

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт Энергетический (ЭНИИ)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Разработка схемы электроснабжения Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК</b>

УДК 621.31.031.622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ4К	Байсариев Таалайбек Мыктыбекович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Обухов Сергей Геннадьевич	д.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры менеджмента	Грахова Елена Александровна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Юрий Викторович	к.т.н		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>Электроснабжение промышленных предприятий</b>	<b>Завьялов В.М.</b>	<b>д.т.н., доцент</b>		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт Энергетический (ЭНИИ)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ЭПП

**Завьялов В.М.**

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

**магистерской диссертации**

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ4К	Байсариеву Таалайбеку Мыктыбековичу

Тема работы:

Разработка схемы электроснабжения Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК

Утверждена приказом директора (дата, номер)

04.02.2016 г. № 764/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

- Генеральный план Вахского месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК
- Ведомость электрических нагрузок по объектам района электроснабжения
- Характеристика среды производственных помещений и потребителей электроэнергии
- Сведения об электрических нагрузках прокатно-ремонтного цеха
- План прокатно-ремонтного цеха

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Постановка задачи проектирования;</li> <li>- Содержание процедуры исследования, проектирования;</li> <li>- Наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке;</li> <li>- Заключение по работе</li> </ul>
--	---

<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Генплан предприятия (рис. 1.1);</li> <li>- План прокатно – ремонтного цеха (рис. 1.2);</li> <li>- Генеральный план предприятия с картограммой нагрузок (рис. 3);</li> <li>- Генеральный план предприятия со схемой питания цеховых трансформаторов (рис. 4);</li> <li>- Схема сети предприятия (рис. 5.3);</li> <li>- Расчетная схема точек КЗ (6.1)</li> <li>- Однолинейная схема сети предприятия (рис. 7.1);</li> <li>- Схема распределения нагрузок силовых пунктов (рис. 8.1);</li> <li>- Однолинейная схема прокатно – ремонтного цеха (рис. 8.2).</li> <li>- Эпюра отклонения напряжений (рис. 10.2)</li> <li>- Карта селективности действия аппаратов защиты (рис. 11.2)</li> </ul>
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Грахова Елена Александровна
«Социальная ответственность»	Бородин Юрий Викторович
Раздел магистерской диссертации, выполненный на иностранном языке	Галанова Ольга Александровна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Ein konzept zur betriebsführung von wind-diesel-systemen mit kurzzeitenergiespeichern

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Обухов Сергей Геннадьевич	Д.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4K	Байсариев Таалайбек Мыктыбекович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5AM4K	Байсариеву Таалайбеку Мыктыбековичу

<b>Институт</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Уровень образования</b>	<b>Направление/специальность</b>
		Магистратура	Электроэнергетика и электротехника / Электроснабжение промышленных предприятий

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

<i>1. Стоимость ресурсов проектной работы: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Инициатор проекта ОАО «Тоскнефть» ВНК.</li> <li>- Примерный бюджет проекта 31 млн.руб.;</li> <li>- В исследовании задействованы 2 человека: руководитель проекта, инженер-разработчик;</li> </ul>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Проект выполняется в соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов» и ГОСТ Р 51541-99 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность» В соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов» и ГОСТ Р 51541-99 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность»</li> <li>- Минимальный размер оплаты труда (по 2016 году) составляет 6675 руб.</li> </ul>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Отчисления во внебюджетные фонды – 30% от ФОТ</li> <li>Согласно п.3 п.п.16 ст. 149 НК РФ данный НИП не подлежит налогообложению. На основании п. 1 ст. 58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2016 году вводится пониженная ставка для расчета отчислений во внебюджетные фонды – 27,1% от фонда оплаты труда.</li> </ul>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Техничко-экономическое сравнение вариантов (Потенциальные потребители проекта).</li> <li>- Выбор структурной схемы.</li> </ul>
<i>2. Планирование и формирование бюджета проектной работы</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Организация работ технического проекта</li> <li>- Структура работ в рамках технического проектирования</li> <li>- Определение трудоемкости выполнения работ</li> <li>- Смета затрат на проектирование</li> <li>- Формирование бюджета затрат проектирования</li> <li>- Смета затрат на цеховое оборудование и т.п.</li> </ul>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Определение научно-технической эффективности проекта</li> <li>- Определение ресурсной и финансовой, эффективности проекта</li> </ul>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. График Ганта
-----------------

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент кафедры менеджмента	Грахова Елена Александровна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5AM4K	Байсариев Таалайбек Мыктыбекович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM4K	Байсариеву Таалайбеку Мыктыбековичу

Институт	ЭНИН	Кафедра	ЭСП
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Возобновляемые источники энергии

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды: (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения);</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы);</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу);</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера);</li> </ul>	<p><i>Вредные:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенный уровень шума;</li> <li>– повышенный уровень вибрации;</li> <li>– отсутствие или недостаток естественного освещения;</li> <li>– отклонение показателей микроклимата;</li> </ul> <p><i>Опасные:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные);</li> <li>– повышенная температура;</li> <li>– наличие большого количества электрического оборудования;</li> <li>– микроклиматические нормы;</li> </ul>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме: “Электроснабжение прокатно - ремонтного цеха”</p>	<p>ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (09. 2006).  <b>ГОСТ 12.0.003-74 (с измен. 1999 г.)</b> Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.          ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.          ГОСТ 12.1.019 -2009 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.          ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.          ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.  <b>Правила устройства электроустановок (ПУЭ)</b>  <b>Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"</b>  <b>Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 «О противопожарном режиме»</b></p>
<p><b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b></p>	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов, проектируемой производственной, среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, и её связь</li> </ul>	<p><i>Анализ выявленных вредных факторов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенный уровень шума;</li> <li>– повышенный уровень вибрации;</li> <li>– отсутствие или недостаток</li> </ul>

<p><i>с разрабатываемой темой</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– действие фактора на организм человека</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ)</li> <li>– предлагаемые средства защиты: (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p><i>естественного освещения;</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– отклонение показателей микроклимата</li> </ul> <p><i>обязательное использование коллективных и индивидуальных средств защиты;</i></p>
<p><i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты)</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты)</li> <li>– электробезопасность (в том числе статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p><i>Анализ выявленных опасных факторов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) – щиты, планки, СИЗ</li> <li>– повышенная температура – ограждения, СИЗ</li> <li>– статическое электричество – СИЗ, защитные ограждения, защитное заземление;</li> <li>– возможность пожара - углекислотные огнетушители, пожарный кран.</li> </ul>
<p><i>3. Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы)</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы)</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы)</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p><i>Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– изучение влияния возможных утечек в почву, разработка решения этой проблемы.</li> </ul>
<p><i>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p><i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– пожар (установка огнетушителей, пожарных кранов)</li> </ul>
<p><i>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны;</li> </ul>	<p><i>Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства</i></p>
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	
<p><i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i></p>	<p><i>Расчет защитного заземления</i></p>

<p><b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b></p>	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Ю.В.	к.т.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ4К	Байсариев Таалайбек Мыктыбекович		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт **Энергетический (ЭНИИ)**

Направление подготовки **13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника**

Уровень образования **магистр**

Кафедра **Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)**

Период выполнения **осенний 2014/2015/, весенний семестр 2015/2016 учебного года)**

Форма представления работы:

магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
02.02.15.– 29.12.15.	Расчет основной части ВКР	45
14.03.16.– 16.05.16.	Расчет спецвопроса	45
11.04.16.– 29.04.16.	Финансовый менеджмент, социальная ответственность	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Обухов Сергей Геннадьевич	д.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электроснабжение промышленных предприятий	Завьялов В.М.	д.т.н., доцент		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 185 с., 49 рис., 60 табл., 29 источника, 10 приложение.

Ключевые слова: расчётная нагрузка, картограмма нагрузок, выбор трансформаторов, компенсация реактивной мощности, электроснабжение цеха, выбор сечения, выбор защитной аппаратуры, расчёт токов короткого замыкания, выбор оборудования, однолинейная схема, спецвопрос, менеджмент, социальная ответственность.

Объектом исследования является прокатно – ремонтный цех и кусты скважин Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК.

Цель работы: разработка системы электроснабжения нефтяного месторождения в целом и системы электроснабжения прокатно – ремонтного цеха.

В процессе исследования произведён поэтапный расчёт нагрузок прокатно – ремонтного цеха и всего нефтяных месторождений, выбор сечений воздушных и кабельных линий, выбор оборудования и его проверка при различных режимах работы, выбор защитной аппаратуры и проверка селективности её действия.

В результате исследования была спроектирована конкретная модель электроснабжения нефтяного месторождения.

Основные конструктивные, технологические и технико- эксплуатационные характеристики: исследуемое нефтяное месторождение состоит из 5 кустов, 1 прокатно – ремонтного цеха, все относятся ко второй категории по степени надёжности электроснабжения, напряжение питающей линии 110 кВ, рабочие напряжения внутри предприятия 6,3 и 0,4 кВ

Область применения: нефтяные месторождения.

## **Определения, нормативные ссылки**

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (09.2006).

ГОСТ 12.0.003-74 (с измен. 1999 г.) Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.019 -2009 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

**Правила устройства электроустановок (ПУЭ)**

**Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015)**  
"Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"

**Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 «О**  
противопожарном режиме»

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**Электроустановка** - совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования, предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другие виды энергии.

**Электроснабжение** - обеспечение потребителей электрической энергией.

**Системой электроснабжения** называется совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией.

**Электрической сетью** называется совокупность электроустановок для

передачи распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных (ВЛ) и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

**Приемником электрической энергии** (электроприемником) называется аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

**Потребителем электрической энергии** называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

**Нормальный режим** потребителя электрической энергии – режим, при котором обеспечиваются заданные значения параметров его работы.

**Послеаварийный режим** – режим, в котором находится потребитель электрической энергии в результате нарушения в системе его электроснабжения до установления нормального режима после локализации отказа.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение .....	11
1. Исходные данные.....	14
2 Расчет электрических нагрузок.....	17
2.1 Определение расчётной электрической нагрузки прокатно-ремонтного цеха.....	17
2.2 Определение расчётной нагрузки предприятия в целом.....	24
3 Картограмма и определение центра электрических нагрузок.....	27
3.1 Построение картограммы нагрузок.....	27
3.2 Построение зоны рассеяния центра электрических нагрузок.....	28
4. Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций.....	31
4.1 Расчет потерь мощности в трансформаторах.....	33
4.2 Расчет мощности компенсационных устройств в сети 0,4 кВ.....	35
4.3 Определение мощности батарей конденсаторов в сети 6,3 кВ.....	36
5. Схема внешнего электроснабжения.....	38
5.1 Схема ГПП.....	38
5.2 Выбор мощности трансформаторов ГПП.....	40
5.3 Выбор сечения линии, питающей ГПП.....	40
5.4 Выбор сечения линии, питающей ТП.....	43
6. Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1 кВ.....	48
7. Выбор высоковольтных аппаратов защиты.....	54
7.1 Выбор выключателей и разъединителей.....	56
7.2. Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения.....	60
8. Схема электроснабжения до 1000 В. Прокатно-ремонтный цех.....	67
8.1 Выбор силовых распределительных пунктов (РП).....	68
8.2 Выбор и проверка электрических аппаратов в сети ниже 1000 В.....	70
8.3 Выбор сечений линий питающей сети цеха.....	72
9. Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В.....	79
10. Расчет электрической сети по потере напряжения.....	82

11. Построение карты селективности действия аппаратов защиты.....	90
12. Спецвопрос (Разработка схемы электроснабжения ветро – дизельной электростанцией).....	93
13. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	121
14. Социальная ответственность.....	140
Заключение.....	159
Список использованной литературы.....	161
Приложения.....	163

## ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается разработка схемы электроснабжения Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК»

Цель работы является разработка схемы электроснабжения Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК. Так как предприятие отличается от стандартных промышленных предприятий, расположением объектов отдаленно друг от друга, разрабатывается индивидуальная схема электроснабжения объекта, при этом соблюдая удовлетворяющий следующие требования:

1. Экономичность и надежность
2. Безопасность и удобства в эксплуатации
3. Обеспечения надлежащего качества электроэнергии в соответствии с указаниями ГОСТ, уровней и отклонений напряжения, стабильности частоты и др.
4. Экономии цветных металлов и электрической энергии.
5. Гибкость системы, дающей возможность предстоящего развития без значимого переустройства основных вариантов электросетей на этапе строительства и эксплуатации.
6. Максимального приближения источников высшего напряжения к электроустановкам нагрузок, который обеспечивает минимальное количество сетевых звеньев и ступеней промежуточной трансформации, понижение начальных издержек и сокращение потерь электрической энергии с одновременным повышением надежности.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

**1) Расчет электрических нагрузок цеха, кустов скважин и предприятия в целом**

Здесь производим:

Расчёт электрических нагрузок прокатно-ремонтного цеха

Расчет нагрузок предприятия в целом

Построение картограммы и определение центра электрических нагрузок для оптимального места расположения ГПП (главного понизительного пункта) на территории предприятия.

Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций

Расчет потерь мощности в трансформаторах

Расчет мощности компенсационных устройств в сетях до и выше 1000 В

## **2) Схема внешнего электроснабжения**

В этом разделе выбираем схему ГПП, схемы распределительного устройства 6 кВ, мощности и числа трансформаторов, сечения линии, питающей ГПП, трансформаторного пункта.

## **3) Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1 кВ**

Расчет токов короткого замыкания нужно для:

1. выбора электрооборудования;
2. выбора средств ограничения токов короткого замыкания;
3. проектирования защиты и автоматики.

## **4) Схема электроснабжения до 1000 В**

Снабжение цеха производится в последующей очередности.

1. электрооборудования цеха распределяются по пунктам питания (силовым распределительным пунктам и распределительным шкафам), выбирается схема и способ прокладки питающей сети цеха (от трансформаторного пункта до электроприемников).

2. определяются расчетные мощности по пунктам питания цеха

3. Выполняется выбор сечений питающей сети по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева и проверка их по потере напряжения.

4. Выполняется выбор силовой распределительной сети и аппаратов защиты цеха.

5. Для участка цеховой сети (от вводного автомата на подстанции до самого мощного или максимально удаленного электроприемника) строится карта селективности действия аппаратов защиты. Построение карты

селективности действия защитных аппаратов, с помощью которой, в свою очередь, можно проверить правильность выбора защитных аппаратов и селективность их действия.

6. Выполняется расчет питающей и распределительной сети по договорам допустимой потери напряжения и строится эпюра отклонения напряжения от главной понизительной подстанции до наиболее мощного электроприемника

7. Производится расчет токов короткого замыкания для участка цеховой сети от трансформаторного пункта до наиболее мощного электроприемника цеха. Полученные данные наносятся на карту селективности действия аппарата защиты.

## 1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Объектом исследования является прокатно – ремонтный цех и кусты скважин Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК которые изображены на рисунке 1.1.

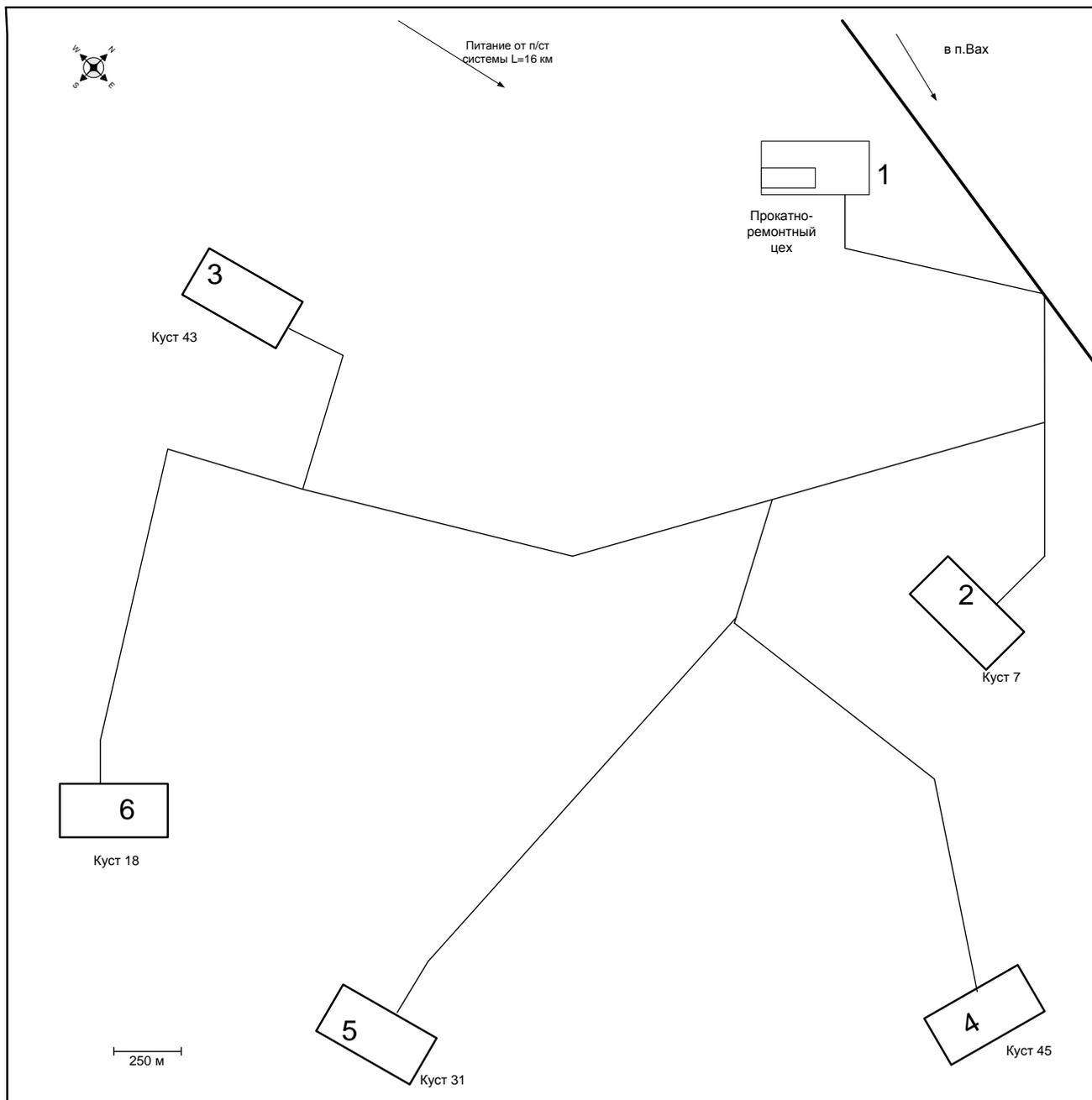


Рис. 1.1 Генеральный план Вахского месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК

Таблица 1.1 Ведомость электрических нагрузок по объектам района электроснабжения

№ на плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт
1	Прокатно-ремонтный цех S=1800 м <sup>2</sup>	935
2	Куст №7	590
3	Куст №43	0,38 кВ
		6 кВ
4	Куст №45	590
5	Куст №31	0,38 кВ
		6 кВ
6	Куст №18	645

Таблица 1.2 Характеристика среды производственных помещений и потребителей электроэнергии

№ на плане	Наименование цеха	Характеристика производственной среды	Характеристика потребителей по степени бесперебойности электроснабжения
1	Прокатно-ремонтный цех	нормальная	II
2	Куст №7	влажная	II
3	Куст №43	влажная	II
4	Куст №45	влажная	II
5	Куст №31	влажная	II
6	Куст №18	влажная	II

Таблица 1.3 Данные об электроприемниках прокатно-ремонтного цеха

Номер на плане	Название электрооборудования	Установленная мощность ЭП, кВт
1-9	Автоаматыватель	5,5
10-13	Клещи сварочные	5
14	Электрованна	20
15	Пресс	22
16,20	Разделка кабеля	9,5
19, 21	Автоаматыватель разделки кабеля	7,5
22-26	Маслонасос	2
27,17,18,31,32,36,57	Вентилятор	7,5
28-30	Компрессор	75
33	Печь отжига	15
34	Мойка пакетов	3

35	Мойка ЗИП	2,2
40,39, 47, 51, 53, 55, 56, 60, 62, 64	Цепной транспортер	2,2
37, 38	Токарный станок	2,2
41	Пресс горизонтальный	15
42	Силовой транспортер	15
43, 45	Вертикально-сверлильный станок	3,2
44	Маслобойная установка (гидравлическая)	4
46	Пресс шайбобой	4
48	Привод тележки 5,5т	5,5
49, 50	Транспортер сборки ЭЦН	7,5
52, 54	Мойка горячим маслом	11
58	Маслоочиститель	2,2
59	Привод стенда испытания гидрозащиты	9
61	Сушильный электрошкаф	40
63	Сушка статоров ПЭД	90
65	Привод стенда испытания ЭЦН	120
66	Привод стенда испытания ПЭД	90
67-70	Кран-балка ПВ=40%	4,5
<b>ВСЕГО</b>		<b>935</b>

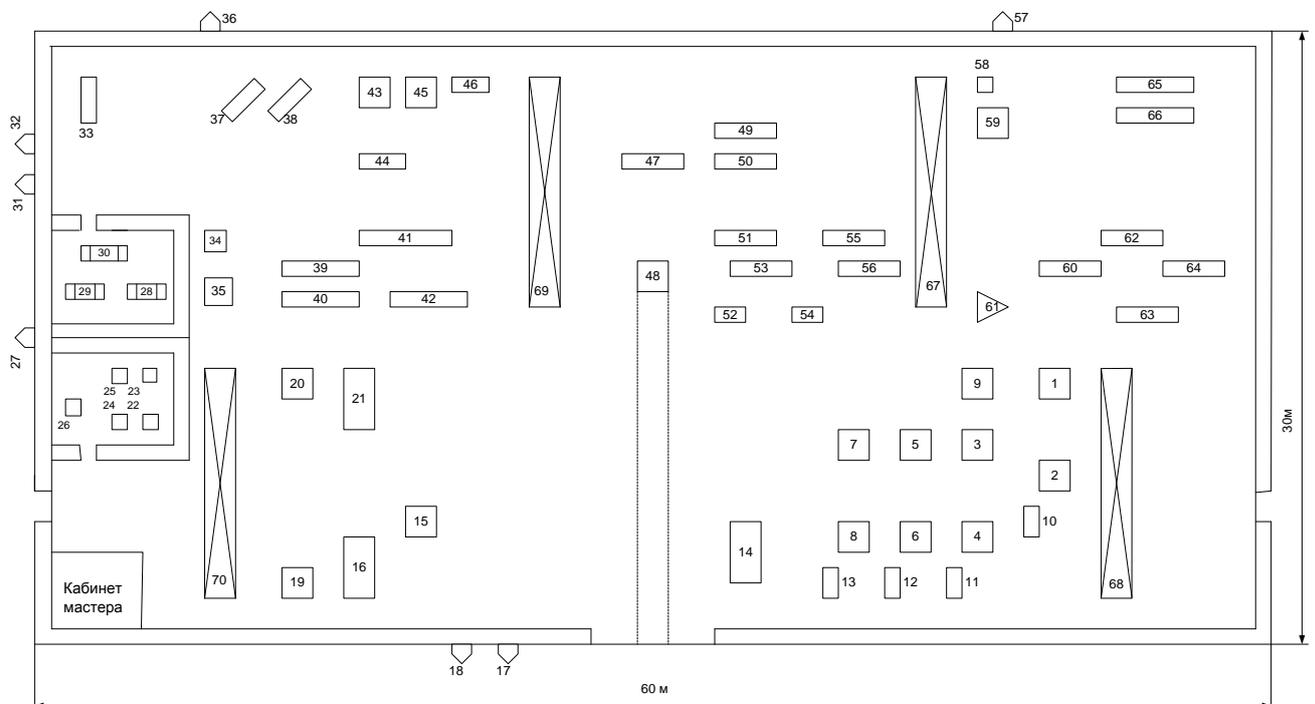


Рисунок 1.2 – План прокатно-ремонтного цеха

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ПРОКАТНО-РЕМОНТНОГО ЦЕХА

Средние активные и реактивные нагрузки за максимально загруженную смену:

$$P_{см} = K_u \cdot P_{ном} \text{ (кВт)},$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot tg\varphi \text{ (кВар)}.$$

Для каждой группы электроприемников подводится итог по среднесменной активной и реактивной нагрузке для всей группы.

$K_u$  и  $cos\varphi$  для каждого электроприемника или группы электроприемников принимаются по справочным данным [5].

Средневзвешенный коэффициент использования группы определяется как:

$$K_{u\text{ ср}} = \frac{\sum P_{см}}{\sum P_{ном}},$$

где  $\sum P_{см}$  - суммарная средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену, кВт;

$\sum P_{ном}$  - суммарная установленная мощность группы ЭП, кВт.

Эффективное число электроприемников  $n_{э}$  – это такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обуславливает ту же величину нагрузки, что и группа различных по номинальной мощности и режиму работы электроприемников. Так как

$m = \frac{P_{ном.макс}}{P_{ном.мин}} > 3$  и  $K_{u.гр} \geq 0,2$   $n_{э}$  определено по формуле:

$$n_{э} = \frac{2\sum P_{ном}}{P_{ном.макс}}, \text{ где } P_{ном.макс} \text{ и } P_{ном.мин} \text{ - номинальные активные мощности}$$

наибольшего и наименьшего электроприемников в группе.

Коэффициент максимума активной мощности определяется по кривым или по таблице [1] в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования  $K_{u.ср}$  и эффективного числа электроприемников  $n_{э}$ :

$$K_m = f(n_3, K_u).$$

Расчетная активная и реактивная мощности группы ЭП определяются из выражений:

$$P_p = K_m \cdot P_{см},$$

$$Q_p = Q_{см}, \text{ при } n_3 > 10,$$

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{см}, \text{ при } n_3 \leq 10.$$

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха определяется по установленной мощности и коэффициенту спроса:

$$P_{p.o.} = P_{н.o.} \cdot K_{co}$$

$$P_{p.o.} = 27 \cdot 0,85 = 23 \text{ кВт}$$

$K_{co}$  принимается по справочным данным [5]  $K_{co} = 0,85$ . Величина  $P_{н.o.}$  находится как:

$$P_{н.o.} = P_{уд.o.} \cdot F,$$

$$P_{н.o.} = 15 \cdot 1800 = 27 \text{ кВт}$$

где  $P_{уд.o.}$  - удельная плотность осветительной нагрузки,  $Вт/м^2$  (принимается по справочным материалам [5]  $P_{уд.o.} = 15 \text{ Вт/м}^2$ ).

$F$  - площадь цеха,  $60 \times 30 = 1800 \text{ м}^2$  (определяется по генплану).

Полная максимальная нагрузка цеха:

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2}.$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U}.$$

где  $S_p$  - расчетная мощность, кВА;

$U_n$  - номинальное напряжение, кВ.

Результаты расчета сведем в таблицу 2.1, а в качестве примера рассмотрим расчет некоторых пунктов.

Асинхронный двигатель ДА302-16-44-6/8У1  $P=400$  кВт, 6 кв,  $\cos \varphi = 0,84$ ,  $\eta = 90,5\%$ , кратности пускового тока  $I_{пуск} = 5,8$ , момента  $M_{пуск} = 0,7$ ,  $M_{макс} = 2,5$ .

Таблица 2.1 – Расчетная нагрузка прокатно-ремонтного цеха

№ n/n	Название узлов питания и групп ЭП	Количество ЭП n	Номинальная мощность, приведенная к ПВ=100 %		Коэффициент использования $K_{И}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	Средняя нагрузка за максимально загруженную смену		Эффективное число ЭП $n_{э}$	Коэффициент максимума $K_{М}$	Максимальная нагрузка			Расчетный ток $I_p, A$
			одного ЭП $P_{Н},$ кВт	общая $P_{Н},$ кВт				$P_{ср} = K_{И} \cdot P_{М},$ кВт	$Q_{ср} = P_{ср} \cdot tg\varphi_{ср},$ кВар			$P_{М} = K_{М} P_{ср},$ кВт	$Q_{М} = Q_{ср}$ при $\cos\varphi > 10,$	$S_{М} = \sqrt{P_{М}^2 + Q_{М}^2},$ кВА	
	<b>Приемники группы А</b>														
1	Автонамотыватель	9	5,5	49,5	0,14	0,5	1,73	6,93	12,00						
2	Клещи сварочные	4	5	20	0,25	0,6	1,33	5,00	6,67						
3	Пресс	1	22	22	0,17	0,65	1,17	3,74	4,37						
4	Автонамотыватель разделки кабеля	2	7,5	15	0,14	0,5	1,73	2,10	3,64						
5	Печь отжига	1	15	15	0,5	0,95	0,33	7,50	2,47						
6	Цепной транспортер	10	2,2	22	0,4	0,8	0,75	8,80	6,60						
7	Токарный станок	2	2,2	4,4	0,14	0,5	1,73	0,62	1,07						
8	Пресс горизонтальный	1	15	15	0,17	0,65	1,17	2,55	2,98						
9	Вертикально- сверлильный станок	2	3,2	6,4	0,16	0,6	1,33	1,02	1,37						
10	Пресс шайбой	1	4	4	0,25	0,65	1,17	1,00	1,17						
11	Маслоочиститель	1	2,2	2,2	0,25	0,65	1,17	0,55	0,64						
12	Кран-балка ПВ=40%	4	2.8	11.4	0.1	0.5	1.73	1.14	1.97						
	<b>Итого по группе А:</b>	-	-	<b>186.9</b>	<b>0.219</b>	-	-	<b>40.95</b>	<b>44.94</b>	32	<b>1.45</b>	<b>59.38</b>	<b>44.94</b>	<b>74.47</b>	<b>113.14</b>
	Приемники группы Б														
1	Электрованна	1	20	20	0,7	0,95	0,33	14,00	4,60						
2	Разделка кабеля	2	9,5	19	0,65	0,85	0,62	12,35	7,65						
3	Маслонасос	5	2	10	0,65	0,75	0,88	6,50	5,73						
4	Вентилятор	7	7,5	52,5	0,75	0,8	0,75	39,38	29,53						

5	Компрессор	3	75	225	0,65	0,8	0,75	146,25	109,69						
6	Мойка пакетов	1	3	3	0,7	0,65	1,17	2,10	2,46						
7	Мойка ЗИП	1	2,2	2,2	0,7	0,65	1,17	1,54	1,80						
8	Силовой транспортер	1	15	15	0,65	0,7	1,02	9,75	9,95						
9	Маслобойная установка (гидравлическая)	1	4	4	0,85	0,95	0,33	3,40	1,12						
10	Привод тележки 5,5т	1	5,5	5,5	0,7	0,85	0,62	3,85	2,39						
11	Транспортер сборки ЭЦН	2	7,5	15	0,6	0,7	1,02	9,00	9,18						
12	Мойка горячим маслом	2	11	22	0,6	0,7	1,02	13,20	13,47						
13	Привод стенда испытания гидрозащиты	1	9	9	0,7	0,85	0,62	6,30	3,90						
14	Сушильный электрошкаф	1	40	40	0,75	0,95	0,33	30,00	9,86						
15	Сушка статоров ПЭД	1	90	90	0,8	0,95	0,33	72,00	23,67						
16	Привод стенда испытания ЭЦН	1	120	120	0,7	0,85	0,62	84,00	52,06						
17	Привод стенда испытания ПЭД	1	90	90	0,7	0,85	0,62	63,00	39,04						
	<b>Итого по группе Б:</b>	-	-	<b>742,2</b>	<b>0,70</b>	-	-	<b>516,62</b>	<b>326,09</b>	-	<b>1</b>	<b>516,62</b>	<b>326,09</b>	<b>610,92</b>	<b>928,20</b>
	Итого силовая нагр. по цеху (гр. А и Б)	70	597,8	929,1	Кс	-	-	557,56	371,04	-	-	575,99	371,04	685,15	1040,98
	Электрическое освещение	-	-	27	0,85	-	-	23	-	-	-	23			
	<b>Итого по цеху:</b>	-	-	<b>956,1</b>	-	-	-	<b>580,51</b>	<b>371,04</b>	-	-	<b>598,99</b>	<b>371,04</b>	<b>704,60</b>	<b>1070,52</b>

Таблица 2.2 – Расчетные данные нагрузок по пунктам распределения прокатно-ремонтного цеха

Исходные данные				Расчетные величины			Расчетная мощность	Расчетный ток $I_p, A$	ИномЭп	$I_{пуск} = I_{ном} * k_p, k_p = 5,5$	$I_{пикр} = I_{пуск} + I_p - I_{номмах} * k_i$	$I_{пиктр} = I_{пуск} - I_{номмах} + \Sigma I_{ном}$						
По заданию варианта			По справочным данным			Активная $P_m, кВт$							Реактивная $Q_m, кВАр$	полная $S_m, кВА$				
Наименование электроприемников, узлов нагрузки	Кол-во ЭП, $n$	Номинальная (угл) мощность, кВт		коэффициент использования $K_{и}$	коэффициент реакт. Мощн. $Cos(\varphi)$		коэффициент реакт. Мощн. $tg(\varphi)$	$P_c = K_{и} * n P_n$	$Q_c = K_{и} * n P_n * tg(\varphi)$	$N_{э} = (\Sigma P_n) / 2 / \Sigma P_n \wedge 2$	Коэффициент расчетной нагрузки $K_p$							
		Одно го ЭП $P_{нi}$	Общая $n P_n$															
<b>ШРА1</b>																		
<b>Группа Б</b>																		
Маслонасос	5	2	10	0,65	0,75	0,88	6,5	5,7				2,6	14,5					
Вентилятор	1	7,5	7,5	0,75	0,8	0,75	5,6	4,2				10,7	58,8					
<b>Итого</b>	<b>6</b>		<b>17,50</b>	<b>0,69</b>			<b>12,13</b>	<b>9,95</b>		<b>1</b>	<b>12,13</b>	<b>9,95</b>	<b>15,69</b>	<b>23,83</b>	<b>23,8</b>	<b>131,1</b>	<b>74,6</b>	<b>71,9</b>
<b>ШРА2</b>																		
<b>Группа Б</b>																		
Компрессор	3	75	225	0,65	0,8	0,75	146,25	109,69					92,6	509,2				
Вентилятор	2	7,5	15	0,75	0,8	0,75	11,25	8,44					10,7	58,8				
<b>Итого группы Б</b>	<b>5</b>		<b>240</b>	<b>0,66</b>			<b>157,5</b>	<b>118,13</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>157,50</b>	<b>118,13</b>	<b>196,88</b>	<b>299,1</b>	<b>299,1</b>	<b>1645,2</b>		
<b>Группа А</b>																		
Печь отжига	1	15	15	0,5	0,95	0,33	7,50	2,47					12,0	66,0				
<b>Итого группы А</b>	<b>1</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>0,5</b>			<b>7,50</b>	<b>2,47</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>7,5</b>	<b>2,47</b>	<b>7,89</b>	<b>11,99</b>	<b>12,0</b>	<b>66,0</b>		
<b>Итого</b>	<b>6</b>	<b>m</b>	<b>255</b>	<b>0,65</b>			<b>165</b>	<b>120,59</b>		<b>-</b>	<b>165</b>	<b>120,6</b>	<b>204,4</b>	<b>310,5</b>	<b>310,5</b>	<b>1707,8</b>	<b>759,5</b>	<b>727,1</b>
<b>ШРА3</b>																		
<b>Группа А</b>																		
Цепной транспортер	2	2,2	4,4	0,4	0,8	0,75	1,76	1,32					1,7	9,2				
Токарный станок	2	2,2	4,4	0,14	0,5	1,73	0,62	1,07					1,9	10,3				
<b>Итого группы А</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>8,8</b>	<b>0,27</b>			<b>2,38</b>	<b>2,39</b>	<b>4</b>	<b>1,06</b>	<b>2,53</b>	<b>2,39</b>	<b>3,48</b>	<b>5,28</b>	<b>5,1</b>	<b>28,1</b>		
<b>Группа Б</b>		<b>m</b>																
Вертикально-сверлильный станок	2	3,2	6,4	0,16	0,6	1,33	1,02	1,37						1,3	7,1			
Пресс шайбой	1	4	4	0,25	0,65	1,17	1,00	1,17						2,3	12,9			
Мойка пакетов	1	3	3	0,7	0,65	1,17	2,1	2,46						4,9	27,0			
Мойка ЗИП	1	2,2	2,2	0,7	0,65	1,17	1,54	1,80						3,6	19,8			
Вентилятор	1	7,5	7,5	0,75	0,8	0,75	5,63	4,22						10,7	58,8			

<b>Итого группы Б</b>	<b>6</b>		<b>23,1</b>	<b>0,49</b>			<b>11,29</b>	<b>11,01</b>	-	<b>1</b>	<b>11,29</b>	<b>11,01</b>	<b>15,77</b>	<b>23,96</b>	<b>24,0</b>	<b>131,8</b>		
<b>Итого</b>	<b>10</b>		<b>31,9</b>	<b>0,43</b>			<b>13,67</b>	<b>13,40</b>	-	-	<b>13,82</b>	<b>13,40</b>	<b>19,24</b>	<b>29,24</b>	<b>29,1</b>	<b>159,9</b>	<b>80,0</b>	<b>77,1</b>
<b>ШРА4</b>																		
<b>Группа А</b>																		
Цепной транспортер	3	2,2	6,6	0,4	0,8	0,75	2,64	1,98								2,5	13,8	
Кран-балка ПВ=40%	1	4,5	4,5	0,1	0,5	1,73	0,45	0,78								1,4	7,5	
Пресс горизонтальный	1	15	15	0,17	0,65	1,17	2,55	2,98								6,0	32,8	
<b>Итого группы А</b>	<b>5</b>	<b>6,82</b>	<b>26,1</b>	<b>0,22</b>			<b>5,64</b>	<b>5,74</b>	<b>3</b>	<b>1,12</b>	<b>6,31</b>	<b>5,74</b>	<b>8,53</b>	<b>12,96</b>	<b>12,2</b>	<b>67,2</b>		
<b>Группа Б</b>		m																
Маслобойная установка (гидравлическая)	1	4	4	0,85	0,95	0,33	3,40	1,12								5,4	29,9	
Силовой транспортер	1	15	15	0,65	0,7	1,02	9,75	9,95								21,2	116,4	
Транспортер сборки ЭЦН	2	7,5	15	0,6	0,7	1,02	9,00	9,18								9,8	53,7	
<b>Итого группы Б</b>	<b>4</b>		<b>34</b>	<b>0,6514</b>			<b>22,15</b>	<b>20,25</b>	-	<b>1,12</b>	<b>24,76</b>	<b>20,25</b>	<b>31,99</b>	<b>48,60</b>	<b>45,6</b>	<b>250,8</b>		
<b>Итого</b>	<b>9</b>		<b>60,10</b>	<b>0,46</b>			<b>27,79</b>	<b>25,99</b>	-	-	<b>31,07</b>	<b>25,99</b>	<b>40,50</b>	<b>61,54</b>	<b>57,8</b>	<b>317,9</b>	<b>164,2</b>	<b>153</b>
<b>ШРА5</b>																		
<b>Группа А</b>																		
Цепной транспортер	2	2,2	4,4	0,4	0,8	0,75	1,76	1,32								1,1	6,1	
Кран-балка ПВ=40%	1	4,5	4,5	0,1	0,5	1,73	0,45	0,78								1,4	7,5	
Маслоочиститель	1	2,2	2,2	0,25	0,65	1,17	0,55	0,64								1,3	7,1	
<b>Итого группы А</b>	<b>4</b>	<b>2,05</b>	<b>11,1</b>	<b>0,25</b>			<b>2,76</b>	<b>2,74</b>	<b>5</b>	<b>1,12</b>	<b>3,09</b>	<b>2,74</b>	<b>4,13</b>	<b>6,27</b>	<b>5,9</b>	<b>32,5</b>		
<b>Группа Б</b>		m																
Мойка горячим маслом	2	11	22	0,6	0,7	1,02	13,20	13,47								14,3	78,8	
Привод стенда испытания гидрозащиты	1	9	9	0,7	0,85	0,62	6,30	3,90								11,3	61,9	
Вентилятор	1	7,5	7,5	0,75	0,8	0,75	5,63	4,22								10,7	58,8	
<b>Итого группы Б</b>	<b>4</b>		<b>38,5</b>	<b>0,65</b>			<b>25,13</b>	<b>21,59</b>	-	<b>1,12</b>	<b>28,09</b>	<b>21,59</b>	<b>35,43</b>	<b>53,83</b>	<b>50,3</b>	<b>276,8</b>		
<b>Итого</b>	<b>8</b>		<b>49,6</b>	<b>0,56</b>			<b>27,89</b>	<b>24,33</b>	-	-	<b>31,18</b>	<b>24,33</b>	<b>39,55</b>	<b>60,09</b>	<b>56,2</b>	<b>309,3</b>	<b>130,3</b>	<b>120,7</b>
<b>ШРА6</b>																		
<b>Группа Б</b>																		
Привод стенда испытания ЭЦН	1	120	120	0,7	0,85	0,62	84,00	52,06								150,1	825,8	
Привод стенда испытания ПЭД	1	90	90	0,7	0,85	0,62	63,00	39,04								112,6	619,4	
Сушка статоров ПЭД	1	90	90	0,8	0,95	0,33	72	23,67								115,2	633,3	
<b>Итого</b>	<b>3</b>		<b>300</b>	<b>0,73</b>			<b>219</b>	<b>114,77</b>		<b>1</b>	<b>219</b>	<b>114,77</b>	<b>247,25</b>	<b>375,66</b>	<b>375,7</b>	<b>2066,1</b>	<b>1096,36</b>	<b>1051,3</b>
<b>ШРА7</b>																		
<b>Группа А</b>																		

Цепной транспортер	3	2,2	6,6	0,4	0,8	0,75	3	1,98							1,7	9,2		
Автонамотыватель	3	5,5	16,5	0,14	0,5	1,73	2,31	4,00							2,3	12,9		
Кран-балка ПВ=40%	1	4,5	4,5	0,1	0,5	1,73	0,45	0,78							0,5	2,5		
Клещи сварочные	1	5	5	0,25	0,6	1,33	1,25	1,67							1,6	8,7		
<b>Итого группы А</b>	<b>8</b>	<b>2,5</b>	<b>32,6</b>	<b>0,20</b>			<b>6,65</b>	<b>8,43</b>	<b>7</b>	<b>1,12</b>	<b>7,43</b>	<b>8,43</b>	<b>11,24</b>	<b>17,07</b>	<b>16,3</b>	<b>89,7</b>		
<b>Группа Б</b>		m																
Сушильный электрошкаф	1	40	40	0,75	0,95	0,33	30,00	9,86							48,0	263,9		
<b>Итого группы Б</b>	<b>1</b>		<b>40</b>	<b>0,75</b>			<b>30,00</b>	<b>9,86</b>	<b>-</b>	<b>1,12</b>	<b>33,54</b>	<b>9,86</b>	<b>34,96</b>	<b>53,12</b>	<b>48,0</b>	<b>263,9</b>		
<b>Итого</b>	<b>9</b>		<b>72,6</b>	<b>0,50</b>			<b>37</b>	<b>18,29</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>40,97</b>	<b>18,29</b>	<b>44,87</b>	<b>68,17</b>	<b>62,2</b>	<b>342,3</b>	<b>293,7</b>	<b>278,1</b>
<b>ШРА8</b>																		
<b>Группа А</b>																		
Автонамотыватель	6	5,5	33	0,14	0,5	1,73	4,62	8,00							2,3	12,9		
Клещи сварочные	3	5	15	0,25	0,6	1,33	3,75	5,00							4,7	26,1		
<b>Итого группы А</b>	<b>9</b>	<b>1,1</b>	<b>48</b>	<b>0,17</b>			<b>8,37</b>	<b>13,00</b>	<b>9</b>	<b>1,12</b>	<b>9,36</b>	<b>13,00</b>	<b>16,02</b>	<b>24,34</b>	<b>23,5</b>	<b>129,2</b>		
<b>Группа Б</b>		m																
Электрованна	1	20	20	0,7	0,95	0,33	14	4,60							22,4	123,1		
Привод тележки 5,5т	1	5,5	5,5	0,7	0,85	0,62	3,85	2,39							6,9	37,8		
<b>Итого группы Б</b>	<b>2</b>		<b>25,5</b>	<b>0,7</b>			<b>17,85</b>	<b>6,99</b>	<b>-</b>	<b>1,12</b>	<b>19,96</b>	<b>6,99</b>	<b>21,14</b>	<b>32,13</b>	<b>29,1</b>	<b>160,2</b>		
<b>Итого</b>	<b>11</b>		<b>73,5</b>	<b>0,36</b>			<b>26,22</b>	<b>19,99</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>29,31</b>	<b>19,99</b>	<b>35,48</b>	<b>53,91</b>	<b>50,1</b>	<b>275,5</b>	<b>161,4</b>	<b>150,9</b>
<b>ШРА9</b>																		
<b>Группа А</b>																		
Кран-балка ПВ=40%	1	4,5	4,5	0,1	0,5	1,73	0,45	0,78							1,4	7,5		
Автонамотыватель разделки кабеля	2	7,5	15	0,14	0,5	1,73	2,1	3,64							3,2	17,5		
Пресс	1	22	22	0,17	0,65	1,17	3,74	4,37							8,7	48,1		
<b>Итого группы А</b>	<b>4</b>	<b>4,9</b>	<b>41,5</b>	<b>0,15</b>			<b>6,29</b>	<b>8,79</b>	<b>3</b>	<b>1,12</b>	<b>7,03</b>	<b>8,79</b>	<b>11,26</b>	<b>17,1</b>	<b>16,4</b>	<b>90,3</b>		
<b>Группа Б</b>		m																
Разделка кабеля	1	9,5	9,5	0,65	0,85	0,62	6,175	3,83							11,0	60,7		
Разделка кабеля	1	9,5	9,5	0,65	0,85	0,62	6,175	3,83							11,0	60,7		
Вентилятор	2	7,5	15	0,75	0,8	0,75	11,25	8,44							10,7	58,8		
<b>Итого группы Б</b>	<b>4</b>		<b>34</b>	<b>0,69</b>			<b>23,6</b>	<b>16,09</b>	<b>-</b>	<b>1,12</b>	<b>26,38</b>	<b>16,09</b>	<b>30,90</b>	<b>46,95</b>	<b>43,4</b>	<b>238,7</b>		
<b>Итого</b>	<b>8</b>		<b>75,5</b>	<b>0,396</b>			<b>29,89</b>	<b>24,88</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>33,42</b>	<b>24,88</b>	<b>41,66</b>	<b>63,3</b>	<b>59,1</b>	<b>325,0</b>	<b>116,8</b>	<b>108,8</b>

## 2.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ПРЕДПРИЯТИЯ В ЦЕЛОМ

Расчетная мощность предприятия определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (до и выше 1000 В) с учетом расчетной нагрузки освещения цехов и территории предприятия, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП и потерь в высоковольтных линиях.

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников цехов определяются из выражений:

$$P_P = K_C \cdot P_H,$$

$$Q_P = P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi.$$

где  $P_P$  – суммарная установленная мощность всех приёмников цеха, кВт;

$K_C$  – коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным [2, таблица 1.6];

$\operatorname{tg} \varphi$  – берется по соответствующему значению коэффициента мощности.

Приемники напряжением выше 1000 В учитываются отдельно.

Расчетная активная и реактивная мощности групп приемников выше 1000 В определяются по выше приведенным формулам.

Так как трансформаторы цеховых подстанций и высоковольтная сеть еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них можно определить из выражений:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_P^H$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_P^H$$

$$\Delta P_{Л} = 0,03 \cdot S_P^H$$

где  $S_P^H$  - расчетная мощность предприятия на шинах напряжением до 1000 В за максимально загруженную смену (из таблицы 2.3). суммарные расчетные активная и реактивная мощности, отнесенные к шинам 6-10 кВ главной понизительной подстанции, определяются из выражений:

$$P_{p\Sigma} = \left( \sum P_P^H + \sum P_P^e \right) \cdot K_{p.m} + P_{p.o} + \Delta P_T + \Delta P_{Л}$$

$$Q_{p\Sigma} = \left( \sum Q_P^H + \sum Q_P^e \right) \cdot K_{p.m} + \Delta Q_T$$

где  $K_{p.m}$  - коэффициент одновременности максимумов нагрузки отдельных групп ЭП, принимаемый в пределах 0,9-0,95.

Потери мощности в трансформаторах ГПП определяются:

$$\Delta P_{T.ГПП} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma}$$

$$\Delta Q_{T.ГПП} = 0,1 \cdot S_{p\Sigma}$$

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

где

Полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов главной понизительной подстанции определяется:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{T.ГПП})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{T.ГПП} + Q_c)^2}$$

где  $Q_c$  - наибольшее значение реактивной мощности, передаваемой из сети энергосистемы в сеть предприятия в режиме наибольших активных нагрузок энергосистемы:

$$Q_c = \alpha \cdot P_{p\Sigma}$$

Для расположенных в Сибири предприятий  $\alpha = 0,29$ , при напряжении питающей линии 110 кВ;

Таблица 2.3. Определение расчетных нагрузок 0,38 и 6 кВ по цехам предприятия по установленной мощности и коэффициенту спроса

№ объекта	Наименование потребителей	Силовая нагрузка									
		$P_n$ , кВт	$K_c$	$\cos\phi$	$\operatorname{tg}\phi$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВар	$S_p$ , кВА	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , кВар	$\Delta P_{Л}$ , кВт
Потребители электроэнергии 0,38 кВ											
1	Прокатно-ремонтный цех	956,1	-	-	-	580,5	371,0				
2	Куст №7	590	0,8	0,7	1,02	472	481,5				
3	Куст №43	995	0,8	0,7	1,02	796	812,1				
4	Куст №45	590	0,8	0,7	1,02	472	481,5				
5	Куст №31	775	0,8	0,7	1,02	620	632,5				
6	Куст №18	645	0,8	0,7	1,02	516	526,4				
	<b>Итого по 0,4 кВ:</b>	<b>4551,1</b>				3456,5	3305,1	4782,4	-	-	-
Потребители электроэнергии 6,3 кВ											
1	Куст №43	800	0,8	0,84	0,65	640	413,4				
2	Куст №31	800	0,8	0,84	0,65	640	413,4				
	<b>Итого по 6,3 кВ:</b>	<b>1600</b>				<b>1280</b>	<b>826,8</b>	<b>1523,8</b>			
	<b>Итого по 0,38 кВ + 6,3 кВ:</b>							<b>6306,2</b>	<b>126,1</b>	<b>630,6</b>	<b>189,2</b>

Таблица 2.4. Определение расчетных осветительных нагрузок по цехам завода, и расчётной нагрузки предприятия в целом

№ объекта	Наименование потребителей	Осветительная нагрузка					Силовая и осветительная нагрузки							
		$F$ , м <sup>2</sup>	$P_{уд.о.}$ , Вт/м <sup>2</sup>	$P_{н.о.}$ , кВт	$K_{с.о}$	$P_{ро.}$ , кВт	$P_p$ , кВт $+P_{ро.}$ , кВт	$Q_p$ , кВар	$S_p$ , кВА	$P_{p\Sigma}$ , кВт	$Q_{p\Sigma}$ , кВар	$\Delta P_{Т.ГПП}$ , кВт	$\Delta Q_{Т.ГПП}$ , кВар	$S_{p\Sigma}$ , кВА
Потребители электроэнергии 0,4 кВ														
1	Прокатно-ремонтный цех	1800	15	27	0,85	23,0	580,5	371,0	689,0					
2	Куст №7	-	12	-	0,85	-	472,0	481,5	674,3					
3	Куст №43	-	12	-	0,85	-	796,0	812,1	1137,2					
4	Куст №45	-	12	-	0,85	-	472,0	481,5	674,3					
5	Куст №31	-	12	-	0,85	-	620,0	632,5	885,7					
6	Куст №18	-	12	-	0,85	-	516,0	526,4	737,1					
	<b>Итого по 0,38 кВ:</b>	<b>1800</b>		27		23,0	3456,5	3305,0	4782,3					
Потребители электроэнергии 6,3 кВ														
1	Куст №43						640,0	413,4	761,9					
2	Куст №31						640,0	413,4	761,9					
	<b>Итого по 6,3 кВ:</b>						<b>1280,0</b>	<b>826,8</b>	1523,8					
	<b>Итого по предприятию в целом</b>									<b>4743,2</b>	<b>4473,3</b>	<b>130,4</b>	<b>652,0</b>	<b>8124,8</b>

### 3 КАРТОГРАММА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

#### 3.1 ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ НАГРУЗОК

На генплане предприятия, для определения месторасположения главной понизительной подстанции, наносится картограмма электрических нагрузок. Картограмма нагрузок на генплане предприятия представляет собой ограниченные кругами площади, которые в определенном масштабе соответствуют расчетным нагрузкам цехов.

Для каждого цеха радиусы окружностей определяются по формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}}$$

где  $S_{pi}$  - полная расчетная мощность  $i$ -того цеха с учетом освещения, кВА;

$m = 1 \text{ кВА/см}^2$ ) - масштаб для определения площади круга, (константа для всех цехов предприятия).

Силовые нагрузки до и выше 1 кВ изображаются отдельными кругами. Считаем, что нагрузка по цеху распределена равномерно, поэтому центр нагрузок совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех на плане.

Каждый круг может быть разделен на секторы, соответствующие величинам силовой и осветительной нагрузки цеха.

Угол сектора рассчитывается из выражения:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{po}}{S_{pi}}$$

Оси координат произвольно наносятся на генплан предприятия и для каждого цеха рассчитываются значения  $x_i$  и  $y_i$ . Центр электрических нагрузок предприятия, координаты  $x_0$  и  $y_0$  определяются из выражения:

$$x_0 = \frac{\sum S_{pi} x_i}{\sum S_{pi}},$$
$$y_0 = \frac{\sum S_{pi} y_i}{\sum S_{pi}},$$

Таблица 3.1. – Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

№ объекта	Название потребителей	$S_p$ , кВА	$P_{ро.}$ кВт	$r$ , мм	$\alpha$ , град	$x_i$ , м	$y_i$ , м	$S_{pi} \cdot x_i$ , кВА·м	$S_{pi} \cdot y_i$ , кВА·м
Потребители электроэнергии 0,38 кВ									
1	Прокатно-ремонтный цех	689,0	23,0	14,8	12,0	2886	3364,0	1988332	2317653,3
2	Куст №7	674,3	-	14,7	-	3477	1773,0	2344401	1195462,6
3	Куст №43	1137,2	-	19,0	-	886	2932,0	1007520	3334139,6
4	Куст №45	674,3	-	14,7	-	3523	341,0	2375417	229922,58
5	Куст №31	885,7	-	16,8	-	1340	250,0	1186832	221423,84
6	Куст №18	737,1	-	15,3	-	408	1045,0	300746,9	770295,41
Потребители электроэнергии 6 кВ									
1	Куст №43	761,9	-	15,6	-	886	2932	675043,4	2233890,8
2	Куст №31	761,9	-	15,6	-	1340	250	1020946	190475
	<b>Итого:</b>	<b>8124,8</b>	-	<b>50,9</b>				<b>10899238</b>	<b>10493263</b>

$$x_0 = \frac{\sum S_{pi} x_i}{\sum S_{pi}} = \frac{10899238}{8124,8} = 1341.47 \text{ м};$$

$$y_0 = \frac{\sum S_{pi} y_i}{\sum S_{pi}} = \frac{10493263}{8124,8} = 1291.5 \text{ м};$$

### 3.2 ПОСТРОЕНИЕ ЗОНЫ РАССЕЙЯНИЯ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Дисперсия случайных координат:

$$\sigma_x^2 = \sum S_{xi} (x - x_0)^2,$$

где

$$S_{xi} = S_{yi} = \frac{S_i}{\sum S_i},$$

$$\sigma_x = \sqrt{\sigma_x^2},$$

$$\sigma_y^2 = \sum S_{yi} (y - y_0)^2,$$

$$\sigma_y = \sqrt{\sigma_y^2}$$

Мера мощности случайной величины:

$$h_i = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot \sigma_i},$$

Определяем полуоси эллипса рассеяния:

$$R_i = \frac{\sqrt{3}}{h_i},$$

Данные вносим в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Зоны рассеяния центра электрических нагрузок

Наименование потребителей	$S_{xi} = S_{yi}$	$\sigma_x^2$	$\sigma_y^2$	$\sigma_x$ ,	$\sigma_y$ ,	$h_x$	$h_y$	$R_x$ , м	$R_y$ , м
Потребители электроэнергии 0,38 кВ									
Прокатно-ремонтный цех	0,085	202288	364221,2						
Куст №7	0,083	378463	19239,8						
Куст №43	0,140	29035,1	376665,3						
Куст №45	0,083	394943,1	74975,4						
Куст №31	0,109	0,235437	118246,9						
Куст №18	0,091	79054,41	5512,8						
Потребители электроэнергии 6 кВ									
Куст №43	0,094	19453,67	252367,7						
Куст №31	0,094	0,20253	101719,3						
Итого		1103238	1312948	1050,4	1145,8	0,0007	0,0006	2572,8	2806,7

По результатам вычислений составляется картограмма нагрузок (рисунок 3), на которую наносятся расчетные мощности цехов и расчетные мощности освещения.

Установка ГПП в месте нахождения центра электрических нагрузок невозможна, поэтому ГПП вынесена в зону рассеяния электрических нагрузок.

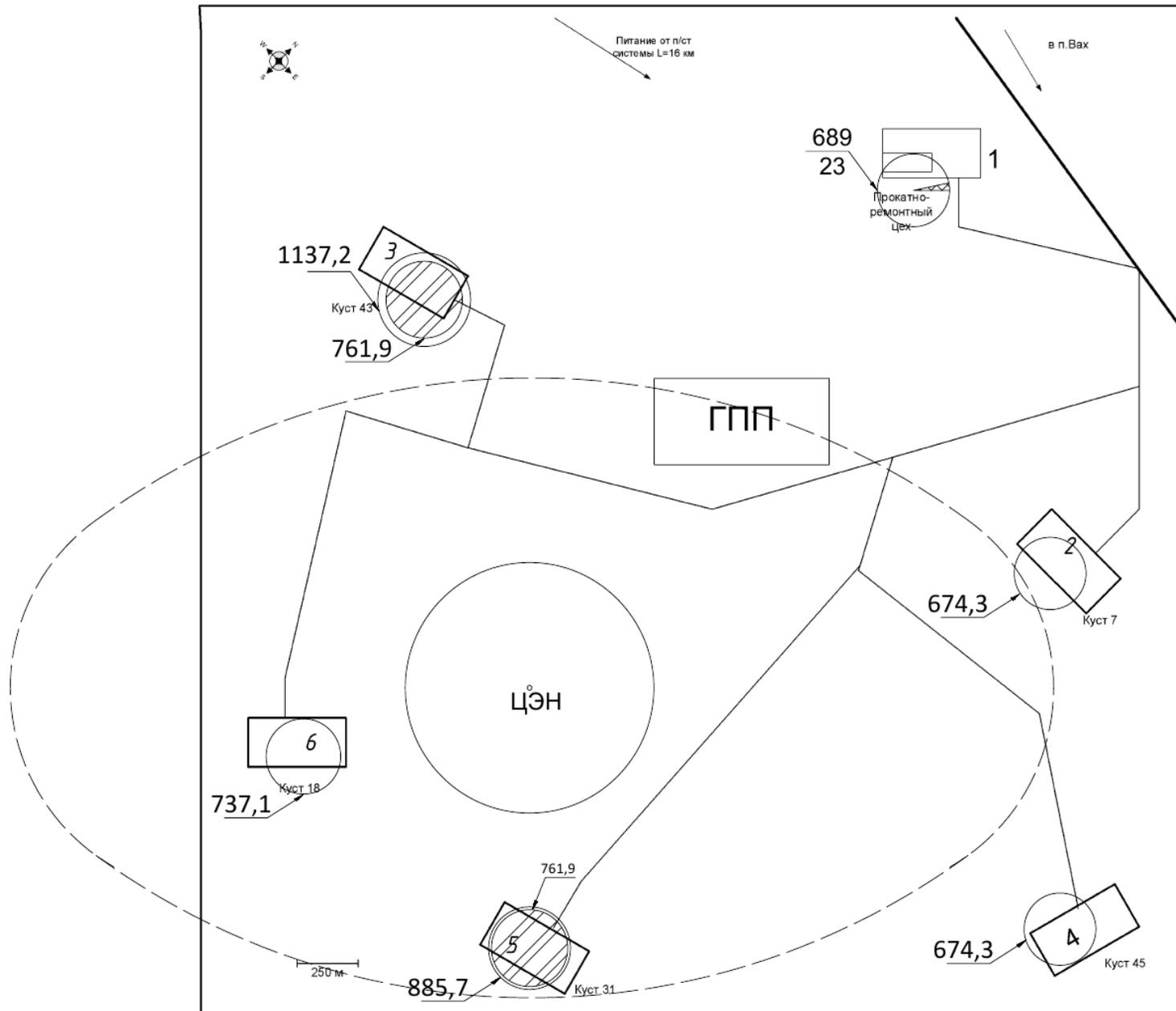


Рисунок 3 – Картограмма нагрузок и ЦЭН

#### 4. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Выбор номинальной мощности цеховых трансформаторов производится по расчетной нагрузке.

Минимальное возможное число трансформаторов определяется из формулы:

$$N_{\min} = \frac{P_{\text{расч.н.}}}{\beta_T \cdot S_{\text{н.тр}}},$$

где  $P_{\text{расч.н.}}$  - суммарная расчетная активная нагрузка с учетом освещения, подведенная к трансформаторам в сети ниже 1000;  $\beta_T$  - рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора;  $S_{\text{нагр}}$  - номинальная мощность одного трансформатора, МВА.

Рекомендуется применять следующие коэффициенты загрузки трансформаторов:

при преобладании нагрузок II-категории на двухтрансформаторных ТП и взаимном резервировании на вторичном напряжении  $\beta_T = K_3 = 0,7$ ;

Таблица 4.1 – Номинальные мощности цеховых трансформаторов (данные из табл. 2.4.)

№ по ген. плану	Наименование потребителей	$S_p$ , кВА	$P_p + P_{\text{ро}}$ , кВт	$N_{\min}$	Кол-во и мощность тр-ров	Тип трансформатора
1	2	3	4	5	6	7
Потребители электроэнергии 0,38 кВ						
1	Прокатно-ремонтный цех	689,0	580,5	2,07	2x400	ТМ – 400/6-0,4
2	Куст №7	674,3	472,0	1,68	2x400	ТМ – 400/6-0,4
3	Куст №43	1137,2	796,0	1,8	2x630	ТМ – 630/6-0,4
4	Куст №45	674,3	472,0	1,68	2x400	ТМ – 400/6-0,4
5	Куст №31	885,7	620,0	1,4	2x630	ТМ – 630/6-0,4
6	Куст №18	737,1	516,0	1,84	2x400	ТМ – 400/6-0,4

Таблица 4.2 –технические данные трансформаторов цеховых подстанций

Тип	S <sub>НОМ</sub> кВА	Напряжение обмотки, кВ		Потери, кВт		U <sub>кз</sub> , %	I <sub>хх</sub> , %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
1	2	3	4	5	6	7	8
Трансформаторы масляные без регулирования напряжения под нагрузкой							
ТМ-400/6-0,4	400	6	0,4	1,2	5,5	5,5	2,1
ТМ-630/6-0,4	630	6	0,4	1,56	8,5	5,5	2,0

Полученный вариант представим на рисунке 4:

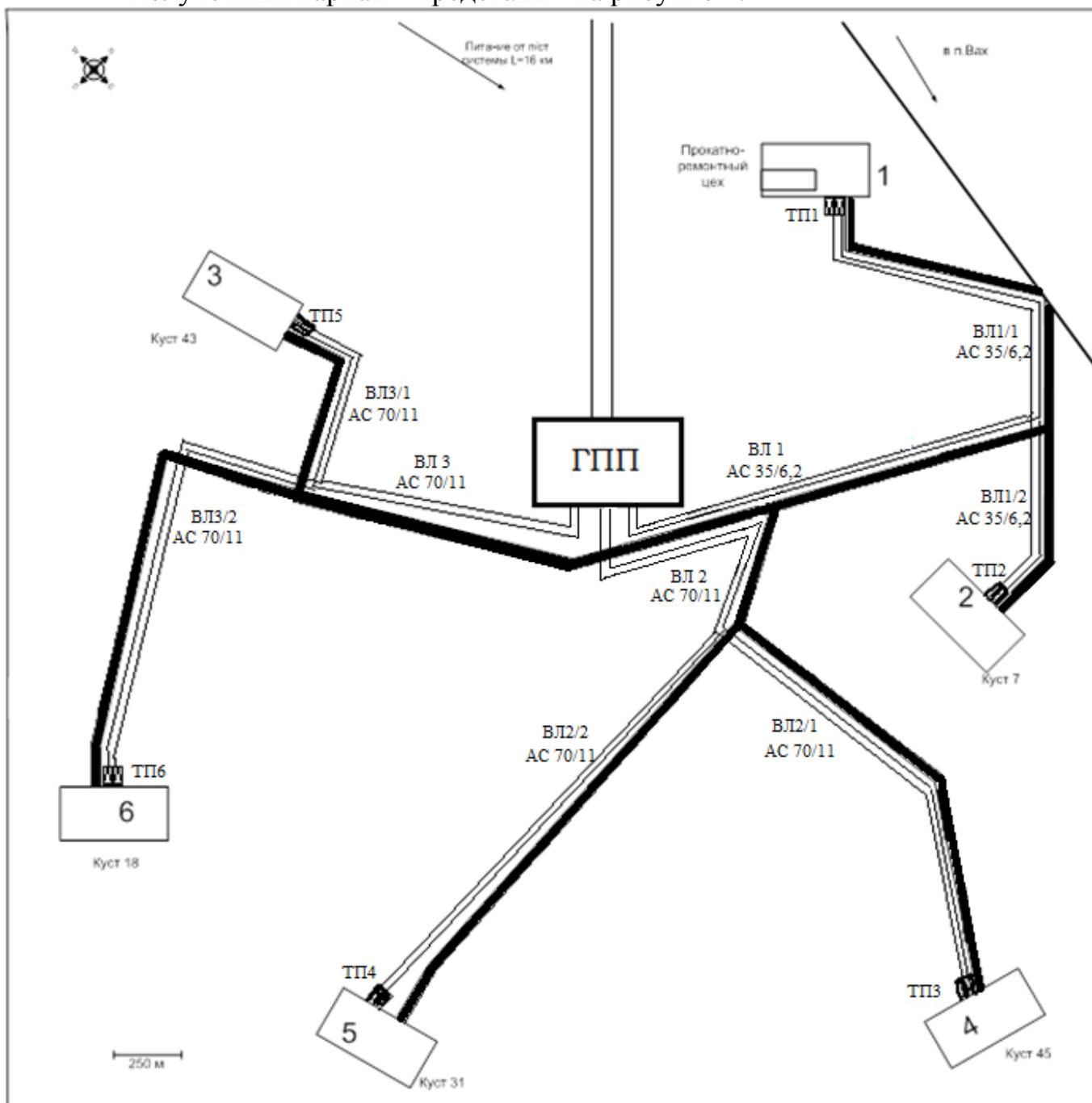


Рисунок 4 – Генплан предприятия со схемой питания цеховых трансформаторов.

#### 4.1 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Потери мощности в трансформаторе разделяются на постоянные и переменные. К постоянным потерям относят потери холостого хода  $\Delta P_{xx}$  и  $\Delta Q_{xx}$ , а к переменным относят потери на нагрев обмоток и рассеяние магнитного потока  $\Delta P_{кз}$  и  $\Delta Q_{кз}$ .

В общем виде потери мощности в трансформаторах можно записать как

$$\Delta S_{тр} = \sqrt{\Delta P_{тр}^2 + \Delta Q_{тр}^2},$$

где  $\Delta P_{тр}$  и  $\Delta Q_{тр}$  – потери активной и реактивной мощности трансформатора соответственно.

Потери активной мощности при отдельно работающих  $n$  однотипных трансформаторах определяются как

$$\Delta P_{тр} = n \cdot \Delta P_{xx} + n \cdot \Delta P_{кз} \cdot \beta_{тр}^2,$$

где  $\Delta P_{xx}$  – потери активной мощности на холостой ход, кВт,

принимается по справочным данным в зависимости от мощности для трансформатора ТМ по каталогу (табл. 4.2.);

$\Delta P_{кз}$  – активные потери короткого замыкания, принимаются по справочным данным в зависимости от мощности для трансформатора ТМ по каталогу (табл. 4.2.).

Потери реактивной мощности при отдельно работающих  $n$  однотипных трансформаторах определяются как

$$\Delta Q_{тр} = n \cdot \Delta Q_{xx} + n \cdot \Delta Q_{кз} \cdot \beta_{тр}^2,$$

где  $\Delta Q_{xx}$  – потери реактивной мощности на холостом ходу,

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx} \cdot S_{НОМ Т}}{100},$$

где  $I_{xx}$  – ток холостого хода в % от номинального, принимаем по справочным данным в зависимости от мощности и марки трансформатора по каталогу [4];

$\Delta Q_{кз}$  – реактивные потери короткого замыкания,

$$\Delta Q_{кз} = \frac{U_{кз} \cdot S_{ном\ T}}{100},$$

где  $U_{кз}$  – напряжение короткого замыкания в % от номинального, принимаем по справочным данным в зависимости от мощности и марки трансформатора по каталогу [4].

Исходя из полученной суммарной мощности  $Q_{БК\ Н}$  распределим по цехам батареи конденсаторов с типовой мощностью  $Q_{бат\ нн}$  [1, таблица 5,11] и определим коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном  $\beta_{тр\ н}$  режиме без учета потерь в сетях 0,4 кВ

$$\beta_{тр\ н} = \frac{\sqrt{(P_{р\ гр\ i})^2 + (Q_{р\ гр\ i} - Q_{бк.н\ i})^2}}{n \cdot S_{ном\ T}},$$

где  $P_{р\ гр\ i}$ ;  $Q_{р\ гр\ i}$  – нагрузка группы цехов на трансформаторы;

$Q_{бат\ нн\ гр}$  – суммарная мощность конденсаторных батарей в группе цехов;

$n$  – число трансформаторов. (4.2.3)

Рассмотрим потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах прокатно-ремонтного цеха:

$$\Delta S_{тр} = \sqrt{\Delta P_{тр}^2 + \Delta Q_{тр}^2} = \sqrt{9,03^2 + 86,65^2} = 87,12 \text{ кВА},$$

$$\Delta P_{тр} = n \cdot \Delta P_{xx} + n \cdot \Delta P_{кз} \cdot \beta_{тр\ н}^2 = 2 \cdot 1,2 + 2 \cdot 5,5 \cdot 0,78^2 = 9,03 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = n \cdot \Delta Q_{\text{xx}} + n \cdot \Delta Q_{\text{кз}} \cdot \beta_{\text{трн}}^2 = 2 \cdot 16,8 + 2 \cdot 44 \cdot 0,78^2 = 86,65 \text{ кВар},$$

$$\Delta Q_{\text{xx}} = \frac{I_{\text{xx}} \cdot S_{\text{ном т}}}{100} = \frac{2,1 \cdot 400 \cdot 2}{100} = 16,8 \text{ кВар},$$

$$\Delta Q_{\text{кз}} = \frac{U_{\text{кз}} \cdot S_{\text{ном т}}}{100} = \frac{5,5 \cdot 400 \cdot 2}{100} = 44 \text{ кВар},$$

$$\beta_{\text{трн}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{гр}i})^2 + (Q_{\text{гр}i} - Q_{\text{бк.н гр}i})^2}}{n \cdot S_{\text{ном т}}} = \frac{\sqrt{(580,51)^2 + (371,04 - 150)^2}}{2 \cdot 400} = 0,78,$$

Остальные ТП считаем таким же образом и сводим результаты в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховых ТП

Наименование потребителей	$S_{\text{ном т}}$	$P_{\text{гр}i}$	$Q_{\text{гр}i}$	$\Delta P_{\text{xx}}$	$\Delta P_{\text{кз}}$	$\Delta Q_{\text{xx}}$	$\Delta Q_{\text{кз}}$	$\Delta P_{\text{тр}}$	$\Delta Q_{\text{тр}}$	$\beta_{\text{трн}}$	$\Delta S_{\text{тр}}$
Потребители электроэнергии 0,38 кВ											
Прокатно-ремонтный цех	400	580,5	371,0	1,2	5,5	16,8	44	9,03	86,65	0,78	87,12
Куст №7	400	472,0	481,5	1,2	5,5	16,8	44	7,59	75,13	0,69	75,51
Куст №43	630	796,0	812,1	1,56	8,5	25,2	69,3	12,35	125,67	0,74	126,28
Куст №45	400	472,0	481,5	1,2	5,5	16,8	44	7,59	75,13	0,69	75,51
Куст №31	630	620,0	632,5	1,56	8,5	25,2	69,3	9,01	98,46	0,59	98,87
Куст №18	400	516,0	526,4	1,2	5,5	16,8	44	8,54	82,70	0,75	83,14

## 4.2 РАСЧЕТ МОЩНОСТИ КОМПЕНСАЦИОННЫХ УСТРОЙСТВ В СЕТИ 0,4 КВ

При выборе числа и мощности трансформаторов одновременно необходимо решить вопрос выбора компенсирующих устройств в сетях до 1000 В. Снижение потребления реактивной мощности с низкой стороны позволяет уменьшить загрузку цехового трансформатора, либо же может позволить снизить необходимую для электроснабжения мощность цехового трансформатора. Так же компенсация в сетях до 1000В снижает величину потерь в питающих сетях напряжением до 1000В. В нашем случае, так как объекты расположены отдаленно от ГПП, компенсирующие устройства будут устанавливаться локально на каждом объекте.

Рассмотрим наиболее загруженную нагрузку – куст №43, остальные потребители рассчитываются также.

Минимально необходимая мощность компенсирующих устройств, в сети на шинах 0,4 кВ ТП  $Q_{\text{БК НЗ}}$ , кВАр, определяется формулой

$$Q_{\text{БК НЗ}} = Q_{\text{расч нЗ}} - Q_{\text{мах трЗ}}^P$$

$$Q_{\text{БК НЗ}} = 812,1 - 379,9 = 432,2 \text{ кВАр}$$

где  $Q_{\text{расч нЗ}}$  – расчетная реактивная нагрузка потребителей на напряжение ниже 1000В.

Наибольшая располагаемая реактивная мощность, передача которой целесообразна через трансформаторы  $Q_{\text{мах тр } i}$ , кВАр определяется как

$$Q_{\text{мах трЗ}}^{630} = \sqrt{(N_{\text{тр эк}} \cdot \beta_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном тЗ}})^2 - (P_{\text{расч нЗ}})^2}$$

$$Q_{\text{мах трЗ}}^{630} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - (796)^2} = 379,9 \text{ кВАр}$$

где  $N_{\text{тр эк}}$  – экономически оптимальное число трансформаторов, в случае если  $N_{\text{тр эк}} < N_{\text{тр факт}}$  (по условиям надежности электроснабжения) то принимаем  $N_{\text{тр эк}} = N_{\text{тр факт}}$ ;

$\beta_{\text{тр}}$  – коэффициент загрузки трансформатора (из п.4.);

$P_{\text{расч нЗ}}$  – расчетная нагрузка потребителей на напряжение ниже 1000В.

#### **4.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ БАТАРЕЙ КОНДЕНСАТОРОВ В СЕТИ 6,3 КВ**

Для снижения нагрузки на высоковольтные сети, питающие трансформаторные подстанции применим компенсацию реактивной мощности в сетях выше 1000В.

В целях компенсации реактивной мощности необходимо использовать батареи низковольтных и высоковольтных конденсаторов напряжением 0,4 кВ и 6-10 кВ. Расчетная реактивная нагрузка в сетях 6-10 кВ предприятия определяется как:

$$Q_{\text{БК Вi}} = Q_{\text{расч вн}} + Q_{\text{тр неск}} + Q_{\text{мах тр } i}^P + \Delta Q_{\text{три}}$$

где  $Q_{БК Vi}$  – расчетная нагрузка электроприемников 6-10 кВ;

$Q_{тр неск i}$  – суммарная не скомпенсированная нагрузка сети до 1000В питаемая через трансформаторы цехов;  $\Delta Q$  – суммарные потери реактивной мощности;

$Q_{маx тр i}^P$  – реактивная мощность, которая передается через трансформатор.

В нашем случае  $Q_{тр неск i} = 0$ .

Суммарная  $Q_{расч вн i}$  – расчетная нагрузка электроприемников 6,3 кВ

$$Q_{расч вн i} = Q_{р вн i} + Q_{маx тр i}^P + \Delta Q_{тр i},$$

$$Q_{расч вн 3} = 413,4 + 379,9 + 125,7 = 918,9 \text{ кВар.}$$

Таким образом, на стороне требуется компенсировать  $Q_{БК н 3} = 432,2$  кВар, а на стороне 6,3 кВ  $Q_{расч вн 3} = 918,9$  кВар.

Выбираем комплектные конденсаторные установки напряжением 0,4 кВ и 6,3 кВ с автоматическим регулированием

Таблица 4.4 – Выбор конденсаторных батарей ВН

Наименование потребителей	Расчетная мощность $Q_{БК}$ кВар	Количество и марка НБК	Единичная мощность БК, кВар	Факти-я мощ-ь БК, кВар
Потребители электроэнергии 0,4 кВ				
Куст №43	432,2	6хАУКРМ -0,4-75-25-УХЛ4	75	450
Потребители электроэнергии 6,3 кВ				
Куст №43	918,9	7хУКРМ-6,3-150-50 -УХЛ4	150	1050

*АУКРМ - автоматическая установка компенсации реактивной мощности;*

*0,4 - номинальное напряжение, кВ;*

*75 - номинальная мощность, кВАр;*

*25 - мощность ступени регулирования, кВАр;*

*УХЛ4 - климатическое исполнение и категория размещения.*

Экономически целесообразное напряжение питающей линии ГПП определяем из выражения Илларионова

$$U_{ЭК} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{гпп}}}},$$

$$U_{ЭК} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{16} + \frac{2500}{6,1577}}} = 47,82 \text{ кВ} \Rightarrow U_{ном} = 110 \text{ кВ}$$

где  $L$  – расстояние от источника питания, согласно исходных данных  $L = 16$  км.

Принимаем ближайшее напряжения из стандартного ряда  $U_{ном} = 110$  кВ.

## 5. СХЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 5.1 СХЕМА ГПП.

Схему ГПП выбираем с перемычками между питающими линиями и выключателями. Такие схемы применяются при питании подстанции транзитными линиями 110-220 кВ. Применяем данную схему для повышения надежности и оперативности управления системой ЭСПП.

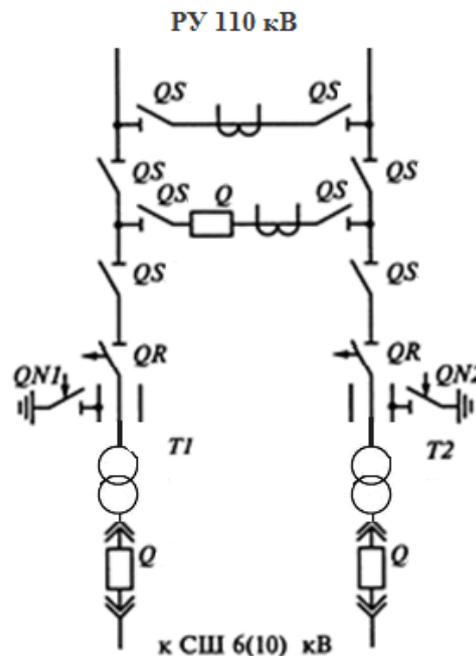


Рисунок 5.1. – Схема ГПП

#### Выбор схемы ру 6 кв.

Наиболее простой схемой электроустановок на стороне 6 -10 кВ является схема с одной системой шин секционированных выключателем. Схема с одной системой шин секционированных выключателем дает возможность применять комплектные распределительные устройства (КРУ), что уменьшит цену монтажа, позволяет обширно использовать механизацию

и снизить время сооружения электроустановки.



Рис.5.2. Схема с одной системой шин секционированных выключателем

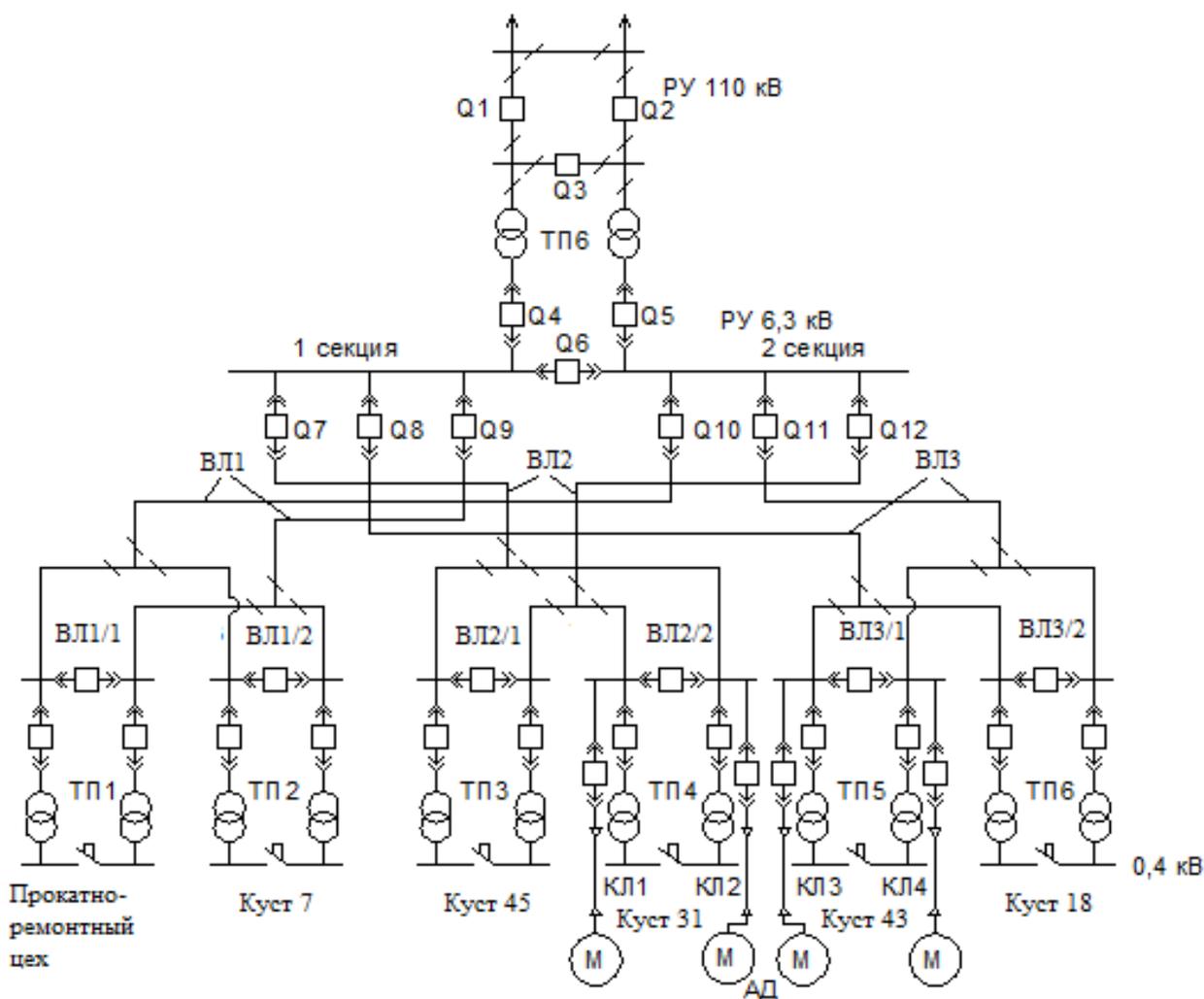


Рисунок 5.3. – Схема сети

## 5.2 ВЫБОР МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП

Так как на предприятии потребители по степени бесперебойности электроснабжения являются II группы, то ГПП будет двух трансформаторной.

Мощность трансформаторов ГПП определяется передаваемой от энергосистемы активной и реактивной мощностью.

Мощность трансформаторов на ГПП определяется по выражению

$$S_{н.тр} = \frac{S_{р.ГПП}}{2 \cdot \beta_T},$$

где  $S_{р.ГПП}$  – полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП;  $\beta_T$  – коэффициент загрузки трансформаторов ГПП; 2 – число трансформаторов на ГПП.

Рассчитаем мощность трансформаторов ГПП:

$$S_{н.тр} = \frac{8124,8}{2 \cdot 0,7} = 5803,4 \text{ кВА},$$

Предварительно принимаем трансформаторы мощностью 6300 кВА.

Проверим на обеспечение требуемой мощности предприятия с учетом возможной допустимой перегрузки трансформатора:

$$S_{р.ГПП} < 1,4 \cdot S_{н.тр},$$

$$5803,4 \text{ кВА} < 1,4 \cdot 6300 = 8820 \text{ кВА},$$

Условие проверки выполняется.

Выбираем трансформаторы марки ТМН- 6300/110/6,3.

Таблица 5.1 – Каталожные данные трансформатора ТМН- 6300/110/6,3

Тип трансформатора	U <sub>ном</sub> , кВ		I <sub>хх</sub>	Потери, кВт		U <sub>к</sub> %	Расчетные данные		
	ВН	НН		P <sub>хх</sub>	P <sub>кз</sub>		R <sub>т</sub> , Ом	X <sub>т</sub> , Ом	ΔQ <sub>х</sub> , квар
ТМН- 6300/110	115	6,3	0,8	11,5	44	10,5	14,7	220,4	50,4

## 5.3 ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ЛИНИИ, ПИТАЮЩЕЙ ГПП

Питание ГПП осуществляется от системы двухцепной воздушной линией длиной 16 км.

От правильности выбора сечений проводов, в значительной мере зависят экономические показатели питающих линий.

Линии, питающие трансформаторы ГПП, выполняются воздушными двухцепными проводами марки АС. Выбор сечения проводов производится по экономической плотности тока. Суммарное сечение  $F$  проводов фазы проектируемой ВЛ находится:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{н}}},$$

где  $I_{\text{р}}$  – расчетный ток, А;  $j_{\text{н}}$  – нормированная плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

$j_{\text{н}} = 1$  А/мм<sup>2</sup> – плотность тока для алюминиевых неизолированных проводов для ВЛ при  $T_{\text{max}} = 5000$  ч и выше.

Определим расчетный ток, приходящийся на одну линию

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{Т.ГПП}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}},$$
$$I_{\text{р}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 33,1 \text{ А},$$

Определим ток в послеаварийном или ремонтном режиме:

$$I_{\text{п.а.}} = \frac{S_{\text{Т.ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}},$$
$$I_{\text{п.а.}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 2 = 66,2 \text{ А},$$
$$F_{\text{ЭК}} = \frac{33,1}{1} = 33,1 \text{ мм}^2,$$

По условию механической прочности и по коронированию, номинальное сечение для ВЛ напряжением 110кВ принято принимать равным 70 мм<sup>2</sup>.

Принимаем провод АС 70/11 с  $I_{\text{дон}} = 265 \text{ А}$ ,  $r = 5,7 \text{ мм}$

$r_0 = 0,428 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,444 \text{ Ом/км}$

Проверка сечения:

1. По допустимой токовой нагрузке по нагреву и по перегрузочной способности по условиям:

$$I_p \leq I_{\text{доп}},$$

$$I_{\text{п.а}} \leq 1,3 \cdot I_{\text{доп}},$$

$$33,1 \text{ А} \leq 265 \text{ А}, \text{ - проходит};$$

$$66,2 \text{ А} \leq 1,3 \cdot 265 \text{ А}, \text{ - проходит.}$$

2. По допустимой потере напряжения: допустимую длину питающей линии определим:

$$l_{\text{доп}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} \cdot k_3 \geq l,$$

где  $l_{\Delta U 1\%}$  – длина линии при полной нагрузке на 1% потери напряжения, км.

$$l_{\Delta U 1\%} = 5,1 \text{ км. по [6, таблица П.5.1.]}$$

$$\Delta U_{\text{доп}\%} \text{ – допустимая потеря напряжения, \%}; \Delta U_{\text{доп}\%} = 5\%;$$

$k_3 = \frac{I_{\text{доп}}}{I_p}$  – коэффициент загрузки линии;  $l_{\text{доп}}$  – допустимая длина линии, км;

$l$  – фактическая длина линии, км.

$$k_3 = \frac{265}{33,1} = 8$$

$$l_{\text{доп}} = 5,1 \cdot 5 \cdot 8 \text{ км} \geq 16 \text{ км},$$

$$l_{\text{доп}} = 204 \text{ км} \geq 16 \text{ км.}$$

Сечение провода проходит по допустимой потере напряжения.

*Проверяем провода на корону.*

Начальная критическая напряжённость:

$$E_0 = 30,3m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}}\right) = 34,7 \text{ кВ/см},$$

где:  $m$ -коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m=0,82$ );  $r_0$  радиус провода, см.

Напряжённость вокруг провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,57 \cdot \lg \frac{547}{0,57}} = 22,7 \text{ кВ/см};$$

где:  $U$ - линейное напряжение, кВ;  $D_{cp}$  среднее геометрическое

расстояние между проводами фаз, см. Для металлических опор типа П110-4В+4

$$D_{12} = 4,518 \text{ м}$$

$$D_{13} = 8 \text{ м}$$

$$D_{23} = 4,518 \text{ м}$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{13}} = \sqrt[3]{4,518 \cdot 8 \cdot 4,518} = 5,47 \text{ м}$$

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 22,7 = 24,3 \leq 0,9 \cdot 34,7 = 31,2$$

Условие выполняется, таким образом, по условию короны проходит.

#### 5.4 ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ЛИНИИ, ПИТАЮЩЕЙ ТП

Линии от ГПП до ТП выполняются воздушными двухцепными проводами марки АС. Выбор сечения проводов производится по экономической плотности тока. Суммарное сечение  $F$  проводов фазы проектируемой ВЛ находится:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_p}{j_n},$$

где  $I_p$  – расчетный ток, А;  $j_n$  – нормированная плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

$j_n = 1$  А/мм<sup>2</sup> – плотность тока для алюминиевых неизолированных проводов для ВЛ при  $T_{\text{max}} = 5000$  ч и выше.

Определим расчетный ток, приходящийся на одну линию

$$I_p = \frac{S_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}},$$

$$I_p = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 36,66 \text{ А},$$

Определим ток в послеаварийном или ремонтном режиме:

$$I_{\text{п.а.}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}},$$

$$I_{\text{п.а.}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6,3} \cdot 2 = 73,32 \text{ А},$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{36,66}{1} = 36,66 \text{ мм}^2,$$

По условию механической прочности, номинальное сечение для ВЛ напряжением 6,3кВ принято принимать равным 35 мм<sup>2</sup>.

Принимаем провод АС 35/6,2 с  $I_{доп} = 175 \text{ А}$ ,

$r_0 = 0,85 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,00038 \text{ Ом/км}$

Проверка сечения:

3. По допустимой токовой нагрузке по нагреву и по перегрузочной способности по условиям:

$$I_p \leq I_{доп},$$

$$I_{п.а} \leq 1,3 \cdot I_{доп},$$

$$36,66 \text{ А} \leq 175 \text{ А}, \text{ - проходит;}$$

$$73,32 \text{ А} \leq 1,3 \cdot 175 \text{ А}, \text{ - проходит.}$$

4. По допустимой потере напряжения: допустимую длину питающей линии определим:

$$l_{доп} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{доп\%} \cdot k_3 \geq l,$$

где  $l_{\Delta U 1\%}$  – длина линии при полной нагрузке на 1% потери напряжения, км.

$$l_{\Delta U 1\%} = 1 \text{ км. по [6, таблица П.5.1.]}$$

$$\Delta U_{доп\%} \text{ – допустимая потеря напряжения, \%}; \Delta U_{доп\%} = 5\%;$$

$$k_3 = \frac{I_{доп}}{I_p} \text{ – коэффициент загрузки линии; } l_{доп} \text{ – допустимая длина линии,}$$

км;

$$l \text{ – фактическая длина линии, км.}$$

$$k_3 = \frac{175}{36,66} = 4,77$$

$$l_{доп} = 1 \cdot 5 \cdot 4,77 \text{ км} \geq 4 \text{ км},$$

$$l_{доп} = 23,9 \text{ км} \geq 3,979 \text{ км.}$$

Сечение провода проходит по допустимой потере напряжения.

Для остальных линий рассчитываем также, и результаты сводим в таблицу

5.2

Таблица 5.2. – Воздушные линии 6,3 кВ.

Участок линии	№ линии	S <sub>ТП</sub> , кВА	I <sub>р</sub> , А	I <sub>п.а</sub> , А	F <sub>эк</sub> , мм <sup>2</sup>	Марка, сечения	I <sub>доп</sub> , А	k <sub>з</sub>	l <sub>доп</sub> , КМ	l <sub>линии</sub> , КМ
Прокатно-ремонтный цех	ВЛ 1/1	400	36,66	73,31	36,66	АС 35/6,2	175	4,77	23,9	3,979
Куст №7	ВЛ 1/2	400	36,66	73,31	36,66	АС 35/6,2	175	4,77	23,9	3,291
<b>Итого</b>	<b>ВЛ 1</b>		<b>73,31</b>	<b>146,63</b>	<b>73,31</b>	<b>АС 35/6,2</b>	<b>175</b>	<b>2,39</b>	<b>11,9</b>	<b>2,604</b>
Куст №45	ВЛ 2/1	400	36,66	73,31	36,66	АС 70/11	265	7,23	36,1	3,209
Куст №31	ВЛ 2/2	630+ 476	101,36	202,71	101,36	АС 70/11	265	2,61	13,1	3,271
<b>Итого</b>	<b>ВЛ 2</b>		<b>138,01</b>	<b>276,03</b>	<b>138,01</b>	<b>АС 70/11</b>	<b>265</b>	<b>1,92</b>	<b>9,6</b>	<b>1,292</b>
Куст №43	ВЛ 3/1	630+ 476	101,36	202,71	101,36	АС 70/11	265	2,61	13,1	1,646
Куст №18	ВЛ 3/2	400	36,66	73,31	36,66	АС 70/11	265	7,23	36,1	2,229
<b>Итого</b>	<b>ВЛ 3</b>		<b>138,01</b>	<b>276,03</b>	<b>138,01</b>	<b>АС 70/11</b>	<b>265</b>	<b>1,92</b>	<b>9,6</b>	<b>0,729</b>

Для провода АС 70/11 с  $I_{дон} = 265 \text{ А}$ ,  
 $r_0 = 0,46 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,00038 \text{ Ом/км}$

Питание асинхронных двигателей от шин ВН ТП выполняется кабельной линией.

По экономической плотности тока выбираются сечения кабельных линий. Экономически целесообразное сечение  $F$ , мм<sup>2</sup>, определяется по формуле:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}},$$

где  $I_p$  – расчетный ток установки, А;

$j_{\text{эк}}$  – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм<sup>2</sup>, принимается по справочным данным.  $j_{\text{эк}} = 1,2 \text{ А/мм}^2$ ,  $T_m = \text{выше } 5000 \text{ ч/год}$

Выбранное сечение проверяется по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме и с учётом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме.

Расчетный ток линии:

$$I_p = \frac{P_{\text{НОМ Д}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \eta \cdot \cos\varphi'}$$

$$I_p = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,905 \cdot 0,84} = 48,22 \text{ А}$$

Экономическое сечение:

$$F_{\text{эк}} = \frac{48,22}{1,2} = 40,2 \text{ мм}^2$$

Ближайшее стандартное значение для трехжильных кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение 6 кВ, прокладываемых в земле:  $S = 70 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 160 \text{ А}$

Проверим по условиям нагрева. Кабель имеет сечение  $70 \text{ мм}^2$ , проложен в земле при ее температуре  $15^\circ\text{С}$ , длительно допустимый ток составляет  $I = 160 \text{ А}$ , а допустимая температура  $t = 60^\circ\text{С}$ . Учтем следующие поправки: на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле,  $K_{\text{п}} = 1$ ; на температуру окружающей среды и допустимую температуру кабеля.  $K_{\theta} = 1,06$ .

Определим длительно допустимый ток по выражению:

$$I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\theta} = I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}}.$$
$$100 \cdot 1 \cdot 1,06 = 106 \geq 48,22$$

Параметры кабеля АСБ -. 3x70

$r_0 = 1,25 \text{ Ом/км}$      $x_0 = 0,00008 \text{ Ом/км}$  принимаем [6 таблица П 6.2-6.3]

Выбранные сети напряжением выше 1 кВ необходимо проверить на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Для выбранного сечения кабеля 6-10 кВ необходимо определить минимальное сечение  $F_{\text{мин}}, \text{мм}^2$

$$F_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}},$$

где  $C_{\text{т}}$  – коэффициент для материала токопроводящей жилы,  $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}$ , принимаем по [6, таблица 6.2] для кабеля и изолированных проводов с изоляцией из поливинилхлорида  $C_{\text{т}} = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}$ ;

$B_{\text{к}}$  – тепловой импульс тока КЗ,

$$B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (\tau + T_{\text{а}}),$$

где  $I_{\text{по}}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, принимаем значение, равное величине трехфазного КЗ в начале линии (П.6.);

$\tau$  – расчетное время отключения выключателя,

$\tau = t_{\text{р.з}} + t_{\text{с.в.откл}}$ , для элегазового выключателя на первой ступени от нагрузки  $\tau = 1,35 \text{ с} + 0,03 \text{ с} = 1,38 \text{ с}$ .

где  $t_{рз}$  - минимальное время срабатывания первой ступени защиты, принимаемое равным 0,1 с для первой ступени защиты, и  $0,1 \text{ с} + \Delta t_c$  - для последующих ступеней, где  $\Delta t_c$  - степень селективности, 0,3-0,5 с для быстродействующей защиты;

$t_{с.в.откл}$  – постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ [П.6-К4]

$$t_{с.в.откл} = 0,03 \text{ с.}$$

$$B_{кК2} = 4,47^2 \cdot (1,38 + 0,02) = 28 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$F_{мин} = \frac{\sqrt{28 \cdot 10^6}}{90} = 59 \text{ мм}^2.$$

Так как минимальное выбранное сечения кабеля

$F_{мин \text{ кл } 6,3} = 70 \text{ мм}^2 \geq F_{мин} = 59 \text{ мм}^2$  все кабели проходят проверку на термическое действие тока короткого замыкания и принимаются к прокладке.

Для остальных кабельных линий расчет производится аналогично.

Результаты сводим в таблицу 5.3

Таблица 5.3. – Кабельные линии

Участок линии	Кол-во АД	$I_p$ , А	$F_{эк}$ , мм <sup>2</sup>	Выбранная марка сечения кабеля, мм <sup>2</sup>
Куст №43	2	48,22	40,2	70
Куст №31	2	48,22	40,2	70

## **6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ ВЫШЕ 1 КВ**

Короткие замыкания в электрических системах возникают при нарушении изоляции токоведущих элементов электрических устройств, в результате ее естественного старения (износа), своевременно не выявленного путем профилактических испытаний или каких-либо повреждений в эксплуатации.

Возможны повреждения изоляции при перенапряжениях, в частности, при прямых ударах молнии в провода воздушных линий или распределительные устройства.

расчет токов короткого замыкания необходимо для:

1. подбора электрооборудования;
2. выбора средств ограничения токов короткого замыкания;
3. проектирования релейной защиты.

расчет токов КЗ ведем в относительных единицах. Для этого все расчетные данные приводят к базисному напряжению и базисной мощности.

Для расчета токов КЗ составляется расчетная схема – упрощенная однолинейная схема электроустановки, в которой учитываются все источники питания, трансформаторы, воздушные и кабельные линии.

По расчетной схеме составляется схема замещения, в которой указываются сопротивления всех элементов и намечаются точки для расчета токов КЗ.

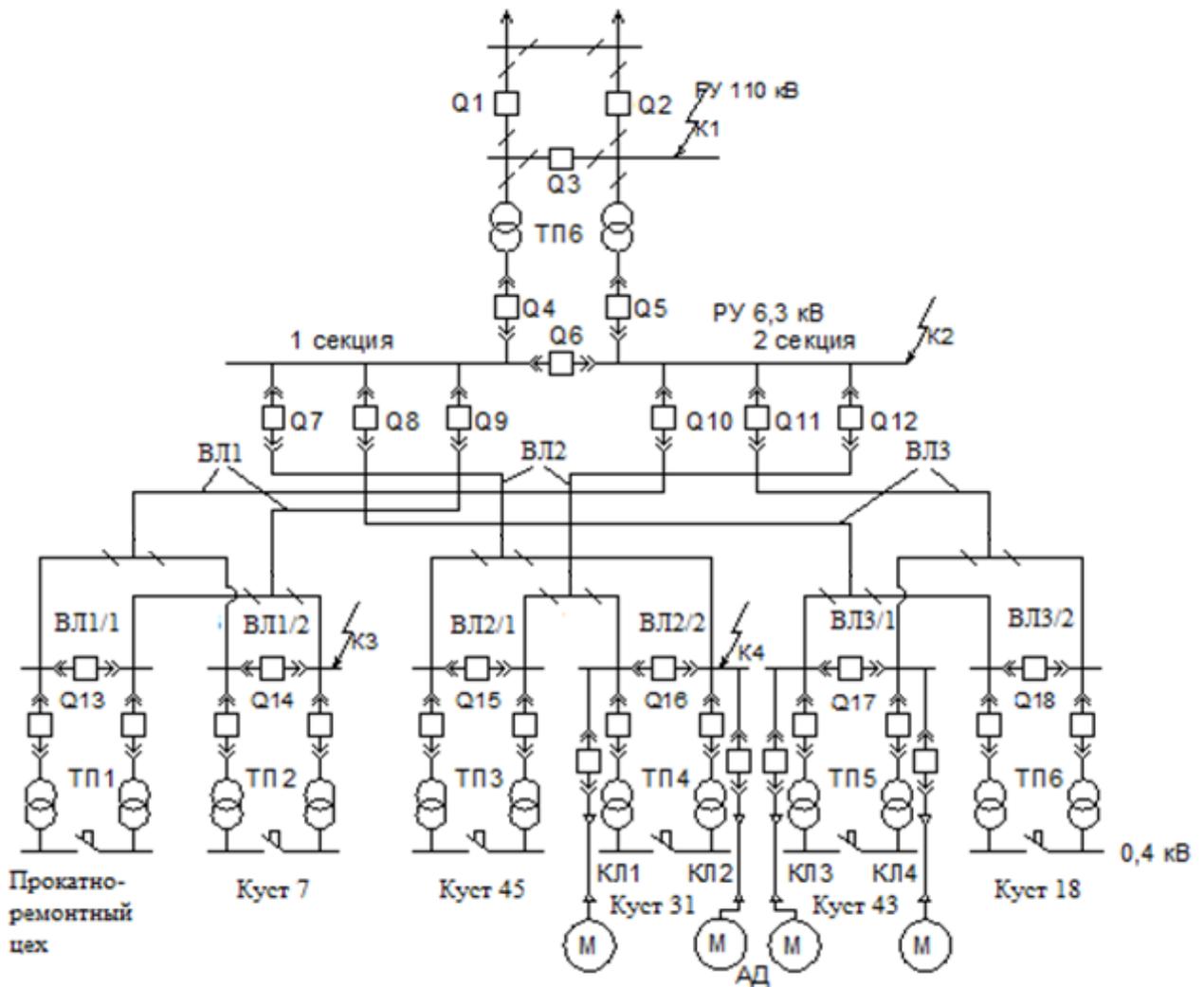


Рисунок 6.1. – Расчетная схема

1. Принимаем базисную мощность  $S_6 = 100$  МВА и среднее напряжение ступени с точками КЗ  $U_6 = U_{cp} = 115$  кВ;  $U_{61} = U_{cp1} = 6,3$  кВ; Определяем базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6},$$

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}},$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,164 \text{ кА.}$$

2. Составляем схему замещения

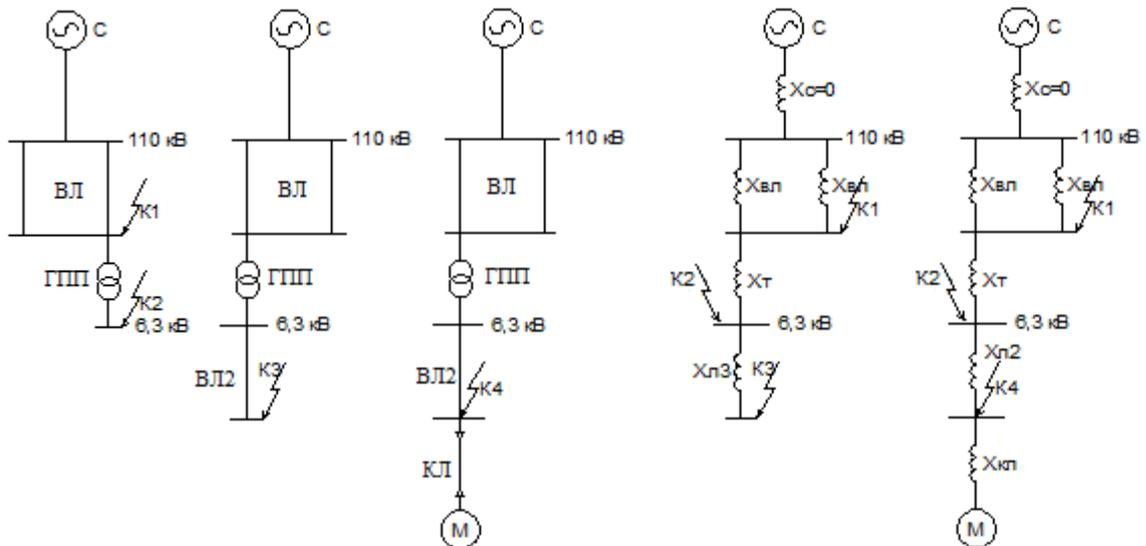


Рисунок 6.2. – Расчетная схема и схема замещения

3. Определяем сопротивления элементов схемы замещения в базисных единицах.

Воздушная линия:

$$x_{вл*} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,444 \cdot 16 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,054 \text{ о. е.};$$

$$r_{вл*} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,428 \cdot 16 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,052 \text{ о. е.};$$

$$x_{л2*} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,00038 \cdot 3,271 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,0031 \text{ о. е.};$$

$$r_{л2*} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,46 \cdot 3,271 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 3,79 \text{ о. е.};$$

$$x_{л3*} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,00038 \cdot 3,291 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,0032 \text{ о. е.};$$

$$r_{л3*} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,85 \cdot 3,291 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 7,05 \text{ о. е.};$$

Трансформатор ГПП:

$$x_{трГПП*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.тр}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,67 \text{ о. е.};$$

Кабельные линии:

$$x_{кл*} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,00008 \cdot 0,15 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,00003 \text{ о. е.}$$

$$r_{кл*} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 1,25 \cdot 0,15 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,47 \text{ о. е.};$$

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$x_{\Sigma 1*} = \frac{x_{вл*}}{2} = \frac{0,054}{2} = 0,027 \text{ о. е.}$$

$$r_{\Sigma 1*} = \frac{r_{вл*}}{2} = \frac{0,052}{2} = 0,026 \text{ о. е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$x_{\Sigma 20*} = x_{\Sigma*} + x_{трГПП*} = 0,027 + 1,67 = 1,69 \text{ о. е.}$$

$$r_{\Sigma 2*} = r_{\Sigma 1*} = 0,026 \text{ о. е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$x_{\Sigma 30*} = x_{\Sigma 20*} + x_{л3*} = 1,69 + 0,0032 = 1,7 \text{ о. е.}$$

$$r_{\Sigma 3*} = r_{\Sigma 2*} + r_{л3*} = 0,026 + 7,05 = 7,074 \text{ о. е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К4:

$$x_{\Sigma 40*} = x_{\Sigma 20*} + x_{л3*} = 1,69 + 0,0031 = 1,7 \text{ о. е.}$$

$$r_{\Sigma 40*} = r_{\Sigma 2*} + r_{л3*} = 0,026 + 3,79 = 3,82 \text{ о. е.}$$

4. Ток КЗ в рассматриваемых точках составит:

Для точки К1:

$$I_{по,К1} = \frac{I_6}{Z_{\Sigma 1*}} = \frac{I_6}{\sqrt{x_{\Sigma 1*}^2 + r_{\Sigma 1*}^2}} = \frac{0,502}{\sqrt{0,027^2 + 0,026^2}} = 13,46 \text{ кА}$$

Для точки К2:

$$I_{по,К20} = \frac{I_6}{Z_{\Sigma 2в*}} = \frac{I_6}{\sqrt{x_{\Sigma 20*}^2 + r_{\Sigma 2*}^2}} = \frac{9,164}{\sqrt{1,69^2 + 0,026^2}} = 5,41 \text{ кА};$$

Для точки К3:

$$I_{по,К30} = \frac{I_6}{Z_{\Sigma 30*}} = \frac{I_6}{\sqrt{x_{\Sigma 30*}^2 + r_{\Sigma 3*}^2}} = \frac{9,16}{\sqrt{1,7^2 + 7,074^2}} = 1,26 \text{ кА};$$

Для точки К4:

$$I_{по,К40} = \frac{I_6}{Z_{\Sigma 40*}} + I_{КЗ4АД} = \frac{I_6}{\sqrt{x_{\Sigma 40*}^2 + r_{\Sigma 40*}^2}} = \frac{9,164}{\sqrt{1,7^2 + 3,82^2}} = 2,19 + 0,067$$

$$= 2,26 \text{ кА};$$

5. Определяем ударный ток в точках. Находим ударный коэффициент по кривой, в зависимости от соотношения  $\frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma}}$ .

Для точки К1

$$\frac{x_{\Sigma 1*}}{r_{\Sigma 1*}} = \frac{0,027}{0,026} = 1,04; \quad k_{y1} = 1,06;$$

Для точки К2

$$\frac{x_{\Sigma 20*}}{r_{\Sigma 20*}} = \frac{1,7}{0,026} = 65,41; \quad k_{y20} = 1,951;$$

Для точки К3

$$\frac{x_{\Sigma 30*}}{r_{\Sigma 30*}} = \frac{1,7}{7,074} = 0,24; \quad k_{y30} = 1;$$

Для точки К4

$$\frac{x_{\Sigma 40*}}{r_{\Sigma 40*}} = \frac{1,7}{3,82} = 0,44; \quad k_{y40} = 1;$$

Ударный ток составит:

Для точки К1

$$i_{y1} = k_{y1} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{поК1}} = 20,17 \text{ кА};$$

Для точки К2

$$i_{y20} = k_{y20} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{поК20}} = 14,93 \text{ кА};$$

Для точки К3:

$$i_{y30} = k_{y30} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{поК30}} = 1,78 \text{ кА};$$

Для точки К4

$$i_{y40} = k_{y40} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{поК40}} + i_{y \text{ К34 АД}} = 3,1 + 0,143 = 3,24 \text{ кА};$$

Где  $i_{y \text{ К34 АД}}$  - мгновенное значение пускового тока АД:

Асинхронный двигатель ДА302-16-44-6/8У1 Р=400 кВт, 6 кв,  $\cos \varphi = 0,84$ ,  $\eta = 90,5\%$ , кратности пускового тока  $I_{\text{пуск}} = 5,8$ , момента  $M_{\text{пуск}} = 0,7$ ,  $M_{\text{макс}} = 2,5$ .

Расчет тока КЗ от АД для точки К4

$$I_{\text{К34 АД}} = \frac{E'' I_{\text{ном АД}}}{X_*' + Z_{\text{КЛ}}}$$

где,  $E'' = 0,9$  для АД,

$x_*''$  - сверхпереходное индуктивное сопротивление АД, которое определяется по кратности пускового тока при пуске от полного напряжения:

$$x_*'' = \frac{I_{\text{ном АД}}}{I_{\text{пуск АД}}} = \frac{48}{278} = 0,17$$

$$I_{\text{ном АД}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,84 \cdot 0,905} = 48 \text{ A}$$

$$I_{\text{пуск АД}} = 5,8 \cdot 48 = 278 \text{ A}$$

$$I_{\text{кз4 АД}} = \frac{0,9 \cdot 48}{0,17 + 0,47} = 67,5 \text{ A}$$

Ударный ток КЗ от АД

$$i_{y \text{ кз4 АД}} = \sqrt{2} k_y I_{\text{кз4 АД}} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 67,5 = 143 \text{ A}$$

где,  $k_y = 1,5$  для АД с маркой ДАЗО [4, Табл. 6.5]

Полученные данные сводим в таблицу.

Таблица 6.1. – Точки К.З.

	К-1	К-2	К-3	К-4
$I_{\text{но}}, \text{кА}$	13,46	5,41	1,26	2,26
$i_{y0}, \text{кА}$	20,17	14,93	1,78	3,24

## 7. ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ АППАРАТОВ ЗАЩИТЫ

Выбор высоковольтных выключателей производится:

- по напряжению электроустановки (*сети*):

$$U_{н.а} \geq U_n$$

Где  $U_n$  – номинальное напряжение установки, в которой используется аппарат.

- по длительному току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_n$$

где  $I_n$  - номинальный ток выключателя (по каталогу);  $I_{\text{раб.мах}}$  - максимальный рабочий ток.

Рабочий максимальный ток в сети с двумя параллельно работающими трансформаторами можно определить с учетом допустимой перегрузки трансформатора на 40 % при отключении одного из них:

$$I_{\text{раб.мах}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}$$

- по действующему значению тока:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.с}}$$

где  $I_{\text{по}}$  - начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА;  $I_{\text{пр.с}}$  - действующее значение предельного сквозного тока КЗ (по каталогу);

- по амплитудному значению тока:

$$i_y \leq i_{\text{пр.с}}$$

где  $i_y$  - ударный ток КЗ, (определяется по 7.8), кА;  $i_{\text{пр.с}}$  - амплитудное значение предельного сквозного тока (по каталогу), кА.

- по отключающей способности:

По ГОСТ 687-78Е отключающая способность выключателя характеризуется следующими параметрами:

а) номинальным током отключения  $I_{\text{отк.ном}}$  в виде действующего значения периодической составляющей отключаемого тока;

б) допустимым относительным содержанием аperiodической

составляющей в токе отключения  $\beta_H$ , %;

в) нормированными параметрами переходного восстанавливающего напряжения (ПВН).

Расчетное время отключения выключателя определяется по выражению по отключающей способности.

$$\tau = t_{рз.min} + t_{св.откл}$$

где  $t_{рз.min}$  - минимальное время срабатывания первой ступени защиты, принимаемое равным 0,01с для первой ступени защиты, и 0,01 с +  $\Delta t_c$  - для последующих ступеней, где  $\Delta t_c$  - степень селективности, 0,3-0,5 с для быстродействующей защиты;  $t_{св.откл}$  - собственное время отключения выключателя.

На отключение полного тока КЗ с учетом апериодической составляющей тока КЗ выключатель проверяется по выражению:

$$\sqrt{2} \cdot I_{н\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_H/100)$$

где  $i_{a\tau}$  - апериодическая составляющая в момент расхождения контактов выключателя, кА;  $\beta$  - нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока КЗ, определяется по кривой [6, рис. 8.1].

-На термическую стойкость выключатели проверяются по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ  $B_K$  (кА с) и найденным в каталоге значениям  $I_T$  и  $t_T$ :

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$$

где  $I_T$  - допустимый ток термической стойкости выключателя (по каталогу), кА;  $t_T$  - время термической стойкости выключателя при протекании тока  $I_T$ , с.

При удаленном КЗ значение  $B_K$  определяется по формуле:

$$B_K = I_{нo}^2 \cdot (\tau + T_a)$$

где  $\tau$  - расчетное время отключения тока КЗ.

Значения постоянной времени цепи КЗ  $T_a$  и ударного коэффициента  $k_y$  для различных мест КЗ приведены в [6, табл. 8.1].

## 7.1 ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

### Выбор выключателей и разъединителей в ОРУ 110 кВ (Q1-Q3).

Для расчетной точки к.з. К1:  $I_{н0} = 13,46 \text{ кА}$ ;  $i_y = 20,17 \text{ кА}$

Номинальный ток:

$$I_{ном} = \frac{2 \cdot S_{т.зпп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 66,13 \text{ А}$$

Предварительно выбираем высоковольтный элегазовый выключатель типа **ВГТ-110-40/3150УХЛ**

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ}; I_{ном} = 3150 \text{ А}; I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}; i_{пр.скв} = 102 \text{ кА};$$

$$t_{тер} = 3 \text{ с}; t_{св.откл} = 0,03 \text{ с}; t_{н.откл} = 0,055 \text{ с}.$$

Выбор высоковольтных выключателей производится:

- по напряжению электроустановки (сети), кВ:

$$U_{н.а} \geq U_n$$

$$110 = 110$$

- по длительному току, А:

$$I_{раб.мах} \leq I_n$$

$$92,58 \leq 3150$$

Рабочий максимальный ток в сети:

$$I_{раб.мах} = 1,4 \cdot I_{ном} = 1,4 \cdot 66,13 = 92,58$$

- по действующему значению тока, кА:

$$I_{по} \leq I_{пр.с}$$

$$13,46 \leq 40$$

- по амплитудному значению тока, кА:

$$i_y \leq i_{пр.с}$$

$$20,17 \leq 102$$

- по отключающей способности:

На отключение полного тока КЗ с учетом апериодической составляющей тока КЗ выключатель проверяется по выражению, кА:

$$\sqrt{2} \cdot I_{н\tau} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n / 100)$$

$$\sqrt{2} \cdot 13,46 + 20,17 \leq \sqrt{2} \cdot 40(1 + 20/100)$$

$$39,2 \leq 60,88$$

где  $i_{a\tau}$ - апериодическая составляющая в момент расхождения контактов выключателя, кА;  $\beta$  - нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока КЗ, определяется по кривой [6, рис. 8.1].

-На термическую стойкость выключатели проверяются по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ  $B_K$  (кА с) и найденным в каталоге значениям  $I_T$  и  $t_T$ :

$$B_K = I_{no}^2 \cdot (\tau + T_a) = 13,46 \cdot (0,13 + 0,05) = 2,4 \text{ кА с}$$

где  $\tau$  - расчетное время отключения тока КЗ.

Расчетное время отключения выключателя определяется по выражению по отключающей способности.

$$\tau = t_{рз.min} + t_{св.откл} = 0,1 + 0,03 = 0,13$$

где  $t_{рз.min}$  - минимальное время срабатывания первой ступени защиты, принимаемое равным 0,1с для первой ступени защиты, и  $0,1 \text{ с} + \Delta t_c$  - для последующих ступеней, где  $\Delta t_c$ - ступень селективности, 0,3-0,5 с для быстродействующей защиты;  $t_{св.откл}$ - собственное время отключения выключателя.

*Определим расчетные токи КЗ для момента отключения.*

Периодический ток КЗ (точка К-1).

$$I_{n,гс} = I_{n,ос} = 13,46 \text{ кА.}$$

Приведенный расчет показал, что выключатель удовлетворяет всем требованиям, и окончательно в РУ 110 кВ устанавливаем элегазовый выключатель **ВГТ-110-40/3150УХЛ**.

### **Выбор разъединителя в ОРУ 110 кВ.**

Предварительно выбираем разъединитель типа **РНДЗ-110/630 Т1**

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ}; I_{ном} = 630 \text{ А}; i_{пр.свс} = 80 \text{ кА}; I_{терм.дон} = 31,5 \text{ кА}; t_{тер} = 4 \text{ с};$$

Проверка на термическую стойкость. Т.к.  $t_{откл} = 0,065 \text{ с} < t_{терм.дон} = 4 \text{ с}$ ,

$$B_{терм.дон} = I_{терм.дон}^2 \cdot t_{откл} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.расч} = 2,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{тер.доп} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Устанавливаем окончательно разъединитель **РНДЗ-110/630 Т1**.

Расчетные данные	Каталожные данные	
	<b>ВГТ-110-40/3150УХЛ</b>	<b>РНДЗ-110/630 Т1</b>
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 66,13 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ кА}$	$I_{ном} = 630 \text{ кА}$
$I_{н.о} = 13,46 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 20,17 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 2,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{терм.доп} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранные выключатель и разъединитель удовлетворяют предъявляемым требованиям.

### Выбор выключателей в РУ6,3 кВ (Q4-Q6).

Для расчетной точки к.з. К2:  $I_{н0} = 5,41 \text{ кА}$ ;  $i_y = 14,93 \text{ кА}$

Номинальный ток:

$$I_{ном} = \frac{2 \cdot S_{м.стп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.н}} = \frac{2 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1154,7 \text{ А}$$

Предварительно выбираем элегазовый выключатель типа **LF3**

$$U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}; I_{ном} = 2500 \text{ А}; I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}; i_{пр.скв} = 81 \text{ кА}; t_{св.откл} = 0,048 \text{ с}; t_{н.откл} = 0,07 \text{ с}.$$

Выбор высоковольтных выключателей производится:

- по напряжению электроустановки (сети), кВ:

$$U_{н.а} \geq U_{н}$$

$$6,3 = 6,3$$

- по длительному току, А:

$$I_{раб.мах} \leq I_{н}$$

$$1615,6 \leq 2500$$

Рабочий максимальный ток в сети:

$$I_{раб.мах} = 1,4 \cdot I_{ном} = 1,4 \cdot 1154 = 1615,6$$

- по действующему значению тока, кА:

$$I_{по} \leq I_{пр.с}$$

$$5,41 \leq 31,5$$

- по амплитудному значению тока, кА:

$$i_y \leq i_{пр.с}$$

$$14,93 \leq 81$$

- по отключающей способности:

На отключение полного тока КЗ с учетом апериодической составляющей тока КЗ выключатель проверяется по выражению, кА:

$$\begin{aligned} \sqrt{2} \cdot I_{н\tau} + i_{a\tau} &\leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n/100) \\ \sqrt{2} \cdot 5,41 + 14,93 &\leq \sqrt{2} \cdot 31,5 (1 + 10/100) \\ 22,6 &\leq 49 \end{aligned}$$

где  $i_{a\tau}$  - апериодическая составляющая в момент расхождения контактов выключателя, кА;  $\beta$  - нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока КЗ, определяется по кривой [6, рис. 8.1].

- На термическую стойкость выключателя проверяются по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ  $B_k$  (кА с) и найденным в каталоге значениям  $I_T$  и  $t_T$ :

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (\tau + T_a) = 5,41 \cdot (0,448 + 0,01) = 2,5 \text{ кА с}$$

где  $\tau$  - расчетное время отключения тока КЗ.

Расчетное время отключения выключателя определяется по выражению по отключающей способности.

$$\tau = t_{рз.min} + t_{св.откл} = 0,4 + 0,048 = 0,448$$

где  $t_{рз.min}$  - минимальное время срабатывания первой ступени защиты, принимаемое равным 0,01с для первой ступени защиты, и 0,1 с +  $\Delta t_c$  - для последующих ступеней, где  $\Delta t_c$  - степень селективности, 0,3-0,5 с для быстродействующей защиты;  $t_{св.откл}$  - собственное время отключения выключателя.

Определим расчетные токи КЗ для момента отключения.

Расчетные данные	Каталожные данные
	<b>LF3-6,3-31,5/2500</b>
$U_{вст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1154,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ кА}$
$I_{no} = 5,41 \text{ кА}$	$I_{отн.ном} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 14,93 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$B_k = 2,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{тер.дон} = I_T^2 \cdot t_T = 51^2 \cdot 3 = 7803 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для выключателей Q7 – Q12 выбираем элегазовый выключатель типа **LF1**

$$U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}; I_{ном} = 630 \text{ А}; I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}; i_{пр.скв} = 81 \text{ кА}; t_{св.откл} = 0,048 \text{ с}; t_{п.откл} = 0,07 \text{ с}.$$

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 285,19 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ кА}$
$I_{но} = 5,41 \text{ кА}$	$I_{отн.ном} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 14,93 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$B_k = 2,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{тер.дон} = I_T^2 \cdot t_T = 51^2 \cdot 3 = 7803 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранные выключатель и разъединитель удовлетворяют предъявляемым требованиям.

## 7.2. ВЫБОР ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ.

**Трансформатор тока** предназначен для измерения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбирают:

по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

по току  $I_{ном} \leq I_{ном}$ ;  $I_{max} \leq I_{ном}$ ;

по конструкции и классу точности:

по электродинамической стойкости  $i_y \leq i_{дин}$

где  $i_y$  – расчетный ударный ток КЗ;

$i_{дин}$  – ток электродинамической стойкости (по каталогу);

по термической стойкости  $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ ;

где  $B_k$  – расчетный тепловой импульс тока КЗ;

$I_T$  и  $t_T$  – ток и время термической стойкости (по каталогу);

по вторичной нагрузке  $Z_2 \leq Z_{2ном}$ ;

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{2ном}$  – номинальная нагрузка ТТ в заданном классе точности.

**Трансформатор напряжения** предназначен для понижения высокого

напряжения до стандартного напряжения 100 или  $100/\sqrt{3}_T$  Вольт и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают:

по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

по классу точности;

по вторичной нагрузке  $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$ ;

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности. При этом следует иметь в виду, что для однофазных ТН, соединяемых в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора;

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к ТН. Если вторичная нагрузка  $S_{2\Sigma}$  превышает номинальную мощность  $S_{ном}$ , то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

### Выбор ТТ в РУ-110 кВ

В РУ-110 кВ выбираем ТФЗМ-110Б-І-0,5/10Р/10Р-100/5;  $Z_{2ном}=1,2$  Ом,

Сравнение расчетных и каталожных данных сводим в таблицу:

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст}=110$ кВ	$U_{ном}=110$ кВ
$I_{max}=66,13$ А	$I_{ном}=100$ А
$i_y=20,17$ кА	$i_{дин}=41$ кА
$B_k=15,4$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_T^2 \cdot t_T=8^2 \cdot 3=192$ кА <sup>2</sup> ·с

По всем номинальным параметрам выбранный ТТ удовлетворяет расчетным условиям. Для проверки его работы в заданном классе точности, используя схему включения приборов и паспортные данные приборов, определяем нагрузку по фазам и выбираем наиболее нагруженные трансформаторы тока.

Вторичная нагрузка ТФЗМ-110 по фазам:

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	И-680	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	И-676	2,5	-	2,5
Итого		6,0	0,5	6,0

Общее сопротивление приборов:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{6,0}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}$$

Номинальное сопротивление вторичной цепи  $Z_{2\text{ном}} = R_{2\text{ном}}$  ТТ класса точности 0,5 составляет 0,8 Ом. Сопротивление контактов  $R_{\text{конт}}$  принимаем равным 0,1 Ом, тогда сопротивление соединительного кабеля  $R_{\text{каб}}$  составит

$$R_{\text{каб}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом}$$

Принимая по табл.6.21.(Л4.) длину кабеля с медными жилами  $l_{\text{расч}} = 100\text{м}$ :

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{каб}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{0,86} = 2,03 \text{ мм}^2$$

По найденному расчётному сечению выбираем контрольный кабель марки КРВГ с сечением медной жилы 2,5 мм<sup>2</sup>.

### Выбор ТН в РУ-110 кВ

Выбираем ТН типа **НАМИ-110-УХЛ1**.

Данные о вторичной нагрузке ТН сводим в таблицу.

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	
Фиксирующий измерительный прибор	ФИП	3	3	1	0	1	9	
Счетчик активной энергии	И-681	2 Вт	2	0,38	0,925	2	4	19,4
Счетчик реактивной	И-676	2 Вт	2	0,38	0,925	2	4	19,4

энергии								
Итого							31	38,2

Общая вторичная нагрузка:

$$S_2 = \sqrt{31^2 + 38,2^2} = 49,7 \text{ ВА}$$

Так как  $S_{2\text{НОМ}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ ВА}$ , поэтому НАМИ-110-УХЛ1 будет работать в классе точности 0,5.

### Выбор ТТ на шинах 6,3 кВ.

Наибольший ток  $I_{\text{НОМ.}} = 1154,7 \text{ А}$ .

Выбираем ТТ типа ТОЛ – 6 – 2000/5,  $Z_{\text{НОМ}} = 0,4 \text{ Ом}$ .

Расчеты по проверке ТТ сводим в таблицу.

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{УСТ}} = 6,3 \text{ кВ}$ .	$U_{\text{НОМ}} = 6,3 \text{ кВ}$ .
$I_{\text{НОМ.}} = 1154,7 \text{ А}$ .	$I_{\text{НОМ.}} = 2000 \text{ А}$ .
$i_{\text{УД}} = 14,93 \text{ кА}$ .	$i_{\text{ДИН.}} = 100 \text{ кА}$ .
$B_{\text{К}} = 2,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Условия проверки выполняются.

Данные о вторичной нагрузке ТТ сводим в таблицу.

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э - 335	-	0,5	-
Счетчик активной энергии	И - 681	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной мощности	И - 676	2,5	-	2,5
Итого		5	0,5	5

Общее сопротивление проводов наиболее нагруженной фазы.

$$Z_{\text{ПРИБ.}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов

$$Z_{\text{ДОП}} = Z_{2\text{НОМ}} - Z_{\text{ПРИБ.}} - Z_{\text{К}} = 0,4 - 0,2 - 0,05 = 0,15 \text{ Ом}$$

Где  $Z_{\text{К}} = 0,05 \text{ Ом}$  - сопротивление контактов для трех приборов.

Сечение медной жилы контрольного кабеля длиной  $l = 6 \text{ м}$  в КРУН –

10

$$q = \frac{\delta \cdot l}{Z_{\text{ПР.}}} = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,15} = 0,7 \text{ мм}^2$$

Выбираем контрольный кабель КРВГ с сечением жил  $2,5 \text{ мм}^2$  по условию механической прочности.

### Выбор ТТ на линиях 6,3 кВ.

Наибольший ток  $I_{\text{ном.}} = 285,19 \text{ А}$ .

Выбираем ТТ типа ТОЛ – 6 – 2000/5,  $Z_{\text{НОМ}} = 0,4 \text{ Ом}$ .

Расчеты по проверке ТТ сводим в таблицу.

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{УСТ}} = 6,3 \text{ кВ}$ .	$U_{\text{НОМ}} = 6,3 \text{ кВ}$ .
$I_{\text{ном.}} = 285,19 \text{ А}$ .	$I_{\text{НОМ.}} = 400 \text{ А}$ .
$i_{\text{ВД}} = 14,93 \text{ кА}$ .	$i_{\text{ДИН.}} = 100 \text{ кА}$ .
$B_{\text{К}} = 2,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Условия проверки выполняются.

Данные о вторичной нагрузке ТТ сводим в таблицу.

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э - 335	-	0,5	-
Счетчик активной энергии	И - 681	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной мощности	И - 676	2,5	-	2,5
Итого		5	0,5	5

Общее сопротивление проводов наиболее нагруженной фазы.

$$Z_{\text{ПРИБ.}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов

$$Z_{\text{ДОП}} = Z_{2\text{НОМ}} - Z_{\text{ПРИБ.}} - Z_{\text{К}} = 0,4 - 0,2 - 0,05 = 0,15 \text{ Ом}$$

Где  $Z_{\text{К}} = 0,05 \text{ Ом}$  - сопротивление контактов для трех приборов.

Сечение медной жилы контрольного кабеля длиной  $l = 6 \text{ м}$  в КРУН –

10

$$q = \frac{\delta \cdot l}{Z_{\text{ПР.}}} = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,15} = 0,7 \text{ мм}^2$$

Выбираем контрольный кабель КРВГ с сечением жил  $2,5 \text{ мм}^2$  по условию механической прочности.

## Выбор ТН в РУ – 6 кВ.

Выбираем ТН типа НАМИ-10(6)-95 УХЛ2.

Данные о вторичной нагрузке ТН сводим в таблицу.

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Датчик активной мощности	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивной мощности	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Счетчик активной энергии	И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Ваттметр регистрирующий	Н-348	10	2	1	0	1	20	-
Вольтметр регистрирующий	Н-344	10	1	1	0	1	10	-
Частотомер	Э-372	3	1	1	0	2	6	-
Итого							71	9,7

Общая вторичная нагрузка ТН:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{2\Sigma}^2 + Q_{2\Sigma}^2} = \sqrt{71^2 + 9,7^2} = 71,6 \text{ ВА}$$

ТН типа **НАМИ-10(6)-95 УХЛ2** имеет номинальную мощность одной фазы 100 ВА. Так как  $S_{2\Sigma}=71,6$  ВА меньше  $S_{\text{ном}}=300$  ВА, поэтому **НАМИ-10(6)-95 УХЛ2** будет работать в классе точности 0,5.



## **ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ДО 1000 В. ПРОКАТНО-РЕМОНТНЫЙ ЦЕХ**

Электроснабжение цеха производится в последующей очередности.

1. Приемники цеха распределяются по пунктам питания (силовым распределительным пунктам и распределительным шкафам), выбирается схема и способ прокладки питающей сети цеха (от ТП до пунктов питания). Принятая схема питающей сети должна обеспечивать требуемую степень надежности питания приемников и требуемую по технологическим условиям гибкость и универсальность сети в отношении присоединения новых приемников и перемещения приемников по площади цеха. Выбор способа прокладки питающей сети производится с учетом характера окружающей среды и возможных условий места прокладки. Исполнение силовых распределительных пунктов должно также соответствовать характеру окружающей среды.

2. Определяются расчетные электрические нагрузки по пунктам питания цеха

3. Выполняется выбор сечений питающей сети по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева и проверка их по потере напряжения.

4. Выполняется выбор силовой распределительной сети и аппаратов защиты управления цеха.

5. Для участка цеховой сети (от вводного автомата на подстанции до самого массивного или наиболее удаленного электроприемника) строится диаграмма селективности действия аппаратов защиты.

6. Выполняется расчет питающей и распределительной сети по условиям допустимой потери напряжения. Производятся построения эпюры отклонений напряжения для цепочки линий от шин ГПП до зажимов одного наиболее удаленного от цеховой ТП или наиболее мощного электроприемника для режимов максимальной и минимальной нагрузок, а в случае двухтрансформаторной подстанции и послеаварийного.

7. Производится расчет токов короткого замыкания для участка цеховой сети от ТП до наиболее мощного электроприемника цеха. Полученные

данные наносятся на карту селективности действия аппарата защиты.

Распределение электроприёмников по пунктам питания осуществляется путём подключения группы электроприёмников к соответствующему распределительному пункту (шкафу) РП. РП бывают различных типов и имеют определённое число присоединений. Для каждого электроприёмника необходимо выбрать защитную аппаратуру, а затем подключить его к соответствующему РП.

### 8.1 ВЫБОР СИЛОВЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ (РП)

Распределительные пункты выбирают по номинальному току ввода, по количеству отходящих линий, типу защитного аппарата и номинальному току аппарата для присоединения.

По номинальному току ввода  $I_{н\text{ РП}}$ , А:

$$I_{н\text{ РП}} \geq I_p.$$

По количеству отходящих линий  $n_{\text{лин РП}}$ , шт:

$$n_{\text{лин РП}} \geq n_{\text{лин РП факт}},$$

где  $n_{\text{лин РП факт}}$  – фактическое число отходящих от РП линий.

Примечание: в целях перспективы развития электроснабжения цеха целесообразно брать шкафы с запасом по числу отходящих линий в разумных пределах (1-2 линии).

Выбор производим по [6, таблица П.8.4]

Для упрощения расчета сведем все данные в таблицу 8.1

Таблица 8.1 - Выбор распределительных пунктов

Узел питания	$I_p$ , А	$n_{\text{лин РП факт}}$	Тип шкафа	$I_{н\text{ РП}}$ , А	$n_{\text{лин РП}}$	3-х полюсные
ШР1	23,8	6	ПР8501-067	225	8	на 10-100 А
ШР2	310,5	6	ПР8501-091	567	8	на 10-100 А
ШР3	29,2	9	ПР8501-027	225	12	на 10-100 А
ШР4	61,54	9	ПР8501-027	225	12	на 10-100 А
ШР5	60,09	8	ПР8501-029	225	10	на 10-100 А
ШР6	375,66	3	ПР8501-094	567	4	на 160-250 А
ШР7	68,17	9	ПР8501-027	225	12	на 10-100 А
ШР8	53,91	11	ПР8501-027	225	12	на 10-100 А
ШР9	63,3	8	ПР8501-029	225	10	на 10-100 А

Шкафы распределительные ПР8501 комплектуются вводными

автоматическими выключателями серии ВА51, ВА57 с токоограничивающими и нетокоограничивающими электромагнитными и тепловыми расцепителями. Управление вводными выключателями на ток свыше 400 А предусматривается только при закрытой двери шкафа, для чего применены выключатели с электромагнитным приводом, а на двери установлены кнопки управления и сигнальная аппаратура, указывающая на положение выключателя. На отходящих линиях предусматриваются автоматические выключатели:

- однополюсные на токи от 10 до 63А: АЕ2046, ВА21-29, ВА51-59;
- трехполюсные на токи от 10 до 100А: ВА51-31, ВА51-35, ВА57-35;
- трехполюсные на токи от 160 до 250А: 51-35, ВА57-35, АЕ20;

Допустимые значения тока электродинамической стойкости для шкафов : при номинальном токе до 400 А включительно – 25 кА, при токе 630 А – 50 кА. [6]

## 8.2 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ В СЕТИ НИЖЕ 1000 В.

В цеховых сетях могут возникать следующие ненормальные по току режимы работы:

- увеличение тока вследствие перегрузки;
- увеличение тока в момент пуска или самозапуска двигателей;
- увеличение тока вследствие КЗ.

КЗ могут привести к пожару или даже взрыву, если не принять мер к быстрому отключению поврежденного участка линии, ЭП и т. п. Защита от токов КЗ является обязательной для всех элементов сети, время ее действия должно быть минимальным для уменьшения термического и динамического эффектов от тока КЗ и необходимо, чтобы обеспечивалась селективность (избирательность) ее действия.

В качестве аппаратов защиты электрических сетей применяются предохранители и автоматические выключатели.

Для обеспечения более скорого восстановления питания устанавливаем на все электроприемники автоматические выключатели.

Выбор автоматических выключателей производим по следующим условиям:

По номинальному току автоматического выключателя  $I_{н.ав}$

$$I_{н.ав} \geq I_p,$$

Выбираем номинальный ток теплового расцепителя  $I_{н.тепл\ расц}$

$$I_{н.тепл\ расц} \geq I_p,$$

Проверяем автомат по току срабатывания электромагнитного расцепителя  $I_{ср.элм\ расц}$

$$I_{ср.элм\ расц} \geq 1,25 I_{пик} \text{ - для группы;}$$

$$I_{ср.элм\ расц} \geq 1,5 I_{пуск} \text{ - для одного ЭП.}$$

Пусковой ток определяется по соотношению

$$I_{пуск} = I_n \cdot k,$$

где  $k$  – кратность пуска, для двигательной нагрузки принимаем  $k = 5$ .

Для группы электроприемников (при числе электроприемников более 5) пиковый ток определим как

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}}^{\text{max}} + (I_{\text{р.гр}} - K_{\text{иi}} \cdot I_{\text{ни}}),$$

где  $I_{\text{пуск}}^{\text{max}}$  – максимальный пусковой ток из группы электроприемников;

$I_{\text{р.гр}}$  – расчетный ток группы электроприемников;

$K_{\text{иi}}$  – коэффициент использования электроприемника с максимальным пусковым током;

$I_{\text{ни}}$  – номинальный ток электроприемника с максимальным пусковым током.

Выбор автоматических выключателей производим по [4, ПЗ]. Сведем выбор защитной аппаратуры в таблицу 8.2.

Вводной автоматический выключатель для ТП

Выбирается по номинальной мощности трансформатора

$$I_{\text{н.тр}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 607,7 \text{ А}$$

Послеаварийный режим

$$I_{\text{п/ав.тр}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 851 \text{ А}$$

Пиковый ток подстанции

$$I_{\text{пик.п/ст}} = I_{\text{пик.гр}} + I_{\text{н.тр}} - I_{\text{р.гр}},$$

где  $I_{\text{пик.гр}}$  – наибольший из пиковый токов распределительных пунктов;

$I_{\text{н.тр}}$  – номинальный ток трансформатора, находится по формуле.

$$I_{\text{пик.п/ст}} = 1051,32 + 607,7 - 375,66 = 1283,36 \text{ А},$$

Пиковый послеаварийный ток подстанции

$$I_{\text{пик.п/ав.п/ст}} = 1051,32 + 851 - 375,66 = 1526,65 \text{ А},$$

Выбираем автомат серии ВА81– 41

Проверка:

$$I_{н.расц} = 1000 \text{ A} \geq I_{\text{ол}} = I_{н.ав.тр} = 607,7 \text{ A};$$

$$I_{кз} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик.н/см}} = 1,25 \cdot 1283,36 = 1604,2 \text{ A};$$

Послеаварийный режим:

$$I_{н.расц} = 1000 \text{ A} \geq I_{\text{ол}} = I_{н.тр} = 851 \text{ A};$$

$$I_{кз} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик.н/см}} = 1,25 \cdot 1526,65 = 1908 \text{ A};$$

$$\text{Принимаем } I_{кз} = k \cdot I_{н.расц} = 2 \cdot 1000 = 2000 \text{ A}.$$

Таблица 8.2 - Выбор защитных аппаратов сетей к узлам питания

Узел питания	$I_{р.гр}, \text{ A}$	$I_{\text{пуск}}^{\text{max}}, \text{ A}$	$K_{\text{ни}}$	$I_{\text{пик}}, \text{ A}$	$1,25 \cdot I_{\text{пик}}, \text{ A}$	Аппарат защиты	$I_{н.тепл, \text{ расц}}, \text{ A}$	$I_{\text{ср.элм}}, \text{ A}$
ШР1	23,8	58,8	0,75	71,9	89,88	ВА 57-35	31,5	100
ШР2	310,5	509,2	0,65	727,1	908,88	ВА 57-39	400	1000
ШР3	29,2	58,8	0,75	77,1	96,38	ВА 57-35	31,5	100
ШР4	61,54	116,4	0,65	153	191,25	ВА 57-35	63	500
ШР5	60,09	78,8	0,7	120,7	150,88	ВА 57-35	63	500
ШР6	375,66	825,8	0,75	1051,3	1314,13	ВА 57-39	400	1600
ШР7	68,17	263,9	0,75	278,1	347,63	ВА 57-35	80	500
ШР8	53,91	123,1	0,7	150,9	188,63	ВА 57-35	63	500
ШР9	63,3	60,7	0,65	108,8	136,00	ВА 57-35	80	500

### 8.3 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЛИНИЙ ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ ЦЕХА

Выбор сечений проводников питающей сети цеха будем производить из условий допустимой нагрузки и допустимой потери напряжения.

Выбор сечения проводника по условию допустимого нагрева при длительном протекании расчетного тока нагрузки  $I_p$  определяется из условия:

$$I_{\text{дон}} \geq \frac{I_p}{k_1 \cdot k_2}.$$

Сечение проводника должно быть согласовано с аппаратом защиты этого проводника по условию:

$$I_{\text{дон}} \geq \frac{k_3 \cdot I_3}{k_{\text{П1}} \cdot k_{\text{П2}}},$$

где  $k_{\text{П1}}$  и  $k_{\text{П2}}$  - поправочные коэффициенты, учитывающие

фактическую температуру окружающей среды и количество совместно проложенных линий;

$k_{П1} = 1$  найдем по [6, таблица 9.1] – поправочный коэффициент, учитывающие фактическую температуру окружающей среды

$k_{П2} = 0,85$  найдем по [6, таблица 9.3] – количество совместно проложенных линий при их числе 5-6

$k_3$  - коэффициент защиты или кратность защиты,  $k_3 = 1$ ;

$I_3$  - номинальный ток или ток уставки срабатывания защитного аппарата, А.

Выбор осуществляем по допустимому нагреву, методика описана выше. Для кабеля марки АПвП допустимый ток принимаем по [6, таблица П.11.7] при прокладке кабелей в каналах из сборных лотковых элементов.

Для питания переносных и передвижных электроприемников следует применять шнуры и гибкие кабели с медными жилами, специально предназначенные для этой цели, с учетом возможных механических воздействий. Все жилы указанных проводников, в том числе заземляющая, должны быть в общей оболочке, оплетке или иметь общую изоляцию [ПУЭ, 2.1.50.].

Выбираем гибкие промышленные кабели titanex с изоляцией (тип E14) и оболочкой (тип EM2) из сшитого эластомера типа HD 22-4 NF C32-102-4.

Проверка выбранного сечения проводника по допустимой потере напряжения выполняется из условия:

$$\Delta U_i = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{10 \cdot U^2}, \% \leq \Delta U_{\text{доп}\%} = 5\% ,$$

где  $R, X$  – активное и индуктивное сопротивления соответствующих участков сети;

$l$  – соответствующие длины участков сети;

$P, Q$  – активная и реактивная мощность на соответствующих участках;

$\Delta U_{\text{доп}\%} = 5\%$  - допустимая потеря напряжения.

Для этого рассчитываем активное и реактивное сопротивления кабельной линии по формулам

$$R_{\text{кл}} = r_0 \cdot l_{\text{кл}}, \text{ Ом}$$

$$X_{\text{кл}} = x_0 \cdot l_{\text{кл}}, \text{ Ом.}$$

Результаты сведены в таблицу 8.3

Таблица 8.3 – Выбор сечений линий питающей сети цеха

№п/п	Наименование узлов	Рс, кВт	Qс, кВАр	Sc, кВА	Ин, А	Кп	Ип, А	Защитная аппаратура	Инт.р, А	К	Иэ.р	1,5*Ип	(Iз*Кз)/Кпр ≤ Идоп	Марка кабеля	
<b>ШРА1</b>															
22-26	Маслонасос	1,3	1,14	1,73	2,63	5	13,14	ВА21–29	8	3	24	19,70	9,41	20	АПвП(2,5х4)
27	Вентилятор	5,6	4,2	7,00	10,64	5	53,18	ВА21–29	31,5	3	95	79,77	37,06	47	АПвП(10х4)
	<b>Итого ШРА1</b>	<b>12,13</b>	<b>9,95</b>	<b>15,69</b>	<b>23,84</b>		<b>71,79</b>	<b>ВА57-35</b>	<b>31,5</b>	<b>3</b>	<b>100</b>	<b>89,87</b>	<b>37,06</b>	47	<b>АПвП(10х4)</b>
<b>ШРА2</b>															
28-30	Компрессор	48,75	36,56	60,94	92,59	5	462,93	ВА57-35	100	8	800	694,39	117,65	126	АПвП(50х4)
31-32	Вентилятор	5,625	4,22	7,03	10,68	5	53,42	ВА57-35	16	5	80	80,13	18,82	20	АПвП(2,5х4)
33	Печь отжига	7,5	2,47	7,90	12,00	1	12,00	ВА57-35	16	5	80	18,00	18,82	20	АПвП(2,5х4)
	<b>Итого ШРА2</b>	<b>165</b>	<b>120,59</b>	<b>204,37</b>	<b>310,51</b>		<b>727,1</b>	<b>ВА57-35</b>	<b>400</b>	<b>3</b>	<b>1200</b>	<b>908,87</b>	<b>470,59</b>	<b>500</b>	<b>*ВВГнг(4х185)</b>
<b>ШРА3</b>															
39-40	Цепной транспортер	0,88	0,66	1,10	1,67	5	8,36	ВА21–29	5	3	15	12,53	5,88	20	АПвП(2,5х4)
37,38	Токарный станок	0,31	0,54	0,62	0,94	5	4,70	ВА21–29	2,5	3	8	7,05	2,94	20	АПвП(2,5х4)
43,45	Вертикально-сверлильный станок	0,51	0,69	0,85	1,30	5	6,49	ВА21–29	4	3	12	9,73	4,71	20	АПвП(2,5х4)
46	Пресс шайбобой	1	1,17	1,54	2,34	5	11,69	ВА21–29	6,3	3	19	17,54	7,41	20	АПвП(2,5х4)
34	Мойка пакетов	2,1	2,46	3,23	4,91	1	4,91	ВА21–29	5	1,5	8	7,37	5,88	20	АПвП(2,5х4)
35	Мойка ЗИП	1,54	1,8	2,37	3,60	1	3,60	ВА21–29	4	1,5	6	5,40	4,71	20	АПвП(2,5х4)
36	Вентилятор	5,63	4,22	7,04	10,69	5	53,45	ВА21–29	31,5	3	95	80,18	37,06	20	АПвП(2,5х4)
	<b>Итого ШРА3</b>	<b>13,67</b>	<b>13,4</b>	<b>19,14</b>	<b>29,08</b>		<b>77,10</b>	<b>ВА57-35</b>	<b>31,5</b>	<b>8</b>	<b>125</b>	<b>96,37</b>	<b>37,06</b>	<b>47</b>	<b>АПвП(10х4)</b>
<b>ШРА4</b>															
47,51,53	Цепной транспортер	0,88	0,66	1,10	1,67	5	8,4	ВА21–29	5	3	15	12,53	5,88	20	АПвП(2,5х4)
69	Кран-балка ПВ=40%	0,45	0,78	0,90	1,37	5	6,8	ВА21–29	4	3	12	10,26	4,71	29	HD 22-4 NF C32-102-4(2,5х4)
41	Пресс горизонтальный	2,55	2,98	3,92	5,96	5	29,8	ВА21–29	16	3	48	44,69	18,82	20	АПвП(2,5х4)
44	Маслобойная установка (гидравлическая)	3,4	1,12	3,58	5,44	1	5,4	ВА21–29	8	1,5	12	8,16	9,41	20	АПвП(2,5х4)
42	Силовой транспортер	9,75	9,95	13,93	21,17	5	105,8	ВА21–29	63	3	189	158,74	74,12	82	АПвП(25х4)
49, 50	Транспортер сборки ЭЦН	9	9,18	12,86	19,53	5	97,7	ВА21–29	50	3	150	146,49	58,82	62	АПвП(16х4)
	<b>Итого ШРА4</b>	<b>27,79</b>	<b>25,99</b>	<b>38,05</b>	<b>57,81</b>		<b>153,0</b>	<b>ВА57-35</b>	<b>63</b>	<b>8</b>	<b>500</b>	<b>191,25</b>	<b>74,12</b>	<b>82</b>	<b>АПвП(25х4)</b>

<b>ШРА5</b>															
55,56	Цепной транспортер	0,88	0,66	1,10	1,67	5	8,36	BA21-29	5	3	15	12,53	5,88	20	АПвП(2,5x4)
67	Кран-балка ПВ=40%	0,45	0,78	0,90	1,37	5	6,84	BA21-29	4	3	12	10,26	4,71	29	HD 22-4 NF C32-102-4(2,5x4)
58	Маслоочиститель	0,55	0,64	0,84	1,28	5	6,41	BA21-29	4	3	12	9,62	4,71	20	АПвП(2,5x4)
52,54	Мойка горячим маслом	6,6	6,7	9,40	14,29	3	42,87	BA21-29	25	3	75	64,30	29,41	20	АПвП(2,5x4)
59	Привод стэнда испытания гидрозашиты	6,3	3,9	7,41	11,26	5	56,29	BA21-29	31,5	3	95	84,43	37,06	20	АПвП(2,5x4)
57	Вентилятор	5,63	4,22	7,04	10,69	5	53,45	BA21-29	31,5	3	95	80,18	37,06	20	АПвП(26x4)
	<b>Итого ШРА5</b>	<b>27,89</b>	<b>24,33</b>	<b>37,01</b>	<b>56,23</b>		<b>120,7</b>	<b>BA57-35</b>	<b>400</b>	<b>3</b>	<b>1200</b>	<b>996,50</b>	<b>470,59</b>	<b>500</b>	<b>*ВВГнг(4x185)</b>
<b>ШРА6</b>															
65	Привод стэнда испытания ЭЦН	84	52,06	98,82	150,15	5	750,74	BA57-35	160	8	1200	1126,11	188,24	190	АПвП(95x4)
66	Привод стэнда испытания ПЭД	63	39,04	74,12	112,61	5	563,03	BA57-35	125	8	1000	844,55	147,06	155	АПвП(70x4)
63	Сушка статоров ПЭД	72	23,67	75,79	115,15	3	345,46	BA57-35	125	6	800	518,19	147,06	155	АПвП(70x4)
		<b>219,00</b>	<b>114,77</b>	<b>247,25</b>	<b>375,66</b>		<b>1051,3</b>	<b>BA57-35</b>	<b>400</b>	<b>3</b>	<b>1200</b>	<b>996,50</b>	<b>470,59</b>	<b>500</b>	<b>*ВВГнг(4x185)</b>
<b>ШРА7</b>															
60,62,64	Цепной транспортер	1	0,66	1,20	1,82	5	9,10	BA21-29	5	3	15	13,65	5,88	20	АПвП(2,5x4)
1,2,9	Автоматыватель	0,77	1,33	1,54	2,33	5	11,67	BA21-29	6,3	3	19	17,51	7,41	20	АПвП(2,5x4)
10	Клещи сварочные	1,25	1,665	2,08	3,16	3	9,49	BA21-29	5	3	15	14,23	5,88	20	АПвП(2,5x4)
61	Сушильный электрошкаф	30	9,86	31,58	47,98	3	143,94	BA21-29	50	6	300	215,91	58,82	62	АПвП(16x4)
68	Кран-балка ПВ=40%	0,88	0,66	1,10	1,67	5	8,36	BA21-29	2	3	6	12,53	2,35	29	HD 22-4 NF C32-102-4(2,5x4)
	<b>Итого ШРА7</b>	<b>36,65</b>	<b>18,29</b>	<b>40,96</b>	<b>62,23</b>		<b>278,1</b>	<b>BA57-35</b>	<b>200</b>	<b>10</b>	<b>1000</b>	<b>848,02</b>	<b>235,29</b>	<b>254</b>	<b>АПвП(150x4)</b>
<b>ШРА8</b>															
3-8	Автоматыватель	0,77	1,33	1,54	2,33	5	11,67	BA21-29	6,3	3	19	17,51	7,41	20	АПвП(2,5x4)
11,12,13	Клещи сварочные	1,25	1,665	2,08	3,16	3	9,49	BA21-29	5	3	15	14,23	5,88	20	АПвП(2,5x4)
14	Электрованна	14	4,6	14,74	22,39	3	67,17	BA21-29	40	3	120	100,75	47,06	62	АПвП(16x4)
48	Привод тележки 5,5т	3,85	2,39	4,53	6,88	5	34,42	BA21-29	20	3	60	51,64	23,53	29	HD 22-4 NF C32-102-4(4x4)
	<b>Итого ШРА8</b>	<b>26,22</b>	<b>19,99</b>	<b>32,97</b>	<b>50,09</b>		<b>150,9</b>	<b>BA57-35</b>	<b>63</b>	<b>8</b>	<b>500</b>	<b>188,62</b>	<b>74,12</b>	<b>82</b>	<b>АПвП(25x4)</b>

<b>ШРА9</b>															
70	Кран-балка ПВ=40%	0,45	0,78	0,90	1,37	5	6,84	ВА21-29	4	3	12	10,26	4,71	29	HD 22-4 NF C32-102-4(2,5x4)
19,21	Автоматыватель разделки кабеля	1,05	1,82	2,10	3,19	5	15,96	ВА21-29	8	3	24	23,94	9,41	20	АПвП(2,5x4)
15	Пресс	3,74	4,37	5,75	8,74	5	43,70	ВА21-29	25	3	75	65,54	29,41	34	АПвП(6x4)
16,20	Разделка кабеля	6,175	3,83	7,27	11,04	5	55,20	ВА21-29	31,5	3	94,5	82,80	37,06	47	АПвП(10x4)
18,17	Вентилятор	5,625	4,22	7,03	10,68	5	53,42	ВА21-29	31,5	3	94,5	80,13	37,06	47	АПвП(10x4)
	<b>Итого ШРА9</b>	<b>29,89</b>	<b>24,88</b>	<b>38,89</b>	<b>59,09</b>		<b>108,8</b>	<b>ВА57-35</b>	<b>63</b>	<b>8</b>	<b>500</b>	<b>136,00</b>	<b>74,12</b>	<b>82</b>	<b>АПвП(25x4)</b>

\*Из технико – экономических соображений [ПУЭ] был выбран медный кабель марки ВВГнг(4x185). Выгодно проложить медный кабель с меньшим диаметром сечения, чем кабель с алюминиевой жилой, что для данного случая требуется алюминиевый кабель с сечением 4x400. Свойство медного кабеля остается неизменным даже при окислении металла.

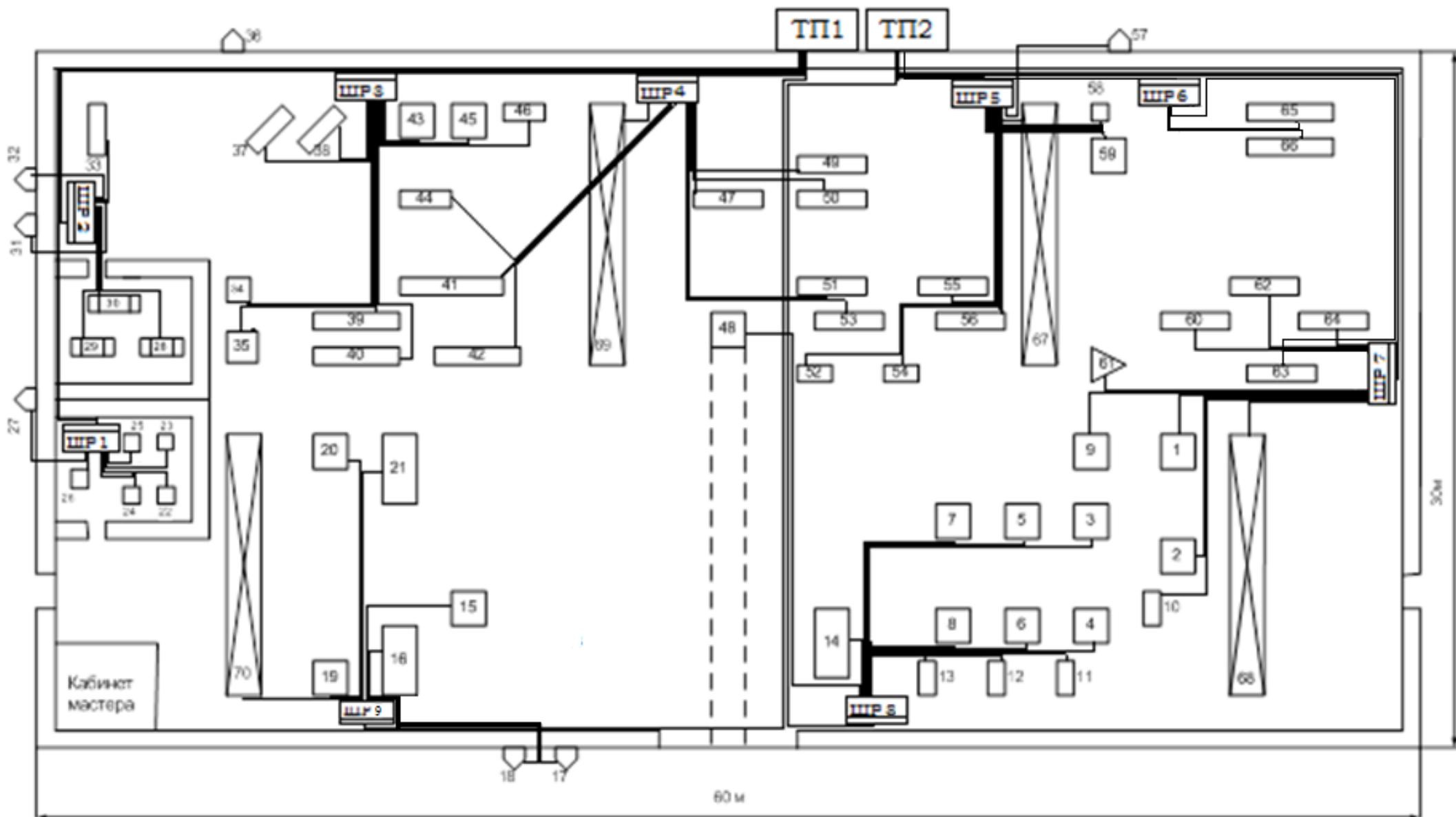


Рисунок 8.1 – Распределение приемников по пунктам питания внутри цеха

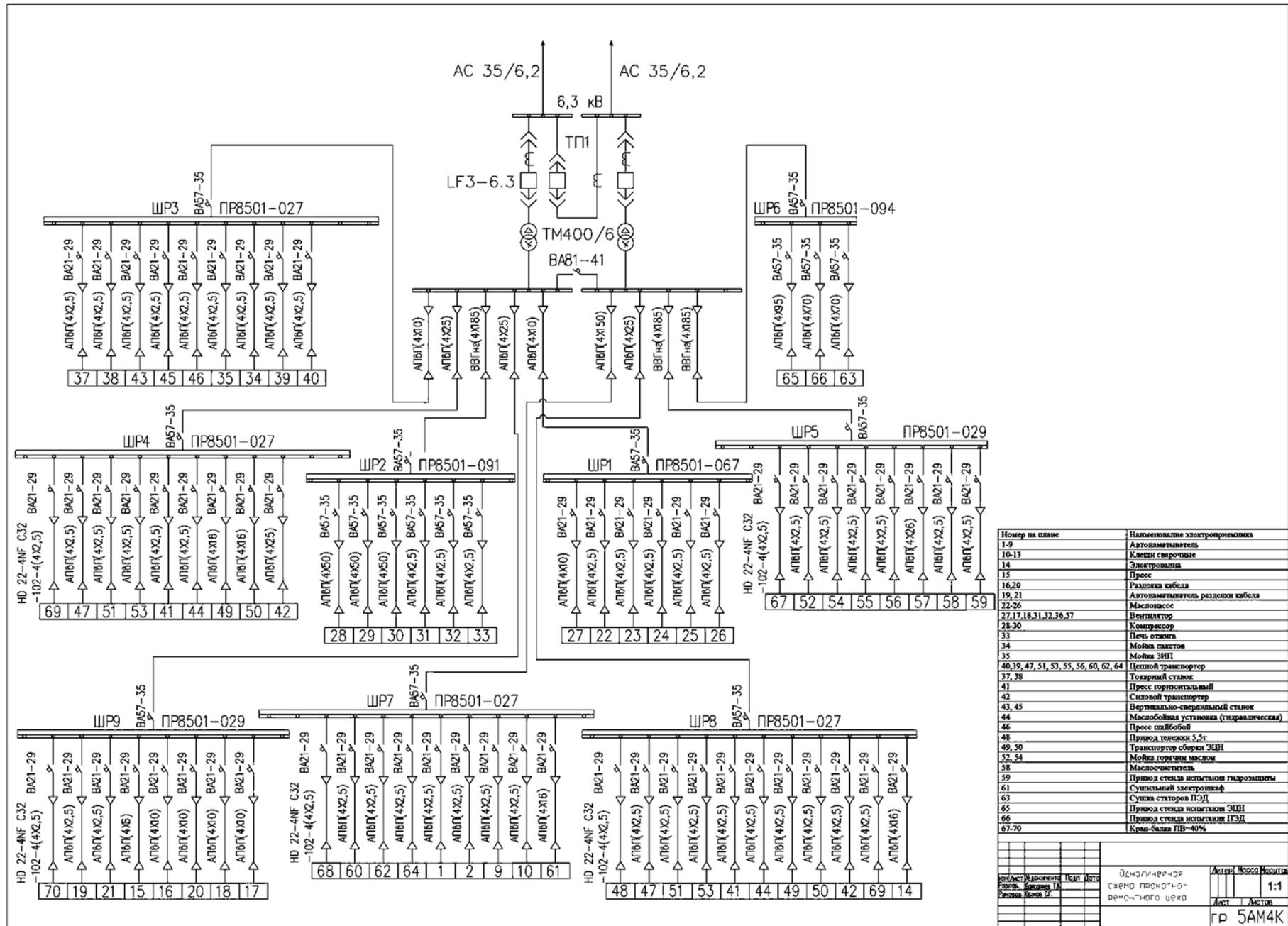


Рисунок 8.2 – Однолинейная схема прокатно – ремонтного цеха

## 9. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ НИЖЕ 1000 В

Для расчета токов КЗ составляется расчетная схема – упрощенная однолинейная схема электроустановки, в которой учитываются все источники питания, трансформаторы, воздушные и кабельные линии.

По расчетной схеме составляется схема замещения, в которой указываются сопротивления всех элементов и намечаются точки для расчета токов КЗ.

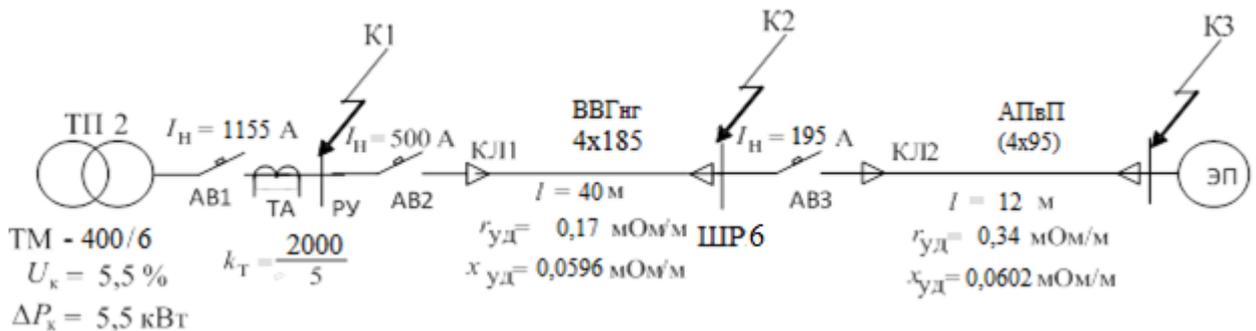


Рисунок 9.1 – Расчетная схема распределительной сети

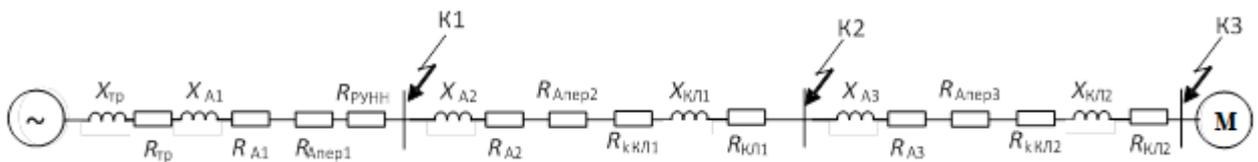


Рисунок 9.2 – Схема замещения цеховой сети

1. Сопротивления автоматического выключателя АВ1:  
 $R_{A1} = 0,1 \text{ мОм}; \quad X_{A1} = 0,1 \text{ мОм}; \quad R_{Апер1} = 0,15 \text{ мОм}$
2. Сопротивления автоматического выключателя АВ2:  
 $R_{A2} = 0,4 \text{ мОм}; \quad X_{A2} = 0,5 \text{ мОм}; \quad R_{Апер2} = 0,6 \text{ мОм}$
3. Сопротивления автоматического выключателя АВ3:  
 $R_{A3} = 0,95 \text{ мОм}; \quad X_{A3} = 1 \text{ мОм}; \quad R_{Апер3} = 0,725 \text{ мОм}$

Для нахождения сопротивлений для АВ воспользовались методом линейной интерполяции.

4. Сопротивления первичной обмотки трансформатора тока ТА не учитываем т.к.

$$k_T \geq 1000/5$$

5. Сопротивления кабельных линий

$$R_{KЛ1} = r_0 \cdot l_1 = 0,17 \cdot 40 = 6,8 \text{ мОм} \quad X_{KЛ1} = x_0 \cdot l_1 = 0,0596 \cdot 40 = 2,384 \text{ мОм}$$

$$R_{KЛ2} = r_0 \cdot l_2 = 0,34 \cdot 12 = 4,08 \text{ мОм} \quad X_{KЛ2} = x_0 \cdot l_2 = 0,0602 \cdot 12 = 0,722 \text{ мОм}$$

6. Активные переходные сопротивления неподвижных контактных соединений:

$$R_{kKЛ1} = 0,027 \text{ мОм} \quad R_{kKЛ2} = 0,029 \text{ мОм}$$

Приводим сопротивления системы высшего напряжения к напряжению 0,4 кВ.

$$x_{\Sigma 10В} = x_{вЛ} + x_{\text{трГПП}} + x_{вЛ2} = 7104 + 661,5 + 1,25 = 7766,75 \text{ мОм.}$$

$$r_{\Sigma 10В} = r_{вЛ} + r_{вЛ2} = 6848 + 1504,7 = 8352,7 \text{ мОм.}$$

$$x_{\Sigma 10Н} = x_{\Sigma 10В} \cdot \left( \frac{U_{\text{НОМ.НН}}}{U_{\text{НОМ.ВН}}} \right)^2 = 7766,75 \cdot \left( \frac{0,4}{6,3} \right)^2 = 31,3 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 10Н} = r_{\Sigma 10В} \cdot \left( \frac{U_{\text{НОМ.НН}}}{U_{\text{НОМ.ВН}}} \right)^2 = 8352,7 \cdot \left( \frac{0,4}{6,3} \right)^2 = 33,7 \text{ мОм.}$$

Определяем сопротивление цехового трансформатора

$$r_{\text{Т}} = \frac{\Delta P_{\text{К}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}^2} = \frac{5,5 \cdot 400^2}{400^2} = 5,5 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{р}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{5,325 \cdot 400^2}{100 \cdot 400} = 21,3 \text{ мОм};$$

где  $U_{\text{р}} = \sqrt{U_{\text{КЗ}}^2 - U_{\text{а}}^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,375^2} = 5,325 \text{ %};$

$$U_{\text{а}} = \frac{\Delta P_{\text{К}} \cdot 100}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{5,5 \cdot 100}{400} = 1,375 \text{ %}.$$

Упростим схему замещения, определив эквивалентные сопротивления на участках схемы между точками КЗ

$$R_1 = R_{10н} + R_{\text{мп}} + R_{A1} + R_{\text{Анеп1}} = 33,7 + 5,5 + 0,1 + 0,15 = 39,45 \text{ мОм.}$$

$$X_1 = X_{10н} + X_{\text{мп}} + X_{A1} = 31,3 + 21,3 + 0,1 = 52,7 \text{ мОм}$$

$$R_2 = R_{A2} + R_{\text{Анеп2}} + R_{kKЛ1} + R_{KЛ1} = 0,4 + 0,6 + 0,027 + 6,8 = 7,827 \text{ мОм}$$

$$X_2 = X_{A2} + X_{KЛ1} = 0,5 + 2,384 = 2,884 \text{ мОм}$$

$$R_3 = R_{A3} + R_{\text{Анеп3}} + R_{kKЛ2} + R_{KЛ2} = 0,95 + 0,725 + 0,029 + 4,08 = 6,045$$

мОм

$$X_3 = X_{A3} + X_{KЛ2} = 1 + 0,722 = 1,722 \text{ мОм}$$

Упрощенная схема замещения представлена на рис. 9.3.

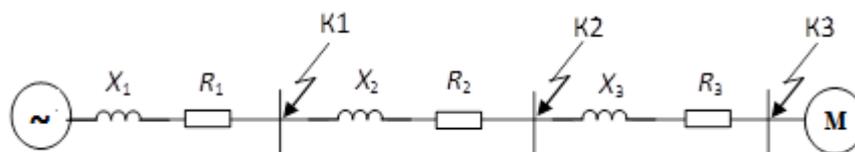


Рисунок 9.3 – Упрощенная схема замещения цеховой сети

Ток КЗ в точке К1 равен:

$$I_{K1} = \frac{1,05 \cdot U_{\text{сети}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 1}} = \frac{1,05 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_1^2 + X_1^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 65,83} = 3,51 \text{ кА};$$

Ударный ток в точке К1:

$$i_{y1} = k_{y1} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K1} = 1,1 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,51 = 5,46 \text{ кА}.$$

Значение  $k_y$  определяем по кривой [6, рис. 7.1], для  $\frac{x_{\Sigma 1}}{r_{\Sigma 1}} = \frac{52,7}{39,45} = 1,33$ ;

$$k_{y1} = 1,1.$$

Аналогично рассчитываем ток КЗ в других точках цеховой сети. При этом учитываем сопротивления, кабельных линий и переходные сопротивления контактов. Результаты расчетов сведены в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Результаты расчета

Точка	$X_{\Sigma}$ , мОм	$R_{\Sigma}$ , мОм	$I_K$ , кА	$x_{\Sigma} / r_{\Sigma}$	$k_y$	$i_y$ , кА
К1	52,7	39,45	3,51	1,33	1,1	6,8
К2	55,58	47,28	3,16	1,17	1,08	4,83
К3	57,31	53,32	2,95	1,07	1,06	4,46

В электрических сетях ниже 1000 В кабели не подлежат проверке на термическую устойчивость.

## 10. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Отклонение напряжения для силовых сетей, согласно ПУЭ, от номинального должно составлять не более  $\pm 5\% U_n$ . Для осветительных сетей общественных зданий и промышленных предприятий отклонение напряжения допускается от +5 до -2,5 %  $U_n$ , для наружного освещения и сетей жилых зданий  $\pm 5\% U_n$ .

Расчет цеховой сети по условиям допустимой потери напряжения и построение эпюры отклонения напряжения производится для цепочки линии от шин главной понизительной подстанции до зажимов одного наиболее удаленного от цехового трансформаторного пункта или наиболее мощного электроприемника для режимов минимальных и максимальных нагрузок.

Для расчета выберем цепь ГПП-ТП1-ШР6-Привод станда испытания ЭЦН ( $P_n=120\text{кВт}$ ).

Исходные мощности для расчета, соответствующие участкам сети:

$$P_{12} = 580,51\text{кВт}; \quad P_{34} = 161,69\text{ кВт}; \quad P_{45} = 84\text{ кВт};$$

$$Q_{12} = 371,04\text{кВар}; \quad Q_{34} = 101,97\text{ кВар}; \quad Q_{45} = 52,06\text{ кВар}.$$

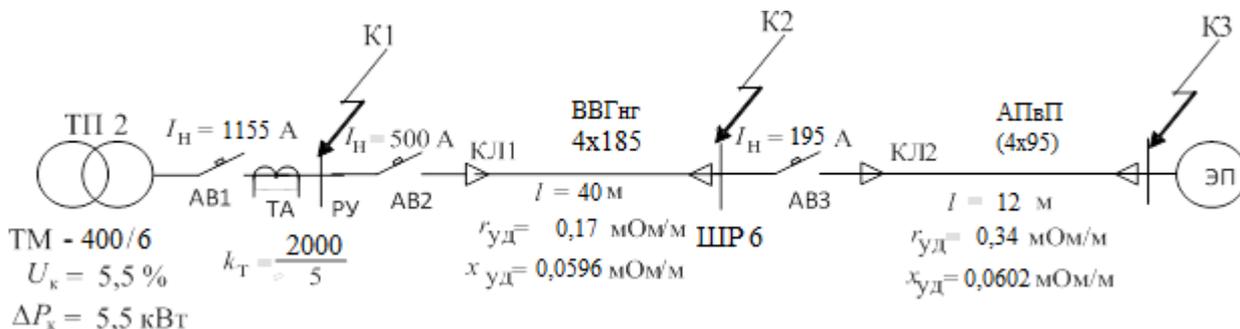


Рисунок 10.1 – Радиальная схема для расчета отклонения напряжения

### Участок 1-2

Потери напряжения на данном участке определи по выражению:

$$\Delta U_i = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{10 \cdot U^2}, \%$$

где  $R$ ,  $X$  – активное и индуктивное сопротивления соответствующих участков сети,  $l$  – соответствующие длины участков сети,  $P$ ,  $Q$  – активная и реактивная мощность на соответствующих участках.

Для построения эпюры отклонения напряжения мы распределяем всю нагрузку на два трансформатора и получаем, что на ТП1-1 и на ТП1-2 получилась нагрузка  $P_p = 580,51$  кВт  $Q_p = 371,04$  кВАр. Так как наш цех запитывается от ТП1-2, то берем его значения.

Для этого рассчитаем активное и реактивное сопротивления воздушной линии:

$$R_{12} = r_{01} \cdot l_1 / n_{\text{ц}} = 0,835 \cdot 23,9 / 2 = 9,98 \text{ Ом}$$

$$X_{12} = x_{01} \cdot l_1 / n_{\text{ц}} = 0,38 \cdot 23,9 / 2 = 4,54 \text{ Ом.}$$

Определим потери напряжения на данном участке:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U^2} = \frac{580,51 \cdot 9,98 + 371,04 \cdot 4,54}{10 \cdot 6,3^2} = 1,89 \%$$

Определим потери напряжения в вольтах:

$$\Delta U_{12} = 1,89 \cdot \frac{6300}{100} = 119,1 \text{ В.}$$

Тогда напряжение в конце данного участка составляет:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 6300 - 119,1 = 6180,9 \text{ В.}$$

### Участок 2-3

Потери напряжения на участке определяются потерей напряжения на цеховом трансформаторе и определяется по выражению:

$$\Delta U_T = \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2)^2,$$

где  $U_a$ ,  $U_p$  – активная и реактивная составляющие напряжения КЗ,  $U_{\text{к\%}}$ ,  $\cos \varphi_2$  и  $\sin \varphi_2$  – коэффициенты мощности по нагрузке трансформатора (с учетом установки компенсирующих устройств).

Активная составляющая напряжения короткого замыкания цехового трансформатора определяется:

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot 100}{S_{\text{ном.т}}} = \frac{5,5 \cdot 100}{400} = 1,375 \%$$

$$U_p \% = \sqrt{U_{\text{кз}}^2 - U_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,375^2} = 5,325 \%;$$

Коэффициенты мощности для вторичной нагрузки цехового трансформатора определяем по выражению:

$$\cos\varphi_2 = \frac{P_{12}}{\sqrt{(P_{12})^2 + (Q_{12})^2}}$$

$$\cos\varphi_2 = \frac{580,51}{\sqrt{(580,51)^2 + (371,04)^2}} = 0,84;$$

$$\sin\varphi_2 = \frac{Q_{12}}{\sqrt{(P_{12})^2 + (Q_{12})^2}}$$

$$\sin\varphi_2 = \frac{371,04}{\sqrt{(580,51)^2 + (371,04)^2}} = 0,54;$$

$\beta_T$  – отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы;

$$\beta_T = \frac{\sqrt{(P_{12})^2 + (Q_{12})^2}}{S_{н.тр}} = \frac{\sqrt{(580,51)^2 + (371,04)^2}}{2 \cdot 400} = 0,86$$

Определяем потери напряжения на цеховом трансформаторе:

$$\Delta U_T = \beta_T \cdot (U_a \cos\varphi_2 + U_p \sin\varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin\varphi_2 - U_p \cos\varphi_2)^2 =$$

$$= 0,86 \cdot (1,325 \cdot 0,84 + 5,325 \cdot 0,54) + \frac{0,86^2}{200} \cdot (1,375 \cdot 0,54 - 5,325 \cdot 0,84)^2$$

$$= 2,48 \%,$$

С учетом потерь в обмотке ВН напряжение ВН будет равно:

$$U_{ВН} = U_2 - \Delta U_T \cdot \frac{U_H}{100} = 6180,9 - 2,48 \cdot \frac{6300}{100} = 5962 \text{ В}$$

Напряжение на низкой стороне с учетом потерь будет составлять

$$U_3 = 400 \cdot \frac{5962}{6300} = 378,5 \text{ В}$$

### Участок 3-4

Рассчитаем активное и реактивное сопротивления кабеля ВВГнг (4x185)

$$R_{34} = r_{34} \cdot l_1 = 0,17 \cdot 0,04 = 0,0017 \text{ Ом}$$

$$X_{34} = x_{34} \cdot l_1 = 0,0596 \cdot 0,04 = 0,000596 \text{ Ом.}$$

Определяем потери напряжения на данном участке:

$$\Delta U_{34} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{161,69 \cdot 0,0017 + 101,97 \cdot 0,000596}{10 \cdot 0,3785^2} = 0,23 \%$$

Потери напряжения на данном участке в вольтах составляет

$$\Delta U_{34} = 0,23 \cdot \frac{378,5}{100} = 0,87 \text{ В}$$

Напряжение в конце данного участка составит:

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 378,5 - 0,87 = 377,6 \text{ В.}$$

#### **Аналогично рассчитываем участок 4-5**

Рассчитаем активное и реактивное сопротивления кабеля АПвП (4х95)

$$R_{45} = r_{45} \cdot l_2 = 0,34 \cdot 0,012 = 0,00408 \text{ Ом}$$

$$X_{34} = x_{34} \cdot l_2 = 0,0602 \cdot 0,012 = 0,000722 \text{ Ом.}$$

Определяем потери напряжения на данном участке:

$$\Delta U_{45} = \frac{P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}}{10 \cdot U_4^2} = \frac{84 \cdot 0,00408 + 52,06 \cdot 0,000722}{10 \cdot 0,3776^2} = 0,27 \%$$

Потери напряжения на данном участке в вольтах составляет

$$\Delta U_{45} = 0,27 \cdot \frac{377,6}{100} = 1,02 \text{ В}$$

Напряжение в конце данного участка составит:

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 377,6 - 1,02 = 376,58 \text{ В.}$$

#### **Расчет послеаварийного режима:**

Послеаварийном режиме вся нагрузка распределяется на один трансформатор и получаем, что на ТП1-1 или ТП1-2 получилась нагрузка  $P_p = 580,51 \text{ кВт}$   $Q_p = 371,04 \text{ кВАр}$ .

При аварийном режиме сети в кабельных сетях допустимые значения установившегося отклонения напряжения (ГОСТ 13109-97):  $\pm 10\%$  от номинального напряжения электрической сети по ГОСТ 721 и ГОСТ 21128 (номинальное напряжение).

Для этого рассчитаем активное и реактивное сопротивления воздушной линии:

$$R_{12} = r_{01} \cdot l_1 / n_{\text{ц}} = 0,835 \cdot 23,9 / 1 = 19,96 \text{ Ом}$$

$$X_{12} = x_{01} \cdot l_1 / n_{\text{ц}} = 0,38 \cdot 23,9 / 1 = 9,08 \text{ Ом.}$$

Определим потери напряжения на данном участке:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U^2} = \frac{580,51 \cdot 19,96 + 371,04 \cdot 9,08}{10 \cdot 6,3^2} = 3,78 \%$$

Определим потери напряжения в вольтах:

$$\Delta U_{12} = 3,78 \cdot \frac{6300}{100} = 238,14 \text{ В.}$$

Тогда напряжение в конце данного участка составляет:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 6300 - 238,14 = 6061,86 \text{ В.}$$

### Участок 2-3

Потери напряжения на участке определяются потерей напряжения на цеховом трансформаторе и определяется по выражению:

$$\Delta U_T = \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2)^2,$$

где  $U_a$ ,  $U_p$  – активная и реактивная составляющие напряжения КЗ,  $U_{к\%}$ ,  $\cos \varphi_2$  и  $\sin \varphi_2$  – коэффициенты мощности по нагрузке трансформатора (с учетом установки компенсирующих устройств).

Активная составляющая напряжения короткого замыкания цехового трансформатора определяется:

$$U_a \% = \frac{\Delta P_k \cdot 100}{S_{\text{ном.т}}} = \frac{5,5 \cdot 100}{400} = 1,375 \%$$

$$U_p \% = \sqrt{U_{кз}^2 - U_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,375^2} = 5,325 \%$$

Коэффициенты мощности для вторичной нагрузки цехового трансформатора определяем по выражению:

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_{12}}{\sqrt{(P_{12})^2 + (Q_{12})^2}}$$

$$\cos \varphi_2 = \frac{580,51}{\sqrt{(580,51)^2 + (371,04)^2}} = 0,84;$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_{12}}{\sqrt{(P_{12})^2 + (Q_{12})^2}}$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{371,04}{\sqrt{(580,51)^2 + (371,04)^2}} = 0,54;$$

$\beta_T$  – отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы;

$$\beta_T = \frac{\sqrt{(P_{12})^2 + (Q_{12})^2}}{S_{н.тр}} = \frac{\sqrt{(580,51)^2 + (371,04)^2}}{1 \cdot 400} = 1,72$$

Определяем потери напряжения на цеховом трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta U_T &= \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2)^2 = \\ &= 1,72 \cdot (1,325 \cdot 0,84 + 5,325 \cdot 0,54) + \frac{1,72^2}{200} \cdot (1,375 \cdot 0,54 - 5,325 \cdot 0,84)^2 = \\ &= 5,07 \%, \end{aligned}$$

С учетом потерь в обмотке ВН напряжение ВН будет равно:

$$U_{ВН} = U_2 - \Delta U_T \cdot \frac{U_H}{100} = 6061,86 - 5,07 \cdot \frac{6300}{100} = 5742,45 \text{ В}$$

Напряжение на низкой стороне с учетом потерь будет составлять

$$U_3 = 400 \cdot \frac{5742,45}{6300} = 364,6 \text{ В}$$

### Участок 3-4

Рассчитаем активное и реактивное сопротивления кабеля ВВГнг (4x185)

$$R_{34} = r_{34} \cdot l_1 = 0,17 \cdot 0,04 = 0,0017 \text{ Ом}$$

$$X_{34} = x_{34} \cdot l_1 = 0,0596 \cdot 0,04 = 0,000596 \text{ Ом.}$$

Определяем потери напряжения на данном участке:

$$\Delta U_{34} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{161,69 \cdot 0,0017 + 101,97 \cdot 0,000596}{10 \cdot 0,365^2} = 0,25 \%$$

Потери напряжения на данном участке в вольтах составляет

$$\Delta U_{34} = 0,25 \cdot \frac{364,6}{100} = 0,91 \text{ В}$$

Напряжение в конце данного участка составит:

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 364,6 - 0,91 = 363,7 \text{ В.}$$

### Аналогично рассчитываем участок 4-5

Рассчитаем активное и реактивное сопротивления кабеля АПвП (4x95)

$$R_{45} = r_{45} \cdot l_2 = 0,34 \cdot 0,012 = 0,00408 \text{ Ом}$$

$$X_{34} = x_{34} \cdot l_2 = 0,0602 \cdot 0,012 = 0,000722 \text{ Ом.}$$

Определяем потери напряжения на данном участке:

$$\Delta U_{45} = \frac{P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}}{10 \cdot U_4^2} = \frac{84 \cdot 0,00408 + 52,06 \cdot 0,000722}{10 \cdot 0,364^2} = 0,3 \%$$

Потери напряжения на данном участке в вольтах составляет

$$\Delta U_{45} = 0,3 \cdot \frac{363,7}{100} = 1,09 \text{ В}$$

Напряжение в конце данного участка составит:

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 363,7 - 1,07 = 362,61 \text{ В.}$$

### Расчет минимального режима:

Для определения потоков мощностей минимального режима необходимо воспользоваться характерным суточным графиком электрических нагрузок [7]. В нашем случае примем  $P_{min} = 0,4 \cdot P_{max}$ , а минимальная реактивная мощность  $Q_{min} = 0,65 \cdot Q_{max}$ . После этого расчет повторяется по принципу расчета максимального режима, но при уменьшенной передаваемой мощности.

### Участок 1-2

Активное и реактивное сопротивления воздушной линии остается прежним:

$$R_{12} = r_{01} \cdot l_1 / n_{ц} = 23,9 \cdot 0,835 / 2 = 9,98 \text{ Ом}$$

$$X_{12} = x_{01} \cdot l_1 / n_{ц} = 23,9 \cdot 0,38 / 2 = 4,54 \text{ Ом.}$$

Определяем потери напряжения на данном участке:

$$\begin{aligned} \Delta U_{12} &= \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U^2} = \frac{580,51 \cdot 0,4 \cdot 9,98 + 371,04 \cdot 0,65 \cdot 4,54}{10 \cdot 6,3^2} \\ &= 0,86 \% \end{aligned}$$

Определим потери напряжения в вольтах:

$$\Delta U_{12} = 0,86 \cdot \frac{6300}{100} = 54,2 \text{ В.}$$

Тогда напряжение в конце данного участка составляет:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 6300 - 54,2 = 6245,8 \text{ В.}$$

По аналогии рассчитываем другие участки. Результаты расчета сводим в таблицу 10.1.

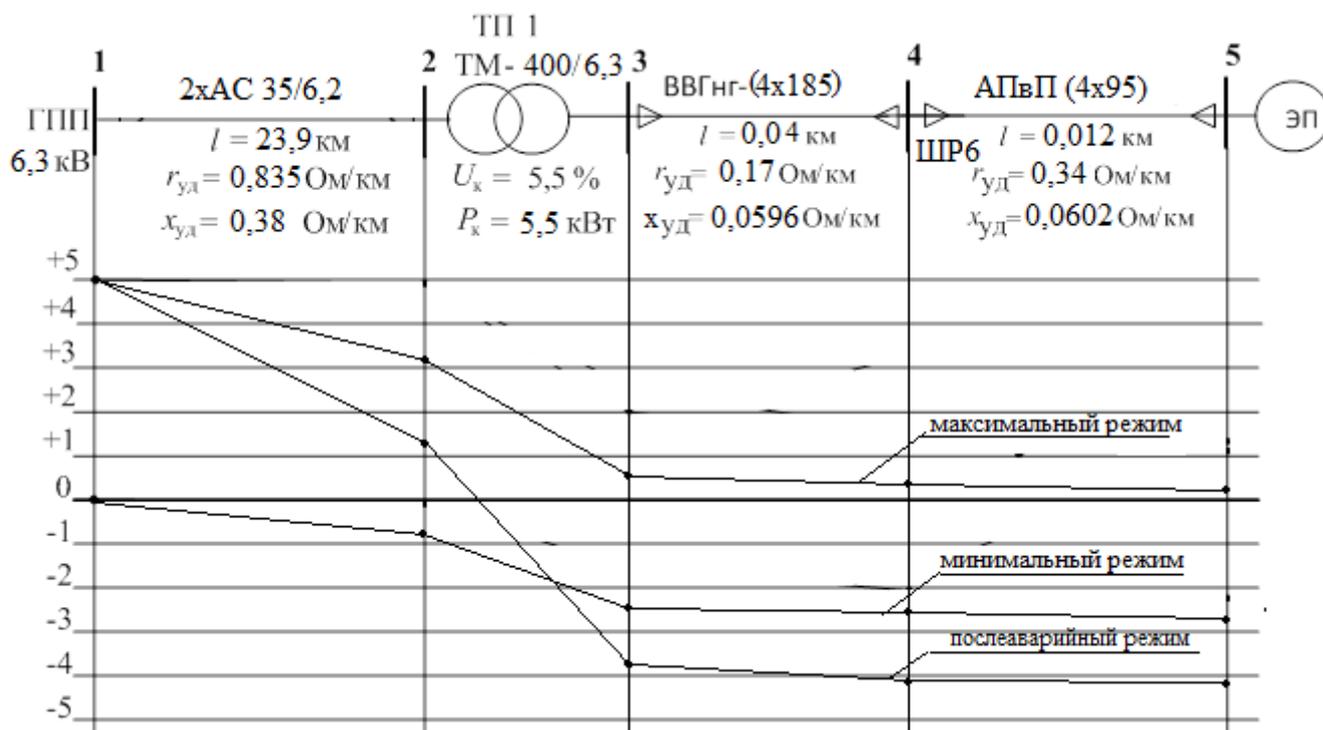


Рисунок 10.2 – Эюра отклонений напряжения

Таблица 10.1 – Результаты расчета сети по потере

Обозначение участка	1 – 2	2 – 3	3 – 4	4 – 5
Марка провода сечение, мм <sup>2</sup> ; длина, км	2xAC 35/6,2 23,9	2xТМ – 400/6,3	ВВГнг (4x185) 0,04	АПвП (4x95) 0,012
Сопротивление активное, Ом/км реактивное, Ом/км	0,835 0,380	$S_{ном} = 400$ кВА $U_k = 5,5\%$ $\Delta P_k = 5,5$ кВт	0,17 0,0596	0,34 0,0602
Нагрузки P+jQ максимальный минимальный режимы	580,51+371,04 232,48+j241,93	580,51+471,04 232,48+j241,93	161,69+101,97 64,68+j66,28	84+j52,06 33,6+j33,84
Потери % напряжения максимальный минимальный режим послеаварийный режим	1,89 0,86 3,78	2,48 1,5 5,07	0,23 0,12 0,25	0,27 0,11 0,3

## 11. ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ СЕЛЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ АППАРАТОВ ЗАЩИТЫ

Карта селективности действия аппаратов защиты строится в логарифмической системе координат и служит для проверки правильности выбора аппаратов защиты. На карту селективности наносятся:

- 1) Расчетный и пиковый ток подстанции;
- 2) Расчетный и пиковый ток силового распределительного шкафа;
- 3) Номинальный и пусковой токи электроприемника;
- 4) Защитные характеристики защитных аппаратов (автоматических выключателей)
- 5) Значения токов КЗ в сети 0,4 кВ
- 6) Перед построением карты селективности строят цепочку защит, начиная с вводного автомата на трансформаторной подстанции до какого-либо электроприемника, чаще всего до наиболее мощного и удаленного. На цепочке указываются все необходимые данные о токах на каждом участке в нормальном режиме и при КЗ, данные аппаратов защиты в этой цепочке и уставки их срабатывания.

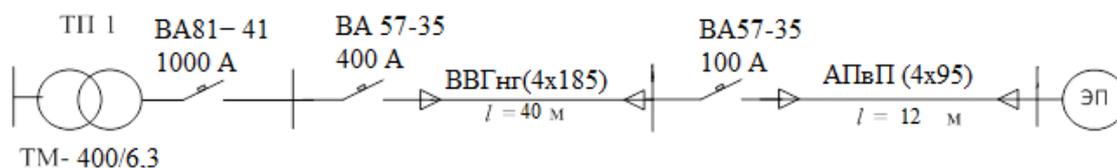


Рисунок 11.1 – Схема для построения селективности участка ТП1-ЭП №65

Таблица 11.1 – Данные для построения карты селективности

	ТП-1	ШР-6	ЭП	Ток КЗ в соотв.точках, КА		
				1	2	3
$I_p, A$	607,7	375,66	–	3,51	3,16	2,95
$I_{пик}, A$	1283,36	1051,32	–			
$I_{ном}, A$	–	–	150,15			
$I_{пуск}, A$	–	–	750,74			

Таблица 11.2 – Данные для построения карты селективности

Наименование аппарата защиты	Номинальный ток расцепителя, А	Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ, А
ВА 81-41 (ТП)	1000	2000
ВА 57-35 (ШР)	400	1200
ВА 57-35 (ЭП)	160	1200

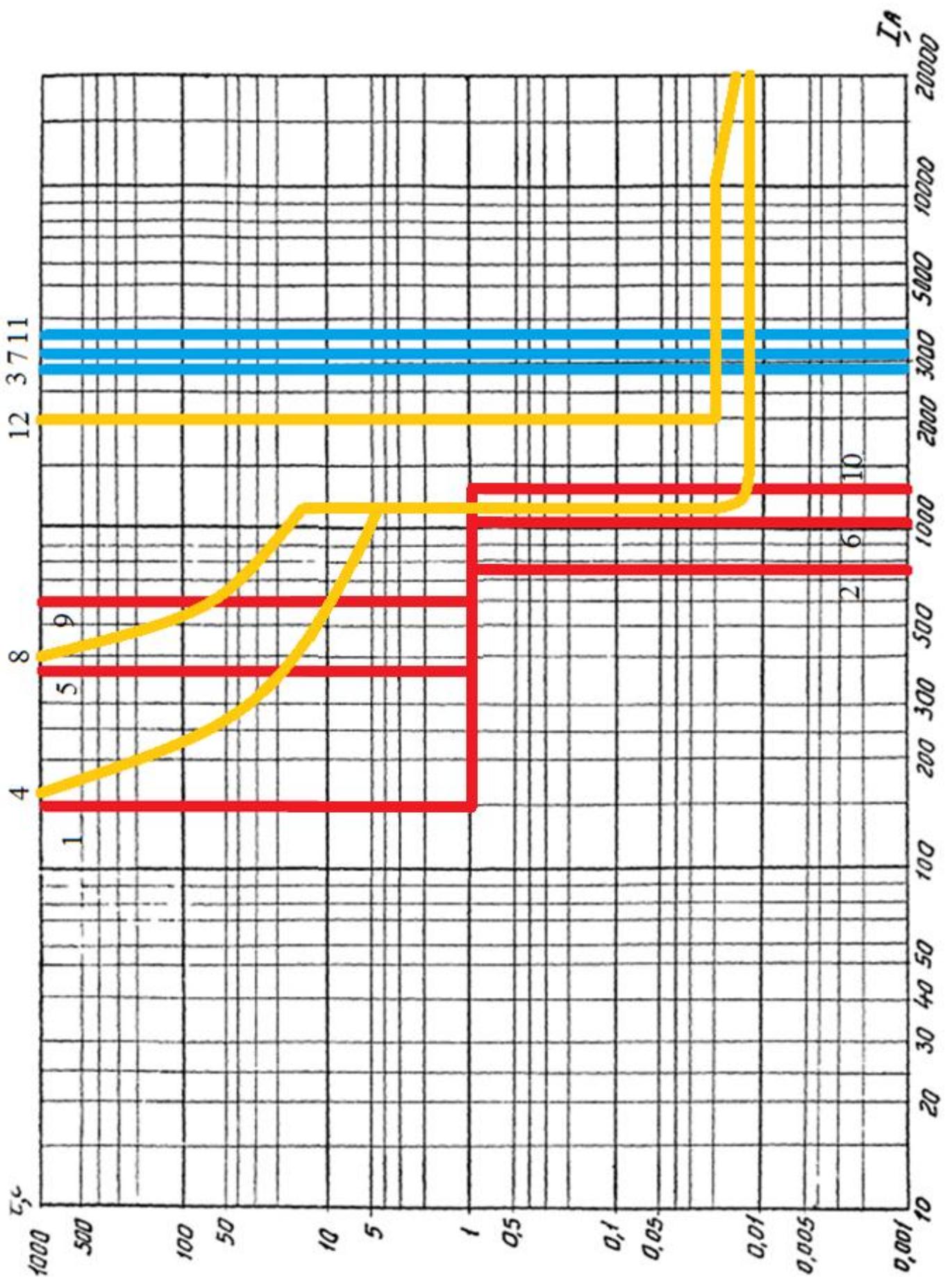


Рисунок 11.2 – Карта селективности действия аппаратов защиты

Обозначения на карте селективности:

1 – номинальный ток ЭП;

2 – пусковой ток ЭП;

3 – значение тока КЗ в точке К3;

4 – защитная характеристика автоматического выключателя ВА 57-35

(ЭП)

5 – расчетный ток ШР;

6 – пиковый ток ШР;

7 – значение тока КЗ в точке К2;

8 – защитная характеристика автоматического выключателя ВА 57-35

(ШР);

9 – расчетный ток ТП-1;

10 – пиковый ток ТП-1;

11 – значение тока КЗ в точке К1;

12 – защитная характеристика автоматического выключателя ВА 81-41

(ТП).

## 12. СПЕЦВОПРОС

### **Разработка схемы электроснабжения ветро – дизельной электростанцией**

Цель и задачи: Электроснабжение куста автономной ветро – дизельной электростанцией.

Технико-экономическое обоснование целесообразности построения ветро – дизельной электростанции

#### Описание

Так как кусты могут располагаться вдали от централизованной системы электроснабжения, питание выполняется от автономной системы электроснабжения. В частности дизельными электростанциями. В районах с благоприятными природными условиями ДЭС дублируют нетрадиционными источниками энергии, такими как ВЭС, СЭС и т.п. Предположим, что наши объекты находятся в районе Никольское на Камчатском крае. В этом районе среднегодовые скорости ветра достаточно велики. Поэтому для экономии расхода топлива будем устанавливать ветровые электрические станции.

Актуальность и необходимость применения ветровой энергии для экономии органического топлива в нынешнее время отмечена российскими и зарубежными экспертами в области энергоснабжения и нашла свое отображение в законодательной базе Российской федерация, в частности в Федеральном законе РФ №42-ФЗ от 05.04.2003 г. «Об энергосбережении»; Распоряжениях Правительства РФ №1234-р от 28.08.2003 г. «Энергетическая стратегия России на период до 2020 года» и №1-р от 08.01.2009 г. «Основные направления государственной политики электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года», а также в задачах НИОКР ОАО «Газпром» и ОАО «Газпром Нефть».

#### Задачи:

- график нагрузки объекта;
- выбор числа и мощности дизель - генератора;
- оценка потенциала ветра;
- выбор оборудования ВУ;
- определение рациональной установленной мощности ВУ;
- расчет объемов ветровой электроэнергии;
- расчет ветро – дизельной электростанции;

- технико-экономическое обоснование целесообразности построения ветро-дизельной электростанции;

В данной работе рассмотрим Куст №43 с разными классами напряжения

Таблица 12.1 – Номинальные мощности куста

Наименование объекта	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	$P_{\text{НОМ}}$ , кВт
Куст №43	0,38 кВ	995
	6 кВ	800

Таблица 12.2 – Расчетные мощности куста

Наименование объекта	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	$P_{\text{расч}}$ , кВт
Куст №43	0,4 кВ	796
	6 кВ	640
	Сумма	1436

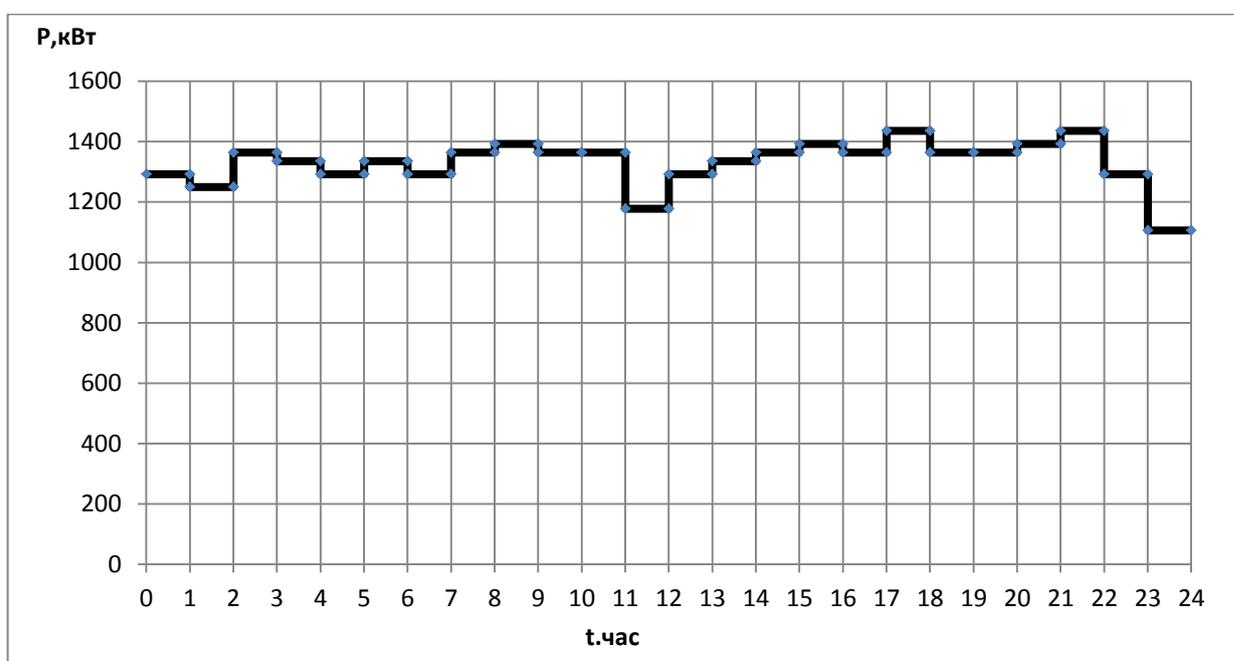


Рисунок 12.1 - Суточный график электрических нагрузок предприятия

Таблица 12.3 – Мощность потребления куста за сутки

Время, $t_{\text{час}}$	$P_{\text{расч}}$ , кВт
0	1292,4
1	1249,32
2	1364,2
3	1335,48
4	1292,4
5	1335,48
6	1292,4
7	1364,2
8	1392,92

9	1364,2
10	1364,2
11	1177,52
12	1292,4
13	1335,48
14	1364,2
15	1392,92
16	1364,2
17	1436
18	1364,2
19	1364,2
20	1392,92
21	1436
22	1292,4
23	1105,72

Для сравнения и выбора рассмотрим два варианта ДЭС.

От правильного выбора дизель-генератор в первую очередь зависит надежность электростанции, а значит и стабильность электроснабжения потребителей. Прежде всего, надо определить назначение генератора. Есть виды назначения дизель-генератора такик как:

- аварийный и резервный, служить для питания потребителей на время аварии;
- для постоянного использования, но в ограниченный период времени, год или два;
- для постоянного использования все время, т.е. другого питания на объекте нет и не планируется;

В данной работе требуется дизель-генератор для постоянного использования на все время, т.е. ДГ обеспечивает полностью электропотребление. Определяющим критерием при выборе дизель-генератора является суммарная максимальная мощность всех потребителей электроэнергии, которые планируются запитывать от электростанции.

Мощность дизель-генератора должна быть больше на 25-30% суммарной максимальной мощности всего оборудования, работающего одновременно. Так же немаловажный критерий при выборе дизель-

генератора – экономичность и емкость топливного бака. Экономичность определяются часовым расходом топлива дизель-генератора при номинальной нагрузке (кг/ч или л/ч).

1. Определение требуемой мощности ДЭС:

$$P_{\text{треб.дэс}} = \frac{P_{\Sigma}}{n \cdot 0,8}, \text{ кВт} \quad (1)$$

где  $P_{\Sigma}$  – суммарная мощность нагрузки

$$P_{\Sigma} = 796 + 640 = 1436 \text{ кВт}$$

$n$  – количество ДЭС

По полученной  $P_{\text{треб.дэс}}$  мощности из каталога выбирается мощность ДЭС  $P_{\text{дэс}}$ .

Выбираем трехфазный дизель-генератор переменного тока. Выбрали в качестве 1 варианта 2 высоковольтных (6 кВ) рабочих и 1 резервный дизель-генератор и в качестве 2 варианта 3 высоковольтных (6 кВ) рабочих и 1 резервный дизель-генератор.

Дизельная электростанция **GMGen GMC900 HV6.3** (Италия) [9]

Таблица 12.4 – Технические характеристики ДЭС

Мощность электростанции (основная) $S_{\text{ном}}$ , кВА	<b>800 кВА</b> (640 кВт)
Мощность электростанции (резервная) $S_{\text{расч}}$ , кВА	<b>900 кВА</b> (720 кВт)
Дизельный двигатель жидкостное охлаждение	Cummins QSK23-G3 (производство: <b>Япония</b> ) 1500 об/мин
Генератор переменного тока	Leroy Somer LSA 52.2 VL45 (производство: <b>Франция</b> )
Панель управления	<a href="#">GMCA20-04</a>
Тип запуска электростанции	электростартер
Расход топлива	113 л/час (при нагрузке 70%)
Ёмкость бака электростанции открытое исполнение	480 л
Цена, руб.	15 203 404

Дизельный электроагрегат **SDMO X1400C HV6.3** (Франция)

Таблица 12.5 – Технические характеристики ДЭС

Мощность электростанции (основная) $S_{ном}$ , кВА	<b>1 245 кВА</b> (996 кВт)
Мощность электростанции (резервная) $S_{расч}$ , кВА	<b>1 369 кВА</b> (1 095 кВт)
Дизельный двигатель жидкостное охлаждение	MTU-DDC 18V2000G26F_E (производство: <b>Германия</b> ) 1500 об/мин
Генератор переменного тока	Leroy Somer LSA 52.2 VL55 система возбуждения: AREP+PMI (производство: <b>Франция</b> )
Панель управления	<a href="#">APM802</a>
Тип запуска электростанции	электростартер
Расход топлива	181 л/час (при нагрузке 70%)
Цена, руб.	27 034 280

2. Полная мощность ДЭС равна:

$$P_{n.дэс} = P_{ДЭУ} \cdot n, \text{ кВт} \quad (2)$$

3. Определение расхода топлива с учетом загрузки ДЭС

$$F_{час} = 0.3 \cdot n F_{ДЭС} + (1 - 0.3) \cdot n F_{ДЭС} \cdot \frac{P_i}{P_{n.дэс}} \quad (3)$$

где  $F_{ДЭС}$  – расход топлива ДЭУ при 100 % загрузке, кг/ч

$P_{n.дэс}$  – полная мощность ДЭС, кВт

$P_i$  – мощность нагрузок  $i$ -го времени, кВт

$n$  – количество одновременно работающих ДЭУ, шт

4. Определение годового расхода топлива

$$F_{год} = \sum_0^{24} F_{час} \cdot 365, \text{ кг/год} \quad (4)$$

5. Стоимость расхода топлива:

$$ЦТ = FТ \cdot ЦдТ, \text{ млн. руб.} \quad (5)$$

$FТ$  – расход топлива в год,  $ЦдТ$  – цена дизельного топлива

6. Считаем стоимость станции  $Сд$  при для сравнения и выбора

$$Сд = n \cdot Цд, \text{ руб} \quad (6)$$

Где  $Ц$  – цена одного дизель генератора, руб.

Полученные данные сводим в таблицу 12.6

Таблица 12.6 – Расчеты ДЭС

Часы	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
Мощность нагрузок $P_i$ , кВт	1292	1249	1364	1335	1292	1335	1292	1364	1392	1364	1364	1177	1292	1335	1364	1392	1364	<b>1436</b>	1364	1364	1392	1436	1292	1105		
ДЭС 1 вариант																										
Треб мощность ДЭУ1 $P_{треб.дэс}$ , кВт	897,5								Ном. мощ. 1 ДЭУ из каталога								996									
n - кол. шт	2																									
Полная мощ дэс $P_{n.дэс}$ , кВт	1992																									
Загрузка ДЭС, %	65	63	68	67	65	67	65	68	70	68	68	59	65	67	68	70	68	72	68	68	70	72	65	56		
Расход топлива $n \cdot F_{ДЭС}$ , кг/ч	2 · 156=312																									
Расход топлива $F_{час}$ , кг/ч	234,8	230,1	242,6	239,5	234,8	239,5	234,8	242,6	245,8	242,6	242,6	222,2	234,8	239,5	242,6	245,8	242,6	250,5	242,6	242,6	245,8	250,5	234,8	214,4		
Расход топлива $\sum_0^{24} F_{час}$ , кг/ч	5738,5																									
Годовой расход топлива $F_{год}$ , кг/ч	5738,5 · 365=2094553																									
Цена за топлива Цдт, т/руб	30400																									
Стоимость расхода топл. Цт, руб/сут	174450,5																									
Стоимость расхода топл. Цт, руб/год	63674413,2																									
Стоимость станции Сд, руб	27 034 280x(2+1) = 81102840																									
ДЭС 2 вариант																										
Треб мощность ДЭУ2 $P_{треб.дэс}$ , кВт	598,3								Ном. мощ. 1 ДЭУ из каталога								640									
n - кол. шт	3																									
Полная мощ дэс $P_{n.дэс}$ , кВт	1920																									
Загрузка ДЭС, %	67	65	71	70	67	70	67	71	73	71	71	61	67	70	71	73	71	75	71	71	73	75	67	58		
Расход топлива $n \cdot F_{ДЭС}$ кг/ч	3 · 97=291																									
Расход топлива $F_{час}$ кг/ч	224,8	220,3	232,5	229,4	224,8	229,4	224,8	232,5	235,5	232,5	232,5	212,6	224,8	229,4	232,5	235,5	232,5	240,1	232,5	232,5	235,5	240,1	224,8	205,0		
Расход топлива $\sum_0^{24} F_{час}$ , кг/ч	5496,7																									
Годовой расход топлива $F_{год}$ , кг/ч	5496,7 · 365=2006298																									
Цена за топлива Цдт, т/руб	30400																									
Стоимость расхода топлива, руб/сут	167099,9																									
Стоимость расхода топлива, руб/год	60991450,8																									
Стоимость станции Сд, руб.	15 203 404x(3+1) = 60813616																									

Из расчетов видно что 2 вариант является оптимальной

## Оценка потенциала ветра

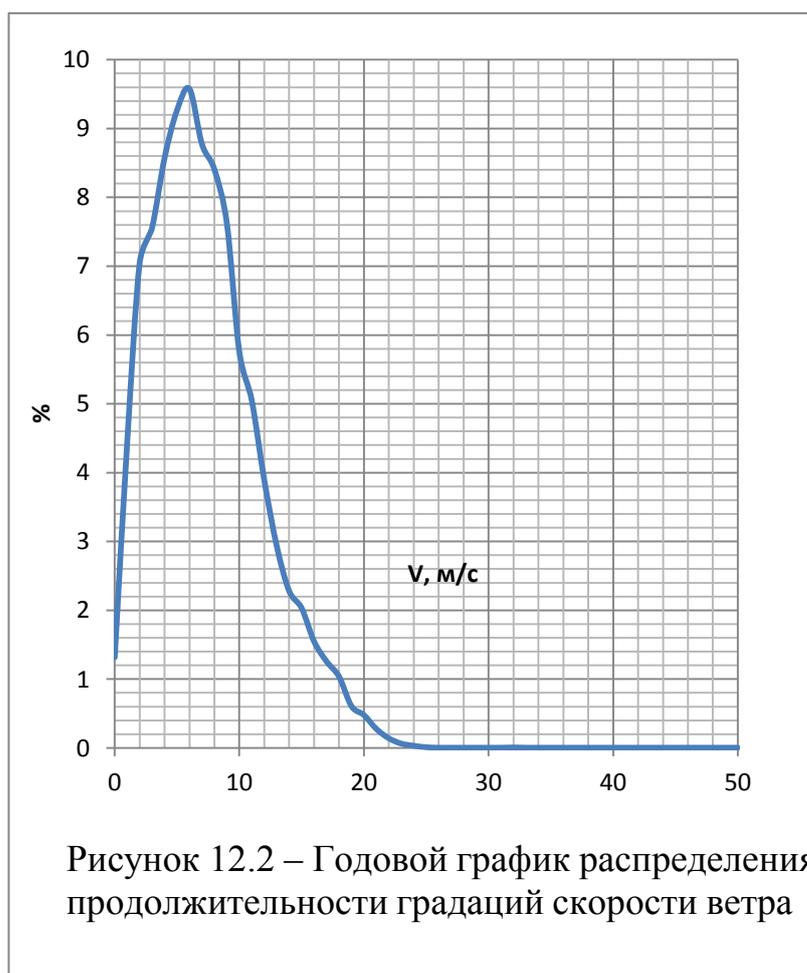
Воспользовавшись данными о скоростях для регионов РФ из строительной климатологии [11], для села Никольское, Камчатский край, определим тенденцию изменения скорости ветра в течение года, тем самым, определим потенциал энергии ветра. Проанализировав данные архива погоды [10], а именно, скорость ветра на высоте флюгера (10 м), сгруппируем показания измерений.

Таблица 12.7 – Метеоданные

Край, область, пункт	Средняя скорость ветра, м/с		Повторяемость различных градаций скорости ветра за год, %		
	за отопительный период	за три наиболее холодных месяца	<1	2 - 5	>8
Никольское	7,6	8,6	14	26	45

Эмпирические данные [10] показали, что среднегодовая скорость ветра составляет 7,4 м/с.

V, м/с	% в году	T, часы
0	1,32	115,29
1	4,43	388,08
2	7,04	616,82
3	7,56	662,08
4	8,57	750,77
5	9,27	811,63
6	9,58	838,84
7	8,78	768,81
8	8,41	736,40
9	7,62	667,89
10	5,76	504,28
11	5,05	442,20
12	3,89	340,98
13	2,94	257,19
14	2,28	199,70
15	2,03	177,98
16	1,55	135,47
17	1,26	110,09
18	1,04	90,83
19	0,61	53,21
20	0,48	41,90
21	0,28	24,16
22	0,14	12,23
23	0,06	5,50
24	0,031	2,75



25	0,010	0,92
26	0,003	0,31
27	0,003	0,31
28	0,003	0,31
29	0,003	0,31
30	0,003	0,31
31	0,003	0,31
32	0,007	0,61
33	0,003	0,31
34	0,003	0,31
35	0,003	0,31
40	0,003	0,31
50	0,003	0,31
	100%	8760 час

Для оценки ветра в рассматриваемой местности, исходя из данных многолетних наблюдений, построим розу ветров. Роза ветров – векторная диаграмма, у которой длина лучей, расходящихся от центра в разных направлениях, пропорциональна повторяемости ветров в этих направлений.

Для оценки преобладающего направления ветров построим розу ветров (рис.12.4), представляющая собой векторную диаграмму, у которой длина лучей, расходящихся от центра диаграммы в разных направлениях (румбах горизонта), пропорциональна повторяемости ветров этих направлений.

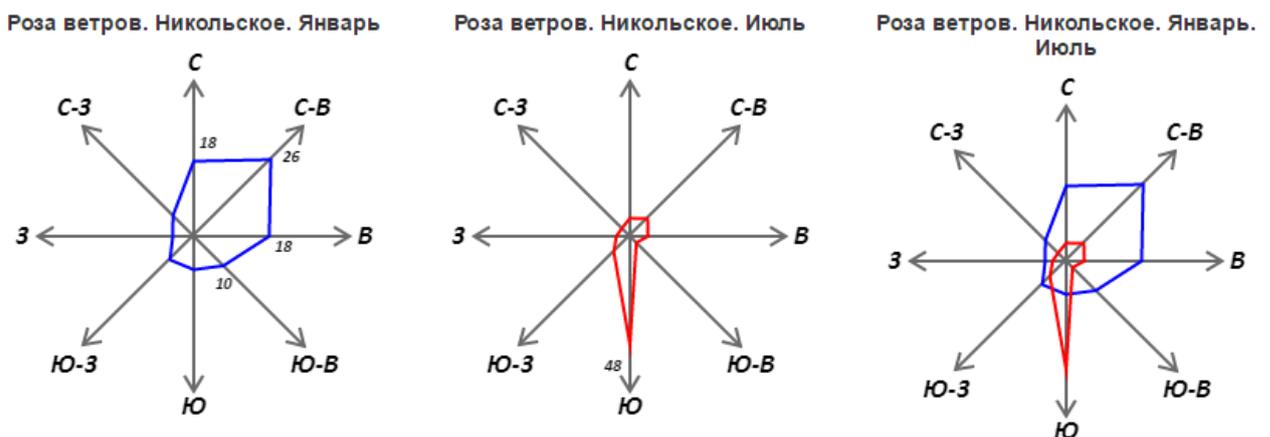


Рисунок 12.3 - Роза ветров. Никольское [12]

Таблица 12.8 – Повторяемость направлений ветра. Город Никольское

в январе, %								в июле, %							
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
18	26	18	10	8	8	5	7	8	11	8	4	48	10	6	5

Для получения достоверных прогнозов энергетической эффективности ветрового потока опытные данные о скорости ветра приближают

стандартной функцией распределения, в качестве которой в ветроэнергетике преимущественное распространение получила выражение Вейбулла-Гнеденко [14]

$$F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (7)$$

где  $c$  – параметр масштаба,  $k$  – параметр формы,  $F(V)$  – функция интегральной повторяемости скорости ветра, которая охарактеризовывает часть времени (вероятности) того, что скорость ветра одинакова или ниже, чем  $V$

Плотность распределения рассчитывается формулой

$$f_v = \frac{dF(V)}{dV} = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k}$$

Двойное логарифмирование уравнения (1) приводит к выражению

$$\ln \ln \left[ \frac{1}{1-F(V)} \right] = k \ln V - k \ln c \quad (8)$$

Формула (8) является уравнением прямой линии с неизвестными коэффициентами  $k$  и  $c$ . Для их нахождения разработано немало разных методов, наиболее простым из которых является построение эмпирической зависимости  $\ln\{-\ln[1-F(v)]\}$  от  $\ln(V)$  и ее последующая линейная аппроксимирование по методу наименьших квадратов.

Получив распределение плотности вероятности повторения скоростей ветра, описанное стандартной функцией распределения, легко рассчитать вероятность повторения ветра в любом промежутке скоростей

$$P(V_1 < V < V_2) = F(V_2) - F(V_1) = e^{-\left(\frac{V_1}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_2}{c}\right)^k} \quad (9)$$

Полученные данные вносим в таблицу 12.9

Таблица 12.9 – Расчетные данные

$V, \text{ м/с}$	$fi(V)$	$Pi(V)$	$F(V)$	$T, \text{ часы}$
0	0,00	0,04	0	115,29
1	0,06	0,075	0,041	388,08
2	0,09	0,092	0,116	616,82
3	0,10	0,098	0,207	662,08
4	0,10	0,099	0,306	750,77
5	0,10	0,094	0,404	811,63

6	0,09	0,086	0,498	838,84
7	0,08	0,077	0,585	768,81
8	0,07	0,067	0,662	736,40
9	0,06	0,057	0,729	667,89
10	0,05	0,047	0,785	504,28
11	0,04	0,039	0,833	442,20
12	0,035	0,031	0,871	340,98
13	0,027	0,024	0,902	257,19
14	0,022	0,019	0,926	199,70
15	0,017	0,015	0,945	177,98
16	0,013	0,011	0,960	135,47
17	0,009	0,008	0,971	110,09
18	0,007	0,006	0,979	90,83
19	0,005	0,004	0,985	53,21
20	0,004	0,003	0,990	41,90
21	0,003	0,0022	0,993	24,16
22	0,002	0,0016	0,995	12,23
23	0,0013	0,0011	0,997	5,50
24	0,0009	0,0008	0,998	2,75
25	0,0006	0,0005	0,9985	0,92
26	0,0004	0,0003	0,9990	0,31
27	0,0003	0,0002	0,9993	0,31
28	0,0002	0,00015	0,9996	0,31
29	0,0001	0,00010	0,9997	0,31
30	0,0001	0,00007	0,9998	0,31
31	0,0001	0,00004	0,9999	0,31
32	0,00003	0,00003	0,99993	0,61
33	0,00002	0,00002	0,99996	0,31
34	0,00001	0,000011	0,99997	0,31
35	8,26E-06	0,000015	0,99998	0,31
40	6,85E-07	0,000001	0,9999987	0,31
50	2,63E-09		0,999999996	0,31
	0,988014	1,000		8760

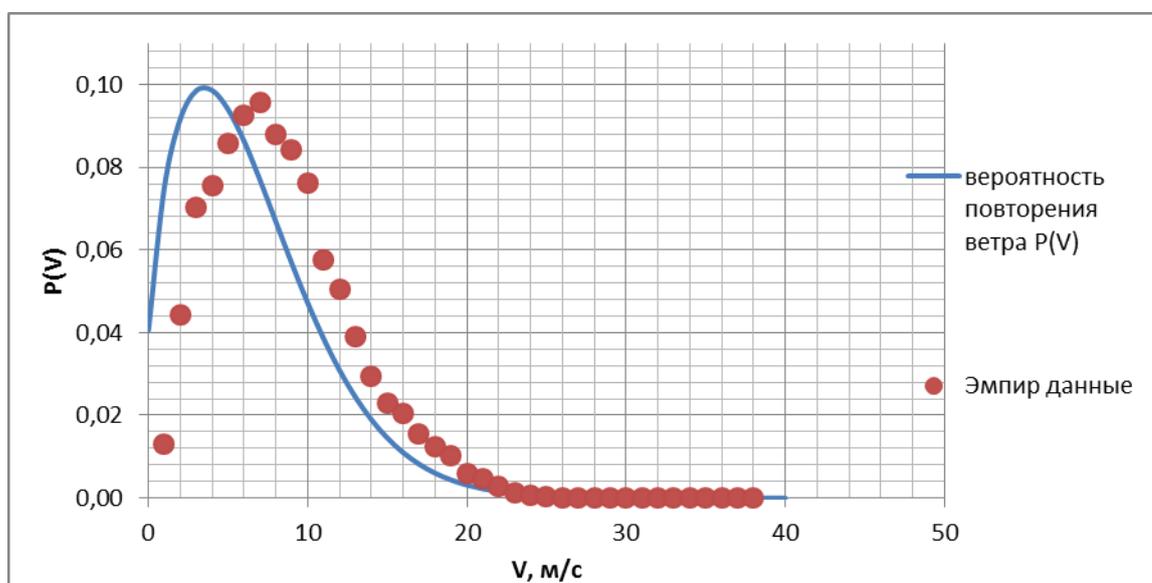


Рисунок 12.4 - График распределения продолжительности градаций скорости

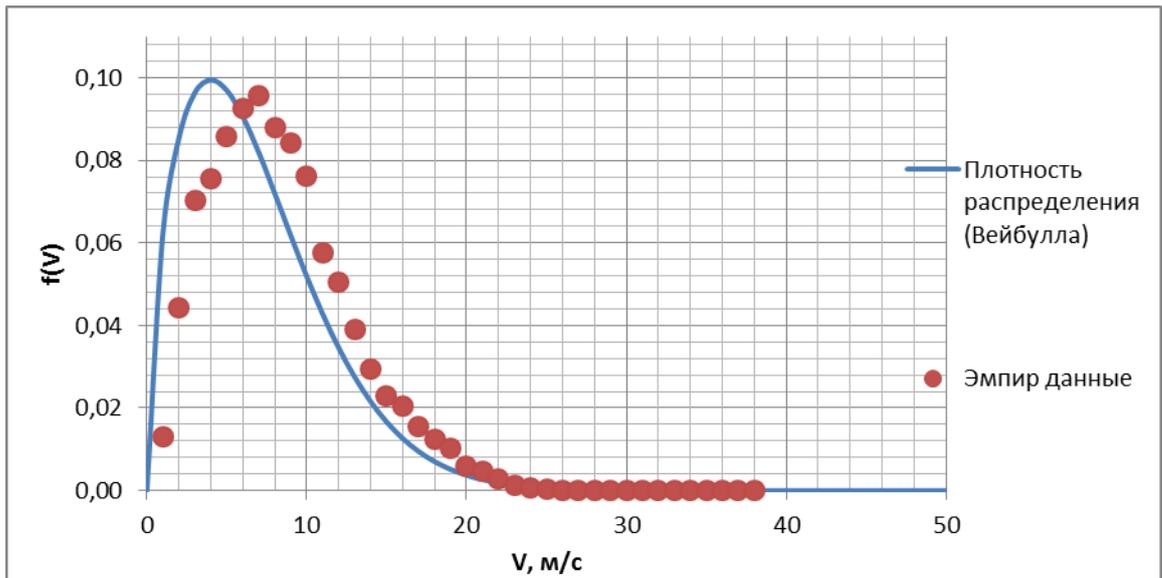


Рисунок 12.5 - График распределения продолжительности градаций скорости ветра

Эмпирическая функция вероятности повторения скоростей ветра аппроксимирована стандартной функцией распределения Вейбулла со следующими коэффициентами:

$c = 7,6$   $k = 1,57$ . Коэффициент детерминированности аппроксимации составил  $R^2 = 0,993$

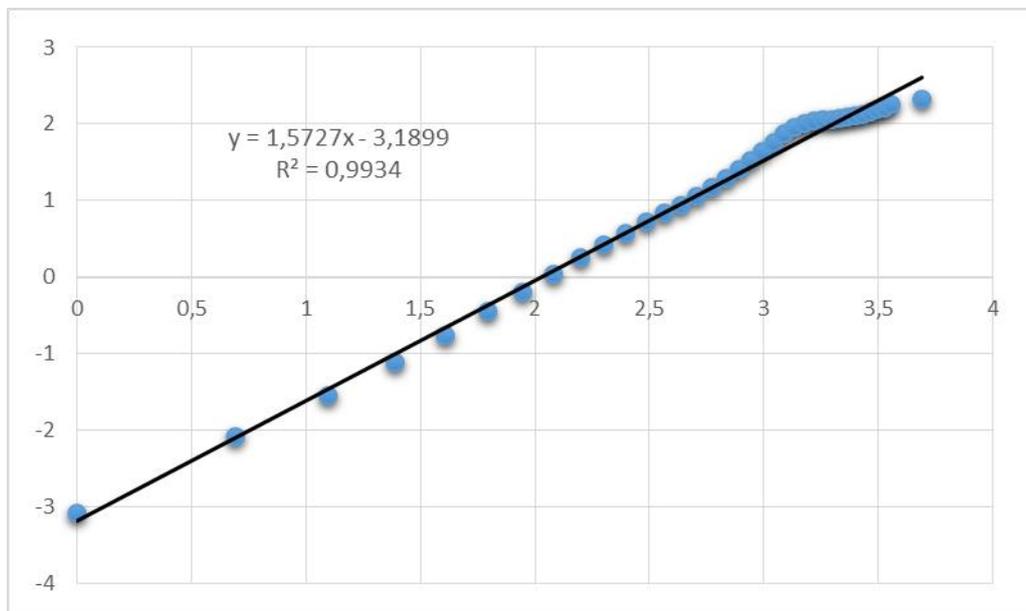


Рисунок 12.6 –Графическое определение  $c$  и  $k$

Полученные ветроэнергетические характеристики позволяют оптимизировать выбор ветроэнергетического оборудования и, далее, интегрировать его в систему электроснабжения объекта.

Так как район является со среднегодовой скоростью ветра 7,4 м/с, использование ВЭУ становится выгодным для ВЭУ любого назначения в широком диапазоне мощностей [15]. Для оптимального выбора и для сравнения выбираем ВЭУ нескольких мощностей: 20 кВт, 30 кВт, 50 кВт, 100 кВт, 300 кВт, 500 кВт, 1650 кВт. По кривым мощностей ветрогенераторов по скоростям ветра определяем мощность выработки ВЭУ. Полученные данные сводим в таблицу 12.10.

### Ветростанция Northwind -100

Мощность 100 кВт. Диапазон скоростей ветра 3,5-25 м/с. Диаметр ветроколеса 19-25 м. Высота оси ветроколеса 25-40 м. Выходное напряжение 400 В.

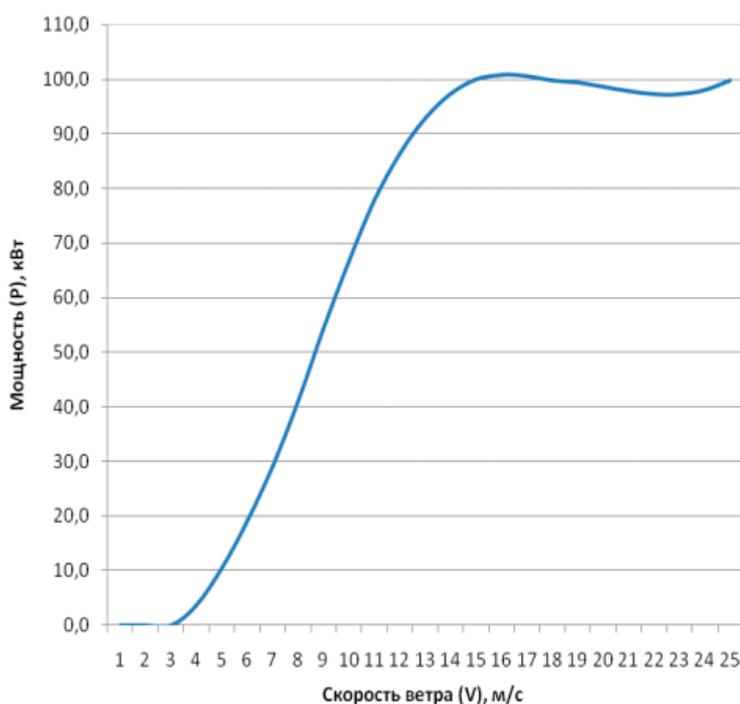


Рисунок 12.7 - График зависимости вырабатываемой мощности от скорости ветра.

### Ветрогенераторы NordTank 300

Ротор генератора: Таблица 12.10 – Технические характеристики

Диаметр	28 м
Сметаемая площадь	616 м
<b>Лопаст:</b>	
Материал	армированный полиэфирный пластик
Длина	13,5 м

**Мачта:**

Высота	30 м
Количество секций	3

**Генератор:**

Тип	Асинхронный
Марка	ASEA, Sweden
Мощность основного генератора $P_{НОМ}$ , кВт	360 кВт
Напряжение	400 В
Частота	50 Гц
Начальная скорость ветра	4,5 м/с
Номинальная скорость ветра	25 м/с

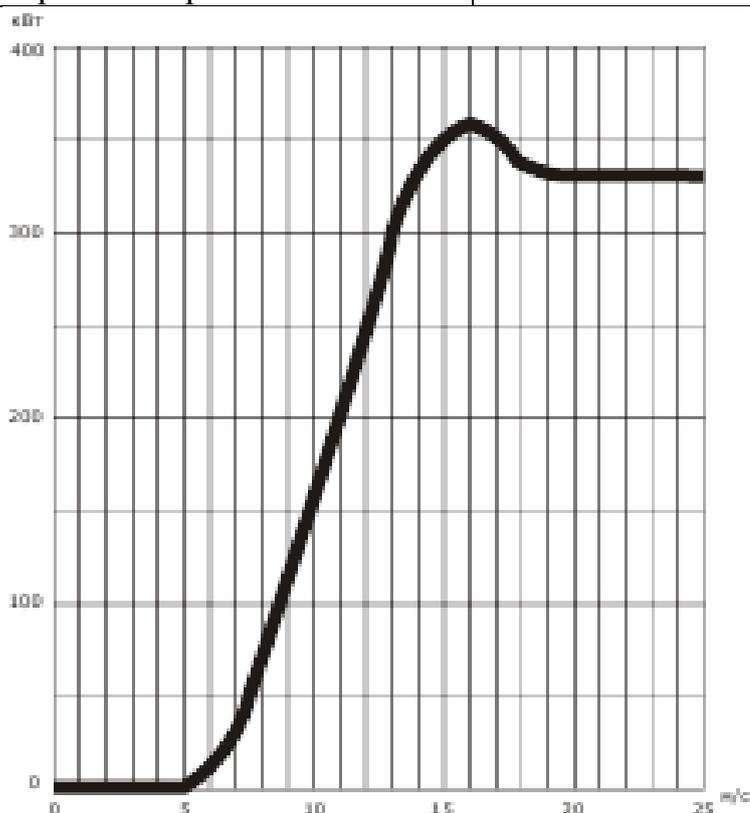


Рисунок 12.8 - График зависимости вырабатываемой мощности от скорости ветра

**Ветрогенераторы Nordtank 500****Ротор генератора:**

Таблица 12.11 – Технические характеристики

Диаметр	41 м
Сметаемая площадь	1075 м

**Лопаст:**

Материал	армированный полиэфирный пластик
Длина	27 м

**Мачта:**

Высота	50 м
Количество секций	3

**Генератор:**

Тип	Асинхронный
Марка	ABB
Мощность основного генератора $P_{НОМ}$ , кВт	500 кВт
Напряжение	400/690 В
Частота	50 Гц
Начальная скорость ветра	4,5 м/с
Номинальная скорость ветра	13,5 м/с

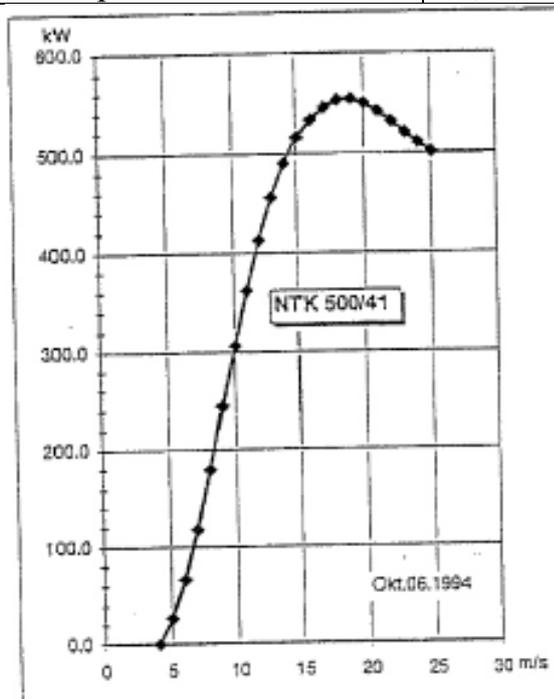


Рисунок 12.9 - График зависимости вырабатываемой мощности от скорости ветра

**Ветрогенераторы Vestas V66**

Таблица 12.12 – Технические характеристики

**Ротор генератора:**

Диаметр	66 м
Сметаемая площадь	3421 м

**Лопаст:**

Материал	армированный полиэфирный пластик
Длина	32 м

**Мачта:**

Высота	78 м
Количество секций	4

**Генератор:**

Тип	Асинхронный
Марка	-
Мощность основного генератора $P_{НОМ}$ , кВт	1,65 мВт
Мощность малого генератора	300 кВт
Напряжение	400/690 В

Частота	50 Гц
Начальная скорость ветра	4 м/с
Номинальная скорость ветра	15 м/с
Предельно допустимая скорость ветра	50 м/с

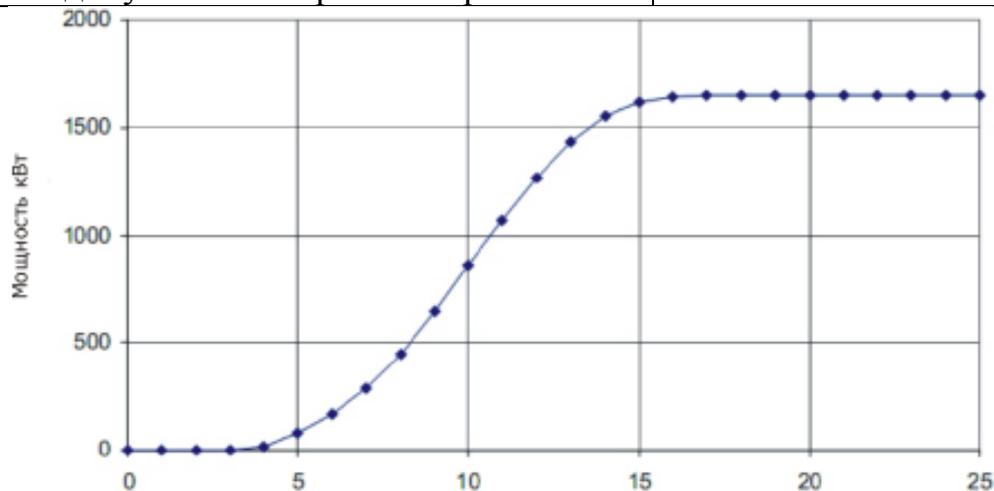


Рисунок 12.10 - График зависимости вырабатываемой мощности от скорости ветра

Таблица 12.13 – Вырабатываемые мощности ВЭУ от скорости ветра.

V, м/с	ВЭУ 20	ВЭУ 30	ВЭУ 50	ВЭУ 100	ВЭУ 300	ВЭУ 500	ВЭУ 1650
	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт
N <sub>вэу</sub> , Вт							
0							
1							
2			1100				
3	500	1100	2100				
4	1500	2000	4000	3700			15300
5	3000	5000	8000	10500	18500	26500	85100
6	7000	8000	11000	19000	27300	66800	177000
7	10000	11000	16000	29400	40000	117400	301000
8	12500	14000	23000	41000	81000	178900	466000
9	15000	19000	34000	54300	125000	244600	669000
10	17500	24000	42000	66800	165000	305800	892000
11	20000	30000	50000	77700	215000	361500	1110000
12	22500	35000	58000	86400	255000	412500	1309000
13	25000	40000	68000	92800	300000	455500	1472000
14	27000	42000	72000	97300	340000	490300	1580000
15	28000	46000	75000	100000	355000	515100	1631000
16	27000	45000	73000	100800	365000	533500	1646000
17	25000	42000	69000	100600	360000	546300	1650000
18	24000	38000	62000	99800	343000	553700	1650000
19	20000	33000	50000	97300	340000	554900	1650000
20				99700	340000	550300	1650000
21					340000	541900	1650000
22					340000	531400	1650000
23					340000	519900	1650000
24					340000	509700	1650000
25					340000	500700	1650000
Цена за ВЭУ, руб.	1 346 530	2 044 488	4 879 867	7 789 000	19 288 000	33 429 000	98 472 000

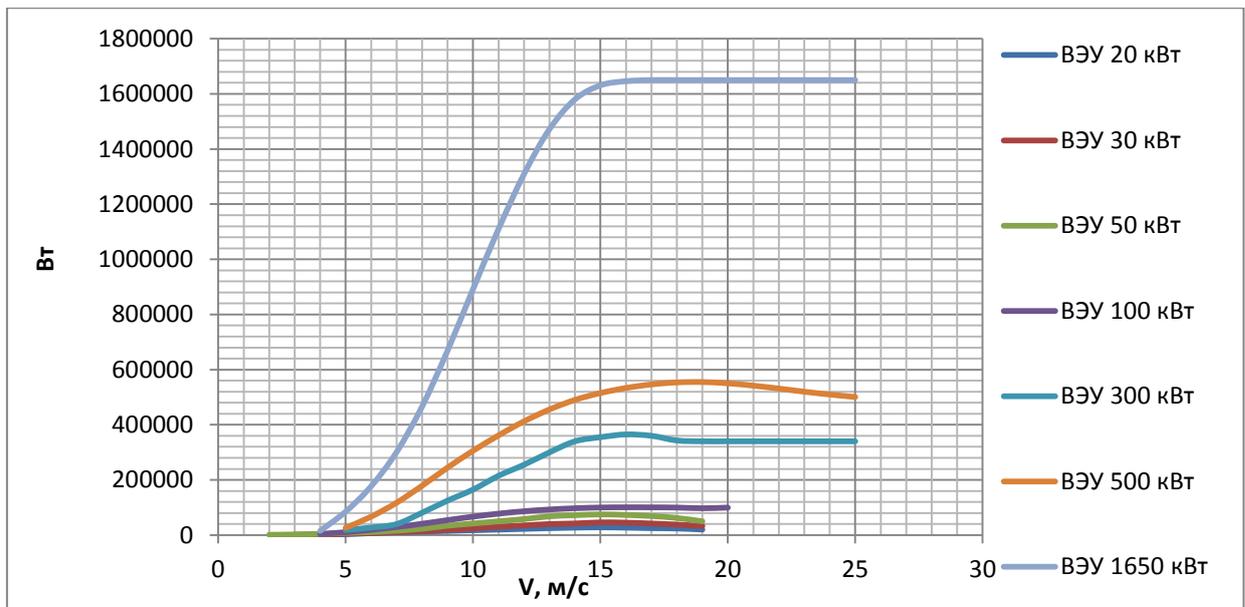


Рисунок 12.11 - График зависимости вырабатываемой мощности от скорости ветра

Тогда среднегодовое количество энергии, вырабатываемое ВЭУ, можно рассчитать по формуле

$$W_{\text{ВЭУ}} = T \sum_{i=1}^m P_i(V) \cdot N_i(V), \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где  $m$  – количество градаций скоростей ветра;  $T$  – общее число часов работы ВЭУ в год;  $P_i(V)$  – повторяемость скорости в данной градации;  $N_i(V)$  – выходная мощность ВЭУ в данной градации скорости ветра, кВт (определяется по рабочей характеристике ВЭУ как среднее значение для данной градации).

Таблица 12.14 – Среднегодовое количество энергии, вырабатываемое ВЭУ

$V_{\text{ветер}}, \text{ м/с}$	ВЭУ 20 кВт	ВЭУ 30 кВт	ВЭУ 50 кВт	ВЭУ 100 кВт	ВЭУ 300 кВт	ВЭУ 500 кВт	ВЭУ 1650 кВт
$W_{\text{ВЭУ}}, \text{ кВт}$							
0							
1							
2			113,2				
3	87,8	193,2	368,8	509,3			
4	409,7	546,3	1092,7	1010,7	3414,6	5272,1	4179,4
5	1114,8	1858,0	2972,7	3901,7	6874,4	9847,2	31622,4
6	3195,4	3651,9	5021,3	8673,2	12462,0	30493,2	80797,9
7	4775,5	5253,0	7640,7	14039,9	19101,8	56063,9	143741,4
8	6333,0	7092,9	11652,7	20772,1	41037,6	90637,4	236092,9
9	7461,2	9450,9	16912,1	27009,6	62176,8	121667,6	332770,4

10	6989,1	9585,0	16773,7	26678,2	65896,8	122128,7	356241,9
11	7345,1	11017,6	18362,7	28535,6	78959,6	132762,4	407652,1
12	6609,0	10280,7	17036,5	25378,6	74902,0	121165,0	384497,0
13	5695,8	9113,3	15492,6	21142,8	68349,6	103777,5	335368,7
14	4878,7	7589,1	13010,0	17581,5	61435,9	88594,2	285496,2
15	4581,9	7527,3	11269,9	16363,8	58091,3	84289,7	266892,9
16	3403,2	5672,1	9201,4	12705,5	46006,9	67245,7	207472,2
17	2583,4	4340,0	7130,0	10395,4	37200,3	56451,4	170501,2
18	2059,2	3260,4	5319,6	8562,8	29429,3	47507,3	141569,6
19	1010,0	1534,6	2525,0	4913,7	17170,2	28022,8	83326,0
20				3977,5	13564,1	21954,0	65826,0
21					7840,1	12495,8	38047,7
22					3976,3	6214,7	19296,6
23					1791,4	2739,2	8693,4
24					896,4	1343,8	4350,2
25					299,0	440,3	1450,8
ΣWвэу	68532,7	97966,3	161895,7	251642,6	707462,0	1205841,6	3605886,9
Wнагр	6467420,4						
%вэу от нагр	1,06	1,5	2,5	3,89	10,94	18,64	55,75

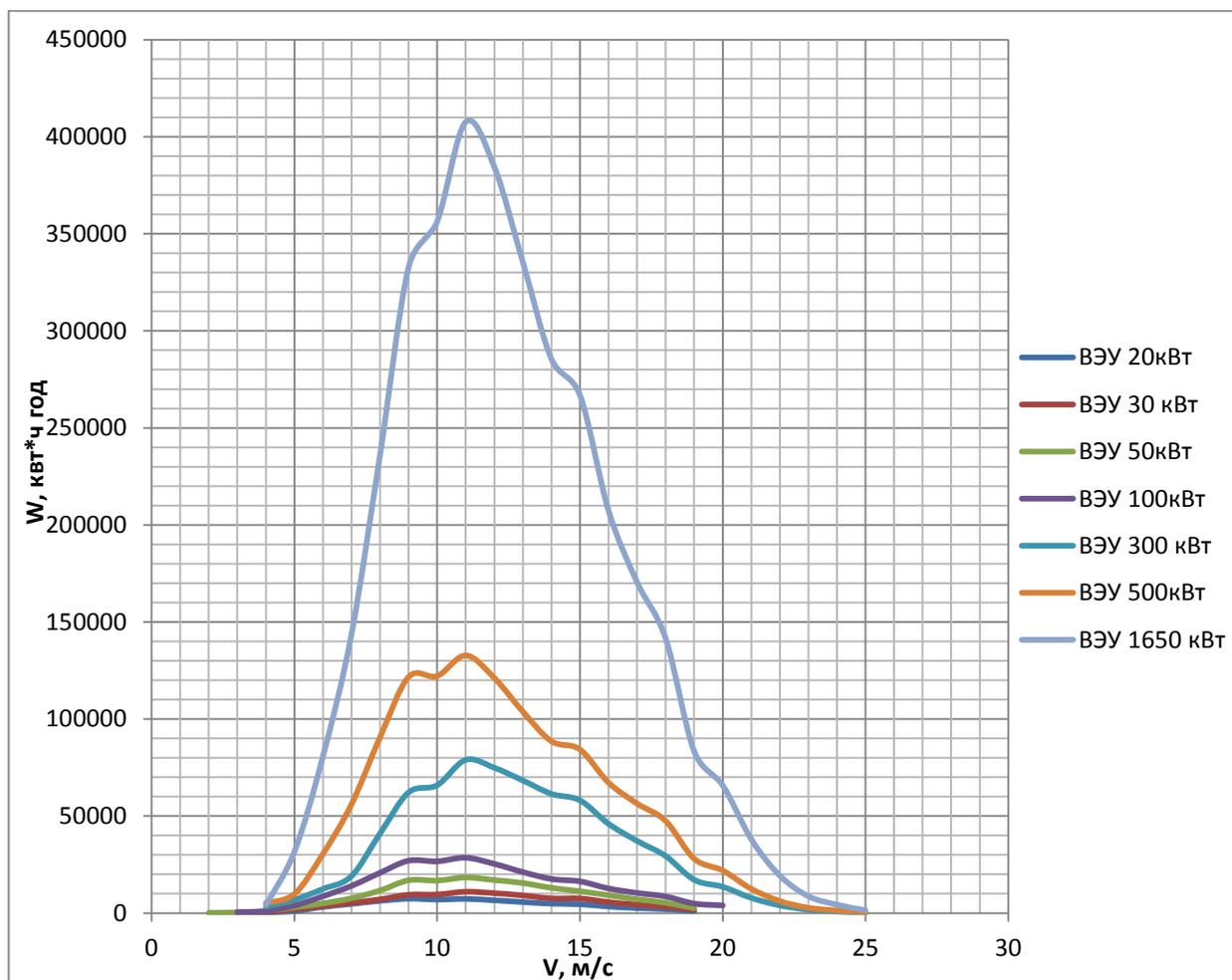


Рисунок 12.12 - График вырабатываемой энергии от скоростей ветра

Как видим из рассмотренных вариантов, 3 ВЭУ являются подходящими. Можем установить 3 ВЭУ по 300 кВт, которые покроют  $3 \times 10,94 = 32,82\%$ , 2 ВЭУ по 500 кВт, которые покроют  $2 \times 18,64 = 37,28\%$  или 1 ВЭУ 1650 кВт, которая покрывает 55,75% от нагрузки 0,4 кВ. Для надежности и из за технико – экономических соображений рассмотрим 2 варианта – 3 ВЭУ по 300 кВт и 2 ВЭУ по 500 кВт.

Энергия, вырабатываемая ветроустановками не может покрывать всю потребляемую энергию потребителей куста, поэтому будет снабжать только часть нагрузки 0,4 кВ рассматриваемого куста.

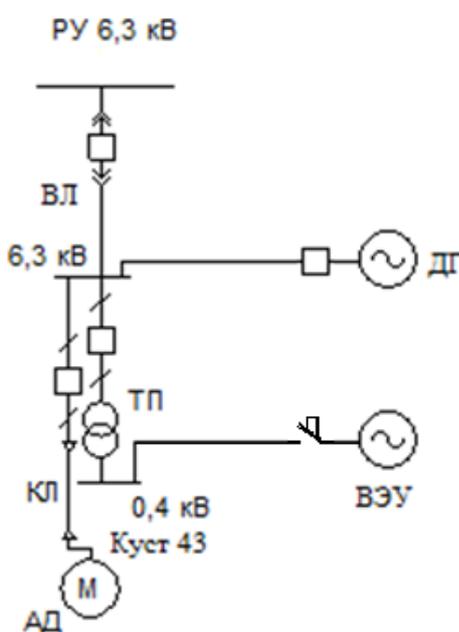


Рисунок 12.13 –Схема питания куста №43

Рассмотрим на сколько снижается расход дизельного топлива при снабжении 3 ВЭУ по 300 кВт,  $3 \times 10,94 = 32,82\%$  и 2 ВЭУ по 500 кВт,  $2 \times 18,64 = 37,28\%$  нагрузки 0,4 кВ от ВЭУ

Суммарная мощность нагрузки для 1 варианта

$$P_{\Sigma} = P_{0,4кВ} \cdot \% + P_{6,3кВ} = 796 \cdot 0,67 + 640 = 1174,8 \text{ кВт}$$

Суммарная мощность нагрузки для 2 варианта

$$P_{\Sigma} = P_{0,4кВ} \cdot \% + P_{6,3кВ} = 796 \cdot 0,63 + 640 = 1139,2 \text{ кВт}$$

Расход топлива и его стоимость считаются по формулам (3) – (6).

Полученные результаты приведены в таблицах 12.12 – 12.13.

Таблица 12.12 – Расчеты ДЭС при снабжении 3 ВЭУ по 300 кВт

Часы	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
Мощность нагрузок $P_i$ , кВт	1121,3	1105,3	1148,0	1137,3	1121,3	1137,3	1121,3	1148,0	1158,7	1148,0	1148,0	1078,5	1121,3	1137,3	1148,0	1158,7	1148,0	1174,8	1148,0	1148,0	1158,7	1174,8	1121,3	1051,8		
ДЭС 1 вариант																										
Треб мощность ДЭУ1 $P_{треб.дэс}$ , кВт	734,2								Ном. мощ. 1 ДЭУ из каталога								996									
п - кол. шт	2																									
Полная мощ дэс $P_{п.дэс}$ , кВт	1992																									
Загрузка ДЭС, %	56,3	55,5	57,6	57,1	56,3	57,1	56,3	57,6	58,2	57,6	57,6	54,1	56,3	57,1	57,6	58,2	57,6	59,0	57,6	57,6	58,2	59,0	56,3	52,8		
Расход топлива $n \cdot F_{дэс}$ , кг/ч	2 · 156=312																									
Расход топлива $F_{час}$ , кг/ч	216,1	214,3	219,0	217,8	216,1	217,8	216,1	219,0	220,2	219,0	219,0	211,4	216,1	217,8	219,0	220,2	219,0	221,9	219,0	219,0	220,2	221,9	216,1	208,5		
Расход топлива $\sum_0^{24} F_{час}$ , кг/ч	5224,2																									
Годовой расход топлива $F_{год}$ , кг/ч	5224,2 · 365= 1906831,9																									
Цена за топлива Цдт, т/руб	30400																									
Стоимость расхода топл. Цт, руб/сут	158816																									
Стоимость расхода топл. Цт, руб/год	57967690																									
Стоимость станции $C_d + C_{вэу}$ , руб	27 034 280x(2+1)+ 19 288 000x3 = 138 966 840																									
ДЭС 2 вариант																										
Треб мощность ДЭУ2 $P_{треб.дэс}$ , кВт	489,5								Ном. мощ. 1 ДЭУ из каталога								640									
п - кол. шт	3																									
Полная мощ дэс $P_{п.дэс}$ , кВт	1920																									
Загрузка ДЭС, %	58,4	57,6	59,8	59,2	58,4	59,2	58,4	59,8	60,4	59,8	59,8	56,2	58,4	59,2	59,8	60,4	59,8	61,2	59,8	59,8	60,4	61,2	58,4	54,8		
Расход топлива $n \cdot F_{дэс}$ кг/ч	3 · 97=291																									
Расход топлива $F_{час}$ кг/ч	206,6	204,9	209,5	208,4	206,6	208,4	206,6	209,5	210,6	209,5	209,5	202,1	206,6	208,4	209,5	210,6	209,5	212,3	209,5	209,5	210,6	212,3	206,6	199,3		
Расход топлива $\sum_0^{24} F_{час}$ , кг/ч	4997																									
Годовой расход топлива $F_{год}$ , кг/ч	4997 · 365= 1823911,3																									
Цена за топлива Цдт, т/руб	30400																									
Стоимость расхода топлива, руб/сут	151909																									
Стоимость расхода топлива, руб/год	55446904																									
Стоимость станции $C_d + C_{вэу}$ , руб.	15 203 404x(3+1)+ 19 288 000x3 = 118 677 616																									

Таблица 12.13 – Расчеты ДЭС при снабжении 2 ВЭУ по 500 кВт

Часы	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Мощность нагрузок $P_i$ , кВт	1089,3	1074,3	1114,2	1104,2	1089,3	1104,2	1089,3	1114,2	1124,2	1114,2	1114,2	1049,3	1089,3	1104,2	1114,2	1124,2	1114,2	1139,2	1114,2	1114,2	1124,2	1139,2	1089,3	1024,4
ДЭС 1 вариант																								
Греб мощность ДЭУ1 $P_{треб.дэс}$ , кВт	712								Ном. мощ. 1 ДЭУ из каталога								996							
п - кол. шт	2																							
Полная мощ дэс $P_{п.дэс}$ , кВт	1992																							
Загрузка ДЭС, %	55	54	56	55	55	55	55	56	56	56	56	53	55	55	56	56	56	57	56	56	56	57	55	51
Расход топлива $n \cdot F_{ДЭС}$ , кг/ч	2 · 156=312																							
Расход топлива $F_{час}$ , кг/ч	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5	291,5
Расход топлива $\sum_0^{24} F_{час}$ , кг/ч	5137,5																							
Годовой расход топлива $F_{год}$ , кг/ч	5137,5 · 365 = 1875182,9																							
Цена за топлива Цдт, т/руб	30400																							
Стоимость расхода топл. Цт, руб/сут	156180																							
Стоимость расхода топл. Цт, руб/год	57005560																							
Стоимость станции $C_d + C_{вэу}$ , руб	27 034 280x(2+1)+ 33 429 000x2 = 147 960 840																							
ДЭС 2 вариант																								
Греб мощность ДЭУ2 $P_{треб.дэс}$ , кВт	474,7								Ном. мощ. 1 ДЭУ из каталога								640							
п - кол. шт	3																							
Полная мощ дэс $P_{п.дэс}$ , кВт	1920																							
Загрузка ДЭС, %	56,7	56,0	58,0	57,5	56,7	57,5	56,7	58,0	58,6	58,0	58,0	54,7	56,7	57,5	58,0	58,6	58,0	59,3	58,0	58,0	58,6	59,3	56,7	53,4
Расход топлива $n \cdot F_{ДЭС}$ кг/ч	3 · 97=291																							
Расход топлива $F_{час}$ кг/ч	203,2	201,6	205,9	204,8	203,2	204,8	203,2	205,9	207,0	205,9	205,9	199,0	203,2	204,8	205,9	207,0	205,9	208,5	205,9	205,9	207,0	208,5	203,2	196,3
Расход топлива $\sum_0^{24} F_{час}$ , кг/ч	4912,8																							
Годовой расход топлива $F_{год}$ , кг/ч	4912,8 · 365 = 1793161,7																							
Цена за топлива Цдт, т/руб	30400																							
Стоимость расхода топлива, руб/сут	149348																							
Стоимость расхода топлива, руб/год	54512116																							
Стоимость станции $C_d + C_{вэу}$ , руб.	15 203 404x(3+1)+ 33 429 000x2= 127 671 616																							

Сравнив данные, видим, что сэкономленные средства при установке ВЭУ составляют

Расход топлива в сутки  $5738,5 - 5224,2 = 514,3$  кг/час, для остальных вариантов считаем аналогично, и полученные данные вносим в таблицу 12.14.

Таблица 12.14 – Данные для сравнения

ДЭС при снабжении 3 ВЭУ по 300 кВт			
ДЭС 1 вариант			
Сут расх топл кг/час	514,3	Стоимость расх топл, руб/сут	15 635
Год расх топл кг/год	187 721,2	Стоимость расх топл, руб/год	5 706 723
Стоимость станции, руб.	138 966 840		
ДЭС 2 вариант			
Сут расх топл кг/час	499,7	Стоимость расх топл, руб/сут	15 191
Год расх топл кг/год	182 386,4	Стоимость расх топл, руб/год	5 544 547
Стоимость станции, руб.	118 677 616		
ДЭС при снабжении 2 ВЭУ по 500 кВт			
ДЭС 1 вариант			
Сут расх топл кг/час	601,0	Стоимость расх топл, руб/сут	18 271
Год расх топл кг/год	219 370,2	Стоимость расх топл, руб/год	6 668 853
Стоимость станции, руб.	147 960 840		
ДЭС 2 вариант			
Сут расх топл кг/час	583,9	Стоимость расх топл, руб/сут	17 752
Год расх топл кг/год	213 136,0	Стоимость расх топл, руб/год	6 479 335
Стоимость станции, руб.	127 671 616		

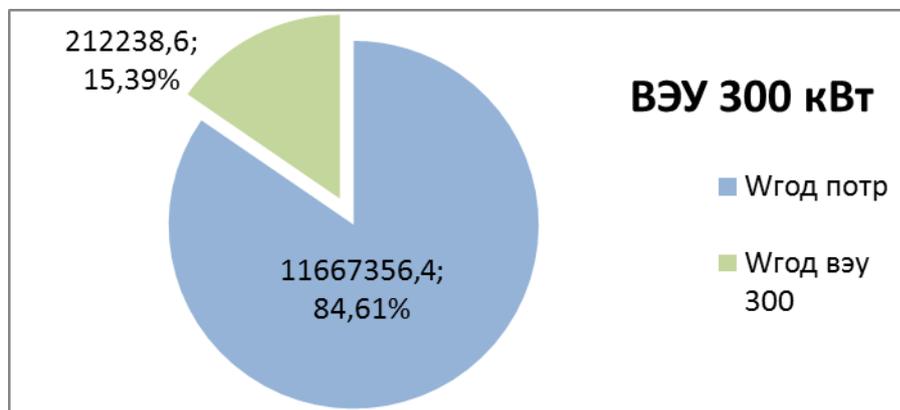
Как мы видим из таблицы 12.14, самыми оптимальными являются 2 варианты. Теперь сравним их:

1) ДЭС при снабжении 3 ВЭУ по 300 кВт, 5 544 547 рублей в год за топливо экономится, а стоимость станции составляет 118 677 616 рублей. Срок службы ВЭУ составляет 25 лет, и если предположим что 25 лет будем экономить по 5 544 547 рублей в год за топливо, то через 25 лет получится  $25 \times 5\,544\,547 = 138\,613\,675$  рублей, что больше стоимости станции на  $138\,613\,675 - 118\,677\,616 = 19\,936\,059$  рублей.

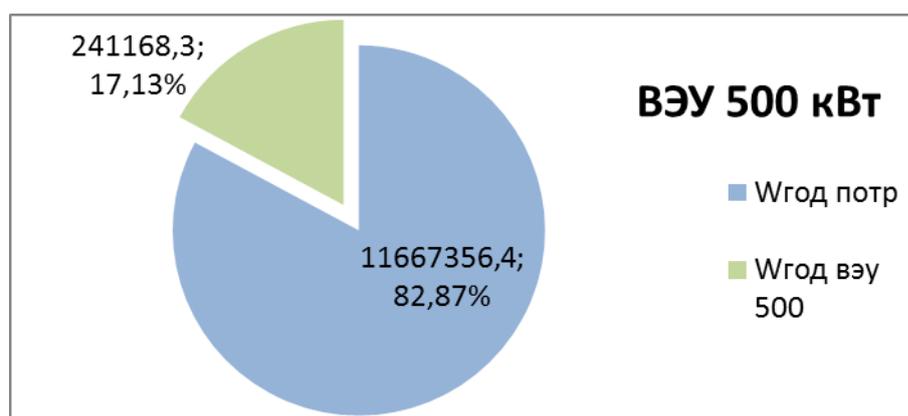
2) ДЭС при снабжении 2 ВЭУ по 500 кВт, 6 479 335 рублей в год за топливо экономится, а стоимость станции составляет 127 671 616 рублей. Срок службы ВЭУ составляет 25 лет, и если предположим что 25 лет будем

экономить по 6 479 335 рублей в год за топливо, то через 25 лет получится  $25 \times 6\,479\,335 = 161\,983\,375$  рублей, что больше стоимости станции на  $161\,983\,375 - 127\,671\,616 = 34\,311\,759$  рублей.

Или представим графически



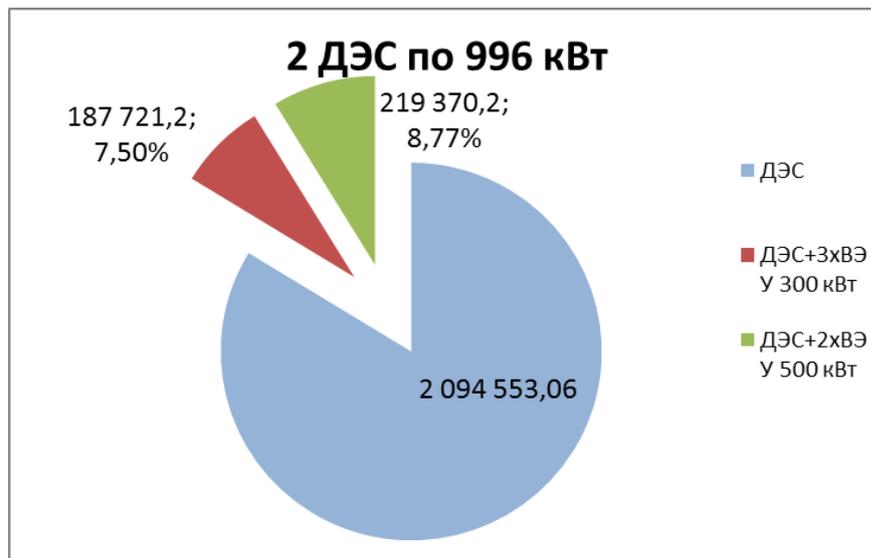
а)



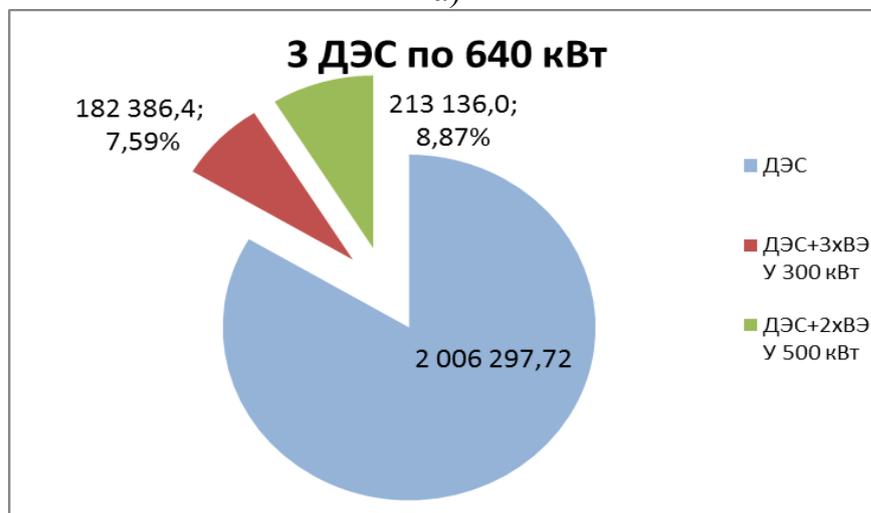
б)

Рисунок 12.14 – Выработка электроэнергии ВЭУ, кВт ч/год: а) При установке 3хВЭУ по 300 кВт, б) При установке 2хВЭУ по 500 кВт

Из рисунка 12.13 видно, что вырабатываемая электроэнергия при установке 3хВЭУ по 300 кВт составляет 212238,6 кВт ч в год, т.е. вырабатываемая электроэнергия составляет от общей мощности нагрузки 15,39%, а вырабатываемая электроэнергия при установке 2хВЭУ по 500 кВт составляет 241168,3 кВт ч в год, т.е. вырабатываемая электроэнергия составляет от общей мощности нагрузки 17,13%.



а)



б)

Рисунок 12.15 – Расход топлива при установке ВЭУ, а) на 2 ДЭС по 996 кВт, б) 3 ДЭС по 640 кВт

При установке 3хВЭУ 300 кВт расход топлива на ДЭС где установлены 2хДГ по 996 кВт уменьшается на 187721,4 кг от расхода 2 094 553,06 кг на ДЭС без ВЭУ, т.е. на 7,5%. А на ДЭС где установлены 3хДГ по 640 кВт уменьшается на 182386,4 кг от расхода 2 006 297,72 кг, т.е. на 7,59%

При установке 2хВЭУ 500 кВт расход топлива на ДЭС где установлены 2хДГ по 996 кВт уменьшается на 219370,2 кг от расхода 2 094 553,06 кг на ДЭС без ВЭУ, т.е. на 8,77%. А на ДЭС где установлены 3хДГ по 640 кВт уменьшается на 213136 кг от расхода 2 006 297,72 кг, т.е. на 8,87%

Таким образом выбираем 3ДЭСраб (+1ДЭСрез)+ 2 ВЭУ по 500 кВт.

#### **Оборудования станции**

На станции будет установлены 3 ДЭС (табл. 12.4) рабочие и 1 резервный с АВР на стороне 6 кВ и 2 ВЭУ по 500 кВт (табл. 12.11), которые будут

питать потребителей 0,4 кВ. В комплекте ДЭС АВР, ВЭУ инвертор.

Структурная схема ветро - дизельной системы показано на рисунке 12.15.

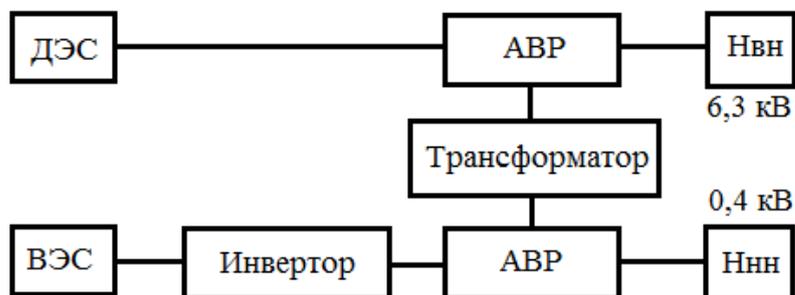


Рисунок 12.16 – Структурная схема ветро - дизельной системы с АВР

Технические характеристики ветрогенератора **Nordtank 500** приведены в таблице 12.11, внешний вид на рисунке 12.16.

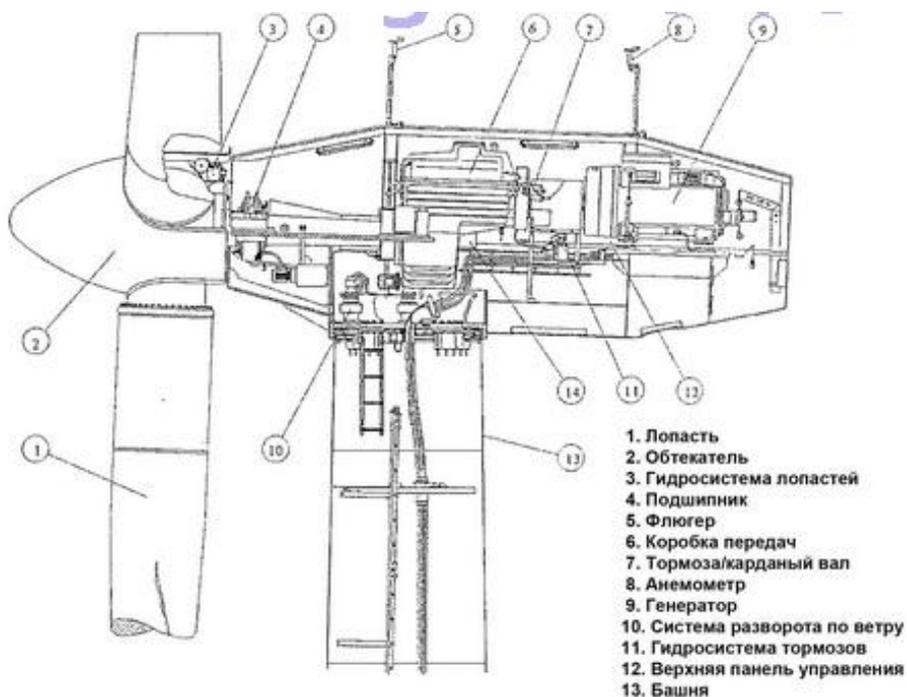


Рисунок 12.17 – Схема вращающейся части ветрогенератора **Nordtank 500**



Рисунок 12.18 – Контроллер состояния ветрогенератора **Nordtank 500**

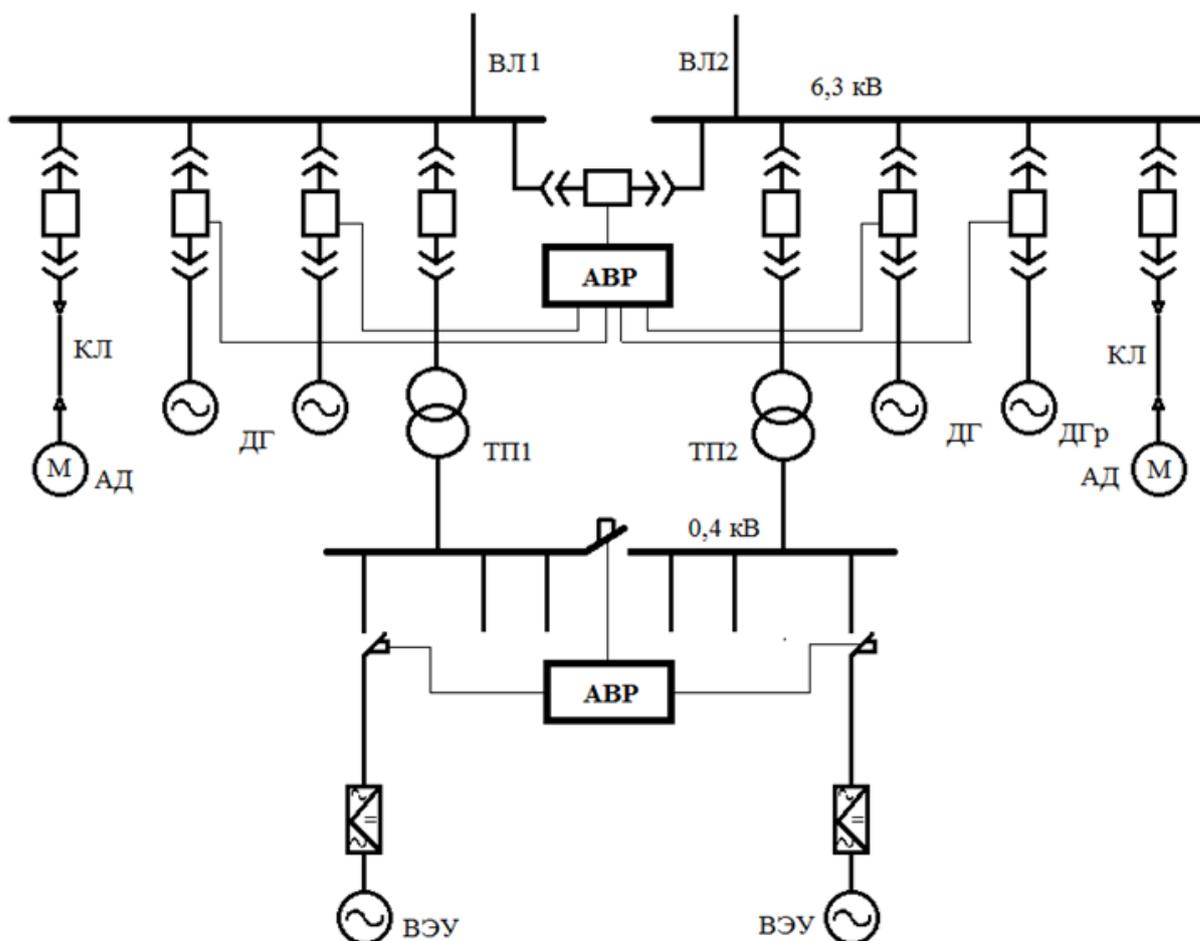


Рисунок 12.19 – Электрическая схема

### Технико-экономическое обоснование целесообразности построения ветро-дизельной электростанции

Все затраты, необходимые для реализации данного проекта, приведены в таблице 19.

Нужно учесть, помимо известных цен на оборудование, стоимость проектных работ, строительных работ, эксплуатационные расходы, ремонтные расходы.

Проектные работы:

$$K_{\text{пр}} = 50 \cdot \text{МРОТ},$$

где МРОТ – это минимальный размер оплаты труда, в Томске с 01.01.2015г. МРОТ = 5965 руб.

$$K_{\text{пр}} = 50 \cdot 5965 = 298\,250 \text{ руб.};$$

- Строительные работы:

$$K_{\text{стр}} = k_p \cdot K_{\text{уст}}$$

где  $k_p$  – коэффициент затрат на установку станции, принимают равным 0,04;  
 $K_{\text{уст}}$  – стоимость всех установок станции;

$$K_{\text{стр}} = 0,04 \cdot 128\,021\,616 = 5\,120\,864,6 \text{ руб.}$$

- Эксплуатационные расходы (затраты на обслуживание):

$$C_{\text{экс}} = 36 \cdot \text{MPOТ} = 36 \cdot 5965 = 214\,740 \text{ руб}$$

- Ремонтные расходы:

$$C_{\text{рем}} = k_{\text{рем}} \cdot p_{\text{н}} (K_{\text{уст}} + K_{\text{стр}}),$$

где  $k_{\text{рем}}$  – это коэффициент затрат на ремонт, принимают равным 0,2;  $p_{\text{н}}$  – это нормативный коэффициент рентабельности,  $p_{\text{н}} = 1/T$ , где  $T$  – это экономический срок службы оборудования, который равен 25 лет.

$$C_{\text{рем}} = 0,2 \cdot 1/25 (128\,021\,616 + 5\,120\,864,6) = 1\,065\,139,8 \text{ руб.}$$

Необходимо еще учесть расход на топливо и на доставку этого топлива (10% от стоимости).

Таблица 12.16. Приведенные суммарные затраты на проект

Наименование	Количество, шт.	Цена за единицу, руб.	Общая стоимость, руб.
Дизель генератор <b>GMGen GMC900 HV6.3</b>	4	15 203 404	60 813 616
ВЭС <b>Nordtank 500– 500 кВт</b>	2	33 429 000	66 858 000
Затраты на геологические работы	1	100 000	100 000
Затраты на подготовку площадок для ВЭУ	1	200 000	200 000
Затраты на возведение ограждений ВЭУ	1	50 000	50 000
<b>Суммарные затраты</b>			<b>128 021 616</b>
Проектные работы $K_{\text{пр}}$			298250
Строительные работы $K_{\text{стр}}$			5 120 864,6
Затраты на обслуживание $C_{\text{экс}}$			214 740
Ремонтные расходы $C_{\text{рем}}$			1 065 139,8
Затраты на покупку и транспортировку топлива(10% )			59 963 327,81
<b>ИТОГО:</b>			<b>194 469 198</b>

Себестоимость 1 кВт · ч электроэнергии:

$$C_{\text{эл}} = (p_{\text{н}} \cdot K + C) / W$$

где  $K$  – полные капвложения;  $p_{\text{н}}$  – нормативный коэффициент рентабельности, который равен 1/25;  $C$  – общие годовые эксплуатационные расходы;  $W$  – общее количество электроэнергии, вырабатываемое электростанцией (ВДЭС).

$$C_{\text{эл}} = (1/25 \cdot (128\,021\,616 + 298\,250 + 5\,120\,864,6) + (214\,740 + 1\,065\,139,8 + 59\,963\,327,8)) / 11667356,4 = 5,69 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}$$

С учетом годовой инфляции (коэффициент  $k=1,1$ ), проведем оценку срока окупаемости проекта. Для определения срока окупаемости, вычислим

годовую экономию денежных средств (только диз. топливо) за каждый год с учетом годовой инфляции и амортизации.

Результаты вычислений сведем в таблицу 12.17.

Таблица 12.17. Оценка окупаемости проекта

Год	Экон-я, руб.	Экон.-Затр., руб.
1	-194 469 198	6479335
2	-187 989 864	7127268,1
3	-180 862 596	7839994,9
4	-173 022 601	8623994,4
5	-164 398 606	9486393,8
6	-154 912 213	10435033,2
7	-144 477 179	11478536,5
8	-132 998 643	12626390,2
9	-120 372 253	13889029,2
10	-106 483 224	15277932,1
11	-91 205 291	16805725,3
12	-74 399 566	18486297,8
13	-55 913 268	20334927,6
14	-35 578 341	22368420,4
15	-13 209 920	24605262,4
<b>16</b>	<b>11 395 342</b>	<b>27065788,6</b>
17	38 461 131	29772367,5

Из таблицы видно, что проект окупится на 16 год эксплуатации.



Рисунок 12.20 – Оценка окупаемости проекта

## Выводы

Было произведено электроснабжение куста № 43 дизельной электростанцией. Для сравнения и выбора рассмотрены два варианта:

- 1) Два ДЭС мощностью  $P_{\text{НОМ}} = 996$  кВт
- 2) Три ДЭС мощностью  $P_{\text{НОМ}} = 640$  кВт

Расчеты показали, что 2 вариант является оптимальной.

Используя данные архива погоды с сайта <http://rp5.ru>, определены тенденции изменения скоростей ветра в течение года, тем самым, определены потенциал энергии ветра. Эмпирические данные за 10 лет показали среднегодовую скорость ветра 7,4 м/с.

Для получения достоверных прогнозов энергетической эффективности ветрового потока опытные данные повторения скоростей ветра приближены стандартной функцией распределения Вейбулла.

На примере с. Никольское Камчатского края, рассмотрен вариант установки на существующих ДЭС ветроустановок для снижения расхода топлива. Для оптимального выбора и для сравнения выбраны ВЭУ нескольких мощностей: 20 кВт, 30 кВт, 50 кВт, 100 кВт, 300 кВт, 500 кВт, 1650 кВт. По кривым мощностей ветрогенераторов по скоростям ветра определены мощности выработки ВЭУ.

Из рассмотренных вариантов, 3 ВЭУ были подходящими:

3 ВЭУ по 300 кВт, покрывающие  $3 \times 10,94 = 32,82\%$ ;

2 ВЭУ по 500 кВт, покрывающие  $2 \times 18,64 = 37,28\%$  ;

1 ВЭУ 1650 кВт, покрывающая 55,75% от нагрузки 0,4 кВт.

Для надежности и из за технико – экономических соображений для дальнейшего расчета рассмотрены 2 варианта – 3 ВЭУ по 300 кВт и 2 ВЭУ по 500 кВт.

Произведен технико-экономический анализ применения ВДЭС для электроснабжения потребителей. В итоге выбрано схема 3ДЭСраб (+1ДЭСрез)+ 2 ВЭУ по 500 кВт и определена структурная схема станции.

Экономическая оценка показала, что проект эффективен и позволяет снизить количество потребляемого ДЭС топлива на 213 136 кг в год. Проект только за счет экономии топлива окупится на 16 – год эксплуатации.

## **13 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Темой ВКР является разработка схемы электроснабжения Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК

Данная глава выпускной квалификационной работы посвящена описанию потребителя результата исследования, составлению плана выполнения работы, определению трудоемкости работ, построению линейного графика работ. Также была рассчитана стоимость затрат на проектирование, а так же смета затрат на оборудования.

Детальный расчет электроснабжения производится для прокатно – механического цеха, где используется стандартное электрооборудование, как наиболее экономически выгодное.

Капитальные вложения в электрооборудование – это в первую очередь, стоимость электрооборудования и стоимость строительно-монтажных работ.

Смета – это документ, определяющий окончательную и предельную стоимость реализации проекта. Смета служит исходным документом капитального вложения, в котором определяются затраты, необходимые для выполнения полного объема необходимых работ.

Исходными материалами для определения сметной стоимости строительства объекта служат данные проекта по составу оборудования, объему строительных и монтажных работ; прейскуранты цен на оборудование и строительные материалы; нормы и расценки на строительные и монтажные работы; тарифы на перевозку грузов; нормы накладных расходов и другие нормативные документы.

### **13.1.1 Технико-экономическое обоснование проекта**

Проектирование, проводимое в данной выпускной работе, является инициативным в рамках научно-исследовательского проекта для ОАО «Томскнефть» ВНК. Потенциальными потребителями результатов этого проектирования являются прокатно-ремонтный цех и кусты скважин, расположенные на территории Вахского нефтяного месторождения ОАО

«Томскнефть» ВНК. На каждом объекте имеются мощные электродвигатели и электрооборудования, которые потребляют немало электроэнергии. Все объекты питаются от главной понизительной подстанции (ГПП).

### 13.1.2 Выбор структурной схемы ГПП в качестве проектного решения

В электроэнергетике известно, что с ростом номинального напряжения растет стоимость электрооборудования.

Стоимость электрооборудования на ГПП и его расходы (эксплуатационные, приведенные и т.п.) составляет большой удельный вес в общей стоимости реализации проекта.

Многовариантность задачи обуславливает проведение технико-экономических расчетов с целью экономического обоснования выбранного варианта. Из сравниваемых вариантов оптимальным считается вариант, обеспечивающий минимум приведенных годовых затрат.

Стоимость токопровода отпайки на трансформатор собственных нужд с выключателем, включая стоимость заземляющих ножей и разъединителей, составляет  $B=270,500$  тыс.руб. При наличии двух отпайек имеем:

$$K_{яч} = B \cdot n = 270,500 \cdot 2 = 541,000 \text{ тыс.руб.}$$

Средняя стоимость трансформатора марки ТМН 6300/110/6,3 составляет  $D= 5000,000$  тыс.руб./тр, но может варьироваться в зависимости от производителя. При наличии двух трансформаторов установленных на ГПП имеем:

$$K_{мп} = D \cdot n_{мп} = 5000 \cdot 2 = 10000 \text{ тыс.руб.}$$

Годовые эксплуатационные расходы [17]:

$$И = (K_{яч} + K_{мп}) \cdot (E_a^{c.o.} + E_{m.p.}^{c.o.}) = (541 + 10000) \cdot (0,028 + 0,004) = 337,3 \text{ тыс.руб./год.}$$

Приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию [17]:

$$З = (K_{яч} + K_{мп}) \cdot (E_n^{c.o.} + E_a^{c.o.} + E_{m.p.}^{c.o.}) = (541 + 10000) \cdot (0,193 + 0,028 + 0,004) = 2371,7 \text{ тыс.руб./год.}$$

где  $E_{nc.o.}=0,193$  — коэффициент эффективности капиталовложений в силовое оборудование;

$E_{ac.o.}=0,028$  — нормы ежегодных отчислений на силового оборудования;

$E_{m.p.c.o.}=0,004$  – нормы ежегодных отчислений на обслуживание и текущий силового оборудования.

Дальнейшие расчеты сводим в таблицу 13.1

Таблица 13.1 – Сводная таблица для технико-экономического сравнения вариантов

Вариант	Тип	$U_{НОМ}, кВ$	$S_{ном}, МВА.$	$K_{яч}, тыс.руб.$	$K_{тр}, тыс.руб.$	$И, тыс. руб./год.$	$З, тыс. руб./год.$
1	ТМН 6300/110/6,3	110	6,3	541,000	2x5000	337,3	2371,7
2	ТДН – 10000/110/6		10		2x6800	452,5	3181,7

Исходя из сравнения расчетов, можно сделать вывод, что наиболее экономически целесообразен первый вариант, с трансформатором мощностью 6300 кВА. Видно что стоимость затрат на оборудование напрямую зависит от мощности выбранного трансформатора, так как трансформатор мощностью 6300кВА проходит по условию загрузки трансформатора, и удовлетворяет мощности предприятия, делаем вывод что данный трансформатор подходит нам как по экономическим так и по техническим параметрам.

Таким образом, научно-технический проект разработка схемы электроснабжения Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК имеет коммерческий потенциал, а выбор альтернативного проведения проектной работы подтверждает его ресурсоэффективность.

### 13.2 Организация работ технического проекта

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках технического проектирования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;

- построение графика проведения проектирования системы электроснабжения завода по обслуживанию электрооборудования.

### 13.2.1 Структура работ в рамках технического проектирования

Для выполнения проектирования формируем рабочую группу, в состав которой входят научный руководитель и инженер. Составляем перечень этапов и работ в рамках проведения проектирования и произведем распределение исполнителей по видам работ.

1. Получение задания на разработку проекта
2. Сбор исходных данных.
3. Ознакомление с технической документацией
4. Расчет нагрузок предприятия в целом, расчет высоковольтной сети, токов КЗ в сети выше 1000 В.
5. Выбор высоковольтного оборудования, сечений проводов и кабелей по данным расчетов.
6. Расчет нагрузок 0,4 кВ, цеховых сетей, токов КЗ в сети ниже 1000 В, построение карты селективности, построение эпюр отклонений напряжения
7. Выбор и проверка низковольтного оборудования и аппаратов защиты.
8. Оформление пояснительной записки
9. Утверждение пояснительной записки

Перечень этапов, работ и распределение исполнителей по данным видам работ приведены в таблице 13.2.

Таблица 13.2 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Этапы проектирования	Перечень работ	Должность
1	Получение задания на разработку проекта	Научный руководитель
2	Сбор исходных данных.	Инженер
3	Ознакомление с технической документацией	Инженер Научный руководитель

4	Расчет нагрузок предприятия в целом, расчет высоковольтной сети, токов КЗ в сети выше 1000 В.	Инженер Научный руководитель
5	Выбор высоковольтного оборудования, сечений проводов и кабелей по данным расчетов.	Инженер Научный руководитель
6	Расчет нагрузок 0,4 кВ, цеховых сетей, токов КЗ в сети ниже 1000 В, построение карты селективности, построение эпюр отклонений напряжения	Инженер Научный руководитель
7	Выбор и проверка низковольтного оборудования и аппаратов защиты.	Инженер Научный руководитель
8	Оформление пояснительной записки	Инженер Научный руководитель
9	Утверждение пояснительной записки, Сдача проекта	Инженер Научный руководитель

### 13.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения работы оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используем следующую формулу :

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяем продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

В таблице 13.3 приведена ожидаемая трудоемкость выполнения работ.

Таблица 13.3 – Определение трудоемкости и длительности выполнения работ

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	
	$t_{min}$		$t_{max}$		$t_{ожі}$			
	чел-дни							
	Научный руководитель	Инженер	Научный руководитель	Инженер	Научный руководитель	Инженер	Научный руководитель	Инженер
1. Получение задания на разработку проекта	1	-	2	-	1,4	-	2	-
2. Сбор исходных данных.	-	8	-	16	-	11,2	-	12
3. Ознакомление с технической документацией	2	18	4	23	2,8	20	3	20
4. Расчет нагрузок предприятия в целом, расчет высоковольтной сети, токов КЗ в сети выше 1000 В.	3	21	5	26	3,8	15,8	4	23
5. Выбор высоковольтного оборудования, сечений проводов и кабелей по данным расчетов.	2	16	3	21	2,4	18	3	18
6. Расчет нагрузок 0,4 кВ, цеховых сетей, токов КЗ в сети ниже 1000 В, построение карты селективности, построение эпюр отклонений напряжения	1	3	3	5	1,8	3,8	2	4
7. Выбор и проверка низковольтного оборудования и аппаратов защиты.	-	20	-	25	-	22	-	22

8. Оформление пояснительной записки	2	-	6	-	3,6	-	4	-
9. Утверждение пояснительной записки	2	2	5	5	3,2	3,2	4	4

### 13.2.3 Разработка графика Ганта

Наиболее удобным и наглядным в данном случае является построение ленточного графика проведения работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

На основе таблицы 13.3 строим план-график. График строим для максимального по длительности исполнения работ в рамках технического проекта, с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени написания ВКР. При этом работы на графике выделяем различной штриховкой в зависимости от исполнителей, ответственных за ту или иную работу.

Построенный график представлен на рис.13.1.

Исходя из составленной диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность работ занимает 11 декад, начиная с третьей декады февраля, заканчивая первой декадой июня. Учитывая вероятностный характер оценки трудоемкости, реальная продолжительность работ может быть как меньше (при благоприятном стечении обстоятельств), так и несколько превысить указанную продолжительность (при неблагоприятном стечении обстоятельств).

Далее, по диаграмме Ганта можно предварительно оценить показатели рабочего времени для каждого исполнителя.

Продолжительность выполнения проекта в рабочих днях составит 109 дней. Из них:

103 дня – продолжительность выполнения работ инженером;

22 дня – продолжительность выполнения работ руководителем.

№	Вид работ	Исполнитель работ	$T_{р\bar{и}}$ раб. дн.	Продолжительность выполнения работ											
				Февр.	Март			Апр.			Май			Июнь	
				3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	
1	Получение задания на разработку проекта	Научный руководитель	2	■											
2	Сбор исходных данных.	Инженер	12	■	■										
3	Ознакомление с технической документацией	Инженер	20		■	■	■								
		Научный руководитель	3				■								
4	Расчет нагрузок предприятия в целом, расчет высоковольтной сети, токов КЗ в сети выше 1000 В.	Инженер	23				■	■	■						
		Научный руководитель	4						■						
5	Выбор высоковольтного оборудования, сечений проводов и кабелей по данным расчетов.	Инженер	18						■	■	■				
		Научный руководитель	3								■				
6	Расчет нагрузок 0,4 кВ, цеховых сетей, токов КЗ в сети ниже 1000 В, построение карты селективности, построение эпюр отклонений напряжения	Инженер	4									■			
		Научный руководитель	2									■			
7	Выбор и проверка низковольтного оборудования и аппаратов защиты.	Инженер	22									■	■	■	
8	Оформление пояснительной записки	Научный руководитель	4											■	
9	Утверждение пояснительной записки, Сдача проекта	Инженер	4												■
		Научный руководитель	4												■

Рисунок 13.1 – Диаграмма Ганта

### **13.3 Смета затрат на проектирование**

Сметный подход не учитывает график производства работ (производственную структуру). Способ определения себестоимости проекта, а также себестоимости производственных ресурсов при учёте производственного графика называется калькулированием.

Смета затрат — полный расчет расходов предприятия на производство и реализацию продукции за определенный календарный период (год, квартал), составленный по экономическим элементам расходов. Смета затрат составляется по типовым элементам: сырье и основные материалы, возвратные отходы (вычитаются); вспомогательные материалы, топливо и энергия со стороны; заработная плата основная и дополнительная; отчисления на социальное страхование, прочие расходы. Смета затрат рассчитывается путем прямого суммирования отдельных экономических элементов и смет комплексных расходов или смет отдельных подразделений предприятий; она исключает вторичный учёт продукции собственного изготовления для собственных производственных потребностей. В смете затрат учитываются затраты на изменение остатков незавершенного производства, капитальное строительство, капитальный ремонт и пр. Смета затрат позволяет определить общую потребность предприятия в денежных ресурсах, сумму материальных затрат, провести расчеты по балансу доходов и расходов предприятия на планируемый период. Смета затрат и калькуляция себестоимости продукции тесно связаны между собой, содержат одни и те же затраты, но учитывают их по разным признакам. С помощью калькуляции определяется себестоимость единицы продукции, а по смете — себестоимость товарной и валовой продукции предприятия.

В смету затрат на подготовку к проекту входят следующие элементы расходов:

- Материальные затраты;
- Амортизация основных фондов;
- Затраты на оплату труда;

- Отчисления на социальные нужды;
- Накладные расходы.

### 13.3.1 Расчет издержек на материальные затраты:

Исходя, из цен в настоящее время примем, что издержки на канцелярские товары составляют:

$$I_{\text{мат}} = 2000 \text{ руб.}$$

### 13.3.2 Амортизация основных фондов.

С целью компенсации износа основных фондов и накопления необходимых средств для воспроизводства и восстановления основных фондов используется система амортизационных отчислений.

Амортизацией называется денежное возмещение износа основных фондов. Амортизация осуществляется в виде ежемесячных отчислений от стоимости ОС в амортизационный фонд предприятия.

Амортизация – плановый процесс накопления денежных средств для возмещения выбывших основных фондов на протяжении всего намечаемого срока функционирования основных фондов.

Накопление денежных средств достигается за счет включения в издержки производства так называемых «амортизационных» сумм отчислений. Амортизационные отчисления являются одним из элементов издержек производства и включаются в состав себестоимости продукции.

Основной объем работ по разработке проекта был выполнен на персональном компьютере первоначальной стоимостью 30 тыс. рублей.

Произведём расчёт амортизации стоимости ПК

$$I_a = \frac{T_u}{T_{\text{кал}}} \Phi_{\text{кт}} H_a,$$

где  $T_u$  – отработанных дней на ПК;

$T_{\text{кал}}$  – календарных дней в году;

$\Phi_{\text{кт}}$  – первоначальная стоимость ПК;

$H_a$  — срок полной амортизации.

$$I_a = \frac{30}{365} \cdot 30000 \cdot 0,2 = 439,14 \text{ (руб.)}$$

### 13.3.3 Затраты на оплату труда.

Под затратами на оплату труда подразумевается совокупность выплат, производимых предприятием в пользу физических лиц и включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг) и издержки обращения.

Фонд заработной платы в статистике труда – это сумма вознаграждений, предоставленных наемным работникам в соответствии с количеством и качеством их труда, а также компенсаций, связанных с условиями труда.

В состав фонда заработной платы включаются начисленные предприятиями:

- суммы оплаты труда в денежной и натуральной формах за отработанное и неотработанное время;
- компенсационные выплаты, связанные с режимом работы и условиями труда;
- стимулирующие доплаты и надбавки;
- премии, единовременные поощрительные выплаты;
- оплата питания, жилья, топлива, носящая систематический характер.

Заработную плату подразделяют на основную и дополнительную. В подготовке и выпуске проекта были задействованы 2 сотрудника. За фактически выполненную работу в соответствии с тарифными ставками и принятыми надбавками произведём расчёт ежемесячной заработной платы (ЗП)

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}},$$

где  $Z_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $Z_{\text{тс}}$ );

$k_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от  $Z_{\text{тс}}$ );

$k_{\text{р}}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата  $Z_{тс}$  находится из произведения тарифной ставки работника на тарифный коэффициент  $k_t$ : для инженера  $6675 \times 2,44 = 16287$  руб, для руководителя -  $6675 \times 3,62 = 24163,5$  руб., и учитывается по единой для бюджетных организации тарифной сетке.

Пример:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 16287 \cdot (1 + 0,3 + 0,15) \cdot 1,3 = 30701 \text{ руб,}$$

$$Z_{дн} = 30701 / 21 = 1462 \text{ руб.}$$

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 13.4.

Таблица 13.4 - Основная заработная плата

Исполнители	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб.дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	20105,48	0,3	0,2	1,3	45548	2169	22	47718
Инженер	13551,76	0,3	0,15	1,3	30701	1462	103	150586
<b>Итого</b>								<b>198304</b>

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн},$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (принимается равным 0,07).

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,07 \cdot 198304 = 13881,3 \text{ руб.}$$

$$Z_{зп} = 198304 + 13881,3 = 212185,3 \text{ руб.}$$

### 13.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам

государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2016 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2016 году водится пониженная ставка – 27,1%.

$$З_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot (198304 + 13881,3) = 57502,2 \text{руб.}$$

### 13.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{затраты на тех.проект}) \cdot k_{\text{нр}},$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 120%.

$$З_{\text{накл.}} = 269687,5 \cdot 1,20 = 323625 \text{руб.}$$

### 13.4 Амортизация основных фондов

Амортизация – это отчисленный в денежном выражении износ основных средств в процессе их применения, производственного использования.

Данный элемент отражает сумму амортизационных отчислений на

полное восстановление основных средств используемых при реализации проекта.

Амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:

$$A_{год} = \frac{C_{перв} \cdot H_a}{100},$$

где  $A_{год}$  – годовая сумма амортизационных отчислений;

$C_{перв}$  – первоначальная стоимость объекта;

$H_a$  - норма амортизационных отчислений.

$$H_a = \frac{1}{T_{с.л.}} 100\%,$$

где  $T_{с.л.}$  – срок полезного использования объекта (в годах).

Период реализации проекта составляет 111 дней, т.е. 3,7 месяца. Расчет величины амортизационных отчислений за весь срок реализации проекта представлен таблице 13.5.

$$A = A_{год} \cdot \frac{T_{исп}}{T_{кал}} = \frac{C_{перв}}{T_{сл}} \cdot \frac{111}{365},$$

$$A = \frac{40000}{4} \cdot \frac{111}{365} = 3041.10 \text{руб.}$$

Таблица 13.5 - Амортизационные отчисления

Наименование	Количество	С перв., руб.	Т п.и., в годах	$H_a$ , %	А за период, руб.
ПК	1 Шт.	40 000	4	25	3041,10
Итого		40 000			3041,10

### 13.5 Формирование бюджета затрат проектирования

Рассчитанная величина затрат технического проекта является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку технической продукции.

Все расчеты затрат сведены в таблице 13.6.

Таблица 13.6 - Бюджет затрат

Наименование статьи	Примечание	
	руб.	В%
Материальные затраты	425	0,07
Заработная плата исполнителей темы	212185,3	35,56
Отчисления во внебюджетные фонды	57502,2	9,64
Накладные расходы	323625	54,23
Амортизационные отчисления	3041,10	0,51
Сумма ст.	596778,6	100

### 13.6 Смета затрат на цеховое оборудование

Смету затрат на цеховое оборудование составляем по результатам расчетов, представленных в разделе 4-5. В ЦТП устанавливаем трансформаторы типа ТМ-400/6-0,4 и ТМ-630/6-0,4. В результате расчета имеем затраты, которые отражены в таблице 13.8

Таблица 13.8 – Капитальные затраты на изготовление цеховой распределительной сети

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Сметная стоимость оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1	ТМ-630/6-0,4	шт.	4	276002	1 104 008,00
2	ТМ-400/6-0,4	шт.	8	181366	1 450 928,00
3	Выключатель LF3-6,3-31,5/2500	шт.	31	272 852,65	8 458 432,15
4	Провод АС 35/6,2	м	9874	32,66	322 484,84
5	Провод АС 70/11	м	12376	59,59	737 485,84
6	Вводный выключатель ВА81– 41	шт.	6	87500	525 000,00
Итого:					12 598 338,83

Суммарные затраты на оборудование составляют 12 598 338,83 руб.

### 13.7 Смета затрат на оборудование высоковольтной части схемы

Затраты на установку оборудования главной понизительной подстанции приведены в разделе 5. Данные затраты зависят от мощности и типа силовых трансформаторов, а также от установленного высоковольтного оборудования.

В результате выбора высоковольтного оборудования имеем затраты, которые отражены в таблице 13.9.

Таблица 13.9 – Капитальные затраты на изготовление высоковольтной части схемы.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Сметная стоимость оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1	ТМН 6300/110/6,3	шт.	2	5000000	10000000
2	Токопровод в комплекте с выключателем, разъединителем и заземляющими ножами	шт	3	2646974	7940922
Итого:					17940922

Суммарные затраты на высоковольтное оборудование составляют 12605758 руб.

Суммарные капитальные вложения в систему электроснабжения цеха составляют:

$$K = K_{\text{пр}} + K_{\text{об}} + K_{\text{вв}},$$

$$K = 596778,6 + 17\,940\,922 + 12\,598\,338,83 = 31\,136\,039,43 \text{руб.}$$

### 13.8 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – это отчисленный в денежном выражении износ основных средств в процессе их применения, производственного использования, которая отражает сумму амортизационных отчислений на полное восстановление основных средств используемых при реализации проекта.

Амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:

$$A_{\text{год}} = \frac{C_{\text{перв}} \cdot H_a}{100},$$

где  $A_{\text{год}}$  – годовая сумма амортизационных отчислений;

$C_{\text{перв}}$  – первоначальная стоимость объекта;

$H_a$  - норма амортизационных отчислений.

$$H_a = \frac{1}{T_{\text{с.л.}}} 100\%,$$

$$H_a = \frac{1}{25} \cdot 100 = 4\%$$

где  $T_{\text{с.л.}}$  = 25 лет – срок полезного использования объекта (в годах).

тогда

$$A_{\text{год}} = \frac{31136039,43 \cdot 4}{100} = 1\,245\,441,6 \text{ руб.}$$

### 13.8 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение ресурсоэффективности технического проекта можно оценить с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливаем экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Для нормального функционирования данного метода необходимо принять ряд критериев. В данном случае выбираем следующие:

- надежность – бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией надлежащего качества;
- гибкость – система электроснабжения должна быть рассчитана на «рост» в случае необходимости расширения предприятия и должна допускать легкое приспособление к изменению технологических процессов;
- безопасность – это свойство системы электроснабжения сохранять с некоторой вероятностью безопасное состояние при выполнении заданных функций в условиях, установленных нормативно-технической документацией (монтаж, эксплуатация и проведение ремонтных работ);
- простота эксплуатации – система электроснабжения должна обеспечиваться рациональным расположением элементов, ясностью и простотой схемы, чтобы персонал даже средней квалификации мог успешно выполнять все необходимые операции;
- экономичность – система электроснабжения должна быть выполнена таким образом, чтобы затраты на ее создание, эксплуатацию и развитие были минимальными при условии соблюдения требований гибкости, безопасности и надежности.

После выбора критериев оцениваем их по 5-и балльной шкале и определяем интегральный показатель, с помощью которого делаем вывод об

эффективности использования технического проекта.

Оценочные критерии для расчета интегрального показателя ресурсоэффективности приведены в таблице 13.7.

Таблица 13.7 - Оценочные критерии проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки
1. Надежность	0,25	5
2. Гибкость	0,10	4
3. Безопасность	0,25	5
4. Простота эксплуатации	0,15	4
5. Экономичность	0,25	3
<b>Итого:</b>	<b>1,00</b>	

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = 0,25 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,25 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 3 = 4,25$$

По 5-балльной шкале показатель ресурсоэффективности проекта имеет достаточно высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

### **Вывод**

Таким образом, выполнив поставленные задачи по данному разделу, можно сделать следующие выводы:

- При планировании технических работ был разработан график занятости для исполнителей проекта, составлена ленточная диаграмма Ганта, которая позволяет оценить и лучше спланировать рабочее время исполнителей. Общая продолжительность работ по НТП – 103 дня;

- Составлена смета технического проекта, которая позволила оценить первоначальный бюджет затрат на реализацию технического проекта. общая смета затрат составила 31 136 039,43 рублей.

- Оценка ресурсоэффективности проекта, проведенная по интегральному показателю, дала хороший результат (4,25 по 5-балльной шкале), что говорит об эффективности реализации технического проекта.

Реализация данного технического проекта позволяет увеличить эффективность производства, как социальную, путем улучшения безопасности, так и ресурсосберегающую, путем внедрения более

универсального, но не менее надежного оборудования, требующего меньше затрат при эксплуатации.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения работы спроектирована сеть электроснабжения Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК, отдельно проработано электроснабжение прокатно – ремонтного цеха.

В итоге расчетов были найдены: полная расчетная мощность прокатно – ремонтного цеха методом коэффициента расчётной активной мощности и полная расчетная мощность предприятия методом коэффициента спроса.

По итогам расчета мощности по объектам предприятия построена картограмма нагрузок, определен центр электрических нагрузок. Установка главной понизительной подстанции в месте нахождения центра электрических нагрузок была неосуществима, по этой причине главная понизительная подстанция была вынесена в зону рассеяния электрических нагрузок.

Определено количество и мощность цеховых силовых трансформаторов и произведено их расположение по объектам предприятия, произведена компенсация необходимой реактивной мощности. В итоге коэффициент загрузки цеховых трансформаторов обеспечен на уровне 0,7, что считается рекомендованным значением при преобладании потребителей II-ой категории по надежности электроснабжения.

Снабжение месторождения осуществляется от подстанции энергосистемы, которая расположено на расстоянии 16 километров от предприятия. Питание предприятия осуществляется по двухцепной воздушной линии напряжением 110 кВ. Воздушная линия выполнена проводом марки АС-70. Для снабжения надежности электроснабжения II-ой группы на главной понизительной подстанции установлены 2 трансформатора ТМН – 6300/110/6,3.

Для проектирования главной понизительной подстанции была использована типовая схема 5Н-Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий, рекомендованная СТО 56947007-29.240.30.010-2008 - ФСК. Выбранное оборудование главной понизительной подстанции удовлетворяет всем необходимым условиям.

Кабели 6 кВ, выбранные по экономической плотности тока, проверку по тепловому импульсу тока КЗ прошли.

Сечения питающей сети 0,38 кВ проходят проверки как по длительно допустимому току, так и по согласованию с выбранными ранее аппаратами защиты.

Рассмотрение эпюры отклонений напряжения для максимального, минимального режимов отклонение напряжения не превышает максимально допустимого  $\pm 5\%$ , а для послеаварийного не превышает максимально допустимого  $\pm 10\%$ .

По итогам расчета токов КЗ в сети 0,38 кВ построена карта селективности действия защитных аппаратов. По карте селективности видно, что избирательность выбранных аппаратов защиты соблюдена.

В разделе спецвопроса было поставлено цель автономная электроснабжение кустов скважин от дизельной электростанции и определение экономической выгоды от установки ветроэлектростанций в месте проектирования. Так как, в местности, котрый был выбран для расчета очень хорошая ветренная погода. И в результате выяснилась экономическая эффективность проекта. Срок окупаемость составило 16 лет, что на много раньше срока службы ВЭУ.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проведен анализ технического проекта, при планировании технических работ был разработан график занятости для исполнителей проекта, составлена ленточная диаграмма Ганта, которая позволяет оценить и лучше спланировать рабочее время исполнителей. Составлена смета технического проекта, которая позволила оценить первоначальный бюджет затрат на реализацию технического проекта. Оценена ресурсоэффективность проекта, проведенная по интегральному показателю, дала хороший результат, что говорит об эффективности реализации технического проекта.

В разделе «Социальная ответственность» представлена оценка условий труда, анализ вредных и опасных факторов, рассмотрены меры защиты от опасных факторов, пожарная безопасность и охрана окружающей среды.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. И доп. /Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербинского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с., ил.
2. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию в 2-х т. /Под общ. ред. А.А. Федорова Т1 Электроснабжение – М.: Энергоатомиздат, 1986
3. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию в 2-х т. /Под общ. ред. А.А. Федорова Т2 Электрооборудование – М.: Энергоатомиздат, 1987
4. Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к выполнению выпускной работы бакалавра для студентов направления 551700 - «Электроэнергетика» - Томск: Изд.ТПУ, 2001. - 94 с.
5. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2005. – 168 с.
6. Сумарокова Л.П. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие/ Томский политехнический университет.-Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2012.-288с.
7. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: учеб. пособие / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006. - 2006. - 248 с
8. Наумова Т.В. Безопасность жизнедеятельности: Пособие по выполнению практической работы «Расчет защитного заземления».- М.: мГТУ ГА, 2010.-20с.
9. [http://www.grandmotors.ru/gm\\_gmc900\\_hv6.3.php](http://www.grandmotors.ru/gm_gmc900_hv6.3.php) - каталог дизель генераторов
10. <http://rp5.ru> – архив погоды
11. Строительная климатология
12. [http://stroydocs.com/info/e\\_veter](http://stroydocs.com/info/e_veter) роза ветров по регионам России.
13. М. Е. Баймиров математическое моделирование энергии ветра
14. Обухов С.Г., Сурков М.А., Хошнау З.П «методика выбора

ветроэнергетических установок малой мощности» [http://www.elektrojournal.ru/sites/default/files/pdf\\_files/arts/2011\\_2\\_06.pdf](http://www.elektrojournal.ru/sites/default/files/pdf_files/arts/2011_2_06.pdf)

15. «Требования к размещению ветроэлектрических станций»  
<http://www.solarhome.ru/wind/requirements.htm>

16. <http://www.termored.ru/> каталог ВЭУ

17. <http://garantgen.ru/> каталог ДЭС

18. И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, - Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

19. Производственный календарь на 2016 год. Ссылка:  
<http://www.garant.ru/calendar/>

20. Федеральный закон от 24.07.2009 N 212-ФЗ (ред. от 23.11.2015) "О страховых взносах Российской Федерации"

21. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (09. 2006).

22. ГОСТ 12.0.003-74 (с измен. 1999 г.) Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

23. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

24. ГОСТ 12.1.019 -2009 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

25. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

26. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

27. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"

28. Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 «О противопожарном режиме»

29. Бородин Ю.В., Извеков В.Н., Ларионова Е.В., Плахов А.М. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность».- Томск: ТПУ, 2014. – 9 с.

## Приложение А

### EIN KONZEPT ZUR BETRIEBSFÜHRUNG VON WIND-DIESEL-SYSTEMEN MIT KURZZEITENERGIESPEICHERN

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4K	Байсариев Таалайбек Мыктыбекович		

Консультант кафедры \_\_\_\_\_ ЭПП \_\_\_\_\_:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Обухов Сергей Геннадьевич	д.т.н.		

Консультант – лингвист кафедры \_\_\_\_\_ ИЯЭИ \_\_\_\_\_:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галанова Ольга Александровна	к.п.н		

## **1. Abstract**

Zur dezentralen Versorgung kleiner Verbrauchergruppen mit elektrischer Energie fernab der öffentlichen, zentralen Stromversorgung werden meist Dieselsysteme eingesetzt. Eine derartige dezentrale Energieversorgung ist überall dort notwendig, wo es entweder nicht möglich oder zu teuer ist, eine zentrale Energieversorgung mit größeren Kraftwerkseinheiten durchzuführen. Durch die Verwendung von Windkraftanlagen zur elektrischen Energiegewinnung sollen vor allem die Stromerzeugungskosten gesenkt sowie der Dieselkraftstoffverbrauch und somit der Schadstoffausstoß verringert werden. Es ist aber nicht möglich, die bestehenden Dieselsysteme einfach durch Windkraftanlagen zu ersetzen, da bei den Windkraftanlagen die abgegebene Leistung von der Windgeschwindigkeit abhängt, die stark schwankt und nicht beeinflussbar ist. Deshalb greift man auf Dieselsysteme zurück und betreibt Inselnetze mit einer entsprechenden Kombination aus Windkraftanlagen und Dieselsystemen.

## **2. Einleitung**

Hinsichtlich des technischen Aufbaus und der Betriebsführung von Wind-Diesel-Systemen werden unterschiedliche Konzepte verfolgt. Bei den einfachsten Konzepten erfolgt die Energieerzeugung nur mit einer Kombination aus Windkraftanlage und Dieselgenerator [1]. Hierbei ist aber der Verschleiß des Dieselmotors recht groß, da der Dieselmotor entweder oft ein- und ausgeschaltet wird oder aber häufig in Bereichen niedriger Leistungen läuft, was einen schlechten Wirkungsgrad des Dieselgenerators zur Folge hat.

Um diese Nachteile von reinen Wind-Diesel-Systemen zu vermindern, werden in anderen Konzepten Speicher eingesetzt, die in einer Übergangszeit die Differenz zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung übernehmen können. Als Energiespeicher sind Batteriesysteme heute weit verbreitet und sie werden bei bestehenden Wind-Diesel-Systemen auch eingesetzt. Diese Systeme sind entweder so ausgelegt, daß sie eine mittlere Verbraucherleistung über mehrere Stunden zur Verfügung stellen können, das heißt als Langzeitspeicher eingesetzt werden [2], oder aber daß sie als Kurzzeitspeicher dienen und somit die mittlere

Verbraucherleistung nur über wenige Minuten zur Verfügung stellen können [3]. Die Batteriespeicher müssen aber so ausgelegt werden, daß sie auch größere Energiemengen kurzzeitig aufnehmen beziehungsweise abgeben können, damit zum Beispiel Windböen oder auch das Zu- und Abschalten größerer Verbraucher durch die Speicher abgepuffert wird. Dies setzt im allgemeinen eine entsprechend größere Dimensionierung der Batteriespeicher voraus.

Für die Aufnahme beziehungsweise Abgabe größerer Energiemengen während kürzerer Zeitintervalle eignen sich spezielle Rotationsspeicher. Diese werden nicht mechanisch sondern elektrisch gekoppelt, d.h. die elektrische Energie wird in mechanische Energie, die von einem Schwungrad gespeichert wird, umgewandelt. Vorgeschlagen wurde bislang einerseits die direkte Ankopplung des Schwungrades an die mechanische Welle zwischen Dieselmotor und Synchrongenerator [4]. Im folgenden wird die Möglichkeit betrachtet, den Rotationsspeicher mit einem eigenen Motor/Generator zu betreiben und ihn direkt elektrisch mit dem elektrischen Energieversorgungsnetz zu koppeln [5]. Aus der Sicht der Regelung und Betriebsführung bietet dieses Konzept grundsätzliche Vorteile. Vor allem läßt sich der oder lassen sich die Rotationsspeicher bei rasch wechselnden und hohen Drehzahlen betreiben, die unabhängig von den Drehzahlen von Dieselmotor und Windkraftanlage sind.

Ein verkoppeltes System, das aus unterschiedlichen Teilsystemen zur Energieerzeugung sowie Energiespeichern zusammengesetzt ist, benötigt eine Betriebsführung, die einen sicheren Betrieb des Gesamtsystems und eine ausreichende Versorgungssicherheit gewährleistet. Die Konzepte für die Betriebsführung von Wind-Diesel-Systemen mit Energiespeichern, die bisher benutzt werden, sind meistens sehr einfach gehalten und basieren entweder auf statistischen Methoden [6] oder speziell entwickelten Regelsystemen, bei denen nur einige ausgewählte Betriebszustände berücksichtigt werden [2],[3]. In der vorliegenden Arbeit soll für die Betriebsführung ein verallgemeinertes Konzept verwendet werden, bei dessen Entwurf Fuzzy-Algorithmen zugrunde gelegt werden [7]. Der Systemaufbau ist so konzipiert, daß sich die

Betriebsführungssysteme recht einfach erweitern und auf andere Anlagenkonfigurationen übertragen lassen.

### 3. Energieversorgungssysteme für Inselnetze

Zur Untersuchung des Betriebsführungskonzeptes soll als Beispiel ein Inselsystem betrachtet werden, das aus einer Windkraftanlage, einem Dieselgenerator, einem Rotationsspeicher und Belastungswiderständen besteht (Abb. 2.1).

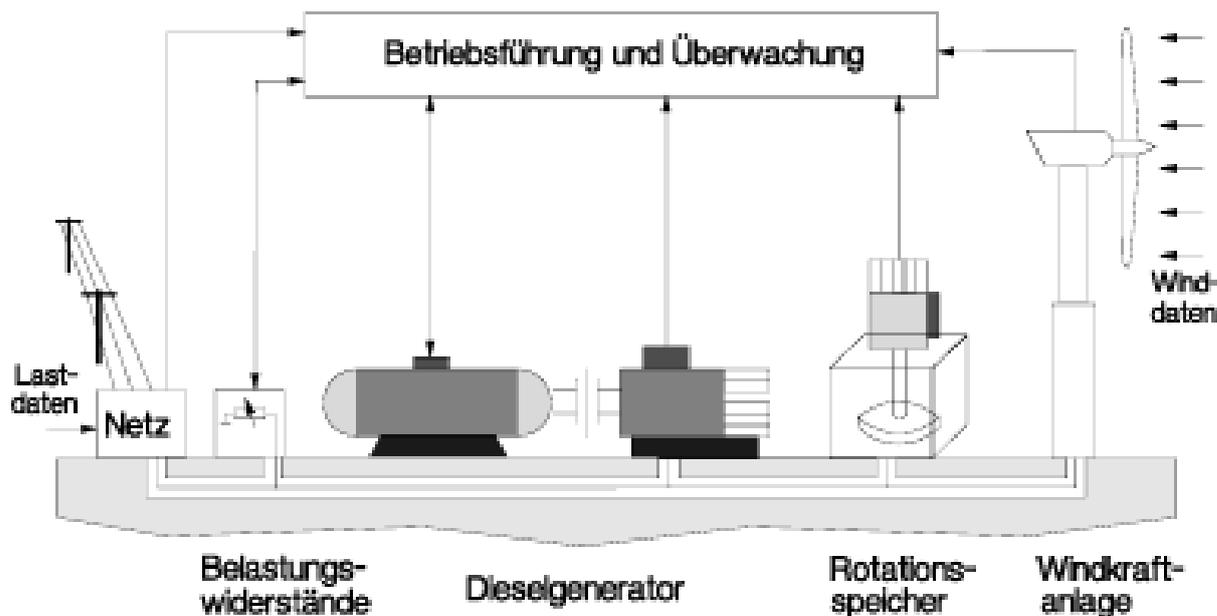


Abb. 2.1: Energieversorgungssystem für ein Inselnetz

Für dieses System wurde ein mathematisches Modell entwickelt, das es gestattet, die entworfenen Betriebsführungsstrategien an einem Digitalrechner zu erproben. Bei solchen rechnergestützten Untersuchungen kommt es in erster Linie darauf an, Aussagen über das Langzeitverhalten des Gesamtsystems zu machen. Typische Simulationszeiträume sind hierbei einige Tage bis zu einem Jahr. Um die gesamte Simulation mit einem erträglichen Zeitaufwand durchführen zu können, wurden bei der Modellbildung der einzelnen Teilsysteme sogenannte Langzeitmodelle verwendet [8]. Bei diesen mathematischen Modellen werden hauptsächlich die Energieflüsse im Gesamtsystem betrachtet und weniger eine genaue mathematische Nachbildung der Einzelkomponenten angestrebt. Dementsprechend konnte eine Sekunde als Zeitinkrement der Rechenschritte gewählt werden. Hierdurch werden nur langsame Vorgänge, zum Beispiel

Einschaltverzögerungen, berücksichtigt, und schnelle Vorgänge, zum Beispiel die transienten oder subtransienten Vorgänge in den elektrischen Generatoren, bleiben unberücksichtigt.

Anhand solcher Langzeitsimulationen ist es nun möglich, Aussagen über den Kraftstoffverbrauch des Dieselmotors, die geeignete Speichergröße und die Ausnutzung des Gesamtsystems zu machen. Möchte man aber zusätzliche Informationen über die Frequenz- und Spannungsstabilität haben, ist es unumgänglich, Kurzzeitsimulationen durchzuführen, bei denen die hier vernachlässigten transienten Vorgänge ebenfalls berücksichtigt werden. Solche Kurzzeitsimulationen werden aber nur für Simulationszeiträume im Sekunden- oder Minutenbereich durchgeführt, da hier aufgrund der komplizierten dynamischen nichtlinearen Modelle die Rechenzeiten sehr groß werden. Als Grundlage der Untersuchung der Betriebsführung durch Langzeitsimulationen genügen im allgemeinen die im folgenden dargestellten mathematischen Modelle.

### **3.1 Windkraftanlage**

Das Verhalten der Windkraftanlage kann für die Langzeitsimulation durch ein nichtlineares statisches Modell in Form einer Leistungskennlinie, die meistens von den Herstellern zur Verfügung gestellt wird [9], sowie einem dynamischen Übertragungsglied, das die Anfahrtzeit wiedergibt, beschrieben werden. Die Leistungskennlinie erfaßt direkt das statische Ein-Ausgangsverhalten des Windkraftanlagenmodells. Eingangsgröße ist die Windgeschwindigkeit, Ausgangsgröße ist die von der Windkraftanlage zur Verfügung gestellte elektrische Leistung. Nach einem Stillstand, zum Beispiel bei Windstille, muß die Windkraftanlage, bevor sie wieder auf das Stromversorgungsnetz aufgeschaltet werden kann, zunächst mit dem Stromversorgungsnetz synchron arbeiten. Die Verzögerung, die hierdurch entsteht, wird mit der Anfahrtzeit beschrieben, die im verwendeten mathematischen Modell ebenfalls berücksichtigt wird.

### **3.2 Dieselgenerator**

Eingangsgröße des Dieselgenerators ist die gewünschte Solleistung, die von der Betriebsführung vorgegeben wird. Der Dieselgenerator stellt inklusive der

Regeleinrichtung zur Leistungsregelung einen geschlossenen Regelkreis dar. Dieser wird als Verzögerungsglied modelliert. Zusätzlich wird auch hier wie bei der Windkraftanlage das Aufschalten auf das Netz nach einem Stillstand durch ein Totzeitglied beschrieben. Ferner wird berücksichtigt, daß der Dieselgenerator eine Mindestzeit eingeschaltet sein muß. Ausgangsgrößen des Dieselgenerators sind die tatsächliche Leistung, die der Dieselgenerator an das Stromversorgungsnetz abgibt, sowie der Kraftstoffverbrauch des Dieselgenerators, der in erster Näherung als eine lineare Funktion in Abhängigkeit der Leistung des Dieselgenerators approximiert werden kann [10].

### **3.3 Rotationsspeicher**

Der Rotationsspeicher wird im wesentlichen dadurch beschrieben, daß über die ihm zufließenden und die von ihm abgegebenen Energieströme integriert wird. Zusätzlich werden die Energieverluste durch die Lade-Entladezyklen sowie die vom Ladegrad abhängigen Verluste berücksichtigt. Begrenzungskennlinien sorgen dafür, daß zum einen die maximal zulässige Lade- bzw. Entladeleistung und zum anderen der Maximalwert der Energie, die in ihm gespeichert werden kann, nicht überschritten werden.

### **3.4 Belastungswiderstände**

Die Belastungswiderstände werden durch eine Leistungskennlinie modelliert. Hierbei wird im Modell berücksichtigt, daß der Belastungswiderstand jeweils nur um ganz bestimmte Werte erhöht oder erniedrigt werden kann. Zum Beispiel kann alle 1kW eine Leistungsstufe zu- bzw. abgeschaltet werden. Die von den Belastungswiderständen aufgenommene Leistung wird vollständig in Wärme umgewandelt und ist damit komplett als Verlustleistung anzusehen. Um diese Verlustleistung zu verkleinern, kann man sich vorstellen, diverse Verbraucher anzuschließen, die auch längere Zeit ausgeschaltet sein können und die nur dann eingeschaltet werden, wenn genügend elektrische Energie erzeugt wird.

## **4. Systemeingangsdaten**

Beim Betrieb von Wind-Diesel-Systemen in Inselnetzen sind die Windgeschwindigkeit und der elektrische Energieverbrauch unabhängige

Systemeingangsgrößen, die auf das System einen erheblichen Einfluß haben, selber aber nicht beeinflussbar sind. Bei Simulationen von Inselnetzen müssen zeitliche Verläufe der Werte dieser Größen realitätsnah erzeugt und vorgegeben werden. Dies wird im folgenden etwas näher betrachtet.

#### 4.1 Winddaten

Von realen Windmessungen erhält man typischerweise Mittelwerte über einen Zeitraum von jeweils 10 Minuten. Es besteht zwar die Möglichkeit, Windmeßdaten mit Abtastraten von 5 bis 20 Hz zu erhalten, diese sind dann aber nur für kurze Zeiträume, zum Beispiel für Zeiträume von maximal 500 Sekunden Dauer, vorhanden. Für die Simulation eines Systems, wie es in dieser Arbeit beschrieben wird, sind Abtastraten von ca. 1 Hz über einen längeren Zeitraum, zum Beispiel mehrere Monate, notwendig. Da diese Daten nicht zur Verfügung stehen, müssen synthetisierte Winddaten erstellt werden, die es ermöglichen, anhand vorhandener gemessener Mittelwerte die gewünschten Daten unter Berücksichtigung stochastischer Schwankungen zu erhalten. Hierzu wurde ein aus der Literatur bekanntes Simulationsmodell verwendet [11], bei dem sich die Windgeschwindigkeit aus dem zeitlichen Verlauf unterschiedlicher Einzelwindgeschwindigkeitskomponenten zusammensetzt. Die Windgeschwindigkeitskomponenten sind so definiert, daß sich die Windgeschwindigkeit  $v_{Wind}(t)$  aus Gleichung (3.1) ergibt.

$$v_{Wind}(t) = v_y(t) + v_l(t) + v_h(t) + v_t(t) . \quad (3.1)$$

Die einzelnen Windgeschwindigkeitskomponenten werden bei der Simulation mit unterschiedlichen Frequenzen abgetastet. Die Summe der letzten Abtastwerte der Geschwindigkeitskomponenten ergibt den jeweils gültigen Wert  $v_{Wind}(t)$ .

Die typischen Abtastzeiten sowie die Zeitintervalle der einzelnen Anteile der Windgeschwindigkeit lassen sich wie folgt darstellen:

Anteil	Zeitintervall	Abtastzeit im Modell
$v_y(t)$	2 Monate bis 1 Jahr	1 Monat
$v_l(t)$	10 Stunden bis 2 Monate	4 Stunden
$v_h(t)$	20 Minuten bis 10 Stunden	10 Minuten
$v_t(t)$	10 Sekunden bis 20 Minuten	1 Sekunde

Die Bestimmung der einzelnen Teilgeschwindigkeiten  $v_l(t)$ ,  $v_h(t)$  und  $v_t(t)$  erfolgt über teilweise stochastische Modelle, wobei die Parameter in Abhängigkeit der Jahreszeit schwanken können. Für die Teilgeschwindigkeit  $v_y(t)$  werden jahreszeitliche Mittelwerte verwendet, die nahezu für jeden Standort bekannt sind.

Durch diese Aufteilung der Windgeschwindigkeit besteht die Möglichkeit, die synthetisierten Teile sehr einfach teilweise durch reale Winddaten zu ersetzen. Sind zum Beispiel über einen längeren Zeitraum 10 Minuten-Mittelwerte sowie die Standardabweichungen der Einzelmessungen bekannt, kann das Winddatenmodell aus diesen realen Daten und dem mittelwertfreien Anteil  $v_t(t)$  zusammengesetzt werden.

## **4.2 Lastdaten**

Zur Simulation des genauen Betriebsverhaltens eines Energieversorgungssystems ist es ferner erforderlich, Daten über den Verlauf der von den Verbrauchern benötigten Leistungen zu erhalten, und zwar ebenso wie bei den Winddaten mit einer Abtastrate von ca. 1 Hz. Die aufgrund üblicher Messungen des Verbrauchs zur Verfügung stehenden Lastdaten sind Mittelwerte über einen Zeitraum von jeweils 15 Minuten. Diese Lastdaten sind reale Daten einer kleinen Gemeinde, die von einem Energieversorgungsunternehmen zur Verfügung gestellt wurden. Für die Zwecke einer möglichst realitätsnahen Simulation werden kurzzeitige Schwankungen im Sekundenbereich dadurch erzeugt, daß den 15 Minuten Mittelwerten der realen Leistungsverläufe ein stochastischer Prozeß überlagert wird.

## **5. Betriebsführungskonzept auf Basis der Fuzzy-Logik**

Zur Betriebsführung von Wind-Diesel-Systemen wurde ein Konzept entworfen, das von seiner Struktur her Analogien zu konventionellen regelbasierten Betriebsführungssystemen aufweist, das aber vollständig auf den Grundlagen der Fuzzy-Logik aufbaut. Zur näheren Erläuterung dieses Konzeptes ist es zunächst erforderlich, auf Zadehs Fuzzy-Logik einzugehen.

### **5.1 Zur Theorie der Fuzzy-Logik**

Grundlage der bekannten Digitaltechnik oder auch der zweiwertigen Entscheidungslogik ist die Definition von Variablen, von denen jede nur zwei verschiedene Werte annehmen kann. Diese Werte sind für alle Variablen einheitlich festgelegt und werden z.B. durch die Elemente 0 und 1 bezeichnet. In der Digitaltechnik werden Beziehungen zwischen solchen Variablen mittels der Schaltalgebra formuliert, einer Booleschen Algebra. Die Fuzzy-Logik nach Zadeh [12] beruht darauf, daß die angeführte Definition von Variablen ganz wesentlich verallgemeinert wird. Diese allgemeinere Definition von Variablen entspricht eher derjenigen, die bei der menschlichen Wissensverarbeitung üblich ist [13].

Im folgenden soll die Anwendung der Fuzzy-Logik speziell für regelungstechnische Größen erläutert werden. Eine solche regelungstechnische Größe ist die Regeldifferenz  $x_d$ . Sie liege als stetige Größe vor, die jeden beliebigen Wert zwischen -1 und +1 annehmen kann. Diese stetige Größe  $x_d$  kann man gemäß Abb.4.1 in eine Fuzzy-Variable transformieren, deren Werte mittels Fuzzy-Elementen  $E_i$  sowie Zugehörigkeiten zu diesen Fuzzy-Elementen  $\mu_{x_d}(E_i)$  ausgedrückt werden.

In Abb.4.1 werden der Regeldifferenz  $x_d$  je nach ihrem Wert die Fuzzy-Elemente "Negativ", "Null" oder "Positiv" zugeordnet. Ist zum Beispiel die Regeldifferenz  $x_d = -0.4$ , so wird der Wert der zugehörigen Fuzzy-Variablen durch das Fuzzy-Element "Null" mit einer Zugehörigkeit  $\mu_{x_d}(Null) = 0.2$  und das Fuzzy-Element "Negativ" mit einer Zugehörigkeit  $\mu_{x_d}(Negativ) = 0.8$  angegeben.

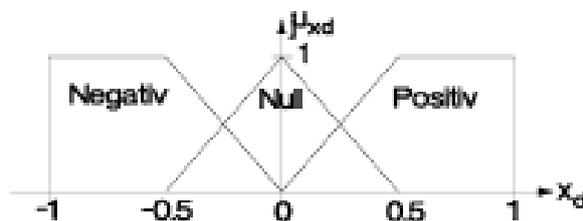


Abb. 4.1: Zuordnung einer Fuzzy-Variablen mit drei Elementen und entsprechenden Zugehörigkeitsfunktionen zur stetigen Größe Regeldifferenz  $x_d$

Die mengentheoretischen Grundlagen der Verknüpfung verschiedener Fuzzy-Variablen wurden von Zadeh [12] entworfen. Hierbei stellen die Booleschen Algebren einen Spezialfall der Fuzzy-Logik dar.

Mamdani verwendete die Fuzzy-Logik zum ersten Mal auch für Regelungsaufgaben [14]. Der Reglerentwurf nach Mamdani ist in Abb.4.2 als Blockschaltbild dargestellt.

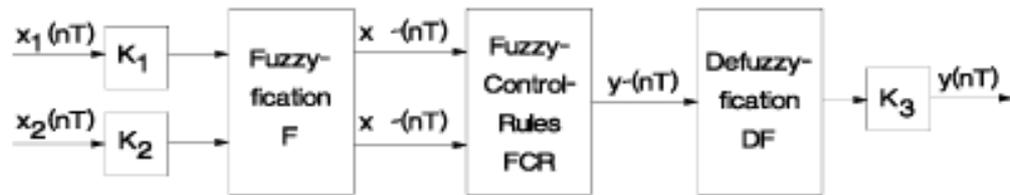


Abb. 4.2: Fuzzy-Regelungskonzept nach Mamdani

In der Fuzzyfication werden, wie in Abb.4.1 bereits beispielhaft dargestellt, die mit  $K_1$  bzw.  $K_2$  gewichteten Werte  $x_1(nT)$  bzw.  $x_2(nT)$  von zwei Reglereingangsgrößen in den Zeitpunkten  $t=nT$  in Fuzzy-Variable  $x_1 \sim(nT)$  bzw.  $x_2 \sim(nT)$  umgewandelt. Die Zuordnung der Elemente der Fuzzy-Variablen der Eingangsgrößen zu den Elementen der Fuzzy-Variablen  $y \sim(nT)$  der Ausgangsgröße erfolgt in den Fuzzy-Control-Rules. Diese Zuordnung erfolgt in den meisten Fällen in Form von Regeln, zum Beispiel *Wenn* Element der Eingangsgröße 1 Null *und* Element der Eingangsgröße 2 Negativ *dann* Element der Ausgangsgröße Positiv. Hierdurch hat man bei diesem Teil des Fuzzy-Reglers nun die Möglichkeit, gezielt das Wissen über die zu regelnde Strecke in den Regelalgorithmus mit einzubeziehen. Zuletzt wird in der Defuzzyfication aus dem jeweiligen "Wert" der Fuzzy-Variablen der Ausgangsgröße, der durch bestimmte Elemente und bestimmte Zugehörigkeiten zu diesen Elementen gegeben ist, über eine mathematische Verknüpfung, zum Beispiel eine Schwerpunktsbestimmung, ein Wert für die stetige Ausgangsgröße  $y(nT)$  gebildet.

Dieses Konzept kann auch auf der übergeordneten Betriebsführungsebene angewendet werden, da gerade bei Betriebsführungsstrategien das Wissen eines Experten eine überaus wichtige Rolle spielt und die Fuzzy-Logik sich zur Beschreibung der menschlichen Wissensverarbeitung eignet [13].

## 5.2 Einsatz der Fuzzy-Logik bei der Betriebsführung

Zur Betriebsführung komplexer Prozesse, zu denen auch ein Wind-Diesel-System zählt, werden immer mehr regelbasierte Systeme eingesetzt, wie sie allgemein in Abb.4.3 dargestellt sind [15].

Im Programmteil "Prozeßzuordnung" werden die Meßgrößen in eine bestimmte Form gebracht, die von der Regelverarbeitung interpretiert werden kann. Diese Form besteht beim vorgestellten Konzept aus Fuzzy-Elementen und deren Zugehörigkeiten, wie sie in Abschnitt 4.1 erläutert wurde, unabhängig davon, ob es sich um kontinuierliche Meßgrößen oder um Schaltzustände handelt. Ferner werden aus den Eingangsgrößen zusätzliche Zwischengrößen berechnet, die für die Auswertung des Prozeßzustandes von Bedeutung sind. Die Regelverarbeitung verknüpft nun die so aufbereiteten Eingangsgrößen sowie die berechneten und aufbereiteten Zwischengrößen miteinander zu den Ausgangsgrößen, wobei die auszuführenden Regeln aus der Regelbasis geholt werden. Die Ausgangsgrößen werden zum Schluß in der Prozeßzuordnung wieder so aufbereitet, daß sie als Stellsignale auf den Prozeß gegeben werden können. Hierbei werden für die Generierung der kontinuierlichen Stellgrößen die üblichen Verfahren der Defuzzyfication verwendet. Für die Schaltvariablen werden spezielle Verfahren angewendet, mit denen es möglich ist, über die Fuzzy-Variablen eine Konfliktbehandlung bei sich ausschließenden Schaltvorgängen durchzuführen.

In der Regelbasis ist also das gesamte Wissen über die Betriebsführung in Form von Regeln gespeichert. Dieses Wissen setzt sich zusammen aus den Regeln einer optimierten Betriebsführungsstrategie und den Regeln für die Einhaltung der gesamten Randbedingungen, die zur Aufrechterhaltung einer gesicherten Stromversorgung notwendig sind. Ferner können hier auch Regeln gespeichert sein, die zum Beispiel Unregelmäßigkeiten des Betriebes und damit eventuell verbundene Störungen auswerten und protokollieren. Zur Auswertung, Anzeige und Protokollierung von Störungen sind zusätzlich die Dialog- und die Erklärungskomponente erforderlich (in Abb. 4.3 gestrichelt gezeichnet), die so gestaltet sein müssen, daß sie von der eigentlichen Betriebsführung entkoppelt sind und die deshalb hier nicht näher betrachtet werden müssen. Ebenfalls nicht näher betrachtet wird die Regelgenerierungskomponente, mit der es möglich ist, das

Wissen über den Prozeß in Form von strukturierten Regeln in die Regelbasis zu integrieren.

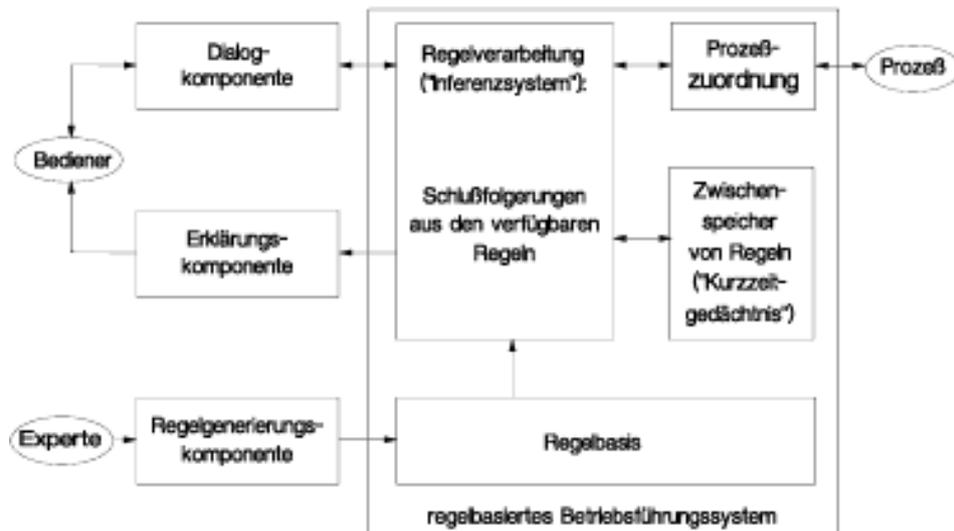


Abb. 4.3: Allgemeines regelbasiertes Betriebführungssystem

Für die folgenden Simulationen wurden als Eingangsgrößen die Schaltzustände und Leistungsverläufe der einzelnen Anlagen sowie der Ladezustand des Rotationsspeichers berücksichtigt. Hieraus wurden zusätzliche Zwischengrößen, zum Beispiel die Änderungen der Leistungsverläufe oder des Energieinhaltes des Rotationsspeichers, gebildet. Die Anzahl der Fuzzy-Elemente für jede Eingangs- bzw. Zwischengröße schwankt zwischen zwei und sieben. Die Regelbasis besteht momentan aus 65 Regeln. Als Stellsignale dienen die Schalter für den Dieselgenerator und die Belastungswiderstände sowie die Sollwertvorgaben dieser beiden Anlagen. Die Sollwertvorgaben erfolgen in der Weise, daß die Stromversorgung der Verbraucher gesichert ist und daß außerdem die Rotationsspeicher in zweckmäßiger Weise aufgeladen oder entladen werden.

## 6. Simulationsergebnisse

Um die Auswirkungen der Anzahl der Rotationsspeicher bzw. des Maximalwertes der Kapazität des Energiespeichers auf verschiedene relevante Parameter zu untersuchen, wurden Simulationen des Wind-Diesel-Systems mit unterschiedlichen Speichergrößen durchgeführt. Die Untersuchungen erfolgten jeweils für den Zeitraum von einer Woche, wobei für jede Speichergröße zwei unterschiedliche Windverläufe simuliert wurden, und zwar ein

Schwachwindverlauf mit einem Wochenmittelwert von ca. 5m/s sowie ein Starkwindverlauf mit einem Wochenmittelwert von ca. 9.5 m/s. Der Mittelwert der elektrischen Last beträgt ca. 41 kW, ihr Maximalwert 60 kW. Als Windkraftanlage wurde eine Anlage mit einer Nennleistung von 80 kW bei einer Windgeschwindigkeit von 12 m/s gewählt. Der Dieselgenerator hatte eine Nennleistung von 60 kW. Als größte Leistungsaufnahme der Belastungswiderstände wurden 80 kW, als zu- oder abschaltbare Stufen jeweils 1 kW angenommen.

Ein Rotationsspeicher kann die maximale Last von 60 kW 30 Sekunden lang aufnehmen beziehungsweise abgeben. Daraus ergibt sich für einen Rotationsspeicher eine maximale Speicherenergie von 1800kWs(=1.8MJ). Die Speichergröße wird in derartigen Systemen auf die maximale Last bezogen, so daß die daraus resultierende Speicherzeit auch bei dem ungünstigsten Lastverlauf mindestens gewährleistet werden kann. Verwendet man im vorliegenden Fall zum Beispiel 4 Rotationsspeicher mit je 1800 kWs speicherbarer Energie, so beträgt die relative Speichergröße:

$$\frac{4 \cdot 1800\text{kWs}}{60\text{kW}} = 120\text{s} = 2\text{min}$$

Abb.5.1 zeigt den Kraftstoffverbrauch in Abhängigkeit von der Speichergröße bezogen auf den Kraftstoffverbrauch eines reinen Dieselsystems. Man sieht hier deutlich, daß der Kraftstoffverbrauch sein Minimum bei wenigen Speicherminuten hat. In der Schwachwindphase ist der Kraftstoffverbrauch des Wind-Dieselsystems bei der günstigsten Speichergröße etwa 30% niedriger als der Kraftstoffverbrauch beim Einsatz eines reinen Dieselsystems. Erheblich niedriger ist der Verbrauch in der Starkwindphase. Hier beträgt der Kraftstoffverbrauch etwa 20% des Verbrauchs eines reinen Dieselsystems. Der Anstieg des Kraftstoffverbrauchs schon nach wenigen Speicherminuten ist auf die spezielle Art des Speichers zurückzuführen, da die laufenden Verluste der Rotationsspeicher durch die Rotation der Schwungmasse und die damit verbundene Reibung nicht vernachlässigbar sind. Die Kurven zeigen aber auch deutlich, daß bei einem entsprechend höheren Anteil an regenerativer Energie die Speichergröße ohne eine

Erhöhung des Kraftstoffverbrauchs bis zu einer relativen Speichergröße von einigen Minuten erhöht werden kann, weil die Verluste der Rotationsspeicher durch die überschüssige Leistung der Windkraftanlage, die diese kostenlos erzeugt, kompensiert werden.

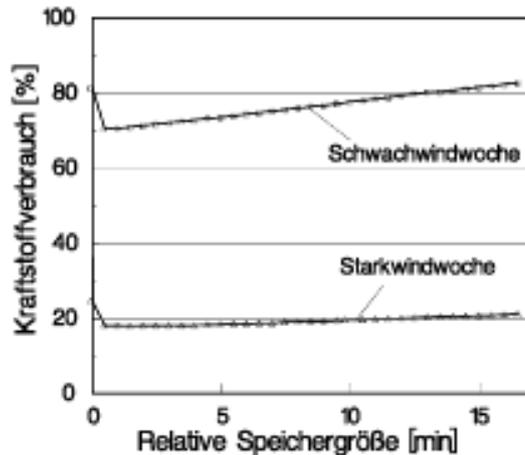


Abb. 5.1: Kraftstoffverbrauch bezogen auf den Kraftstoffverbrauch eines reinen Dieselsystems in Abhängigkeit von der relativen Speichergröße für eine Schwach- und Starkwindwoche

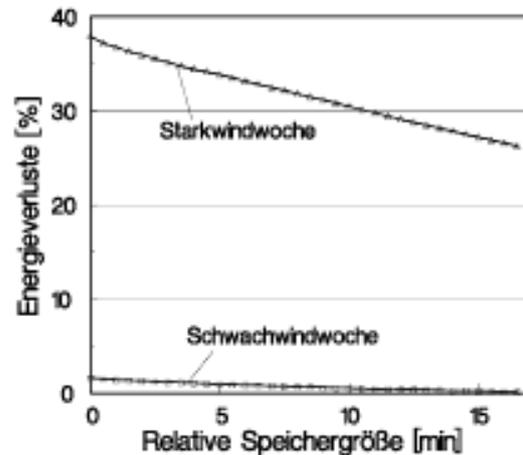


Abb. 5.2: Energieverluste in den Belastungswiderständen in Abhängigkeit von der relativen Speichergröße für eine Schwach und Starkwindwoche

Ergänzend könnte man bei den Simulationen die installierte Leistung der Windkraftanlage variieren. Dann müssten bei den Simulationen aber auch die Investitionskosten für die Windkraftanlage berücksichtigt werden. Dies war unter den bisher den Simulationen zugrunde gelegten Annahmen nicht notwendig.

Abb.5.2 zeigt, daß die Belastungswiderstände in der Schwachwindphase erheblich weniger Energie umwandeln müssen als in der Starkwindphase. Es ist aber auch deutlich zu sehen, daß mit zunehmender Speichergröße die Energieabfuhr durch die Belastungswiderstände geringer wird.

Die Abhängigkeit der Zahl der Einschaltungen (Abb.5.3) sowie der relativen Einschaltzeit des Dieselmotors (Abb.5.4) von der relativen Speichergröße werden, wie zu erwarten war, durch monoton fallende Kurven dargestellt. Den größten Gewinn erhält man bei beiden Größen, wie auch beim Kraftstoffverbrauch, durch den Einsatz der ersten Speicherstufe der relativen Speichergröße 30s. Hinsichtlich

der Kraftstoffeinsparung lohnen sich weitere Speicher nicht. Andererseits kann man die Anzahl der Einschaltungen des Dieselmotors durch Verwendung sehr großer Speicher noch erheblich reduzieren, was man wiederum mit langsam zunehmendem Kraftstoffverbrauch bezahlen muß!

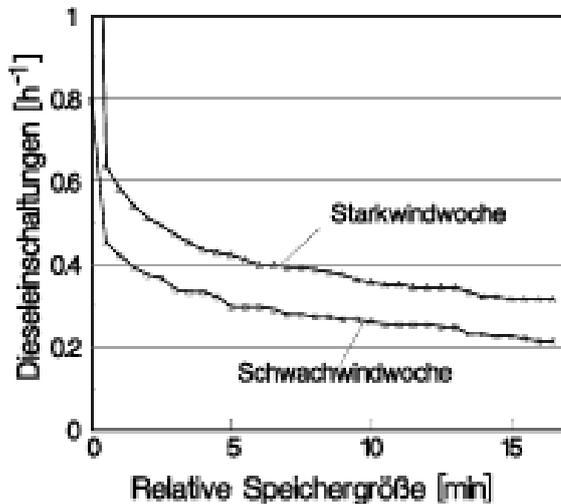


Abb. 5.3: Dieseleinschaltungen pro Stunde in Abhängigkeit von der relativen Speichergröße für eine Schwach- und Starkwindwoche.

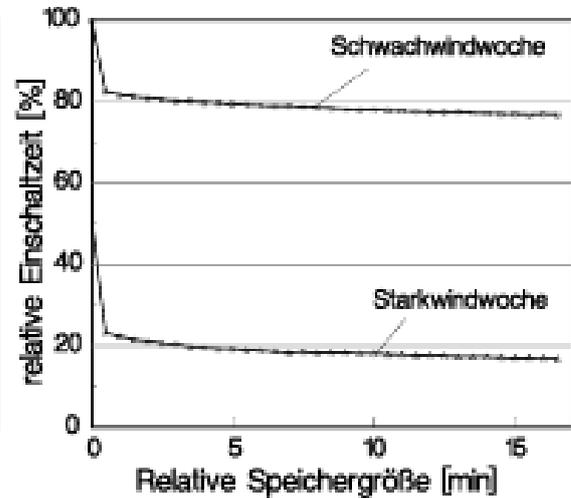


Abb. 5.4: Einschaltzeit bezogen auf den Simulationszeitraum in Abhängigkeit von der relativen Speichergröße für eine Schwach und Starkwindwoche.

## 7. Zusammenfassung

Durch das eingesetzte Betriebsführungskonzept für Wind-Diesel-Systeme mit elektrisch gekoppelten Rotationsspeichern konnte das Versorgungsnetz während des gesamten Simulationszeitraumes im Gleichgewicht gehalten werden, das heißt, die Last konnte zu jedem Zeitpunkt durch die Energieerzeuger sowie die Speicher gedeckt, beziehungsweise die überschüssige Energie durch die Speicher und die Belastungswiderstände aufgenommen werden. Es ist möglich, die Betriebsführung auf recht einfache Weise zu erweitern, da die linguistischen Formulierungen eines Anlagenführers direkt in die Regelbasis der Betriebsführung übertragen werden können. Die hohen Anforderungen, die durch den möglichen Einsatz unterschiedlicher Speichermedien an die Betriebsführung gestellt werden, können mit dem vorgestellten System ebenfalls gelöst werden. Rotationsspeicher eignen sich zum Einsatz in Wind-Diesel-Systemen als Kurzzeitspeicher zur Speicherung

der maximalen Last bis zu einigen Minuten. Trotz dieser zeitlichen Begrenzung ist es möglich, mit ihnen die fluktuierenden Verläufe der Windgeschwindigkeit und der Last in gewissen Grenzen zu glätten. Wenn man hingegen die Rotationsspeicher in Bezug auf die maximale Last sehr groß wählt, so werden ihre Verluste erheblich, wie die durchgeführten Simulationsrechnungen zeigen. Daher soll in weiteren Untersuchungen die Kopplung von Rotationsspeichern mit Batteriespeichern in Wind-Diesel-Systemen simuliert werden, da in einer Kombination der beiden Speicherarten möglicherweise Vorteile liegen.

## **8. Literaturverzeichnis**

1. Saulnier,B., A.O.Barry, B.Dube, R.Reid: Design and development of a Regulation and Control System for the high Penetration No-Storage Wind/Diesel scheme. EWEC 1988. S.530-535.
2. Cramer,G., R.Grebe: Weiterentwicklung des Modularen Systems zur autonomen elektrischen Energieversorgung sowie Auswertung von Betriebserfahrungen. Wind/Diesel/Batteriesystem auf Cape Clear/Irland. Statusbericht 1990, BMFT Forschungsvorhaben 03E-8536-B.
3. Beyer,H.G., T.Degner, H.Gabler, A.Stöcklein: Analyse des Betriebsverhaltens von Wind-Diesel-Systemen mit Kurzzeitspeichern. DEWEK 1992, S.147-151.
4. Infield,D.G.: An Assessment of Flywheel Energy Storage as Applied to Wind/Diesel Systems. Wind Engineering 14 (1990) Nr.2, S.47-61.
5. Bleijs,J.A.M., L.L.Freris, et al.: A wind/diesel system with variable speed flywheel storage. WEC 1992. S.147-151.
6. Knudsen, T.: Evaluation of diesel Start/stop strategies in a wind/diesel system by simulation. WEC 1987, S.187-194.
7. Lukas,P.: Systeme zur Betriebsführung von zusammengesetzten Anlagen auf der Grundlage der Wissensverarbeitung mittels Fuzzy-Konzepten. Tagungsband DFMRS Jahrestagung 9./10.Sept.1993, Bremen. In Vorbereitung.
8. Skarstein,O., U.Kjetil: Design Considerations with respect to Longterm Diesel Saving in Wind/Diesel Plants. BWEA/EWEA/IEE Workshop on Wind-Diesel Systems 1989.
9. Seebode,E.: Windkraftanlagen. Marktübersicht 91/92. Interessenverband Windkraft Binnenland 1991.
10. Reiniger,K., T.Schott, A.Zeidler: Optimization of hybrid stand-alone systems. EWEC 1986, S.275-279.
11. Knudsen,T.: A Stochastic Wind Model Covering Periods Ranging from a Fortnight to a Second. Wind Engineering Vol.14 (1990) No.6, S.387-404.
12. Zadeh,L.A.: Fuzzy sets. Information and Control 8 (1965), S.338-353.

13. Schöne,A., P.Lukas: Zur Anwendung der Fuzzy-Logik bei der Simulation der Wissenverarbeitung. Informatik-Bericht 92/6 Fortschritte der Simulation in Medizin, Biologie und Ökologie, S.2-22.

14. Mamdani,E.H., S.Assilian: An experiment in linguistic synthesis with a fuzzy logic controller. Int.J.Man-Mach. Studies Vol.7, No.1, S.1-13, 1975.

15. Fittler,H.: Anwendung von Expertensystemen in der Prozeßautomation. Automatisierungstechnische Praxis 33 (1991) 4, S.199-205.

16. Lukas, Peter; Schöne, Armin, Institut für Meß-, Regelungs- und Systemtechnik, Universität Bremen

[http://www.dewi.de/dewi\\_res/fileadmin/pdf/publications/Magazin\\_03/06.pdf](http://www.dewi.de/dewi_res/fileadmin/pdf/publications/Magazin_03/06.pdf)