

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

Институт Энергетический (ЭНИИ)

Направление подготовки 140211.65 «Электроснабжение»

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА**

Тема работы
Проектирование системы электроснабжения Чистинского нефтяного месторождения

УДК 621.31.031:553.982(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9302	Вдовин Андрей Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Кабышев А.В.	д.ф.-м.н		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель каф. Менеджмента	Кузьмина Н.Г.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Амелькович Ю.А.	к.т.н.		

По разделу «Молниезащита»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Кабышев А.В.	д.ф.-м.н		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2016 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 127 ст., 19 рис., 36 табл., 33 источников, 4 прил.

Ключевые слова: нефть, переработка, насосы, трубопровод, схема электроснабжения, линия, сеть, электроприемник, нагрузка, оборудование, защита, ток, напряжение.

Объектом исследования является электрическая часть ОАО «Славнефть» Чистинного нефтяного месторождения.

Цель работы – проектирование схемы электроснабжения предприятия, выбор оборудования.

В процессе исследования проводился сбор исходных данных в ходе производственной практики на объекте исследования.

В результате была спроектирована схема электроснабжения от подстанции энергосистемы, до конечного электроприемника. Были выбраны кабели и провода, коммутационное оборудование, были сделаны необходимые проверки. Также результатом работы стал экономический расчет капитальных затрат на сооружение данной схемы, определены условия безопасного труда рабочих предприятия.

Основные характеристики: схема электроснабжения состоит из кабельных и воздушных линий электропередачи. В высоковольтной сети применяются вакуумные выключатели, в низковольтной сети автоматические выключатели. Воздушные линии располагаются на опорах, кабельные – на лотках. Схема проста в эксплуатации и надежна по степени бесперебойности питания. Схема пригодна к эксплуатации.

Значимость проектирования схемы электроснабжения очень высокая, так как от правильной ее работы зависит работа всего предприятия и населенных пунктов.

## Содержание

### Введение

Аппаратурно – технологический процесс разработки «Чистинского» нефтяного месторождения .....	9
<b>1. Исходные данные .....</b>	<b>11</b>
<b>2. Электроснабжение цеха ДНС .....</b>	<b>16</b>
2.1 Выбор схем электроснабжения цеха ДНС .....	16
<b>3. Электроснабжение предприятия .....</b>	<b>18</b>
3.1 Определение расчет нагрузки по месторождению в целом .....	18
3.2 Определение центра электрической нагрузок месторождения и расчет картограмм нагрузок .....	22
3.3 Выбор числа и мощных трансформаторов, расположенных на месторождении .....	25
3.4 Схема Внутризаводской сети выше 1000В .....	27
3.5 Техничко – экономический расчет схемы внешнего электроснабжения .....	32
3.6 Определение суммарных приведенных затрат на сооружение воздушной линии электропередачи .....	35
3.7 Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования .....	37
3.8 Техничко – экономическое сравнение вариантов .....	38
3.9 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000В .....	38
<b>4. Выбор и проверка оборудования в сети выше 1000В .....</b>	<b>43</b>
4.1 Выбор выключателей и разъединителей .....	43
4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока .....	45
4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения .....	47
4.4 Учет электрической энергии .....	48
<b>5. Релейная защита .....</b>	<b>52</b>
5.1 Назначение РЗиА .....	52
5.2 Защиты трансформатора .....	52
5.3 Токовые защиты трансформатора от коротких замыканий .....	52
5.4 Газовая защита .....	53
5.5 Дифференциальные токовые защиты трансформатора .....	54
5.6 Расчет дифференциальной защиты трансформатора ГПП .....	54
<b>6. Расчет электроснабжения до 1000В .....</b>	<b>60</b>
6.1 Электроснабжения цеха ДНС ниже 1000В .....	60
6.2 Выбор сечения питающей сети и аппаратов защиты .....	71
6.3 Выбор вводных автоматических выключателей .....	77
6.4 Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000В .....	81
6.5 Построение карты селективности действия защитных аппаратов .....	83
6.6 Построение эпюры отклонения напряжения .....	84
<b>7. Список использованных источников .....</b>	<b>.....</b>

## Введение

Системой электроснабжения называют совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией.

Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных электроприемников к которым относятся электродвигатели различных машин и механизмов, электрические печи, электролизные ванны, электросварочные и осветительные установки.

Системы электроснабжения современных промышленных предприятий должны удовлетворять следующим требованиям:

- экономичность и надежность;
- безопасность и удобство эксплуатации;
- обеспечение надежного качества электрической энергии, уровней и отключения напряжения, стабильности частоты;
- экономия электрической энергии и цветных металлов;
- гибкость системы, дающая возможность дальнейшего развития без существенного переустройства основных вариантов электрических сетей на период строительства и эксплуатации;
- максимальное приближение источников высокого напряжения к электрическим установкам электропотребителей, снижение первоначальных затрат и уменьшение потерь электрической энергии с одновременным повышением надежности.

Системы электроснабжения в целом выполняются таким образом, чтобы в условиях послеаварийного режима, после соответствующих переключений, она была способна обеспечить питание нагрузки предприятия.

Целью дипломного проекта является:

Спроектировать систему электроснабжения нефтяного месторождения нефти «Чистинное» употребляя при проектировании реальные данные этого предприятия, детально проработать систему электроснабжения ДНС.

## АППАРАТУРНО – ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ «ЧИСТИНСКОГО» НЕФТЯНОГО МЕСТОРАЖДЕНИЯ

Основными видами деятельности предприятия является нефтедобывающие скважины, капитальный и текущий ремонт скважин, проведение геофизических и тампонажных работ, эксплуатация подъемных агрегатов при подземном и капитальном ремонте скважин.

Данное предприятие производит разработку нефтяных месторождений в условиях Крайнего Севера. В данном проекте рассматриваются вопросы электроснабжения ОАО «Славнефть» западно-сибирского региона.

В состав ОАО «Славнефть» ДНС м/р Чистинского входят объекты ДНС, вахтовый посёлок и кусты №1-№6. (товарно-сырьевой парк, котельная, химическая лаборатория, склад, административно-бытовой комплекс, производственно-вспомогательный комплекс, автоматическая станция пенотушения, насосная противопожарного водоснабжения, станция обезжелезивания, насосные станции по перекачки нефти.)

Все электропотребители ДНС относятся к I и II категории электроснабжения. **Дожимная насосная станция** (сокр. *ДНС*) - технологическая часть системы сбора нефти и газа на промыслах и их последующей транспортировки.

Оборудование ДНС, прежде всего насосы, сообщает нефти и газу дополнительный напор, необходимый для их транспортирования в направлении высоконапорных участков через системы сбора и подготовки.

Функционирование дожимной насосной станции регламентируется двумя нормативными документами. Это технологическая схема и технический регламент. Они утверждаются техническим руководителем предприятия по добыче и транспортировке нефти и газа.

Как правило, ДНС применяются на отдаленных месторождениях. Необходимость применения дожимных насосных станций обусловлена тем, что зачастую на таких месторождениях энергии нефтегазоносного пласта для транспортировки нефтегазовой смеси до УПСВ недостаточно.

Дожимные насосные станции выполняют также функции сепарации нефти от газа, очистки газа от капельной жидкости и последующей раздельной транспортировки углеводородов. Нефть при этом перекачивается центробежным насосом, а газ — под давлением сепарации. ДНС различаются по типам в зависимости от способности пропускать сквозь себя различные жидкости. Дожимная насосная станция полного цикла состоит при этом из буферной емкости, узла сбора и откачки утечек нефти, собственно насосного блока, а также группы свечей для аварийного сброса газа.

На нефтепромыслах нефть после прохождения групповых замерных установок принимается в буферные емкости и после сепарации поступает в буферную емкость с целью обеспечить равномерное поступление нефти к перекачивающему насосу. Лишь после прохождения данного технологического этапа нефть поступает в нефтепровод.

# 1. Исходные данные

Таблица № 1.1 – Сведения об электрических нагрузках участка Чистинского нефтяного месторождения

№ на генплане	Наименования объекта	Установленная мощность, кВт
1	ДНС	7312,3
2	Вахтовый посёлок	360
3	Куст №1	1600
4	Куст №2	1250
5	Куст №3	1300
6	Куст №4	840
7	Куст №5	1045
8	Куст №6	1000

## Генеральный план «Чистинского» нефтяного месторождения.

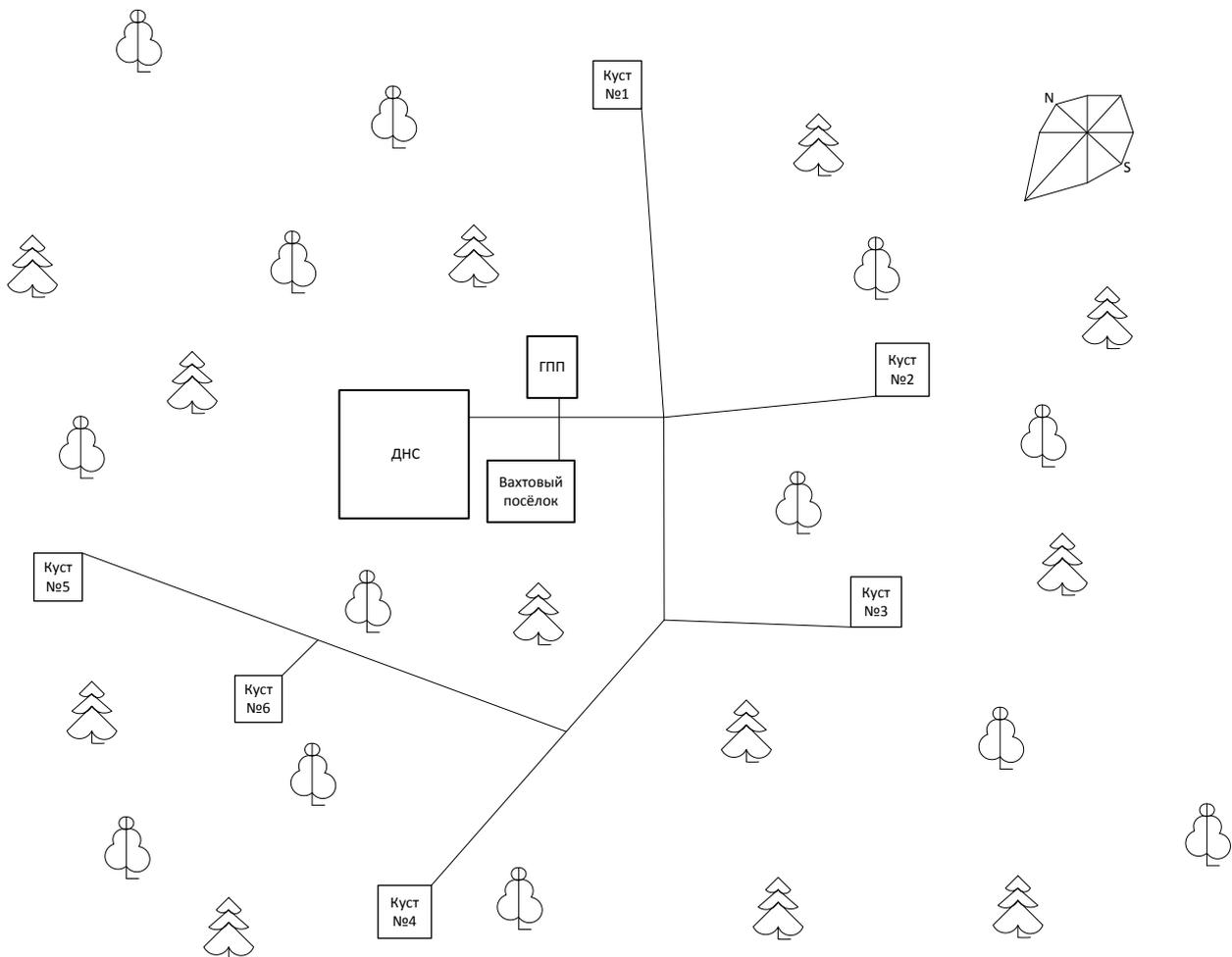


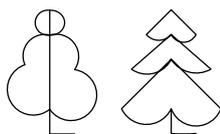
Рис. 1.1 (масштаб 1:2).

Генеральный план нефтяного месторождения «Чистинского» сведения об электрических нагрузках приведены в таблице 1.1.

— - Автодорога



- Объекты.



- Растительность.

Схема расположения цехов на территории ДНС (Приложение ДП – ФЮРА. 3710000. 063 Э4).

Сведенье об электрических нагрузок предприятия нефтяной промышленности на территории ДНС таблица № 1.2

№ на генплане	Наименования сооружений	Установленная мощность, кВт
1	Ремонтная-механическая	182,6
2	Сварочный пост	52,3
3	Пожарный пост	182,1
4	Очистные	580,5
5	Узел учёта нефти	36,5
6	Насосная по перекачки нефти	38,8
7	Компрессорный пост	188,1
8	Водо-насосная	786,5
9	ЦДУ (центр диспетчерского управления)	40,1
10	Хим. лаборатория	41,7
11	Котельная	183,1

Таблица №1.3 – Сведения об электрических нагрузках ДНС

(приложение ДП – ФЮРА. 3710000. 063 Э4).

№	Наименование электрооборудования	n	$P_{уст}/кВт$	$K_{и}$	$\cos\phi$	$tg\phi$	$I_{ном}/А$	$I_{пуск}/А$
1.Ремонтная-механическая								
1	Токарный станок	2	25,8	0,14	0,5	1,73	78,2	93,8
2	Фрезерный станок (вер-ный, гори-ный)	1	16,7	0,14	0,5	1,73	50,6	60,6
		1	19,3				58,5	69,5
3	Эл. наждак	1	5,5	0,14	0,5	1,73	16,6	19,9
4	Вертикально-сверлильный станок	1	17,9	0,14	0,5	1,73	54,2	65,2
5	Кран-балка ПВ=40%	1	10,4	0,1	0,5	1,17	19,1	22,9
6	Испытательный стенд	1	4,6	0,75	0,7	1,17	10	12
7	Тепловая завеса ворот	1	6,5	0,14	0,95	0,33	10,5	0
8	Обогреватель	10	4,5	0,8	0,95	0,33	36,3	0
9	Вытяжка	4	1,5	0,7	0,8	0,4	2,9	4
10	Освещение	8	0,4	0,9	0,95	0	7,6	0
2.Сварочный пост								
1	Сварочный агрегат ПВ=25% ; $U_{ном}=380В$ .	2	19,5	0,3	0,35	1,73	89,1	101,8
2	Обогреватель	2	4,5	0,8	0,95	0,33	14,5	0
3	Вытяжка	1	1,5	0,7	0,8	0,4	2,9	4
4	Освещение	2	0,4	0,9	0,95	0	3,8	0

3.Пожарный пост								
1	Насос	4	36,4	0,8	0,85	0,33	70	84
2	КИПа	1	0,7	0,55	0,65	0	7	0
3	ЦУ	1	1,6	0,75	0,8	0	3,1	0
4	Обогреватель	4	7,4	0,8	0,95	0,33	23,9	0
5	Вытяжка	2	1,5	0,7	0,8	0,4	2,9	4
6	Освещение	4	0,4	0,9	0,95	0	7,6	0
4.Очистные								
1	Насос	10	52,4	0,8	0,85	0,33	93,6	112,6
2	КИПа	1	0,9	0,55	0,65	0	9	0
3	ЦУ	1	2	0,75	0,8	0	3,8	0
4	Обогреватель	6	7,4	0,8	0,95	0,33	23,9	0
5	Вытяжка	4	1,5	0,7	0,8	0,4	2,9	4
6	Освещение	8	0,4	0,9	0,95	0	15,2	0
5.Узел учёта нефти								
1	КИПа	1	0,7	0,55	0,65	0	7	0
2	ЦУ	1	1,6	0,75	0,8	0	3,1	0
3	Обогреватель	4	7,4	0,8	0,95	0,33	23,9	0
4	Вытяжка	2	1,5	0,7	0,8	0,4	2,9	4
5	Освещение	4	0,4	0,9	0,95	0	7,6	0
6.Насосная по перекачки нефти								
1	Насос 10 кВ	5	1000	0,9	0,8	0,33	963,4	1156
2	КИПа	1	1,4	0,55	0,65	0	14	0
3	ЦУ	1	1,6	0,75	0,8	0	3,1	0
4	Обогреватель	4	7,4	0,8	0,95	0,33	23,9	0
5	Вытяжка	2	1,5	0,7	0,8	0,4	2,9	4
6	Освещение	8	0,4	0,9	0,95	0	15,2	0
7.Компрессорный пост								
1	Компрессор	4	37,9	0,8	0,85	0,33	67,7	81,7
2	КИПа	1	0,7	0,55	0,65	0	7	0
3	ЦУ	1	1,6	0,75	0,8	0	3,1	0
4	Обогреватель	4	7,4	0,8	0,95	0,33	23,9	0
5	Вытяжка	2	1,5	0,7	0,8	0,4	2,9	4
6	Освещение	4	0,4	0,9	0,95	0	7,6	0
8.Водо-насосная								
1	Насос 0,38В	5	150	0,9	0,8	0,33	288,5	316,5
2	КИПа	1	0,7	0,55	0,65	0	7	0
3	ЦУ	1	1,6	0,75	0,8	0	3,1	0
4	Обогреватель	4	7,4	0,8	0,95	0,33	23,9	0
5	Вытяжка	2	1,5	0,7	0,8	0,4	2,9	4
6	Освещение	4	0,4	0,9	0,95	0	7,6	0
9.ЦДУ (центр диспетчерского управления)								
1	Обогреватель	8	2,5	0,8	0,95	0,33	50	0
2	Умывальник	1	2	0,75	0,95	0,33	10	0
3	Чайник	1	2	0,75	0,95	0,33	10	0
4	Холодильник	1	1,2	0,8	0,85	1,17	6	7
5	СВЧ печь	1	1,5	0,3	0,85	0,33	2,9	0
6	Компьютер	4	0,7	0,7	0,8	0,75	14	0
7	КИПа	1	1,4	0,55	0,65	0	7	0
8	ЦУ	1	2,8	0,75	0,8	0	14	0
9	Освещение	16	0,4	0,9	0,95	0	15,2	0
10. Хим. лаборатория								
1	Обогреватель	8	2,5	0,8	0,95	0,33	50	0
2	Диагностическое оборудование	5	1,5	0,6	0,7	0,5	7,5	0

3	Компьютер	4	0,7	0,7	0,8	0,75	14	0
4	КИПа	1	0,8	0,55	0,65	0	4	0
5	ЦУ	1	1,4	0,75	0,8	0	7	0
6	Вытяжка	4	1,5	0,7	0,8	0,4	2,9	4
7	Освещение	8	0,4	0,9	0,95	0	15,2	0
11.Котельная								
1	Насос	4	36,4	0,8	0,85	0,33	70	84
2	КИПа	1	1,7	0,55	0,65	0	17	0
3	ЦУ	1	1,6	0,75	0,8	0	3,1	0
4	Обогреватель	4	7,4	0,8	0,95	0,33	23,9	0
5	Вытяжка	2	1,5	0,7	0,8	0,4	2,9	4
6	Освещение	4	0,4	0,9	0,95	0	7,6	0

Примечание: Для ЭП, содержащих асинхронные двигатели КПД принимаем  $\eta=0,89$ ; кратность пусковых токов принимаем равной 4. Для ЭП, не содержащих асинхронные двигатели КПД принимаем  $\eta=1$ ; кратность пусковых токов отсутствует. Кратность пускового тока сварочного агрегата принимаем равной 3.

## 2. Электроснабжение цеха ДНС

Электроснабжение цеха выполняется в следующей последовательности:

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

2. Определяются расчетные электрические нагрузки по пунктам питания цеха.

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

4. Производится выбор аппаратов защиты управления цеха.

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

6. Производится расчет питающей и распределительной сети по условиям допустимой потере напряжения. Производится построение эпюр отклонения напряжения на участке линии от шин ГПП до зажимов наиболее удаленного электроприемника или наиболее мощного от цеховой ТП. Эпюры строятся для режимов максимальной и минимальной нагрузок, а в случае двухтрансформаторной подстанции и для послеаварийного режима.

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

### 2.1 Выбор схемы электроснабжения цеха ДНС

Внутрицеховое электроснабжение будем осуществлять по радиальной схеме, так как она является наиболее надежной, что очень важно для особоопасных объектов. (Приложение: ДП.ФЮРА. 3710000. 063 ПЗ; ДП.ФЮРА. 3710000. 064 ПЗ) А также учитываем, что во взрывоопасных помещениях не должно находиться коммутирующей аппаратуры не во взрывозащищенном исполнении. В качестве защитных аппаратов будем применять автоматические выключатели (с устройствами, обеспечивающими автоматическое отключение автомата при ненормальных режимах в сети). Согласно выбранной схеме электроприемники будут запитаны от ШРНН, укомплектованных автоматическими выключателями. Питание каждого ШРНН осуществляется от трансформатора по кабелю.

### 3. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

#### 3.1 Определение расчетной нагрузки по месторождению в целом

Расчетные электрические нагрузки для всего месторождения, определяются по установленной мощности и коэффициенту спроса. Расчетная нагрузка (активная и реактивная) приемников определяется из выражений:

При данном виде расчета осветительная нагрузка рассматривается отдельно от силовой со своим коэффициентом спроса осветительной нагрузки. Осветительная нагрузка учитывается в полной нагрузке куста путем сложения силовой и осветительной по кусту (таблица 3.1).

Пример расчета для куста №1 для потребителей электроэнергии 0,4 кВ:

Активная мощность:

Реактивная мощность:

Активная мощность:

Полная мощность:

Для определения полной мощности предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП необходимо учитывать потери мощности в трансформаторах расположенных на кустах и высоковольтной сети, но так как эти трансформаторы и линии до них не выбраны, то приближенно потери мощности определяются из следующих выражений:

Активные потери мощности в трансформаторах:

Реактивные потери мощности в трансформаторах:

Активные потери мощности в линии.

Полная мощность месторождения, приведенная к шинам 10 кВ ГПП, определяется из следующих формул:

Так как трансформаторы ГПП не выбраны, потери мощности в них учитываются приближенно по формулам:

Активные потери мощности в трансформаторах ГПП:

Реактивные потери мощности в трансформаторах ГПП:

Для расчета полной мощности со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП необходимо знать мощность компенсирующих устройств. Для выбора компенсирующих устройств прежде всего необходимо знать расчетную мощность в соответствии со значением мощности, которую может получить предприятие из энергосистемы.

Реактивная мощность компенсирующих устройств:

Расчетный коэффициент соответствующий средним условиям передачи реактивной мощности по сетям энергосистемы к потребителям с учетом различных затрат на потери энергии в различных объединенных энергосистемах, для напряжения 110кВ [2, табл. 5.1].

Полная расчетная мощность ГПП:

Если расчетная мощность предприятия не превышает, то экономически целесообразно

Схема внешнего электроснабжения представлена на рисунке 3.1

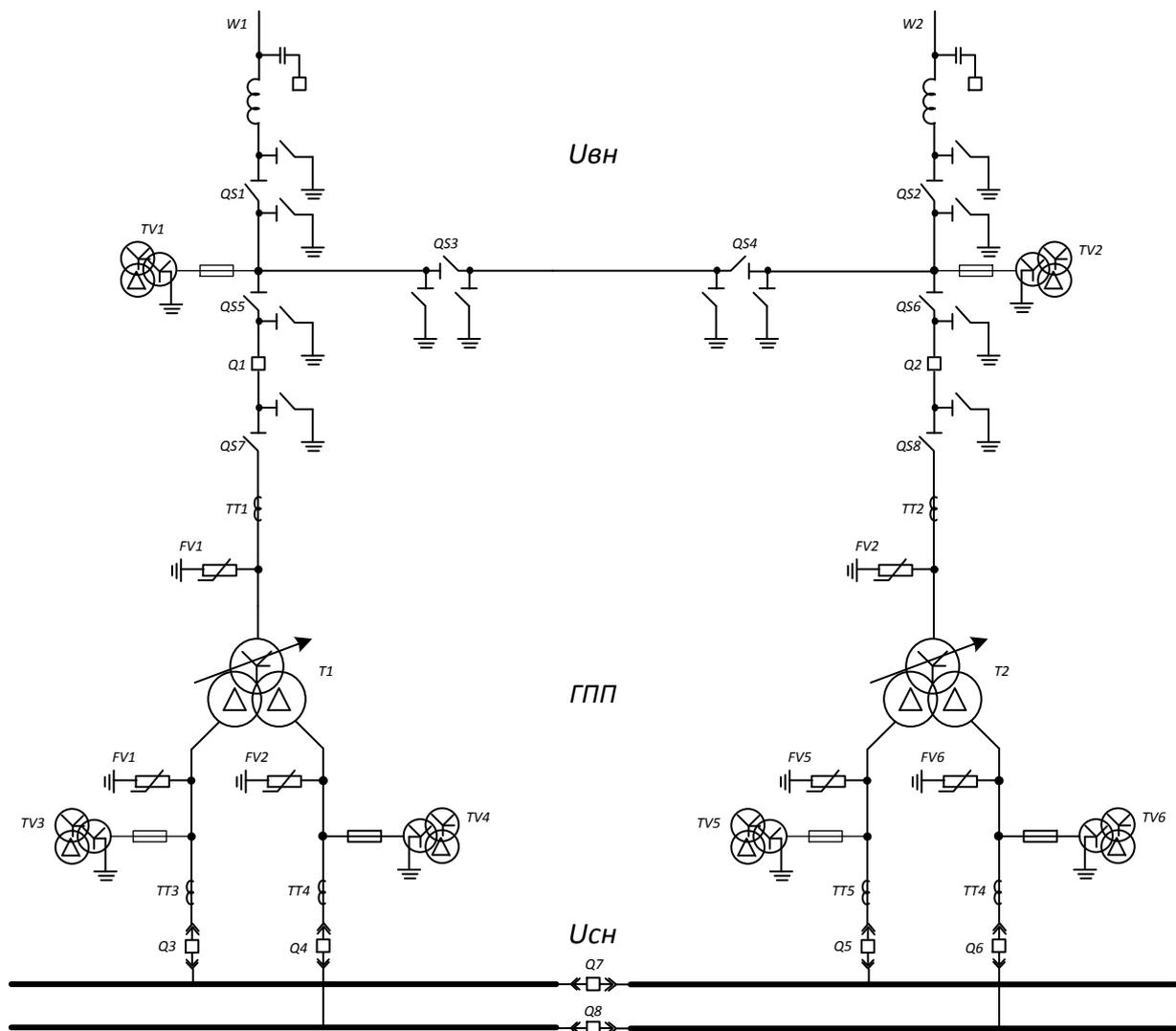


Рисунок 3.1 – Схема внешнего электроснабжения

W1, W2 - воздушная линия; TV1 ÷ TV6 - трансформаторы напряжения; FV1 ÷ FV6 - ограничители перенапряжения; QS1 ÷ QS8 - разъединители; Q1 ÷ Q8 - выключатели; T1, T2 - силовые трансформаторы

Принимаем схему внешнего электроснабжения в виде двух блоков с выключателями и неавтоматической перемычкой. При нарушении в трансформаторе, сработает защита и подаст сигнал на отключение выключателя в цепях трансформатора на низкой и высокой стороне. Секционный выключатель низкой стороны подключит секцию, оставшуюся без напряжения. Разъединители в ремонтной перемычке нормально отключены. В случае вывода в ремонт трансформатора или выключателя в цепи трансформатора есть возможность оставить в работе обе питающие линии путем включения разъединителей перемычки. Причем сначала включается перемычка, а затем отключаются цепи трансформатора.

Таблица 3.1 – Определение расчетной нагрузки по месторождению.

Наименование объектов	$P_n$ / кВт	$K_c$	$\cos\varphi/\operatorname{tg}\varphi$	$P_P$ /кВт	Осветительная нагрузка территории месторождения			Силовая + осветительная		
					$P_{н.о}$ / кВт	$K_{co}$	$P_{po}$ / кВт	$P_p+P_{po}$ / кВт	$Q_p$ / кВАр	$S_p$ / кВА
<b>Потребители электроэнергии 0,4кВ</b>										
ДНС	2284,3	-	-	1769,1	-	-	-	1486,9	793	1724,3
Вахтовый посёлок	360	0,8	0,8/0,5	288	15	0,7	10,5	298,5	149,2	333,7
Куст №1	1600	0,8	0,8/0,33	1280	15	0,7	10,5	1290,5	425,9	1359
Куст №2	1250	0,8	0,8/0,33	1000	12	0,7	8,4	1008,4	332,8	1062
Куст №3	1300	0,8	0,8/0,33	1040	13	0,7	9,1	1049,1	346,2	1104,7
Куст №4	840	0,8	0,8/0,33	672	12	0,7	8,4	680,4	224,5	716,5
Куст №5	1045	0,8	0,8/0,33	836	14	0,7	9,8	845,8	279,1	890,6
Куст №6	1000	0,8	0,8/0,33	800	15	0,7	10,5	810,5	267,5	853,5
Итого	9679,30	-	-	7685,10	96	-	67,20	7470,10	2818,20	8044,30
<b>Потребители электроэнергии 10кВ</b>										
ДНС насосный блок (синхронные эл. двигатели)	5000	0,8	0,8/0,33	4000	-	-	-	-	1320	4212,2

### 3.2 Определение центра электрических нагрузок (ЦЭН) месторождения и расчет картограммы нагрузок

Главные понижающие подстанции в целях экономии металла и электроэнергии рекомендуется устанавливать в центре электрических нагрузок. Координаты ЦН, определяются из соотношений:

Для наглядного представления нагрузок кустов на территории района и выбора мощности и типа ТП применяется картограмма нагрузок, которая представляет собой размещенные на генплане района окружности, причем площади ограниченные этими окружностями в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого куста находится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок куста. Радиус окружности определяется из выражения:

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку.

Угол сектора определяется из соотношения:

Пример для куста №1:

Расчет сводится в таблицу 3.2. Данные расчета таблицы 3.2, отображаются графически на рис. 3.2.

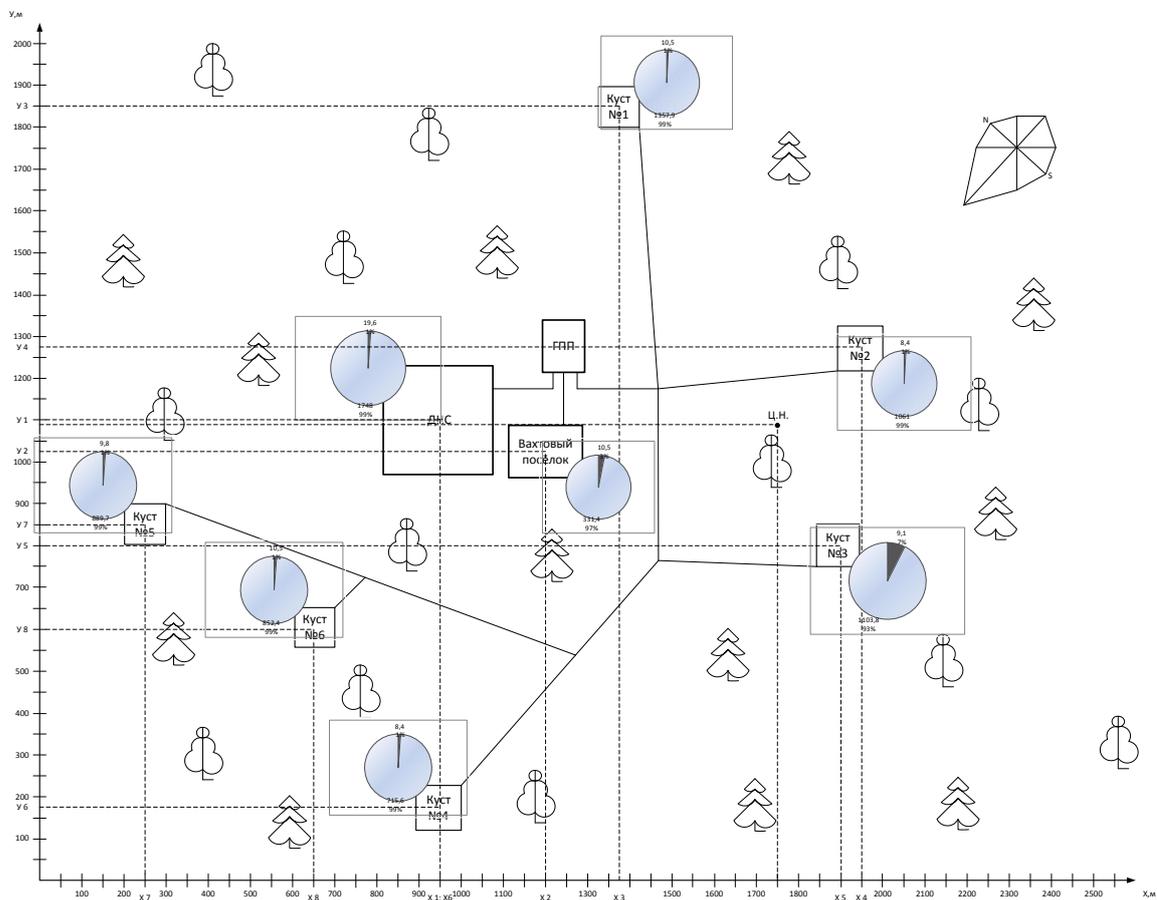
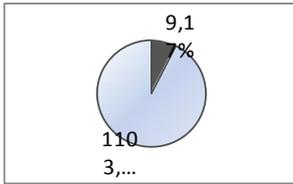


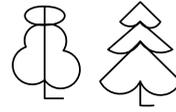
Рисунок 3.2 - Генеральный план месторождения с картограммой нагрузок

Место, где находится ЦН указанное на рисунке 3.2, не может быть приято для расположения ГПП, в связи влияние условий окружающей среды, а также наличие необходимой площади. Таким образом, ГПП располагаем к востоку от ЦН возле ДНС и вахтового посёлка.

Условные обозначения:



- Электрическая нагрузка  
0,38В (закрашенный сектор  
– нагрузка освещения).



- Растительность.

Ц.Н. - Центр электрических  
нагрузок.



- ЛЭП 10кВ.



- Объекты.



- Главная понизительная  
подстанция.

Таблица 3.2 - Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

Наименование объектов	$S_{pi}$ /кВт	$P_{poi}$ /кВт	$R_i$ /мм	$\alpha$ / Град.	$x_i$ /м	$y_i$ / м	$S_{pi} * x_i$ / кВА·м	$S_{pi} * y_i$ / кВА·м
Потребители электроэнергии 0,4кВ								
ДНС	2106,6	19,6	11,6	1,8	950	1100	2001270	2317260
Вахтовый посёлок	333,7	10,5	4,6	11,3	1200	1025	400440	342042,5
Куст №1	1359	10,5	9,3	2,8	1375	1850	1868625	2514150
Куст №2	1062	8,4	8,2	2,8	1950	1275	2199295800	1354050
Куст №3	1104,7	9,1	8,4	3	1900	800	2098930	883760
Куст №4	716,5	8,4	6,7	4,2	950	175	680675	125387,5
Куст №5	890,6	9,8	7,5	4	250	850	222650	757010
Куст №6	853,5	10,5	7,4	4,4	650	600	554775	512100
Итого	8426,60	86,80	63,60	35,9	9225,00	7675,00	2207123165,00	8805760,00
Потребители электроэнергии 10кВ								
ДНС	4212,2	-	16,4	-	875	1150	3685675	4844375
Общий итог	12638,8	-	-	-	-	-	2210808840	13650135

### 3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов, расположенных на месторождении

При установке на крупных промышленных предприятиях группы цеховых трансформаторных подстанций их нагрузки выбираются, как правило, одинаковой для всей группы.

Удельная плотность нагрузки определяется по формуле:

Учитывая специфику электроснабжения в нефтегазодобывающей отрасли, а именно большой территориальный разброс кустов, для каждого куста выбираем количество и мощность трансформаторов по формуле:

Проверяем установленную мощность трансформатора в послеаварийном режиме при отключении одного из трансформаторов:

Следовательно, выбранная мощность трансформаторов обеспечит электроснабжение предприятия как в нормальном, так и в послеаварийном режимах.

Полученные данные занесем в таблицу 3.3. Схема питания кустовых и вахтенного посёлка, подстанций и высоковольтных электроприёмников представлена на рисунке 3.2

Таблица 3.3 – Мощность кустовых ТП

Наименование объектов	$S_p$ , кВА	$S_p / 0,5$ кВА	$S_p / 1,4$ кВА	$N_{mp} \cdot S_{n mp}$	$S_{n mp}$ , кВА
ДНС	1724,3	862,1	1231,6	2×1600	1600
Вахтовый посёлок	333,7	166,8	467,2	1×400	400
Куст №1	1359	679,5	1902,6	2×2500	2500
Куст №2	1062	531	1486,8	2×1600	1600
Куст №3	1104,7	552,3	1546,6	2×1600	1600
Куст №4	716,5	358,2	1003	2×1000	1000
Куст №5	890,6	445,3	1246,8	2×1600	1600
Куст №6	853,5	426,7	1194,9	2×1000	1000
Итого по месторождениям	8426,60	4213,10	11797,10	1×400 4×1000 8×1600 2×2500	11300,00

Таким образом, принимаем 1 трансформатора мощностью 400 кВА, 4 трансформатора мощностью 1000 кВА, 8 трансформатора мощностью 1600 кВА, 2 трансформатора мощностью 2500 кВА и 2 трансформатора мощностью 4000 кВА. Общая мощность трансформаторов составляет 11300 кВА.

Таблица 3.4 – Параметры трансформаторов [1, стр. 158, табл. 7.3]

Тип	$S_{ном}$ МВА	$U_{вн}$ кВ	$U_{нн}$ кВ	$P_{хх}$ , кВт	$Q_{хх}$ кВАр	$P_{кз}$ кВт	$Q_{кз}$ кВАр	$U_{к}$ %	$I_{хх}$ %
ТМ - 1000/10	1,0	10,0	0,4	2,0	16,5	11,6	39,5	5,5	1,40
ТМ - 1600/10	1,60	10,0	0,4	2,75	20,8	16,5	88,0	5,5	1,30
ТМ - 2500/10	2,50	10,0	0,4	3,85	25,0	23,5	137,5	5,5	1,00

## Общие коэффициенты загрузки по трансформаторам разных мощностей

На основании расчетов, на генплане предприятия производим расстановку цеховых трансформаторных подстанций, рисунок 3.3.

Потери мощности в трансформаторах цеховых подстанций

Суммарные потери мощности

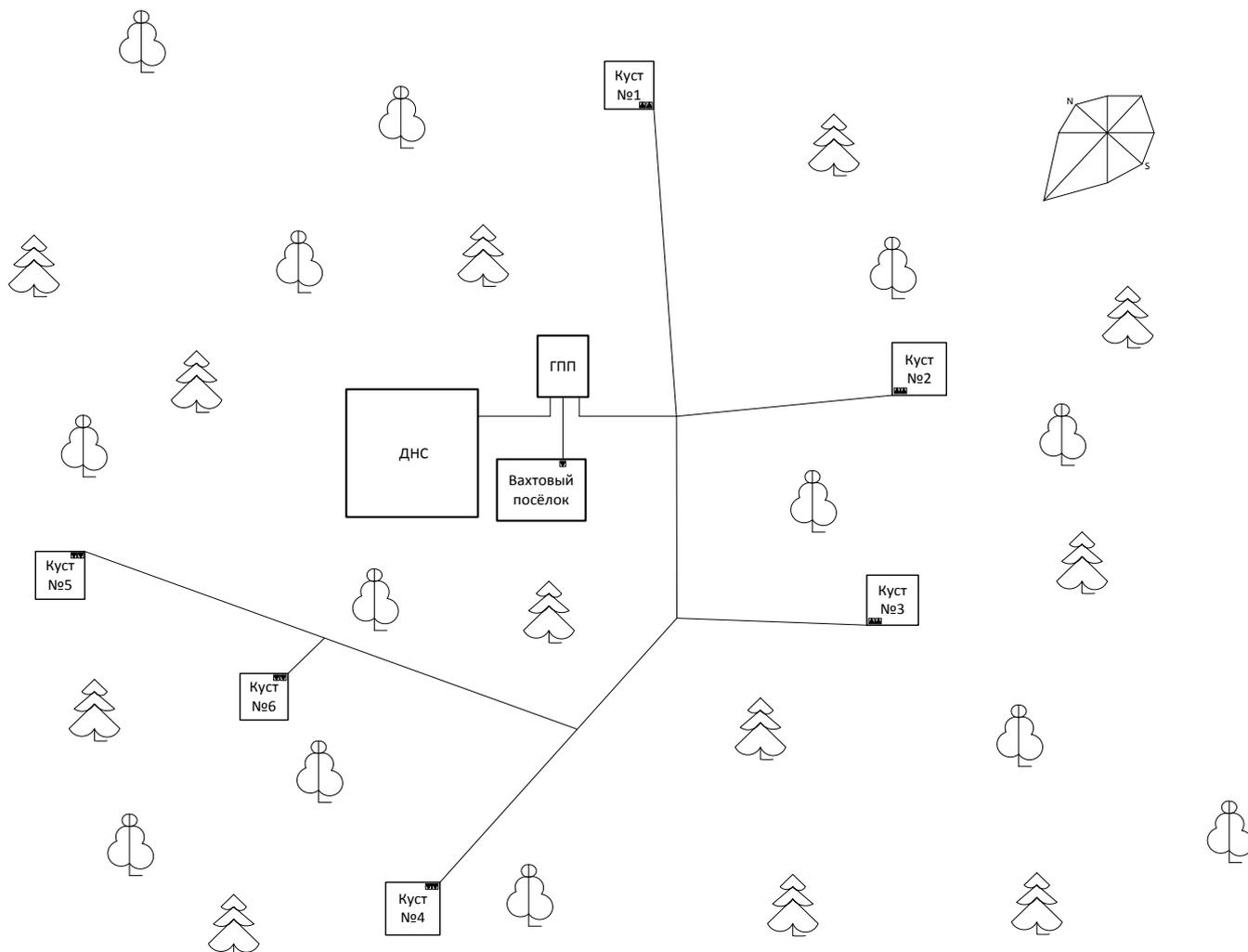


Рисунок 3.3 План расположения трансформаторных подстанций на «Чистинского» месторождения, масштаб (1:2).

### 3.4 Схема внутризаводской сети выше 1000 В

Распределительная сеть выше 1000 В по территории месторождения выполняется проводом марки АС-120 на опорах. Питание высоковольтных двигателей осуществляем кабельными линиями марки АВБШв (кабель с алюминиевыми жилами, с оболочкой из вулканизированного полиэтилена, бронированный, с наружным покровом из поливинилхлоридного шланга), с прокладкой по эстакадам.

Схема питания цеховых трансформаторных подстанций приведена на рисунке 3.2.

## **ГПП – ТП5**

### **Расчетный ток на ВЛ**

**– по короне:**

Проверяется выполнение условия:

Следовательно, выбранное сечение проходит проверку по условиям коронирования выполняется.

– по механической прочности: для сталеалюминевых проводов минимальное сечение по условиям механической прочности  $120 \text{ мм}^2$ . Учитывая потери на «корону», и ограничения по механической прочности, окончательно выбираем провод АС с сечением токопроводящей жилы  $S_{\text{жк}}=120/19 \text{ мм}^2$  с максимально допустимым током  $390 \text{ А}$ .

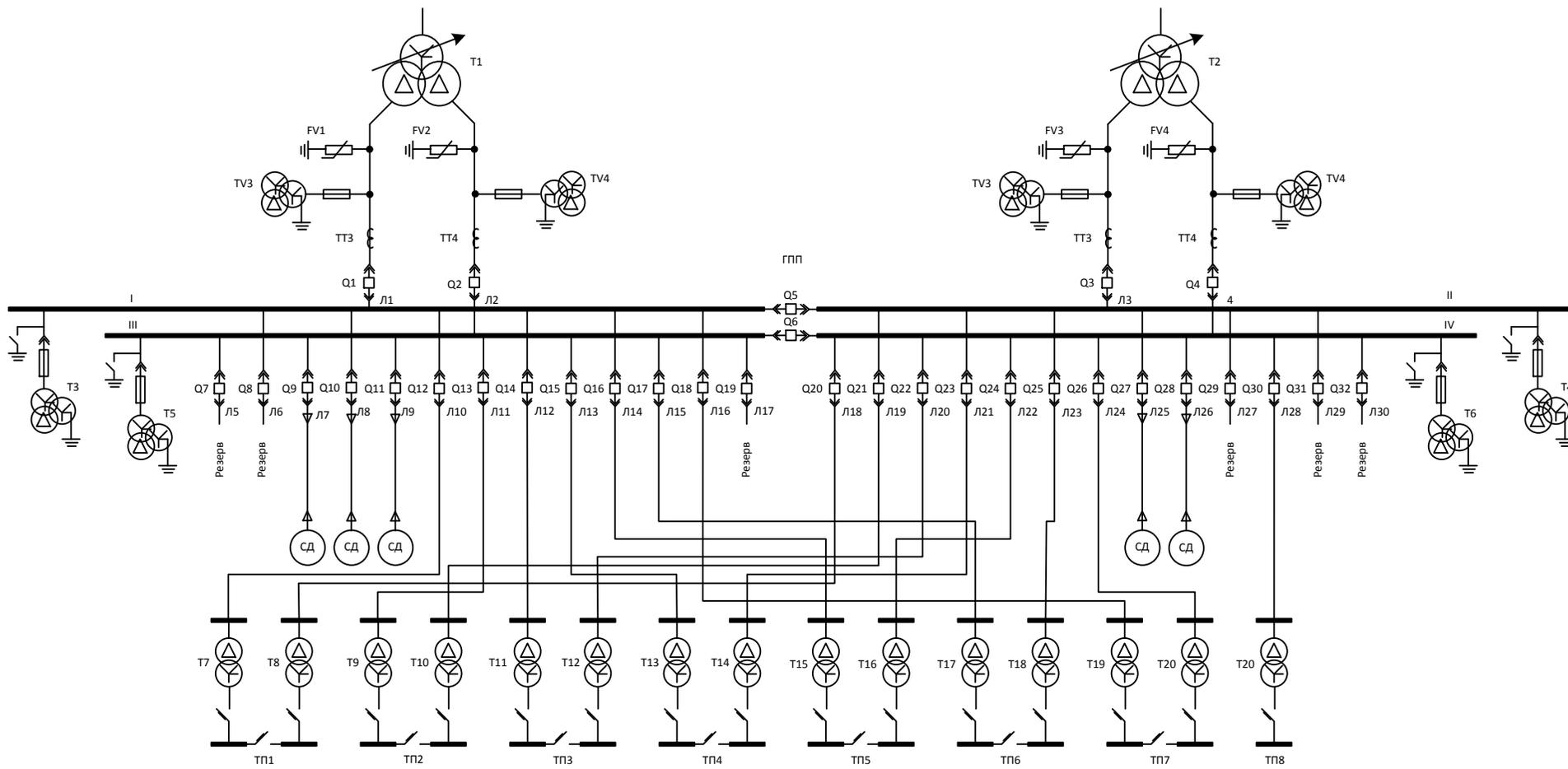


Рисунок 3.4 – Упрощенная схема питания ДНС с вахтовым поселка, кустовых подстанций и высоковольтные электроприемников

## ГПП-СД 630 кВт

Расчетный ток на одну цепь

Экономическое сечение

Намечаем кабель ближайшего стандартного сечения марки АВБбШв

Выбранное сечение проверяется по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме

Выбранное сечение проходит по результатам проверок. Оставляем ранее намеченный кабель.

Дальнейшие расчеты сводим в таблицу 3.5

Таблица 3.5 – Выбор сечений проводников распределительной сети выше 1000В

№ п/п	Участок	Мощность участка, кВА	n <sub>ц</sub> , шт	U <sub>ном</sub> , кВ	L, км	Расчетная нагрузка		F <sub>эк</sub> , мм <sup>2</sup>	Способ прокладки	K <sub>пр</sub>	Марка и сечение	Допустимая нагрузка
						I <sub>расч</sub> , А	I <sub>расч.ав</sub> , А					I' <sub>доп</sub> , А
1	ГПП – ТП1	1359	2	10	0,012	144,5	289	-	ВЛ	-	АС 120/19	390
2	ГПП – ТП2	1062	2	10	0,01	92,4	184,8	-		-	АС 120/19	390
3	ГПП – ТП3	1104,7	2	10	0,015	92,4	184,8	-		-	АС 120/19	390
4	ГПП – ТП4	716,5	2	10	0,02	28,9	57,8	-		-	АС 120/19	390
5	ГПП – ТП5	890,6	2	10	0,028	92,4	184,8	-		-	АС 120/19	390
6	ГПП – ТП6	853,5	2	10	0,023	144,3	288,7	-		-	АС 120/19	390
7	ГПП – ТП7	1724,3	2	10	0,004	92,4	184,8	-		-	АС 120/19	390
8	ГПП – ТП8	333,7	1	10	0,002	11,5	23	-		-	АС 120/19	390
9	ГПП – СД1	820	1	10	0,064	68,9	-	49,2	Эстакады	1,00	АВБбШв - 1 (3 × 50)	115
10	ГПП – СД2	820	1	10	0,06	68,9	-	49,2		1,00	АВБбШв - 1 (3 × 50)	115
11	ГПП – СД3	820	1	10	0,056	68,9	-	49,2		1,00	АВБбШв - 1 (3 × 50)	115
12	ГПП – СД4	820	1	10	0,052	68,9	-	49,2		1,00	АВБбШв - 1 (3 × 50)	115
13	ГПП – СД5	820	1	10	0,048	68,9	-	49,2		1,00	АВБбШв - 1 (3 × 50)	115

Определение потерь мощности в линиях электропередачи.

Определение сопротивлений участков сведем в таблицу вместе со справочными данными.

Таблица 3.6 – Определение сопротивлений и проводимостей линий

№ уч	Участок	$U_{ном},$ кВ	Марка провода	$L,$ м	$n_{ц},$ шт	$r_0$ Ом/м	$x_0$ Ом/м	$R$ Ом	$X$ Ом	$S_{уч},$ МВА
1	ГПП – ТП1	10	АС – 120	12,6	2	0,27	0,313	3,402	3,944	1,359
2	ГПП – ТП2	10	АС – 120	10,0	2	0,27	0,313	2,7	3,13	1,062
3	ГПП – ТП3	10	АС – 120	15,0	2	0,27	0,313	4,05	4,695	1,104
4	ГПП – ТП4	10	АС – 120	20,0	2	0,27	0,313	5,4	6,26	0,716
5	ГПП – ТП5	10	АС – 120	28,4	2	0,27	0,313	7,668	8,889	0,890
6	ГПП – ТП6	10	АС – 120	23,0	2	0,27	0,313	6,21	7,199	0,853
7	ГПП – ТП7	10	АС – 120	4,0	2	0,27	0,313	1,08	1,252	1,724
8	ГПП – ТП8	10	АС – 120	2,0	1	0,27	0,313	0,54	0,626	0,333
9	ГПП – СД	10	АВБШв 3 × 50	6,4	1	0,625	0,08	4	0,512	1,0
10	ГПП – СД	10	АВБШв 3 × 50	6,0	1	0,625	0,08	3,75	0,48	1,0
11	ГПП – СД	10	АВБШв 3 × 50	5,6	1	0,625	0,08	3,5	0,448	1,0
12	ГПП – СД	10	АВБШв 3 × 50	5,2	1	0,625	0,08	3,25	0,416	1,0
13	ГПП – СД	10	АВБШв 3 × 50	4,8	1	0,625	0,08	3	0,384	1,0

Потери мощности в линиях

Суммарные потери в ЛЭП

### 3.5 Технико-экономический расчет схемы внешнего электроснабжения

Для выбора напряжения питающей линии, подходящей к ГПП месторождения, располагающейся на расстоянии 378 км от подстанции энергосистемы, рассмотрим два варианта: 110 и 220 кВ.

Полная расчетная мощность ГПП:

Следовательно, выбранная мощность трансформаторов обеспечивает электроснабжение предприятия как в нормальном, так и в послеаварийном режимах.

Таблица 3.7 – Параметры трансформаторов [1, стр. 160, табл. 7.3]

$T_{уп}$	$S_{ном}$	$U_{вн}$ кВ	$U_{нн}$ кВ	$P_{хх}$ кВт	$Q_{хх}$ кВАр	$P_{кз},$ кВт	$Q_{кз},$ кВАр	$U_{к}$ %	$I_{хх}$ %	Цена руб
ТРДН-16000/110	16,0	115	34,5	18	175,0	85	2625,0	10,5	0,70	7925400
ТРДН-25000/220	25,0	230	11,0	22,0	225,0	120,0	2875,0	11,5	0,90	9520000

**Вариант 1.** трансформатор.

Выбираем ближайшее сечение АС-185/29 с предельно допустимым током.

Правильно выбранное сечение удовлетворяет следующим условиям:

– по нагреву проводов (послеаварийный режим при отключении одной из линий):

– по допустимой потере напряжения:

– по короне:

Проверяется выполнение условия:

Таким образом,

Следовательно, выбранное сечение проходит проверку по условиям коронирования выполняется.

– по механической прочности: для сталеалюминевых проводов минимальное сечение по условиям механической прочности  $181 \text{ мм}^2$ . Учитывая потери на «корону», и ограничения по механической прочности, окончательно выбираем провод АС с сечением токопроводящей жилы с максимально допустимым током  $510 \text{ А}$ .

**Вариант 2** трансформатор.

Выбираем сечение, на напряжение  $220 \text{ кВ}$ , таким образом, с предельно допустимым током. Правильно выбранное сечение удовлетворяет следующим условиям:

- по нагреву проводов
- по допустимой потере напряжения:
- **по короне**

Проверяется выполнение условия:

проводов шестиугольник). где  $E$  – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода,

Следовательно, выбранное сечение проходит проверку по условиям коронирования выполняется.

– по механической прочности: для сталеалюминевых проводов минимальное сечение по условиям механической прочности  $236 \text{ мм}^2$ . Учитывая потери на «корону», и ограничения по механической прочности, окончательно выбираем провод АС с сечением токопроводящей жилы с максимально допустимым током  $610 \text{ А}$ .

### **3.6 Определение суммарных приведенных затрат на сооружение воздушных линий электропередачи**

При определении суммарных приведенных затрат рассчитываются капитальные затраты и эксплуатационные расходы

Капитальные затраты на сооружение блочных и мостиковых схем указываются в целом с учетом затрат на выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, трансформаторы тока и напряжения, разрядники, аппаратуру управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики, а так же строительные конструкции, фундаменты и соответствующие строительные-монтажные работы.

Произведем расчет капитальных затрат на сооружение ВЛЭП и схемы внешнего электроснабжения для двух уровней номинального напряжения.

При расчетах рационально учитывать повышающий зональный коэффициент на базисную стоимость электроэнергетических объектов. Для Сибири данный коэффициент [4, стр. 330, табл. 7.2]

#### **ВЛЭП 110 кВ, трансформатора ТРДН-16000/110**

Капитальные затраты на сооружение линии

Капитальные затраты на сооружение схемы

Стоимость годовых потерь электроэнергии в линии

Стоимость амортизационных отчислений

Отчисления на обслуживание ВЛЭП

Суммарные приведенные затраты

## ВЛЭП 220 кВ, трансформаторы ТРДН-25000/220

Капитальные затраты на сооружение линии

Капитальные затраты на сооружение схемы

Стоимость годовых потерь электроэнергии в линии

Стоимость амортизационных отчислений

Отчисления на обслуживание ВЛЭП

Суммарные приведенные затраты

### 3.7 Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования

Суммарные приведенные затраты на установку силового оборудования определяются из выражения

#### Трансформатор ТРДН-16000/110

Капитальные затраты на установку трансформаторов

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах

Стоимость амортизационных отчислений

Отчисления на обслуживание трансформаторов

Суммарные приведенные затраты

#### Трансформатор ТРДН-25000/220

Капитальные затраты на установку трансформаторов

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах

Стоимость амортизационных отчислений

Отчисления на обслуживание трансформаторов

Суммарные приведенные затраты

### 3.8 Технико-экономическое сравнение вариантов

Для удобства анализа сведем все технико-экономические расчеты в таблицы.

Таблица 3.8 – Определение суммарных приведенных затрат на сооружение ЛЭП, питающих ГПП

$U_{\text{ном}}$ , кВ	Тр-тор –	Сечени $e \text{ мм}^2$	$k_3$ –	$K_{\text{ЛЭП}}$ , руб	$K_{\text{об}}$ , руб	$C_{\text{пот}}$ , руб/год	$C_{\text{ам}}$ , руб/год	$C_{\text{обсл}}$ , руб/год	$Z_{\text{ЛЭП}}$ , руб/год
110	ТРДН-16000/110	АС 185/29	0,336	1036385280	10067400,0	1816257,4	104313043,8	8885058,84	274487930,8
220	ТРДН-25000/220	АС 240/39	0,108	1425029760	20563200,0	289315,3	143880710,4	12407834,88	377151081,7

Таблица 3.9 – Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования

$U_{\text{ном}}$ , кВ	Тр-тор –	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$ , кВт	$\beta$ –	$K_{\text{тр}}$ , руб	$C_{\text{пот}}$ , руб/год	$C_{\text{ам}}$ , руб/год	$C_{\text{обсл}}$ , руб/год	$Z_{\text{тр}}$ , руб/год
110	ТРДН-16000/110	120,0	27,0	0,52	19020960,0	19310,5	1274404,3	1122236,6	6086996,8
220	ТРДН-25000/220	120,0	22,0	0,52	22848000,0	17558,5	1530816,0	1119552,0	7077590,5

Суммарные приведенные затраты по вариантам

Окончательно принимаем к установке вариант с трансформаторами 16000 кВА на напряжение 110 кВ. Данный вариант является наиболее целесообразным по технико-экономическим показателям.

### **3.9 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В**

В электрических установках могут возникать различные виды КЗ, сопровождающихся резким увеличением тока. Поэтому электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к токам КЗ и выбираться с учетом величин этих токов.

Напряжение на шинах ВН ГПП при расчете можно считать постоянным, так как предприятие получает питание от энергосистемы неограниченной мощности, это означает, что периодическая составляющая тока КЗ практически не изменяется во времени и остается постоянной от начала КЗ до его окончания.

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

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения рисунок 3.5 и на её основе схему замещения рисунок 3.6. Расчетная схема представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указывают все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток КЗ. Здесь же указывают точки, в которых необходимо определить ток КЗ.

Расчет токов КЗ ведем на участке – ГПП – ТП1.

Рисунок 3.6 – Схема замещения рассматриваемого участка

По исходным данным определяем мощность системы. Приблизительно принимаем за мощность системы мощность отключения выключателя на присоединении подстанции к системе

Принимаем за базисные величины

Для генераторов, трансформаторов, высоковольтной ВЛЭП, как правило, учитываются только индуктивные сопротивления. Целесообразно учитывать активные сопротивления.

Сопротивление элементов

Воздушная линия 110 кВ.

Трансформаторы

Воздушная линия 10 кВ на куст №5

Воздушная линия 10 кВ на СД

с учетом того, что на месторождении несколько двигателей

Синхронный двигатель, сопротивление одного двигателя

с учётом того, что на предприятии несколько двигателей

**Расчёт короткого замыкания для точек К1.**

Эквивалентное сопротивление цепочки СД относительно точки К1

Эквивалентное сопротивление цепочки системы относительно точки К1

Результирующее сопротивление в точке К1

Действующее значение тока КЗ в точке К1

Ударный ток КЗ в точке К1

Расчеты токов КЗ для других точек сведем в таблицу 3.6

Таблица 3.10 – Расчёт токов короткого замыкания для рассматриваемого участка

Точка КЗ	$U_{\phi}$	$I_{\phi}$	$Z_{\Sigma}$	$k_{уд}$	$T_a$	$I_{к}$	$i_{уд}$
	<i>кВ</i>	<i>кА</i>	–	–	<i>сек</i>	<i>кА</i>	<i>кА</i>
К1	37,0	1,560	0,281	1,608	0,02	5,561	12,6
К2	37,0	1,560	0,973	1,608	0,02	1,604	3,6
К3	10,5	5,499	1,327	1,869	0,01	4,143	10,9
К4	10,5	5,499	1,356	1,869	0,01	4,056	10,7

По найденным значениям тока короткого замыкания необходимо проверить высоковольтные кабельные линии на термическую стойкости, а так же произвести выбор высоковольтного оборудования.

Произведем проверку высоковольтной кабельной линии на термическую стойкость при коротком замыкании.

Время отключения короткого замыкания [9, стр. 206-211]

Тепловой импульс тока короткого замыкания

Таким образом, предварительно выбранное по термической стойкости проходит. Оставляем питающей ранее выбранное сечение.

## 4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ ВЫШЕ 1000 В

В системах электроснабжения могут возникать режимы, характеризующиеся электрическими, тепловыми и механическими нагрузками, превышающие нагрузки нормального режима работы и представляющие, опасность для элементов системы электроснабжения. Правильно выбранное оборудование – залог надежной работы электрооборудования и всей системы электроснабжения.

### 4.1 Выбор выключателей и разъединителей

Рассмотрим выбор выключателя и разъединителя на высокой стороне трансформатора ГПП.

Проверка выключателя

Выключатель проходит по результатам проверок.

Намечаем к установке разъединитель типа *РДЗ-110/1000*

Проверка разъединителя

Разъединитель проходит по результатам проверок.

Оборудование выбираем однотипное, т.е. все разъединители на высокой стороне будут одной марки и все выключатели на высокой стороне будут одной марки.

Дальнейший расчет сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор выключателей и разъединителей

<i>Расчётные данные</i>	<i>Выключатель ВЭК-110Б-40/2000</i>	<i>Разъединитель РДЗ-110/1000</i>
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 67,73 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{n,t} = 5,6 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	—
$I_{n,0} = 5,6 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{уд} = 12,6 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 39,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<i>Расчетные данные</i>	<i>Выключатель ВЭ-10-20/630</i>	<i>Разъединитель</i>
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	Используется выкатная тележка
$I_{max} = 396,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	
$I_{n,t} = 4,1 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	
$I_{n,0} = 4,1 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	
$i_{уд} = 10,9 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	
$B_k = 9,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

## 4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а так же для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Основными приборами, которые подключаются к трансформаторам тока на понизительных подстанциях являются амперметры, ваттметры, варметры и счетчики активной и реактивной энергии. Нагрузка трансформаторов тока представлена в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Нагрузка трансформаторов тока

<i>Место установки</i>	<i>Прибор</i>	<i>Тип</i>	<i>Нагрузка, В·А</i>		
			<i>А</i>	<i>В</i>	<i>С</i>
Сторона ВН трансформатора	Амперметр	Э – 350	0,5	0,5	0,5
	Ваттметр	Д – 335	0,5	0,5	0,5
	Варметр	Д – 335	0,5	0,5	0,5
	Счетчик W	ЦЭ36805	2,5	2,5	2,5
	Счетчик V	ЦЭ36805	2,5	2,5	2,5
<b>Итого:</b>			<b>6,5</b>	<b>6,5</b>	<b>6,5</b>
Сторона НН трансформатора	Амперметр	Э – 350	0,5	0,5	0,5
	Ваттметр	Д – 335	0,5	0,5	0,5
	Варметр	Д – 335	0,5	0,5	0,5
	Счетчик W	ЦЭ36805	2,5	2,5	2,5
	Счетчик V	ЦЭ36805	2,5	2,5	2,5
<b>Итого:</b>			<b>6,5</b>	<b>6,5</b>	<b>6,5</b>

Пример выбора трансформатора тока на стороне ВН трансформатора ГПП.

Из таблицы 4.2 видно, что наиболее загружены фазы А и С. Для

них ведем расчет.

– проверка трансформатора тока по напряжению установки

– проверка трансформатора тока по вторичной нагрузке

Общие сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока

Допустимое сопротивление проводников

Для присоединения приборов к трансформаторам тока используем кабель с алюминиевыми жилами. Расчетное сечение кабеля

Тогда сопротивления кабеля

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока

Трансформатор тока проходит по результатам проверок.

Трансформатор тока на низкой стороне трансформатора ГПП производится аналогично. Поэтому дальнейшие расчеты сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Выбор трансформаторов тока в цепях трансформатора ГПП

<i>Тип ТТ</i>	<i>Расчетные данные</i>	<i>Каталожные данные</i>
<i>ТА1 ТШЛ 10 Сторона НН трансформатора</i>	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} = 396,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
	$B_k = 9,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 14700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{уд} = 10,9 \text{ кА}$	<i>не проверяется</i>
	$r_2 = 0,375 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,800 \text{ Ом}$
<i>ТА2 ТФЗМ110 Сторона ВН трансформатора</i>	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} = 136,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$
	$B_k = 39,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 75,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{уд} = 12,6 \text{ кА}$	$i_{дин} = 30 \text{ кА}$
	$r_2 = 0,417 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,200 \text{ Ом}$

### 4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 вольт, а так же для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Основными приборами, которые подключаются к трансформаторам напряжения на понизительных подстанциях являются вольтметры, ваттметры, варметры, частотомеры и счетчики активной и реактивной энергии [9, стр. 153, рис. 4.3.19; 9, стр. 154, табл. 4.3.18]. Нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 11.4 [9, стр. 155, табл. П.4.7].

Таблица 4.4 – Нагрузка трансформаторов напряжения

<i>Место установки</i>	<i>Прибор</i>	<i>Тип</i>	$S_{обм}, \text{ В} \cdot \text{А}$	$n_{обм}$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{приб}$	<i>Потр. мощн.</i>	
								<i>P, Вт</i>	<i>Q, ВАр</i>
	Вольтметр	Э – 335	2,0	1	1	0	1	2,0	0,0
	Вольтметр	Н – 393	10,0	1	1	0	1	10,0	0,0
	Частотомер	Н – 397	7,0	1	1	0	1	7,0	0,0

Сторона ВН трансформатора	Ваттметр	Д — 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Варметр	Д — 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Счетчик $W$	ЦЭ36805	0,02	—	—	—	1	0,02	0,0
	Счетчик $V$	ЦЭ36805	0,02	—	—	—	1	0,02	0,0
<b>Итого:</b>								<b>25,0</b>	<b>0,0</b>
Сторона НН трансформатора	Вольтметр	Э — 335	2,0	1	1	0	2	4,0	0,0
	Ваттметр	Д — 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Варметр	Д — 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Счетчик $W$	ЦЭ36805	0,02	—	—	—	10	0,20	0,0
	Счетчик $V$	ЦЭ36805	0,02	—	—	—	10	0,20	0,0
<b>Итого:</b>								<b>10,4</b>	<b>0,0</b>

а) Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН трансформатора. Намечаем установку трансформатора напряжения типа *НТМИ-10*

Параметры трансформатора напряжения

- проверка трансформатора напряжения по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$
- проверка трансформатора напряжения по вторичной нагрузке  $S_2 \leq S_{ном}$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 11.4.

б) Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН трансформатора. Намечаем установку трансформатора напряжения типа

Параметры трансформатора напряжения

- проверка трансформатора напряжения по напряжению установки
- проверка трансформатора напряжения по вторичной нагрузке

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 11.4.

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель с сечением жил по условию механической прочности [9, стр. 212].

#### 4.4 Учет электрической энергии

Для присоединения точных измерительных приборов используются трансформаторы тока с классом точности – 0,2 для счетчиков денежного расчета – 0,5 для всех технических измерительных приборов – 1 для релейной защиты – 3 и 10.

Большое значение играет точность измерения потребленной электроэнергии, так как вопросы рационального и экономного расходования электроэнергии занимают важнейшую роль на промышленном предприятии. Одним из главных условий решения этих вопросов является организация доступной и качественной системы учета электроэнергии. В качестве такой системы применим автоматизированную систему коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ).

АСКУЭ – иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность измерительно-информационных комплексов точек измерений, информационно-вычислительных комплексов электроустановок,

информационно- вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом на оптовом рынке электроэнергии в автоматизированном режиме.

Система АСКУЭ дает возможность связать планирование энергозатрат с планом выпуска готовой продукции, а также точно определить расход энергоресурсов и выделить его в себестоимости конечного продукта производства. Кроме этого, АСКУЭ позволяет видеть моменты простоя и перегрузки работы предприятия, утечки электроэнергии, что помогает скорректировать работу и повысить экономическую эффективность предприятия, автоматизировать сбор данных.

Основными функциями АСКУЭ является:

- непрерывный опрос счетчиков электроэнергии устройством сбора данных;
- дистанционная запись тарифных расписаний в приборы учета по отложенному заданию;
- автоматическая коррекция текущего времени для каждого счетчика по внутренним часам сервера сбора данных;
- хранение даты и времени начала эксплуатации;
- возможность дистанционного отключения нагрузки;
- организация прозрачного канала связи для работы со счетчиками при помощи конфигурационного программного обеспечения;
- определение и регистрация фактов без учетного потребления электроэнергии в системе, на основе сведения балансов отпущенной и потребленной энергии за интервалы времени;
- передача данных о потребленной электроэнергии в биллинговые системы;
- технический учет расхода электроэнергии.

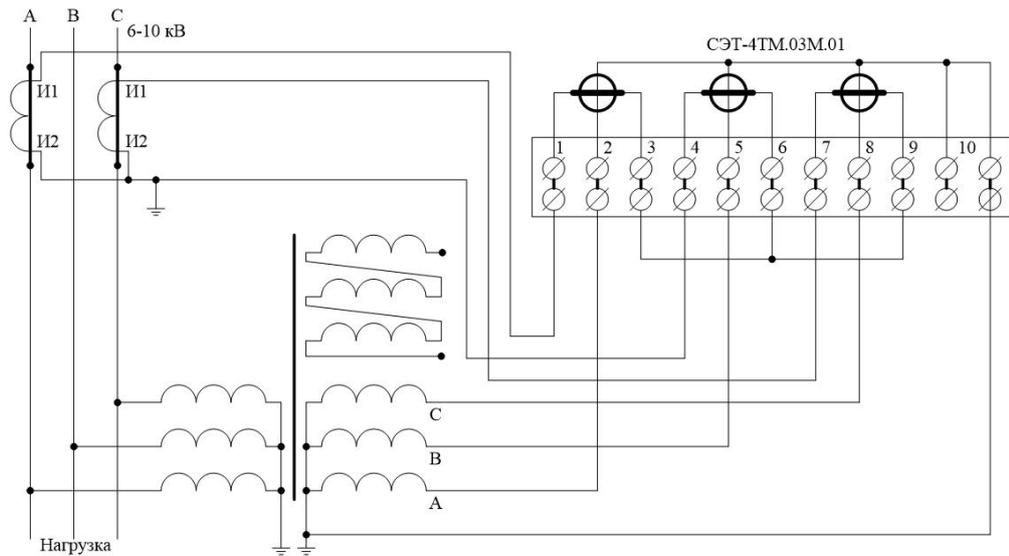
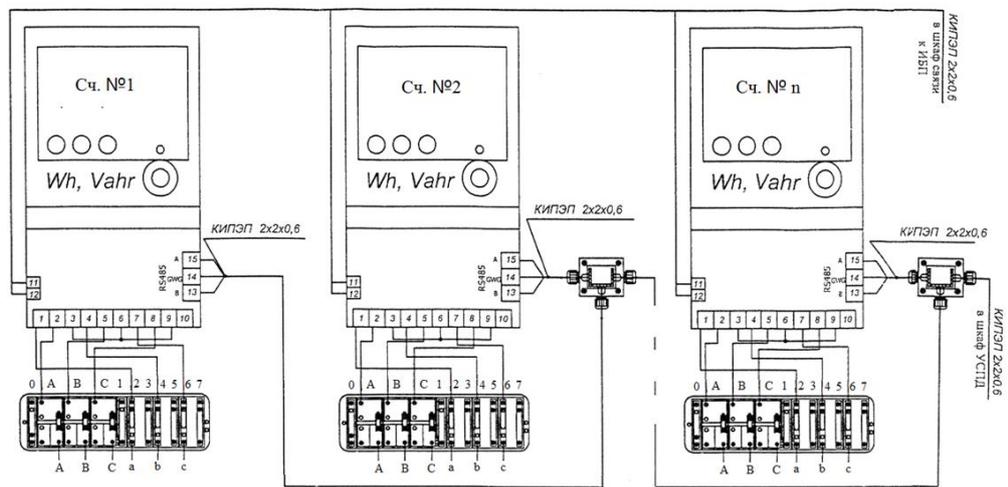


Рисунок 4.1 – Схема учета электроэнергии

## **5 Релейная защита**

### **5.1 Назначение РЗА**

Устройства защиты и автоматики должны выполнять определенные функции. Для релейной защиты такими функциями являются ее срабатывания при повреждении защищаемого элемента и несрабатывания при КЗ за пределами этого элемента. С целью ограничения отказов функционирования защите придаются определенные свойства. Основные из них – селективность, устойчивость и надежность функционирования.

Основные условия надежной работы релейной защиты:

- обеспечение селективности, т.е. отключение только поврежденных участков. Время срабатывания защиты характеризуется выдержкой времени, обеспечивающей селективность;
- чувствительность ко всем видам повреждений на защищаемой линии и на линиях, питаемых от нее, а также к изменению в связи с этим параметров, что оценивается коэффициентом чувствительности;
- максимальная простота схем с наименьшим числом аппаратов и достаточная надежность и быстродействие;
- наличие сигнализации о неисправностях в цепях, питающих аппараты релейной защиты.

Релейная защита выполняется на реле различных типов. Реле, применяемые в релейной защите, классифицируются по следующим признакам:

- по способу воздействия на отключение – прямого и косвенного действия;
- по принципу действия – электромагнитные, электродинамические, тепловые, электронные и другие;
- по параметру действия – ток, напряжение, мощность, тепловые и другие.

### **5.2 Защиты трансформатора**

Устройства релейной защиты для силовых трансформаторов предусматривают защиту от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках, токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и перегрузкой, понижения уровня масла.

Виды защит трансформатора определяются его мощностью, назначением, режимом работы, местом установки, схемой включения.

### **5.3 Токовые защиты трансформатора от коротких замыканий**

Для защиты трансформатора небольшой и средней мощности от коротких замыканий в его обмотках на выводах и в соединениях используют токовую отсечку без выдержки времени и токовую защиту со ступенчатой характеристикой выдержки времени. Защита устанавливается со стороны источника питания непосредственно у выключателя. При этом в зону действия защиты входят трансформатор и его соединения с выключателем. Срабатывая, защита действует на отключение выключателей.

Недостатком отсечки без выдержки времени является неполная защита трансформатора. В её зону действия входит только часть обмотки. Защита не реагирует на замыкания на выводах и в соединениях с выключателем со стороны низшего напряжения.

Для устранения этого недостатка токовую отсечку без выдержки времени дополняют максимальной токовой защитой, которая является вместе с тем защитой трансформатора от сверхтоков внешних коротких замыканий. При установке на трансформаторе защита действует на отключение выключателя со стороны высшего напряжения. Для повышения чувствительности к повреждениям внутри бака защита со ступенчатой характеристикой дополняется газовой защитой.

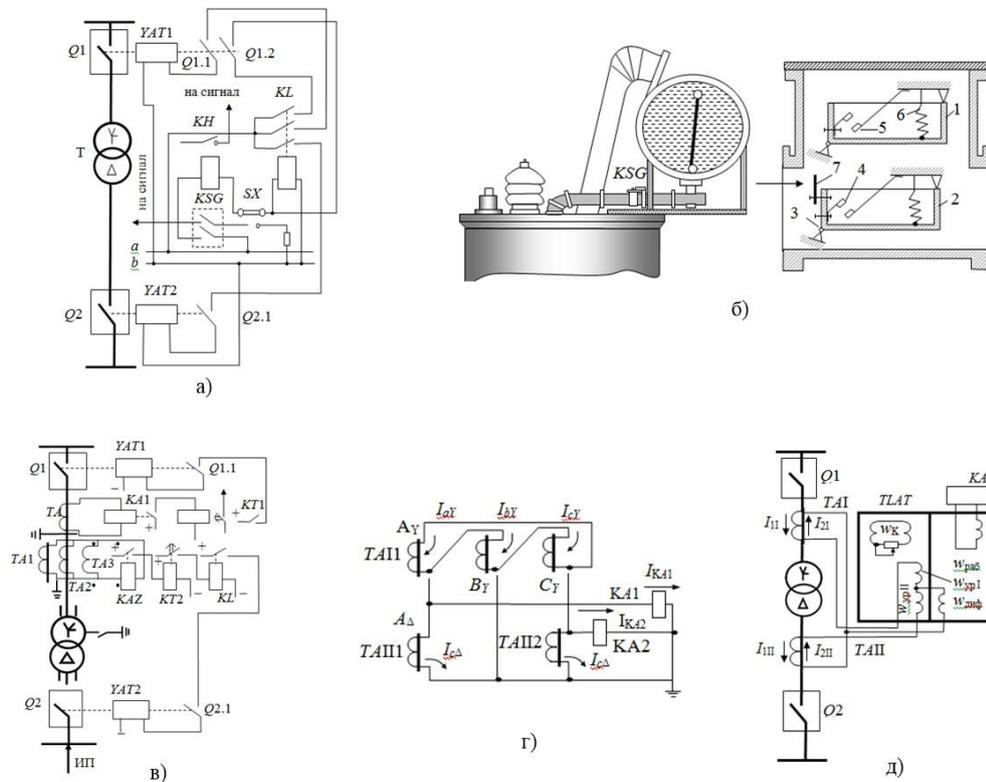


Рисунок 5.1 – Примеры схем релейной защиты трансформаторов

а) схема газовой защиты; б) газовое реле защиты трансформатора; в) токовая защита нулевой последовательности; г) дифференциальная отсечка; д) дифференциальная токовая защита.

## 5.4 Газовая защита

Баки трансформаторов заполняются маслом. Ток короткого замыкания, проходящий через место установки токовой защиты при повреждении внутри бака трансформатора, определяется числом замкнувшихся витков и поэтому может оказаться недостаточным для ее действия. Однако витковые замыкания представляют опасность для трансформатора и должны отключаться.

Опасным внутренним повреждением является «пожар стали» магнитопровода, который возникает при нарушении изоляции между листами магнитопровода. Токовая и дифференциальная защиты на этот вид повреждения не реагируют. В этом случае применяют газовую защиту, фиксирующую появление в баке трансформатора газа. Образование газа является следствием разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги или недопустимого нагрева.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле (рисунок 5.1. б) Корпус газового реле врезается в маслопровод между крышкой бака и расширителем, так чтобы не препятствовать циркуляции масла между ними. Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек, вращающихся вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами 5 при опускании чашек.

В нормальном режиме при наличии масла в кожухе реле чашки удерживаются пружинами 6 в положении, указанном на рисунке. Система отрегулирована так, что масса чашки с маслом является достаточной для преодоления силы пружины при отсутствии масла в кожухе реле. Поэтому понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием соответствующих контактов. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал. При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расширитель через газовое реле. На пути потока находится лопасть 7, действующая вместе с нижней чашкой на общий контакт. Лопасть поворачивается и замыкает контакт в цепи отключения трансформатора.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения.

Недостаток защиты – нереагирование на повреждения вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Так же, вследствие несовершенства конструкции современных газовых реле защиту приходится выводить из действия при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др.

## **5.5 Дифференциальные токовые защиты трансформаторов**

Дифференциальные токовые защиты трансформаторов выполняются в виде: дифференциальной токовой отсечки; дифференциальной защиты с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока; дифференциальной токовой защиты с реле, имеющими торможение.

Дифференциальная токовая отсечка выполняется посредством максимальных реле тока КА1 и КА2, например РТ – 40 или РТМ, включаемых непосредственно в дифференциальную цепь схемы без каких-либо промежуточных устройств.

Достоинства – быстродействие и простота. Однако из-за большого тока срабатывания токовая отсечка иногда недостаточна чувствительна, поэтому она применяется на трансформаторах небольшой мощности.

Для выполнения дифференциальной токовой защиты с насыщающимися трансформаторами используются реле с НТТ типа РНТ – 565. Реле РНТ – 565 применяется при низкой чувствительности токовой отсечки или если требуются дополнительные устройства для выравнивания токов в схеме с реле косвенного действия. Благодаря НТТ защита отстраивается от бросков тока намагничивания. Если чувствительность защиты с реле типа РНТ недостаточна, то дифференциальная защита выполняется посредством реле с торможением.

## **5.6 Расчет дифференциальной защиты трансформатора ГПП**

Дифференциальная защита трансформатора является основной быстродействующей защитой от межфазных КЗ и замыканий между витками одной фазы. Схема расчета дифференциальной защиты приведена на рисунке 5.2.

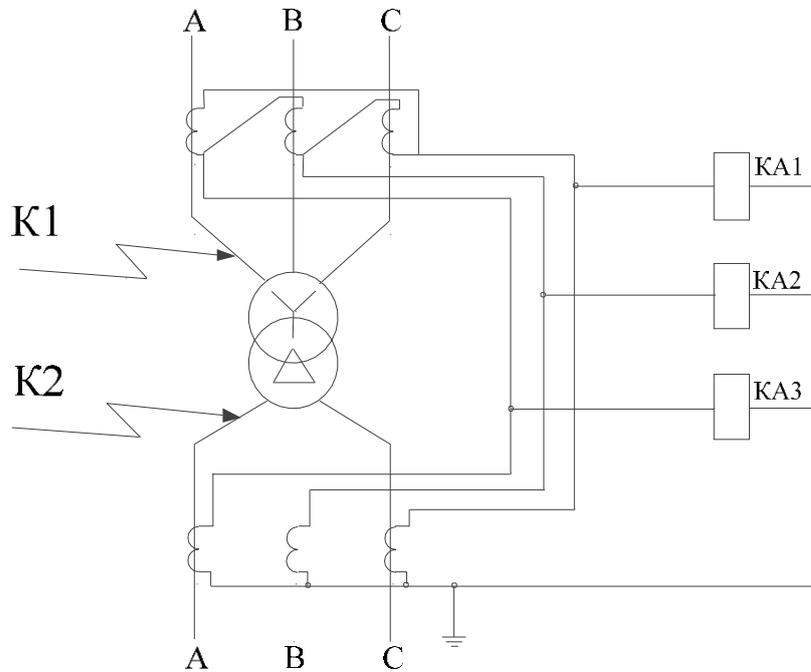


Рисунок 5.2 – Дифференциальная токовая защита трансформатора

При создавшемся аварийном режиме в зоне защиты в работу вступает дифференциальная защита и отключает повреждение без выдержки времени со стороны НН и ВН одновременно.

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета дифференциальной защиты

<i>Числовое значение для стороны</i>	
<i>110,0</i>	<i>10,0</i>
Номинальные токи защищаемого трансформатора:	
<i>A.</i>	<i>A.</i>
Схема соединения обмоток трансформаторов	
$\Upsilon$	$\Delta$
Схема соединения обмоток трансформаторов тока	
$\Delta$	$\Upsilon$
Коэффициент схемы	
Принятый стандартный коэффициент трансформации трансформаторов тока	
Расчетный коэффициент трансформации трансформаторов тока	
Вторичный ток в плечах защиты	
<i>A.</i>	<i>A.</i>
Токи КЗ	

А.	А.
----	----

Ток небаланса, обусловленный погрешностью трансформаторов тока

- коэффициент однотипности трансформаторов тока [11, стр.156];
- относительное значение полной погрешности трансформаторов тока [11, стр. 156].

Ток небаланса, обусловленный наличием РПН у силового

Первичный расчетный ток небаланса при внешнем КЗ

Предварительный ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и необходимый запас [11, стр. 158].

Предварительный ток срабатывания защиты по условию от броска тока намагничивания

Принимаем расчетный ток срабатывания защиты

Расчетный ток в реле [11, стр. 33, табл. 2.1]

При двухфазном КЗ на стороне НН ток повреждения проходит через обмотки трансформатора тока стороны ВН, соединенные в треугольник.

Предварительный ток срабатывания реле

Предварительное значение коэффициента чувствительности при двухфазном КЗ

Проверка выполняется, можно вести расчет дальше. Необходимо определить число витков обмоток реле. Расчет начинается с определения числа витков обмотки ВН, так как это питающая сторона с регулируемым напряжением.

Таблица 5.2 – Определение числа витков насыщающегося трансформатора

Расчетный ток срабатывания реле на стороне ВН
А.
Расчетное число витков обмотки реле для стороны ВН
Фактический ток срабатывания реле на стороне ВН
А.
Фактический расчетный ток срабатывания защиты на стороне ВН
А.
Расчетный ток срабатывания защиты на стороне НН
А.
Расчетное число витков обмотки реле для стороны НН
Ток небаланса, составляющая $I''_{нб}$

A.
Первичный расчетный ток небаланса
A.
Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса
A.
Расчетное число витков обмотки реле для стороны ВН
Фактический ток срабатывания реле на стороне ВН
A.
Фактический расчетный ток срабатывания защиты на стороне ВН
A.
Расчетный ток срабатывания защиты на стороне НН
A.
Расчетное число витков обмотки реле для стороны НН
Ток небаланса, составляющая $I_{нб}'''$
A.
Первичный расчетный ток небаланса
A.
Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса
A.
Уточненный ток срабатывания реле на стороне ВН
A.
Окончательно принятое число витков
Проверка по уравнению

Расчетный ток в реле [11, стр. 33, табл. 2.1]

Оценка значения коэффициента чувствительности при двухфазном КЗ

Рассчитанная защита достаточно чувствительна и может быть рекомендована к установке.

## 6 Расчет электроснабжения до 1000 В

### 6.1 Электроснабжения цеха ДНС ниже 1000В

При расчёте силовых нагрузок важное значение имеет правильное определение электрической нагрузки во всех элементах силовой сети. Завышение нагрузки может привести к перерасходу проводникового материала, удорожанию строительства, занижение – к уменьшению пропускной способности электрической сети и невозможности обеспечения работы силовых ЭП.

Расчёт электрических нагрузок основываются на опытных данных и обобщениях, выполненных с применением методов математической статистики и теории вероятности.

При определении расчётных нагрузок должны учитываться следующие положения:

1. Графики нагрузок промышленного предприятия изменяются в времени, растут по мере совершенствования техники.
2. Постоянное совершенствование производства (автоматизация и механизация производственных процессов) увеличивает расход электроэнергии потребляемой предприятием. Это обстоятельство влияет на рост электронагрузок.
3. При проектировании систем электроснабжения необходимо учитывать перспективы развития производства и перспективный рост электронагрузок предприятий на ближайшие 10 лет.

Для правильного выбора сечений линий, коммутационных и защитных аппаратов произведём расчёт электрических нагрузок. Для этого воспользуемся методом упорядоченных диаграмм.

Для этого ЭП разбиваем на характерные группы с одинаковыми коэффициентами использования и мощности, с выделением группы приёмников с переменным и практически постоянным графиками нагрузки:

«А» - ЭП с переменным графиком нагрузки, у которых  $K_{и} < 0,6$ ;

«Б» - ЭП с практически постоянным графиком нагрузки, у которых  $K_{и} \geq 0,6$ .

Таблица 6.1 – Распределение приёмников по узлам нагрузки,

(приложение ДП – ФЮРА. 3710000. 063 Э4).

1.Ремонтная-механическая		
ШРНН-1	Токарный станок	2
	Фрезерный станок (вер-ный, гори-ный)	2
	Эл. наждак	1
	Вертикально-сверлильный станок	1
	Кран-балка ПВ=40%	1
	Испытательный стенд	1
	Тепловая завеса ворот	1
	Обогреватель	10
	Вытяжка	4
	Освещение	8
2.Сварочный пост		
ШРНН-2	Сварочный агрегат ПВ=25% ; $U_{ном}=380В$ .	2
	Обогреватель	2
	Вытяжка	1

	Освещение	2
3.Пожарный пост		
ШРНН-3	Насос	4
	КИПа	1
	ЦУ	1
	Обогреватель	4
	Вытяжка	2
	Освещение	4
11.Котельная		
ШРНН-4	Насос	4
	КИПа	1
	ЦУ	1
	Обогреватель	4
	Вытяжка	2
	Освещение	4
4.Очистные		
ШРНН-5	Насос 380В	10
ШРНН-6	КИПа	1
	ЦУ	1
	Обогреватель	6
	Вытяжка	4
	Освещение	8
5.Узел учёта нефти		
ШРНН-7	КИПа	1
	ЦУ	1
	Обогреватель	4
	Вытяжка	2
	Освещение	4
6.Насосная по перекачки нефти		
ШРНН-8	Насос 10 кВ	5
	КИПа	1
	ЦУ	1
	Обогреватель	4
	Вытяжка	2
	Освещение	4
7.Компрессорный пост		
ШРНН-9	Компрессор	4
	КИПа	1
	ЦУ	1
	Обогреватель	4
	Вытяжка	2
	Освещение	4
8.Водо-насосная		
ШРНН-10	Насос 0,38В	5
ШРНН-11	КИПа	1
	ЦУ	1
	Обогреватель	4
	Вытяжка	2
	Освещение	4
9.ЦДУ (центр диспетчерского управления)		
ШРНН-12	Обогреватель	8
	Умывальник	1
	Чайник	1
	Холодильник	1

	СВЧ печь	1
	Компьютер	4
	КИПа	1
	ЦУ	1
	Освещение	16
10.Хим. лаборатория		
ШРНН-13	Обогреватель	8
	Диагностическое оборудование	5
	Компьютер	4
	КИПа	1
	ЦУ	1
	Вытяжка	4
	Освещение	8

Прив  
иден

ие паспортных мощностей ЭП с повторно-кратковременным режимом к номинальным установленным мощностям:

– сварочный аппарат:

– кран-балка:

При расчёте силовых нагрузок важное значение имеет правильное определение электрической нагрузки во всех элементах силовой сети. Завышение нагрузки может привести к перерасходу проводникового материала, удорожанию строительства, занижение – к уменьшению пропускной способности электрической сети и невозможности обеспечения работы силовых ЭП.

Расчёт электрических нагрузок основываются на опытных данных и обобщениях, выполненных с применением методов математической статистики и теории вероятности.

При определении расчётных нагрузок должны учитываться следующие положения:

4. Графики нагрузок промышленного предприятия изменяются в времени, растут по мере совершенствования техники.
5. Постоянное совершенствование производства (автоматизация и механизация производственных процессов) увеличивает расход электроэнергии потребляемой предприятием. Это обстоятельство влияет на рост электронагрузок.
6. При проектировании систем электроснабжения необходимо учитывать перспективы развития производства и перспективный рост электронагрузок предприятий на ближайшие 10 лет.

Для правильного выбора сечений линий, коммутационных и защитных аппаратов произведём расчёт электрических нагрузок. Для этого воспользуемся методом упорядоченных диаграмм.

Для этого ЭП разбиваем на характерные группы с одинаковыми коэффициентами использования и мощности, с выделением группы приёмников с переменным и практически постоянным графиками нагрузки:

#### **Расчёт нагрузки ШРНН – 4**

В ШРНН – 4 имеются только ЭП группы «Б».

Установленная суммарная мощность:

Для многодвигательного электропривода трёхфазного исполнения:

Для остальных трёхфазных ЭП:

Средняя активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену:

Коэффициент максимума активной мощности для группы «Б»:

Расчётная активная, реактивная и полная максимальные мощности группы ЭП с переменными графиком нагрузки определяется как:

Расчётный максимальный ток:

- 1) для многодвигательного электропривода трёхфазного исполнения:
  - 2) для трёхфазных ЭП:
  - 3) освещение:
- Суммарный ток:

Пиковый ток определяется по номинальному и пусковому току самого мощного ЭП, а также по максимальному току группы. Максимальный пусковой ток для данной группы имеет насосы (по таблице 1.3.), тогда с учётом того, что количество ЭП имеем:

### **Расчёт нагрузки ШРНН – 3**

В ШРНН – 3 имеются только ЭП группы «Б».

Установленная суммарная мощность:

Для многодвигательного электропривода трёхфазного исполнения:

Для остальных трёхфазных ЭП:

Средняя активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену:

Коэффициент максимума активной мощности для группы «Б»:

Расчётная активная, реактивная и полная максимальные мощности группы ЭП с переменными графиком нагрузки определяется как:

Расчётный максимальный ток:

- 1) для многодвигательного электропривода трёхфазного исполнения:
  - 2) для трёхфазных ЭП:
  - 3) освещение:
- Суммарный ток:

Пиковый ток определяется по номинальному и пусковому току самого мощного ЭП, а также по максимальному току группы. Максимальный пусковой ток для данной группы имеет насосы (по таблице 1.3.), тогда с учётом того, что количество ЭП имеем:

### **Расчёт нагрузки ШРНН – 2**

В ШРНН – 2 имеются только ЭП группы «А».

Установленная суммарная мощность:

Для сварочного трансформатора:

В данном случае от ШРНН –1 питаются только малое количество ЭП расчёт максимальных нагрузок упрощается. Не требует определения модуля силовой сборки  $m$ , эффективного числа ЭП, средневзвешенных коэффициента, средних активных и реактивных мощностей, и коэффициент мощности

Расчётная активная, реактивная и полная максимальные мощности:

Расчётная активная, реактивная и полная максимальные мощности для сварочного трансформатора:

Расчётный максимальный ток:

1) для трёхфазного сварочного трансформаторов:

2) для трёхфазного электродвигателя:

3) освещение:

Суммарный ток:

Пиковый ток определяется по номинальному и пусковому току самого мощного ЭП, а также по максимальному току группы. Максимальный пусковой ток для данной группы имеет сварочный аппарат (по таблице 1.3.), тогда с учётом того, что количество ЭП  $n \leq 5$  имеем:

### **Расчёт нагрузки ШРНН – 1**

В ШРНН – 1 имеются только ЭП группы «А».

Установленная суммарная мощность:

Для многодвигательного электропривода трёхфазного исполнения:

Для остальных трёхфазных ЭП:

Диапазон величины модуля силовой сборки:

Средняя активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену:

Средневзвешенный коэффициент использования:

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности:

Для ЭП группы «А» определим эффективное число ЭП  $n_{\text{э}}$ . Под эффективным числом ЭП группы различных по номинальной мощности и режиму работы ЭП понимается такое число однородных по режиму работы ЭП одинаковой мощности, которые обуславливают ту же величину расчётной нагрузки, что и данная группа различных по номинальной мощности и режиму работы ЭП.

Если найденное по этой формуле эффективное число ЭП оказывается больше, чем фактическое, то следует принимать. Коэффициент максимума активной мощности определяем по кривым в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП: [стр. 21, таб. 1,8]:

Расчётная активная, реактивная и полная максимальные мощности группы ЭП с переменными графиком нагрузки определяется как:

Расчётный максимальный ток:

1) для многодвигательного электропривода трёхфазного исполнения:

2) для трёхфазных ЭП:

3) освещение:

Суммарный ток:

Пиковый ток определяется по номинальному и пусковому току самого мощного ЭП, а также по максимальному току группы. Максимальный пусковой ток для данной группы имеет токарный станок (по таблице 1.3.), тогда с учётом того, что количество ЭП имеем:

Все расчеты по ДНС сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Сводная ведомость расчётных нагрузок по ДНС до1000В.

№	Наименования узлов питания и группа ЭП	n Количество ЭП	Устан-ная мощность		$m = P_{ном.мах} / P_{ном.мин}$	Коэффициент Ипользования $K_{и}$	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	Средняя нагрузка		Эффективное число электроприёмников	Коэффициент максимум $K_{м}$	Максимальная нагрузка		
			$P_{ном}, кВт$	$\Sigma P_{ном}, кВт$					$P_{см} = K_{и} \cdot P_{ном}, кВт$	$Q_{см} = P_{см} \cdot tg\varphi, кВАр$			$P_{м} = K_{м} \cdot P_{см}, кВт$	$Q_{м} = (1 \div 1,1) \cdot Q_{см}, кВАр$	$S_{м} = \sqrt{P_{м}^2 + Q_{м}^2}, кВА$
<b>Шкаф распределительный ШРНН4</b>															
Электроприёмники группы «Б» $K_{и} \geq 0,6$															
1	Насос	4	36,4	145,6		0,8	0,85	0,33	116,5	38,4	1	145,8	55,5	156	
2	КИПа	1	1,7	1,7		0,55	0,65	0	0,4	0,4					
3	ЦУ	1	1,6	1,6		0,75	0,8	0	1,2	1,2					
4	Обогреватель	4	7,4	29,6		0,8	0,95	0,33	23,7	7,8					
5	Вытяжка	2	1,5	3		0,7	0,8	0,4	2,1	0,8					
6	Освещение	4	0,4	1,6		0,9	0,95	0	1,4	1,4					
Итого по ШРНН4		16	58	183,1		0,8	0,83	0,3	145,8	50,5					
<b>Шкаф распределительный ШРНН3</b>															
Электроприёмники группы «Б» $K_{и} \geq 0,6$															
1	Насос	4	36,4	145,6		0,8	0,85	0,33	116,5	38,4	1	145,3	55	155,3	
2	КИПа	1	0,7	0,7		0,55	0,65	0	0,4	0,4					
3	ЦУ	1	1,6	1,6		0,75	0,8	0	1,2	1,2					
4	Обогреватель	4	7,4	29,6		0,8	0,95	0,33	23,7	7,8					
5	Вытяжка	2	1,5	3		0,7	0,8	0,4	2,1	0,8					
6	Освещение	4	0,4	1,6		0,9	0,95	0	1,4	1,4					
Итого по ШРНН3		16	48	182,1		0,8	0,83	0,3	145,3	50					
<b>Шкаф распределительный ШРНН2</b>															
Электроприёмники группы «А» $K_{и} < 0,6$															

1	Сварочный агрегат ПВ=25% ; U <sub>ном</sub> =380В.	2	20,5	41		0,3	0,35	1,73								
2	Обогреватель	2	4,5	9		0,8	0,95	0,33			4		52,3	75,4	92	
3	Вытяжка	1	1,5	1,5		0,7	0,8	0,4								
4	Освещение	2	0,4	0,8		0,9	0,95	0								
Итого по ШРНН2		7	26,9	52,3		0,67	0,76	0,82								
<b>Шкаф распределительный ШРНН1</b>																
Электроприёмники группы «А» $K_{и} < 0,6$																
1	Токарный станок	2	25,8	51,6		0,14	0,5	1,73	7,2	12,4						
2	Фрезерный станок (вер-ный, гори-ный)	1	16,7	16,7	>3	0,14	0,5	1,73	2,3	4	7	1,8	114,3	53	126	
		1	19,3	19,3					2,7	4,6						
3	Эл. наждак	1	5,5	5,5		0,14	0,5	1,73	0,8	1,4						
4	Вертикально-сверлильный станок	1	17,9	17,9		0,14	0,5	1,73	2,5	4,3						
5	Кран-балка ПВ=40%	1	6,3	6,3		0,1	0,5	1,17	0,6	0,7						
6	Испытательный стенд	1	4,6	4,6		0,75	0,7	1,17	3,4	4						
7	Тепловая завеса ворот	1	6,5	6,5		0,14	0,95	0,33	0,9	0,3						
8	Обогреватель	10	4,5	45		0,8	0,95	0,33	36	11,9						
9	Вытяжка	4	1,5	6		0,7	0,8	0,4	4,2	1,7						
10	Освещение	8	0,4	3,2		0,9	0,95	0	2,9	2,9						
Итого по ШРНН1		31	109	182,6		0,3	0,7	1,14	63,5	48,2						
<b>Шкаф распределительный ШРНН8</b>																
Электроприёмники группы «Б» $K_{и} \geq 0,6$																
Итого по ШРНН8		16	12,3	38,8		0,8	0,8	0,4	30,7	13,5		1	30,7	14,8	34	
<b>Шкаф распределительный ШРНН7</b>																

Электроприёмники группы «Б» $K_{и} \geq 0,6$														
Итого по ШРНН7	12	11,6	36,5		0,7	0,8	1,4			4		36,5	14,8	39,4
<b>Шкаф распределительный ШРНН6</b>														
Электроприёмники группы «Б» $K_{и} \geq 0,6$														
Итого по ШРНН6	20	12,2	56,5		0,75	0,85	0,36	44,6	18,3		1	44,6	20,2	48,8
<b>Шкаф распределительный ШРНН5</b>														
Электроприёмники группы «Б» $K_{и} \geq 0,6$														
Итого по ШРНН5	10	52,4	524		0,8	0,85	0,33	419,2	138,3		1	419,2	152,1	445,9
<b>Шкаф распределительный ШРНН13</b>														
Электроприёмники группы «А» $K_{и} < 0,6$														
Итого по ШРНН13	31	8,8	41,7	>3	0,7	0,8	0,5	30,9	14,9	5	1,26	52,5	16,4	55
<b>Шкаф распределительный ШРНН12</b>														
Электроприёмники группы «А» $K_{и} < 0,6$														
Итого по ШРНН12	34	14,5	40,1	>3	0,7	0,8	0,5	30,8	17,5	4	1,29	39,7	19,2	44
<b>Шкаф распределительный ШРНН11</b>														
Электроприёмники группы «Б» $K_{и} \geq 0,6$														
Итого по ШРНН11	12	11,6	36,5		0,7	0,8	0,3	33,2	13,1		1	33,2	14,4	36,2
<b>Шкаф распределительный ШРНН10</b>														
Электроприёмники группы «Б» $K_{и} \geq 0,6$														
Итого по ШРНН10	5	150	750		0,9	0,8	0,33	675	222,7		1	222,7	245	331,1
<b>Шкаф распределительный ШРНН9</b>														
Электроприёмники группы «Б» $K_{и} \geq 0,6$														
Итого по ШРНН9	16	49,5	188,1		0,8	0,8	0,3	150,1	52		1	150,1	57,2	160,6
<b>Итого по ДНС</b>	226	698,5	2312,3		0,8	0,8	0,6	1769,1	639	24	12,4	1486,9	793	1724,3

## 6.2 Выбор сечений питающей сети и аппаратов защиты

Условия выбора проводников:

1. По нагреву расчётному току нагрузки
2. Согласование с аппаратом защиты где: (для нормальных условий) – поправочный

коэффициент на условия прокладки;

кратность длительно допустимого тока для провода и кабеля по отношению

тока срабатывания защитного аппарата;

ток установки срабатывания защиты аппарата;

Условия выбора аппарата защиты:

1. По номинальному напряжению выключателя : По номинальному току эл.двиг. : По максимальному току группы ЭП (для выключателей питания сборок щитов) в длительном режиме:

номинальное напряжения сети, и согласно аппарата защиты имеется два вида расцепления: 1.

Тепловая, электромагнитная отсечка. И по условию карты селективности: селективность заключается в обеспечении такой координации между время – токовыми характеристиками последовательно расположенных защит, чтобы в случае повреждения отключался только выключатель, наиболее близкий к повреждению.

Селективность защит проверяется сопоставлением их характеристик на карте селективности.

Время-токовые характеристики не должны накладываться или пересекаться.

В качестве примера рассмотрим «Насос Р-110». Номинальный ток равен:

Данный ЭП запитывается от шкафа силового управления ШРНЗ, для защиты от К.З. и перегрузки используется автомат.

Ток уставки теплового расцепителя автоматического выключателя, защищающего ЭП №1 насос Р-110В

Ток уставки электромагнитного расцепителя:

Для защиты насоса выбираем автоматический выключатель серии

ВА 51-33 с номинальным током выключателя, номинальным током расцепителя, током уставки электромагнитного расцепителя

. [1, стр. 93, табл. 4.10].

Прокладку кабеля производим комбинированную (в укрытиях в трубах, наружная прокладка по эстакаде). Т.к. категории укрытий, то должны применяться кабели с медными жилами. А также учитываем, что сечение кабеля должны допускать длительную нагрузку не менее 125% номинального тока электродвигателя.

В качестве питающего проводника принимаем кабель марки ВВГ, прокладываемый по эстакаде, выбранное сечение жилы из условия длительно допустимого тока, составляет, [1, стр. 65, таб. 3.5].

Выбираем сечение кабеля для питания ЭП №1 насос Р-110В. Выбранное сечение проводника проверяем по условию обеспечения защиты от тока перегрузки. При выбранном автоматическом выключателе в качестве защитного аппарата и для взрывоопасных помещений при обязательной защите от перегрузке.

Выбираем четырехжильный кабель марки ВВГ сечением жилы 50 мм<sup>2</sup>, для которых

Для удобства, следующие аналогичные расчеты сведем в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Выбор распределительных шкафов, выключателей и кабельной линии.

№	Участок	$P_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$K$	$I_{\text{теп}} A$	$I_{\text{э.о.}} A$	Способ прокладки	длина	Кабель		Выключатель		ШРНН	
		<i>кВт</i>	<i>A</i>						$I_{\text{доп}}$	Марка	$I_{\text{ном.ав}}$	$I_{\text{ном.расц}}$		Тип
											<i>A</i>	<i>A</i>		
<b>ШРНН1</b>														
1	Токарный станок	25,8	78,2	3	100	300	в лотке	16	125	ВВГ- 4×35 мм <sup>2</sup>	100	100	ВА 47-100	ШРНН-01-12-1600(1480)-1000S УЕ $I_{\text{ном}} = 1000 A$
2	Фрезерный станок (вертикальный)	16,7	50,6	6	100	600		10	100	ВВГ- 4×25 мм <sup>2</sup>	100	100	ВА 47-100	
2	Фрезерный станок (горизонтальный)	19,3	58,5	3	100	300		8	100	ВВГ- 4×25 мм <sup>2</sup>	100	100	ВА 47-100	
3	Эл. наждак	5,5	16,6	4	25	100		6	35	ВВГ- 4×4 мм <sup>2</sup>	25	25	ВА 19-29	
4	Вертикально-сверлильный станок	17,9	54,2	4	80	320		12	100	ВВГ- 4×25 мм <sup>2</sup>	80	80	ВА 47-100	
5	Кран-балка ПВ=40%	6,3	19,1	3	36	108		20	40	ВВГ-1/4×10 мм <sup>2</sup>	36	36	ВА 19-29	
6	Испытательный стенд	4,6	10	2	25	50		10	27	ВВГ-1/3×4 мм <sup>2</sup>	25	25	ВА 19-29	
7	Тепловая завеса ворот	6,5	10,5	4	16	64		32	20	ВВГ-1/4×3 мм <sup>2</sup>	16	16	ВА 19-29	
8	Обогреватель	22,5	36,3	3	80	240		28	100	ВВГ-1/4×35 мм <sup>2</sup>	80	80	ВА 47-100	
9	Вытяжка	1,5	2,9	2	10	20		26	19	ВВГ-1/4×2,5 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
10	Освещение	1,6	7,6	4	12	48	24	14	ВВГ-1/3×1,0мм <sup>2</sup>	12	12	ВА 19-29		
<b>ШРНН2</b>														
1	Сварочный агрегат ПВ=25% ; $U_{\text{ном}}=380В.$	20,5	89,1	3	160	480	в лотке	7	170	ВВГ- 4×50 мм <sup>2</sup>	160	160	ВА 51-33	ШРНН8320М $I_{\text{ном}} = 500 A$
2	Обогреватель	9	14,5	3	25	75		12	27	ВВГ-1/4×5 мм <sup>2</sup>	25	25	ВА 19-29	
3	Вытяжка	1,5	2,9	2	10	20		9	16	ВВГ-1/4×2 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
4	Освещение	0,8	3,8	2	12	24		8	14	ВВГ-1/3×1 мм <sup>2</sup>	12	12	ВА 19-29	

<b>ШРННЗ</b>														
1	Насос	36,4	70	3	160	480	в лотке	18	125	ВВГ- 4×35 мм <sup>2</sup>	160	160	ВА 51-33	ШРНН-01-12-1600(1480)-1000S УЕ <i>I</i> <sub>НОМ</sub> =1000 А
2	КИПа	0,7	7	3	16	48		14	19	ВВГ-1/3×2 мм <sup>2</sup>	16	16	ВА 19-29	
3	ЦУ	1,6	3,1	2	10	20		15	12	ВВГ-1/4×1,0 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
4	Обогреватель	14,8	23,9	3	40	120		29	50	ВВГ-1/4×16 мм <sup>2</sup>	40	40	ВА 19-29	
5	Вытяжка	1,5	2,9	2	10	20		16	19	ВВГ-1/4×2,5 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
6	Освещение	1,6	7,6	4	12	48		23	14	ВВГ-1/3×1,0мм <sup>2</sup>	12	12	ВА 19-29	
<b>ШРНН4</b>														
1	Насос	36,4	70	3	160	480	в лотке	22	125	ВВГ- 4×35 мм <sup>2</sup>	160	160	ВА 51-33	ШРНН-01-12-1600(1480)-1000S УЕ <i>I</i> <sub>НОМ</sub> =1000 А
2	КИПа	1,7	17	4	25	100		10	27	ВВГ-1/3×4 мм <sup>2</sup>	25	25	ВА 19-29	
3	ЦУ	1,6	3,1	2	10	20		9	12	ВВГ-1/4×1,0 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
4	Обогреватель	14,8	23,9	3	40	120		25	50	ВВГ-1/4×16 мм <sup>2</sup>	40	40	ВА 19-29	
5	Вытяжка	1,5	2,9	2	10	20		22	19	ВВГ-1/4×2,5 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
6	Освещение	1,6	7,6	4	12	48		24	14	ВВГ-1/3×1,0мм <sup>2</sup>	12	12	ВА 19-29	
<b>ШРНН5</b>														
1	Насос	52,4	93,6	3	160	480	открыто	26	170	ВВГ- 4×35 мм <sup>2</sup>	160	160	ВА 51-33	ШРНН-01-12-2000(2110)-1600S УЕ <i>I</i> <sub>НОМ</sub> =1600 А
<b>ШРНН6</b>														
1	КИПа	0,9	9	3	16	48	в лотке	12	19	ВВГ-1/3×2 мм <sup>2</sup>	16	16	ВА 19-29	ШРНН28320М <i>I</i> <sub>НОМ</sub> =300 А
2	ЦУ	2	3,8	2	10	20		11	12	ВВГ-1/4×1,0 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
3	Обогреватель	22,2	23,9	3	40	120		33	50	ВВГ-1/4×16 мм <sup>2</sup>	40	40	ВА 19-29	
4	Вытяжка	1,5	2,9	2	10	20		38	19	ВВГ-1/4×2,5 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
5	Освещение	3,2	15,2	3	25	75		30	27	ВВГ-1/3×4мм <sup>2</sup>	25	25	ВА 19-29	
<b>ШРНН7</b>														
1	КИПа	0,7	7	3	16	48	в лотке	65	19	ВВГ-1/3×2 мм <sup>2</sup>	16	16	ВА 19-29	ШРНН8320М <i>I</i> <sub>НОМ</sub> =200 А
2	ЦУ	1,6	3,1	2	10	20		64	12	ВВГ-1/4×1,0 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
3	Обогреватель	14,8	23,9	3	40	120		82	50	ВВГ-1/4×16 мм <sup>2</sup>	40	40	ВА 19-29	
4	Вытяжка	1,5	2,9	2	10	20		74	19	ВВГ-1/4×2,5 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
5	Освещение	1,6	7,6	4	12	48		79	14	ВВГ-1/3×1,0мм <sup>2</sup>	12	12	ВА 19-29	

<b>ШРНН8</b>														
1	КИПа	1,4	14	3	25	75	в лотке	50	27	ВВГ-1/3×4 мм <sup>2</sup>	25	25	ВА 19-29	ШРНН8320М <i>I</i> <sub>НОМ</sub> =300 А
2	ЦУ	1,6	3,1	2	10	20		49	12	ВВГ-1/4×1,0 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
3	Обогреватель	14,8	23,9	3	40	120		90	50	ВВГ-1/4×16 мм <sup>2</sup>	40	40	ВА 19-29	
4	Вытяжка	1,5	2,9	2	10	20		82	19	ВВГ-1/4×2,5 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
5	Освещение	3,2	15,2	3	25	75		85	27	ВВГ-1/3×4мм <sup>2</sup>	25	25	ВА 19-29	
<b>ШРНН9</b>														
1	Компрессор	37,9	67,7	3	160	480	открыто	18	140	ВВГ- 4×25 мм <sup>2</sup>	160	160	ВА 51-33	ШРНН-01-12- 1600(1480)- 1000S УЕ <i>I</i> <sub>НОМ</sub> =1000 А
2	КИПа	0,7	7	3	16	48	в лотке	13	19	ВВГ-1/3×2 мм <sup>2</sup>	16	16	ВА 19-29	
3	ЦУ	1,6	3,1	2	10	20		12	12	ВВГ-1/4×1,0 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
4	Обогреватель	14,8	23,9	3	40	120		25	50	ВВГ-1/4×16 мм <sup>2</sup>	40	40	ВА 19-29	
5	Вытяжка	1,5	2,9	2	10	20		28	19	ВВГ-1/4×2,5 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
6	Освещение	1,6	7,6	4	12	48		23	14	ВВГ-1/3×1,0мм <sup>2</sup>	12	12	ВА 19-29	
<b>ШРНН10</b>														
1	Насос 0,38В	150	288,5	4	630	2500	открыто	21	510	ВВГ- 4×185 мм <sup>2</sup>	630	630	ВА 51-39	ШРНН-01-12- 3500(3170)- 3150S УЕ <i>I</i> <sub>НОМ</sub> =3150 А
<b>ШРНН11</b>														
1	КИПа	0,7	7	3	16	48	в лотке	14	19	ВВГ-1/3×2 мм <sup>2</sup>	16	16	ВА 19-29	ШРНН8320М <i>I</i> <sub>НОМ</sub> =200 А
2	ЦУ	1,6	3,1	2	10	20		13	12	ВВГ-1/4×1,0 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
3	Обогреватель	14,8	23,9	3	40	120		20	50	ВВГ-1/4×16 мм <sup>2</sup>	40	40	ВА 19-29	
4	Вытяжка	1,5	2,9	2	10	20		18	19	ВВГ-1/4×2,5 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
5	Освещение	1,6	7,6	4	12	48		20	14	ВВГ-1/3×1,0мм <sup>2</sup>	12	12	ВА 19-29	
<b>ШРНН12</b>														
1	Обогреватель	10	50	3	100	300	в лотке	36	100	ВВГ-1/3×35 мм <sup>2</sup>	100	100	ВА 19-29	ШРНН8320М <i>I</i> <sub>НОМ</sub> =500 А
2	Умывальник	2	10	3	16	48		13	19	ВВГ-1/3×2 мм <sup>2</sup>	16	16	ВА 19-29	
3	Чайник	2	10	3	16	48		17	19	ВВГ-1/3×2 мм <sup>2</sup>	16	16	ВА 19-29	

4	Холодильник	1,2	6	3	10	30		20	14	ВВГ-1/3×1,0 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
5	СВЧ печь	1,5	2,9	2	10	20		19	19	ВВГ-1/4×2,5 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
6	Компьютер	2,8	14	3	25	75		33	27	ВВГ-1/3×4 мм <sup>2</sup>	25	25	ВА 19-29	
7	КИПа	1,4	7	3	12	36		17	14	ВВГ-1/3×1,0 мм <sup>2</sup>	12	12	ВА 19-29	
8	ЦУ	2,8	14	3	25	75		18	27	ВВГ-1/3×4 мм <sup>2</sup>	25	25	ВА 19-29	
9	Освещение	3,2	15,2	3	25	75		36	27	ВВГ-1/3×4мм <sup>2</sup>	25	25	ВА 19-29	
<b>ШРНН13</b>														
1	Обогреватель	10	50	3	100	300	В ЛОТКЕ	29	100	ВВГ-1/3×35 мм <sup>2</sup>	100	100	ВА 19-29	ШРНН8320М $I_{НОМ} = 500 А$
2	Диагностическое оборудование	1,5	7,5	3	16	48		31	14	ВВГ-1/3×1,0 мм <sup>2</sup>	16	16	ВА 19-29	
3	Компьютер	2,8	14	3	25	75		33	27	ВВГ-1/3×4 мм <sup>2</sup>	25	25	ВА 19-29	
4	КИПа	0,8	4	2	10	20		17	14	ВВГ-1/3×1,0 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
5	ЦУ	1,4	7	3	12	36		18	14	ВВГ-1/3×1,0 мм <sup>2</sup>	12	12	ВА 19-29	
6	Вытяжка	1,5	2,9	2	10	20		26	19	ВВГ-1/4×2,5 мм <sup>2</sup>	10	10	ВА 19-29	
7	Освещение	3,2	15,2	3	25	75		27	27	ВВГ-1/3×4мм <sup>2</sup>	25	25	ВА 19-29	

### 6.3 Выбор вводных автоматических выключателей

Все электрические сети должны иметь защиту от токов короткого замыкания, по возможности с наименьшим временем отключения и обеспечением селективности последовательного включения аппаратов защиты. Защита должна обеспечивать отключение аварийной линии при КЗ в конце линии.

Аппаратами защиты в сетях до 1000 В обычно служат автоматические выключатели с электромагнитными, полупроводниковыми или комбинированными расцепителями.

Условия выбора автоматических выключателей:

1. Наименьший ток автомата и его расцепителя  $I_{ном.р}$  не должны быть меньше расчетного тока  $I_p$  защищаемой линии питающей группы ЭП.

2. Для того, чтобы участок сети не отключался при пуске или кратковременных перегрузках, аппарат защиты должен быть выбран с учетом кратковременных перегрузок в нормальных или послеаварийных режимах [1, стр. 71, таб. 3.15].

3. Уставки защитных аппаратов по времени при действии токов КЗ должны быть проверены на селективность действия последовательно включенных аппаратов защиты, чтобы при каждом нарушении нормального режима работы отключался поврежденный объект [1, стр. 71, таб. 3.15].

#### Расчет вводных автоматов на ШРНН

Для обеспечения I категории электроснабжения вводные автоматы ШРНН должны выдерживать нагрузку всего здания.

Пиковый ток ремонтно – мех.:

Выбираем автоматические выключатели ВА51-37, тепловой расцепитель 300 А, эл.магнитный расцепитель 2400 А. Время действия защиты 0,25с.

#### Расчет автомата в ТП на ШРНН1; ШРНН2; ШРНН3; ШРНН4.

Секционный выключатель марки ВА55-43  $I_{ном} = 1600А$ , тепловой расцепитель 1280А, эл.магн. расцепитель 3200А.

Результаты расчетов выбора автоматических выключателей на 0,38 кВ занесем в табл. 6.4. Данные по автоматическим выключателям принимаем из справочной литературы [1, стр. 94, таб. 4.10].

Таблица 6.4 – Выбор марки и сечений проводников питающей сети, аппаратов защиты.

№	Участок	$I_p$	$K$	Автомат				Способ прокладки	$K_{пр}$	Кабель		
				$I_{теп}$	$I_{э.о.}$	$\frac{I_{ном.ав}}{I_{расц}}$	Тип			$\frac{K_3 \cdot I_3}{K_{пр}}$	$I_{доп}$	Марка
				$A$	$A$	$A$				$A$	$A$	
1	ТП(QF3)	802	2	1600	3200	$\frac{1600}{1600}$	ВА 55-43					
2	ТП – ШРНН1 Вводный ШРНН1	190,9	6	400	2400	$\frac{400}{400}$	ВА 51-37	1	375	385	ВВГ-3×120+1×95 мм <sup>2</sup>	
3	ТП – ШРНН2 Вводный ШРНН2	139,4	6	250	1500	$\frac{250}{250}$	ВА 57-35	1	312,5	330	ВВГ-3×95+1×70 мм <sup>2</sup>	
4	ТП – ШРНН3 Вводный ШРНН3	235,3	4	630	2500	$\frac{630}{630}$	ВА 51-39	1	500	510	ВВГ-3×185+1×150 мм <sup>2</sup>	
5	ТП – ШРНН4 Вводный ШРНН4	236,4	4	630	2500	$\frac{630}{630}$	ВА 51-39	1	500	510	ВВГ-3×185+1×150 мм <sup>2</sup>	
6	ТП(QF4)	860,7	2	1600	3200	$\frac{1600}{1600}$	ВА 55-43					
7	ТП – ШРНН5 Вводный ШРНН5	675,6	2	1600	3200	$\frac{1600}{1600}$	ВА 55-43	1	1250	1390	ВВГ-3×300+1×240 мм <sup>2</sup> – 2шт.	
8	ТП – ШРНН6 Вводный ШРНН6	73,9	6	500	3000	$\frac{250}{250}$	ВА 51-35	1	156,2	170	ВВГ-4×35 мм <sup>2</sup>	
9	ТП – ШРНН7 Вводный ШРНН7	59,7	3	160	480	$\frac{160}{160}$	ВА 51-33	1	125	140	ВВГ-4×25 мм <sup>2</sup>	

10	ТП – ШРНН8 Вводный ШРНН8	51,5	3	100	300	$\frac{100}{100}$	BA 51-33	1	100	140	BBГ-4×25 мм <sup>2</sup>
11	ТП(QF5)	949,6	2	1600	3200	$\frac{1600}{1600}$	BA 55-43				
12	ТП – ШРНН9 Вводный ШРНН9	243,3	4	630	2500	$\frac{630}{630}$	BA 51-39	1	500	510	BBГ-3×185+1×150 мм <sup>2</sup>
13	ТП – ШРНН10 Вводный ШРНН10	501,6	2	1000	2000	$\frac{1000}{1000}$	BA 55-41	1	1000	1020	BBГ-3×185+1×150 мм <sup>2</sup> – 2шт.
14	ТП – ШРНН11 Вводный ШРНН11	54,8	3	160	480	$\frac{160}{160}$	BA 51-33	1	125	140	BBГ-4×25 мм <sup>2</sup>
15	ТП – ШРНН12 Вводный ШРНН12	66,6	3	160	480	$\frac{160}{160}$	BA 51-33	1	125	140	BBГ-4×25 мм <sup>2</sup>
16	ТП – ШРНН13 Вводный ШРНН13	83,3	3	160	480	$\frac{160}{160}$	BA 51-33	1	156,2	170	BBГ-4×35 мм <sup>2</sup>

## 6.4 Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В

Расчет токов КЗ в сетях напряжением ниже 1000 В, в сравнении с расчетом токов КЗ в сетях напряжением выше 1000 В, обладает следующими особенностями:

1. Мощность системы принимаем бесконечной, следовательно, напряжение на шинах цеховой ТП при КЗ считается неизменным,
  2. При расчете токов КЗ учитываем активные и индуктивные сопротивления всех элементов сети, до точки КЗ,
  3. Расчет ведем в именованных единицах,
  4. Напряжение принимаем на выше номинального
- Ток КЗ определяется по следующей формуле:

Расчет токов КЗ производим на участке цеховой сети: Тр-р – СШ – ШРНН13 – ЭП насос, рисунок – 6.1. Схема замещения на рисунке 6.2.

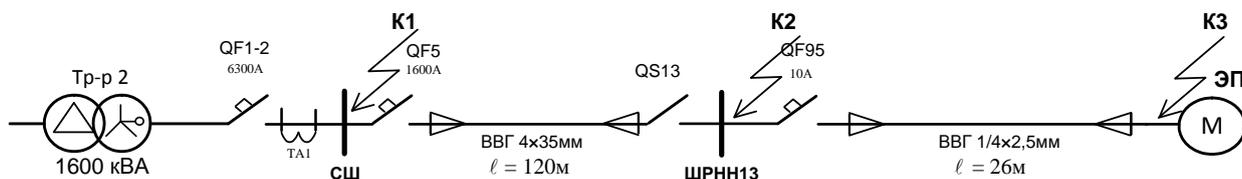


Рисунок – 6.1 Расчетная схема

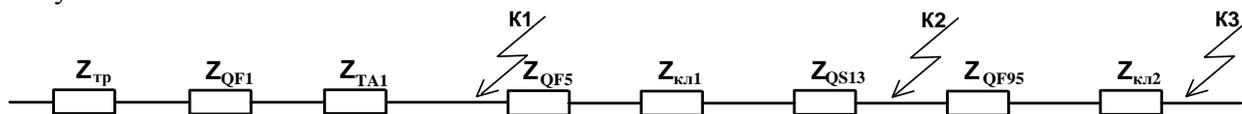


Рисунок – 6.2 Схема замещения

### Для точки К1

Сопротивления QF1-2; ТА1; QF5; не учитываем (ток выше 1000А)

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора

активные потери короткого замыкания

Полное сопротивление КЗ до точки К1:

Действующее значение тока КЗ в точке К1

Ударный ток КЗ определяем по формуле:

где ударный коэффициент, показывающий превышение ударного тока над амплитудой периодической составляющей тока короткого замыкания.

Величина ударного коэффициента зависит от постоянной времени

Выбранный ранее автоматический выключатель ВА55-43  $I_n = 1600A$ , тепловой расцепитель 1600А, эл.магнитный расцепитель 3200А. Обеспечивает защиту цеховой ТП при коротком замыкании на сборных шинах 0,4 кВ.

### Для точки К2

Определим активное и индуктивное сопротивления КЛ2. Данные для расчета принимаем из [1, стр.135, 6.13; 6.14]:

удельные активное и индуктивное сопротивления медной жилы сечением 35 мм<sup>2</sup>.

Полное сопротивление КЗ до точки К2

Действующее

Ударный ток КЗ определяем по формуле

где ударный коэффициент, показывающий превышение ударного тока над амплитудой периодической составляющей тока короткого замыкания.

Величина ударного коэффициента зависит от постоянной времени  
 Выбранный ранее автоматический выключатель марки QF5 ВА55-43, тепловой расцепитель 1600А, эл.магн. расцепитель 6400А. обеспечивает защиту ШРНН13 при коротком замыкании на ЭП.

### Для точки КЗ

Определим активное и индуктивное сопротивления КЛ2. Данные для расчета принимаем из [1, стр.135, 6.13; 6.14]:

Сопротивление токовой катушки автоматического выключателя QF95 (ВА19-29 10А) [2, стр.65, табл. 4.4]:

Переходное сопротивление контактов автоматического выключателя QF95 [2, стр.65, табл. 4.4]:

Полное сопротивление КЗ до точки К2

Действующее значение тока КЗ в точке К3

Ударный ток КЗ определяем по формуле

где ударный коэффициент, показывающий превышение ударного тока над амплитудой периодической составляющей тока короткого замыкания.

Величина ударного коэффициента зависит от постоянной времени

Выбранный ранее автоматический выключатель марки ВА19-29  $I_n=10А$ , тепловой расцепитель 10А, эл.магн. расцепитель 80А. обеспечивает защиту ШРНН13 при коротком замыкании на ЭП.

## 6.5 Построение карты селективности действия защитных аппаратов

По вышеприведенным расчетным результатам построим карту селективности действия аппаратов защиты на рассматриваемом участке цеховой сети. На карту селективности нанесем токи КЗ соответствующему наихудшему режиму в отключенном состоянии.

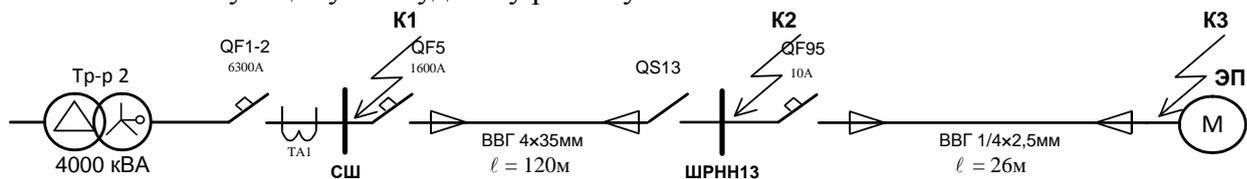


Рисунок 6.3 Карта селективности действия защиты в сети 0,4 кВ.

( приложение ДП – ФЮРА. 3710000.065 Э4)

Из рисунок 6.3 видно, что защитные аппараты выбраны правильно и обеспечат селективное (избирательное) отключение поврежденного участка электрической распределительной сети.

## 6.6 Построение эпюры отклонения напряжения

По отклонения напряжения является одним из основных показателей качества электроэнергии.

В соответствии с этим ГОСТ для силовых сетей промышленных предприятий отклонения напряжений не должно превышать  $\pm 5\%$  от номинального значения. На шинах 6–10 кВ подстанции, к которой присоединены распределительные сети, напряжение должно поддерживаться не ниже 105% номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей.

Расчёт цеховой сети по условиям допустимых потерь напряжения и построения эпюры отклонения напряжения выполняем для цепочки линий от шин ТП до зажимов одного наиболее удалённого ЭП для режима максимальных нагрузок.

При потере напряжения больше допустимой нормы, необходимо увеличить сечения проводников.

Рассмотрим цепочку ГПП – ТП7 – ШРН13 – ЭП (вытяжка).

Расчетные данные приемника вытяжка

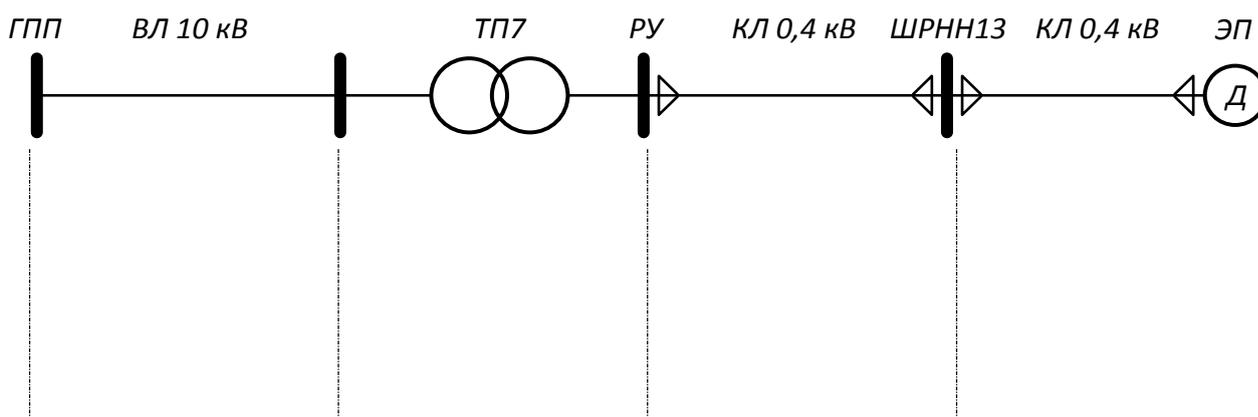


Рисунок 6.4 – Расчетная схема

### Расчет максимального режима нагрузки Участок 1 – 2

Активное и реактивное сопротивление участка 1 – 2

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 1 – 2

Потеря напряжения на участке 1 – 2

Потеря напряжения на участке 1 – 2 в именованных единицах

Фактическое значение напряжения в конце участка 1-2

### Участок 2 – 3

Активная и реактивная составляющая значения напряжения короткого замыкания трансформатора

Коэффициент загрузки трансформатора

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе

Активная, реактивная и полная мощности, протекающие по участку 2 – 3

Коэффициент мощности на участке 2 – 3

Потеря напряжения на участке 2 – 3

Потеря напряжения на участке 2 – 3 в именованных единицах

Фактическое значение напряжения в конце участка 2 – 3

Фактическое значение напряжения в конце участка 2 – 3 с учетом коэффициента трансформации

**Участок 3 – 4**

Активное и реактивное сопротивление участка 3 – 4

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 3 – 4

Потеря напряжения на участке 3 – 4

Потеря напряжения на участке 3 – 4 в именованных единицах

Фактическое значение напряжения в конце участка 3 – 4

**Участок 4 – 5**

Активное и реактивное сопротивление участка 4 – 5

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 4 – 5

Потеря напряжения на участке 4 – 5

Потеря напряжения на участке 4 – 5 в именованных единицах

Фактическое значение напряжения в конце участка 4 – 5

Результаты расчетов приведены в таблице 6.5. Эпюры отклонений напряжения приведены на рисунке 6.4.

Таблица 6.4 – Расчётные данные для построения эпюры отклонений напряжения

<b>Максимальный режим нагрузки</b>					
<b>Участок</b>	<b>1-2</b>	<b>2-3</b>	<b>3-4</b>	<b>4-5</b>	
$P_i, \text{кВт}$	1486,9	1471,4	52,5	1,5	
$Q_i, \text{кВАр}$	793	702,7	16,4	0,6	
$S_i, \text{кВА}$	1685,1	1630,6	55	1,6	
$R_i, \text{Ом}$	0,00054	—	0,0265	0,192	
$X_i, \text{Ом}$	0,000626	—	0,0305	0,002	
$\cos\varphi$	—	0,902	—	—	
$\sin\varphi$	—	0,431	—	—	
$\beta_m$	—	0,526	—	—	
$U_a, \%$	—	1,125	—	—	
$U_p, \%$	—	5,614	—	—	
$\Delta U_i, \%$	0,0012	1,800	1,231	0,192	$\Sigma = 3,224 \%$

$\Delta U_i, B$	0,126	189	4,8	0,7	
<b>Минимальный режим нагрузки</b>					
<b>Участок</b>	<b>1-2</b>	<b>2-3</b>	<b>3-4</b>	<b>4-5</b>	
$P_i, кВт$	1055,7	1044,7	37,3	1,5	
$Q_i, кВАр$	499,6	442,7	10,3	0,6	
$S_i, кВА$	1167,9	1134,6	38,7	1,6	
$R_i, Ом$	0,00054	—	0,0265	0,192	
$X_i, Ом$	0,000626	—	0,0305	0,002	
$\cos\varphi$	—	0,921	—	—	
$\sin\varphi$	—	0,390	—	—	
$\beta_m$	—	0,365	—	—	
$U_a, \%$	—	1,125	—	—	
$U_p, \%$	—	5,614	—	—	
$\Delta U_i, \%$	0,0008	1,174	0,835	0,185	$\Sigma = 2,195 \%$
$\Delta U_i, B$	0,084	123,2	3,3	0,7	
<b>Послеаварийный режим нагрузки</b>					
<b>Участок</b>	<b>1-2</b>	<b>2-3</b>	<b>3-4</b>	<b>4-5</b>	
$P_i, кВт$	1486,9	1479,2	52,5	1,5	
$Q_i, кВАр$	793	747,8	16,4	0,6	
$S_i, кВА$	1685,1	1657,4	55	1,6	
$R_i, Ом$	0,00108	—	0,0265	0,192	
$X_i, Ом$	0,00125	—	0,0305	0,002	
$\cos\varphi$	—	0,892	—	—	
$\sin\varphi$	—	0,451	—	—	
$\beta_m$	—	1,053	—	—	
$U_a, \%$	—	1,125	—	—	
$U_p, \%$	—	5,614	—	—	
$\Delta U_i, \%$	0,00235	3,698	1,109	0,191	$\Sigma = 5,000 \%$
$\Delta U_i, B$	0,246	385,2	4,8	0,7	

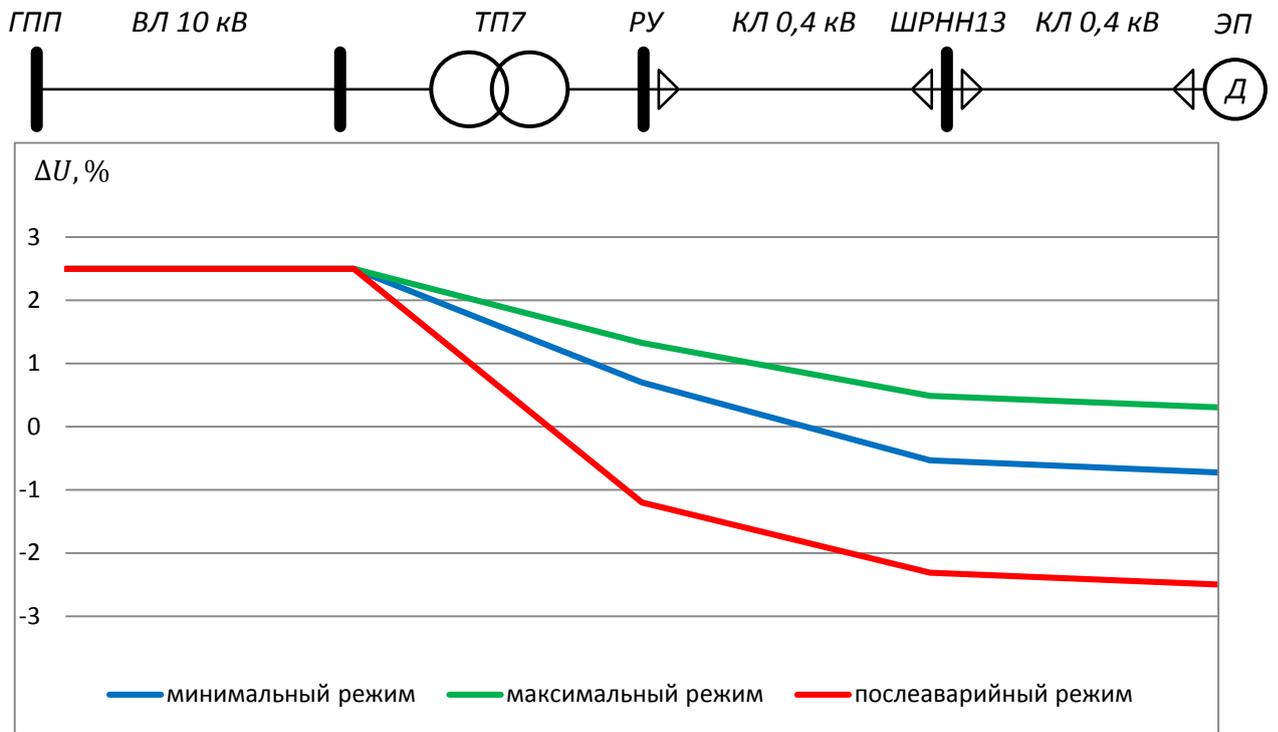


Рисунок 6.5 – Эпюры отклонений напряжения

Из эпюр отклонений напряжения видно, что потеря напряжения в линиях соответствует норме и принятые сечения пригодны для эксплуатации.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью работы было осуществление электроснабжения всех электроприёмников мастерских ОАО "Славнефть" Чистинное нефтяного месторождения ДНС и всего кусты в целом. Первым этапом для достижения цели было определение расчетной электрической нагрузки цеха методом коэффициента максимума.

С учетом выбранных трансформаторов и высоковольтной нагрузки. А с учетом потерь в кабельных линиях и трансформаторах была определена расчетная нагрузка ГПП.

На ГПП установлены два двухобмоточных трансформатора марки ТРДН- 16000/110. Марка трансформаторов ГПП и напряжение питающих линий было выбрано на основании технико-экономического расчета. На стороне 110 кВ принята схема в виде мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. На стороне 10 кВ принята одинарная секционированная система шин, с устройством АВР, оборудование установлено в закрытом помещении. Электроснабжение предприятия осуществляется от подстанции энергосистемы по двум воздушным ЛЭП 110 кВ.

По расчетным нагрузкам ДНС и кустов была построена картограмма нагрузок и определён центр электрических нагрузок предприятия. Со смещением от центра электрических нагрузок в сторону ЛЭП, питающей предприятие, была установлена главная понизительная подстанция предприятия.

Далее было определено число и мощность цеховых трансформаторов. Номинальная мощность цеховых трансформаторов принята равной 1000 кВА, 1600 кВА и 2500 кВА, общее количество цеховых ТП равно пятнадцати. Здесь же были рассчитаны потери в трансформаторах цеховых подстанций.

Следующим этапом был расчет внутривозводской сети. Были выбраны кабельные линии и рассчитаны потери в сети 10 кВ.

Распределительная сеть выше 1000 В по территории предприятия выполнена сталеалюминевым проводом и трёхжильными кабелями с алюминиевыми жилами, с оболочкой из вулканизированного полиэтилена, бронированного, с наружным покровом из поливинилхлоридного шланга марки АВБШв, с прокладкой по эстакадам.

По результатам расчета токов КЗ в сети выше 1000 В было выбрано высоковольтное оборудование. Так же, в этом пункте, была выбрана система учета электроэнергии.

Кроме того была рассмотрена релейная защита трансформаторов ГПП и произведен расчет дифференциальной защиты. Рассчитанная защита достаточно чувствительна и может быть рекомендована к установке.

Следующим этапом было осуществление электроснабжения цеха. Электроприёмники цеха запитываются от распределительных шкафов четырехжильными кабелями с медными жилами с поливинилхлоридной изоляцией марки ВВГ, с прокладкой по лоткам. Защита электроприемников и кабельных линий осуществляется автоматическими выключателями марки ВА.

Карта селективности, построенная по результатам выбора аппаратов защиты показала, что селективность обеспечивается. А эпюра отклонения напряжения, построенная для максимального, минимального и послеаварийного режимов, показала, что во всех режимах работы у электроприёмников поддерживается напряжение в допустимых пределах и выбранные сечения пригодны для эксплуатации.

Далее были определены расчетные электрические нагрузки цехов предприятия методом коэффициента спроса, так же здесь была определена нагрузка освещения по цехам.

В экономической части был произведен расчет сметы расходов на покупку, монтаж и техническое обслуживание электрооборудования, а так же смета на разработку проекта.

Произведен анализ опасных и вредных факторов на предприятии, техника безопасности,

производственная санитария и пожарная безопасность. Так же был произведен расчет искусственного освещения цеха.

По проводимым в процессе расчётов проверкам, по карте селективности и по эюграм отклонения напряжения можно сделать вывод, что данная модель электроснабжения цеха и всего предприятия в целом надёжна и пригодна к эксплуатации.