

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
профессионального образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Приморские электрические сети» на участке Артемьевская ТЭЦ – Промузел – Спутник – Чайка

Исполнитель  
студент группы 142зб

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Г. Грицай

Руководитель  
доцент, к.т.н

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.А. Казакул

Нормоконтроль  
доцент, к.т.н

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 88 стр., 11 рисунков, 39 таблиц, 90 формул, 25 источников, 4 приложения.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЭЛЕГАЗОВЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ.

В данной работе разработан вариант реконструкции электрической сети напряжением 110 кВ Приморского края включающей в себя подстанции «Промузел», «Спутник», «Чайка». Произведено прогнозирование электрических нагрузок. Выполнено обоснование конструкции распределительного устройства высокого напряжения подстанции «Спутник». Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ с учетом реконструкции. Произведен выбор основного силового, измерительного и коммутационного оборудования. Произведен расчет режимов работы электрической сети до и после реконструкции. Рассчитано заземляющее устройство РУ 110 кВ ПС «Спутник». Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты ОРУ 110 кВ от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен технико-экономический расчет. Определены меры безопасности при строительстве ВЛ и в области охраны окружающей среды.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Основная часть	7
1.1 Характеристика района реконструкции сети	7
1.2 Описание существующей схемы электроснабжения в районе реконструкции	9
1.3 Характеристика источников питания рассматриваемого района реконструкции	13
1.4 Расчет характеристик нагрузки	14
1.5 Прогнозирование электрических нагрузок	15
1.6 Выбор компенсирующих устройств ПС	17
1.7 Выбор силовых трансформаторов ПС	19
1.8 Реконструкция РУ 110 кВ ПС «Спутник»	22
1.9 Расчет сечения ВЛ	23
1.10 Расчет токов короткого замыкания	28
1.11 Выбор оборудования ПС «Спутник»	36
1.12 Выбор разъединителей	42
1.13 Выбор трансформаторов тока	43
1.14 Выбор трансформаторов напряжения	47
1.15 Выбор жестких шин	50
1.16 Выбор гибкой ошиновки	51
1.17 Выбор ОПН	53
1.18 Выбор высокочастотных заградителей на стороне 110 кВ	54
1.19 Расчет режимов работы электрической сети	55
1.20 Расчет механической части ВЛ ПС «Волна» - ПС «Чайка»	62
1.21 Защита от прямых ударов молнии	67
1.22 Расчет сети заземления	69
2 Безопасность и экологичность	72
2.1 Безопасность проекта	72
2.2 Экологичность проекта	75
2.3 Чрезвычайные ситуации	78
3 Расчет экономических показателей	82
Заключение	85
Библиографический список	86
Приложение А. Прогнозирование электрической нагрузки	

Приложение Б. Расчет режима работы сети

Приложение В. Расчет токов короткого замыкания

Приложение Г. Расчет молниезащиты

## ВВЕДЕНИЕ

Данная работа рассматривает вариант реконструкции электрической сети напряжением 110 кВ Приморского края с целью повышения надежности электроснабжения потребителей. Существующая схема сети включающая в себя ПС: «Промузел», «Спутник», «Чайка», а так же тупиковую ПС «Седанка» по показателям надежности электроснабжения отстает от действующих требований, и в кратковременной перспективе при увеличении нагрузок становится не актуальной. Увеличение нагрузки влечет за собой более серьезное отношение к качеству поставляемой электроэнергии в частности отсутствию перебоев в электроснабжении.

Актуальность данной работы заключается в том, что настоящий уровень надежности в энергосистеме Приморского края, в частности рассматриваемый участок сети не удовлетворяет предъявляемым требованиям. Частые отключения потребителей различной категории, из за физического износа ВЛ объединяющей указанные ПС, приводят к недоотпускам электроэнергии. В работе рассматривается вариант решения данной проблемы путем увеличения схемной надежности: в частности изменение и реконструкция ПС «Спутник» а так же реконструкция ВЛ 110 кВ питающей ПС.

Целью данной ВКР является разработка оптимально варианта реконструкции сети 110 кВ Приморского края, на участке ПС «Спутник» – ПС «Промузел» - ПС «Чайка» согласно требованиям НТД

К основным задачам следует отнести следующие:

- 1) разработка варианта реконструкции сети.
- 2) Определение перспективных нагрузок с учетом прогнозирования для данного района.
- 3) Расчет режимов работы существующей сети и определение проблемных мест.
- 4) Определение сечений ВЛ, для соответствия увеличивающимся нагрузкам.

5) Расчет мощности силовых трансформаторов, а так же расчет токов короткого замыкания в частности на ПС «Спутник».

6) Выбор оборудования на указанной ПС, а так же определение схемы распределительного устройства высокого напряжения в связи с реконструкцией.

7) Расчет нормальных и послеаварийных режимов работы сети после реконструкции,

8) расчет защитного заземления и молниезащиты ПС «Спутник», расчет механической части ВЛ 110 кВ.

# 1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Характеристика района реконструкции сети

Климат Приморского края - муссонный. Зима хотя и короче, чем в других частях Дальнего Востока, но холодная и малоснежная. Средняя температура января - 20, а на морском побережье - 12 . Летом на равнинах средняя температура + 20, а на побережье +12 - 16. Специфика погодно - климатических условий Приморского края определяется особенностями географического положения на границе Евро-Азиатского континента и Тихого океана.

Самые благоприятные климатические условия в холодное время года откладываются на северо-западных склонах и южных предгорьях Сихотэ-Алиня, а также в долине реки Уссури. Относительно неблагоприятные условия, в основном из-за частых сильных ветров, характерны для побережья Японского моря. Здесь, несмотря на более высокие, чем в горных районах, средние зимние температуры воздуха, комфортность погодного режима снижена, главным образом, за счет сильных ветров, а на юге, кроме того, из-за часто повторяющихся метелей и высокой относительной влажности воздуха.

В летний период наиболее благоприятные погодные условия характерны для континентальных районов: приханкайских, западных приамурских, нейтральных и южных. Климатические характеристики этих районов все же не могут быть признаны оптимальными из-за частой повторяемости душных погод. В околополуденные часы температура воздуха может превышать 30 градусов при практически полном отсутствии ветра. На морском побережье период повышенных температур наружного воздуха меньше, чем в континентальных районах и колеблется от 180 дней в году на севере до 250 дней на юге.

Большую часть территории занимают горы Сихотэ-Алинь, состоящее из системы хребтов, имеющих общее направление с юго-запада на северо-восток и расположенных почти параллельно друг другу. В строении хребтов принимают участие как осадочные, так и массивно-кристаллические и метаморфические породы.

Почвенный покров Приморского края составляют преимущественно бурые и серые лесные почвы, в различной степени оподзоленные. Различия в характере почвенного покрова в пределах края связано с разнообразием рельефа. В Приханкейской низменности широко распространены дерново-подзолистые, болотные и серые лесные почвы, местами встречаются также осолоделые луговые. В предгорьях и на западных и южных склонах Сихотэ-Алиня развиты серые лесные и бурые лесные оподзоленные почвы. В верхнем поясе центральных и северо-восточных хребтов Сихотэ-Алиня распространены почвы горные подзолистые, близкие к северным горно-таежным, а выше верхней границы леса – также горно-тундровые, для долин рек характерны плодородные аллювиальные (наносные) почвы.

Основные расчетные данные необходимые для выполнения работы представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	IV
Давление ветра, Па	800
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Низшая температура воздуха, °С	-31,4
Среднегодовая температура воздуха, °С	4,9
Высшая температура воздуха, °С	33,6

Указанные данные используем в дальнейших расчетах

## **1.2 Описание существующей схемы электроснабжения в районе реконструкции.**

На рисунке 1 представлена подробная однолинейная схема рассматриваемого участка сети.

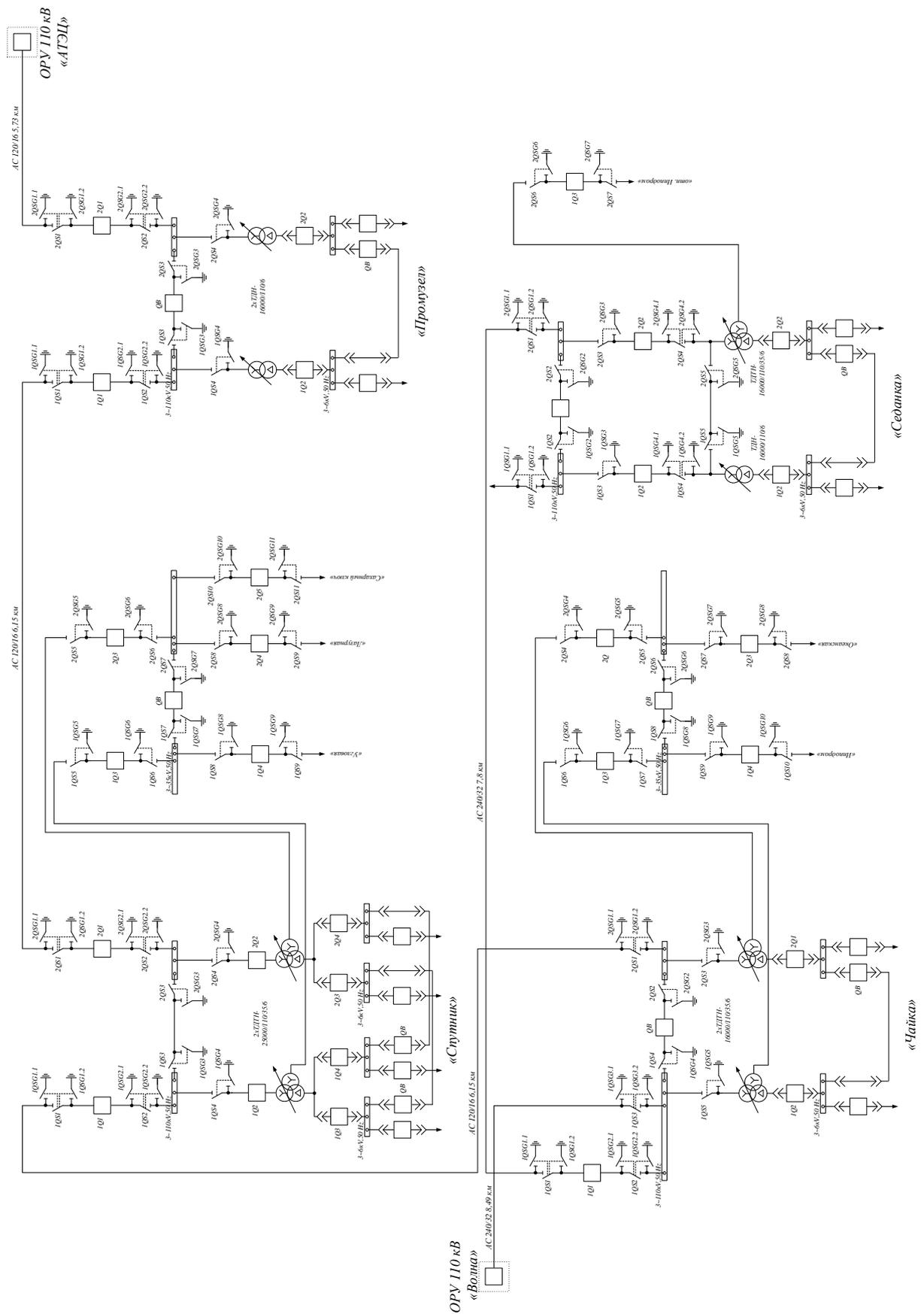


Рисунок - 1 Подробная однолинейная схема рассматриваемого участка сети

Питание ПС в рассматриваемом районе реконструкции осуществляется по схеме с двухсторонним питанием. Источниками питания являются ПС «Волна» с одной стороны и «Артемьевская ТЭЦ» с другой стороны. Воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ выполнены голым проводом в основном сталеалюминевым типа АС 120/16 при этом некоторые участки линии выполнены проводом типа М. Особенностью ВЛ 110 кВ на данном участке является большое количество соединений различных типов проводов что негативно сказывается на надежности работы. Протяженность ВЛ составляет 5-8 км.

Распределительные устройства высокого напряжения ПС имеют различные схемы, при этом на некоторых ПС например «Чайка» они являются нетиповыми и устаревшими. Основные данные по типам РУ и силовых трансформаторов установленных на сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Характеристика РУ-110 кВ и трансформаторов ПС

Наименование подстанции	Тип силовых трансформаторов 110 кВ	Тип РУ 110 кВ
«Промузел»	2×ТДН-16000/110/6	Мостик с выключателями в цепях линий
«Спутник»	2×ТДТН-25000/110/35/6	Одна секционированная система шин
«Чайка»	2×ТДТН-16000/110/35/6	Одна секционированная система шин
«Седанка»	ТДН-16000/110/6 ТДТН-16000/110/35/6	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов

Все ПС кроме «Промузел» имеют три уровня номинальных напряжений, при этом на ПС «Седанка» установлены два различных по типу трансформатора двухобмоточный и трехобмоточный, такая схема так же

является нетиповой. Шины низкого напряжения на всех ПС выполнены на напряжении 6 кВ при этом на ПС «Спутник» имеется четыре секции НН. На всех трансформаторах ПС рассматриваемого района имеется устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

Данные по загрузке трансформаторов и линий электропередач в режиме зимнего максимума представлены в таблице 3,4

Таблица 3 - Загрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума.

Наименование подстанции	S <sub>ном</sub> , (МВА) (Общая)	Нагрузка, (МВА)	Загрузка при работе двух трансформаторов (%)	Загрузка при работе одного трансформатора (%)
«Промузел»	16+16	24,114	75,4	150,8
«Спутник»	25+25	30,582	61,2	122,4
«Чайка»	25+25	22,837	45,7	91,4
«Седанка»	16+16	16,571	51,8	103,6

Данные по загрузке трансформаторов показывают что на ПС «Промузел» значение нагрузки уже превышает нормативное значение и следовательно при аварийном отключении одного из трансформаторов работа второго при данном уровне нагрузки будет не возможна, потребуется разгрузка ПС и отключение части потребителей. На ПС «Спутник» в кратковременной перспективе может возникнуть подобная ситуация и установленные трансформаторы уже не смогут справляться с возложенными задачами. На ПС «Чайка» и «Седанка», не превышает предельных значений и далека от них.

Таблица 4 - Загрузка воздушных линий в режиме зимнего максимума.

Наименование ВЛ 110 кВ	Марка провода	Сечение провода (мм <sup>2</sup> )	Загрузка (А)	Допустимый длительный ток	Загрузка (%)
«АТЭЦ» - «Промузел»	АС, (М)	120/16, (70)	260	337	77,15
«Промузел» - «Спутник»	АС, (М)	120/16, (70)	170	337	50,45
«Спутник» - «Чайка»	АС, (М)	120/16, (70)	130	337	38,57
«Седанка» - «Чайка»	АС	240/32	74	780	9,487
«Волна» - «Чайка»	АС	240/32, 120/16	246	435	56,55

Согласно данным таблицы 3 можно сделать вывод о том что загрузка ВЛ на участке «АТЭЦ - Промузел» имеет высокое значение 77%, тем не менее остается резерв по токовой нагрузке, на остальных участках загрузка ВЛ имеет меньшее значение.

### **1.3 Характеристика источников питания рассматриваемого района реконструкции**

Источниками питания для ПС 110 кВ в данном районе является ПС 220/110/6 кВ «Волна», на которой имеются следующие распределительные устройства: высокого напряжения 220 кВ, выполненное по схеме четырехугольника и среднего напряжения 110 кВ, выполненное по схеме одна секционированная система шин с обходной и совмещенным обходным и шиносоединительным выключателем.

В качестве основного силового оборудования на ПС «Волна» установлены два автотрансформатора следующих типов АДЦТН 125000/220/110 номинальной мощностью 125 МВА, оба автотрансформатора выполняют функцию связи между РУ 220 кВ и 110 кВ. Система охлаждения осуществляется путем принудительной циркуляции масла (система охлаждения типа Ц) и воздуха (система охлаждения типа Д), дополнительно

на обоих автотрансформаторах имеется устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

С другой стороны питание ПС осуществляется от «Артемьевской ТЭЦ» в частности от распределительного устройства среднего напряжения 110 кВ выполненного по схеме аналогичной РУСН ПС «Волна», На «АТЭЦ» имеется четыре генератора два из которых выдают мощность на РУВН 220 кВ, и соответственно два на РУСН 110 кВ, при этом связь между этим РУ так же осуществляется через автотрансформаторы типа АТДЦТН 180000/220/110

#### 1.4 Расчет характеристик нагрузки

Для выбора основного оборудования такого как силовые трансформаторы и линии электропередачи необходимо определить различные вероятностные характеристики нагрузки такие как средняя активная и реактивная мощность, максимальная, и эффективная. Такой расчет с помощью математических формул представляется затруднительным и поэтому в данной работе он проводится с помощью программного комплекса «Расчет нагрузок». Данные полученные в ходе расчета на всех рассматриваемых ПС сведены в таблицу 5,6

Таблица 5 – Расчетные нагрузки ПС 110/35/6 кВ

ПС «Спутник»			
Мощность	Сторона 110 кВ	Сторона 35 кВ	Сторона 6 кВ
Активная максимальная (МВт)	27,22	10,89	16,33
Активная средняя (МВт)	23,95	9,58	14,37
Активная эффективная (МВт)	24,43	9,77	14,66
Реактивная максимальная (МВАр)	13,07	5,22	7,85
Реактивная средняя (МВАр)	11,5	4,59	6,91
Реактивная эффективная (МВАр)	11,73	4,69	7,04

ПС «Чайка»			
Мощность	Сторона 110 кВ	Сторона 35 кВ	Сторона 6 кВ
Активная максимальная (МВт)	20,33	8,13	12,2
Активная средняя (МВт)	17,89	7,15	10,74
Активная эффективная (МВт)	18,25	7,29	10,96
Реактивная максимальная (МВАр)	9,75	3,92	5,83
Реактивная средняя (МВАр)	8,58	3,43	5,15
Реактивная эффективная (МВАр)	8,75	3,51	5,24

Таблица 6 – Расчетные нагрузки ПС 110/6 кВ

	ПС «Промузел»	ПС «Седанка»
Мощность		
Активная максимальная (МВт)	21,46	14,75
Активная средняя (МВт)	18,88	12,98
Активная эффективная (МВт)	19,26	13,24
Реактивная максимальная (МВАр)	10,3	7,08
Реактивная средняя (МВАр)	9,06	6,23
Реактивная эффективная (МВАр)	9,24	6,35

Полученные данные используем в дальнейших расчетах

### 1.5 Прогнозирование электрических нагрузок

При реконструкции подстанции и сетей необходимо учитывать ежегодный рост нагрузки с целью предотвращения перегрузки трансформаторов, ВЛ и других электрических аппаратов.

Рассмотрим прогнозирование электрической нагрузки на стороне низкого напряжения ПС с учетом ее роста в течении 15 лет. Для прогнозирования нагрузки используется формула сложных процентов, в которой учитывается ежегодный процент роста нагрузки по среднестатистическим данным, рост составляет 2,5% в год.

Прогнозируемая полная мощность с перспективой в 15 лет определяется по следующей формуле:

$$P_{\text{ПР}} = P_{\text{ТЕК}} \cdot (1 + 2,5/100)^{15} \quad (1)$$

где  $P_{\text{ПР}}$  – прогнозируемая активная мощность нагрузки (МВт);

$P_{\text{ТЕК}}$  – текущая активная мощность нагрузки (МВт);

2,5% – относительное увеличение нагрузки за год;

На примере ПС «Спутник» прогноз максимальной активной составит:

$$P_{\text{ПРm}} = 27,22 \cdot (1 + 2,5/100)^{15} = 39,41 \text{ (МВА)}.$$

Результаты расчета по остальным ПС приведены в таблице 7,8

За рассматриваемый период увеличение нагрузки составляет (На примере ПС «Спутник») (%).

$$P_{\text{ПР}(\%)} = \frac{(P_{\text{ПР}} - P_{\text{ТЕК}})}{P_{\text{ТЕК}}} \cdot 100 = \frac{(39,41 - 27,22)}{27,22} \cdot 100 = 44,8$$

Таблица 7 – Расчетные прогнозные нагрузки ПС 110/35/6 кВ

ПС «Спутник»			
Мощность	Сторона 110 кВ	Сторона 35 кВ	Сторона 6 кВ
Активная максимальная (МВт)	39,41	15,76	23,63
Активная средняя (МВт)	34,68	13,86	20,79
Активная эффективная (МВт)	35,37	14,14	21,21
Реактивная максимальная (МВАр)	18,93	7,55	11,36
Реактивная средняя (МВАр)	16,65	6,64	9,99
Реактивная эффективная (МВАр)	16,99	6,77	10,19
ПС «Чайка»			
Мощность	Сторона 110 кВ	Сторона 35 кВ	Сторона 6 кВ
Активная максимальная (МВт)	29,44	11,76	17,65
Активная средняя (МВт)	25,9	10,35	15,54
Активная эффективная (МВт)	26,43	10,55	15,86
Реактивная максимальная (МВАр)	14,12	5,67	8,44
Реактивная средняя (МВАр)	12,42	4,96	7,45
Реактивная эффективная (МВАр)	12,67	5,08	7,58

Таблица 8 – Расчетные прогнозные нагрузки ПС 110/6 кВ

	ПС «Промузел»	ПС «Седанка»
Мощность		
Активная максимальная (МВт)	31,05	21,34
Активная средняя (МВт)	27,32	18,78
Активная эффективная (МВт)	27,87	19,16
Реактивная максимальная (МВАр)	14,9	10,24
Реактивная средняя (МВАр)	13,11	9,02
Реактивная эффективная (МВАр)	13,37	9,19

Данные по коэффициентам загрузки трансформаторов ПС при работе с перспективными нагрузками приведены в таблице 9 (прогнозирование полной мощности нагрузки проводится по аналогичным формулам):

Таблица 9 - Загрузка трансформаторов прогнозными нагрузками.

Наименование подстанции	Sном, (МВА) (Общая)	Прогноз нагрузки (МВА)	Загрузка при работе двух трансформаторов (%)	Загрузка при работе одного трансформатора (%)
«Промузел»	32	34,89	109,04	218,08
«Спутник»	50	44,25	88,50	177,01
«Чайка»	50	33,05	66,09	132,18
«Седанка»	32	23,98	74,93	149,86

Расчетные данные показывают что работа существующих трансформаторов на ПС (кроме ПС Чайка) не возможна в связи со значительными увеличением нагрузки и значительным превышением коэффициента загрузки.

### 1.6 Выбор компенсирующих устройств ПС

Устройства компенсации реактивной мощности (УКРМ) предназначены для снижения потерь мощности в сети путем перераспределения потоков реактивной мощности, так же положительным эффектом от работы таких устройств является поддержание требуемых уровней напряжения в точках их

установки.

В качестве таких устройств выступают синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы, а так же батареи конденсаторов. В данной работе в качестве УКРМ рассмотрим батареи статических конденсаторов.

Для выбора мощности силовых трансформаторов и сечений проводов ВЛ определяется экономически выгодная реактивная мощность, передаваемая по сетям 110 кВ.

Расчёт необходимой мощности УКРМ проводится по предельному коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (Мвар) [4]:

$$Q_K = Q_{МАКС} - P_{МАКС} \cdot tg \cdot \varphi_{ПР} \quad (2)$$

где  $tg \cdot \varphi_{ПР}$  - предельный коэффициент мощности, задаваемый энергосистемой для 110 кВ – 0,4 (УКРМ устанавливаются на стороне низкого напряжения ПС)

Необходимую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну секцию шин вычисляем по формуле (Мвар):

$$Q_{К1С} = \frac{Q_K}{2} \quad (3)$$

По требуемой мощности на одну систему шин выбираем компенсирующие устройства, определяем их необходимое количество и фактическую суммарную реактивную мощность.

Некомпенсированная реактивная мощность потребляемая из сети определяется следующим образом (Мвар).

$$Q_{НЕСК} = Q_{МАКС} - Q_H \quad (4)$$

где  $Q_H$  - номинальная мощность принятого УКРМ (Мвар)

Рассмотрим подробно расчет на примере ПС «Спутник»

$$Q_K = 18,93 - 39,41 \cdot 0,4 = 3,166$$

$$Q_{K1C} = \frac{3,166}{2} = 1,583$$

По каталожным данным принимаем к установке на ПС «Спутник» УКРМ компании «Славэнерго» типа УКРМ – 6,3 – 1350 и УКРМ – 6,3 – 300, на каждую секцию.

$$Q_{HECK} = 18,93 - 2 \cdot (1,35 + 0,3) = 15,63 \text{ (Мвар)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет и выбор УКРМ на остальных ПС результаты расчета приведены в таблице 10

Таблица 10 - Загрузка трансформаторов прогнозными нагрузками.

Наименование подстанции	$P_{МАКС}$	$Q_{МАКС}$	$Q_K$	$Q_{K1C}$	$Q_H$	$Q_{HECK}$
«Промузел»	31,05	14,9	2,48	1,24	$2 \times (1,35)$	12,2
«Спутник»	39,41	18,93	3,166	1,583	$2 \times (1,35 + 0,3)$	15,63
«Чайка»	29,44	14,12	2,344	1,172	$2 \times (4 \times 0,3)$	11,72
«Седанка»	21,34	10,24	1,704	0,852	$2 \times (2 \times 0,45)$	8,44

Полученные данные используем в дальнейших расчетах

### 1.7 Выбор силовых трансформаторов ПС

Ранее проведенные расчеты показывают что мощности силовых трансформаторов на ПС не достаточно для нормальной работы с прогнозными нагрузками (кроме ПС «Чайка»), исходя из этого в данном разделе проводится расчет и выбор силовых трансформаторов на ПС с учетом прогноза нагрузки

и компенсации реактивной мощности.

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной мощности. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех категорий потребителей, подключенных к шинам данной подстанции. Мощность силовых трансформаторов должна быть выбрана такой чтобы коэффициент загрузки позволял им работать как в нормальном режиме так и при отключении одного из них.

Расчет проводится на примере ПС «Спутник»

Полная расчетная мощность трехобмоточного трансформатора для подстанции определяется по следующей формуле (МВА):

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{HH} + P_{CH})^2 + (Q_{ЭК} + Q_{CH})^2}}{N_T \cdot K_3}$$

(5)

где  $S_p$  – расчётная мощность трансформатора (МВА);

$P_{HH}, P_{CH}$  – средняя активная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения (МВт);

$Q_{ЭК}, Q_{CH}$  – реактивная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения (Мвар);

$N_T$  – число трансформаторов;

$K_3$  – оптимальный коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции (0,7) .

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_{3.H} = \frac{\sqrt{(P_{HH} + P_{CH})^2 + (Q_{ЭК} + Q_{CH})^2}}{N_T \cdot S_H} \quad (6)$$

$$K_{3.Пав} = \frac{\sqrt{(P_{HH} + P_{CH})^2 + (Q_{ЭК} + Q_{CH})^2}}{(N_T - 1) \cdot S_H}$$

(7)

К послеаварийному режиму работы относится отключение по защите одного из трансформаторов.

Для ПС «Спутник» (с учетом установки УРМ)

$$S_p = \frac{\sqrt{(13,86 + 20,79)^2 + (9,99 - 3,3 + 6,64)^2}}{2 \cdot 0,7} = 28,52$$

Принимаем к установке трехобмоточный трансформатор типа ТДТН 40000/110 с номинальной мощностью 40 МВА (трансформатор такого типа с номинальной мощностью 32 МВА не выпускается), номинальное напряжение средней стороны 35 кВ низкой стороны 6 кВ. Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой. Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [4]:

$$K_{3.H} = \frac{\sqrt{(13,86 + 20,79)^2 + (9,99 - 3,3 + 6,64)^2}}{2 \cdot 40} = 0,46$$

$$K_{3.Пав} = \frac{\sqrt{(13,86 + 20,79)^2 + (9,99 - 3,3 + 6,64)^2}}{40} = 0,92$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы имеют невысокое значение, поэтому для обеспечения требуемых коэффициентов загрузки и для экономии ресурса оборудования требуется отключение одного из трансформаторов в период минимальных нагрузок.

По аналогичным формулам проводится расчет и выбор трансформаторов для ПС «Промузел» и «Седанка» (при этом в формулах отсутствует мощность передаваемая в сеть среднего напряжения). По результатам расчетов принимаем на обоих ПС тип трансформатора – ТДН 25000/110/6

### **1.8 Реконструкция РУ 110 кВ ПС «Спутник»**

В настоящее время данное РУ выполнено по схеме одна секционированная система шин и для увеличения схемной надежности в данной работе предполагается установка выключателя в перемычке для изменения его в «одну секционированную выключателем систему шин»

Схема РУ после реконструкции представлена на рисунке 2

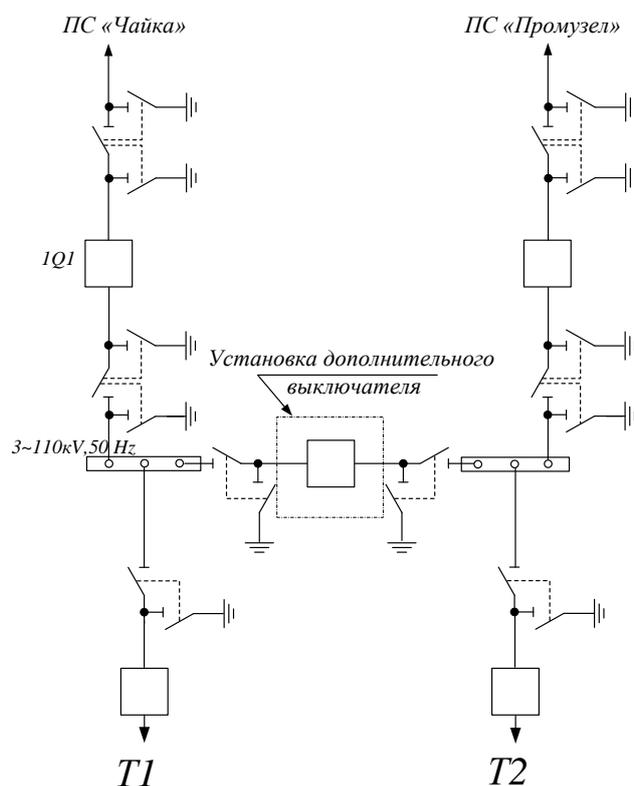


Рисунок - 2 Установка дополнительного выключателя РУ 110 кВ

Установка дополнительного выключателя способствует увеличению надежности электроснабжения не только на одной ПС но и всего района, тк позволит оперативно отключать поврежденный участок сети без последствий для потребителей. Дополнительным положительным эффектом является более простой вывод в ремонт оборудования, тк выключатель может отключать токи нагрузки после которых выполняются операции с разъединителями.

### 1.9 Расчет сечений ВЛ.

Как указывалось ранее существующие линии электропередачи требуют замены из-за физического устаревания и периодического выхода из строя. В данном разделе проводится расчет потоков мощности по сечениям с целью определения токов нагрузки в них и последующим выбором сечений

Схема рассматриваемого участка (указана на рисунке 3) представляет

собой сеть с двухсторонним питанием,

По максимальной мощности нагрузки в узлах сети проводим расчет потоков мощности по сечениям всех участков.

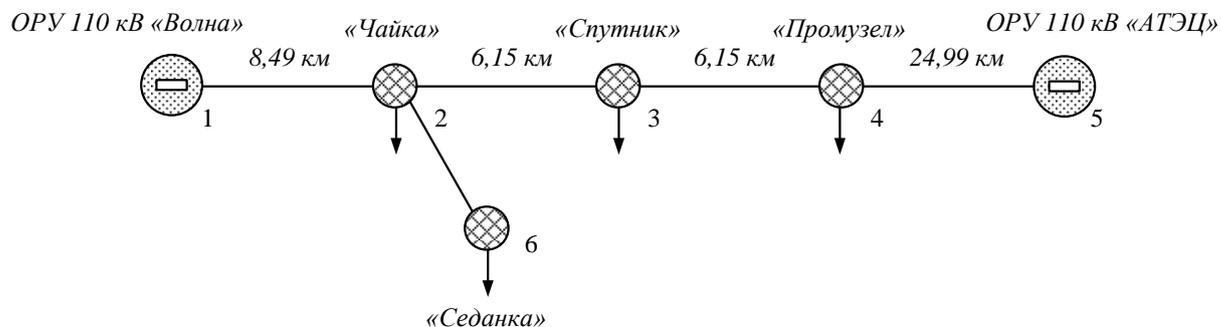


Рисунок 3 – Определение потоков мощности в сечениях сети

В качестве упрощения расчетов принимаем то что питание ПС Седанка осуществляется от РУ 110 кВ ПС «Чайка»

Первоначально проводим расчет полной мощности нагрузки узлов с учетом компенсации реактивной мощности по следующей формуле:

$$S_M = \sqrt{P_{\text{МАКС}}^2 + Q_{\text{HECK}}^2} \quad (8)$$

$$S_{M2} = \sqrt{P_{\text{МАКС}2}^2 + Q_{\text{HECK}2}^2} = \sqrt{29,44^2 + 11,72^2} = 31,68 \text{ (МВА)}$$

$$S_{M3} = \sqrt{P_{\text{МАКС}3}^2 + Q_{\text{HECK}3}^2} = \sqrt{39,41^2 + 15,63^2} = 42,39 \text{ (МВА)}$$

$$S_{M4} = \sqrt{P_{\text{МАКС}4}^2 + Q_{\text{HECK}4}^2} = \sqrt{31,05^2 + 12,2^2} = 33,36 \text{ (МВА)}$$

$$S_{M6} = \sqrt{P_{\text{МАКС}6}^2 + Q_{\text{HECK}6}^2} = \sqrt{21,34^2 + 8,44^2} = 22,95 \text{ (МВА)}$$

Потоки мощности на головных участках определяются по максимальной мощности в узлах нагрузки и протяженности ВЛ [4].

Поток мощности в сечении 1 – 2 определяется следующим образом (в узле 2 учитывается нагрузка как самой ПС «Чайка» так и ПС «Седанка»):

$$S_{1-2} = \frac{(S_2 + S_6) \cdot (L_{2-5}) + S_3 \cdot (L_{3-5}) + S_4 \cdot (L_{4-5})}{L_{1-5}} \quad (9)$$

$$S_{1-2} = \frac{54,63 \cdot 37,29 + 42,39 \cdot 31,14 + 33,36 \cdot 24,99}{45,78} = 91,54 \text{ (МВА)}$$

$$S_{5-4} = \frac{(S_2 + S_6) \cdot (L_{1-2}) + S_3 \cdot (L_{3-1}) + S_4 \cdot (L_{4-1})}{L_{1-5}} \quad (10)$$

$$S_{5-4} = \frac{54,64 \cdot 8,49 + 42,39 \cdot 14,64 + 33,36 \cdot 20,79}{45,78} = 38,83 \text{ (МВА)}$$

где  $S_2, S_3, S_4, S_6$  – нагрузки в узлах сети (МВА);

$L$  – протяженность соответствующего участка сети (км);

Поток мощности в остальных сечениях:

$$S_{2-3} = S_{1-2} - (S_2 + S_6) = 91,54 - 54,64 = 36,9 \text{ (МВА)} \quad (11)$$

$$S_{4-3} = S_{5-4} - S_4 = 38,83 - 33,36 = 5,47 \text{ (МВА)} \quad (12)$$

$$S_{2-6} = S_6 = 22,95 \text{ (МВА)} \quad (13)$$

По расчетным данным проводим расчет сечений ВЛ по экономическим токовым интервалам. Расчетный ток в сечении определяется следующим образом [3]:

$$I_p = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (14)$$

где  $n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение ВЛ;

$S_M$  – максимальная полная мощность протекающая по ВЛ (МВА).

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации [3];

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимума нагрузки [3].

Для воздушных линий до 220 кВ  $\alpha_i$  принимается равным 1,05.

Для  $T_m$  равному 1000 - 3000 часов  $\alpha_T$  принимается равным 0,9.

Определяем значение максимального тока на примере сечения 1-2 учетом того что ВЛ имеет одну цепь:

$$I_{p1-2} = \frac{91,54}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} 1,05 \cdot 0,9 = 0,454 \text{ (кА)}.$$

Согласно экономическим токовым интервалам и учитывая климатические характеристики района нагрузка на одну цепь ВЛ превышает нормативное значение (285 А для провода марки АС 240/32), следовательно принимаем на данном участке две цепи ВЛ. Повторно проводим расчет токовой нагрузки:

$$I_{p1-2} = \frac{91,54}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} 1,05 \cdot 0,9 = 0,227 \text{ (кА)}.$$

Принимаем для ВЛ проводник марки АС 240/32 (сталеалюминевый провод с сечением алюминиевой части 240 мм<sup>2</sup> и несущей стальной 32 мм<sup>2</sup>) ВЛ выполняется на стальных опорах.

Расчет сечений для остальных ВЛ сведен в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет сечений ВЛ.

Наименование участка	Поток мощности (МВА)	Расчетный ток (кА)	Принятая марка провода
1-2	91,54 (2 цепи)	0,227	АС 240/32
2-3	36,9	0,196	АС 240/32
3-4	5,47	0,029	АС 150/24
4-5	38,83	0,206	АС 240/32
2-6	22,95	0,122	АС 150/24

Далее проводим проверку сечений ВЛ на головных участках по длительно допустимому току в послеаварийном режиме работы. Первый режим отключение одной цепи ВЛ на участке 1-2, в данном случае токовая нагрузка на оставшуюся цепь составит:

$$I_{1-2нав} = \frac{S_{1-2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot (n-1)} = \frac{91,54}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (2-1)} = 0,48(\text{кА})$$

Длительно допустимый ток для данной марки провода составляет 690 А, следовательно сечение проходит проверку. Второй режим работы это отключение ВЛ на участке 4-5, при этом нагрузка на ВЛ участка 1-2 составит (обе цепи в работе):

$$I_{1-2наб} = \frac{S_2 + S_3 + S_4 + S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} = \frac{130,38}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,342$$

Сечение проходит проверку и в этом режиме работы, выбор сечений ВЛ завершен.

### 1.10 Расчет токов короткого замыкания

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи, с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными [2].

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п.

Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты, и электрические машины должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т. е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Резкое понижение напряжения при КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов и к системной аварии с большим народнохозяйственным ущербом.

Для быстрого действия и надежной работы электрооборудования а в частности коммутационных аппаратов проводится расчет токов короткого замыкания в расчетных точках рассматриваемого участка сети и дальнейшая проверка выбранного оборудования на стойкость к этим токам. Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место КЗ выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай.

Данный расчет проводился для выбора оборудования на ПС «Спутник». Расчетные точки короткого замыкания представлены на рисунке 6. Для снижения объема расчета приняты следующие упрощения: расчетная схема упрощается до энергосистемы с неизменной во времени периодической составляющей тока короткого замыкания, так же в качестве источников для подпитки места короткого замыкания будут учтены узлы нагрузки на шинах низкого напряжения подстанции «Спутник».

На рисунке 4 представлена схема замещения для расчета токов короткого замыкания с тремя расчетными точками на разных номинальных напряжениях подстанции «Спутник».

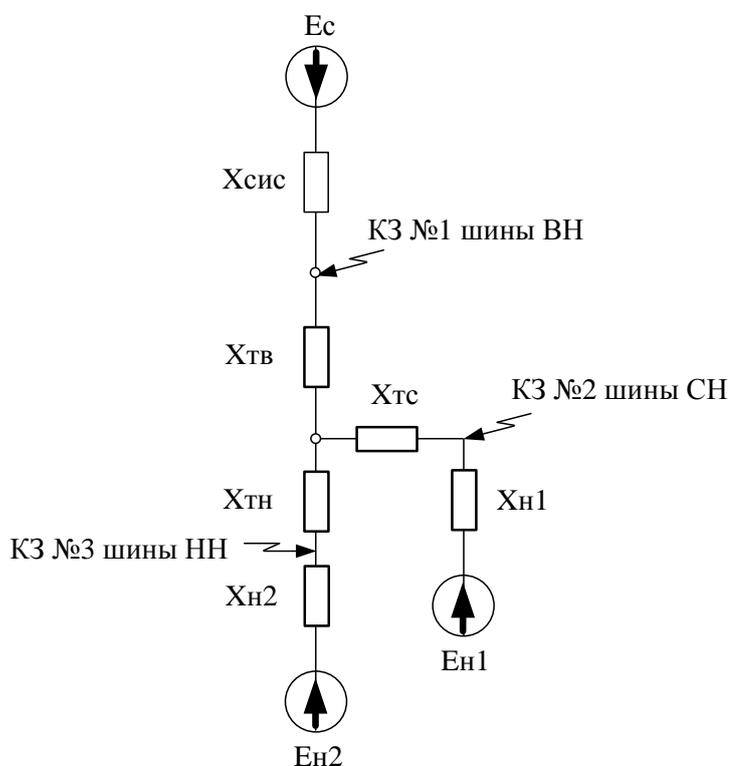


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания

Рассмотрим расчет тока КЗ в контрольной точке №1 (шины 110 кВ ПС «Спутник»)

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС «Спутник» (по номинальному току отключения выключателя 110 кВ в настоящее время установленного на данной ПС) по формуле [2]:

$$S_C = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{\text{откл.}} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 20,0 = 3983,7 \cdot 10^3 \text{ (МВА)} \quad (15)$$

где  $S_C$  – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ

$U_{CP}$  – среднее напряжение на стороне 110 кВ (кВ);

$I_{\text{откл.}}$  – ток трехфазного короткого замыкания (кА);

Все параметры схемы замещения приводятся к базисной ступени (110 кВ), расчет проводится в именованных единицах приближенным способом

Сопротивление системы соответственно приведенное к базисной ступени:

$$X_{сис} = \frac{U_{CP}^2}{S_C} = \frac{115^2}{3983,7 \cdot 10^3} = 0,003 \text{ (Ом)}$$

(16)

Определяем сопротивление обмоток трехобмоточных трансформаторов ПС «Спутник» приведенное к стороне 110 кВ (принимая сопротивление обмотки СН трансформатора равное нулю):

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T \quad (17)$$

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{115^2}{40} \cdot \frac{1}{2} = 17,77 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T \quad (18)$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot \frac{115^2}{40} \cdot \frac{1}{2} = 11,18 \text{ (Ом)}$$

где  $U_{\kappa}$  – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)

$S_{НОМ}$  – номинальная мощность трансформатора ПС «Спутник» (МВА)

Сопротивление обобщенной нагрузки приведенное к высокой стороне:

$$X_H = X_{OH} \cdot \frac{U_{CP}^2}{S_H} \cdot K^2_T = 17,77$$

где  $X_{OH}$  – сопротивление обобщенной нагрузки (о.е.)  
 $S_H$  – мощность нагрузки (МВА)  
 $U_{CP}$  – среднее номинальное напряжение со стороны нагрузки (кВ)  
 $K_T$  – коэффициент трансформации трансформатора

Для ПС «Спутник»:

$$X_{H1} = \frac{0,35 \cdot 37^2}{\sqrt{15,76^2 + 7,55^2}} \cdot \frac{115^2}{37^2} = 264,87 \text{ (Ом)}$$

$$X_{H2} = \frac{0,35 \cdot 6,3^2}{\sqrt{23,63^2 + 11,36^2}} \cdot \frac{115^2}{6,3^2} = 176,54 \text{ (Ом)}$$

Определяем ЭДС системы приведенное к базовой ступени (кВ):

$$E_C = E_{C.O.} \cdot U_C = 1 \cdot 115 = 115 \text{ (кВ)}$$

(19)

где  $E_{C.O.}$  – ЭДС системы (о.е.)

Определяем ЭДС обобщенной нагрузки приведенное к базовой ступени:

Со стороны 35 кВ и со стороны 6 кВ

$$E_H = E_{H.O.} \cdot U_C = 0,85 \cdot 37 \cdot \frac{115}{37} = 97,75 \text{ (кВ)}$$

(20)

$$E_H = E_{H.O.} \cdot U_C = 0,85 \cdot 6,3 \cdot \frac{115}{6,3} = 97,75 \text{ (кВ)} \quad (21)$$

где  $E_{H.O.}$  – ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

Сворачиваем схему относительно точки №1 и определяем сопротивления при этом схема принимает вид после первого преобразования:

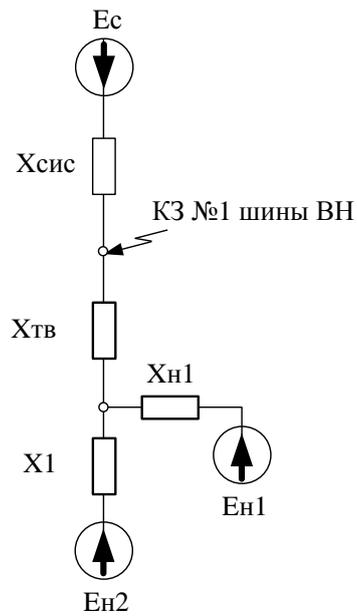


Рисунок 5 – Первое преобразование схемы замещения

$$X1 = X_{H2} + X_{TH} = 176,54 + 11,18 = 167,72 \text{ (Ом)} \quad (22)$$

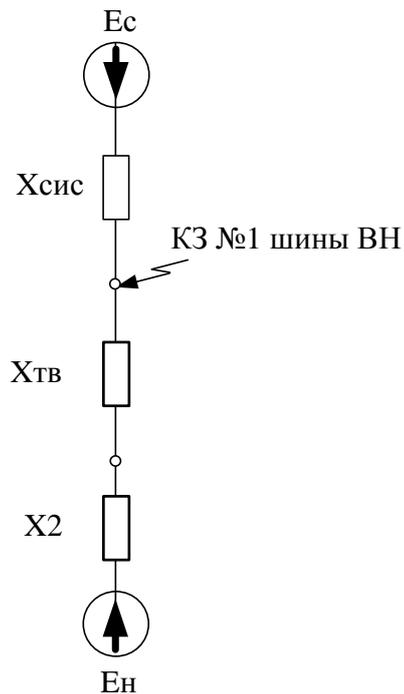


Рисунок 6 – Второе преобразование схемы замещения

$$X2 = \frac{X1 \cdot X_{H1}}{X1 + X_{H1}} = \frac{167,72 \cdot 264,87}{167,72 + 264,87} = 102,69 \text{ (Ом)} \quad (23)$$

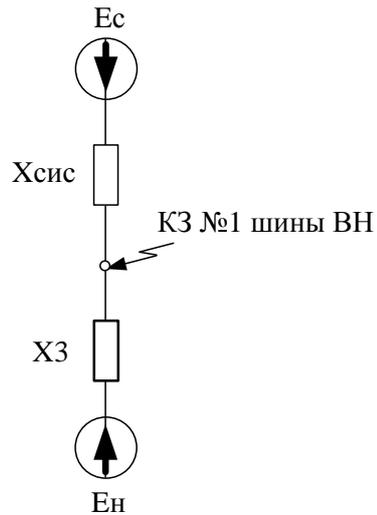


Рисунок 7 – Третье преобразование схемы замещения

$$(24) \quad X_3 = X_2 + X_{ТВ} = 102,69 + 17,77 = 120,46 \text{ (Ом)}$$

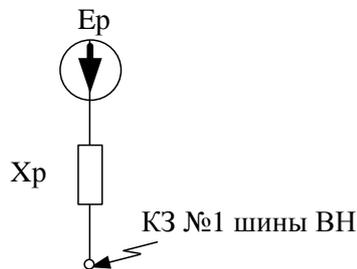


Рисунок 8 – Получение результирующего сопротивления и ЭДС

$$(25) \quad X_p = \frac{X_{СИС} \cdot X_3}{X_{СИС} + X_3} = \frac{0,003 \cdot 120,6}{0,003 + 120,46} = 0,0029 \text{ (Ом)}$$

$$(26) \quad E_p = \frac{X_{СИС} \cdot E_H + X_3 \cdot E_C}{X_{СИС} + X_3} = \frac{0,003 \cdot 97,75 + 120,46 \cdot 115}{0,003 + 120,46} = 114,99 \text{ (кВ)}$$

Определяем значение периодической составляющей тока КЗ рассматриваемой точке [2]:

$$I_{II} = \frac{E_p}{\sqrt{3} \cdot X_p} = \frac{114,99 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3} \cdot 0,0029} = 22,89 \text{ (кА)}$$

(27)

Аналогично проводим расчет тока короткого замыкания в остальных расчетных точках, при этом все сопротивления и ЭДС приводятся к соответствующей стороне трансформатора.

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле [8]:

$$I_A = \sqrt{2} \cdot I_{II} \cdot e^{\frac{-T_{ос}}{T_a}}$$

(28)

где  $I_A$  – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

$I_{II}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{ос}$  – время отключения выключателя с учетом работы релейной защиты (сек), в данном случае принимается 0,5 сек.

$T_a$  – постоянная времени.

Для первой определяем данную величину по справочным данным:

$$T_a = 0,03$$

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Аperiodическая составляющая для К1:

$$I_A = \sqrt{2} \cdot 4,49 \cdot e^{\frac{-0,5}{0,03}} = 0,012 \text{ (кА)} \quad (29)$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_Y = \sqrt{2} \cdot I_{II} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (30)$$

$$I_Y = \sqrt{2} \cdot 22,89 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 55,56 \text{ (кА)} \quad (31)$$

Результаты расчета токов короткого замыкания сведены в таблицу 12:

Таблица 12 – Результаты расчета токов КЗ

Расчетное место КЗ	$I_{II}, \text{(кА)}$	$I_A, \text{(кА)}$	$I_Y, \text{(кА)}$
1	22,89	0,012	55,56
2	12,21	0,01	29,66
3	40,41	0,002	90,08

По полученным данным проводим выбор оборудования на ПС «Спутник»

### 1.11 Выбор оборудования ПС «Спутник».

В данном разделе рассматривается выбор основного силового и измерительного оборудования устанавливаемого на ПС «Спутник».

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции. Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах во всех РУ. Значения максимальных

рабочих токов указаны в таблице 8. В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: высоковольтные выключатели, разъединители наружной установки, измерительные трансформаторы тока, измерительные трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка РУ ВН, нелинейные ограничители перенапряжений.

Определяем максимальные рабочие токи всех РУ ПС «Спутник» по номинальной мощности нагрузки, (кА)

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (32)$$

где  $S_M$  – максимальная мощность нагрузки для ПС «Спутник» (МВА).

$$I_{M110} = \frac{\sqrt{39,41^2 + 18,93^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 229,47$$

$$I_{M35} = \frac{\sqrt{15,76^2 + 7,55^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 288,26$$

$$I_{M6} = \frac{\sqrt{23,63^2 + 11,36^2}}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 2175,54$$

При расчете тока на стороне низкого напряжения учитывается количество секций (4 шт.)

Расчет теплового импульса необходим для проверки оборудования, его определяем по формуле:

$$B_K = I_{II}^2 \cdot (t_{TEP} + T_a)$$

где  $I_{II}$  - ток короткого замыкания;

$t_{TEP}$  - время термической стойкости (включает в себя время работы защиты и время отключения выключателя, принимаем равным 1 сек.)

$$B_{K110} = I_{II}^2 \cdot (t_{TEP} + T_a) = 22,89^2 \cdot (1 + 0,012) = 524,58$$

$$B_{K35} = I_{II}^2 \cdot (t_{TEP} + T_a) = 12,21^2 \cdot (1 + 0,01) = 149,38$$

$$B_{K6} = I_{II}^2 \cdot (t_{TEP} + T_a) = 40,41^2 \cdot (1 + 0,002) = 1636,23$$

1.11.1 Выбор выключателей 110 кВ. Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$$

(33)

$$I_{НОМ} \geq I_M$$

(34)

Электродинамическая стойкость:

$$i_{ПРСКВ} = i_{ДИН} \geq i_U$$

(35)

где  $i_{ПРСКВ}$  - предельный сквозной ток выключателя;

$i_{ДИН}$  - ток электродинамической стойкости аппарата.

Принимаем к установке выключатель типа ВГБУ-110 II - 40/2000 У1.

Выключатель элегазовый баковый ВГБУ-110 II - 40/2000 У1 со встроенными трансформаторами тока предназначен для выполнения коммутационных операций (включений и отключений) в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока с заземленной нейтралью (коэффициент замыкания на землю не выше 1,4) при номинальном напряжении 110 кВ и номинальной частоте 50Гц. Выключатель предназначен для работы в следующих условиях:

- нормальные значения климатических факторов внешней среды в соответствии с ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1 для климатического исполнения У - категории размещения 1.

При этом:

- а) рабочее значение температуры окружающего воздуха:
  - верхнее - плюс 40 °С,
  - нижнее - минус 45 °С;
- б) окружающая среда - не содержащая химически активных разъедающих оболочки и опасных в отношении взрыва примесей (содержание коррозионно-активных агентов для атмосферы типа II по ГОСТ 15150).

Выключатель пригоден для работы в условиях:

- наибольшая высота над уровнем моря - не более 1000 м;
- допустимое натяжение проводов:
  - а) в горизонтальной плоскости - 1000 Н(100 кгс);
  - б) вертикально вниз - 750 Н (75 кгс).

Сравнение параметров принятого выключателя с расчетными данными представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2000	229,47	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	40	22,89	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	102	40,41	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	40	22,89	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	18	0,012	$i_{АН} \geq i_{А}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	102	40,41	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$

Термическая стойкость, $I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	524,58	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} \geq B_K$
---	------	--------	------------------------------------

Выключатель проходит по всем параметрам.

*1.11.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ.* Первоначально принимаем для установки вакуумный выключатель марки ВР35

Выключатели серии ВР35 применяется как комплектующее для открытых распределительных устройств 35кВ, комплектных трансформаторных подстанций КТПБР-110/35/10(6), КТПБР-М-35/10(6) и блоков комплектных распределительных устройств серии КРП(Б)-27,5 тяговых подстанций железной дороги, а также для расширения существующих подстанций и замены устаревших воздушных и масляных выключателей на них.

Вакуумные выключатели серии ВР35 разработаны на смену воздушным и масляным выключателям, обладая целым рядом преимуществ над ними. К основным таким преимуществам прежде всего следует отнести: механический ресурс до 30000 циклов ВО; коммутационный ресурс 55 циклов ВО при номинальном токе отключения; коммутационный ресурс 30000 циклов ВО при номинальном токе; цельнолитая кремнийорганическая изоляция полюсов по сравнению с применяемой ранее и по сравнению с керамическими крышками позволила значительно уменьшить массу и габариты выключателя, существенно повысить надежность изоляции; применение полимерной изоляции в конструкции полюса позволило отказаться от традиционного заполнения полюса трансформаторным маслом, что значительно повысило надежность и пожаробезопасность выключателя; применимость в схемах на постоянном и переменном оперативном напряжении; минимум обслуживания; гарантийный срок эксплуатации 2,5 года.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1600	288,26	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	20	12,21	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	52	29,66	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	20	12,21	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	8	0,01	$i_{АН} \geq i_{А}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	52	29,66	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1200	149,38	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выключатель проходит по всем параметрам.

1.11.3 Выбор выключателей на стороне 6 кВ. Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВЭ-СМ-10-50/2500 Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 15:

Таблица 15 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2500	2175,54	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	50	40,41	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	128	90,08	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	50	40,41	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	12	0,002	$i_{АН} \geq i_{А}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	128	90,08	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$

Термическая стойкость, $I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP}$ (кА <sup>2</sup> с)	7500	1636,23	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} \geq B_K$
---	------	---------	------------------------------------

### 1.12 Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой [4].

Выбор разъединителей 110 кВ.

По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РГД-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двухколонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	229,47	$I_{НОМ} \geq I_M$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	80	55,56	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP}$ (кА <sup>2</sup> с)	2790,75	524,58	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} \geq B_K$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

Выбор разъединителей 35 кВ.

На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РД-35/400 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРГ-2УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	400	288,26	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	63	29,66	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1875	149,38	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{к}$

### 1.13 Выбор трансформаторов тока.

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_{к} \quad (36)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_{к} = 0,1$  Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (37)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 6 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4 \text{ мм}^2$ .

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 35, 6 кВ) (Ом):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (38)$$

где  $S_{\text{ПР}}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2 = 1 \text{ А}$ .

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс delta+. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 18, 19, 20.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	delta+	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
--------	-----	---------------------

Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	delta+	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	delta+	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110  $S_{\text{ПР}} = 1,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 кВ  $S_{\text{ПР}} = 0,62$  ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 6 кВ  $S_{\text{ПР}} = 0,62$  ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2.110} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2.35} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2.6} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОГ-110 III, с номинальным током первичной обмотки 600 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	600	229,47	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	126	55,56	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	13872	524,58	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	20	2,43	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	300	288,26	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	125	29,66	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	7203	149,38	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	30	1,15	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ ТПЛК-6-I-1 с номинальным током первичной обмотки 2500 А. Сравнение параметров приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	6	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2500	2175,54	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	128	90,08	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	10800	1636,23	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2НОМ}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

#### 1.14 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются [6]:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2НОМ} \geq S_2$$

(39)

где  $S_{2НОМ}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_2$  - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	delta+	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			39

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110 УХЛ1

Таблица 25 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	39 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5

Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	delta+	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Таблица 27 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	delta+	3	1
Счетчик РЭ			
Сумма			5

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НТМИ – 10.

Таблица 29 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	5 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

### 1.15 Выбор жестких шин.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в данном РУ составляет 2175,54 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами  $80 \times 6$  мм ( $4,8 \text{ см}^2$ ), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 2200А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ ( $\text{см}^2$ ).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{1636,23}}{91} = 0,44 \quad (40)$$

где  $B_k$  – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

$C$  - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии, что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95 \quad (41)$$

где  $J$  – момент инерции шины ( $\text{см}^3 \times \text{см}$ ).

$q$  - сечение проводника, в данном случае  $4,8 \text{ (см}^2\text{)}$

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ (см}^3 \times \text{см)} \quad (42)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 0,9 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{90080^2}{0,4} = 273,54 \text{ (Н/м)} \quad (43)$$

где  $i_{y0}$  – ударный ток короткого замыкания (А).

$a$  - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)} \quad (44)$$

Определяем напряжение в проводе при протекании ударного тока КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{90080^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 29,15 \text{ (МПа)} \quad (45)$$

При расчете напряжение все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно сечение и схема установки жестких шин выбраны верно.

### 1.16 Выбор гибкой ошиновки.

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 110 кВ ПС «Спутник» с расчетом на перспективные нагрузки.

Максимальный рабочий ток на стороне ВН подстанции составляет 229,47 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 240/32 с максимально допустимым током 690 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется так как шины выполнены голыми и расположены на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на схлестывание не проводится.

Разряд в виде короны возникает при значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (46)$$

где  $m$  - коэффициент учитывающий шероховатость провода;

$r_0$  - радиус провода 1,18 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,18}} \right) = 31,69 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля на поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (47)$$

где  $U$  – линейное напряжение на проводе (принимая 115 кВ);

$D_{cp}$  - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{1,18}} = 13,8 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности провода будет не больше  $0,9E_0$ . Таким образом, условие образования короны:

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

$$14,7 \leq 28,52$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условию выбора.

### 1.17 Выбор ОПН.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия

$$U_{НОПН} \geq U_{НСЕТИ}$$

Принимаем первоначально ОПН – 110 УХЛ1 номинальным напряжением 110 кВ

$$110 \geq 110$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НРОПН} \geq U_{НРСЕТИ}$$

Для данного типа ОПН согласно паспортным данным наибольшее рабочее напряжение составляет 77 кВ, наибольшее фазное напряжение сети составляет

$$U_{НРСЕТИ} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,7$$

$$77 \geq 72,7$$

Определяем энергию пропускаемую ОПН во время грозового импульса:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{огр}}{Z} \right) \cdot U_{огр} \cdot 2 \cdot T \quad (48)$$

где  $U$  - величина неограниченных перенапряжений;

$U_{огр}$  - остающееся напряжение на ограничителе (222 кВ);

$Z$  - волновое сопротивление линии Ом;

$T$  - время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0} = \frac{260}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 260} = 224,9$$

где  $U_0$  - напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

$k$  – коэффициент полярности;

$l$  - длина защитного подхода.

Время распространения волны рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c} = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} 10^6 = 10,99 \text{ мкс},$$

где  $\beta$  - коэффициент затухания волны;

$c$  - скорость распространения волны.

$$\mathcal{E} = \left( \frac{224,9 - 222}{415} \right) \cdot 222 \cdot 2 \cdot 10,99 = 34 \text{ (кДж)}$$

Согласно паспортным данным энергия поглощаемая данным типом ОПН составляет 220 кДж следовательно данный тип ОПН оставляем.

### 1.18 Выбор высокочастотных заградителей на стороне 110 кВ.

По напряжению выбираем заградитель типа ВЗ-400-0,5.

Сравнение параметров выбранного заградителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка заградителя 110 кВ

Номинальные параметры заградителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	400	229,47	$I_{НОМ} \geq I_{.м}$
Номинальный ток КЗ $I_{КЗ}$ (кА)	40	22,89	$I_{КЗ} \geq I_{ПО}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	102	55,56	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$

Данный тип заградителя принимаем для установки на обе ВЛ

### 1.19 Расчет режимов работы электрической сети

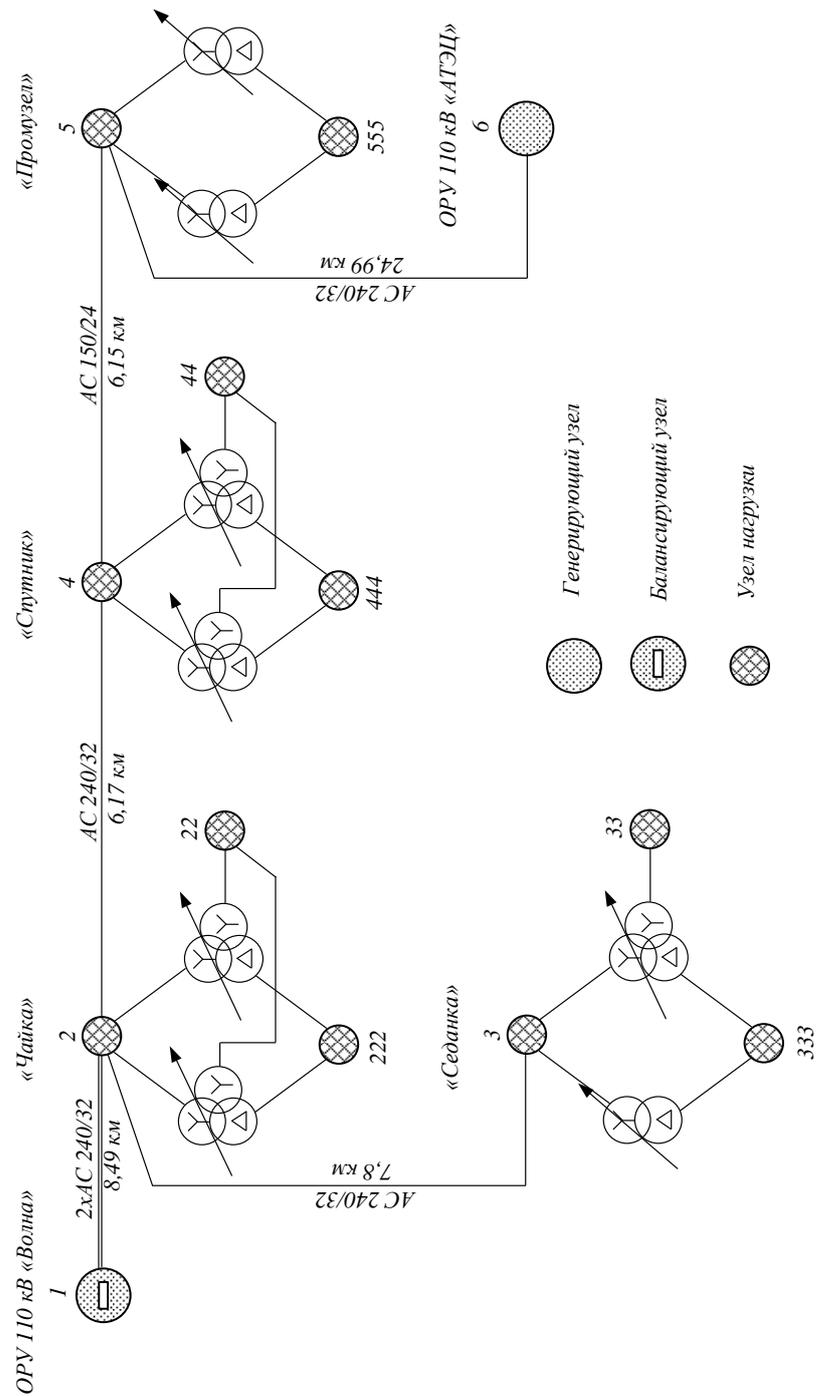


Рисунок - 9 Подготовка графа сети для расчета режима

Для удобства выполнения расчета режима работы сети в различных условиях на рисунке 9 представлен граф сети с указанием нумерации узлов и сечением ВЛ.

В качестве расчетных принимаем следующие нормальные режимы

работы.

- 1) Нормальный режим работы существующей сети с существующими нагрузками
- 2) Нормальный режим работы сети после реконструкции с прогнозными значениями нагрузки.

Послеаварийные режимы работы сети:

- 1) Отключение одной цепи ВЛ ПС «Волна» - ПС «Чайка» в схеме после реконструкции с прогнозными нагрузками.
- 2) Отключение ВЛ «АТЭЦ» - ПС «Промузел» в схеме после реконструкции с прогнозными нагрузками.

Данные по нагрузкам в узлах сети представлены в таблице 31,32

Таблица 31 – Прогнозные нагрузки в узлах сети

Номер узла	Активная максимальная мощность (МВт)	Реактивная максимальная мощность (МВАр)
22	11,76	14,9
222	17,65	10,24
44	15,76	7,55
444	23,63	11,36
555	31,05	14,9
33	4,64	1,84
333	16,4	8,4

Таблица 32 – Существующие нагрузки в узлах сети

Номер узла	Активная максимальная мощность (МВт)	Реактивная максимальная мощность (МВАр)
22	8,13	3,92
222	12,2	5,83
44	10,89	5,22
444	16,33	7,85
555	21,46	10,3
33	3,05	1,08
333	11,7	6,0

Сопровитления ветвей (ВЛ и трансформаторов определяются по справочным данным). Расчет проводится с помощью вычислительного комплекса RAST WIN-3, результаты расчета приведены в таблицах 33-38

Таблица 33 - Параметры нормального режима работы существующей сети

Нач.	Кон.	$P_H$ МВт	$dP$ МВт	$P_K$ МВт	$Q_H$ Мвар	$dQ$ Мвар	$Q_{ш}$ Мвар	$Q_K$ Мвар	$U_H$ кВ	$U_K$ кВ	$dU$ %
1	2	-50	0,26	-50	-34	0,89	-0,32	-33	118	116,6	1,18
2	4	-15	0,02	-15	-15	0,08	-0,24	-15	116,6	116,2	0,36
4	5	13	0,01	13	-2	0,03	-0,22	-3	116,2	116,3	-0,07
5	6	34	0,27	34	9	0,93	-0,96	9	116,3	117,9	-1,51
2	3	-15	0,02	-15	-8	0,07	-0,29	-8	116,6	116,3	0,3
4	40	-27	0,04	-27	-12	0,98	0,49	-11	116,2	114,6	1,48
40	44	-11		-11	-5	0		-5	114,6	36,4	0
40	444	-16		-16	-6	0		-6	114,6	6,3	0
3	30	-15	0,02	-15	-8	0,51	0,35	-7	116,3	114,6	1,56
30	33	-3		-3	-1	0		-1	114,6	36,4	0
30	333	-12		-12	-6	0		-6	114,6	6,3	0
2	20	-20	0,04	-20	-11	0,97	0,35	-10	116,6	114,2	2,18
20	22	-8		-8	-4	0		-4	114,2	36,3	0
20	222	-12		-12	-6	0		-6	114,2	6,3	0
5	555	-22	0,05	-21	-12	1,1	0,35	-10	116,3	6,3	2,36

Таблица 34 - Параметры нормального режима работы сети после реконструкции с прогнозными нагрузками

Нач.	Кон.	$P_H$ МВт	$dP$ МВт	$P_K$ МВт	$Q_H$ Мвар	$dQ$ Мвар	$Q_{ш}$ Мвар	$Q_K$ Мвар	$U_H$ кВ	$U_K$ кВ	$dU$ %
1	2	-88	0,45	-87	-69	1,53	-0,63	-68	118	116,6	1,16
2	4	-36	0,1	-36	-30	0,41	-0,24	-30	116,6	115,8	0,75
4	5	3	0,01	3	-8	0,02	-0,22	-9	115,8	115,6	0,14
5	6	34	0,28	34	9	0,94	-0,95	9	115,6	117,3	-1,52
2	3	-21	0,04	-21	-11	0,13	-0,29	-11	116,6	116,2	0,42
4	40	-39	0,09	-39	-21	2,22	0,48	-19	115,8	113	2,56
40	44	-16		-16	-8	0		-8	113	35,9	0
40	444	-24		-24	-11	0		-11	113	6,2	0
3	30	-21	0,05	-21	-11	1,02	0,35	-9	116,2	113,8	2,16
30	33	-5		-5	-1	0		-1	113,8	36,2	0
30	333	-16		-16	-8	0		-8	113,8	6,3	0
2	20	-29	0,14	-29	-28	2,98	0,35	-25	116,6	110,6	5,49
20	22	-12		-12	-15	0		-15	110,6	35,2	0,01
20	222	-18		-18	-10	0		-10	110,6	6,1	0
5	555	-31	0,11	-31	-18	2,37	0,35	-15	115,6	6,1	3,53

Таблица 35 - Параметры послеаварийного режима работы сети после реконструкции с прогнозными нагрузками при отключении одной цепи ветви 1-2

Нач.	Кон.	$P_H$ МВт	$dP$ МВт	$P_K$ МВт	$Q_H$ Мвар	$dQ$ Мвар	$Q_{ш}$ Мвар	$Q_K$ Мвар	$U_H$ кВ	$U_K$ кВ	$dU$ %
1	2	-88	0,93	-87	-72	3,17	-0,31	-69	118	115,2	2,38
2	4	-36	0,1	-36	-30	0,42	-0,24	-30	115,2	114,3	0,77
4	5	3	0,01	3	-8	0,02	-0,22	-9	114,3	114,2	0,15
5	6	34	0,28	34	9	0,96	-0,92	9	114,2	115,9	-1,53
2	3	-21	0,04	-21	-11	0,14	-0,28	-11	115,2	114,7	0,43
4	40	-39	0,09	-39	-22	2,29	0,47	-19	114,3	111,5	2,6
40	44	-16		-16	-8	0		-8	111,5	35,4	0
40	444	-24		-24	-11	0		-11	111,5	6,1	0
3	30	-21	0,05	-21	-11	1,05	0,34	-9	114,7	112,3	2,19
30	33	-5		-5	-1	0		-1	112,3	35,7	0
30	333	-16		-16	-8	0		-8	112,3	6,2	0
2	20	-29	0,14	-29	-29	3,13	0,34	-25	115,2	109	5,67
20	22	-12		-12	-15	0		-15	109	34,6	0,01
20	222	-18		-18	-10	0		-10	109	6	0
5	555	-31	0,11	-31	-18	2,44	0,34	-15	114,2	6,1	3,58

Таблица 36 - Параметры послеаварийного режима при отключении одной цепи ветви 1-2

Нач.	Кон.	Название ВЛ	$I_H$ (А)	$I_K$ (А)
1	2	ВОЛНА - ЧАЙКА	557	558
2	4	ЧАЙКА - СПУТНИК	237	238
4	5	СПУТНИК - ПРОМУЗЕЛ	45	46
5	6	ПРОМУЗЕЛ - АТЭЦ	179	178
2	3	ЧАЙКА - СЕДАНКА	118	119

Таблица 37 - Параметры послеаварийного режима работы сети после реконструкции с прогнозными нагрузками при отключении ветви 5-6

Нач.	Кон.	$P_H$ МВт	$dP$ МВт	$P_K$ МВт	$Q_H$ Мвар	$dQ$ Мвар	$Q_{ш}$ Мвар	$Q_K$ Мвар	$U_H$ кВ	$U_K$ кВ	$dU$ %
1	2	-122	0,78	-122	-82	2,65	-0,63	-80	118	116,3	1,43
2	4	-71	0,3	-71	-40	1,23	-0,24	-39	116,3	115,1	1,12
4	5	-31	0,12	-31	-18	0,25	-0,22	-18	115,1	114,4	0,66
5	6										
2	3	-21	0,04	-21	-11	0,13	-0,29	-11	116,3	115,8	0,43
4	40	-39	0,09	-39	-22	2,27	0,48	-19	115,1	112,2	2,59
40	44	-16		-16	-8	0		-8	112,2	35,7	0
40	444	-24		-24	-11	0		-11	112,2	6,2	0
3	30	-21	0,05	-21	-11	1,03	0,35	-9	115,8	113,5	2,17
30	33	-5		-5	-1	0		-1	113,5	36,1	0
30	333	-16		-16	-8	0		-8	113,5	6,2	0
2	20	-30	0,14	-29	-29	3,08	0,35	-25	116,3	110,1	5,62
20	22	-12		-12	-15	0		-15	110,1	35	0,01
20	222	-18		-18	-10	0		-10	110,1	6,1	0
5	555	-31	0,11	-31	-18	2,43	0,34	-15	114,4	6,1	3,58

Таблица 38 - Параметры послеаварийного режима при отключении ветви 5-6

Нач.	Кон.	Название ВЛ	$I_H$ (А)	$I_K$ (А)
1	2	ВОЛНА - ЧАЙКА	720	722
2	4	ЧАЙКА - СПУТНИК	405	406
4	5	СПУТНИК - ПРОМУЗЕЛ	180	181
5	6	ПРОМУЗЕЛ - АТЭС	-	-
2	3	ЧАЙКА - СЕДАНКА	118	118

Анализ полученных данных показывает что напряжения в узлах сети не отклоняются от номинальных значений более чем на 5 %, при этом на стороне высокого напряжения ПС напряжения на превышают наибольших рабочих значений. Токи в ветвях как в нормальном так и в послеаварийном режимах работы не превышают длительно допустимых значений для принятых сечений ВЛ. Следовательно делаем вывод о том что сечения ВЛ и типы силовых трансформаторов выбраны верно.

### **1.20 Расчет механической части ВЛ ПС «Волна» – ПС «Чайка»**

В данном разделе проводится механический расчет воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ имеющей две цепи и выполненной проводом марки АС240/32 ПС «Волна» – ПС «Чайка». В настоящее время существующая ВЛ имеет одну цепь, но расчет режимов работы показывает что ее недостаточно в условиях прогнозных нагрузок, следовательно принято решение о проектировании двухцепной ВЛ.

При выборе типов опор, а также при определении расчетных нагрузок необходимо исходить из климатических характеристик Приморского края в районе реконструкции.

Исходя из расчетного сечения провода АС-240/32 и количества цепей с учетом нормативной толщины стенки гололеда принимаем следующие типы опор: опора анкерная угловая: У 110 – 2 + 9, опора промежуточная: П 110 – 4.

*Расчет удельных механических нагрузок.* Удельные нагрузки на провода и тросы учитывают механические силы от веса и гололедных образований, а также давление ветра на провода без гололеда или с гололедом в районе реконструкции.

Удельные нагрузки относятся к единице длины и единице поперечного сечения провода рассматриваемой ВЛ и применяются во всех расчетах конструктивной части ВЛ в качестве исходных данных.

Нагрузка на провод от массы провода:

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p} = 9,81 \cdot \frac{0,921}{272 \cdot 10^{-6}} = 35,05 \text{ (кПа/м)}$$

(49)

где  $g = 9,81 \text{ м/сек}^2$ ;

$G_0$  – масса 1 м провода, кг/м;

$F_p$  – расчетное сечение провода,  $\text{м}^2$ .

Нагрузка на провод от массы гололеда:

$$\gamma_2 = g \cdot \frac{g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} \text{ (кПа/м)}$$

(50)

$$\gamma_2 = 9,81 \cdot \frac{900 \cdot 3,14 \cdot 0,025 \cdot (0,0216 + 2 \cdot 0,025)}{272 \cdot 10^{-6}} = 125,56$$

где  $b$  – толщина стенки гололеда, м;

$g_0$  – плотность льда,  $\text{кг/ м}^3$ ;

$d$  – диаметр провода, м.

Нагрузка от массы провода и гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 35,05 + 125,56 = 160,61 \text{ (кПа/м)}$$

(51)

Нагрузка на провод от давления ветра на провод без гололеда (кПа/м):

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_X q_{\max} \cdot k_q \cdot d}{F_p} = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 800 \cdot 1,15 \cdot 0,0216}{272 \cdot 10^{-6}} = 57,69$$

(52)

где  $a$  – коэффициент учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета;

$q_{\max}$  – скоростной напор ветра;

$C_X$  – аэродинамический коэффициент

$k_q$  – поправочный коэффициент,.

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом (кПа/м):

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot C_X \cdot 0,25 \cdot q_{\max} \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 800 \cdot (0,0216 + 2 \cdot 0,025)}{272 \cdot 10^{-6}} = 35,77$$

(53)

Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{35,05^2 + 57,69^2} = 67,5 \text{ (кПа/м)}$$

(54)

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{160,61^2 + 35,77^2} = 164,54 \text{ (кПа/м)}$$

(55)

Рассчитанные удельные нагрузки используются при выборе изоляторов и линейной арматуры.

*Выбор изоляторов.* Для подвески в провода в промежуточных опорах выберем полимерные изоляторы марки ЛК-70/110 УХЛ1 с электромеханической разрушающей силой 70 кН.

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \cdot l_{\text{вс}} + G_2 \cdot g} = \frac{70000}{107,53 \cdot 300 + 2,1 \cdot 9,81} = 3,7 \geq 2,7$$

(56)

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \cdot l_{\text{вс}} + G_2 \cdot g} = \frac{70000}{11,57 \cdot 300 + 2,1 \cdot 9,81} = 34,4 \geq 5$$

(57)

где  $P$  – электромеханическая разрушающая сила изолятора, кН;

$p_1, p_7$  – расчетные единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололедом при ветре,  $p_1 = 11,57$  кН/м,  $p_7 = 107,53$  кН/м;

$l_{вес}$  – весовой пролет, 300 м;

$G_2$  – масса гирлянды, для полимерных изоляторов марки ЛК-70/110 УХЛ1 2,1 кг.

Для натяжения провода в анкерных опорах применяем полимерные изоляторы марки ЛК 120/110-3 УХЛ1.

Выбор типа изоляторов натяжных гирлянд производят по формулам

$$n_1 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_{\gamma \max} \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_7 \cdot l_{вес}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2}}$$

(58)

$$n_1 = \frac{120000}{\sqrt{(115 \cdot 272)^2 + \left(\frac{107,53 \cdot 300}{2} + 3,2 \cdot 9,81\right)^2}} = 5,83 \geq 2,7$$

$$n_2 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_{\gamma} \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_1 \cdot l_{вес}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2}}$$

(59)

$$n_2 = \frac{120000}{\sqrt{(70,3 \cdot 272)^2 + \left(\frac{11,57 \cdot 300}{2} + 3,2 \cdot 9,81\right)^2}} = 10,99 \geq 5$$

где  $\sigma_{\gamma_{\max}}$  и  $\sigma_3$  - расчетные напряжения в проводе при наибольшей нагрузке и среднегодовой температуре. В арматуре требуются меньшие коэффициенты запаса, чем в изоляторах, поэтому прочность арматуры не проверяется. Поддерживающие зажимы принимаем глухие. Натяжные зажимы – прессуемые, т.к. сечение провода 240 мм<sup>2</sup>.

*Расстановка опор по профилю трассы.* Перед расстановкой опор по профилю трассы необходимо построить шаблон представляющий собой набор кривых: кривую провисания провода, габаритную кривую и земляную кривую.

Построение указанных кривых производится по следующей зависимости (для кривой провисания провода):

$$f_1(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2 \quad (60)$$

Для габаритной кривой

$$f_2(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2 - \Delta h_{\text{габ}} - h_{\text{габ}} \quad (61)$$

Для земляной кривой

$$f_2(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2 - \Delta h_{\text{габ}} - h_{\text{габ}} - f_{\text{макс}} \quad (62)$$

где  $\sigma$  – допустимое напряжение при среднегодовой температуре (принимаем 80), МПа;

$\Delta h_{\text{габ}}$  – поправка на неточность подвески провода (принимаем 0,5) м;

$h_{\text{габ}}$  – габарит до земли (принимаем 6) м;

$f_{\text{макс}}$  – максимальная стрела провеса провода (принимаем 10 м).

Шаблон для расстановки опор по профилю трассы представлен на рисунке 10.

Расстановка опор по профилю трассы производится следующим образом: на профиле трассы устанавливается начальная опора, далее к профилю прикладывается шаблон таким образом, чтобы точка пересечения

земляной кривой с поверхностью земли совпадала с точкой основания первой опоры, при этом габаритная кривая должна касаться поверхности земли.

Пересечение земляной кривой с поверхностью земли с другой стороны является местом установки второй опоры, расстановка продолжается на протяжении всей трассы.

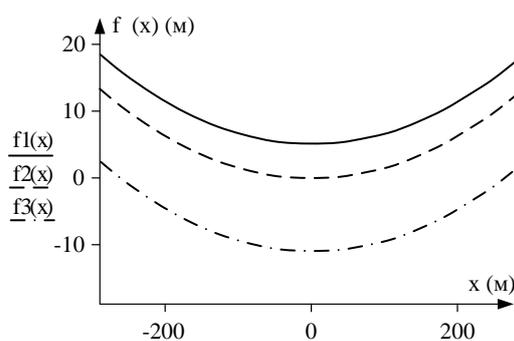


Рисунок 10 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

Расстановка опор проводится по всему профилю трассы.

### 1.21 Защита от прямых ударов молнии

Согласно правилам устройства электроустановок открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми молниеотводами, в данном случае отдельностоящими.

В данной работе рассматривается молниезащита ПС «Спутник» на ней необходимо выполнить защиту линейных порталов ОРУ 110 и ОРУ - 35 кВ, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже, и они попадают в зону защиты молниеотводов.

Размещение молниеотводов выполним по периметру ПС Спутник. Определяем основные параметры молниезащиты: Эффективная высота молниеотвода [11]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h$$

(63)

где  $h$  – высота молниеотвода (25 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 25 = 21,25$$

Радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_{эф}) \cdot h_{эф} = (1,1 - 0,002 \cdot 21,25) \cdot 21,25 = 22,47$$

(64)

Радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h_{эф} \cdot \frac{(h_{эф} - h_x)}{(h_{эф} + h_x)} = 1,6 \cdot 21,25 \cdot \frac{(21,25 - 11)}{(21,25 + 11)} = 10,8$$

(65)

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (линейного портала 110 кВ) составляет 11 м.

Наименьшая высота внутренней зоны на примере двух отдельностоящих молниеотводов М1 - М4 расположенных на расстоянии 55 м друг от друга:

$$h_c = h_{эф} - \frac{L}{7} = 21,25 - \frac{55}{7} = 13,39$$

(66)

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала двух отдельностоящих молниеотводов М1 - М4 определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{13,39 - 11}{1 + \frac{11}{13,39}} = 2,09$$

(67)

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (м).

Подробный расчет приведен в таблице 39

Таблица 39 – Параметры зон молниезащиты ПС «Спутник»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	55	25	21,25	13,39	22,47	10,8	2,09
2 - 3	55	25	21,25	13,39	22,47	10,8	2,09
3 - 4	42	25	21,25	15,25	22,47	10,8	3,95
1 - 6	42	25	21,25	15,25	22,47	10,8	3,95
5 - 4	55	25	21,25	13,39	22,47	10,8	2,09
5 - 6	55	25	21,25	13,39	22,47	10,8	2,09

Результаты расчета молниезащиты так же представлены в графической части работы.

### 1.22 Расчет сети заземления

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Спутник» 70×150 (м)

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (150 + 3) \cdot (70 + 3) = 5989 \text{ (м}^2\text{)} \quad (68)$$

Принимаем стандартный диаметр вертикальных электродов  $d = 0,022$  (м)

Сечение вертикальных электродов определяем по формуле:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (69)$$

Проверка сечения на термическую стойкость выполняем по формуле:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{4,49^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,11 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (70)$$

где -  $I_M$  - максимальный ток короткого замыкания на РУ (кА)

$T$  - предельное время работы защиты (сек)

$\beta$  - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость следовательно его оставляем

Проверка сечения на коррозионную стойкость проводится по формуле:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (71)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где -  $a_k, b_k, c_k, d_k$  - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (72)$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами  $l_{nn} = 5 \text{ (м)}$

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}} \cdot (A+3) = \frac{(150+3)}{5} \cdot (50+3) + \frac{(70+3)}{5} \cdot (110+3) = 2395,6 \quad (м)$$

Число ячеек в сети заземления определяется как

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{2395,6}{2 \cdot \sqrt{5989}} = 15,47 \quad (73)$$

Принимаем число ячеек:  $m = 15$

Длина стороны ячейки в сети заземления определяется как:

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{5989}}{15} = 5,15 \text{ (м)} \quad (74)$$

Длина горизонтальных полос в сети заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{5989} \cdot (15 + 1) = 2476,4 \text{ (м)} \quad (75)$$

Количество вертикальных электродов в сети заземления:

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{5989}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 21,89 \quad (76)$$

Принимаем количество вертикальных электродов:  $n_{\epsilon} = 22$

Принимаем длину вертикальных электродов  $l_{\epsilon} = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_{\epsilon} \cdot n_{\epsilon}} \right) = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{5989}} + \frac{1}{2476,4 + 4 \cdot 0,22} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (77)$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5989}}{(21 + 320) \cdot (4,49 + 45)}} = 1,09 \quad (78)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)} \quad (79)$$

Сопротивление не превышает максимального значения 0,5 Ом следовательно расчет проведен верно.

## 2 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 2.1 Безопасность проекта

В данной работе рассматривается реконструкция электрической сети напряжением 110 кВ Приморского края, по расчетным условиям необходимо строительство двухцепной ВЛ ПС «Волна» - ПС «Чайка» выполненной проводом марки АС 240/32, протяженность ВЛ составляет 8,49 км, дополнительно в работе рассматривается вопрос реконструкции ПС Спутник в связи с увеличением нагрузки. На ПС предполагается установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей и двух силовых трансформаторов типа ТРДН 40000/110/6.

Все работы по сооружению линий электропередачи, электромонтажные и наладочные работы разрешается выполнять только при наличии проекта производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной организации, в которых для каждого из выполняемых видов работ предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности /Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ РД 153-34.3-03.285-2002/.

Основные требования мер безопасности вышеперечисленных НТД указываются в разделе «Требования по охране труда» ППР или ТК. Непосредственные руководители и исполнители электро-монтажных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

На месте производства наладочных работ на провода линии должны быть наложены заземления. Непосредственно перед наложением заземления необходимо убедиться в отсутствии напряжения на линии. Наложение и закрепление, а также снятие заземляющих проводов производится при помощи изолирующей штанги.

Безаварийная работа линий электропередачи обеспечивается выполнением профилактических мероприятий, задачей которых является своевременное обнаружение возникающих неисправностей с тем, чтобы они не вызвали повреждения и выход линии электропередачи из строя.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- низовые осмотры линий электропередачи;
- верховые осмотры линий электропередачи;
- специальные внеочередные осмотры, которые проводят при появлении гололеда, во время паводка, при возникновении пожаров вблизи трассы, после грозы, урагана и сильного мороза, а также после аварийного отключения линии, в том числе и при ее успешном повторном включении.

Кроме того, профилактическими мероприятиями предусмотрено:

- измерение сопротивления изоляции подвесных полимерных изоляторов;
- измерение переходного сопротивления соединений проводов ВЛ 35-110 кВ различными зажимами;
- измерение сопротивления заземлений опор;
- определение степени загнивания древесины;
- проверка габаритов проводов.

Данные, полученные в результате осмотров, ревизий и измерений заносят в специальный журнал и на основании их составляют планы ремонтных работ.

В настоящее время большой объем ремонтных работ на ВЛ (выправку опор, замену их некоторых деталей, очистку и окраску, некоторые ремонтные работы на проводах и тросах) выполняют без снятия или с частичным снятием напряжения, для чего используют различные изолирующие защитные средства и приспособления.

Основным опасным фактором на электроэнергетических объектах является поражение электрическим током. Важным отличием,

обуславливающим повышенную опасность электроэнергетических объектов, является то, что электрический ток невидим.

К вредным факторам следует отнести электрические и магнитные поля промышленной частоты, возникающие при работе оборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования (особенно трансформаторов и воздушных выключателей).

*2.1.1 Техника безопасности при строительстве ВЛ.* При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренными в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования ПУЭ в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска , после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

## 2.2 Экологичность проекта

При производстве работ на лесосеке должна быть обеспечена безопасность всего комплекса лесосечных работ, включающих подготовительные и вспомогательные работы, валку и трелевку леса, очистку деревьев от сучьев, раскряжевку хлыстов, погрузку леса, механизированную очистку лесосек.

Готовность лесосеки к рубке оформляется актом. При прохождении трассы проектируемой ВЛ по лесистой местности, проектом предусматривается минимально допустимая прорубка просеки с очисткой трассы от порубочных остатков и их сжиганием, разделка вырубленного леса и его штабелирование.

По окончании строительно-монтажных работ должны быть выровнены участки естественного покрова земли для уменьшения эрозии почвы.

Подстанция «Спутник» расположена вдали от жилой застройки и с целью снижения уровня шума на жителей, дополнительно предусматривается высадка деревьев и кустарников по периметру подстанции.

Земля, отводимая в постоянное пользование ВЛ должна быть восстановлена путем освоения новых земель. Затраты на освоение земли, взамен изымаемой в постоянное пользование и средства на возмещение убытков землепользователями учтены сметами на строительство.

При определении площади земли отводимой в постоянное и временное пользование используются следующие исходные данные:

Опора анкерная угловая: У 110 – 2 + 9 с размером основания 7,5 м и максимальным расстоянием между фазами 10,0 м в количестве 6 шт.

Опора промежуточная: П 110 – 4, размер основания 2,8 м, расстояние между фазами 8,4 м в количестве 22 шт.

Подробно рассмотрим расчет площади отводимой под постоянное и временное пользование, схема основания опоры представлена на рисунке.

Определим площадь земли отводимой под постоянное пользование по формуле ( $m^2$ ):

$$F_{\text{осм}} = n_a \cdot F_a + n_n \cdot F_n \quad (80)$$

где  $n_a, n_n$  - соответственно количество анкерных и промежуточных опор (шт);

$F_a, F_n$  - соответственно площадь отводимая под анкерную и промежуточную опору ( $\text{м}^2$ );

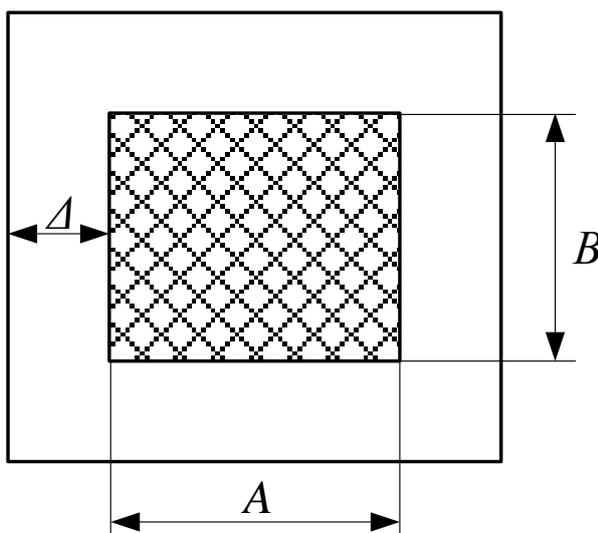


Рисунок 11 – Размеры основания опоры

Площадь отводимая для одной анкерной и промежуточной опоры определяется по формуле:

$$F_a = (A_a + 2 \cdot \Delta) \cdot (B_a + 2 \cdot \Delta) = (7,5 + 2 \cdot 1) \cdot (7,5 + 2 \cdot 1) = 90,25 (\text{м}^2)$$

$$F_n = (A_n + 2 \cdot \Delta) \cdot (B_n + 2 \cdot \Delta) = (2,8 + 2 \cdot 1) \cdot (2,8 + 2 \cdot 1) = 23,04 (\text{м}^2)$$

где  $\Delta$  - расстояние от основания опоры в обе стороны, т.к. ВЛ проходит в лесо – степи, местность равнинная, принимаем значение 1 м [25]

Площадь земли отводимой под постоянное пользование:

$$F_{\text{осм}} = n_a \cdot F_a + n_n \cdot F_n = 6 \cdot 90,25 + 22 \cdot 23,04 = 1048,38 (\text{м}^2)$$

Площадь земли отводимая во временное пользование определяется по формуле:

$$F_{\text{вс}} = F_{\text{вс}} + F_{\text{вмт}} \quad (81)$$

где  $F_{\text{вс}}$ ,  $F_{\text{вмт}}$  - соответственно площади отводимые временное строительство и временные монтажные площадки;

$$F_{\text{вс}} = L \cdot l = 8490 \cdot 14 = 118,86 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)} \quad (82)$$

где  $L$  – длина воздушной линии согласно расчетных данных проекта (м) определена ранее (составляет 8490 м).

$l$  – ширина полосы отводимой земли вдоль ВЛ:

$$l = l_{\text{фф}} + 4 = 10 + 4 = 14 \text{ (м)} \quad (83)$$

где  $l_{\text{фф}}$  – максимальное расстояние между фазами анкерно - угловой опоры составляет 10 м.

Площадь отводимая под монтажные площадки:

$$F_{\text{вмт}} = n_a \cdot F_{\text{мта}} + n_n \cdot F_{\text{мтн}} \quad (84)$$

где  $F_{\text{мта}}$  – площадь одной монтажной площадки для сооружения анкерной – угловой стальной свободностоящей  $F_{\text{мта}} = 800 \text{ (м}^2\text{)}$  [25]

$F_{\text{мтн}}$  – площадь одной монтажной площадки для сооружения промежуточной стальной свободностоящей опоры 110 кВ  $F_{\text{мтн}} = 560 \text{ (м}^2\text{)}$  [25]:

$$F_{\text{вмт}} = 6 \cdot 800 + 22 \cdot 560 = 17,12 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)}$$

Суммарная площадь под временное пользование:

$$F_{\text{вэс}} = F_{\text{вс}} + F_{\text{вмт}} = 118,86 \cdot 10^3 + 17,12 \cdot 10^3 = 135,98 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)}$$

### 2.3 Чрезвычайные ситуации

При строительстве ВЛ должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения лесных пожаров.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции «Спутник» предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ подстанции «Спутник», прямой удар молнии.

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС «Спутник» устанавливаются современные элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на подстанции «Спутник» составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Противопожарная защита на подстанции «Спутник» обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих

веществ и материалов вместо пожароопасных;

- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;

- предотвращением распространения пожара за пределы очага;

- применением средств пожаротушения;

- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;

- эвакуацией людей;

- системами противодымной защиты;

- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;

- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);

- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;

- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;

- применением огнепреграждающих устройств;

- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 110 кВ. Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 110 кВ, классифицируется на следующие группы: пожарные

машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На подстанции «Спутник» широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны,

клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

### 3 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений в реконструкцию ПС «Спутник» а так же в ВЛ ПС «Волна» - ПС «Чайка». Расчет проводится по методике укрупненных стоимостных показателей с учетом районного коэффициента для дальнего востока и коэффициентом перевода стоимости оборудования на первый квартал 2016 года.

Стоимость оборудования подстанции определяется согласно укрупненным стоимостным показателям, с учетом индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, в том числе стоимости материалов, оплаты труда и эксплуатации машин и механизмов на I квартал 2016 года (для Электроэнергетики индекс цен по отношению к ценам 2000 г. составляет 4,28) (согласно приложению №1 к письму минрегион россии).

Определяем стоимость РУВН, СН, НН ПС «Спутник» [9]:

$$k_{py} = (n_{яч110} \cdot k_{яч110} + n_{яч35} \cdot k_{яч35} + n_{яч6} \cdot k_{яч6}) \cdot k_{инф} \cdot k_p \quad (85)$$

где  $k_{инф}$  - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2016 год (равен 4,28)

$k_p$  - районный коэффициент для ПС –1,3 [9]:

$n_{яч110}$  - количество ячеек выключателей 110 кВ:

$k_{яч110}$  - стоимость одной ячейки выключателя 110 кВ в ценах 2000 года

[9]:

$n_{яч35}$  - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$k_{яч35}$  - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года [9]:

$n_{яч6}$  - количество ячеек выключателей 6 кВ

$k_{яч6}$  - стоимость одной ячейки выключателя 6 кВ в ценах 2000 года [9]:

$$k_{py} = (5 \cdot 7 + 6 \cdot 0,2 + 0,085 \cdot 18) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 209,92 \quad (\text{млн.руб})$$

Определяем стоимость трансформаторов на ПС «Спутник»:

$$k_{mp} = n_{mp} \cdot k_{mp} \cdot k_{инф} \cdot k_p \quad (86)$$

где  $n_{mp}$  - количество трансформаторов 110 кВ:

$k_{mp}$  - стоимость одного трансформатора 110 кВ в ценах 2000 года [9]:

$$k_{mp} = 2 \cdot 13,0 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 144,66$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции:

$$k_{пост} = k_{пост} \cdot k_{инф} \cdot k_p \quad (87)$$

где  $k_{пост}$  - постоянная часть затрат в ценах 2000 года [9]:

$$k_{пост} = 21 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 116,84$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС «Спутник»:

$$k_{пс} = k_{пу} + k_{mp} + k_{пост} = 209,92 + 144,66 + 116,84 = 471,42 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем капиталовложения на сооружения ВЛ (млн.руб),:

$$k_{вл} = k \cdot L \cdot k_{инф} \cdot k_p \text{ (млн.руб)} \quad (80)$$

где  $L$  - протяженность рассматриваемой ВЛ (км):

$k$  - стоимость сооружения одного километра ВЛ в ценах 2000 года :

$$k_{вл} = 1,6 \cdot 8,49 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 75,58$$

Общие капиталовложения:

$$k_{\Sigma} = k_{ВЛ} + k_{ПС} = 75,58 + 471,42 = 547,0 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования а так же на его амортизацию вычисляются по формуле:

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = k_{ВЛ} \cdot \alpha_{ам1} + k_{ПС} \cdot \alpha_{ам2}, \quad (88)$$

где  $\alpha_{ам}$  – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (89)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы оборудования принимаем (для ВЛ 15 лет, для ПС 20 лет.) [9]:.

$$I_{AM} = 75,58 \cdot \frac{1}{15} + 471,42 \cdot \frac{1}{20} = 28,61 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = I_{ЭКС.ВЛ} + I_{ЭКС.ПС} = \alpha_{ЭКС.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭКС.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (90)$$

где  $\alpha_{ЭКС.ВЛ} = 0,8\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах.

$\alpha_{ЭКС.ПС} = 5,9\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ:

$$I_{ЭКС} = 75,58 \cdot 0,008 + 471,42 \cdot 0,059 = 28,42$$

Произведенные расчеты показали что стоимость реализации проекта по реконструкции ПС «Спутник» и ВЛ 110 кВ составляют 547,0 млн. руб при этом издержки на амортизацию основного оборудования составят 28,61 млн.руб/год, а на его эксплуатацию 28,42 млн.руб/год.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была проведена разработка оптимально варианта реконструкции сети 110 кВ Приморского края, на участке ПС «Спутник» – ПС «Промузел» - ПС «Чайка» согласно требованиям НТД и были решены следующие задачи: разработан варианта реконструкции сети, определены перспективные нагрузки с учетом прогнозирования для данного района, выполнен расчет режимов работы существующей сети и определение проблемных мест, определены сечения ВЛ, для соответствия увеличивающимся нагрузкам, проведен расчет мощности силовых трансформаторов, а так же расчет токов короткого замыкания в частности на ПС «Спутник», проведен выбор оборудования, а так же определена схема распределительного устройства высокого напряжения в связи с реконструкцией на ПС Спутник.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок – М.: Высш.шк., 2006. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов // В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.: Высш.шк., 2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 // В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования // Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Официальный сайт Центробанка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cbr.ru>
- 8 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп. // Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 9 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 10 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей // Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 11 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.

- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2002.
- 13 Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 1979.
- 14 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.
- 15 Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 1971.
- 16 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003
- 17 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.
- 18 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.
- 19 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.
- 20 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.
- 21 Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.
- 22 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

23 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России». – М, 2003.

24 Собоурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

25 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ № 14278тм-т1 (редакция 1994 г.),