

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Разработка проекта ОРУ-330 кВ Ленинградской атомной электростанции

Студент

Н.В.Уланов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В.Шаповалов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Аннотация

Целью данной работы является разработка проекта открытого распределительного устройства номинальным напряжением 330 кВ (далее – ОРУ-330 кВ) Ленинградской атомной электростанции.

В работе проведено исследование и разработка схемы электрических соединений, а также электрических аппаратов, оборудования и сетей ОРУ-330 кВ.

Для реализации поставленной цели, в работе проведено решение основных поставленных задач:

- анализ исходных данных работы, включая характеристику Ленинградской атомной электростанции, а также исходные данные на проектирование;

- проектирование ОРУ-330 кВ Ленинградской атомной электростанции, включающее выбор схем электрических соединений ОРУ-330 кВ, а также генераторов, блочных трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, проводников, автотрансформаторов связи, компенсирующих устройств, электрических аппаратов;

- разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда, включая мероприятия по технике безопасности при выполнении работ и охране окружающей среды в ОРУ-330 кВ, а также расчёт молниезащиты ОРУ-330 кВ.

В результате выполнения работы осуществлена комплексная разработка проекта ОРУ-330 кВ Ленинградской атомной электростанции при неукоснительном соблюдении установленных норм качества электроэнергии, передаваемой потребителям, а также основных требований, предъявляемых к надёжности, экономичности и электробезопасности.

Представленная выпускная квалификационная работа состоит из 66 страниц и 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ исходных данных.....	7
1.1 Характеристика ОРУ-330 кВ Ленинградской атомной электростанции	7
1.2 Исходные данные на проектирование	8
2 Проектирование ОРУ-330 кВ Ленинградской атомной электростанции.....	11
2.1 Выбор схем электрических соединений ОРУ-330 кВ	11
2.2 Выбор генераторов, блочных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд на ЛАЭС-2.....	13
2.3 Выбор проводников линии электропередачи, передающей мощность в ОРУ-330 кВ через автотрансформаторы связи	15
2.4 Выбор проводников линии электропередачи, питающей ОРУ-330 кВ от энергосистемы	19
2.5 Расчёт значений потоков реактивной мощности по концам линии электропередачи в максимальном и минимальном режимах	22
2.6 Выбор автотрансформаторов связи с энергосистемой	26
2.7 Проверка генераторов в максимальном и минимальном режимах по допустимой нагрузке реактивной мощностью	27
2.8 Составление баланса реактивных мощностей в максимальном	31
и минимальном режимах для подстанции связи с энергосистемой	31
2.9 Выбор числа и мощности компенсирующих устройств на подстанции связи с энергосистемой.....	34
2.10 Выбор сечения проводников отходящих линий от ОРУ-330 кВ	35
2.11 Расчёт токов короткого замыкания на ОРУ-330 кВ	36
2.12 Выбор и проверка электрических аппаратов на ОРУ-330 кВ	40
2.13 Экономическое обоснование проекта.....	45
3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда	50
3.1 Техника безопасности при выполнении работ в ОРУ-330 кВ	50

3.2 Охрана окружающей среды на ОРУ-330 кВ	56
3.3 Расчёт заземления ОРУ-330 кВ	59
Заключение	64
Список используемой литературы	65

Введение

На первое место в современном мире выходят технико-экономические показатели, тесно связанные с надёжностью сетей.

В современной энергетике уровень развития электрических сетей является важнейшим показателем всего уровня развития электроэнергетики любой страны мира.

При этом одним из основных показателей реального технического состояния рассматриваемых электрических сетей является их возрастная структура [1].

С увеличением возраста электрической сети неуклонно снижаются показатели надёжности, экономичности, чаще возникают аварии, которые сложно локализовать.

Поэтому проектирование новых систем электроснабжения, лишенных указанных недостатков, является приоритетным направлением современной электроэнергетики страны в целом [2]. Указанные аспекты обуславливают актуальность исследований, проводимых в данной работе.

Целью данной работы является разработка системы электроснабжения ОРУ-330 кВ с последующим введением его в эксплуатацию.

Объектом данной работы является система электроснабжения ОРУ-330 кВ.

Предметом данной работы является электрическая сеть и электрооборудование системы электроснабжения ОРУ-330 кВ.

Для достижения поставленной цели в работе осуществляется:

- анализ исходных данных работы, включая характеристику Ленинградской атомной электростанции, а также исходных данных на проектирование;
- проектирование ОРУ-330 кВ Ленинградской атомной электростанции, включающее выбор схем электрических соединений ОРУ-330 кВ, выбор генераторов, блочных трансформаторов и трансформаторов собственных

нужд на ЛАЭС-2, выбор проводников дальней линии электропередачи, передающей мощность в ОРУ-330 кВ через автотрансформаторы связи, выбор проводников линии электропередачи, питающей ОРУ-330 кВ от энергосистемы, «расчёт значений потоков реактивной мощности по концам электропередачи в максимальном и минимальном режимах, выбор автотрансформаторов связи с энергосистемой, проверка генераторов в максимальном и минимальном режимах по допустимой нагрузке реактивной мощностью, составление баланса реактивных мощностей в максимальном и минимальном режимах для подстанции связи с энергосистемой, выбор числа и мощности компенсирующих устройств на подстанции связи с энергосистемой, выбор сечения проводников отходящих линий от ОРУ-330 кВ, расчёт токов короткого замыкания на ОРУ-330 кВ, выбор и проверка электрических аппаратов на ОРУ-330 кВ» [4];

– разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда, в том числе мероприятия, описывающие технику безопасности по производству работ и охране окружающей среды в ОРУ-330 кВ, а также расчёт молниезащиты ОРУ-330 кВ.

В процессе работы проведены теоретические исследования по выбору схем, сечений проводников, электрических аппаратов при введении в эксплуатацию нового ОРУ 330 кВ.

В результате работы разработаны рекомендации по проектированию электроснабжения ОРУ 330 кВ с детальным изложением материала и проведением соответствующих расчётов.

Работа выполнена с учётом нормативных документов отрасли, типовых схем и рекомендованной учебной литературы.

1 Анализ исходных данных

1.1 Характеристика ОРУ-330 кВ Ленинградской атомной электростанции

В работе проводится разработка проекта системы электроснабжения нового ОРУ-330 кВ, который должен быть введён в эксплуатацию согласно [3].

Электроснабжение ОРУ-330 кВ планируется осуществить от нового энергоблока замещающих мощностей Ленинградской атомной электростанции (ЛАЭС-2), которые включены в единую энергосистему России [3].

Ввод в эксплуатацию новых энергоблоков ЛАЭС-2 очень важен для развития промышленности региона. Успешно реализован очередной из ряда крупнейших стратегических проектов для Ленинградской области [3].

От указанного энергоблока ЛАЭС-2 с четырьмя генераторами осуществляется питание ОРУ-750 кВ ПС-750/330/110/6/0,4 кВ «Ленинградская», от которой планируется через автотрансформаторы связи запитать проектируемый ОРУ-330 кВ.

От проектируемого ОРУ-330 кВ, согласно [3], будут получать питание следующие новые подстанции с первичным номинальным напряжением 330 кВ и вторичным 110 кВ, которые, в свою очередь, обеспечат надёжное электроснабжение новых объектов районной электрической сети:

– подстанция 330/110 кВ «Усть-Луга» - будет обеспечивать электроэнергией потребителей в округе морского торгового порта Усть-Луга, а также следующих потребителей: ОАО «Балтийский контейнерный терминал», ОАО «Компания Усть-Луга», ОАО «Северо-Западный альянс» и других. Кроме того, после введения в эксплуатацию ПС 330 кВ «Усть-Луга» появится возможность электроснабжения Балтийского карбамидного завода, портового перегрузочного комплекса, мультимодального комплекса «Усть-Луга», для чего начнется строительство новых подстанций 110 кВ;

– подстанции 330/110 кВ «Гатчинская», «Кингисеппская» и «Лужская», в системе электроснабжения которых значительно повысится резервирование согласно требованиям [3], а также увеличатся мощности, что даст возможность для строительства новых подстанций 110 кВ для обеспечения электроэнергией компрессорные станции «Дивенская», «Госненская» и «Славянская» объекта «Развитие газотранспортных магистралей ЕСТ Северо-Западного региона, участок Грязовец – КС Славянская» до 2025 года включительно.

Известно, что распределительное устройство (РУ) - электроустановка, служащая для приёма и распределения электрической энергии.

Распределительное устройство содержит набор коммутационных аппаратов, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства РЗА и средства учёта и измерения. Проектирование ОРУ-330 кВ с выбором основного оборудования при соблюдении норм и требований [1-4] является основной целью работы.

1.2 Исходные данные на проектирование

Проектирование дальней электропередачи сверхвысокого напряжения (ДЭП СВН), необходимой для проектируемого ОРУ – 330 кВ, выполняется по следующим исходным данным:

- к ОРУ СВН электрической станции ЛАЭС-2 с генераторами «Г» и блочными трансформаторами «Т» подключена дальняя электропередача длиной «L». С приемной стороны электропередача связана через автотрансформаторы «АТ» с энергосистемой на напряжении U_c для обеспечения электроснабжения проектируемого ОРУ-330 кВ (рисунок 1);

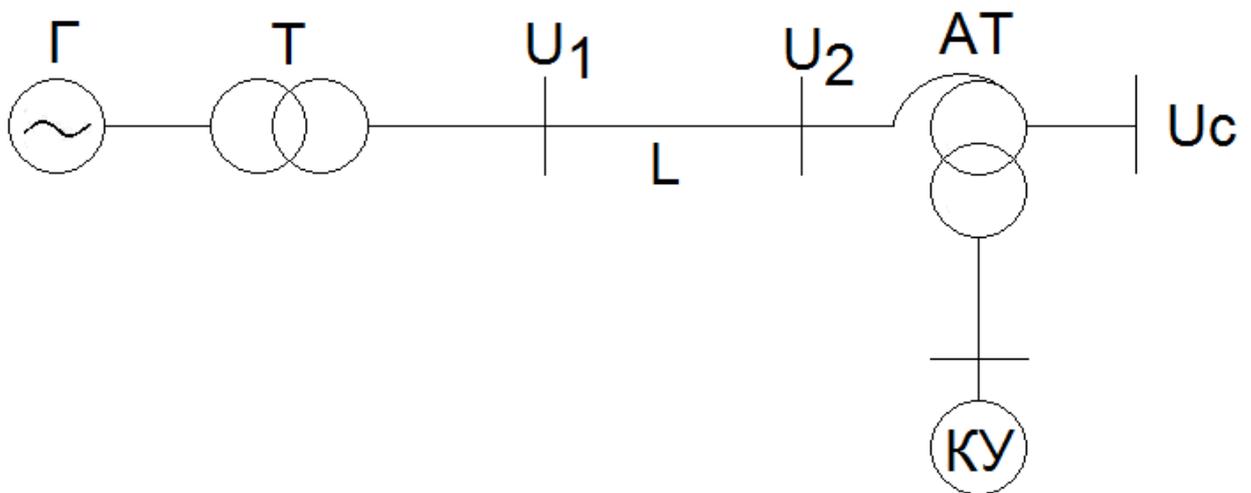


Рисунок 1 – Исходная схема для проектирования ОРУ-330 кВ от электрической станции ЛАЭС-2

- на генераторном напряжении отбирается мощность $S_{сн}$ на собственные нужды.

- число линий электропередачи СВН не менее двух, каждая фаза будет расщепляться на три провода;

- коэффициент мощности собственных нужд для максимального режима равен 0,87; для минимального режима – 0,85;

- число и мощность автотрансформаторов связи «АТ» выбирается, исходя из перетока мощности в режиме максимальных нагрузок;

- в режиме минимальной нагрузки один из энергоблоков электростанции будет отключаться.

Для проведения расчётов приняты следующие исходные данные:

- количество генераторов ЛАЭС-2 – 4 шт;
- мощность одного генератора ЛАЭС-2 – 500 МВт;
- мощность собственных нужд в максимальном режиме – 4,3%;
- мощность собственных нужд в минимальном режиме – 4,5%;
- напряжение в начале линии в максимальном режиме – 787 кВ;
- напряжение в начале линии в минимальном режиме – 750 кВ;
- напряжение в конце линии в максимальном режиме – 750 кВ;

- напряжение в конце линии в минимальном режиме – 725 кВ;
- напряжения в схеме: $U_1 = 750$ кВ (от ОРУ-750 кВ ПС-750/330/110/6/0,4 кВ «Ленинградская»), $U_2 = 330$ кВ (проектируемое ОРУ-330 кВ);
- мощность в минимальном режиме – 65%;
- потребляемая реактивная мощность – 300 Мвар;
- генерируемая реактивная мощность – 200 Мвар;
- тип опоры – портал, горизонтальное расположение фаз, междуфазное расстояние 11 м (для крайних фаз – 21 м).

Выводы по разделу 1

В результате выполнения раздела 1 работы, проведён анализ исходных данных работы, включая характеристику Ленинградской атомной электростанции, а также исходные данные на проектирование.

На основании приведённых исходных данных с учётом расположений и технических данных и характеристик потребителей электроэнергии и питающей энергосистемы, далее в работе проводится непосредственное проектирование ОРУ-330 кВ.

2 Проектирование ОРУ-330 кВ Ленинградской атомной электростанции

2.1 Выбор схем электрических соединений ОРУ-330 кВ

Схемы распределительных устройств (РУ) выбираются согласно [1,5,6,9].

Основные требования, которые предъявляемые к данным схемам, следующие [1,5,6,9]:

- выбранные схемы распределительных устройств (РУ) обязаны обеспечить необходимую степень надёжности питания потребителей электроэнергии в соответствии с принятыми категориями надёжности электроприемников, которые они питают, а также транзитных перетоков мощностей в нормальном и послеаварийном режимах;

- схемы РУ должны учитывать перспективу развития и реконструкции подстанции в целом и непосредственно самого РУ;

- схемы РУ должны обеспечивать необходимую степень резервирования, а также секционирования с целью обеспечения надёжности электроснабжения;

- обеспечить наглядность, безопасность и экономичность.

При проектировании питающих мощных узлов районной электрической сети, к которым также относится ОРУ-330 кВ, крайне необходимо решить основные задачи по обеспечению необходимого качества электроэнергии, а также надёжности и экономичности электроснабжения.

В современной энергетике уровень развития электрических сетей является важнейшим показателем всего уровня развития электроэнергетики любой страны мира [1-5].

Известно, что питающие мощные узлы районной электрической сети, к которым также относится ОРУ-330 кВ, являются важнейшим звеном питания

и распределения электроэнергии не только самого региона, в котором они находятся, а и всей энергосистемы в целом.

В случае сбоев и аварий на питающих узлах районной электрической сети, к которым также относится ОРУ-330 кВ, а также несоответствия поставляемой электроэнергии установленным нормам качества, потребители будут нести большие экономические убытки на всех уровнях энергосистемы и секторах промышленности. По этой причине к системам электроснабжения питающих мощных узлов районной электрической сети, к которым также относится ОРУ-330 кВ, предъявляются повышенные требования, которые состоят в применении современных надёжных и экономичных схемных решений с целью обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей, а также использование новейших разработок оборудования. В последние десятилетия в электроэнергетике появились инновационные решения в области электрических аппаратов, сетей и схем ОРУ-330 кВ. Их применение позитивно сказывается на надёжности и эксплуатации оборудования, значительно повышаются технико-экономические показатели и характеристики энергосистемы в целом.

Для РУ-750 кВ ПС-750/330/110/6/0,4 кВ «Ленинградская», питающего проектируемое ОРУ-330 кВ, согласно [3,5,6] будет использована схема распределительного устройства типа «Двойная система шин с применением трех выключателей на два присоединения» [4]. «При этом также выполнено чередование мест присоединений источников и линий с целью исключения выхода из строя одноименных элементов схемы при возможном ремонте одного выключателя, а также коротком замыкании и отказе (сбое в работе) другого выключателя» [4].

Для проектируемого РУ-330 кВ будет использована схема распределительного устройства типа «Двойная несекционированная система сборных шин с обходной системой сборных шин с одним выключателем на присоединение» [6].

Структурная схема электрических соединений проектируемого ОРУ-330 кВ приведена на графическом листе №1, однолинейная схема проектируемого ОРУ – 330 кВ – на графическом листе №2.

2.2 Выбор генераторов, блочных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд на ЛАЭС-2

Как было указано ранее, для обеспечения электроснабжения проектируемого ОРУ-330 кВ необходим ввод дополнительного энергоблока на питающей ЛАЭС-2.

Помимо обеспечения электроснабжения проектируемого ОРУ-330 кВ, планируется часть мощности также отдать в энергосистему для обеспечения ввода в эксплуатацию новых мощных энергообъектов, а также для повышения надёжности всей энергосистемы Ленинградской области исходя из основных положений [3].

Данная проектная мощность также заложена на этапе проектирования и учтена в работе.

Тип генераторов ЛАЭС-2, выбирается, исходя из условий [3]:

$$P_{ном.Г} \geq P_{расч.Г} : \quad (1)$$

где $P_{ном.г}$ – номинальная активная мощность генератора, МВт;

$P_{исх.г}$ – исходная активная мощность генератора по исходным данным, МВт.

Исходя из условия (1.1), выбирается тип генератора ТГВ-500 [3], паспортные данные которого приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика выбранного типа генератора для установки на ЛАЭС-2

Тип	$S_{ном},$ МВА	$P_{ном},$ МВт	$\cos\varphi_{ном}$	$U_{ном},$ кВ	$Q_{ном},$ МВар	$\eta, \%$	$X_d', \%$
ТГВ- 500	588	500	0,85	20	310	98,7	24,3

Блочный трансформатор выбирается из условия [3]

$$S_T \geq S_{ном.Г} - S_{CH \max} \cdot \quad (2)$$

Трансформатор собственных нужд [3]

$$S_{CH \max} = \frac{P_{CH \max} \cdot P_{ном.Г} \cdot K_{CH \max}}{100 \cdot \cos \varphi}; \quad (3)$$

$$S_{CH \max} = \frac{4,3 \cdot 500 \cdot 0,8}{100 \cdot 0,87} = 19,77 \text{ МВА.}$$

Исходя из расчетов, в качестве трансформатора собственных нужд выбирается ближайший трансформатор номинальной мощностью – $S_{ном \text{ ТСН}} = 25 \text{ МВА}$.

На электростанции устанавливается четыре трансформатора собственных нужд (по количеству генераторов).

Определяется мощность блочного трансформатора:

$$S_{T, \text{расч}} = 588 - 25 = 563 \text{ МВА.}$$

Выбирается блочный трансформатор типа ТЦ – 1000000/750 [3], паспортные данные которого приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика выбранного трансформатора

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_{xx} , %	R , Ом	X , Ом	ΔQ_x , кВар
ТЦ – 1000000/750	1000	787	24	14,5	2000	600	0,38	0.55	40	3800

В схеме предусмотрена установка четырёх повышающих блочных трансформаторов, преобразующих генераторное напряжение до напряжения 750 кВ с целью передачи в энергосистему в ОРУ-750 кВ ПС-750/330/110/6/0,4 кВ «Ленинградская».

2.3 Выбор проводников линии электропередачи, передающей мощность в ОРУ-330 кВ через автотрансформаторы связи

Производится выбор сечения и марки провода воздушной линии напряжением 750 кВ, передающей мощность в ОРУ-330 кВ через автотрансформаторы связи на стороне 750 кВ.

Указанный выбор производится по мощности, передаваемой в ОРУ-330 кВ от ОРУ-750 кВ ПС-750/330/110/6/0,4 кВ «Ленинградская».

Для этого определяются активные мощности P_{MAX} , МВт и P_{MIN} , МВт для максимального и минимального режимов, а также полная мощность в начале линии в максимальном режиме S_{1MAX} , МВА и ток I_{1MAX} , А [4]:

$$P_{1max} = N_{ген} P_{ном.Г} \left(1 - \frac{P_{CHmax}}{100}\right); \quad (4)$$

$$P_{1max} = 4 \cdot 500 \left(1 - \frac{4,3}{100}\right) = 1920 \text{ МВт.}$$

$$P_{1min} = (N_{ген} - 1) \cdot 0,65 P_{ном.Г} \left(1 - \frac{P_{CHmax}}{100}\right); \quad (5)$$

$$P_{1\min} = (4-1) \cdot 0,65 \cdot 500 \cdot \left(1 - \frac{4,5}{100}\right) = 935 \text{ МВт.}$$

$$S_{1\max} = \frac{P_{1\max}}{\cos \varphi_{\text{ном.Г}}}; \quad (6)$$

$$S_{1\max} = \frac{1920}{0,85} = 2258 \text{ МВА.}$$

$$I_{1\max}' = \frac{S_{1\max} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (7)$$

$$I_{1\max}' = \frac{2258 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 750} = 1738,2 \text{ А.}$$

При числе проводов в фазе $N_{\phi} = 3$ ток $I_{1\max}$, А:

$$I_{1\max}'' = \frac{I_{1\max}'}{N_{\phi}}; \quad (8)$$

$$I_{1\max}'' = \frac{1738,2}{3} = 579,4 \text{ А.}$$

Принимается линия в две цепи и выбор сечения и марки провода воздушной линии электропередачи напряжением 750 кВ производится по току аварийного режима с учётом необходимого резервирования $I_{1\max}$, А:

$$I_{1\max} = \frac{I_{1\max}''}{N_{\text{цеп}} - 1}; \quad (9)$$

$$I_{1\max} = \frac{579,4}{2-1} = 579,4 \text{ А.}$$

Принимается провода марки АС-300/48 с параметрами [1,7]:

$$I_{\text{доп}} = 690 \text{ А;}$$

$$r_{0\text{пр}} = 0,056 \text{ Ом/км,}$$

$$D_{\text{пр}} = 28,2 \text{ см,}$$

$$\Delta P_k = 6000 \text{ Вт.}$$

Удельное активное сопротивление фазы линии r_0 Ом/км [1,7]:

$$r_0 = \frac{r_{0np}}{N_\phi}; \quad (10)$$

$$r_0 = \frac{0,056}{3} \approx 0,02 \text{ Ом.}$$

Производится расчёт среднегеометрического расстояния между фазами D_{cp} , м [2,8]:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{AC} \cdot D_{BC}}; \quad (11)$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{11 \cdot 21 \cdot 30,6} = 16,2 \text{ м.}$$

Эквивалентный радиус расщепленной фазы R_ϕ , определяется по данной формуле [2,8]:

$$R_\phi = \sqrt[N_\phi]{\frac{D_{np} \cdot 0,001}{2} \cdot 0,4^{N_\phi-1}}; \quad (12)$$

$$R_\phi = \sqrt[3]{\frac{28,2 \cdot 0,001}{2} \cdot 0,4^{3-1}} = 0,148 \text{ м.}$$

Удельные значения индуктивного сопротивления X_0 , Ом/км и проводимостей g_0 и b_0 , См/км рассчитываются так [3]:

$$x_0 = 0,144 \log\left(\frac{D_{cp}}{R_\phi}\right) + \frac{0,0157}{N_\phi}; \quad (13)$$

$$x_0 = 0,144 \log\left(\frac{16,2}{0,148}\right) + \frac{0,0157}{3} = 0,154 \text{ Ом/ км.}$$

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\kappa}}{U_{\text{ном}}^2}; \quad (14)$$

$$g_0 = \frac{9 \cdot 10^3}{750000^2} = 1,6 \cdot 10^{-8} \text{ См/км.}$$

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{D_{\text{cp}}}{R_3}\right)}; \quad (15)$$

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{16,2}{0,148}\right)} = 3,6 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Волновое сопротивление Z_B , Ом [4]:

$$z_g = \sqrt{\frac{r_0 + j \cdot x_0}{g_0 + j \cdot b_0}}; \quad (16)$$

$$z_g = \sqrt{\frac{0,02 + j0,154}{1,6 \cdot 10^{-8} + j3,6 \cdot 10^{-6}}};$$

$$z_g = 187,2 - j6,75.$$

Коэффициент распространения волны γ_0 , 1/км [5]:

$$\gamma_0 = \sqrt{(r_0 + i \cdot x_0) \cdot (g_0 + i \cdot b_0)}; \quad (17)$$

$$\gamma_0 = \sqrt{(0,02 + j \cdot 0,154) \cdot (1,6 \cdot 10^{-8} + j3,6 \cdot 10^{-6})};$$

$$\gamma_0 = 0 + j0,001.$$

Коэффициент изменения фазы a_0 , 1/км [5]:

$$a_0 = \sqrt{x_0 \cdot b_0}; \quad (18)$$

$$a_0 = \sqrt{0,154 \cdot 3,6 \cdot 10^{-6}} = 0,00089,1 / \text{км.}$$

Окончательно принимается для воздушной линии электропередачи напряжением 750 кВ, передающей мощность в ОРУ-330 кВ через автотрансформаторы связи на стороне 750 кВ, провод марки АС-300/48.

2.4 Выбор проводников линии электропередачи, питающей ОРУ-330 кВ от энергосистемы

Проводится выбор проводников линии электропередачи, непосредственно питающей проектируемое ОРУ-330 кВ от трансформаторов связи на стороне 330 кВ.

Расчёты проводятся по суммарной нагрузке отходящих линий.

Как было сказано ранее, от ОРУ-330 кВ, согласно [3], будут получать питание следующие подстанции 330/110 кВ с примерными проектными максимальными нагрузками, которые будут получать непосредственное питание от ОРУ-330 кВ:

- подстанция 330/110 кВ «Усть-Луга» - суммарная активная нагрузка $P_{ПС1max} \approx 450$ МВт;

- подстанции 330/110 кВ «Гатчинская» - $P_{ПС2max} \approx 300$ МВт;

- подстанция 330/110 кВ «Кингисеппская» - $P_{ПС3max} \approx 300$ МВт;

- подстанция 330/110 кВ «Лужская» - $P_{ПС4max} \approx 300$ МВт.

Суммарная максимальная нагрузка проектируемого ОРУ-330 кВ с учётом коэффициента одновременности максимума на шинах проектируемого ОРУ-330 кВ

$$P_{330max} = K_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{ПСmax}, \text{ МВт}, \quad (19)$$

где K_o – коэффициента одновременности максимума на шинах проектируемого ОРУ-330 кВ.

Согласно (19)

$$P_{330\max} = 0,85 \cdot (450 + 300 + 300 + 300) = 1147,5 \text{ MBm.}$$

Согласно (6)

$$S_{330\max} = \frac{1147,5}{0,85} = 1350 \text{ МВА.}$$

Согласно (7)

$$I_{330\max} = \frac{1350 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 300} = 2598 \text{ А.}$$

Согласно (8) при числе проводов в фазе $N_{\Phi} = 3$:

$$I_{330\max}' = \frac{2598}{3} = 866 \text{ А.}$$

Принимается линия в две цепи.

Согласно (9)

$$I_{1\max} = \frac{866}{2-1} = 866 \text{ А.}$$

Принимается провода марки АС-500/27 с параметрами [1]:

$$I_{\text{доп}} = 945 \text{ А;}$$

$$r_{0\text{пр}} = 0,06 \text{ Ом/км,}$$

$$D_{\text{пр}} = 30,6 \text{ см,}$$

$$\Delta P_{\text{к}} = 9000 \text{ Вт.}$$

Согласно (10)

$$r_0 = \frac{0,06}{3} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Согласно (11)

$$D_{cp} = \sqrt[3]{11 \cdot 21 \cdot 11} = 13,6 \text{ м.}$$

Согласно (12)

$$R_s = \sqrt[3]{\frac{30,6 \cdot 0,001}{2} \cdot 0,4^{3-1}} = 0,135 \text{ м.}$$

Результаты, полученные по (14 – 18)

$$x_0 = 0,144 \log\left(\frac{13,6}{0,135}\right) + \frac{0,0157}{3} = 0,272 \text{ Ом/ км.}$$

$$g_0 = \frac{9 \cdot 10^3}{750000^2} = 3,6 \cdot 10^{-8} \text{ См/ км.}$$

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{13,6}{0,135}\right)} = 4,1 \cdot 10^{-6} \text{ См / км.}$$

$$z_g = 258,09 - j8,34.$$

$$\gamma_0 = \sqrt{(0,02 + i \cdot 0,272) \cdot (3,6 \cdot 10^{-8} + i4,1 \cdot 10^{-6})};$$

$$\gamma_0 = 0 + j0,001.$$

$$a_0 = \sqrt{0,272 \cdot 4,1 \cdot 10^{-6}} = 0,00105,1 / \text{ км.}$$

Окончательно принимается для воздушной линии электропередачи напряжением 330 кВ, непосредственно питающей проектируемое ОРУ-330 кВ от трансформаторов связи на стороне 330 кВ, провод марки АС-500/27.

2.5 Расчёт значений потоков реактивной мощности по концам линии электропередачи в максимальном и минимальном режимах

В связи с сооружением нового ОРУ-330 кВ и вводом в эксплуатацию новых мощностей, начиная от ЛАЭС-2, ПС «Ленинградской», а также потребителей ПС-330/110 кВ проектируемого ОРУ-330 кВ, необходимо провести расчёт значений потоков реактивной мощности по концам электропередачи в максимальном и минимальном режимах.

Натуральная мощность P , МВт [2,4]:

$$P_{\text{нат1}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{|z_{\text{г}}|}; \quad (20)$$

$$P_{\text{нат1}} = \frac{750^2}{|258,09 - j8,34|} = 968,14 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{нат2}} = N_{\text{цен}} P_{\text{нат1}}; \quad (21)$$

$$P_{\text{нат2}} = 2 \cdot 968,14 = 1936,28 \text{ МВт};$$

$$\sin(a_0 \cdot L_{\text{ЛЭП}}) = \sin(0,00105 \cdot 450) = 0,614$$

$$\cos(a_0 \cdot L_{\text{ЛЭП}}) = \cos(0,00105 \cdot 450) = 0,789$$

«Для режимов максимальной нагрузки» [6]

$$P'_{1\text{max}} = \frac{P_{1\text{max}}}{P_{\text{нат2}}}; \quad (22)$$

$$P'_{1\text{max}} = \frac{1920}{1926,28} = 0,99.$$

«С учётом коэффициента перепада напряжения для максимального режима» [7]:

$$K_U = \frac{U_{1\max}}{U_{2\max}}; \quad (23)$$

$$K_U = \frac{750}{725} = 1,03.$$

«Реактивные мощности в максимальном режиме, Мвар» [14]:

$$Q_{1\max} = \left[K_U^2 \cdot \cot(a_0 \cdot L_{ЛЭП}) - \sqrt{\left(\frac{K_U}{\sin(a_0 \cdot L_{ЛЭП})}\right)^2 - P'_{\max}{}^2} \right] P_{\text{нат}2}; \quad (24)$$

$$Q_{1\max} = \left[1,03^2 \cdot \cot(0,00105 \cdot 450) - \sqrt{\left(\frac{1,03}{\sin(0,00105 \cdot 450)}\right)^2 - 0,99^2} \right] 1936,28 = 18,4 \text{ Мвар};$$

$$Q_{2\max} = \left[-\cot(a_0 \cdot L_{ЛЭП}) + \sqrt{\left(\frac{K_U}{\sin(a_0 \cdot L_{ЛЭП})}\right)^2 - P'_{\max}{}^2} \right] P_{\text{нат}2}; \quad (25)$$

$$Q_{2\max} = \left[-\cot(0,00105 \cdot 450) + \sqrt{\left(\frac{1,03}{\sin(0,00105 \cdot 450)}\right)^2 - 0,99^2} \right] 1936,28 = 133,0 \text{ Мвар}.$$

«Направление реактивных мощностей в максимальном режиме» [4] показано на рисунке 2.

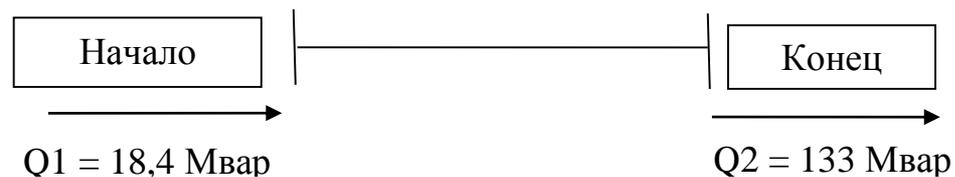


Рисунок 2 – Направление реактивных мощностей в максимальном режиме

«В режиме минимальной передаваемой мощности один блок выведен в ремонт, поэтому» [12]:

$$P'_{1\min} = \frac{P_{1\min}}{P_{\text{нам}2}}; \quad (26)$$

$$P'_{1\min} = \frac{935,0}{1926,28} = 0,483.$$

«С учётом коэффициента перепада напряжения» [11]:

$$K_{U\min} = \frac{U_{1\min}}{U_{2\min}}; \quad (27)$$

$$K_U = \frac{505}{495} = 1,01.$$

«Реактивные мощности в минимальном режиме, МВар» [13]:

$$Q_{1\min} = \left[K_{U\min}^2 \cdot \cot(a_0 \cdot L_{\text{ЛЭП}}) - \sqrt{\left(\frac{K_{U\min}}{\sin(a_0 \cdot L_{\text{ЛЭП}})}\right)^2 - P'_{\min}{}^2} \right] P_{\text{нам}2}; \quad (28)$$

$$Q_{1\min} = \left[1,03^2 \cdot \cot(0,00105 \cdot 450) - \sqrt{\left(\frac{1,03}{\sin(0,00105 \cdot 450)}\right)^2 - 0,483^2} \right] 1936,28 = 506,0 \text{ МВар};$$

$$Q_{2\min} = \left[-\cot(a_0 \cdot L_{\text{ЛЭП}}) + \sqrt{\left(\frac{K_{U\min}}{\sin(a_0 \cdot L_{\text{ЛЭП}})}\right)^2 - P'_{\min}{}^2} \right] P_{\text{нам}2}; \quad (29)$$

$$Q_{2\min} = \left[-\cot(0,00105 \cdot 450) + \sqrt{\left(\frac{1,03}{\sin(0,00105 \cdot 450)}\right)^2 - 0,483^2} \right] 1936,28 = 556,0 \text{ МВар}.$$

«Направление реактивных мощностей в минимальном режиме» [4] показано на рисунке 3.



Рисунок 3 – Направление реактивных мощностей в минимальном режиме

Определяется «напряжение в середине линии электропередач в режиме минимальной нагрузки» [2]:

$$U'_{cp} = \sqrt{\left(\cos\left(\frac{a_0 \cdot L_{ЛЭП}}{2}\right) + \frac{Q_{2min}}{P_{нат2}} \cdot \sin\left(\frac{a_0 \cdot L_{ЛЭП}}{2}\right)\right)^2 + \left[P'_{min} \cdot \sin\left(\frac{a_0 \cdot L_{ЛЭП}}{2}\right)\right]^2}; \quad (30)$$

$$U'_{cp} = \sqrt{\left(\cos\left(\frac{0,00105 \cdot 450}{2}\right) + \frac{556}{1936,28} \cdot \sin\left(\frac{0,00105 \cdot 450}{2}\right)\right)^2 + \left[0,483^2 \cdot \sin\left(\frac{0,00105 \cdot 450}{2}\right)\right]^2} = 1,0424$$

$$U_{cp} = U'_{cp} \cdot U_{2min}; \quad (31)$$

$$U_{cp} = 1,0424 \cdot 725 = 755,7 \text{ кВ.}$$

«Напряжения в середине линии в режиме минимальной нагрузки 755,7 кВ не превышает допустимое значение напряжения, которое равно 750 кВ» [12].

«Предельная передаваемая мощность в максимальном режиме» [12]:

$$P_{пред} = \left(\frac{K_U}{\sin(a_0 \cdot L_{ЛЭП})}\right) P_{нат2}; \quad (32)$$

$$P_{пред} = \left(\frac{1,01}{\sin(0,00105 \cdot 450)}\right) \cdot 1936,28 = 3246,0 \text{ МВт.}$$

$$K_3 = \frac{P_{пред} - P_{1max}}{P_{1max}} \cdot 100, \%; \quad (33)$$

$$K_3 = \frac{3246 - 1920}{1920} \cdot 100 = 69,1\%.$$

2.6 Выбор автотрансформаторов связи с энергосистемой

Выбираются автотрансформаторы связи (АТ), питающие проектируемое ОРУ-330 кВ от ОРУ-750 кВ «Ленинградская».

Выбор осуществляется за вычетом транзита 750 кВ, поступающего в энергосистему [10,13]:

$$S_{mp.max} = P_{mp.max} + jQ_{mp.max}; \quad (34)$$

$$S_{mp.max} = 1500 + j500.$$

$$S_{2max} = 1920 + j133.$$

$$S_{maxAT} = S_{2max} - S_{mp.max}; \quad (35)$$

$$S_{maxAT} = 1920 + j133 - (1500 + j500) = 420 - j367;$$

$$[S_{maxAT}] = 557,7 \text{ МВА.}$$

$$S_{maxAT} = \left[\frac{S_{maxAT}}{1,3} \right]; \quad (36)$$

$$S_{maxAT} = \left[\frac{557,3}{1,3} \right] = 429 \text{ МВА.}$$

$$S_{maxAT}' = \frac{S_{maxAT}}{N_{\phi}}; \quad (37)$$

$$S_{maxAT}' = \frac{429}{3} = 143 \text{ МВА.}$$

Выбирается АТ, который может пропустить в номинальном режиме 200,5 МВА и связать сети напряжений $U_{ВН} = 750$ кВ и $U_{СН} = 330$ кВ [16].

Для этих целей устанавливаем группу из параллельно включенных однофазный автотрансформатор типа АОДЦТН – 267000/750/330 со следующими параметрами [5]: $S_{ном.АТ} = 267$ МВА; $X_B = 39,8$ Ом; $X_C = 0$; $X_H = 75,6$ Ом; $\Delta Q_{XX} = 2803$ Мвар.

Таким образом, было выбрано 2 блока однофазных АТ типа ЗхАОДЦТН – 267000/750/330 с установленной мощностью:

$$S_{уст} = 2N_{\phi} S_{ном АТ}; \quad (38)$$

$$S_{уст} = 2 \cdot 3 \cdot 267 = 1602 \text{ МВА.}$$

2.7 Проверка генераторов в максимальном и минимальном режимах по допустимой нагрузке реактивной мощностью

В связи с вводом в эксплуатацию новых мощностей ОРУ-330 кВ, осуществляется необходимая «проверка генераторов в максимальном и минимальном режимах по допустимой нагрузке реактивной мощностью» [12].

$$S_{1\max} = P_{1\max} + jQ_{1\max}; \quad (39)$$

$$S_{1\max} = 1920 + j18,4;$$

$$S_{2\max} = P_{2\max} + jQ_{2\max}; \quad (40)$$

$$S_{2\max} = 1920 + j133;$$

$$S_{1\min} = P_{1\min} + jQ_{1\min}; \quad (41)$$

$$S_{1\min} = 935 - j506;$$

$$S_{2\min} = P_{2\min} + i \cdot Q_{2\min}; \quad (42)$$

$$S_{2\min} = 935 + j556.$$

«В режиме максимальной нагрузки» [6]

$$S_1 = S_{1\max};$$

$$S_1 = 1920 + j18,4;$$

$$U_1 = U_{1\max};$$

$$U_1 = 750 \text{ кВ.}$$

$$N_{mp} = N_{ген};$$

$$N_{mp} = 4;$$

$$\Delta Q_{xx\Sigma} = \Delta Q_{xxm\Sigma} N_{mp}; \quad (43)$$

$$\Delta Q_{xx\Sigma} = 3,8 \cdot 4 = 15,2 \text{ Мвар.}$$

$$x_{mp\Sigma} = \frac{x_{mpm\Sigma}}{N_{mp}}; \quad (44)$$

$$x_{mp\Sigma} = \frac{40}{4} = 10 \text{ Ом.}$$

«Мощность в конце участка А – 1 S''_{тр}, МВА» [12]:

$$S''_{mp} = S_1 + j\Delta Q_{xx\Sigma}; \quad (45)$$

$$S''_{mp} = 1920 + j18,4 + j15,2 = 1920 + j33,6.$$

«Потери реактивной мощности в сопротивлении эквивалентного трансформатора» [6]:

$$\Delta Q_{mp} = \frac{(P''_{mp})^2 + (Q''_{mp})^2}{U_1^2} X_{mp}; \quad (46)$$

$$\Delta Q_{mp} = \frac{1920^2 + 33,6^2}{750^2} 10 = 136,37 \text{ Мвар.}$$

«Мощность в начале участка А – 1 S''_т, МВА» [6]:

$$S''_m = S''_{mp} + i \cdot \Delta Q_{xx\Sigma}; \quad (47)$$

$$S''_m = 1920 + j169,97.$$

«В данном режиме все генераторы несут 100-% нагрузку» [12]

$$P_{CH\Sigma} = P_{CH \max} \cdot N_{\text{ген}} \cdot P_{\text{ген}} ; \quad (48)$$

$$P_{CH\Sigma} = 0,01 \cdot 4,3 \cdot 4 \cdot 500 = 80 \text{ МВт}.$$

$$\cos \varphi_{CH}^{MAX} = 0,87 \rightarrow \text{tg} \varphi_{CH}^{MAX} = 0,566 \quad (49)$$

Значит

$$Q_{CH \max} = P_{CH\Sigma} \cdot \text{tg} \varphi_{CH}^{MAX} ; \quad (50)$$

$$Q_{CH \max} = 80 \cdot 0,566 = 45,28 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\Sigma} = Q'_{\text{mp}} + Q_{CH\Sigma \max} ; \quad (51)$$

$$Q_{CH \max} = 169,97 + 45,28 = 215,25 \text{ Мвар}.$$

«При одинаковой нагрузке агрегатов» [7]:

$$\varphi_1 = \arctg\left(\frac{Q_{\Sigma}}{N_{\text{ген}} \cdot P_{\text{ген}}}\right); \quad (52)$$

$$\varphi_1 = \arctg\left(\frac{215,25}{4 \cdot 500}\right) = 0,11$$

$$\cos \varphi_{\Sigma \max'} = \cos \varphi_1 = 0,994. \quad (53)$$

«Режим минимальной нагрузки» [6]:

$$S_1 = S_{1 \min};$$

$$S_1 = 935 - j506;$$

$$U_1 = U_{1 \min};$$

$$U_1 = 725 \text{ кВ}.$$

$$N_{\text{ген} \min} = N_{\text{ген}} - 1;$$

$$N_{\text{ген} \min} = 4 - 1 = 3;$$

$$\Delta Q_{xx \min} = \Delta Q_{xx \text{тг}} N_{\text{ген} \min} ; \quad (54)$$

$$\Delta Q_{xx \min} = 3,8 \cdot 3 = 11,4 \text{ Мвар}.$$

$$x_{mp\Sigma \min} = \frac{x_{mpmz}}{N_{ген \min}}; \quad (55)$$

$$x_{mp\Sigma} = \frac{40}{3} = 13,3 \text{ Ом.}$$

«Мощность в конце участка А – 1, МВА» [6]:

$$S''_{mp \min} = S_{1 \min} + i \cdot \Delta Q_{xx \min}; \quad (56)$$

$$S''_{mp \min} = 935 - j506 + j11 = 935 - j495.$$

«Потери реактивной мощности в сопротивлении эквивалентного трансформатора» [8]:

$$\Delta Q_{mp \min} = \frac{(P''_{mp \min})^2 + (Q''_{mp \min})^2}{U_{1 \min}^2} X_{mpmz \Sigma \min}; \quad (57)$$

$$\Delta Q_{mp \min} = \frac{935^2 + (-495)^2}{725^2} 13,3 = 59,5 \text{ Мвар.}$$

«Мощность в начале участка А – 1, МВА» [8]:

$$S'_{mp \min} = S''_{mp \min} + j\Delta Q_{mp \min}; \quad (58)$$

$$S'_{mp \min} = 935 - j435,5.$$

Т.к. в этом режиме все генераторы несут 65-% нагрузку [8]

$$P_{CH\Sigma \min} = 0,01 \cdot 0,65 \cdot P_{CH \min} \cdot N_{ген \min} \cdot P_{ген}; \quad (59)$$

$$P_{CH\Sigma} = 0,01 \cdot 0,65 \cdot 4,1 \cdot 3 \cdot 500 = 39,975 \text{ МВт.}$$

$$\cos \varphi_{ген \min} = 0,85 \rightarrow \operatorname{tg} \varphi_{CH \min} = 0,619 \quad (60)$$

и, соответственно [8]:

$$Q_{CH\Sigma \min} = P_{CH\Sigma \min} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{CH \min}; \quad (61)$$

$$Q_{CH \max} = 39,975 \cdot 0,619 = 24,745 \text{ Мвар};$$

$$Q'_{mp \min} = I_m \cdot S'_{mp \min} = -435,5 \text{ Мвар}; \quad (62)$$

$$Q_{\Sigma \min} = Q'_{mp \min} + Q_{CH\Sigma \min}, \text{ Мвар}. \quad (63)$$

$$Q_{\Sigma \min} = -435,5 + 24,745 = -410,76 \text{ Мвар}.$$

$$-Q_{\Sigma \min} \cdot \frac{100}{N_{ген \min} P_{ген}} = -(-410,76) \cdot \frac{100}{3 \cdot 500} = 27,384 \text{ Мвар}. \quad (64)$$

Таким образом, и в минимальном, и в максимальном режимах выбранные генераторы станции работают без перегрузок.

Следовательно, с сооружением нового проектируемого ОРУ-330 кВ на ЛАЭС-2 выбранные ранее генераторы не требуют реконструкции, а также введения дополнительных мощностей.

2.8 Составление баланса реактивных мощностей в максимальном и минимальном режимах для подстанции связи с энергосистемой

«Схема замещения передающей ЭП представлена на рисунке 4» [12].

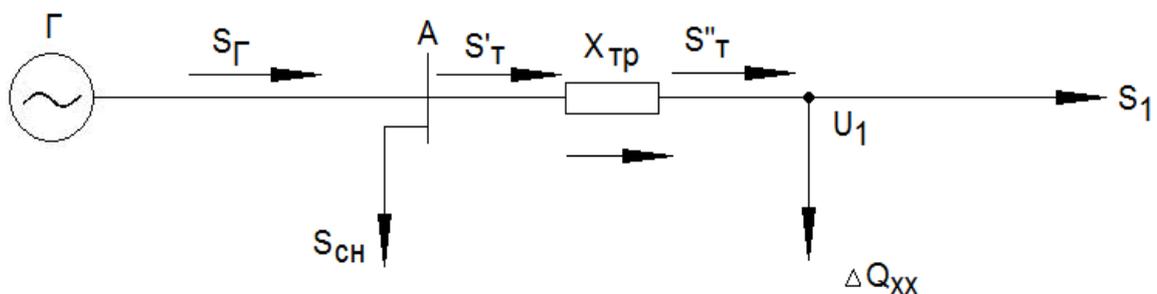


Рисунок 4 – Схема замещения передающего конца электропередачи

«Схема замещения приемного конца электропередачи с обозначенными потоки мощности представлена на рисунке 5» [12].

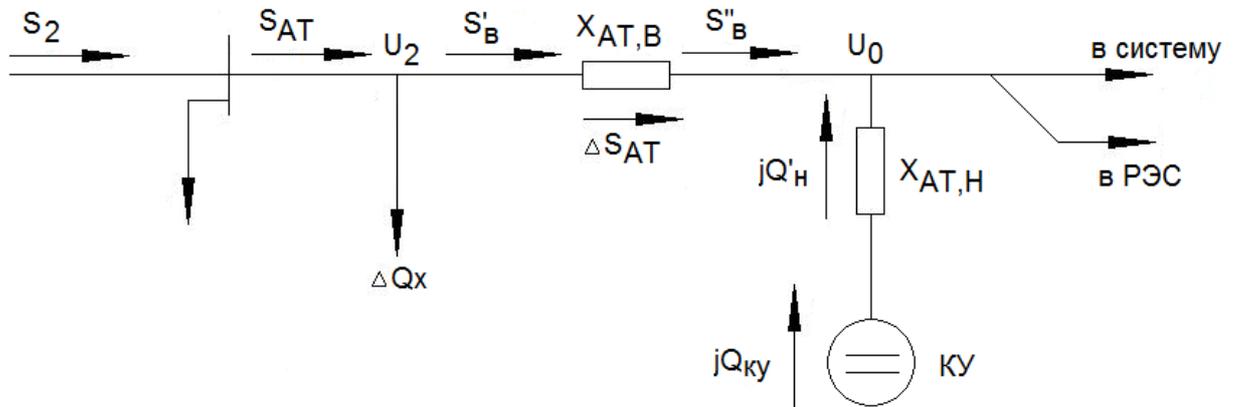


Рисунок 5 – Схема замещения приемного конца электропередачи

«Потокораспределение в схеме в режиме максимальной нагрузки» [12]

$$S_{2\max} = 1920 + j133;$$

$$U_{2\max} = 750\text{кВ};$$

$$S_{\text{гр}\max} = 1500 + j500.$$

«Мощность в начале участка 2 – 0 S, МВА» [18]:

$$S'_e = S_{\max AT} + j\Delta Q_{xxAT}; \quad (65)$$

$$S'_e = 420 - j383,818;$$

«Потери реактивной мощности в сопротивлении» [6,8]:

$$\Delta S_{AT} = \frac{(P'_{AT})^2 + (Q'_{AT})^2}{U_{2\max}^2} X_{AT}; \quad (66)$$

$$\Delta S_{AT} = \frac{420^2 + (-383,818)^2}{750^2} 6,63 = 8,416 \text{ МВА.}$$

«Мощность в конце участка 2 – 0 S, МВА» [18]:

$$S''_{\epsilon} = S'_{\epsilon} + i \cdot \Delta S_{AT}; \quad (67)$$

$$S''_{\epsilon} = 420 - j383,818 - j8,416 \approx 420 - j392.$$

«Составляющие вектора падения напряжения на участке 2 – 0» [18]:

$$\Delta U_{\epsilon} = Q''_{\epsilon} \frac{X_{AT}}{U_{2\max}}; \quad (68)$$

$$\Delta U_{\epsilon} = -392 \frac{6,63}{750} = -5,15$$

$$\delta U_{\epsilon} = P''_{\epsilon} \frac{X_{AT}}{U_{2\max}}; \quad (69)$$

$$\Delta U_{\epsilon} = 420 \frac{6,63}{750} = 5,514$$

«Модуль напряжения в точке 0» [18]:

$$U_0 = (U_{2\max} - \Delta U_{\epsilon})^2 + (\delta U_{\epsilon})^2; \quad (70)$$

$$U_0 = 750 - (-5,15)^2 + (5,514)^2 = 753,9 \text{ кВ.}$$

По исходным данным, система, находясь в режиме максимальной нагрузки имеет реактивную мощность $Q_{\text{ген}} = 200$ Мвар.

Помимо системы, мощность также поступает в строящуюся районную электрическую сеть (РЭС) через проектируемое ОРУ-330 кВ, для связи с которым используются автотрансформаторы связи [9].

2.9 Выбор числа и мощности компенсирующих устройств на подстанции связи с энергосистемой

Осуществляется выбор количества, а также мощности компенсирующих устройств, находящихся на подстанции связи с энергосистемой.

В качестве компенсирующих устройств используются синхронные компенсаторы, целесообразность установки и выбор мощности которых производится ниже.

Согласно условию, система может предоставить 200 Мвар реактивной мощности, значит, требуется установка синхронных компенсаторов в максимальном режиме.

Мощность компенсаторов определяется как разница между производимой и выдаваемой мощностей в максимальном режиме, следовательно, искомая мощность равна $392 - 200 = 192$ Мвар.

Согласно поставленным задачам ставим два синхронных компенсатора КСВБ-100-11 (компенсатор синхронный, охлаждение – водородное, возбуждение – реверсивное бесщеточное) с максимальной выдаваемой мощностью $2 \cdot 100 = 200$ Мвар [3].

В минимальном режиме выбранные синхронные компенсаторы отключены по причине того, что они будут работать с опережающим коэффициентом активной мощности, которая, входя в баланс с реактивной мощностью генератора ЛАЭС-2, может привести к нежелательному явлению перекомпенсации реактивной мощности в энергосистеме.

Поэтому компенсаторы применяют исключительно в режиме максимальных нагрузок, т.е. при полной загрузке системы в нормальном режиме работы.

Технические данные выбранного синхронного компенсатора следующие:

- тип компенсатора: КСВБ-100-11МУ1;
- $P_{\max} = 100$ МВт;

- $S_{\text{опер.}} = 100 \text{ МВА};$
- $S_{\text{отст.}} = 88 \text{ МВА};$
- $U_{\text{max}} = 11 \text{ кВТ};$
- $I_{\text{стат.}} = 5240 \text{ А};$
- число фаз – 3;
- М - модернизированный;
- У1 - климатическое исполнение (умеренный климат) и категория размещения согласно ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

2.10 Выбор сечения проводников отходящих линий от ОРУ-330 кВ

Выбор сечения проводников отходящих линий от ОРУ-330 кВ проводится по методике, детально приведённой в п.2.4 и 2.5 работы.

При этом, по причине того, что указанные воздушные линии не являются основной темой и задачей данной работы, их волновые параметры не просчитываются.

Принимается выполнение всех линий в две цепи, что обеспечивает надёжность, а также устойчивость к механическим обрывам и повреждениям на участках ВЛ [17].

Результаты выбора сечения проводников отходящих линий от ОРУ-330 кВ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты выбора сечения проводников отходящих линий от ОРУ-330 кВ

№ п/п	Воздушная линия	$P_{\text{ПСmax}}$, МВт	$S_{\text{ПС1max}}$, МВА	$I_{\text{ПС1max}}$, А	$I_{\text{ПС1max}}'$, А	Марка провода	$I_{\text{доп.пр.}}$, А
1	ПС 330/110 кВ «Усть-Луга»	450	529,4	1018,8	339,6	АС-120/19	390

Продолжение таблицы 3

2	ПС 330/110 кВ «Гатчинская»	300	352,9	679,2	226,4	АС-120/19	390
3	ПС 330/110 кВ «Кингисеппская»	300	352,9	679,2	226,4	АС-120/19	390
4	ПС 330/110 кВ «Лужская»	300	352,9	679,2	226,4	АС-120/19	390

Кроме того, согласно требованиям [1], минимальное сечение проводников марки АС по механической прочности составляет не менее 120 мм² для ВЛ выше 35 кВ, сооружаемых на двуперных опорах (в данном случае). Данное условие также выполняется. Окончательно выбирается провод марки АС-120/19 для питания всех отходящих линий от проектируемого ОРУ-330 кВ.

2.11 Расчёт токов короткого замыкания на ОРУ-330 кВ

Для подбора и проверки аппаратов и токоведущих частей станции необходимо определить величины токов короткого замыкания (ТКЗ).

С этой целью составим схему замещения прямой последовательности ОРУ-330 кВ (СЗПП), рисунок 6.

На данном рисунке учитываются все 4 отходящие линии 330 кВ к ПС-330/110 кВ, питающиеся от проектируемого ОРУ-330 кВ.

На рисунке 6 указанного элемента в виде дроби приведены:

- в числителе – значения индуктивных сопротивлений СЗПП;
- в знаменателе – значение активных сопротивлений СЗПП.

Расчет токов короткого замыкания произведем в относительных единицах с приближенным приведением.

Зададимся следующими параметрами:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_{6_1} = 340 \text{ кВ};$$

$$I_{6_1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \text{ кА} \quad (71)$$

$$I_{6_1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,7 \text{ кА}.$$

$$U_{6_2} = 115,75 \text{ кВ};$$

$$I_{6_2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115,75} = 3,7 \text{ кА}.$$

Схема замещения схему замещения прямой последовательности для расчёта токов КЗ на секции шин 330 кВ проектируемого ОРУ-330 кВ представлена на рисунке 6.

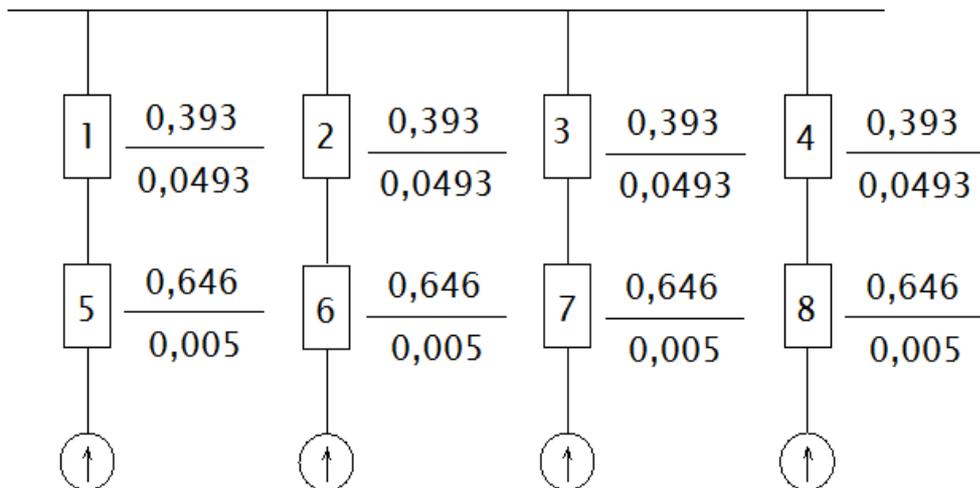


Рисунок 6 – Схема замещения прямой последовательности

Производится расчет параметров элементов схемы замещения.

Определение индуктивных сопротивлений (рисунок 6)

$$x_{1*6} = x_{2*6} = x_{3*6} = x_{4*6} = \frac{U_{\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} = \frac{15,75}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,393 \text{ Ом.}$$

$$x_{5*6} = x_{6*6} = x_{7*6} = x_{8*6} = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_H} = 0,19 \cdot \frac{1000}{294} = 0,646 \text{ Ом.}$$

Определение активных сопротивлений (рисунок 6)

$$r_{1*6} = r_{2*6} = r_{3*6} = r_{4*6} = \frac{P_K \cdot 10^{-3}}{S_H} \cdot \frac{S_6}{n \cdot S_H} = \frac{790 \cdot 10^{-3}}{400} \cdot \frac{1000}{1 \cdot 400} = 0,0493 \text{ Ом.}$$

$$r_{5*6} = r_{6*6} = r_{7*6} = r_{8*6} = \frac{x_{5*6}}{\omega \cdot T_a^{(3)}} = \frac{0,646}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,4} = 0,005 \text{ Ом.}$$

Проводится расчет трехфазного тока короткого замыкания в точке К1, которая соответствует значению ТКЗ на шинах проектируемого ОРУ-330 кВ.

По рисунку 6, отбросив все элементы, не обтекаемые током короткого замыкания, составим схему для расчетов тока КЗ в точке К1 (рисунок 7), для которой определим значения сопротивлений.

$$x_{9*6} = x_{1*6} + x_{5*6} = 0,393 + 0,646 = 1,039 \text{ Ом.}$$

$$x_{10*6} = x_{2*6} + x_{6*6} = 0,393 + 0,646 = 1,039 \text{ Ом.}$$

$$x_{11*6} = x_{3*6} + x_{7*6} = 0,393 + 0,646 = 1,039 \text{ Ом.}$$

$$x_{12*6} = x_{4*6} + x_{8*6} = 0,393 + 0,646 = 1,039 \text{ Ом.}$$

$$r_{9*6} = r_{1*6} + r_{5*6} = 0,0493 + 0,005 = 0,0543 \text{ Ом.}$$

$$r_{10*6} = r_{2*6} + r_{6*6} = 0,0493 + 0,005 = 0,0543 \text{ Ом.}$$

$$r_{11*6} = r_{3*6} + r_{7*6} = 0,0493 + 0,005 = 0,0543 \text{ Ом.}$$

$$r_{12*6} = r_{4*6} + r_{8*6} = 0,0493 + 0,005 = 0,0543 \text{ Ом.}$$

Преобразованная схема для расчетов КЗ в точке К1 представлена на рисунке 7.

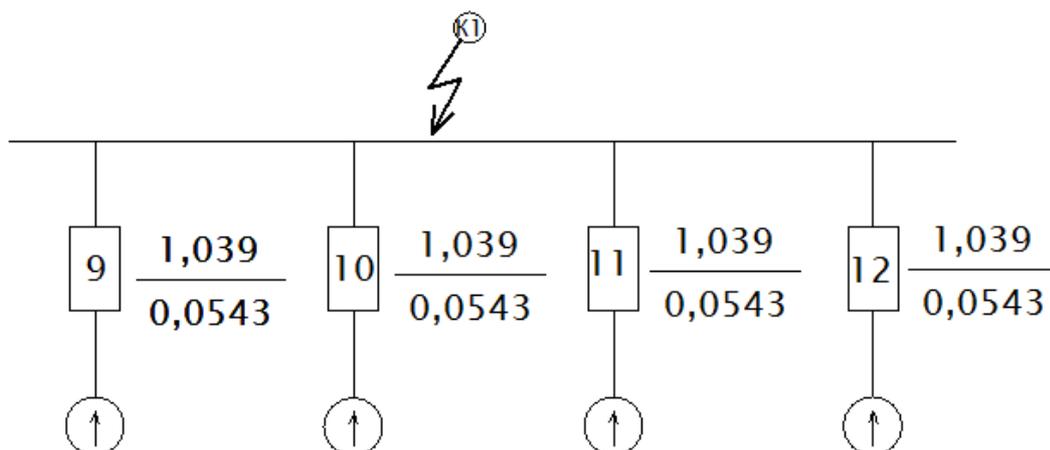


Рисунок 7 – Преобразованная схема для расчетов КЗ в точке К1

Формулы для расчёта

$$I_i'' = \frac{I_{G1}}{x_{i*6}}; \quad (72)$$

$$x_{i_{\text{расч}}} = x_{i*6} \cdot \frac{S_{i_{\text{н}\Sigma}}}{S_6}; \quad (73)$$

$$T_{ai} = \frac{x_{i*6}}{\omega \cdot r_{i*6}}; \quad (74)$$

$$i_{yi} = \sqrt{2} \cdot K_{yi} \cdot I_i'' \quad (75)$$

где i – номер ветви;

I_i'' – сверхпереходной ток КЗ ветви;

$x_{i_{\text{расч}}}$ – расчетное сопротивление ветви;

$S_{i_{\text{н}\Sigma}}$ – сумма номинальных мощностей всех генераторов ветви;

K_{yi} – ударный коэффициент;

i_{yi} – ударный ток ветви.

$$I_G'' = \frac{I_{G1}}{x_{i*6}} = \frac{1,7}{1,039} = 1,636 \text{ кА.}$$

$$x_{G_{\text{расч}}} = x_{i^*6} \cdot \frac{S_{i_{H\Sigma}}}{S_6} = 1,039 \cdot \frac{1176}{1000} = 1,220 \text{ м.}$$

$$T_{aG} = \frac{x_{i^*6}}{\omega \cdot r_{i^*6}} = \frac{1,039}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,0543} = 0,061 \text{ с.}$$

$$K_{yG} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ai}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,061}} = 1,85.$$

$$i_{yG} = \sqrt{2} \cdot K_{yi} \cdot I_i'' = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 1,636 = 4,28 \text{ кА.}$$

$$\lambda_\tau = e^{-\frac{\tau}{T_{ai}}} = e^{-\frac{0,05}{0,061}} = 0,443.$$

$$i_{a\tau G} = \sqrt{2} \cdot \lambda_\tau \cdot I_i'' = \sqrt{2} \cdot 0,443 \cdot 1,636 = 1,024 \text{ кА.}$$

$$I_{n\tau'} = I_G'' \cdot \gamma_t = 1,636 \cdot 0,88 = 1,44 \text{ кА.}$$

$$I_{n_{\text{откл}}} = i_y \cdot t_{\text{откл}} = 17,12 \cdot 0,15 = 2,568 \text{ кА.}$$

2.12 Выбор и проверка электрических аппаратов на ОРУ-330 кВ

Основные коммутационные и защитные электрические аппараты в спроектированной схеме ОРУ-330 кВ – это выключатели высокого напряжения и разъединители.

Подбор выключателя ввода на ОРУ-330 кВ делают:

- по номинальному напряжению

$$U_{нQ} \geq U_{нРУ-330} = 330 \text{ кВ}; \quad (76)$$

- по номинальному току $I_{нQ} \geq I_{\text{раб}_{\text{форс}}}$

$$I_{\text{раб}_{\text{форс}}} = \frac{1,05 \cdot P_\Sigma \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_{нРУ-330}}, \text{ А.} \quad (77)$$

$$I_{\text{раб}_{\text{форс}}} = \frac{1,05 \cdot 1147,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 330} = 2107,98 \text{ А.}$$

Принимаем к установке элегазовый выключатель типа ВГУ-330Б-40/3150У1» [15].

Полное время отключения выключателя ВН

$$\tau = t_{рз_{мин}} + t_{св} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

Согласно расчётам токов КЗ на шинах проектируемого ОРУ-330 кВ, выполненного в работе ранее $I_{н\tau\Sigma} = 5,76 \text{ кА}$, $i_{ат\Sigma} = 4,096 \text{ кА}$.

Сравним эти токи с соответствующими параметрами выключателя:

$$\sqrt{2} * I_{Ноткл} * \left(1 + \frac{\beta_{н\%}}{100}\right) > \sqrt{2} * I_{н\tau\Sigma} + i_{ат\Sigma} , \text{кА.} \quad (78)$$

$$\begin{aligned} \sqrt{2} \cdot I_{Ноткл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н\%}}{100}\right) &= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{36}{100}\right) > \sqrt{2} \cdot I_{н\tau\Sigma} + i_{ат\Sigma} \\ &= \sqrt{2} \cdot 5,76 + 4,096 \text{ кА.} \end{aligned}$$

$$76,933 \text{ кА} > 12,242 \text{ кА.}$$

Проверка выключателя на термическую стойкость

$$W_{К доп} \geq W_{К расч}, \text{кА}^2\text{с.} \quad (79)$$

«Допустимый тепловой импульс» [15]

$$W_{К доп} = I_{тс}^2 \cdot t_{тс} = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$t_{Н откл} = t_{рз_{max}} + t_{во} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с.}$$

Тепловой импульс периодической составляющей тока КЗ:

$$B_{kn} = \left(\frac{I_{K\Sigma}^{(3)} + I_{n\tau\Sigma}}{2} \right)^2 \cdot \tau + \left(\frac{I_{n\tau\Sigma} + I_{n \text{откл}}}{2} \right)^2 \cdot (t_{\text{откл}} - \tau), \text{ кА}^2\text{с.} \quad (80)$$

$$B_{kn} = \left(\frac{6,544 + 5,76}{2} \right)^2 \cdot 0,05 + \left(\frac{5,76 + 10,272}{2} \right)^2 \cdot (0,15 - 0,05) = 8,317 \text{ кА}^2\text{с}$$

Тепловой импульс аperiodической составляющей тока КЗ:

$$B_{ka} = \left(I_{k\Sigma}^{(3)} \right)^2 \cdot T_{a3} = 6,544^2 \cdot 0,175 = 7,494 \text{ кА}^2\text{с.}$$

$$B_{ka} = \left(\sum_{i=1}^n I_i'' \cdot T_{ai} \right) / \left(\sum_{i=1}^n I_i'' \right), \text{ кА}^2\text{с.} \quad (81)$$

Учитывая, что $B_{K_{\text{расч}}} = B_{K_n} + B_{K_a}$ выполним проверку на термическую стойкость:

$$B_{K_{\text{доп}}} = 3200 > B_{K_{\text{расч}}} = 8,317 + 7,494 = 15,811 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Проверка выключателя на динамическую стойкость

$$i_{nc} > i_{y\Sigma}, \text{ кА.} \quad (82)$$

$$i_{nc} = 102 \text{ кА} > i_{y\Sigma} = 17,12 \text{ кА.}$$

$$I_{nc} > I_{K\Sigma}^{(3)}, \text{ кА.} \quad (83)$$

$$I_{nc} = 40 \text{ кА} > I_{K\Sigma}^{(3)} = 6,544 \text{ кА.}$$

Проверка выключателя на выключающую способность

$$i_{\text{нв}} > i_{k\Sigma}^{(3)}, \text{ кА.} \quad (84)$$

$$i_{\text{нв}} = 102 \text{ кА} > i_{k\Sigma}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K\Sigma}^{(3)} = 17,121 \text{ кА.}$$

$$I_{нв} > I_{к\Sigma}^{(3)}, \text{кА.} \quad (85)$$

$$I_{нв} = 40\text{кА} > I_{к\Sigma}^{(3)} = 6,544 \text{кА.}$$

Проверка выключателя по скорости восстанавливающегося напряжения (СВН) не выполняется, т.к. данный параметр у выключателей высокого напряжения указанного типа не ограничен. Параметры выключателя и соответствующие расчетные величины сведены на таблице 4. При этом параметры аппарата (выключателя) должны быть больше либо равны соответствующим расчётным величинам. Также по аналогичной методике выбраны другие выключатели на ОРУ-330 кВ (по их принадлежности в схеме): секционный выключатель и выключатели отходящих линий (отличие – в значении номинального тока: для секционного выключателя $I_n = 3150 \text{ А}$, для выключателя отходящих линий $I_n = 1600 \text{ А}$).

Таблица 4 – Выбор и проверка выключателей в ОРУ-330 кВ

Параметры выключателя «ВГУ-330Б-40/3150У1» [15]	Расчетные величины
$U_n = 330 \text{ кВ}$	$U_{н\text{ру}} = 330 \text{ кВ}$
$I_n = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб}\phi\text{орс}} = 2107,98 \text{ А}$
$I_{н\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{нт\Sigma} = 5,76 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{н\text{откл}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н\%}}{100}\right) = 76,933 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{нт\Sigma} + i_{ат\Sigma} = 12,242 \text{ кА}$
$B_{\text{К доп}} = I_{тс}^2 \cdot t_{тс} = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К расч}} = 15,811 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{nc} = 40 \text{ кА}$	$I_{ки\Sigma}^{(3)} = 6,544 \text{ кА}$
$I_{nc} = 102 \text{ кА}$	$i_{у\Sigma}^{(3)} = 17,12 \text{ кА}$
$I_{нв} = 40 \text{ кА}$	$I_{ки\Sigma}^{(3)} = 6,544 \text{ кА}$
$I_{нв} = 102 \text{ кА}$	$i_{у\Sigma}^{(3)} = 17,12 \text{ кА}$

«Разъединитель выбирают по номинальному току, номинальному напряжению, конструкции и роду установки, а проверяют на динамическую и термическую стойкость в режиме КЗ» [15].

«Выбирается разъединитель типа РГЖ–330/2500УХЛ1» [15] (таблица 5).

Таблица 5 – Выбор и проверка разъединителя ОРУ-330 кВ

Параметры «разъединителя РГЖ–330/2500УХЛ1» [15]	Расчетные величины
$U_H = 330 \text{ кВ}$	$U_{H \text{ РУ}} = 330 \text{ кВ}$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб}_{\text{фарс}}} = 2107,98 \text{ А}$
$B_{K \text{ доп}} = I_{\text{ТС}}^2 \cdot t_{\text{ТС}} = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K \text{ расч}} = 15,811 \text{ кА}^2\text{с}$
$i_{nc} = 102 \text{ кА}$	$i_{y\Sigma}^{(3)} = 17,12 \text{ кА}$

Выбираются «элегазовые трансформаторы тока ТГФ-330» [15] (таблица 6).

Таблица 6 – Выбор и проверка трансформатора тока

Параметры трансформатора тока	Расчетные величины
$U_H = 330 \text{ кВ}$	$U_{H \text{ РУ}} = 330 \text{ кВ}$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб}_{\text{фарс}}} = 2107,98 \text{ А}$
$z_{2H} = 2 \text{ Ом}$	$z_{2\text{расч}} = 0,171 \text{ Ом}$
$B_{K \text{ доп}} = I_{\text{ТС}}^2 \cdot t_{\text{ТС}} = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K \text{ расч}} = 15,811 \text{ кА}^2\text{с}$
$i_{nc} = 100 \text{ кА}$	$i_{y\Sigma}^{(3)} = 38,581 \text{ кА}$

При выборе измерительных трансформаторов напряжения необходимо его проверить на нагрузку вторичных цепей по условию:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}, \quad (86)$$

где $S_{2\Sigma}$ - нагрузка вторичных цепей ТН, ВА.

Для ОРУ 330 кВ по номинальному напряжению предварительно выбираем трансформатор напряжения типа ЕСФ 245/362/525 [3].

Проверка выбранного трансформатора напряжения $U=330$ кВ по вторичной нагрузке выполняется:

$$400\text{ВА} > \sqrt{(0,3 \cdot 1 + 3 \cdot 1 + 5 \cdot 0,38 + 7,5 \cdot 0,38 \cdot 2 + 5 \cdot 1)^2 + (5 + 7,5 + 7,5)^2 \cdot 0,925^2} = \\ = 25,6\text{ВА}$$

$$S_{\text{ном}}=400\text{ВА} > S_2=25,6\text{ВА}$$

Также по номинальному проектируемому напряжению выберем ограничители перенапряжения на номинальное напряжение 330 кВ марки ОПН-330/800/210-10-III-УХЛ1, соответствующие заданным условиям выбора и предназначенные для установки в открытых распределительных устройствах системы [8].

2.13 Экономическое обоснование проекта

Задачей технико - экономического расчёта является определение затрат, вкладываемых при строительстве ОРУ-330 кВ, и расчёт годовых эксплуатационных расходов [18,19].

«Величина приведенных затрат» [19]

$$Z = E_n K + И, \text{ тыс.руб}, \quad (87)$$

где E_n – «нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, принимаемый равным 0,12» [19];

K – «капитальные затраты (капиталовложения) в ОРУ-330 кВ» [19];

I – «годовые эксплуатационные расходы» [19].

«Суммарные капиталовложения в ОРУ-330 кВ определяются их суммой» [19]

$$K = K_L + K_A + K_T, \text{ руб.}, \quad (88)$$

где K_L – «стоимость линии ВЛ-330 кВ, руб.» [19];

K_A - «стоимость электрических аппаратов ОРУ-330 кВ, руб.» [19];

K_T - «стоимость силовых трансформаторов связи, руб.» [19]

«Результаты расчёта капиталовложений в ОРУ-330 кВ сведены в таблицы 7 - 9» [19].

Таблица 7 – Расчёт вложений в ВЛ-330 кВ

Определяемый показатель	Ед. измерения	Значение
Провод ВЛ-330 кВ		
Марка провода	-	АС-500/27
Длина участка	км	18
Стоимость 1 км линии	тыс. руб./км	125,5
Стоимость провода ВЛ-35кВ	тыс. руб.	2259,0
Опоры промежуточные		
Тип опор	-	П330-2
Количество опор на линии	шт.	86
Стоимость 1 опоры	тыс. руб./шт	104, 9
Стоимость опор	тыс. руб.	9021,4
Опоры анкерно-угловые		
Тип опор	-	У330-2
Количество опор на линии	шт.	4
Стоимость 1 опоры	тыс. руб./шт	207,5
Стоимость опор	тыс. руб.	830,0
Суммарные капиталовложения	тыс. руб.	12110,4

Таблица 8 – Расчёт вложений в электрические аппараты ОРУ-330 кВ

Определяемый показатель	Ед. измерения	Значение
Выключатели высокого напряжения 330 кВ		
Марка	-	ВГУ-330Б-40/3150У1
Количество	шт	3
Стоимость 1 единицы	тыс. руб./шт	250,0
Стоимость выключателей	тыс. руб.	750,0
Разъединители		
Марка	-	РГЖ-330/2500УХЛ1
Количество	шт	4
Стоимость 1 единицы	тыс. руб./шт	62,0
Стоимость разъединителей	тыс. руб.	248,0
Суммарные капиталовложения	тыс. руб.	3598,0

Таблица 9 – Расчёт капиталовложений в автотрансформаторы связи

Определяемый показатель	Ед. измерения	Значение
Марка	-	АОДЦТН – 267000/750/330
Количество	шт	2
Стоимость 1 единицы	тыс. руб./шт	8000,0
Суммарные капиталовложения	тыс. руб.	16000,0

«Суммарные капиталовложения в проектируемое ОРУ-330 кВ» [19]:

$$K = 12110,4 + 3598 + 16000 = 31708,4 \text{ тыс. руб.}$$

«Издержки на амортизацию» [9]

$$I_a = \frac{\alpha_p}{100} K, \text{ тыс. руб.} \quad (89)$$

где α_p – «коэффициент амортизации, % », [19].

«Эксплуатационные издержки» [19]

$$I_a = \frac{\varepsilon_p}{100} K, \text{ тыс. руб.}, \quad (90)$$

где ε_p – «отчисления на ремонты и обслуживание элементов электрической сети, %» [19].

Результаты расчётов сведены в таблицы 10 – 12.

Таблица 10 – Расчёт годовых эксплуатационных расходов на ВЛ-330 кВ

Определяемый показатель	Ед. измерения	Значение
Издержки на амортизацию, ($a_p = 6,7 \%$)	тыс. руб.	811,4
Издержки на эксплуатацию, ($\varepsilon_p = 0,8 \%$)	тыс. руб.	96,9
Годовые эксплуатационные расходы	тыс. руб.	908,3

Таблица 11 – Расчёт годовых эксплуатационных расходов на аппараты

Определяемый показатель	Ед. измерения	Значение
Издержки на амортизацию, ($a_p = 6,7 \%$)	тыс. руб.	241,1
Издержки на эксплуатацию, ($\varepsilon_p = 5,9 \%$)	тыс. руб.	212,3
Годовые эксплуатационные расходы	тыс. руб.	453,4

Таблица 12 – Расчёт годовых эксплуатационных расходов на АТ связи

Определяемый показатель	Ед. измерения	Значение
Издержки на амортизацию, ($a_p = 6,27 \%$)	тыс. руб.	1003,2
Издержки на эксплуатацию, ($\varepsilon_p = 5,0 \%$)	тыс. руб.	800,0
Годовые эксплуатационные расходы	тыс. руб.	1803,2

«Суммарные годовые эксплуатационные расходы» [19]

$$K = 908,3 + 453,4 + 1803,2 = 3164,9 \text{ тыс. руб.}$$

«Суммарная величина приведенных затрат на ОРУ-330 кВ» [19]

$$З = 0,12 \cdot 31708,4 + 3164,9 = 6969,91 \text{ тыс. руб.}$$

Выводы по разделу 2

В результате выполнения раздела 2 работы, осуществлено непосредственное проектирование ОРУ-330 кВ ЛАЭС-2.

Для решения поставленной задачи проведены следующие расчёты:

- для питающей ЛАЭС-2: выбор схем электрических соединений ОРУ-330 кВ, выбор генераторов, блочных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд на ЛАЭС-2, выбор проводников дальней линии электропередачи, передающей мощность в ОРУ-330 кВ через автотрансформаторы связи, выбор проводников линии электропередачи, питающей ОРУ-330 кВ от энергосистемы, определение значений потоков реактивной мощности в максимальном и минимальном режимах, выбор автотрансформаторов связи с энергосистемой, проверка генераторов в максимальном и минимальном режимах по допустимой нагрузке реактивной мощностью;

- для ОРУ-330 кВ: составление баланса реактивных мощностей в максимальном и минимальном режимах для подстанции связи с энергосистемой, выбор числа и мощности компенсирующих устройств на подстанции связи с энергосистемой, выбор сечения проводников отходящих линий от ОРУ-330 кВ, расчёт токов короткого замыкания на ОРУ-330 кВ, выбор и проверка электрических аппаратов на ОРУ-330 кВ, выбор и проверка ошиновки ОРУ 330 кВ, экономическое обоснование проекта.

3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда

3.1 Техника безопасности при выполнении работ в ОРУ-330 кВ

При обслуживании и ремонте электротехническим персоналом электроустановок ОРУ-330 кВ главную опасность представляют:

- поражение электрическим током при неисправной электроаппаратуре, электросети, либо при повреждении заземлений корпусов аппаратуры, панелей и каркасов;
- отсутствие защитных устройств на частях электроустановок, находящихся под напряжением, и предупредительных плакатов.

Как правило, поражение электрическим током возникает в таких случаях:

- при прикосновении к токоведущим частям под напряжением (токоведущие силовые цепи электроустановок, собственные нужды, оперативные цепи релейной защиты и автоматики);
- при приближении на недопустимое расстояние к токоведущим частям электроустановок ОРУ-330 кВ;
- при прикосновении к заземленным нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением (напряжение прикосновения);
- при нахождении человека вблизи заземления (менее 8 м), с которого проходит ток в землю (напряжение шага или иного возможного замыкания на землю) в ОРУ-330 кВ.

Кроме того, существует вероятность прочих производственных видов опасности:

- опасность возможных ожогов электрической дугой, которая возникла в результате неправильных оперативных действий с разъединителями, заземляющими ножами;
- возможность ушибов и переломов конечностей вследствие падений при движении по неровной или скользкой, или неосвещённой поверхности;

- опасность повреждения организма вследствие попадания конечностей под трущиеся и вращающиеся объекты электрооборудования.

Возникновения пожара на объектах возможно при следующих обстоятельствах:

- при коротких замыканиях;
- при прямых попаданиях молнии
- при разрушении и перегрева изоляции с последующим возгорания;
- при перегреве токоведущих частей от перегрузки при неправильном их выборе.

Охрана труда и техника безопасности производства работ в электроустановках лежат в основе производственной деятельности любой организации.

Контроль за соблюдением норм по охране труда и безопасности возложен на соответствующие контролирующие органы и организации, имеющие право, как поощрять добросовестных исполнителей, так и наказывать злых нарушителей трудовой дисциплины.

На предприятиях и установках энергетики страны контроль за соблюдением норм и положений охраны труда и правил безопасности возложен на руководителей предприятий (организаций, филиалов и т.д.).

Они несут полную ответственность за соблюдение техники безопасности своими подчинёнными, выполнение норм и требований основных нормативных документов по охране труда и технике безопасности, соблюдением должностных обязанностей всеми структурными группами и элементами данной организации (предприятия).

Соблюдение трудовой дисциплины является основой по технике безопасности при выполнении любых работ в электроустановках.

Согласно действующему законодательству, администрация обязана проводить инструктаж всех работников по безопасным приемам выполнения работ.

Согласно положениям [18], для рабочих проводятся вводный инструктаж, а также инструктаж на рабочем месте.

Для обеспечения мероприятий по технике безопасности на предприятии существуют определенные требования к персоналу.

Существует 5 групп по электробезопасности. Проводится периодическая проверка знаний персонала, оформляется по установленным нормам допуск к работе, то есть выписывают наряды. Периодически проверяют выполнение правил по технике безопасности.

Рабочий персонал должен соблюдать правила техники безопасности, так как нарушение правил эксплуатации и ремонта может привести не только к поломке технологического оборудования, но и к несчастным случаям.

При ремонте электрооборудования необходимо убедиться в надежном отключении установки от сети.

Для этого необходимо выключить коммутационный аппарат и отключить установку от сети.

Для персонала, работающих в опасных условиях, выдаются средства индивидуальной защиты.

Электротехническому персоналу, работающему в электроустановках ОРУ напряжением 330 кВ, выдаются перчатки, коврики, очки и другие защитные средства.

Особо следует уделить внимание электроинструменту. Проведение работы по ремонту электрооборудования необходимо проводить с помощью неповрежденного инструмента, который проверен на рабочем месте перед тем как его использовать, а также срок проверки инструмента в лаборатории нормоконтроля не просрочены.

Электротехнический персонал на рабочем месте должен выполнять только ту работу, которая ему поручена (по наряду, распоряжению, в порядке текущей эксплуатации) и входит в круг его обязанностей с выполнением требований [1-4,18] и инструкций по охране труда.

В случае поручения работы, которая не входит в круг его профессиональных обязанностей, работник должен получить по этой работе соответствующий инструктаж по записи в журнале целевого инструктажа

Известно, что работы в электроустановках могут выполняться по наряду-допуску или по распоряжению, при полностью снятом напряжении, частично снятом либо без снятия напряжения с токоведущих частей.

В подавляющем большинстве случаев при выполнении работ в электроустановках всё напряжение с токоведущих частей должно быть снято, рабочее место ограждено, а каждый член бригады должен знать и чётко выполнять свои обязанности при соответствующем виде работ.

Нормами [18] установлены следующие члены бригады при выполнении работ в электроустановках (состав бригады):

- руководитель работ – как правило, назначается из лиц инженерно-технического персонала. В обязанности руководителя работ входит непосредственная и качественная организация проведения соответствующих работ, инструктаж бригады на рабочем месте, контроль за выполнением работ, распределение обязанностей членов бригады. Руководитель работ должен иметь группу допуска не ниже третьей при выполнении работ в электроустановках напряжением до 1 кВ и не ниже четвёртой при выполнении работ в электроустановках напряжением выше 1 кВ;

- допускающий – член бригады, который проводит непосредственный допуск бригады к выполнению работ. Как правило, назначается из лиц с группой допуска не ниже третьей при выполнении работ в электроустановках напряжением до 1 кВ и не ниже четвёртой при выполнении работ в электроустановках напряжением выше 1 кВ. В особых случаях (при выполнении работ с повышенной опасностью), допускающий должен иметь группу допуска не ниже пятой;

- наблюдающий – член бригады, который непосредственно следит за соблюдением мер техники безопасности бригады во время выполнения работ. Наблюдающему, в отличие от остальных членов бригады, категорически

запрещено совмещать другие должности. Как правило, назначается из лиц с группой допуска не ниже третьей при выполнении работ в электроустановках напряжением до 1 кВ и не ниже четвёртой при выполнении работ в электроустановках напряжением выше 1 кВ. В особых случаях (при выполнении работ с повышенной опасностью), наблюдающий должен иметь группу допуска не ниже пятой;

– исполнитель работ – член бригады, который непосредственно выполняет работу в электроустановках. Как правило, это – рабочий персонал (электромонтёр, электрослесарь, электромонтажник и т.д.). Исполнитель работ может иметь любую группу допуска, однако при наличии второй группы его работу должен контролировать более опытный исполнитель работ либо наблюдающий. Также при наличии второй группы исполнитель работ не имеет права работать в электроустановках под наведенным напряжением или с его частичным снятием, а также в особо опасных установках и условиях. При наличии третьей группы допуска исполнитель работ может выполнять работы с полным снятием напряжением в электроустановках как до 1 кВ, так и выше 1 кВ.

Для защиты от поражения электротоком при прикосновении к токоведущим цепям оперативного тока, применяются изолированные провода.

Аппаратура релейной защиты на постоянном оперативном токе расположена в специальных шкафах. При замыкании или повреждении оперативных цепей осуществляется их контроль и защиту.

Для защиты от опасности при переходе напряжения с высокой стороны на низкую вторичные цепи измерительных трансформаторов заземлены.

Контроль и защиту при КЗ на землю и повреждении изоляции выполняет система релейной защиты, автоматики и сигнализации.

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен хорошо знать правила противопожарной безопасности и пожаротушения электрооборудования цеха или других подразделений завода.

При появлении дыма, огня, в электрооборудовании и электропроводке необходимо немедленно отключить аварийный сектор, предупредить пожарную команду при распространении пожара на оборудование или невозможно погасить очаг пожара собственными средствами.

Для предотвращения пожара или обнаружения неисправности, возможных от КЗ, перегрузок, повреждения или перегрева изоляции применяют максимальная токовая защита (МТЗ), защита от перегрузок, защита от замыканий на землю и контроль изоляции.

В сети 330 кВ на питающей ВЛ-330 кВ и ОРУ-330 кВ электрической сети, есть фактор повышенной напряжённости поля, который негативно влияет на организм людей.

Поэтому работы в указанных электроустановках все работы по монтажу, обслуживанию и ремонту оборудования и сетей следует производить в специальных экранирующих костюмах, а также необходимо свести к минимуму время пребывания людей на указанных объектах.

Снятие базового заземления проводится заранее определенной выдающим наряд бригадой с заземлением проводов всех фаз на контур заземления опоры или групповой заземлитель.

Эти операции необходимо выполнять, как правило, с заземлением линий в настоящее время.

Работы следует выполнять под контролем дежурного диспетчера с записью в оперативном журнале и оформлением в наряде.

Допускается также выполнять установку и снятие базового заземления без заземления линии.

Однако в этом случае разрешение на установку заземлений, подготовку рабочего места и допуск бригады к работе выдается одновременно.

Выполнение таких работ может быть допущено только по решению главного инженера с оформлением в оперативном журнале и наряде [2,3,11].

3.2 Охрана окружающей среды на ОРУ-330 кВ

При проектировании ВЛ-330 кВ, питающих ОРУ-330 кВ, должны выполняться требования нормативных документов, регламентирующих уровень допусков.

С целью предупреждения ухудшения экологической обстановки и возникновения опасности для здоровья и жизни людей от указанных объектов, представляющих повышенную экологическую опасность, осуществляется комплекс взаимосвязанных мероприятий.

Надежным средством обеспечения экологической безопасности в электроэнергетике должен стать механизм ее правового обеспечения, который с учетом подходов, выработанных в [20], включающий следующие составляющие:

- законодательное обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике;
- организационно-структурное обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике;
- функционально-правовое обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике;
- экономический механизм обеспечения такой безопасности;
- юридическая ответственность как средство обеспечения экологической безопасности в электроэнергетике.

Установлены требования к нормативам предельно допустимых выбросов, закреплено дополнительные обязанности предприятий, в том числе [20]: регулирование уровней воздействия физических факторов на состояние атмосферного воздуха (ст. 12), а также меры по предотвращению и снижению производственных шумов (ст. 21).

Охрана окружающей среды при возведении объектов энергетики осуществляется путем выполнения природоохранных мероприятий.

В зависимости от вида электроустановок, принято выделять и виды техногенных воздействий, в которых присутствует экологический риск.

Так, негативным влиянием энергетики на элементы окружающей среды, а также уровень жизни и здоровья людей, являются [2,3,11]:

- выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов;
- ухудшение видимости атмосферы;
- запыленность атмосферного воздуха;
- выпадение осадков и кислотных дождей;
- разрушение озонового слоя;
- влияние шума объектов энергетики на окружающую среду;
- загрязнения подземных и поверхностных вод.

Негативное влияние линий электропередач оказывается во вредном влиянии на людей электромагнитных полей линий электропередач высокого напряжения [2,3,11].

Но при условии наступления серьезных повреждений (сильное землетрясение, авария, террористический акт, военные действия) энергетические объекты наносят значительный ущерб как окружающей среде, так и здоровью людей.

Итак, экологический риск от негативного влияния указанных выше электростанций и линий электропередач на элементы окружающей среды, жизни и здоровья людей, оказывается за загрязнения атмосферного воздуха химическими веществами и физическими факторами, загрязнение водных и земельных объектов химическими веществами; загрязнения земельных участков отходами.

В зависимости от вида электроустановок, принято выделять и виды техногенных воздействий, в которых присутствует экологический риск.

Эти негативные воздействия, возникающие при невыполнении организациями режима эксплуатации пылегазоочистного оборудования, игнорированием мероприятий по снижению объема выбросов загрязняющих веществ

в соответствие с установленными нормативами, низкими темпами внедрения новейших технологий и т.п. [2,3,11], происходят ежедневно в режиме их нормальной эксплуатации.

Но при условии наступления серьезных повреждений (сильное землетрясение, авария, террористический акт, военные действия) энергетические объекты наносят значительный ущерб как окружающей среде, так и здоровью людей.

Итак, экологический риск от негативного влияния указанных выше электростанций и линий электропередач на элементы окружающей среды, жизни и здоровья людей, оказывается за загрязнения атмосферного воздуха химическими веществами и физическими факторами, загрязнение водных и земельных объектов химическими веществами; загрязнения земельных участков отходами.

На балансе предприятия насчитывается автотранспорт, из которых работает на бензине, дизельном топливе, сжатом газе.

В наличии график проверки автотранспортных средств на содержание оксида углерода, углеводородов и задымленности в отработанных газах автомобилей на 2021 год.

Замеры содержания оксида углерода и задымленности в отработанных газах автомобилей проводятся один раз в полугодие.

Сточные воды сохраняется до обезвреживания в специальном пруду-накопителе. Техническое состояние накопителей удовлетворительное.

Отходы, образующиеся в результате производственной деятельности предприятия, передаются другим для утилизации или удаления, согласно установленных договоров.

3.3 Расчёт заземления ОРУ-330 кВ

Повреждения, разрушение изоляции энергооборудования может повлечь за собой появление на корпусах и других металлических частях потенциалов, опасных для жизни и здоровья человека [14].

Поэтому все металлические части заземляют или зануляют [15].

Заземляющее устройство состоит из совокупности электрически соединенных заземлителей и заземляющих проводников. В качестве искусственных вертикальных заземлителей чаще всего применяют прутковую сталь диаметром 12 - 20 мм при длине 5 - 6 м; углубление делают вкручиванием [17].

Между собой заземлители соединяют на глубине 0,5 - 0,7 м с помощью сварки стальной полосой размерами не менее 40x4 мм или прутком диаметром 10 - 12 мм.

Заземляющие проводники соединяют заземлитель с частями электроустановки, которые заземляются.

В электроустановках выше 1 кВ [4,11]:

- магистральные защитные проводники, прокладываемые открыто, должны иметь сечение не меньше 100 мм²;

- проводимость защитного проводника в соответствии с [4] должна быть не ниже 50% проводимости фазного провода.

Каждый элемент, который заземляется, должен быть подключен к сети заземления отдельным ответвлением, а внутреннюю заземляющую сеть следует соединить с внешним заземляющим контуром не менее, чем в двух местах.

Для заземления электроустановок различных назначений и различных напряжений, территориально приближенных одна к другой, применяют один общий заземляющий контур, сопротивление которого принимается равным сопротивлению той установки, где он является минимальным.

Согласно [4,19], заземляющие устройства электрооборудования цепей с эффективно заземлённой нейтралью 330 кВ производят с учётом сопротивления равной или меньшей 5 Ом или допустимого напряжения прикосновения.

Расчёт по допустимому сопротивлению ведет к перерасходу материала проводника, к высоким трудозатратам при создании заземляющих устройств.

Опыт эксплуатации распределительных устройств 330 кВ и выше дает возможность нормировать напряжения прикосновения, а не величины RЗ. Сложный заземлитель замещают расчётной квадратной моделью при условии равенства их площадей S, общей длины горизонтальных проводников, глубины их заложения t, числа и длины вертикальных заземлителей и глубины их заложения.

В расчётах многослойный грунт представляется двухслойным: верхний толщиной h₁ с удельным сопротивлением ρ₁, нижний с удельным сопротивлением ρ₂.

Глубина заложения заземляющего устройства t=0,5-0,7м, длина вертикального заземлителя l_в=3-5м, принимаем l_в=5м: расстояние между горизонтальными заземлителями – a=5м.

Толщина верхнего слоя грунта h₁=2м.

Глубина заложения заземляющего устройства 0,5-0,7м, берем t=0,5м.

Длина вертикального заземлителя 3-5м, берется l_в=5м.

Расстояние между вертикальными заземлителями с полосами 4-6м, принимается – a=5м.

Суммарная длина всех горизонтальных заземлителей в ОРУ-330 кВ:

$$L_r = \left(\sqrt{S} \cdot \frac{\sqrt{S}}{a} + 1 \right) \cdot 2, \text{ м.} \quad (91)$$
$$L_r = \left(\sqrt{2224} \cdot \frac{\sqrt{2224}}{5} + 1 \right) \cdot 2 = 891,6 \text{ м}$$

Коэффициент напряжения прикосновения:

$$K_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}. \quad (92)$$

$$K_{II} = \frac{0,62 \cdot 0,63}{\left(\frac{5 \cdot 891,6}{5 \cdot \sqrt{2224}} \right)^{0,45}} = 0,1.$$

С учётом этого

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}. \quad (93)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 400} = 0,63.$$

Напряжение на заземлителе

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_{II}}, \text{ В}. \quad (94)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,1} = 4000 \text{ В}.$$

Ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства ОРУ-330 кВ, при трехфазном КЗ

$$I_3 = 1,5 \text{ кА} \quad (95)$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3}, \text{ Ом}. \quad (96)$$

$$R_{3,00n} = \frac{4000}{1250} = 3,2 \text{ Ом.}$$

Число вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}, \text{ шт.} \quad (97)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{2224} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 15,7 \text{ Ом.}$$

Принимается число вертикальных заземлителей в количестве 16 шт.

С учётом слоя грунта над контуром заземления

$$\frac{h_1 - t}{l_B}, \text{ м.} \quad (98)$$

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{2 - 0,5}{5} = 0,3 \text{ м.}$$

Относительное эквивалентное удельное сопротивление для всей сетки вертикальных заземлителей

$$\rho_{ЭК}^* = \frac{h_2 - t_2}{2}, \text{ Ом.} \quad (99)$$

$$\rho_{ЭК}^* = \frac{1,1 + 1,13}{2} = 1,115 \text{ Ом.}$$

Эквивалентное сопротивление грунта

$$\rho_{ЭК} = \rho_{ЭК}^* \cdot \rho_2, \text{ Ом} \cdot \text{ м.} \quad (100)$$

$$\rho_{ЭК} = 1,115 \cdot 200 = 223 \text{ Ом} \cdot \text{ м.}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_B + L_T}, \text{ Ом.} \quad (101)$$

$$R_3 = 0,33 \cdot \frac{223}{\sqrt{2224}} + \frac{223}{1147,68 + 205} = 1,72 < 2,54 \text{ Ом.}$$

Напряжение прикосновения

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3, \text{ В.} \quad (102)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,1 \cdot 1125 \cdot 1,72 = 58,78 \text{ В} \leq 400 \text{ В.}$$

Условия выбора и проверки для заземления ОРУ-330 кВ выполняются, следовательно, окончательно принимается в ОРУ-330 кВ 16 вертикальных заземлителей с расположением горизонтальных заземлителей в форме сетки в виде квадрата.

Конструкция контура заземления ОРУ-330 кВ приведена в графической части работы.

Выводы по разделу 3

В результате выполнения раздела 3 работы:

- разработаны мероприятия по технике безопасности и охране окружающей среды на ОРУ-330 кВ;
- расчёт контура заземления ОРУ-330 кВ.

Спроектированная система электроснабжения ОРУ-330 кВ соответствует нормам нормативно-технических документов.

Заключение

В результате выполнения работы разработана система электроснабжения ОРУ-330 кВ, обеспечивающих питание потребителей указанного района на напряжении 330 кВ. В работе для достижения поставленной цели решены следующие основные задачи:

- рассмотрены основные теоретические основы проектирования электрических сетей, приведены общие сведения о ОРУ-330 кВ;

- осуществлены следующие расчёты для энергосистемы: выбор схем электрических соединений ОРУ-330 кВ, выбор генераторов, блочных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд на ЛАЭС-2, выбор проводников дальней линии электропередачи, передающей мощность в ОРУ-330 кВ через автотрансформаторы связи, выбор проводников линии электропередачи, питающей ОРУ-330 кВ от энергосистемы, расчёт значений потоков реактивной мощности в максимальном и минимальном режимах, выбор автотрансформаторов связи с энергосистемой, проверка генераторов в максимальном и минимальном режимах по допустимой нагрузке реактивной мощностью, составление баланса реактивных мощностей в максимальном и минимальном режимах для подстанции связи с энергосистемой, выбор числа и мощности компенсирующих устройств на подстанции связи с энергосистемой, выбор сечения проводников отходящих линий от ОРУ-330 кВ, расчёт токов короткого замыкания на ОРУ-330 кВ, выбор и проверка электрических аппаратов на ОРУ-330 кВ, выбор и проверка ошиновки ОРУ 330 кВ, экономическое обоснование проекта;

- разработаны мероприятия по технике безопасности и охране окружающей среды на ОРУ-330 кВ;

- расчёт контура заземления ОРУ-330 кВ.

Спроектированная система электроснабжения ОРУ-330 кВ соответствует нормам нормативных документов в плане экономичности, электробезопасности, а также по качеству электроэнергии.

Список используемой литературы

1. Водяников В.Т. Экономическая оценка проектных решений в энергетике. – М.: Колос, 2018. 263с.
2. Долин П. А. Справочник по технике безопасности. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 2012. 800 с., ил.
3. Жежеленко И. В., Саенко Ю. Л. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. – М.: Энергоатомиздат, 2015. 261 с.
4. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 2012. 175 с.
5. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. – М.: Колос, 2015. 176 с.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. – 4е издание, переаб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. 608 с.
7. Об Отраслевой схеме электроснабжения Санкт-Петербурга на период до 2015 года с учетом перспектив до 2025 года. Режим доступа: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=131032597&rdk=&backlink=1>
8. Передача и распределение электрической энергии. Ростов Н/Д: Феникс, 2018. 384 с.
9. Петров, Д. В., Хорольский, В. Я, Таранов, М.А. Методика определения технико-экономических показателей в дипломных проектах. – М.: Агропромиздат, 2016. 252 с.
10. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. - М., 2013. 215 с.
11. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.: ил.
12. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей

РФ - М.: Норматика, 2016. 182 с.

13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 2016. 392 с.: ил.

14. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп.– М.: Главгосэнергонадзор России, 2017. 692 с.

15. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения / Г.Н. Александров, В.В. Ершевич, С. В. Крылов и др.: под ред. Г.Н. Александрова и Л.Л. Петерсона. - Л.: Энергоатомиздат. 2015. 368 с.

16. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: ЭНАС, 2012.

17. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Об энергосбережении, повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»

18. Федеральный закон РФ «Об основах охраны труда в Российской Федерации» от 17 июля 1999г. №181.

19. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // РД РАО «ЕЭС России». – М.: Министерство энергетики, 2011.

20. Электрические системы и сети: Учебник/Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычёв - Мн.: УП «Технопринт», 2014. 282