расположены в различных направлениях от центра питания. Радиальная схема питания обладает большой гибкостью и удобствами в эксплуатации, т.к. повреждения или ремонт одной линии отражается на работе только одного потребителя. Радиальные схемы характеризуются тем, что от источника питания, например КТП, отходят линии, питающие непосредственно мощные электроприёмники или отдельные распределительные пункты. Радиальные схемы обеспечивают высокую надёжность питания отдельных потребителей, т.к. аварии локализуются отключением автоматического выключателя повреждённой линии и не затрагивают другие линии.

Радиальные схемы более двух степеней утяжеляют линию головных участков, усложняют защиту и коммутацию. Радиальные схемы применяются при кабельной или воздушной прокладке линии. Магистральные схемы используются при линейном размещении подстанций на территории предприятия.

Надёжность или экономичность схемы повышается, если удовлетворяются следующие условия:

- сокращается число ступеней трансформации и приближается источник высшего напряжения к потреблению;
- не предусматриваются специальные резервы линии и трансформаторы;
- во всех звеньях системы распределения энергии, начиная от шин ГПП и кончая шинами цеховых ТП, осуществляется секционирование шин, а при преобладании нагрузок первой и второй категории предусматривается устройство автоматического ввода резерва (АВР).

9.5 Принципиальная схема ПС35/6кв № 4701

Однолинейная схема электроснабжения является техническим документом, на котором отображаются все элементы электрической сети объекта с указанием их характеристик и параметров, а также установленная и расчётная мощности объекта в целом. Термин «однолинейная» означает, что все электрические соединения, существующие на объекте, вне зависимости от их фазности, на схеме отображаются одной линией.

Схема состоит из двух частей: открытые распределительные устройства и закрытое распределительные устройства

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 41 |

Открытые распределительные устройства (ОРУ) — распределительные устройства, у которых силовые проводники располагаются на открытом воздухе без защиты от воздействия окружающей среды. Обычно в виде ОРУ выполняются распределительные устройства на напряжение от 27,5кВ.

Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) — распределительные устройства, оборудование которых устанавливается в закрытых помещениях, либо защищено от контакта с окружающей средой специальными кожухами (в том числе в шкафах наружного исполнения КРУН). Обычно такие распределительные устройства применяют на напряжения до 35кВ. В ряде случаев необходимо применение ЗРУ и на более высоких напряжениях (серийно выпускается оборудование на напряжение до 800кВ). Применение ЗРУ высоких напряжений обосновано: в местности с агрессивной средой (морской воздух, повышенное запыление), холодным климатом, при строительстве в стеснённых условиях, в городских условиях для снижения уровня шума и для архитектурной эстетичности.

Такие РУ выполняются в виде нескольких секций, каждая из которых имеет своё питание и свою нагрузку, соединённых между собой секционными выключателями. На станциях секционный выключатель обычно включен, из-за необходимости параллельной работы генераторов. В случае повреждения на одной из секций секционный выключатель отключается, отсекая повреждённую секцию от РУ. В случае аварии на самом секционном выключателе из строя выходят обе секции, но вероятность такого повреждения относительно мала. На низковольтных РУ (6-10кВ) секционный выключатель обычно оставляют отключённым, так что связанные между собой секции работают независимо друг от друга. В случае если по каким-либо причинам питание одной из секций пропадёт, сработает устройство АВР, которое отключит вводной выключатель секции и включит секционный выключатель.

Открытое распределительное устройство(ОРУ) - распределительное устройство, оборудование которой располагается на открытом воздухе. Все элементы ОРУ размещаются на бетонных или металлических основаниях. Расстояния между элементами выбираются согласно ПУЭ. На напряжении 110кВ и выше под устройствами, которые используют для работы масло (масляные трансформаторы, выключатели, реакторы) создаются маслоприемники — заполненные гравием углубления. Эта мера направлена на снижение вероятности возникновения пожара и уменьшение повреждений при аварии на таких устройствах.

Сборные шины ОРУ могут выполняться как в виде жёстких труб, так и в виде гибких проводов. Жёсткие трубы крепятся на стойках с помощью опорных изоляторов, а гибкие подвешиваются на порталы с помощью подвесных изоляторов. Территория, на которой располагается ОРУ, в обязательном порядке огораживается.

ОРУ позволяют использовать электрические устройства больших размеров, чем, собственно, и обусловлено их применение на высоких классах напряжений.

Изготовление ОРУ не требует дополнительных затрат на строительство помещений.

ОРУ удобнее ЗРУ в плане расширения и модернизации.

Возможно визуальное наблюдение всех аппаратов ОРУ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 42 |

Комплектное распределительное устройство (КРУ) Распределительное устройство, собранное из типовых унифицированных блоков (т. н. ячеек) высокой степени готовности, собранных в заводских условиях, называется комплектным распределительным устройством. На напряжении до 35кВ ячейки изготавливают в виде шкафов, соединяемых боковыми стенками в общий ряд. В таких шкафах элементы с напряжением до 1кВ (цепи учёта, релейной защиты, автоматики и управления) выполняют проводами в твердой изоляции, а элементы от 1 до 35кВ — проводниками с воздушной изоляцией (шины с изоляторами).

Для напряжений выше 35кВ воздушная изоляция не применима, поэтому элементы, находящиеся под высоким напряжением, помещают в герметичные камеры. В устаревшей технологии используется элегаз, в то время как в Европе элегаз постепенно заменяется вакуумными дугогасительными камерами, имеющими относительно простую конструкцию. Ячейки с элегазовыми камерами имеют сложную конструкцию, внешне похожую на сеть трубопроводов. КРУ с элегазовой изоляцией сокращённо обозначают КРУЭ, сокращения для КРУ с вакуумными дугогасительными камерами пока не введено в оборот.

Вакуумные устройства имеют более высокий ресурс коммутации и подходят для частых коммутаций, в то время как элегазовые установки применяются для работы в цепях электродвигателей с ограниченной мощностью.^[1] При этом накопленная статистика по эксплуатации демонстрирует бесспорные преимущества вакуумных выключателей — известен случай блокировки цепей управления 59 элегазовых баковых выключателей 110—500кВ производства ряда европейских компаний при температуре окружающего воздуха -41°C в Тюменской области в 2006 году из-за несовершенства конструкции, недостаточной мощности, низкой надежности обогревающих устройств баков и недостатков системы контроля давления (плотности) элегаза.

В данной схеме ОРУ использованы :

Разъединители РГП-2-1000 ухл1;

Заземляющие ножи ПРГ-01-5-ухл1 ПТ1.1-35-3,2-8 ухл1;

Трансформатор напряжения НАМИ -35 ухл1;

Трансформатор собственных нужд ТМГ 100/35 ухл 1;

Ограничитель перенапряжения ОПН-МВК;

Трансформатор тока: ТОЛ-35-III-II- ухл1300/5;

Вакуумный выключатель ВВУС-35II-25/1000 ухл1;

Трансформатор SFZ 35/6 6300Ква ухл1РПН.Т1 ток к.з=7,71%, Т2 ток к.з=7,67;

В данной схеме КРУ использованы ;

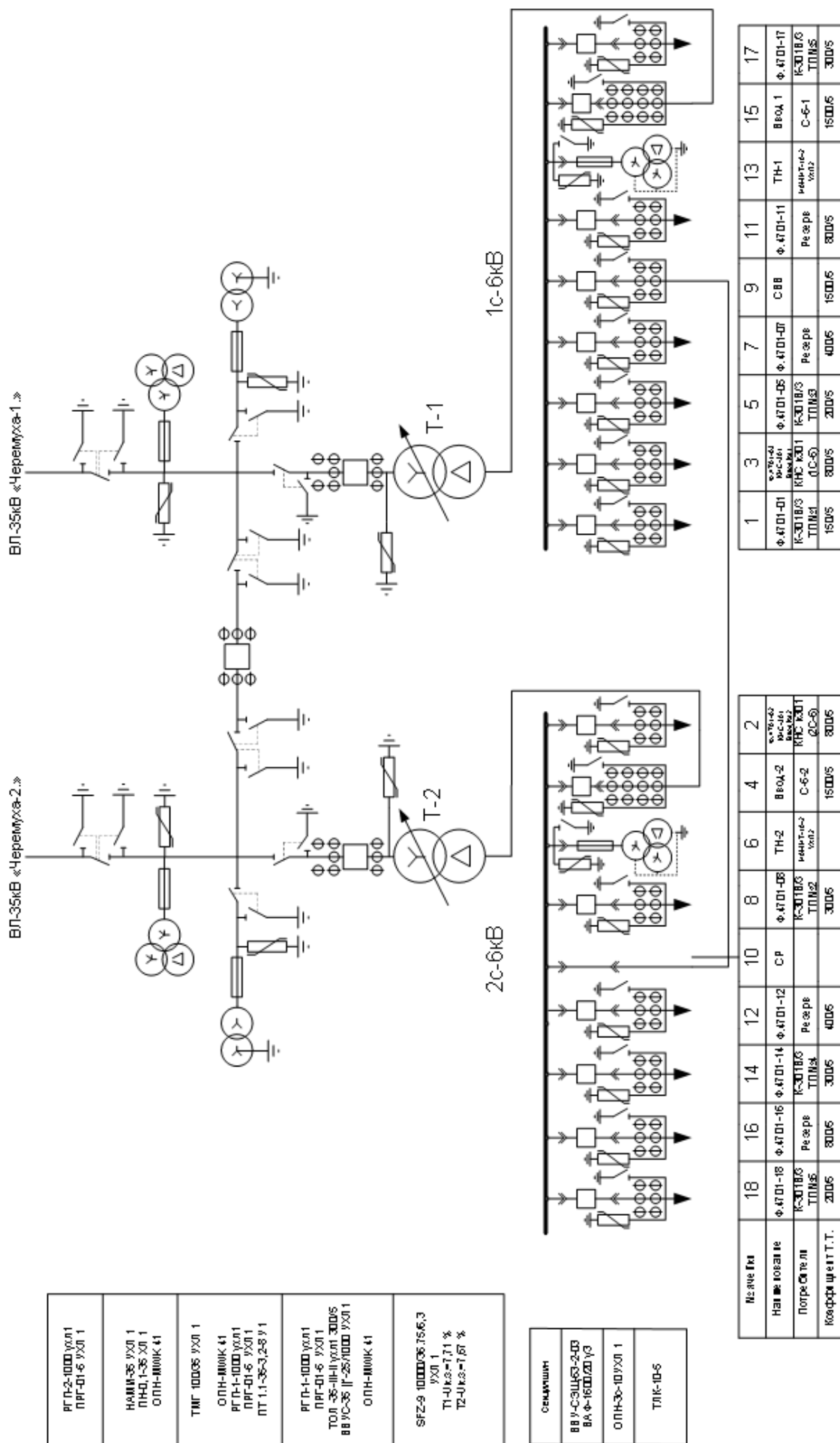
Вакуумный выключатель ВВУ-СЕЩ-63-2-03, ВАФ-1600/20уз;

Ограничитель перенапряжения ОПН-3с-10ухл1;

Трансформатор тока ТЛК-10-5.

На рисунке 9.1 изображена принципиальная схема ПС35/6кв № 4701

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 43 |



| |
|---|
| РГП-2-1000 УХЛ1 ПРГ-01-6 УХЛ1 |
| НАМИ-36 УХЛ1 ПНД-1-36 УХЛ1 ОЛН-ИИ00К 41 |
| ТМГ 1000С УХЛ1 ОЛН-ИИ00К 41 РГП-1-1000 УХЛ1 ПРГ-01-6 УХЛ1 ПТ 1.1-36-3,2-5 У1 |
| РГП-1-1000 УХЛ1 ПРГ-01-6 УХЛ1 ТОЛ-36-ИИ-УХЛ1 300У5 ВВ УС-36 П-26/1000 УХЛ1 ОЛН-ИИ00К 41 |
| SFZ-9 10000СБ.756,3 УХЛ1 Т1-УК2-7,71 % Т2-УК2-7,61 % |

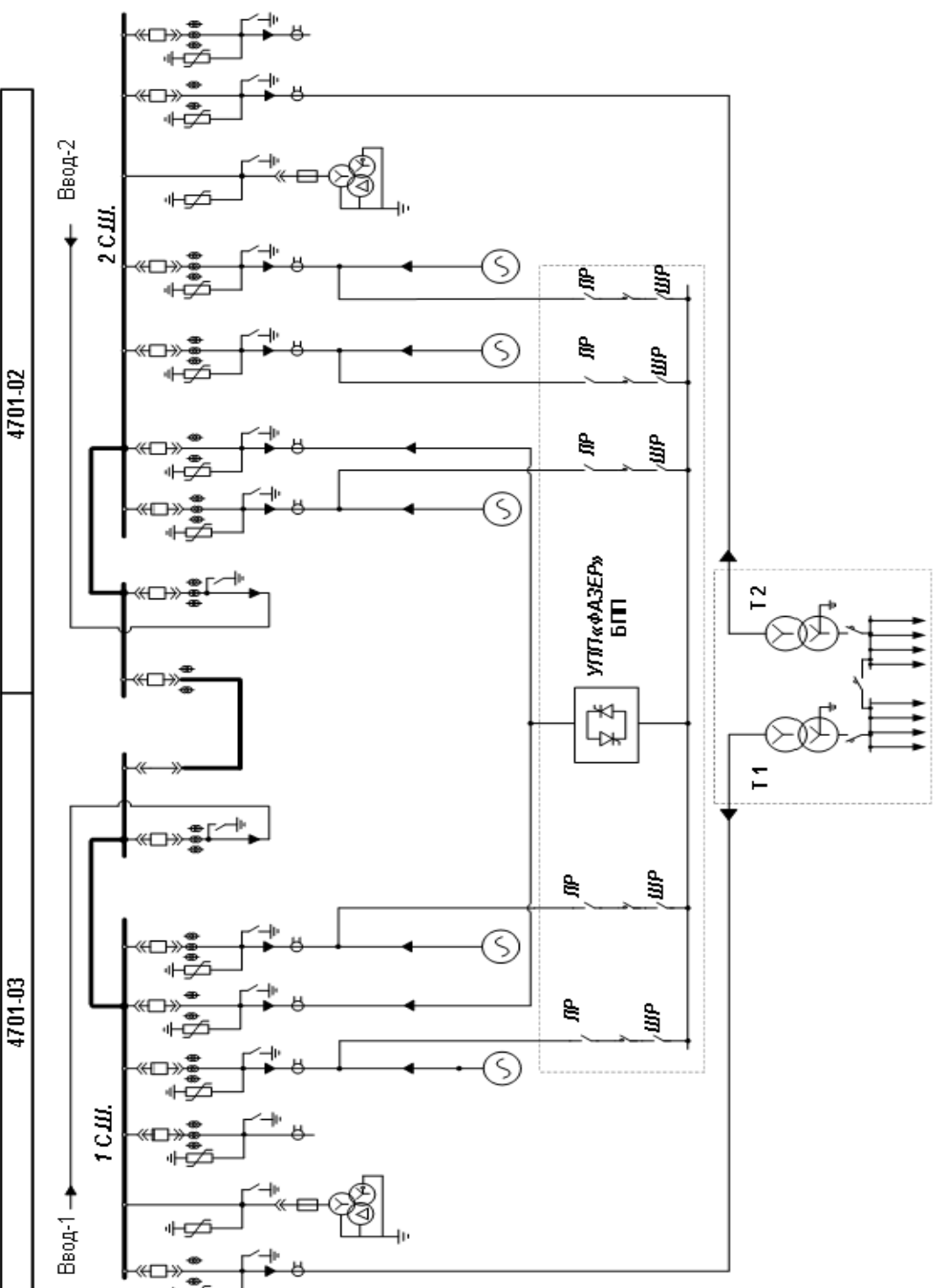
| |
|----------------------------------|
| СЕМЛШУИ |
| ВВ УС-36ЦБ-2-05 ВВ Ф-160002У3 |
| ОЛН-36-10 УХЛ1 |
| ТМГ-10С |

| | | | | | | |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------|-----------|-------|
| 1 | Ф.4701-01 К-301В/6 ТМН2 | Ф.4701-05 К-301В/6 ТМН2 | Ф.4701-11 К-301В/6 ТМН2 | 13 | 15 | 17 |
| Ф.4701-01 | Ф.4701-05 | Ф.4701-11 | ТН-1 | В804.1 | Ф.4701-17 | |
| К-301В/6 | К-301В/6 | К-301В/6 | К-301В/6 | С-6-1 | К-301В/6 | |
| ТМН2 | ТМН2 | ТМН2 | ТМН2 | 1500У5 | ТМН2 | 300У5 |

| | | | | | | | | |
|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|-----------|----------|----------|-----------|
| 18 | 16 | 14 | 12 | 10 | 8 | 6 | 4 | 2 |
| Ф.4701-18 | Ф.4701-16 | Ф.4701-14 | Ф.4701-12 | СР | Ф.4701-08 | ТН-2 | В804.2 | Ф.4701-02 |
| К-301В/6 | К-301В/6 | К-301В/6 | К-301В/6 | К-301В/6 | К-301В/6 | К-301В/6 | К-301В/6 | К-301В/6 |
| ТМН2 | ТМН2 | ТМН2 | ТМН2 | ТМН2 | ТМН2 | ТМН2 | ТМН2 | ТМН2 |
| 300У5 | 300У5 | 300У5 | 300У5 | 300У5 | 300У5 | 300У5 | 1500У5 | 300У5 |

Рисунок 9.1- Принципиальная схема ПС35/6кв № 4701

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



| | | |
|--|---------|---------|
| ПС 35.6 кВ №4701 | 4701-03 | 4701-02 |
| Тип ВВ-6 кВ «ЭВОЛИС», Ном=1600А, I _р =25кА, U _н =7,2кВ | | |
| Тип ВВ-6 кВ «ЭВОЛИС», Ном=630А, I _р =25кА, U _н =7,2кВ | | |
| Тип ОПН-РТЛЕ6 | | |
| Тип Тр-ра тока ТПО-10 | | |
| Трансформатор нулевой последовательности С3Н-200 | | |
| Трансформатор напряжения «3х3 НОП 6000А» 100МВ/3 50ВА кл 0,5 100/3 200ВА кл 3Р | | |
| Тип СТД-1600-2Р/УХЛ4 Р-1600кВт, I _р =3000 об/мин I _р =178А, U=6000В | | |
| Линейный разъединитель РВ-10/1000-У2 I _н =1000А U=6кВ | | |
| Контактор вакуумный КВТ-10-4/400У2 УХЛ5 ~220В I _н =400А U=6кВ | | |
| Шинный разъединитель Ц-6кВ I _н =1000А РВ-10/1000-У2 | | |
| Блок главного пуска Фазер 1000П/6 | | |
| КТП 6/0,4 2х1000 кВА ТМГФ 1000/6 Р=1000кВА Ном=96 А /1443А U _н =6000В U _н =400В U _{к.з.} =6,6/5,5% | | |

Отходящие потребители

Рисунок 9.2- Принципиальная схема КНС к-301

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

13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР

9.7 Принципиальная схема РУ-6/0,4кВ КНС к-301

Главной особенностью однолинейной схемы является то, что данная принципиальная схема состоит полностью из одних линий обозначения трехфазных или двухфазных цепей. Такой подход позволяет обеспечить более целесообразное использование технической документации, в один техпроект можно поместить несколько разных чертежей, не связанных друг с другом.

помещения в основном используется после готового просчета нагрузок, необходимых для питания отдельного здания.

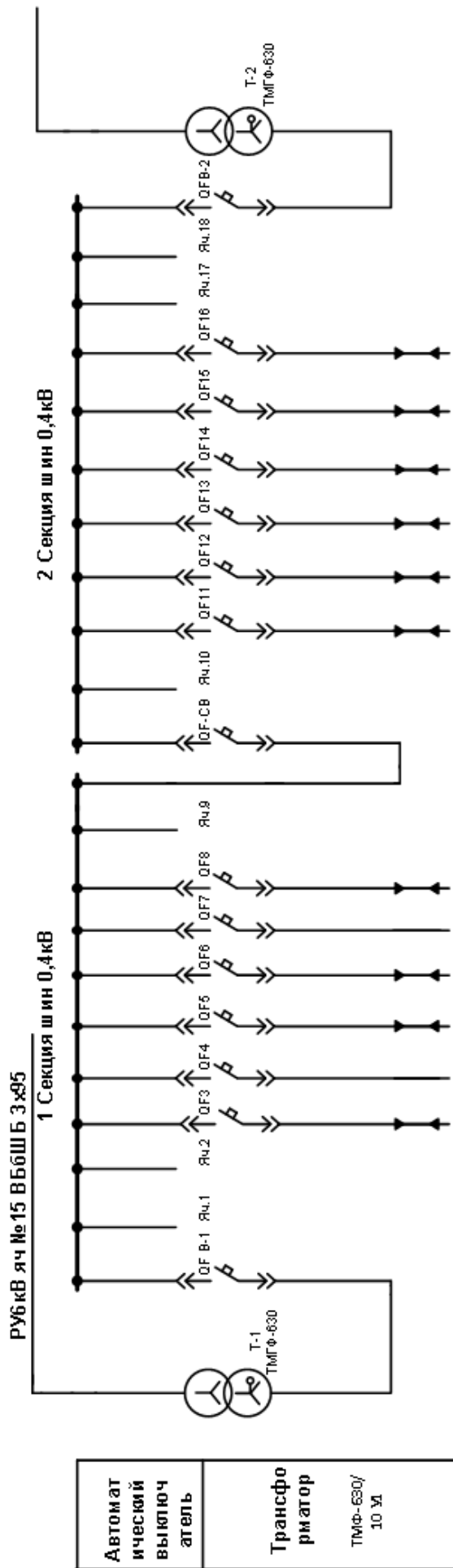
Иногда её проектируют после того, как будет рассчитана потребность проводов и питающих кабелей.

используется для перерасчета имеющийся системы подачи энергии. В большинстве случаев, это необходимо для внесения серьезных изменений в уже устанавливаемый проект.

На схеме имеется два трансформатора ТМГ-630кВа , 6/0.4кВ. От которой питается 1,2 секция 0.4кВ шкаф собственных нужд. Шкаф собственных нужд секционирован секционным выключателем 0.4кВ. Вводной автомат 1,2 на 1600А.

На рисунке 9.3-изображена принципиальная схема РУ-6/0,4кВ КНС К-301

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 47 |



| Марка автомата | Номинал, А | Потребитель | Марка кабеля | Длина кабеля |
|----------------|------------|-------------|--------------|--------------|
| BA55-43 | 1600А | Ввод№1 | ВБ6ШБ 3x95 | L=20м |
| BA57-34 | 160А | ВТЦ №1 | АВВГ-4x95 | L=10м |
| BA57-34 | 160А | Резерв | | |
| BA57-34 | 160А | ВТЦ №2 | АВВГ-4x95 | L=8м |
| BA57-39 | 630А | Ввод№1 | АВВГ-4x95 | L=8м |
| BA57-35 | 250А | Резерв | | |
| BA57-39 | 630А | Ввод№1 | АВВГ-4x95 | L=8м |
| BA57-34 | 160А | ВТЦ №2 | АВВГ-4x95 | L=8м |
| BA57-34 | 160А | Резерв | | |
| BA57-34 | 160А | ВТЦ №1 | АВВГ-4x95 | L=10м |
| BA57-34 | 160А | ВТЦ №3 | АВВГ-4x95 | L=8м |
| BA57-34 | 160А | ВТЦ №5 | АВВГ-4x95 | L=12м |
| BA57-39 | 630А | Ввод№2 | АВВГ-4x95 | L=8м |
| BA57-35 | 250А | Резерв | | |
| BA57-39 | 630А | Ввод№2 | АВВГ-4x95 | L=15м |
| BA57-39 | 630А | Ввод№2 | АВВГ-4x95 | L=15м |
| BA55-41 | 1600А | Ввод 2 | ВБ6ШБ 3x95 | L=20м |

Рисунок 9.3- Принципиальная схема РУ-6/0,4кВ КНС К-301

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

13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР

Выводы по разделу девять: разработана принципиальная схема ПС 35/6 №4701, принципиальная схема КНС к-301, принципиальная схема РУ-6/04кВ КНС-301.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 49 |

10 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА

10.1. Расчет затрат на материалы и запасные части

Для определения затрат на материалы данные берем из стоимости материалов определяется умножением цены на количество.

Затраты на материалы определяются по формуле (10.1):

$$Z_M = K_M * C_M; \quad (10.1)$$

где, K_M – количество материала, инструментов, кг (m^3 , шт);

C_M – стоимость материалов, инструментов, руб.

$$Z_M = 485,50 \cdot 16 = 7768,00$$

Аналогично первому примеру делаем расчёт затрат для остальных инструментов и материалов и заносим в таблицы 10.1 и 10.1

Таблица 10.1-Расшифровка материальных затрат.

| Наименование материала, инструмента | Единица измерения | Стоимость м/и (C_M) руб. | Количество м/и (K_M) | Затраты на матерьялы (Z_M) руб. |
|--|-------------------|------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|
| 1. Кабель (ААШв) | м | 465,50 | 16 | 7 448,00 |
| 2. Светильники в комплекте с лампами (ДРЛ-400) | шт | 533,80 | 46 | 24 554,80 |
| ΣZ_M | | | 94 | 32 002,80 |

Определяем, какие запасные части и в каком количестве необходимы. По данным прайс-листов определяем их цену и стоимость.

Таблица 10.2-Расшифровка запасных частей

| Наименование запасных частей | Единица измерения | Стоимость частей (C_M) | Количество частей (K_M) | Затраты на запчасти (Z_M) |
|---|-------------------|----------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| 1. Щиток(ПР9322) в комплекте (тепловое реле, рубильник) | Шт | 16354,80 | 4 | 65 419,20 |
| 2. Аварийные светильники в комплекте с лампами(ЛБ-20) | Шт | 675,00 | 4 | 2700,00 |

Ток однофазного замыкания на землю сети 35кВ определяем по формуле (10.1)

$$I_3 = U \cdot (35 \cdot \ell_{\text{каб}} + \ell_{\text{в}}) / 35, \quad (11.1)$$

где, I_3 - замыкание на землю;

U - линейное напряжение сети (кВ);

$L_{\text{каб}}$, $\ell_{\text{в}}$ - суммарная длина электрически связанных между собой кабельных и воздушных линии (Км);

$$35 \cdot (35 \cdot 3 + 8) / 350 = 11,3 \text{ А}$$

Определяем сопротивление заземляющего устройства для сетей 35кВ при общем заземлении по формуле (10.2):

$$R_3 = U_3 / I_3, \quad (11.2)$$

$$125 / 11,3 = 11 \text{ Ом};$$

Определяем удельное сопротивление грунта по формуле (10.3):

$$P = P_{\text{из.}} \cdot \psi^2, \quad (11.3)$$

где, P - удельное сопротивление;

$$0,6 \cdot 10^4 \cdot 1,56 = 0,9 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{см};$$

Коэффициент повышения сопротивления $\psi^2 = 1,56$ (песок);

Выбираем в качестве заземлителей прутковые электроды длиной $\ell = 5$ м сопротивление одного пруткового электрода равен:

$$R_{0.\text{п.р.}} = 0,00227 \cdot \rho = 0,00227 \cdot 0,9 \cdot 10^4 = 20,4 \text{ Ом};$$

Принимаем размещение заземлителей в ряд с расстоянием между ними $d=6$ м;

Определяем число заземлителей по формуле (10.4):

$$n = R_{0.\text{п.р.}} / (\eta \cdot R_3), \quad (11.4)$$

$$20,4 / (0,6 \cdot 4) = 0,30 \text{ шт.}$$

11.3 Противопожарная и взрывобезопасность

Пожарная опасность электроустановок обусловлена наличием в применяемом электрооборудовании горючих изоляционных материалов. Горючей является изоляция действующих на ТП трансформаторов. Наибольшую опасность представляют маслонаполненные аппараты - масляные силовые трансформаторы и кабельные линии с бумажной изоляцией.

В пожароопасных помещениях всех классов следует применять только защищенные электропроводки. Допускается открытая прокладка изолированных проводов на изоляторах, но при условии их удаления от мест скопления горючих

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.109.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 54 |

