

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

---

Энергетический институт  
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
Кафедра Электрических сетей и электротехники

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Исследование режимов работы электрической сети нефтяного месторождения</b>

УДК 621.311.1:622.276(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АЗГ	Рыжаков Максим Витальевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭСиЭ	Бацев Александр Андреевич			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Потехина Нина Васильевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Извеков Владимир Николаевич	к.т.н., доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭСиЭ	Прохоров Антон Викторович	к.т.н.		

Томск – 2017 г.



<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><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>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Анализ литературных источников по теме исследования;</li> <li>2. Описание объектов, цели и постановка задач исследования;</li> <li>3. Моделирование элементов электрической сети с помощью ПК RastrWin3 и Mustang</li> <li>4. Исследование установившегося режима работы электрической сети;</li> <li>5. Исследование ремонтного режима работы электрической сети;</li> <li>6. Расчет и анализ процесса самозапуска двигателей;</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Принципиальная схема энергосистемы Тагульского месторождения 110/35 кВ</p>

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Извеков Владимир Николаевич</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Потехина Нина Васильевна</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>06.02.2017</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Ассистент кафедры ЭСиЭ</p>	<p>Бацев Александр Андреевич</p>			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>5А3Г</p>	<p>Рыжаков Максим Витальевич</p>		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5А3Г	Рыжакову Максиму Витальевичу

<b>Институт</b>	<b>Энергетический</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Электрических сетей и электротехники</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Бакалавр</b>	<b>Направление/специальность</b>	<b>13.03.02 Электроэнергетика и электротехника</b>

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов принимается средней по г. Томску. Оклад руководителя – 26300 руб. Оклад инженера – 17000 руб.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизации – 33,3%</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления по страховым взносам составляют 27,1% от ФОТ</i>

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

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Анализ конкурентных технических решений</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Формирование плана и графика разработки: - определение структуры работ; - определение трудоемкости работ; - разработка линейного графика. Формирование бюджета затрат на научное исследование и оценка научного уровня разработки</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Определение ресурсоэффективности исследования</i>

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

1. SWOT-анализ
2. График Ганта
3. Бюджет затрат научного исследования

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ст. преподаватель	Потехина Н.В.			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5А3Г	Рыжаков Максим Витальевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Г	Рыжакову Максиму Витальевичу

Институт	Энергетический	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект раздела: характеристика работ, операций, оборудования, условий выполнения рассматриваемого техпроцесса.</p> <p>Обеспечение безопасности для выявленных опасных факторов: нормативные требования, которым удовлетворяет принятое к использованию оборудование и инструмент. Технические устройства обеспечения этих требований, ссылки на НТД.</p>
--	---

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения</p>	<p>В соответствии с нормативно-технической документацией рассмотреть перечень опасных и вредных факторов:</p> <p>Шум; электромагнитное излучение; микроклимат; освещение; опасность поражения электрическим током.</p>
<b>2. Экологическая безопасность:</b>	Степень воздействия на окружающую среду
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Поведение объектов исследования при чрезвычайных ситуациях и меры, необходимые для повышения устойчивости при чрезвычайных ситуациях.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	Организация рабочего места, ссылки на правовые нормы и нормы организационной защиты

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Извеков В.Н.	к.т.н., доцент		

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Г	Рыжаков Максим Витальевич		

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

Институт Энергетический  
 Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
 Уровень образования Бакалавр  
 Кафедра Электрических сетей и электротехники  
 Период выполнения весенний семестр 2016 /2017 учебного года

Форма представления работы:

<b>бакалаврская работа</b>
----------------------------

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.02.2017	<i>Анализ литературы, описание объектов, цели и постановка задач исследования.</i>	5
24.02.2017	<i>Создание базовой расчетной модели</i>	10
03.03.2017	<i>Исследование установившегося режима работы электрической сети</i>	15
30.03.2017	<i>Исследование ремонтного режима работы электрической сети</i>	15
11.04.2017	<i>Исследование пропускной способности ВЛЭП Полярная-Тагул</i>	10
18.04.2017	<i>Исследование устойчивости двигательной нагрузки</i>	10
28.04.2017	<i>Расчет и анализ процесса самозапуска двигательной нагрузки</i>	15
20.05.2017	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</i>	10
30.05.2017	<i>Социальная ответственность.</i>	10
<i>Итого</i>		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭСиЭ	Бацев Александр Андреевич			

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭСиЭ	Прохоров Антон Викторович	к.т.н.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 5 глав, изложенных на 106 с., содержит 20 рисунков, 27 таблиц, 22 литературных источника, 5 приложения.

Ключевые слова: установившийся режим, аварийный режим, ремонтный режим, максимально-допустимый переток, запас статической устойчивости, самозапуск, короткое замыкание, автоматика повторного включения.

Объектом исследования является электрическая сеть 110/35 кВ Тагульского месторождения.

Цель работ: в связи с вводом новых кустовых площадок и увеличением добычи нефти и газа на Тагульском месторождении произвести расчет режимов работы электрической сети.

В процессе исследования проводились: создание базовой расчетной модели в программном комплексе RastrWin3; расчет и анализ установившегося и ремонтных режимов; исследование пропускной способности воздушной линии электропередач; анализ двигательной нагрузки; анализ и расчет самозапуска электродвигателей.

В результате исследования: рассчитан установившийся и ремонтные режимы; даны рекомендации для предотвращения последствий вывода оборудования в ремонт; произведен расчет коэффициента запаса статической устойчивости; произведен расчет самозапуска электродвигателей.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью: MS Word 2010, программный комплекс RastrWin3, Mustang, MS Visio.

## Список сокращений

ЕЭС – единая энергосистема

ВЛ – воздушная линия

АПВ – автоматическое повторное включение

АВР – автоматический ввод резерва

ОАО – открытое акционерное общество

ЗАО – закрытое акционерное общество

КЛ – кабельная линия

ВЛЭП – воздушная линия электропередач

ГТЭС – газотурбинная электростанция

ГТУ – газотурбинная установка

ПС - подстанция

МДП – максимально-допустимый переток

ПК – программный комплекс

СД – синхронный двигатель

АД – асинхронный двигатель

КЗ – короткое замыкание



## Термины и определения

Энергорайон – совокупность объектов энергосистемы, расположенных на части обслуживаемой ею территории [1]

Холодный резерв – суммарная располагаемая мощность выведенных из работы агрегатов электростанций, обеспеченных топливом и готовых к пуску [1]

Установившейся режим – режим работы энергосистемы, при котором параметры режима могут приниматься неизменными [1]

Нормальный режим – режим при котором все потребители снабжаются электрической энергией в соответствии с договорами и диспетчерскими графиками, а технические параметры находятся в пределах длительно-допустимых значениях, имеются резервы мощности и топлива.

Ремонтный режим – режим, отличающийся от нормального тем, что из-за отключенного состояния одного или нескольких элементов уменьшен максимально допустимый переток в каком либо сечении.

Аварийный режим – режим с параметрами выходящими за пределы регламентов; возникновение режима и длительное его существование представляет угрозу для жизни людей, а повреждение электрического оборудования ведут к ограничению подачи энергии в значительном объеме. [1]

Запас статической устойчивости энергосистемы – показатель, количественно характеризующий статическую устойчивость данного режима энергосистемы в сравнение с предельным по устойчивости режимом. [1]

## Оглавление

Список сокращений .....	10
Термины и определения .....	11
Введение.....	15
1. ОПИСАНИЕ ИССЛЕДУЕМОГО ЭНЕРГОРАЙОНА. СБОР ИСХОДНЫХ ДАННЫХ.....	17
1.1. Климатическая характеристика района строительства линейного объекта.....	17
1.2. Географическая характеристика района строительства линейного объекта.....	17
1.3. Существующее состояние электрических сетей 35 – 110 кВ рассматриваемой энергосистемы .....	18
1.4. Техническое описание схемы.....	18
2. РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШЕГОСЯ И РЕМОНТНЫХ РЕЖИМОВ.....	28
2.1. Создание базовой расчетной модели .....	28
2.2. Расчет и анализ установившегося режима .....	30
2.3. Расчет и анализ ремонтного режима.....	33
2.4. Исследование пропускной способности ВЛЭП.....	38
2.4.1. Понятие о статической устойчивости энергосистемы.....	38
2.4.2. Траектория утяжеления и утяжеление режима.....	38
2.4.3. Исследование пропускной способности ВЛЭП Полярная – Тагул .....	39
3. УСТОЙЧИВОСТЬ ДВИГАТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКИ.....	44
3.1. Статическая устойчивость нагрузки.....	44
3.1.1. Синхронный двигатель.....	45
3.1.2. Асинхронный двигатель.....	46

3.2.	Динамическая устойчивость нагрузки.....	48
3.2.1.	Синхронный двигатель.....	49
3.2.2.	Асинхронный двигатель.....	50
3.3.	Расчет и анализ процесса самозапуска двигательной нагрузки.....	51
3.3.1.	Понятие самозапуска.....	52
3.3.2.	Процессы, происходящие при самозапуске.....	53
3.3.3.	Условия самозапуска.....	54
3.3.4.	Расчет и анализ полученных результатов.....	55
4.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	60
4.1.	Оценка потенциала и перспективности проведения научного исследования.....	60
4.2.	Планирование научно-исследовательских работ.....	63
4.2.1.	Структура работ в рамках научного исследования.....	63
4.2.2.	Определение трудоемкости выполнения работ.....	65
4.2.3.	Разработка графика проведения научного исследования.....	66
4.3.	Бюджет научно-технического исследования.....	69
4.4.	Определение ресурсной эффективности исследования.....	74
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	76
5.1.	Производственная безопасность.....	77
5.1.1.	Микроклимат.....	78
5.1.2.	Освещение.....	81
5.1.3.	Акустический шум.....	84
5.1.4.	Электромагнитное поле.....	86
5.1.5.	Поражение электрическим током.....	88

5.2. Экологическая безопасность .....	90
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	92
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	97
5.5. Общие требования безопасности .....	99
5.6. Организация рабочего места.....	101
Заключение .....	104
Список используемой литературы .....	106
Приложение А .....	108
Приложение Б.....	109
Приложение В.....	110

## Введение

В соответствии с требованиями технических регламентов о надежности электроснабжения и бесперебойной генерации, передачи и распределения электрической энергии, производится расчет режимов электроэнергетических систем. Это позволяет обеспечить надежное электроснабжение потребителя и качество электроэнергии. Планирование и расчет электроэнергетических режимов работы энергообъектов и энергосистем позволяет обеспечить надежное функционирование ЕЭС России.

Повышение надежности электроснабжения происходит благодаря своевременному устранению неисправностей, как в системе генерации, так и в системе передачи и распределения электроэнергии. В соответствии с этим постоянно происходит мониторинг передаваемой энергии по воздушным линиям. Перетоки мощностей не должны превышать максимально допустимые значения пропускных способностей ВЛ.

На нефтегазодобывающем предприятии большую роль играет двигательная нагрузка, перерыв в электроснабжении которой может привести как к расстройству сложного технологического процесса, так и к массовому недоотпуску продукции. Такие электроприемники относятся к потребителям I и II категории надежности.

При работе устройств АПВ и АВР возникает условие, когда после кратковременного перерыва питания затормозившиеся двигатели одновременно подключаются к источнику питания. В таком случае происходит увеличение тока, значительно больше нормального. Это ведет к понижению напряжения в сети. В таком случае, двигатели при больших возмущениях оказывают влияние не только на режим работы ЭС, но и на функционирование внешней электрической сети, питающей нагрузки.

В связи с вводом новых кустовых площадок и увеличением добычи нефти и газа на Тагульском месторождении, целью данной выпускной квалификационной работы является:

- расчет электроэнергетических режимов работы сети электроснабжения;

- исследование пропускной способности ВЛЭП 110 кВ Полярная – Тагул;
- исследование устойчивости двигательной нагрузки.

В данной работе для решения таких задач будет использоваться программно-вычислительный комплекс RastrWin3. Программа предназначена для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. Для моделирования элементов электрической сети, создания сценария событий при самозапуске двигательной нагрузки будет использоваться ПК Mustang.

# **1. ОПИСАНИЕ ИССЛЕДУЕМОГО ЭНЕРГОРАЙОНА. СБОР ИСХОДНЫХ ДАННЫХ**

## **1.1. Климатическая характеристика района строительства линейного объекта**

Туруханский район, расположенный в Красноярском крае, отличается резко-континентальным климатом, с сильными колебаниями температур воздуха в течение года. Наиболее теплым месяцем является июль ( $16,5^{\circ}\text{C}$ ), а холодным - январь ( $-25,4^{\circ}\text{C}$ ). Абсолютная максимальная температура воздуха  $35^{\circ}\text{C}$ . Абсолютная минимальная температура воздуха  $-57^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовая температура, наблюдаемая на территории  $-5,9^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовая отрицательная температура и низкие температуры обуславливают широкое распространение вечной мерзлоты, мощность которой в этом районе достигает 50-200 м. Местность приравнивается к районам крайнего севера.

Количество осадков в зимний период – 149 мм, в летний период – 449 мм. Нормативное ветровое давление  $W_0$ , соответствующее 10-минутному интервалу осреднения скорости ветра ( $v_0$ ), на высоте 10 м над поверхностью земли, согласно табл. 2.5.1 [1, стр. 82] составляет 800 Па, что в перерасчете дает скорость ветра 36,2 м/с, в соответствии с картой районирования территории России по ветровому давлению. Преобладающее направление ветра за декабрь - февраль восточное. Согласно СНиП 2.01.07-85 район строительства энергосети относится к: V снеговому району, II району по гололеду и к IV району по ветровой нагрузке. Согласно СНиП 23.01.99 район относится к климатическому подрайону для строительства – 1Б.

## **1.2. Географическая характеристика района строительства линейного объекта**

Туруханский район является административно-территориальной единицей и муниципальным образованием в северо-западной части Красноярского края России. Преобладают мерзлотно-таежные и горно-тундровые почвы. Леса покрывают значительную часть территории. Более

половины лесов края приходится на лиственницу, ель, пихту и на сибирский кедр. Гидрографическая сеть проектируемого энергорайона представлена: р. Енисей, р. Турухана.

### **1.3. Существующее состояние электрических сетей 35 – 110 кВ рассматриваемой энергосистемы**

На данный момент ЗАО “Ванкорнефть” произвело комплексные работы по присоединению изолированного Ванкорского энергорайона к Единой национальной энергетической сети (ЕНЭС). Это позволяет значительно повысить надежность снабжения электроэнергией производственные объекты. К тому же реализован первый этап технологического присоединения к электрическим сетям ОАО “ФСК ЕЭС” на уровне напряжения 110 кВ с обеспечением подключения дополнительных электрических нагрузок до 60 МВт.

Проектируемый энергорайон планируется обеспечить электроэнергией, благодаря новой газотурбинной электростанцией – ГТЭС Полярная, мощностью 150 МВт.

### **1.4. Техническое описание схемы.**

Для передачи электроэнергии к кустовым площадкам, с учетом дальнейшего перспективного развития Тагульского нефтяного месторождения, принимается к установке на ГТЭС Полярная две газотурбинные установки, общей мощностью 150 МВт, однако одна из установок находится в холодном резерве. На электростанции располагаются два повышающих трансформатора 10/110 кВ.

Передача электроэнергии производится по ВЛ 110 кВ на понижающий трехобмоточный трансформатор 100/35/10 кВ. Выход с ПС предусматривается двухцепной ВЛ 35 кВ к установкам понижающих подстанций 35/10 кВ и 35/6 кВ, от которых осуществляется вывод и распределение электрической энергии по ВЛ или КЛ, где это более целесообразно, к кустам и прочим перспективным объектам.



Параметры ВЛ и оборудования на подстанциях представлены в табл. 1.1 – 1.5. Принципиальная схема сети электроснабжения представлена в Приложении А.

Таблица 1.1 – Параметры трехобмоточных трансформаторов

Подстанция	Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 35 и 110 кВ																	
	Тип	Sном, МВА	Каталожные данные									Расчетные данные						
			Uном, обмоток, кВ			ук, %			ΔРк, кВт	ΔРх, кВт	Iх, %	Rт, Ом			Xт, Ом			Qх, квар
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
110/35/10 Тагул	ТДТН- 63000/110	63	115	11	6,6	10,5	17	6,5	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441

Таблица 1.2 – Параметры двухобмоточных трансформаторов

Подстанция	Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ											
	Тип	Sном, МВА	Регулирование напряжения	Каталожные данные						Расчетные данные		
				Uном, обмоток, кВ		ук, %	ΔРк, кВт	ΔРх, кВт	Iх, %	Rт, Ом	Xт, Ом	Qх, квар
				ВН	НН							
Полярная ГТЭС	ТДЦ- 125000/110	125	±2х2,5%	121	10,5	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ПС 35 кВ УПН	ТДНС- 16000/35	16	±8х1,5%	36,75	6,3-6,3 10,5-10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88
ПС 35 кВ Куст №20	ТМН-2500/35	2,5	±6х1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	6,7	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5
ПС 35 кВ Куст №14	ТМН-2500/35	2,5	±6х1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	6,7	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5
ПС 35 кВ Куст №11	ТДНС- 10000/35	10	±8х1,5%	36,75	6,3	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ПС 35 кВ Куст №18	ТМН-6300/35	6,3	±6х1,5%	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ПС 35 кВ Куст №3	ТДНС- 10000/35	10	±8х1,5%	36,75	6,3	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ПС 35 кВ Куст №5	ТМН-6300/35	6,3	±6х1,5%	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ПС 35 кВ Куст №12	ТДНС- 10000/35	10	±8х1,5%	36,75	6,3	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60

Подстанция	Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ											
	Тип	Sном, МВА	Регулирование напряжения	Каталожные данные						Расчетные данные		
				Uном, обмоток, кВ		ик, %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	Ix, %	Rт, Ом	Xт, Ом	Qх, квар
ВН	НН											
ПС 35 кВ Куст №17	ТДНС-10000/35	10	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	6,3	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ПС 35 кВ Куст №24	ТДНС-10000/35	10	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	6,3	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ПС 35 кВ Куст №30	ТМН-6300/35	6,3	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ПС 35 кВ ОБП	ТДНС-10000/35	10	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	6,3	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ПС 35 кВ БКНС	ТДНС-16000/35	16	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	6,3-6,3 10,5-10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88

Таблица 1.3 – Параметры ВЛЭП 110 кВ

Название	Тип и длина	$U_{ном}$	$r_0$	$x_0$	$b_0$	$Z_l$	$B_l$
		кВ	Ом/км	Ом/км	мкСм/км	Ом	мкСм
ВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС – ПС 110 кВ Тагул N 1	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=72 км	110	0,118	0,405	2,808	8,5+j29,16	-202.2
ВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС – ПС 110 кВ Тагул N 2	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=72 км	110	0,118	0,405	2,808	8,5+j29,16	-202.2

Таблица 1.4 – Параметры ВЛЭП 35 кВ

Название	Тип и длина	$U_{ном}$	$r_0$	$x_0$	$b_0$	$\underline{Z}_л$	$B_л$
		кВ	Ом/км	Ом/км	мкСм/км	Ом	мкСм
ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Тагул – ПС 35 кВ УПН N 1	АС 120/19 мм <sup>2</sup> L=1,918 км	35	0,244	0,414	2,744	0,47+j0,79	-5,3
ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Тагул – ПС 35 кВ УПН N 2	АС 120/19 мм <sup>2</sup> L=1,918 км	35	0,244	0,414	2,744	0,47+j0,79	-5,3
ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Тагул – Опора №1 N 1	АС 120/19 мм <sup>2</sup> L=5,119 км	35	0,244	0,414	2,744	1,25+j2,12	-14,0
ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Тагул – Опора №1 N 2	АС 120/19 мм <sup>2</sup> L=5,119 км	35	0,244	0,414	2,744	1,25+j2,12	-14,0
ВЛ 35 кВ Опора №1 – ПС 1 кВ Куст №11 N 1	АС 120/19 мм <sup>2</sup> L=2,753 км	35	0,244	0,414	2,744	0,67+j1,14	-7,6
ВЛ 35 кВ Опора №1 – ПС 1 кВ Куст №11 N 2	АС 120/19 мм <sup>2</sup> L=2,753 км	35	0,244	0,414	2,744	0,67+j1,14	-7,6
ВЛ 35 кВ Опора №1 – Опора №2 N 1	АС 120/19 мм <sup>2</sup> L=2,751 км	35	0,244	0,414	2,744	0,67+j1,14	-7,5
ВЛ 35 кВ Опора №1 – Опора №2 N 2	АС 120/19 мм <sup>2</sup> L=2,751 км	35	0,244	0,414	2,744	0,67+j1,14	-7,5
ВЛ 35 кВ Опора №2 – ПС 35 кВ Куст №20 N 1	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=0,902 км	35	0,121	0,392	2,904	0,11+j0,35	-2,6
ВЛ 35 кВ Опора №2 – ПС 35 кВ Куст №20 N 2	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=0,902 км	35	0,121	0,392	2,904	0,11+j0,35	-2,6

Продолжение таблицы 1.4

Название	Тип и длина	$U_{ном}$	$r_0$	$x_0$	$b_0$	$\underline{Z}_л$	$B_л$
		кВ	Ом/км	Ом/км	мкСм/км	Ом	мкСм
ВЛ 35 кВ Опора №2 – ПС 35 кВ Куст №14 N 1	АС 120/19 мм <sup>2</sup> $L=0,115$ км	35	0,244	0,414	2,744	0,03+j0,05	-0,3
ВЛ 35 кВ Опора №2 – ПС 35 кВ Куст №14 N 2	АС 120/19 мм <sup>2</sup> $L=0,115$ км	35	0,244	0,414	2,744	0,03+j0,05	-0,3
ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Тагул – Опора №3 N 1	АС 120/19 мм <sup>2</sup> $L=1,850$ км	35	0,244	0,414	2,744	0,45+j0,76	-5,1
ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Тагул – Опора №3 N 2	АС 120/19 мм <sup>2</sup> $L=1,850$ км	35	0,244	0,414	2,744	0,45+j0,76	-5,1
ВЛ 35 кВ Опора №3 – ПС 35 кВ Куст №18 N 1	АС 120/19 мм <sup>2</sup> $L=0,068$ км	35	0,244	0,414	2,744	0,02+j0,03	-0,2
ВЛ 35 кВ Опора №3 – ПС 35 кВ Куст №18 N 2	АС 120/19 мм <sup>2</sup> $L=0,068$ км	35	0,244	0,414	2,744	0,02+j0,03	-0,2
ВЛ 35 кВ Опора №3 – Опора №4 N 1	АС 120/19 мм <sup>2</sup> $L=1,401$ км	35	0,244	0,414	2,744	0,34+j0,85	-3,8
ВЛ 35 кВ Опора №3 – Опора №4 N 2	АС 120/19 мм <sup>2</sup> $L=1,401$ км	35	0,244	0,414	2,744	0,34+j0,85	-3,8
ВЛ 35 кВ Опора №4 – ПС 35 кВ Куст №3 N 1	АС 120/19 мм <sup>2</sup> $L=0,090$ км	35	0,244	0,414	2,744	0,02+j0,03	-0,2
ВЛ 35 кВ Опора №4 – ПС 35 кВ Куст №3 N 2	АС 120/19 мм <sup>2</sup> $L=0,090$ км	35	0,244	0,414	2,744	0,02+j0,03	-0,2

Продолжение таблицы 1.4

Название	Тип и длина	$U_{ном}$	$r_0$	$x_0$	$b_0$	$\underline{Z}_л$	$B_л$
		кВ	Ом/км	Ом/км	мкСм/км	Ом	мкСм
ВЛ 35 кВ Опора №4 – ПС 35 кВ Куст №5 N 1	АС 120/19 мм <sup>2</sup> L=1,952 км	35	0,244	0,414	2,744	0,48+j0,81	-5,4
ВЛ 35 кВ Опора №4 – ПС 35 кВ Куст №5 N 2	АС 120/19 мм <sup>2</sup> L=1,952 км	35	0,244	0,414	2,744	0,48+j0,81	-5,4
ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Тагул – Опора №5 N 1	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=1,349 км	35	0,121	0,392	2,904	0,33+j0,53	-3,7
ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Тагул – Опора №5 N 2	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=1,349 км	35	0,121	0,392	2,904	0,33+j0,53	-3,7
ВЛ 35 кВ Опора №5 – ПС 35 кВ Куст №12 N 1	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=2,925 км	35	0,121	0,392	2,904	0,35+j1,14	-8,5
ВЛ 35 кВ Опора №5 – ПС 35 кВ Куст №12 N 2	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=2,925 км	35	0,121	0,392	2,904	0,35+j1,14	-8,5
ВЛ 35 кВ Опора №5 – Опора №6 N 1	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=4,875 км	35	0,121	0,392	2,904	0,59+j1,91	-14,2
ВЛ 35 кВ Опора №5 – Опора №6 N 2	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=4,875 км	35	0,121	0,392	2,904	0,59+j1,91	-14,2
ВЛ 35 кВ Опора №5 – ПС 35 кВ Куст №17 N 1	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=1,953 км	35	0,121	0,392	2,904	0,24+j0,76	-5,7
ВЛ 35 кВ Опора №5 – ПС 35 кВ Куст №17 N 2	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=1,953 км	35	0,121	0,392	2,904	0,24+j0,76	-5,7

Продолжение таблицы 1.4

Название	Тип и длина	$U_{ном}$	$r_0$	$x_0$	$b_0$	$\underline{Z}_л$	$B_л$
		кВ	Ом/км	Ом/км	мкСм/км	Ом	мкСм
ВЛ 35 кВ Опора №6 – Опора №7 N 1	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=1,953 км	35	0,121	0,392	2,904	0,44+j1,42	-10,5
ВЛ 35 кВ Опора №6 – Опора №7 N 2	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=1,953 км	35	0,121	0,392	2,904	0,44+j1,42	-10,5
ВЛ 35 кВ Опора №7 – ПС 35 кВ Куст №24 N 1	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=0,709 км	35	0,121	0,392	2,904	0,08+j0,28	-2,1
ВЛ 35 кВ Опора №7 – ПС 35 кВ Куст №24 N 2	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=0,709 км	35	0,121	0,392	2,904	0,08+j0,28	-2,1
ВЛ 35 кВ Опора №7 – ПС 35 кВ Куст №30 N 1	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=4,968 км	35	0,121	0,392	2,904	0,60+j1,95	-14,4
ВЛ 35 кВ Опора №7 – ПС 35 кВ Куст №30 N 2	АС 240/32 мм <sup>2</sup> L=4,968 км	35	0,121	0,392	2,904	0,60+j1,95	-14,4
ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Тагул – Опора №8 N 1	АС 120/19 мм <sup>2</sup> L=3,356 км	35	0,244	0,414	2,744	0,82+j1,39	-9,2
ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Тагул – Опора №8 N 2	АС 120/19 мм <sup>2</sup> L=3,356 км	35	0,244	0,414	2,744	0,82+j1,39	-9,2
ВЛ 35 кВ Опора №8 – ПС 35 кВ ОБП N 1	АС 120/19 мм <sup>2</sup> L=1,333 км	35	0,244	0,414	2,744	0,32+j0,55	-3,7
ВЛ 35 кВ Опора №8 – ПС 35 кВ ОБП N 2	АС 120/19 мм <sup>2</sup> L=1,333 км	35	0,244	0,414	2,744	0,32+j0,55	-3,7

Продолжение таблицы 1.4

Название	Тип и длина	$U_{ном}$	$r_0$	$x_0$	$b_0$	$\underline{Z}_л$	$B_л$
		кВ	Ом/км	Ом/км	мкСм/км	Ом	мкСм
ВЛ 35 кВ Опора №8 – ПС 35 кВ БКНС N 1	АС 120/19 мм <sup>2</sup> L=5,826 км	35	0,244	0,414	2,744	1,42+j2,41	-16,0
ВЛ 35 кВ Опора №8 – ПС 35 кВ БКНС N 1	АС 120/19 мм <sup>2</sup> L=5,826 км	35	0,244	0,414	2,744	1,42+j2,41	-16,0



Таблица 1.5 – Исходные данные нагрузок

Название ПС	$U$ , кВ	$S_1$ , МВА	$S_2$ , МВА
ПС 35 кВ УПН	10	$7,6+j4,7$	$7,6+j4,7$
Куст №20	6	$0,9+j0,5$	$0,9+j0,5$
Куст №14	6	$1,2+j0,8$	$1,2+j0,8$
Куст №11	6	$4,4+j2,7$	$4,4+j2,7$
Куст №18	6	$0,9+j0,6$	$0,9+j0,6$
Куст №3	6	$3,5+j2,1$	$3,5+j2,1$
Куст №5	6	$3+j1,9$	$3+j1,9$
Куст №12	6	$2,8+j1,7$	$2,8+j1,7$
Куст №17	6	$4,3+j2,7$	$4,3+j2,7$
Куст №24	6	$4,7+j2,9$	$4,7+j2,9$
Куст №30	6	$2,1+j1,3$	$2,1+j1,3$
ПС 35 кВ ОБП	10	$4+j2,5$	$4+j2,5$
ПС 35 кВ БКНС	10	$4,5+j2,8$	$4,5+j2,8$

## **2. РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШЕГОСЯ И РЕМОНТНЫХ РЕЖИМОВ**

### **2.1. Создание базовой расчетной модели**

Проблема расчета установившегося режима является базовой в задачах проектирования, эксплуатации и развития электрических сетей. Существует различные методы, позволяющие решить данную задачу в той или иной мере. Исходной информацией для расчета режима электрической сети является графическое изображение однолинейной оперативной схемы и атрибутивное описание элементов, участвующих в передаче электрической энергии (ВЛЭП, силовых трансформаторов), и элементов, участвующих в управлении режима (БСК, шунтирующих реакторов).

В дипломной работе, для создания базовой расчетной модели, был выбран программного-вычислительный комплекс RastrWin3. Программа предназначена для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. К тому же программный комплекс обладает рядом преимуществ:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- моделирование отключения ВЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

#### **Ввод исходных данных по схеме электрической сети**

Перед началом работы и расчетов режимов в ПК необходимо подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной ПК:

- нарисовать схему (схему замещения) с указанными узлами; ветвями будут обозначаться связанные между собой узлы;

- для каждого узла определить его номинальное напряжение;
- для каждого узла нагрузки определить активную и реактивную мощности потребления;
- для узлов с генераторами и компенсаторами определить активную мощность генерации, пределы регулирования реактивной мощности ( $Q_{\min}$ ,  $Q_{\max}$ );
- при наличии компенсирующих узлов определить их проводимость (в мкСм);
- для ВЛЭП и КЛ рассчитать активное, реактивное сопротивление и проводимость в соответствии с их протяженностью;
- для трансформаторов, автотрансформаторов определить активное, реактивное сопротивление, приведенное к стороне высокого напряжения; коэффициент трансформации; если трансформатор регулируемый – определить границы регулирования напряжения.

Постепенно, начиная от узлов генерации, следует произвести ввод данных. Минимально необходимая информация для каждого узла является - номер и номинальное напряжения. Для узлов нагрузки вводят активную, реактивную мощность нагрузки ( $P_{\text{наг}}$ ,  $Q_{\text{наг}}$ ). Для узлов с генераторами вводят активную, реактивную мощность генерации ( $P_{\text{ген}}$ ,  $Q_{\text{ген}}$ ), пределы изменения реактивной мощности ( $Q_{\min}$ ,  $Q_{\max}$ ).

В качестве примера на рис. 2.1. показан фрагмент ввода данных по узлам:

О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
9	<input type="checkbox"/>	Ген+	1 008	ШБМ	110					19,0	42,0	123,0	-100,0	42,0		117,62	-0,12	
10	<input type="checkbox"/>	Нагр	1	ПС 110/35/10 "Тагул"	110											103,16	-4,84	
11	<input type="checkbox"/>	Нагр	2	ПС 110/35/10 "Тагул"	110											103,19	-4,83	
12	<input type="checkbox"/>	Нагр	101	Ср. точка ТДТН 630...	110											95,40	-10,50	
13	<input type="checkbox"/>	Нагр	102	Ср. точка ТДТН 630...	110											95,44	-10,46	
14	<input type="checkbox"/>	Нагр	3	НН ТДТН 63000/110	10											10,22	-10,50	
15	<input type="checkbox"/>	Нагр	4	НН ТДТН 63000/110	10											10,22	-10,46	
16	<input type="checkbox"/>	Нагр	5	СН ТДТН 63000/110	35											35,67	-10,40	
17	<input type="checkbox"/>	Нагр	6	СН ТДТН 63000/110	35											35,69	-10,36	
18	<input type="checkbox"/>	Нагр	7	ПС 35/10 кВ УПН	35											35,45	-10,56	
19	<input type="checkbox"/>	Нагр	8		35											35,47	-10,52	
20	<input type="checkbox"/>	Нагр	9	1 СШ 10 кВ	10			7,6	4,7							10,05	-13,50	
21	<input type="checkbox"/>	Нагр	10	2 СШ 10 кВ	10			7,6	4,7							10,06	-13,44	

Рисунок 2.1. – Фрагмент ввода данных по узлам

При вводе данных по ветвям, задаются номера узлов, начало и конец, из которых состоит ветвь. ПК осуществляет автоматическое разделение ветвей ВЛЭП и трансформаторов, если в поле  $km/r$  (коэффициент трансформации), поставить значение.

При вводе автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов, следует представить их к схеме звезда с промежуточным узлом и тремя ветвями, из которых две имеют коэффициенты трансформации. Ветвь высокой стороны и средней точки имеет коэффициент трансформации, равный единице.

В качестве примера на рис. 2.2. показан фрагмент ввода данных по ветвям:

	0	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/r	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1002	1000			- ГТУ-1	0,37	12,30		0,087	3	6	76	46		436	
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1003	1001			- ГТУ-2	0,37	12,30		0,087	3	6					
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	1002	1004			- СШ1 110 кВ							-43	-24		242	
4	<input type="checkbox"/>		Выкл	1003	1005			- СШ2 110 кВ							-14	-21		124	
5	<input type="checkbox"/>		Выкл	1002	1006			-							-33	-23		195	
6	<input type="checkbox"/>		Выкл	1006	1005			- СШ2 110 кВ							-34	-23		200	
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	1003	1007			-							14	21		124	
8	<input type="checkbox"/>		Выкл	1007	1004			- СШ1 110 кВ							-4	-21		103	
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1007	1008			- ШБМ	0,10	0,10	-2,0			18	42		223		
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1006	1008			- ШБМ	8,50	0,10	-2,0			1	0		4		
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1005	2			СШ2 110 кВ - ПС 110/35/...	8,50	29,16	-202,2				-47	-44		327	41,5
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1004	1			СШ1 110 кВ - ПС 110/35/...	8,50	29,16	-202,2				-48	-44		328	41,6

Рисунок 2.2 – Фрагмент ввода данных по ветвям

Перед началом расчета режима, следует провести контроль исходных данных. Данная функция поможет выявить: ошибки при неправильном вводе исходных данных, изолированные узлы, наличие ветвей у которых отсутствует информация об узлах. Выдаваемый ПК протокол позволит понять, где именно находится ошибка.

## 2.2. Расчет и анализ установившегося режима

Для расчета установившегося режима сети электроснабжения Тагульского месторождения была составлена расчетная модель.

Согласно ГОСТ 32144-2013 [8, стр. 6], допустимое отклонение напряжения на шинах не должно превышать  $\pm 10 \%$ . Наибольшие расчетные

напряжения в питающих пунктах электрической сети не должны быть выше максимальных рабочих напряжений по ГОСТ 721-77 [9, стр. 8].

Токовая нагрузка трансформаторов должна соответствовать ГОСТ 14209-97 [10], а токовая нагрузка ВЛ не должна превышать длительно допустимый ток, согласно [11, стр. 94].

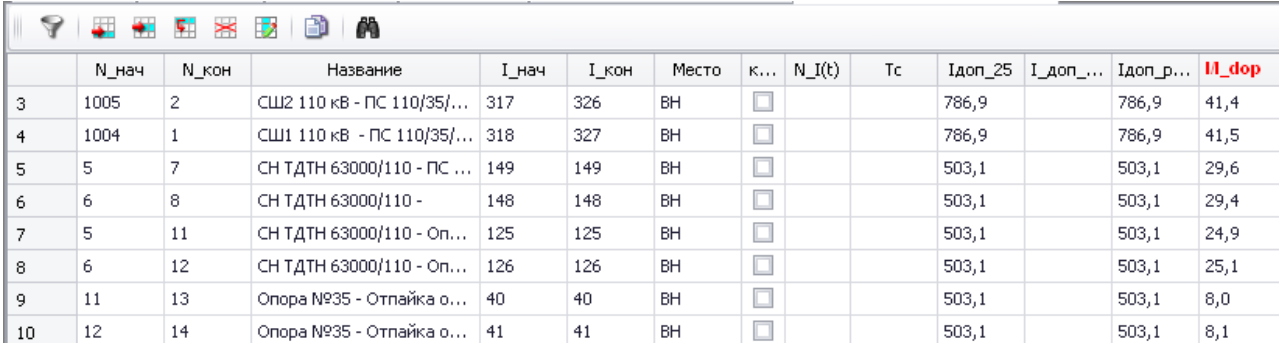
По результатам расчета установившегося режима, было выявлено недопустимое снижение напряжения, согласно [8]. В качестве мероприятия по регулированию напряжения было осуществлено регулирование с помощью РПН трехобмоточных трансформаторов, установленных на ПС Тагул. Значения напряжений до и после регулирования приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1. – Значения напряжений до и после регулирования

Наименование ПС	№ узла	Напряжение, кВ	
		До регулирования	После регулирования
ПС Тагул 35 кВ	5	31,33	37,23
	6	31,35	37,25
ПС УПН 10 кВ	9	8,7	10,54
	10	8,71	10,55
Куст №20 6 кВ	23	5,32	6,4
	24	5,32	6,41
Куст №14 6 кВ	25	5,33	6,45
	26	5,33	6,45
Куст №11 6 кВ	21	5,28	6,4
	22	5,28	6,4
Куст №18 6 кВ	33	5,38	6,43
	34	5,38	6,43
Куст №3 6 кВ	37	5,31	6,39
	38	5,31	6,39
Куст №5 6 кВ	41	5,28	6,37
	42	5,27	6,37
Куст №12 6 кВ	47	5,34	6,41
	48	5,34	6,42
Куст №17 6 кВ	53	5,21	6,35
	54	5,21	6,35
Куст №24 6 кВ	59	5,14	6,29
	60	5,15	6,3
Куст №30 6 кВ	63	5,23	6,37
	64	5,23	6,37
ПС ОБП 10 кВ	69	8,75	10,57
	70	8,75	10,57

После регулирования напряжения можно сделать вывод о том, что уровни напряжения во всех узлах входят в область допустимых значений. Для наглядности была построена графика режима, представленная в Приложении Б.

Для ВЛЭП можно задать зависимость допустимого тока от температуры. Это необходимо для того, что бы проанализировать – превышают ли токи ВЛ длительно допустимые значения, или нет. Задается столбец  $I_{\text{доп}25}$  – допустимый ток при температуре 25 0С – а расчетное значение вычисляется и записывается в столбец  $I_{\text{доп\_расч}}$  – расчетный допустимый ток. В таблице 2.2. представлена токовая загрузка ВЛ исследуемой схемы электроснабжения в установившемся режиме.



	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)	Tс	Iдоп_25	I_доп_...	Iдоп_р...	I <sub>доп</sub>
3	1005	2	СШ2 110 кВ - ПС 110/35/...	317	326	ВН	<input type="checkbox"/>			786,9		786,9	41,4
4	1004	1	СШ1 110 кВ - ПС 110/35/...	318	327	ВН	<input type="checkbox"/>			786,9		786,9	41,5
5	5	7	СН ТДТН 63000/110 - ПС ...	149	149	ВН	<input type="checkbox"/>			503,1		503,1	29,6
6	6	8	СН ТДТН 63000/110 -	148	148	ВН	<input type="checkbox"/>			503,1		503,1	29,4
7	5	11	СН ТДТН 63000/110 - Оп...	125	125	ВН	<input type="checkbox"/>			503,1		503,1	24,9
8	6	12	СН ТДТН 63000/110 - Оп...	126	126	ВН	<input type="checkbox"/>			503,1		503,1	25,1
9	11	13	Опора №35 - Отпайка о...	40	40	ВН	<input type="checkbox"/>			503,1		503,1	8,0
10	12	14	Опора №35 - Отпайка о...	41	41	ВН	<input type="checkbox"/>			503,1		503,1	8,1

Рисунок 2.3 – Фрагмент ввода данных по токовой загрузке ВЛЭП

Таблица 2.2. – Токовая загрузка ВЛ исследуемой схемы электроснабжения в УР

Наименование	Марка провода	Ток, протекающий в линии, $I_L$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{\text{доп}}$ , А	Загруженность линии $I_L/I_{\text{доп}}$ , %
ВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС - Тагул	АС 240/32	326	786,9	41,4
ВЛ 35 кВ Тагул – ПС 35 кВ УПН	АС 120/19	148	503,1	29,4
ВЛ 35 кВ Тагул – ПС 35 кВ Куст №11 с отпайками	АС 120/19	125	503,1	24,9
ВЛ 35 кВ Тагул – ПС 35 кВ Куст №5 с отпайками	АС 120/19	143	503,1	28,5
ВЛ 35 кВ Тагул – ПС 35 кВ Куст №30 с отпайками	АС 240/32	274	786,9	34,8
ВЛ 35 кВ Тагул – ПС 35 кВ БКНС с отпайкой на ПС 35 кВ ОБП	АС 120/19	165	503,1	32,8

По результатам можно сделать вывод о том, что токи ВЛ не превышают длительно допустимые значения (табл. 2.2.). В таком случае режим работы сети, нормальный режим, при котором ток по ВЛ не превышает длительно допустимого значения по условию сохранения механической прочности проводов при заданных климатических условиях [12].

### **2.3. Расчет и анализ ремонтного режима**

Ремонтный режим – рабочее состояние объекта, при котором часть его элементов находится в состоянии предупредительного или аварийного ремонта. [13, стр. 54].

Ремонтный режим может быть как нормальным, так и утяжеленным. Как правило, если какой либо элемент системы находится в состоянии предупредительного, а не аварийного ремонта, то ремонтный режим является нормальным, так как нахождение части элементов системы в состоянии предупредительного ремонта является состоянием, на которое система рассчитывается. К ремонтному режиму относятся плановые профилактические и капитальные ремонты, которые разрешаются в период снижения нагрузки электроустановки или ее элементов, а также при других благоприятных факторах.

Расчетные условия ремонтного режима электроустановки включают в себя расчетную схему электроустановки, а также расчетные параметры и продолжительность режима. Наложение ремонтов двух и более технологически жестко не связанных элементов электроустановки не рассматривается. Следует, однако, отметить, что при оценке надежности работы электроустановок наложение ремонтных, а также ремонтных и аварийных режимов отдельных элементов электроустановки учитывается в обязательном порядке, естественно, с учетом вероятности таких событий. Оценка допустимости работы конкретного электрооборудования при ремонтных режимах в сети или в электроустановке производится с учетом допустимых систематических и аварийных перегрузок данного электрооборудования.

Целью расчетов ремонтных режимов сети электроснабжения является определение, в каких границах режимных параметров может эксплуатироваться энергосистема. Для этого в ПК моделируются различные схемно-режимные ситуации, которые могут возникнуть при эксплуатации энергосистемы. По результатам исследований определяются места, где наблюдается недопустимое отклонение параметров и разрабатываются мероприятия для их регулирования.

При проектировании электрической сети, следует не забывать о том, что любое оборудование необходимо выводить в ремонт в качестве профилактических действий. По этому система должна быть рассчитана так, что бы не наблюдалось сильного отклонения параметров.

Например, случаи, менее опасные для работы энергосистемы: отключение одного трансформатора на ПС 35 кВ Куст №18 приводят к загрузке второго трансформатора, оставшегося в работе, всего на 32%. Отключение одной из линий ВЛ 35 кВ Тагул – ПС 35 кВ Куст №11 приведет к загрузке линии, оставшейся в работе, на 50,1%. Таким образом, в этих случаях, снижения уровня напряжения ниже допустимого не наблюдается.

В таблицах 2.3 – 2.4 рассмотрены ремонтные режимы, приводящие к недопустимым отклонениям параметров, где n-1 – вывод в ремонт одного элемента электрической сети, а n-2 – оценка ситуации, когда происходит наложение ремонтных и аварийных режимов.



Таблица 2.3 – Ремонтный режим с недопустимыми отклонениями параметров (п-1)

Наименование режима	Характеристика режима	Рекомендации
ВЛ 35 кВ Тагул – ПС 35 кВ Куст №30 с отпайками	Линия загружена на 72,5 %. Напряжение на ПС 35 кВ Куст № 24 5,64 кВ	На ПС 35 кВ Куст №24 для обеспечения нормированного уровня напряжения необходимо произвести регулирование под нагрузкой, путем изменения коэффициента трансформации.
1 ТР 35 кВ - ПС 35 кВ УПН	Второй трансформатор, оставшийся в работе, загружен на 107,6%	На ПС 35 кВ УПН необходимо заменить трансформаторы на ТРДНС – 25000/35
1 ТР 35 кВ - Куст №14	Второй трансформатор, оставшийся в работе, загружен на 109,4%	На ПС 35 кВ Куст №14 необходимо заменить трансформаторы на ТМН – 4000/35
ВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС - Тагул	Линия загружена на 132,3% Снижение уровня напряжения на ПС Тагул ниже минимально-допустимого значения	Для обеспечения нормированного уровня напряжения и предотвращения недопустимой загруженности ВЛ необходимо установить КУ $Q_{БСК} = 20,7$ МВАр на подстанцию “Тагул”
1 ТР 110 кВ – ПС 110 кВ Тагул	Оставшийся в работе трансформатор загружен на 71,2% Снижение уровня напряжения на ПС Тагул ниже минимально-допустимого значения	Для обеспечения нормированного уровня напряжения необходимо произвести регулирование под нагрузкой, путем изменения коэффициента трансформации. Такое решение позволило достичь минимально-допустимое значение напряжения.

Таблица 2.4 – Ремонтный режим с недопустимым отклонением параметров (п-2)

Наименование режима	Характеристика режима	Рекомендации
1 ТР 110 кВ – ПС 110 кВ Тагул ВЛ 35 кВ Тагул – ПС 35 кВ БКНС с отпайкой на ПС 35 кВ ОБП	Снижение уровня напряжения на ПС Тагул ниже минимально-допустимого значения Оставшийся в работе трансформатор загружен на 78,5%. Линия загружена на 88,7%	Для обеспечения нормированного уровня напряжения необходимо установить КУ $Q_{БСК} = 20,7$ МВАр на подстанцию “Тагул” Так же для обеспечения нормированного уровня напряжения у потребителя необходимо произвести регулирование под нагрузкой, путем изменения коэффициента трансформации. Такое решение позволило достичь минимально- допустимое значение напряжения.
1 ТР 110 кВ – ПС 110 кВ Тагул ВЛ 35 кВ Тагул – ПС 35 кВ Куст №30 с отпайками	Снижение уровня напряжения на ПС Тагул ниже минимально-допустимого значения Оставшийся в работе трансформатор загружен на 89,1%. Линия загружена на 121,4%	Для обеспечения нормированного уровня напряжения и предотвращения недопустимой загруженности ВЛ ПС 35 кВ Куст №30 с отпайками необходимо установить КУ $Q_{БСК} =$ 20,7 МВАр на подстанцию “Тагул”. Так же для обеспечения нормированного уровня напряжения у потребителя необходимо произвести регулирование под нагрузкой, путем изменения коэффициента трансформации.
1 ТР 110 кВ – ПС 110 кВ Тагул ВЛ 35 кВ Тагул – ПС 35 кВ Куст №5 с отпайками	Снижение уровня напряжения на ПС Тагул ниже минимально-допустимого значения Оставшийся в работе трансформатор загружен на 72,9%. Линия загружена на 72,2%	Для обеспечения нормированного уровня напряжения необходимо установить КУ $Q_{БСК} = 20,7$ МВАр на подстанцию “Тагул”
1 ТР 110 кВ – ПС 110 кВ Тагул ВЛ 35 кВ Тагул – ПС 35 кВ УПН	Снижение уровня напряжения на ПС Тагул ниже минимально-допустимого значения Оставшийся в работе трансформатор загружен на 71,2%. Линия загружена на 36%	Для обеспечения нормированного уровня напряжения необходимо установить КУ $Q_{БСК} = 20,7$ МВАр на подстанцию “Тагул”

Ремонтный режим работы энергосистемы или электрической сети – это такой установившийся режим, возникающий после вывода в ремонт поврежденного элемента энергосистемы (электрической сети) или вывода в ремонт элементов электрической сети, находящихся в состоянии предупредительного ремонта. Такой режим может, в какой-то степени пагубно влиять как на потребителя, так и на работу энергосистемы в целом.

Отключение одной цепи двухцепной ВЛ может привести к загрузке линии, которая в свою очередь может быть причиной низкого напряжения и изменения реактивной составляющей тока потребляемой нагрузки. На подстанции, выход одного трансформатора из строя может привести к загрузке второго.

После моделирования в программном комплексе различных схемно-режимных ситуаций, которые могут возникать при эксплуатации энергосистемы, были выявлены следующие мероприятия для предотвращения последствий вывода оборудования в ремонт:

- при большой загрузке, оставшегося в работе трансформатора, стоит подобрать трансформатор большей мощностью;
- для обеспечения нормированного уровня напряжения и предотвращения недопустимой загрузки ВЛ в некоторых случаях стоит установить на ПС компенсирующие устройства;
- для обеспечения нормированного уровня напряжения у потребителя необходимо произвести регулировку под нагрузкой, путем изменения коэффициента трансформации;
- в особо сложных случаях, с недопустимым отклонением параметров, действием АЧР стоит произвести отключение части нагрузки.

## **2.4. Исследование пропускной способности ВЛЭП**

### **2.4.1. Понятие о статической устойчивости энергосистемы**

Статическая устойчивость электроэнергетической системы – способность электроэнергетической системы восстанавливать исходное состояние (режим) после малых возмущений. Нарушение статической устойчивости может возникать при передаче больших мощностей через ВЛЭП (как правило, протяженные), при снижении напряжения в узлах нагрузки вследствие дефицита реактивной мощности, при работе генераторов электростанций в режиме недовозбуждения. К основным мерам обеспечения статической устойчивости относятся:

- Увеличение номинального напряжения ВЛЭП и снижение их индуктивного сопротивления;
- Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ) крупных синхронных машин;
- Применение синхронных компенсаторов, синхронных электродвигателей и статических компенсаторов реактивной мощности в узлах нагрузки.

К области устойчивости энергосистемы относится зона значений параметров режима, в которых устойчивости энергосистемы при данном возмущении обеспечивается.

### **2.4.2. Траектория утяжеления и утяжеление режима**

Траекторию утяжеления используют для выполнения утяжеления режима, в том числе для определения предельного по статической устойчивости перетока активной мощности в контролируемом сечении. Траектория утяжеления задается в виде совокупностей изменений параметров режима на каждом шаге утяжеления. Эти изменения параметров режима и приводят к увеличению активной мощности.

В качестве параметров используют:

- 1) Активную и реактивную мощность нагрузки в узле (совокупность узлов) в одном энергорайоне.
- 2) Активную мощность генерации в узле (в совокупности узлов)

Траектории утяжеления задаются сбалансированными, то есть каждому приращению активной мощности нагрузки должно соответствовать приращение активной мощности генерации. Это делается для исключения неконтролируемого изменения баланса мощности в балансирующем узле.

Мероприятия, при проведении утяжеления режима.

- 1) При проведении утяжеления рекомендуется рассматривать не менее трех траекторий, которые характерны для контролируемого сечения и различаются перераспределением активной мощности между узлами, находящимися по разные стороны от рассматриваемого сечения.
- 2) В качестве расчетной траектории следует принять ту траекторию, которой соответствует наименьший предельный по статической устойчивости переток.
- 3) При необходимости в процессе утяжеления следует выполнять корректировку  $Q_{min}$  и  $Q_{max}$  с учетом  $PQ$ -диаграмм и требуемого состава генерирующего оборудования.
- 4) Если значение параметров утяжеления не будет соответствовать режиму работы генерирующего оборудования, то необходимо повторно выполнить утяжеление пошагово.

### **2.4.3. Исследование пропускной способности ВЛЭП Полярная – Тагул**

Основу системы передачи электрической энергии от электрической станции, ее производящей, до районов электропотребления составляют различные сети электропередач. Их появление вызвано необходимостью передачи электрической энергии на большие расстояния, объединение ЭЭС на совместную (параллельную) работу. Назначение таких сетей – формирование

ЭЭС и одновременно выполнение функций передачи, транзита электрической энергии.

Под пропускной способностью электропередачи понимается наибольшая активная мощность, которую можно передать в длительном установившемся режиме с учетом режимно-технических ограничений. Наибольшая передаваемая активная мощность электропередачи ограничена условиями статической устойчивости генераторов электрической станции, передающей и приемной части ЭЭС, связанных электропередачей с номинальным напряжением  $U_{\text{ном}}$ :

$$P_{\text{пр}} = \frac{E \cdot U}{X_{\Sigma}};$$

где  $E$  и  $U$  - ЭДС генераторов электрической станции и напряжение в узлах нагрузки;

$X_{\Sigma}$  - результирующее (суммарное) индуктивное сопротивление.

Допустимая мощность по нагреву проводов линии с допустимым током  $I_{\text{доп}}$ :

$$P_{\text{доп}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{доп}} \cdot \cos \varphi.$$

Определение предельного по статической устойчивости перетока в сечении осуществляется утяжелением режима (увеличением перетока). При этом рассматриваются траектории утяжеления режима, представляющие собой последовательности установившихся режимов, которые при изменении некоторого параметра или группы параметров позволяют достичь границы области статической устойчивости.

Для исследования запаса статической устойчивости в нормальном режиме было рассмотрено сечение ВЛ 110 кВ, соединяющее между собой ГТЭС Полярная и ПС 110 кВ Тагул. Контролируемое сечение рассматриваемой ВЛ является узким местом этой части энергосистемы, разрыв или авария которой может привести к обесточиванию целого района.

Для исследования пропускной способности ВЛЭП В ПК RastrWin произведем следующие действия:

- 1) Перед проведением утяжеления режима следует открыть новые файлы “сечения” и “утяжеления”, чтобы предотвратить ошибочное исследование
- 2) Для создания контролируемого сечения, следует в ПК выбрать сечения-сечения, где в столбце N\_сеч указать порядковый номер исследуемого режима (рис. 2.4)

	N_сеч	Имя	P_min	P_max	P_сеч	Контр.	Тип
1	1				93,78	<input type="checkbox"/>	Обычный
						<input checked="" type="checkbox"/>	

Рисунок 2.4 – Фрагмент параметра “Сечения-Сечения”

На рисунке 2.4 можно увидеть, что при задании в гр. Линий начала и конца контролируемых сечений, в столбец P\_сеч будет выведена суммарная активная мощность по контролируемым сечениям до утяжеления режима.

- 3) Задается множество узлов, в которых будет осуществляться изменение параметров режима (изменение нагрузки, генерации), со значениями их приращений. Это множество называется траекторией утяжеления. В ПК открыть Приращение\_Узлы (Рис. 2.5).

	S	Тип	N_узла	dP_наг	dQ_наг	Tg
1		Обычный	33	0,30	0,22	<input type="checkbox"/>
2		Обычный	34	0,30	0,22	<input type="checkbox"/>
3		Обычный	37	0,30	0,22	<input type="checkbox"/>
4		Обычный	38	0,30	0,22	<input type="checkbox"/>
5		Обычный	41	0,30	0,22	<input type="checkbox"/>
6		Обычный	42	0,30	0,22	<input type="checkbox"/>

Рисунок 2.5 – Фрагмент параметра Приращение\_узлы  
(dP\_наг и dQ\_наг – шаг нагрузки)

- 4) Проводится серия расчетов режимов при последовательном изменении утяжеляемых параметров на заданную величину. После окончания утяжеления ПК выдаст протокол со значениями. Во вкладке “сечения” отобразится значение максимально-допустимого перетока контролируемого сечения (рис. 2.6).

	N_сеч	Имя	P_min	P_max	P_сеч	Контр.	Тип
1	1				133,26	<input type="checkbox"/>	Обычный
						<input checked="" type="checkbox"/>	

Рисунок 2.6 – Фрагмент параметра Сечения-Сечения после утяжеления режима

Таким образом, было выявлено, что переток в контролируемом сечении составил 93,78 МВт, а предельно-допустимый переток в рассматриваемом сечении составил 133,26 МВт.

Коэффициент запаса статической устойчивости вычисляется по формуле:

$$K_3 = \frac{P_{\text{пред}} - P_{\text{нр}}}{P_{\text{нр}}};$$

где  $P_{\text{пред}}$  – предельный по апериодической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении;

$P_{\text{нр}}$  – переток в сечении

$$K_3 = \frac{P_{\text{пред}} - \Delta P_{\text{нк}} - P_{\text{нр}}}{P_{\text{нр}}} \cdot 100\% = \frac{133,26 - 93,78}{93,78} \cdot 100\% = 42,1\%$$

По условиям устойчивости энергосистем нормируются минимальные коэффициенты запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в сечениях. В нашем случае, в нормальном режиме,  $K_3 = 42,1\% > 20\%$ .



Для исследования запаса статической устойчивости для ремонтной схемы было рассмотрено сечение ВЛ 110 кВ, соединяющее между собой ГТЭС Полярная и ПС 110 кВ Тагул. При отключении одного трансформатора 110 кВ на ПС 110 кВ Тагул загруженность ВЛЭП 110 кВ составила 47,5%.

Коэффициент запаса статической устойчивости:

$$K_3 = \frac{P_{\text{пред}} - \Delta P_{\text{нк}} - P_{\text{пр}}}{P_{\text{пр}}} \cdot 100\% = \frac{107,26 - 97,79}{97,79} \cdot 100\% = 8,71\%$$

В ремонтном режиме  $K_3 = 8,71\% > 8\%$ .

Коэффициент запаса статической устойчивости по активной мощности для схемы ремонтного режима больше 8%. Дополнительных мероприятий по улучшению статической устойчивости не требуется. Но для повышения статической устойчивости в ремонтном режиме можно порекомендовать установить на ПС Тагул компенсирующие устройства.

По результатам можно сделать вывод о том, что коэффициент запаса статической устойчивости энергосистемы в нормальном режиме составил 42,1%, что на 22,1% выше нормированного минимального коэффициента запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в сечениях. В ремонтном режиме коэффициент запаса статической апериодической устойчивости составил 8,71%. Дополнительных мероприятий по улучшению статической устойчивости не требуется.

### **3. УСТОЙЧИВОСТЬ ДВИГАТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКИ**

Определение устойчивости электрической нагрузки энергосистем и условий, при которых она наблюдается, является одним из необходимых этапов исследования энергосистемы. Такие исследования выполняются как на стадии проектирования, так и при эксплуатации энергосистемы, в целях уточнения области допустимых режимов. При расчетах устойчивости нагрузки, разрабатываются меры, обеспечивающие непрерывность технологического процесса при различных режимах работы нефтегазодобывающего предприятия и при различных возмущениях.

Исследование устойчивости энергетических систем предполагает анализ статической или динамической устойчивости как генераторов, так и двигателей. Технологические характеристики нагрузки отказывают непосредственное влияния на режимы энергосистем, в том случае и на устойчивость параллельной работы генераторов электростанций. Но так как значительную долю нагрузки составляют синхронные и асинхронные машины, вопрос об устойчивости параллельной работы касается и самой нагрузки.

#### **3.1. Статическая устойчивость нагрузки**

Статическая устойчивость узла электрической нагрузки – способность возвращаться к исходному установившемуся режиму после малых неограниченных по времени возмущений. Под малым возмущением понимается такое, при котором изменения параметров несоизмеримо малы по сравнению со значениями этих параметров. [14]

В качестве основного фактора, определяющего статическую устойчивость нагрузки, следует рассматривать наличие в составе комплексной нагрузки вращающихся машин – асинхронных и синхронных двигателей, что в определенных условиях может приводить к лавине напряжения. Такая неустойчивость проявляется, в первую очередь, в снижении напряжения на шинах узла нагрузки (до 30-60% нормального рабочего напряжения), что приводит к нарушению электроснабжения всех потребителей данного узла.

### 3.1.1. Синхронный двигатель

Активная мощность  $P$ , потребляемая синхронным двигателем, определяется мощностью  $P_{\text{мех}}(\omega)$  приводимого в движение механизма и, если скорость вращения ротора двигателя остается постоянной,  $\omega = \omega_0$ , то при неучете потерь активной мощности в статорных обмотках зависимость  $P_{\text{сд}U}$  представляет собой астатическую характеристику (рис. 3.2) вида:

$$P_{\text{сд}U} = P_0 = P_{\text{мех}}(\omega_0) = \text{const.}$$

Сохранение постоянного значения активной мощности синхронного двигателя при изменениях питающего напряжения осуществляется за счет компенсирующего изменения его внутреннего угла  $\delta_d$  между векторами напряжения и синхронной ЭДС (рис 3.1) в соответствии с выражением:

$$P_{\text{сд}} = \frac{E_q U}{x_d} \sin \delta_d.$$

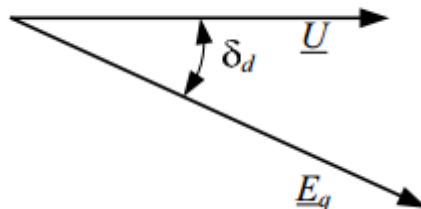


Рисунок 3.1 – Векторная диаграмма синхронного двигателя

Вектора  $E_q$  отстает от вектора  $U$ , поэтому мощность  $P_{\text{сд}}$  и угол  $\delta_d$  часто считают отрицательными величинами. В этих случаях за положительное принимается направление мощности от двигателя к узлу подключения, как у генераторов. [15, стр. 114]

Реактивную мощность, потребляемую синхронным двигателем, можно вычислить по выражению:

$$Q_{\text{сд}} = \frac{U^2}{x_d} - \sqrt{\left(\frac{E_q U}{x_d}\right)^2 - P_{\text{сд}}^2}.$$

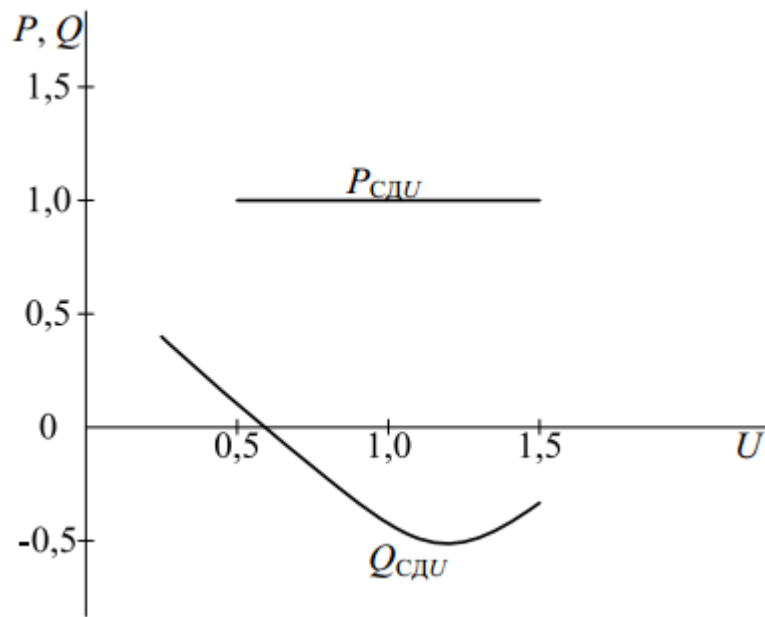


Рисунок 3.2 – Статические характеристики  $P_{сд}$ ,  $Q_{сд}$

### 3.1.2. Асинхронный двигатель

Главным отличием синхронного двигателя от асинхронного является то, что у последнего есть скольжение, то есть ротор вращается медленнее, чем электромагнитное поле статора:

$$s = \frac{\omega_c - \omega_{АД}}{\omega_c},$$

где  $\omega_c$  - синхронная частота;

$\omega_{АД}$  - частота двигателя.

Активная мощность  $P_{АД}$ , потребляемая двигателем из сети, определяется мощностью проводимого в движение механизма, которая зависит от скорости вращения  $\omega_{АД}$  ротора двигателя и, соответственно от скольжения:

$$P_{АД} = P_{мех} = P_{мех}(s).$$

Характеристики активной мощности АД определяются параметрами его схемы замещения. Упрощенная схема замещения представлена на рис. 3.3:

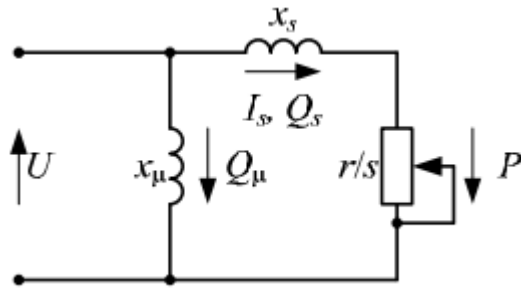


Рисунок 3.3 – Схема замещения асинхронного двигателя:

$x_s$ ,  $x_\mu$  - сопротивления рассеяния и намагничивания двигателя,  $r/s$  – активное сопротивление

Уравнение для построения характеристики электромагнитной мощности имеет вид:

$$P = \frac{U^2 sr}{x_s^2 s^2 + r^2}.$$

Электромагнитная мощность асинхронного двигателя является функцией напряжения и скольжения. Статическая характеристика АД представлена на рис. 3.4.

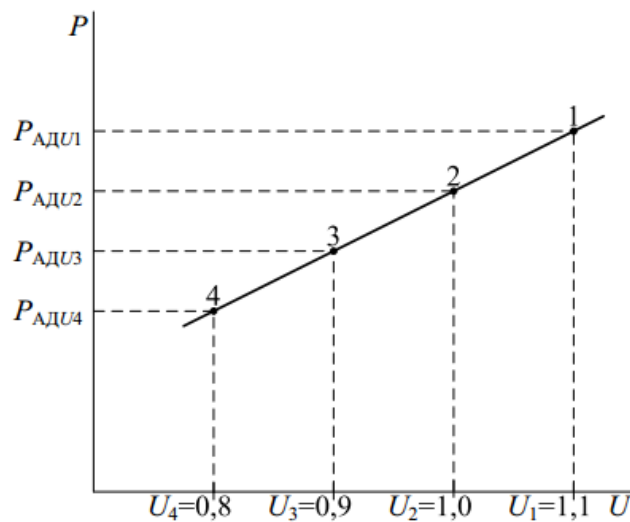


Рисунок 3.4 – Статическая характеристика  $P_{АДУ}$  активной мощности по напряжению

Таким образом, активная мощность асинхронного двигателя зависит от напряжения.

Реактивная мощность асинхронного двигателя, согласно схеме замещения, представляет собой сумму двух составляющих:

$$Q_{\text{Ад}} = Q_{\mu} + Q_s = \frac{U^2}{x_{\mu}} + \frac{U^2 s^2 x_s^2}{x_s^2 s^2 + r^2}.$$

Статическая характеристика реактивной мощности по напряжению представлена на рис. 3.5.

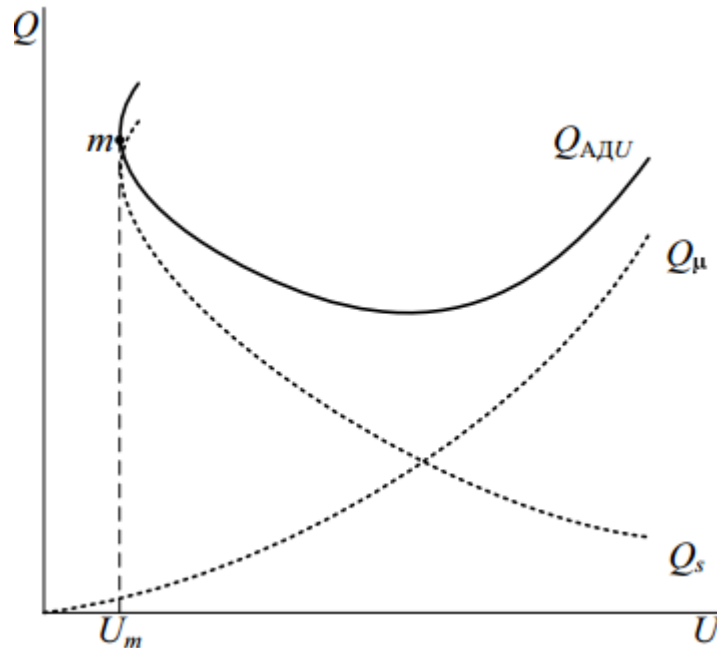


Рисунок 3.5 – Статическая характеристика  $Q_{\text{АдU}}$  асинхронного двигателя

При снижении напряжения до величины  $U_m$ , соответствующей точке  $m$ , двигатель останавливается. Чтобы получить часть характеристики на интервале значений напряжения  $[0, U_m]$ , нужно проводить построение для остановленного двигателя, то есть при скольжении, равном единице. [15, стр. 118]

### 3.2. Динамическая устойчивость нагрузки

При анализе динамической устойчивости нагрузки в общем случае следует рассматривать следующие возмущения:

- пуск крупного двигателя;
- АПВ и АВР, вызванные КЗ в местной электросети;
- КЗ и АПВ в сети высокого напряжения.

В расчетах учитывается, что за время перерывов питания или понижений напряжения, вызванных КЗ или другими причинами, двигатели

тормозятся. Поэтому при восстановлении напряжения двигатели потребляют ток, существенно больший нормального. Это ведет к понижению напряжения в электрической системе и в свою очередь вызывает уменьшение момента вращения двигателей, как тех, которые испытали перерыв питания, так и других, работавших до этого в нормальных условиях. Если не провести соответствующего расчета и не оценить возможного понижения напряжения на выводах двигателей, то может получиться, что после рассматриваемого возмущения электродвигатели не смогут работать: их частота вращения не восстановится, устойчивость нагрузки нарушится. Самозапуск двигателей должен быть осуществлен за время, допустимое по характеру технологического процесса и по нагреву двигателей. Во время самозапуска двигателей в остальной энергосистеме не должно быть таких снижений напряжения, которые могли бы привести к нарушению нормальной работы.

### **3.2.1. Синхронный двигатель**

Динамические характеристики синхронного двигателя, как  $P_{\text{СД}}(t)$ ,  $\delta(t)$ ,  $s(t)$  могут быть рассчитаны по уравнению движения ротора путем его численного решения, например, методом последовательных интервалов. Большие возмущения типа резких изменений механического момента или резких изменений модуля напряжения приводят к однотипным процессам. При этом, поскольку у синхронных двигателей векторы ЭДС отстают от векторов напряжений в узлах подключения, основная часть процессов проходит в области отрицательных углов (рис. 3.6). Аналогичные процессы у синхронных двигателей и синхронных генераторов проходят в противоположных направлениях, что позволяет использовать угловые характеристики и другие сведения о переходных процессах генераторов для анализа работы синхронных двигателей (рис. 3.7).

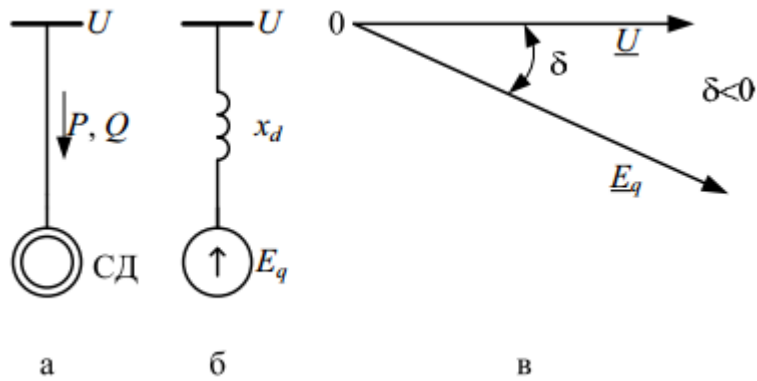


Рисунок 3.6 – Электрическая схема (а), схема замещения (б) и векторная диаграмма напряжений (в) синхронного двигателя

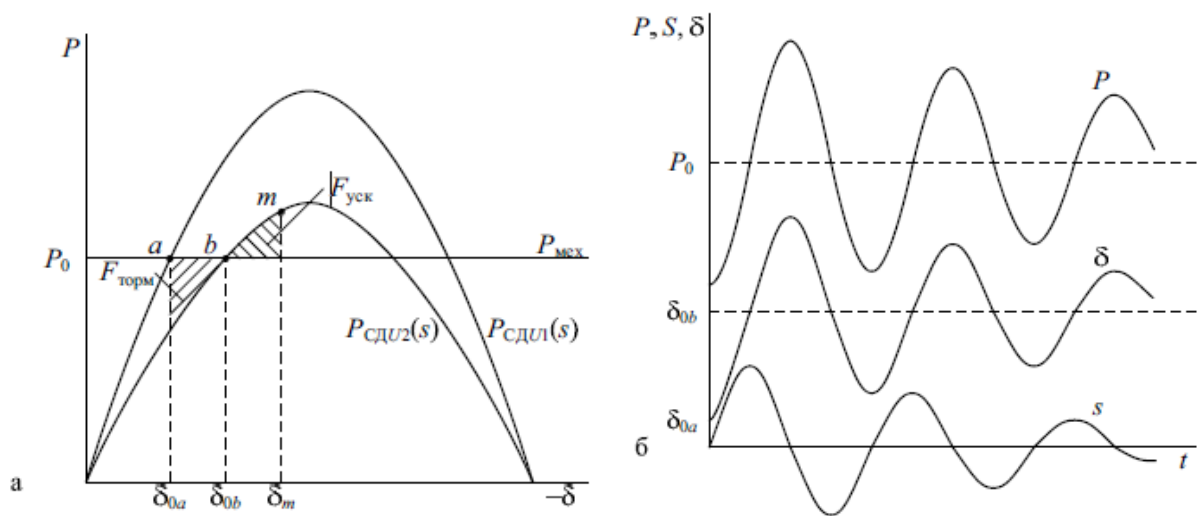


Рисунок 3.7 – Характеристики синхронного двигателя при скачкообразном увеличении механического момента: а – угловая; б – динамическая

При набросе механической мощности и при резком снижении напряжения новый установившийся режим синхронного двигателя на рисунке изображается точкой *b*. [15, стр. 144]

### 3.2.2. Асинхронный двигатель

Большие возмущения параметров режима асинхронного двигателя появляются либо вследствие резкого изменения механического момента, либо из-за резких изменений питающего напряжения.

В обоих случаях ход процессов зависит от начальных больших, но не



скачкообразных изменений токов в обмотках двигателя. Влияют также инерционные свойства ротора, проявляющиеся при изменениях скольжения.

Оба эти фактора изменяют активное и индуктивное сопротивления двигателя в динамических переходах, вследствие чего изменения его активной мощности проходят не по статическим зависимостям  $P_{\text{АД}}(s)$ ,  $P_{\text{мех}}(s)$ , а по более сложным динамическим характеристикам (рис. 3.8).

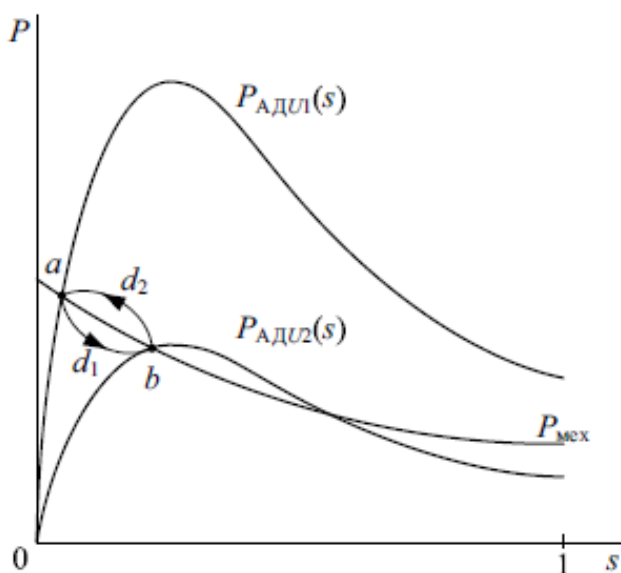


Рисунок 3.8 – Динамические характеристики  $P_{\text{АД}}(s)$  асинхронного двигателя при резком снижении и последующем повышении напряжения

Если это медленный переход, то траектория перехода из точки  $a$  в точку  $b$  совпадает с кривой  $P_{\text{мех}}(s)$ .

При скачкообразном снижении напряжения траектория перехода проходит по кривой  $d_1$ . Резкое повышение напряжения сопровождается переходом режима из точки  $b$  в точку  $a$  по кривой  $d_2$ . [15, стр. 142]

### 3.3. Расчет и анализ процесса самозапуска двигательной нагрузки

Современные устройства автоматики и их обширное использование в системах электроснабжения значительно повышает надежность работы электрической системы в целом. Однако для ответственных потребителей

устройства автоматики обеспечивают надежный эффект работы только в сочетании с успешным самозапуском электродвигателей.

Двигатели при больших возмущениях оказывают влияние не только на режим работы электрической сети, но и на функционирование внешней электрической сети, питающей нагрузки, поэтому анализ устойчивости нагрузки имеет важное значение. В данном разделе рассматриваются процессы самозапуска двигателей после КЗ во внешней распределительной электрической сети.

### **3.3.1. Понятие самозапуска**

Самозапуск электродвигателей – такой электромеханический процесс, при котором частота вращения электродвигателей (полностью или частично) уменьшается вследствие отключения их от сети или глубокого понижения напряжения на их зажимах при внешних коротких замыканиях, а при восстановлении напряжения достигает установившегося значения.

При возникновении КЗ на питающей рабочей линии, действиями релейной защиты происходит отключение этой самой линии. При успешном АПВ происходит возобновление питания отключенной линии, однако из-за кратковременного перерыва питания происходит уменьшение частоты вращения двигателей. Если перерыв продолжителен, то двигатели останавливаются полностью.

При неуспешном АПВ происходит перевод питания с рабочей линии на резервную линию. Однако, как и при успешном АПВ происходит перерыв питания. За это время частота вращения двигателя уменьшается. При восстановлении напряжения двигателя снова запускаются и разворачиваются до рабочей частоты вращения. Этот процесс называется самозапуском двигателей.

### **3.3.2. Процессы, происходящие при самозапуске**

В процессе самозапуска происходит изменение токов, напряжения и частоты вращения двигателей. На рис. 3.9. показаны диаграммы изменения напряжения, тока, частоты вращения двигателей при переходе на резервное питание.

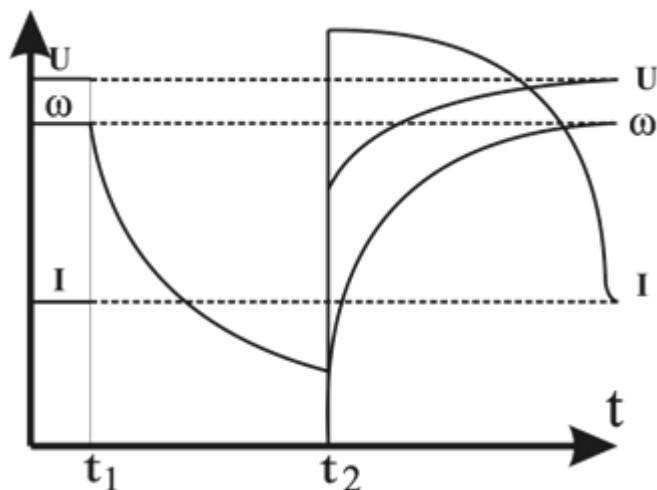


Рисунок 3.9 – Диаграмма изменений напряжения, тока и частоты вращения двигателя при переходе на резервное питание

При КЗ, после отключения питания, в момент времени  $t_1$ , напряжение на выводах двигателя становится равным нулю, начинается процесс торможения. В момент времени  $t_2$  происходит включение резервного источника питания. На выводах двигателя вновь появляется напряжение. Двигатель начинает разгоняться.

На рис. 3.9 показано, что напряжение, в момент отключения питания, полностью исчезло. Однако у отключенных, но вращающихся двигателей имеется остаточная ЭДС.

После восстановления питания начинается разгон двигателя. На этом этапе есть ряд особенностей, отличающих самозапуск двигателей от пуска:

- 1) В самозапуске принимает участие группа электродвигателей, что существенно увеличивает токи, приводящие к снижению напряжения на зажимах двигателей и уменьшения вращающего электромагнитного момента.

- 2) В момент восстановления питания двигатели возвращаются с остаточной скоростью. Так как в момент появления напряжения двигатель имеет остаточную ЭДС, происходит его несинхронное включение. Максимальное значение периодической составляющей тока включения будет иметь место, если напряжение питающей сети и ЭДС двигателя находятся в противофазе. В некоторых случаях токи самозапуска могут превышать значения пусковых токов. Это возможно из-за быстрого срабатывания автоматики АПВ и АВР, когда ЭДС двигателей не успевают снизиться после отключения от питания.
- 3) Самозапуск, как правило, происходит при нагруженных механизмах, что приводит к увеличению времени разгона и повышению температуры обмоток.

По мере разгона ток двигателя снижается, а напряжение на его выводах повышается. Такой характер зависимости обусловлен тем, что сопротивление двигателя изменяется в зависимости от частоты вращения.

### **3.3.3. Условия самозапуска**

Секционирование основных распределительных устройств для уменьшения общей мощности электродвигателей, одновременно участвующих в самозапуске.

Уменьшение индуктивных сопротивлений в питающих сетях.

Блочный принцип питания отдельных технологических потоков. При этом представляется возможным производить разгрузку данного цеха, не нарушая производства в целом.

Устройство автоматического включения резервного питания должно увязываться с самозапуском. Если не удастся обеспечить самозапуск всех электродвигателей, то должно быть предусмотрено отключение части нагрузки.

Обеспечение самозапуска во многом зависит также и от правильной организации релейной защиты. Для обеспечения самозапуска к релейной защите и автоматике предъявляются следующие требования:

- Минимальное время отключения при КЗ в отдельных участках сети. В отдельных случаях в целях сокращения времени действия защиты при КЗ можно допустить неселективное ее действие, если эта неселективность может исправляться средствами сетевой автоматики (АПВ или АВР).
- Во избежание ложных отключений защита должна отстраиваться от токов самозапуска. Отстройка должна проверяться по току и по времени.
- Защита минимального напряжения для электродвигателей, участвующих в самозапуске, должна иметь выдержку времени 2–10 с. Для электродвигателей, подлежащих отключению во время самозапуска, выдержка времени принимается порядка 0,5 с.
- Сокращение времени действия сетевой автоматики. Доведение времени действия АВР до 0,5 с значительно облегчает условия самозапуска.

#### **3.3.4. Расчет и анализ полученных результатов**

Исследуемая схема электрической сети представляет собой радиальную двухцепную воздушную линию электропередачи 35 кВ, обеспечивающую электроснабжение подстанции 35 кВ УПН от ПС 110 кВ “Тагул”. ПС 110 кВ представляет собой двухтрансформаторную подстанцию с трехобмоточными трансформаторами 110/35/10 кВ, к шинам 35 кВ подключена ВЛЭП, выполненная проводом марки АС 120/19. ПС 35 кВ УПН представляет собой двухтрансформаторную понижающую подстанцию 35/10 кВ, к которой подключены потребители на шинах 10 кВ.

Расчет и анализ динамической устойчивости двигательной нагрузки проводится к нарушению установившегося режима, причиной которого является: отключение ВЛ 35 кВ Тагул – ПС 35 кВ УПН основными защитами, вызванное трехфазным КЗ с успешным АПВ.

Расчеты были выполнены с учетом установки на всех элементах быстродействующих защит ( $T_z = 0,14$  с), время срабатывания АПВ – 4 с. В расчете были исследованы 6 АД, установленные на БКНС-1 и БКНС-2.

Технические характеристики АД представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики АД

Тип двигателя	Напряжение кВ	Мощность кВт	Частота вращения об/мин	Ток статора, А	КПД %	cosφ	Кратность пускового момента	Кратность пускового тока	Момент инерции кг·м <sup>2</sup>
ДАЗО4-450У-4	10	800	1500	91,9	95,2	0,88	1,2	5,6	26
ДАЗО4-400У-6	10	400	1500	47,0	94,2	0,87	1,3	7,0	12

1) Расчет и анализ процесса самозапуска двигателей

На ВЛЭП 35 кВ происходит КЗ, в следствие чего срабатывает релейная защита (время действия РЗ – 0,06 с), после чего отключается выключатель в начале линии (время отключения выключателя – 0,08 с). Через некоторое время (время действия АПВ – 4 с) происходит повторное включение линии (необходимо учесть время включения выключателя), КЗ устранено, следовательно, АПВ считается успешным.

Сценарий событий для ПК Mustang представлен на рис. 3.10.

	Пояснение	N	Логика	Т2	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1
					Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2
	ВЛ УАПВ	1			Время					
		1		1.000	Шунт		6			0.001
		1		1.140	Отключить конец связи		8	6		
		1		1.140	Шунт		6			-0.001
		1		5.220	Включить конец связи		8	6		

Рисунок 3.10 – Моделирование автоматики при успешном АПВ линии ВЛЭП 35 кВ

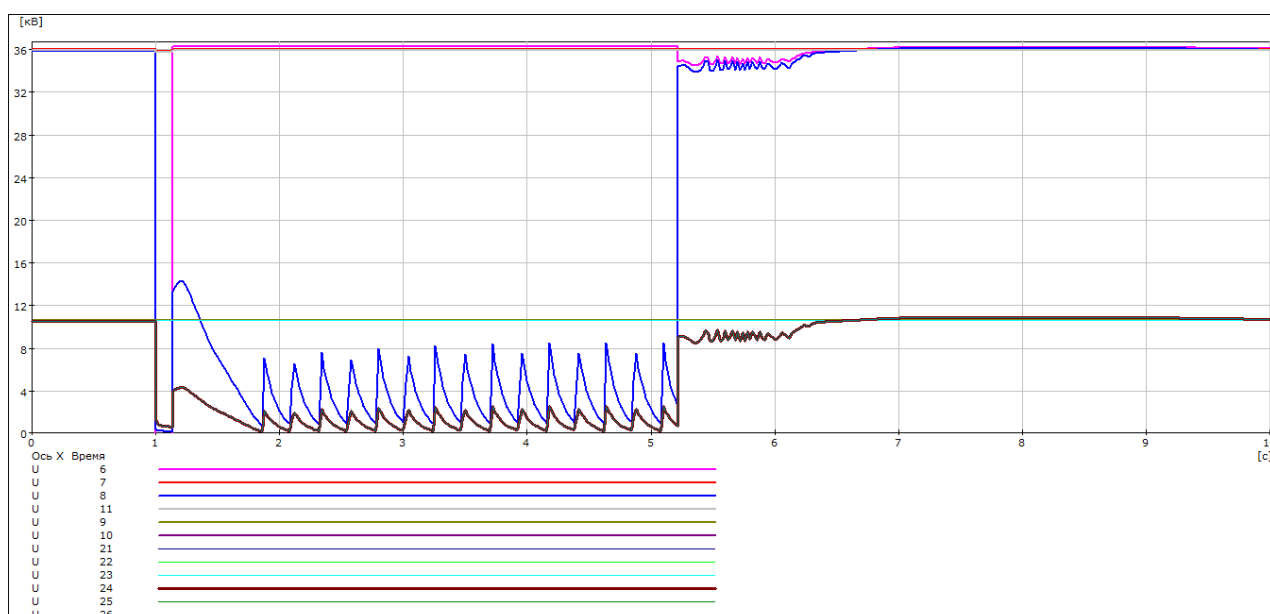


Рисунок 3.11 – Графики зависимости напряжения узлов от времени

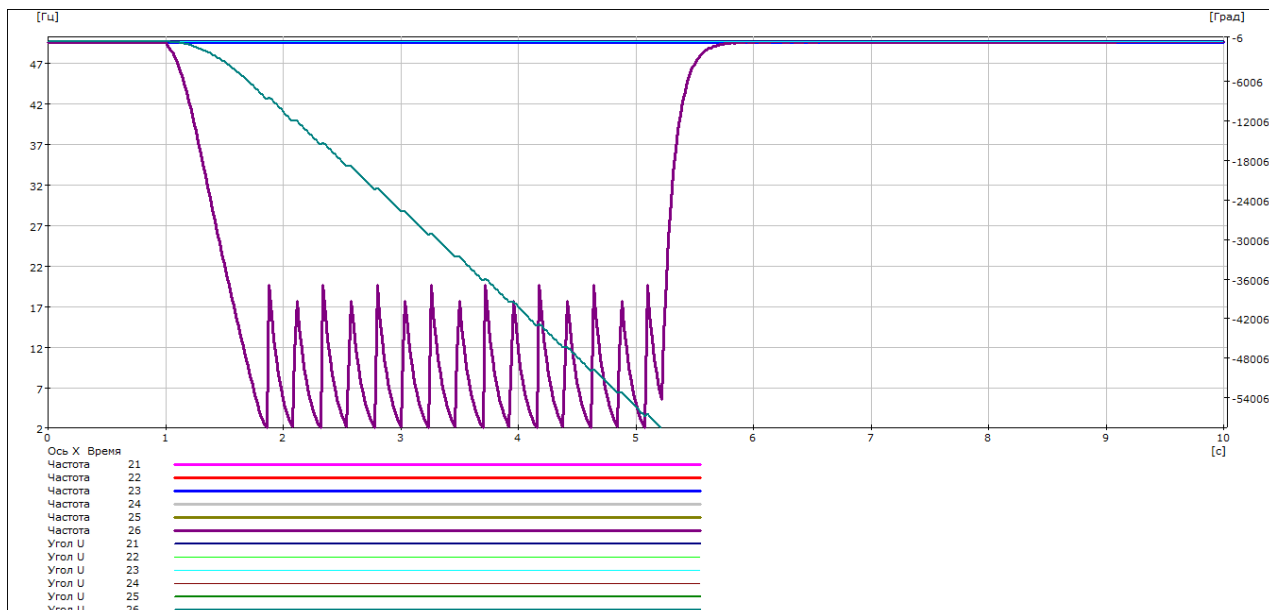


Рисунок 3.12 – График зависимости частоты и угла напряжения от времени

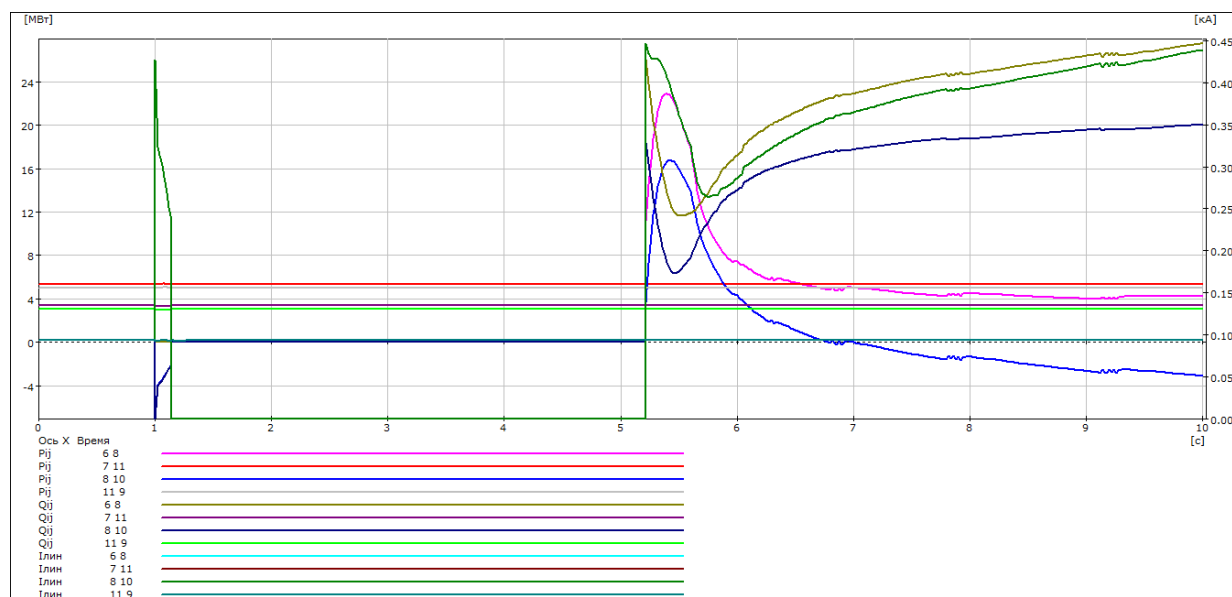


Рисунок 3.13 – Графики зависимостей активной и реактивной мощностей и токов линии от напряжения

При появлении на линии неустойчивого короткого замыкания значения тока и мощностей поврежденной линии увеличиваются, значение напряжения уменьшается до значения, близкого нулю. По факту аварии три двигателя на одной из шин 10 кВ выпадают из синхронизма, такой вывод можно сделать по зависимостям:  $\delta = f(t)$ ;  $U = f(t)$ , разность напряжений двигателей и сети больше



5%-10%;  $f = f(t)$ , значение частоты является недопустимо низким. Это обусловлено тем, что во время отключения линии у двигателей быстро снижается частота вращения, называемая выбегом. На выбеге постепенно затухают токи в обмотках, ЭДС, магнитные потоки. Пока они не затухли полностью, двигатели на выбеге работают как генераторы, расходуя запасенную ими энергию вращения на поддержание в не отключённой от них сети остаточного напряжения. В момент восстановления питания происходит самопроизвольный пуск двигателей. Ток самозапуска в несколько раз превышает номинальное значение. Большое падение напряжения обусловлено еще и тем, что самозапуск происходит у трех агрегатов, тем самым ток самозапуска увеличен. Напряжение понижается настолько, что вращающий момент на валу электродвигателя может оказаться недостаточным для разворота. На неповрежденной линии значения  $I$ ,  $P$  и  $Q$  остаются неизменными.

#### **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В данном разделе представлен расчет экономических показателей исследования по оптимизации работы сети электроснабжения нефтяного месторождения на основании результатов расчета нормального и ремонтных режимов.

В соответствии с этим рассматриваются следующие вопросы:

- Оценка инновационного потенциала научно-технического исследования (НТИ);
- SWOT-анализ проекта;
- Определение структуры проекта, трудоемкость работ;
- Составление календарного плана на выполнение работ;
- Расчет бюджета научного исследования.

##### **4.1. Оценка потенциала и перспективности проведения научного исследования**

В соответствии с требованиями технических регламентов о надежности электроснабжения и бесперебойной генерации, передачи и распределения электрической энергии, производится расчет режимов электроэнергетических систем. Это позволяет обеспечить надежное электроснабжение потребителя и качество электроэнергии. Планирование и расчет электроэнергетических режимов работы энергообъектов и энергосистем позволяет обеспечить надежное функционирование ЕЭС России.

Повышение надежности электроснабжения происходит благодаря своевременному устранению неисправностей, как в системе генерации, так и в системе передачи и распределения электроэнергии. В соответствии с этим постоянно происходит мониторинг передаваемой энергии по воздушным линиям. Перегоки мощностей не должны превышать максимально допустимые значения пропускных способностей ВЛ.

Постоянный прирост мощности происходит благодаря увеличению разрабатываемых месторождений. В связи с вводом новых кустов и увеличением добычи нефти и газа, сеть электроснабжения увеличивается и усложняется. Повышенный спрос потребителей на электроэнергию влечет за собой необходимость в увеличении пропускной способности линий.

### SWOT-анализ

Для установления необходимости проведения мероприятий по расчету режимов и дальнейшего прогнозирования увеличения мощностей, исследуем внешнюю и внутреннюю среду проекта, воспользовавшись методом SWOT-анализа.

SWOT-анализ – это один из методов стратегического планирования, рассматривающий внутренние и внешние факторы, влияющие как на исполнение проекта, так и на его реализацию.

Результаты анализ представлены в табл. 4.1.

Таблица 4.1 – SWOT-анализ

	<b>Сильные стороны проекта</b> 1. Реализация проекта в соответствие с новыми техническими требованиями; 2. Повышение надежность работы системы электроснабжения; 3. Снижение затрат на ликвидацию аварий; 4. Повышение ремонтной пригодности электрической схемы; 5. Повышение оперативной гибкости электрической схемы; 6. Снижение недоотпуска электроэнергии.	<b>Слабые стороны проекта</b> 1. Модернизация сети электроснабжения требует значительных материальных затрат; 2. Несоответствие новым техническим регламентам существующая сеть электроснабжения; 3. Большой процент износа существующего электрооборудования; 4. Отсутствия опыта выполнения подобных исследований.

<p><b>Возможности</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Увеличение потребности в электроэнергии;</li> <li>2. Развитие транспортных путей на территории размещения сети электроснабжения;</li> <li>3. Освоение инновационных решений</li> <li>4. Увеличение добычи нефти и газа.</li> </ol>	<p>Увеличение спроса на электроэнергию, развитие и усложнение сети электроснабжения нефтяного месторождения ведет к повышению требований к надежности работы ЭС и качеству электрической энергии в связи с увеличением добычи нефти и газа. Освоение инновационных решений позволит повысить качество строительных и монтажных работ.</p>	<p>Рассматриваемая сеть электроснабжения находится в районе крайнего севера. В соответствии с этим ЭО подвергается повышенному износу, что приводит к удорожанию реализации проекта.</p>
<p><b>Угрозы</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Расположение в зоне с тяжёлыми природными условиями;</li> <li>2. Автономная работа от ЭЭС;</li> <li>3. Развитая конкуренция в сфере проектирования;</li> <li>4. Сложная транспортная схема, связывающая нефтяное месторождение с ближайшим регионом</li> </ol>	<p>Угрозы внешней среды затрудняет осуществление проекта. Но доходы, получаемые от добычи полезных ископаемых, позволяют продолжить осуществление проекта. Выбор оборудования производится с учетом тяжелых климатических условий. Повышение надежности сети электроснабжения, гибкости и ремонтной пригодности схем реализовано с учетом угроз внешней среды.</p>	<p>Отсутствие опыта, неправильная интерпретация технических регламентов инженера в реализации подобных проектов при существовании перечисленных угроз внешней среды повышают сложность выполнения проекта. Однако благодаря правильному руководству и высокой квалификации руководителя данная проблема не представляет угрозы.</p>

На основании полученных данных при выполнении SWOT-анализа можно сделать вывод о необходимости реализации проекта.

В связи с вводом новых кустов и увеличением добычи нефти и газа происходит рост потребляемой мощности, что приводит к необходимости реконструкции существующих РУ с учетом сложных территориальных условий сети электроснабжения. Реализация проекта дает возможность осуществить качественную модернизацию не только объектов электроэнергетики, но и схемы электрических соединений электростанции, подстанций.

## **4.2. Планирование научно-исследовательских работ**

Планирование проекта – непрерывный процесс определения наилучшего способа действий для достижения поставленных целей проекта с учетом складывающейся обстановки. При планировании мы начинаем управлять проектом, ищем наилучшие пути решения, составляем план действий для решения задач.

### **4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования**

Структура предполагаемых работ представлена в следующем виде:

- 1) Определить структуру работ в рамках научного исследования;
- 2) Определить и назначить ответственных за каждую часть работы над проектом;
- 3) Для каждой части проекта установить продолжительность работ;
- 4) Построить необходимые графики для наглядности проведения научных исследований;

Для наблюдения за ходом продвижения научного исследования назначается ответственное лицо, которое следит за сроками исполнения, указывает на ошибки по ходу протекания исследования, дает рекомендации. Назовем это лицо руководителем.

Для выполнения основной работы, проведения теоретических расчетов и обоснований, сопоставлений результатов экспериментов назначается ответственное за это лицо – инженер.

Таблица 4.2 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№ этапа	Наименование этапов	№ работ	Наименование работ	Исполнители
1	Подготовительный этап	1	Разработка технического задания	Руководитель Инженер
		2	Сбор исходных данных	
		3	Разработка эскизного проекта	
2	Разработка теоретической части темы	4	Анализ исследуемого энергорайона	Инженер
			Анализ литературы	
3	Экспериментальные исследования	5	Расчет установившихся режимов в ПК RastrWin3	Руководитель Инженер
		6	Расчет ремонтных режимов в ПК RastrWin3	
		7	Разработка мероприятий по увеличению устойчивости энергорайона	
		8	Устойчивость генераторов ГТЭС Полярная	
		9	Устойчивость двигательной нагрузки	
4	Выводы	10	Анализ полученных результатов	Руководитель Инженер
		11	Оформление пояснительной записки	

#### 4.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Стоимость разработки проекта состоит в основном из трудовых затрат, поэтому очень важно определить какой вклад вносит каждый из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, так как зависит от многих факторов, которые сложно охватить и определить в какую-то определенную группу. Для определения среднего значения трудоемкости используют следующую формулу:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5},$$

где  $t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-день;

$t_{\text{min}i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-день;

$t_{\text{max}i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (неблагоприятное стечение обстоятельств), чел.-день;

Определив ожидаемую трудоемкость работ, можно определить продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Это вычисление в дальнейшем поможет рассчитать заработную плату.

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i},$$

где  $Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.;

$t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-день.

### 4.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

В качестве наглядного изображения проведения необходимых научных исследований и отслеживания начала и конца выполнения определенной работы построим диаграмму Ганта.

Диаграмма Ганта – столбчатая диаграмма (гистограмма), которая используется для иллюстрации плана, графика работ. Является одним из методов планирования проекта.

Для удобства построения графика, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}};$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

Для руководителя:  $k_{\text{кал}} = 1,22$

Для инженера:  $k_{\text{кал}} = 1,48$

Результаты расчета трудоемкости и продолжительности каждой работы с указанием исполнителей всех этапов подготовки исследования приведены в таблице 4.3.



Таблица 4.3 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$		Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$	
	$t_{min}$ , чел.-дни		$t_{max}$ , чел.-дни		$t_{ож}$ , чел.-дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания	4	-	6	-	4,8	-	5	-	6	-
Сбор исходных данных	3	5	5	7	3,8	5,8	2	3	2	4
Разработка эскизного проекта	-	9	-	12	-	10,2	-	10	-	15
Анализ исследуемого энергорайона	-	14	-	16	-	14,8	-	15	-	22
Анализ литературы	-	5	-	7	-	5,8	-	6	-	9
Расчет установившихся режимов в ПК RastrWin3	1	12	2	14	1,4	12,8	1	6	1	9
Расчет ремонтных режимов в ПК RastrWin3	1	16	2	18	1,4	16,8	1	8	1	12
Разработка мероприятий по увеличению устойчивости энергорайона	4	8	6	10	4,8	8,8	2	4	2	6
Устойчивость генераторов ГТЭС Полярная	-	4	-	6	-	4,8	-	5	-	7
Устойчивость двигательной нагрузки	1	2	2	4	1,4	2,8	1	1	1	2
Анализ полученных результатов	-	9	-	12	-	10,2	-	10	-	15
Оформление пояснительной записки	-	2	-	4	-	2,8	-	3	-	4

В качестве наглядного изображения проведения необходимых научных исследований и отслеживания начала и конца выполнения определенной работы построим диаграмму Ганта. Суммарная длительность в рабочих днях для руководителя составил 12 дней; для инженера – 71 день. Суммарная длительность работ в календарных днях для руководителя составил 13 дней; для инженера – 105 дней.

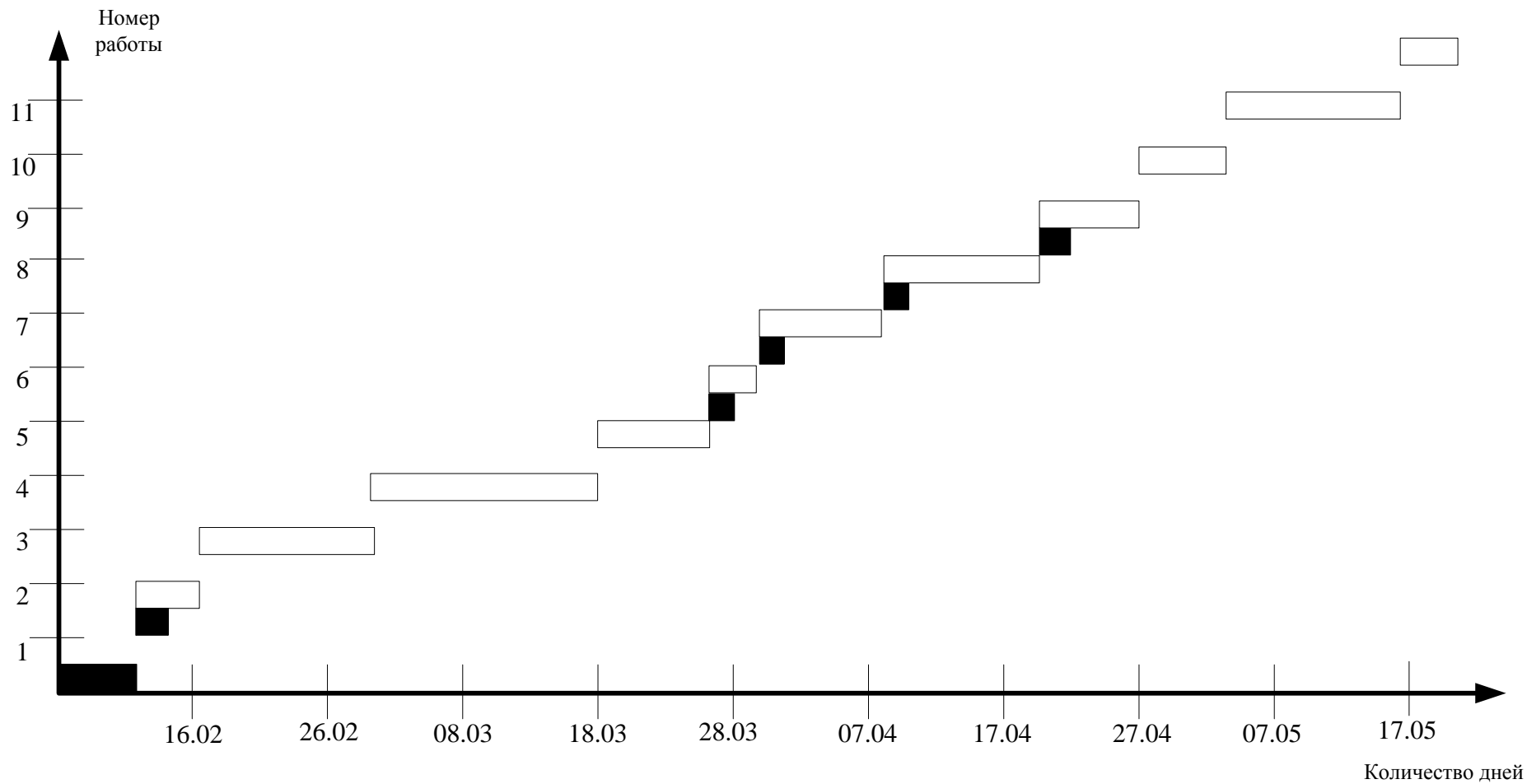


Рисунок 4.1 – График Ганта

- Руководитель
- Инженер

### 4.3. Бюджет научно-технического исследования

При проведении исследовательских работ обязательно будут разного рода затраты: от затрат на листы бумаги до изготовления опытного образца. Для того, что бы ограничивать себя от ненужных трат, следует сформировать бюджет, произвести группировку затрат, в которой будут отражены все виды расходов. Затраты на научно-техническое исследование формируется следующим образом:

- материальные затраты;
- амортизация;
- основная заработная плата исполнителей;
- дополнительная заработная плата исполнителей;
- страховые отчисления;
- накладные расходы.

#### Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материалов, которые потребуются для научного исследования приведен в табл. 4.4:

Таблица 4.4 – Расчет необходимых материалов для научного исследования

Материалы и оборудование	Ед. изм.	Срок службы, год	Кол-во материала, ед.	Цена за ед., руб.	Затраты, руб.
Бумага формата А4	лист	–	500	0,2	100
Бумага формата А3	лист	–	10	0,35	35
Ручка	шт.	–	2	10	20
Всего:					155
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)					7,75
Итого :					162,75

### **Амортизация**

В данном пункте рассчитывается амортизация компьютерного оборудования, необходимого для исследовательской работы.

Амортизация рассчитывается следующим образом:

$$H_A = \frac{1}{n} \cdot 100\% = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\% ;$$

где  $H_A$  - норма амортизации;

$n$  – срок полезного использования в количестве лет.

$$A = \frac{H_A \cdot Ц}{100} \cdot \frac{T_{дн}}{365}$$

где  $Ц$  – стоимость компьютерного оборудования, руб.;

$T_{дн}$  – длительность работ в рабочих днях.

$$A = \frac{33,3 \cdot 40000 \cdot 71}{100 \cdot 365} = 2591$$

### **Основная заработная плата исполнителей**

Основная заработная плата выплачивается работникам в качестве мотивации для продолжения дальнейшей работы. Заработная плата складывается из затрачиваемого на работу времени, выполненной работы, оклада, принятой для выполняемой работы и тарифных ставок.

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}$$

где  $З_{осн}$  – основная заработная плата;

$З_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12-20 % от  $З_{осн}$ ).

Основная заработная плата – это оплата труда за проработанное время и формируется согласно:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p$$

где  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.;

$З_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}$$

где  $Z_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.:

Для руководителя:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.}$$

где  $Z_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3;

$k_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,2;

$k_{\text{р}}$  – районный коэффициент, равный 1,3;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня –  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 56 раб. дней –  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (табл. 5.5).

Для 5-и дневной недели:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{33150 \cdot 11,2}{212} = 1751,3 \text{ руб.},$$

Для 6-и дневной недели

$$Z_{\text{дн}} = \frac{51285 \cdot 10,4}{246} = 2168,1 \text{ руб.},$$

Таблица 4.5 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	58 + 8	110 + 8
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск	56 + 5	24 + 10

- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	212

Таблица 4.6 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_{р}$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2168,1	12	26017
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1751,3	71	124342
Итого:								150359

### Дополнительная заработная плата исполнителей темы

К дополнительной заработной плате относятся затраты, которые выплачиваются работнику на отпуск, компенсация за неиспользованный отпуск, выплаты кормящих матерей, или оплата рабочего времени, связанного с выполнением государственных или общественных обязанностей.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 - 0,15).

Руководитель:  $Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,12 \cdot 26017 = 3122,04$  руб.,

Инженер:  $Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,12 \cdot 124342 = 14921$  руб.,

### Величина отчислений во внебюджетные фонды

К данной статье расходов относятся обязательные отчисления в соответствии с установленным законодательством РФ 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:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), равен 30 %.

$$\text{Руководитель: } Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,271 \cdot (26017 + 3122,04) = 7896,68 \text{ руб.}$$

$$\text{Инженер: } Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,271 \cdot (124342 + 14921) = 37740 \text{ руб.}$$

### **Накладные расходы**

Накладные расходы предполагают затраты, производимые организацией и связанные с основным производством. К таким затратам относятся – оплата услуг связи, затраты электрической энергии, почта, ксерокопия материалов. Величина коэффициента накладных расходов принимается равной 16%.

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации (печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, и т.д.). Их величину определим как:

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}} = \\ &= (162,75 + 2591 + 150359 + 18043 + 45636,68) \cdot 0,16 = 34686,8 \text{ руб.} \end{aligned}$$

### **Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта**

В таблице 4.7 приведен бюджет расходов на осуществление научно-технического проекта.

Таблица 4.7 – Бюджет затрат научного исследования

Затраты	Сумма, тыс.руб	Структура затрат, %
1. Материальные расходы	0,162	0,064
2. Амортизация	2,591	1,03
3. Расходы на оплату труда	150,359	59,79
4. Дополнительный оклад	18,043	7,175
5. Отчисления в фонды	45,636	18,147
6. Накладные расходы	34,686	13,79
Итого:	251,477	100

В данном разделе был подсчитан бюджет затрат на научное исследование, который в итоге составил 251, 477 тыс. руб. Бюджет является основой для регулирования величины затрат на научное исследование. К тому же бюджет представляет собой прогноз реализации проекта в натуральном и стоимостном выражении в планируемом периоде.

#### 4.4. Определение ресурсной эффективности исследования

Определение ресурсоэффективности НТИ оценивается 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.

Критерии оценивания НТИ для расчета интегрального показателя ресурсоэффективности приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка проекта
1. Технические характеристики	0,35	5
3. Надежность	0,25	4



4. Простота эксплуатации	0,25	4
5. Экономичность	0,15	3
Итого:	1,00	4,2

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = 0,35 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 = 4,2.$$

Сравнительная оценка характеристик проекта показывает, что проект имеет большую эффективность, и дальнейшее развитие может принести выгоду от эксплуатации в дальнейшем.

В данном разделе был осуществлен SWOT-анализ научного исследовательского проекта, на основании которого сделаны выводы о перспективности проведения НТИ.

В ходе работы была сформирована группа и сформированы этапы выполнения работ. Построена диаграмма Ганта, которая представляет собой наглядное изображение при проведении необходимых научных исследований и выполнения работ.

Был произведен расчет бюджета научно-технического исследования, который составил 251, 477 тыс. руб. Большую часть бюджета составили расходы на оплату труда.

В результате реализации научно-технического исследования проекта смоделированы различные режимные ситуации, произведен анализ пропускной способности линии, в связи с введением новых кустовых площадок. На основании результатов исследования сформированы основные мероприятия для повышения надежности сети электроснабжения. Осуществление исследования безусловно необходимо, так как повышение пропускной способности повлечет за собой нагрузку не только на электрооборудование, но и на воздушные линии электропередач, электростанцию и подстанции. Инвестиции в данный проект окупятся, благодаря увеличению в дальнейшем добычи нефти и газа на разрабатываемых участках.

