

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы

Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Снижение несимметрии напряжений и токов в электрических сетях
220 кВ с тяговой нагрузкой в Амурской области

Исполнитель

студент группы 942-ом

подпись, дата

Д.Н. Филимонов

Руководитель

профессор,

доктор техн. наук

Руководитель научного

содержания программы

магистратуры

профессор,

доктор техн. наук

подпись, дата

Н.В. Савина

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Филимонова Дмитрия Николаевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Снижение несимметрии напряжений и токов в электрических сетях 220 кВ с тяговой нагрузкой в Амурской области

(утверждено приказом от 20.02.2021 № 378-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 3 июня 2021 года

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственной и преддипломной практики.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1)Характеристика электрических сетей с тяговой нагрузкой Амурской области 2)Анализ влияния несимметрии на электрические сети. 3)Выбор схемных решений и технических средств для снижения несимметрии. 4)Оценка влияния несимметрии и экономический эффект, после выбора устройства для снижения несимметрии в электрических сетях Амурской области

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) : 1)Анализ электрических сетей с тяговой нагрузкой, 2)Оценка влияния несимметрии и экономический эффект

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): _____

7. Дата выдачи задания 20 февраля 2021 года

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, профессор, доктор. техн. наук.

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 112 стр., 42 рисунков, 28 таблиц, 22 источника.

ТЯГА ПЕРЕМЕННОГО ТОКА, НЕСИММЕТРИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И ТОКА, ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ТРАНСФОРМАТОР СКОТТА, СИММЕТРИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, ТЯГОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ, НЕСИММЕТРИЧНАЯ НАГРУЗКА, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ.

В данной магистерской диссертации исследуется влияние несимметрии напряжения и тока на тяговые подстанции, а также способы и методы их снижения.

Цель работы - обеспечения качества функционирования электроэнергетической системы тягового электроснабжения, исследование различных технических средств для симметрирования тяговой нагрузки.

Основу исследования составляет метод симметричных составляющих.

В данной работе предполагается исследование влияния различных схем соединения трансформаторов на коэффициент несимметрии в систем тягового электроснабжения, рассмотрение технических средств для повышения качества электроснабжения, анализ происхождения и влияния несимметрии напряжения и токов на систему электроснабжения, исследование на реальных тяговых подстанциях Амурской области коэффициента несимметрии и методы его снижения.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика электрических сетей с тяговой нагрузкой в Амурской области	11
1.1 Характеристика Амурской области	11
1.2 Характеристика энергосистемы Амурской области	14
1.3 Структура потребления электрической энергии в Амурской области	18
1.4 Характеристика тяговых подстанций Амурской области	20
1.5 Выбор участка тяговой сети для исследования	29
1.6 Вывод	32
2 Анализ влияния несимметрии на электрические сети	33
2.1 Несимметрия напряжения	33
2.2 Питание тяговых потребителей электрической энергии	37
2.2.1 Применение постоянного тока	39
2.2.2 Применение переменного тока	40
2.2.3 Тяговый электродвигатель	41
2.3 Влияние несимметрии напряжения на функционирование электрических сетей	42
2.4 Расчетная модель несимметрии напряжения	44
2.5 Анализ распределения мощностей на основе классической теории мощности в трёхфазной системе электропередачи при несимметрии нагрузки	48
2.6 Метод расчета несимметричных режимов	52
2.6.1 Метод симметричных составляющих	52
2.6.2 Метод фазных координат	54
2.7 Вывод	55

3	Выбор схемных решений и технических средств для уменьшения несимметрии	56
3.1	Виды схем соединения обмоток трансформатора на тяговой подстанции	56
3.1.1	Однофазный и двухфазный трансформатор	56
3.1.2	Трансформатор с соединением открытый треугольник (V/V)	57
3.1.3	Трансформатор с соединением звезда / треугольник (Y/Δ)	59
3.1.4	Трансформатор Скотта	60
3.1.5	Трансформатор Ле Бланка	61
3.2	Метод расчета коэффициента несимметрии напряжений по об- ратной последовательности на основе симметричных составля- ющих	62
3.2.1	Однофазный и двухфазный трансформатор	63
3.2.2	Трансформатор с соединением открытый треугольник (V/V)	63
3.2.3	Трансформатор с соединением звезда / треугольник (Y/Δ)	64
3.2.4	Трансформатор Скотта	66
3.2.5	Трансформатор Ле Бланка	67
3.2.6	Оценка коэффициента несимметрии для различных групп соединения обмоток силового трансформатора	69
3.3	Симметрирующие устройства	73
3.4	Схема Штейнметца	77
3.5	Статические компенсаторы	78
3.6	Трансформатор Вудбриджа	79
3.7	Выбор технических средств	80
3.6	Вывод	81

4	Оценка влияния несимметрии и экономический эффект, после выбора устройства для снижения несимметрии в электрических сетях Амурской области	83
4.1	Программа комплекс расчетов тягового электроснабжения (КОРТЭС)	83
4.2	Расчет тяговых нагрузок выбранного участка сети	89
4.3	Расчет коэффициентов несимметрии для выбранного участка сети	95
4.4	Влияние несимметрии напряжений в трехфазной системе на потери активной мощности электрической сети	99
4.5	Расчет экономического эффекта от симметрирования режимов ЭЭС. Сравнение трехфазного трансформатора и трансформатора Скотта	103
4.6	Вывод	104
	Заключение	107
	Библиографический список	109
	Приложение А	113
	Приложение Б	115

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ТЭД - Тяговый электрический двигатель

ЭЭС-Электроэнергетическая система

БАМ-Байкало-Амурская магистраль

ГЭС - Гидроэлектростанция

ТЭЦ-Теплоэлектроцентраль

ОЭС - Объединенная энергетическая система

ПС - Подстанция

РУ-Распределительное устройство

ПКЭ – показатели качества электроэнергии

КУ – компенсирующие устройства

УПК – устройства поперечной компенсации

УПрК – устройства продольной компенсации

КС – контактная сеть

ДПР – два провода рельс

ТП – тяговая подстанция

ОАО «РЖД» - Открытое акционерное общество «Российские железные дороги»

СТ – силовой трансформатор

КЗ – короткое замыкание

ЛЭП – линия электропередач

ЭДС – электродвижущая сила

БК – батареи конденсаторов

СУ – симметрирующее устройство

ПТЭ РФ – Правила технической эксплуатации железных дорог РФ

СТЭ- Система тягового электроснабжения

ИНС- Искусственная нейронная сеть

ПК- Программный комплекс

ВВЕДЕНИЕ

Снижение технико-экономических показателей передачи электроэнергии, снижение надёжности, рост потерь активной мощности, снижение эффективности работы оборудования потребителя, дополнительные потери в токоведущих частях и снижение эффективности функционирования электроэнергетических систем, это признаки низкого качества электроэнергии. Требования к качеству электрической энергии отражены в государственном стандарте ГОСТ 32144-2013 и в международном стандарте IEEE 1159.3. Улучшение качества электроэнергии, являются приоритетными направлениями развития науки и техники в Российской Федерации и в мире потому, что эти мероприятия позволяют повысить энергоэффективность и энергосбережение.

Мощная однофазная нагрузка вызывает сильную несимметрию, такой нагрузкой является тяга переменного тока. Подключение к сети мощного потребителя вызывает большие токи обратной последовательности, они приводят к значительным непроизводительным потерям мощности в обмотках тяговых трансформаторов – выше 25% потерь мощности, вызываемых токами прямой последовательности [14], и вызывают несимметрию напряжения сети.

В настоящее время проблема несимметрии решается симметрированием напряжения сети и токов нагрузки с помощью пассивных элементов. Среди этих элементов наибольшее распространение получило подключение конденсаторов с несимметрично распределенными емкостями по фазам. Этот способ имеет низкую эффективность для задач симметрирования так как он не позволяет осуществить плавное регулирование токов компенсации. Другой способ это компенсатор на основе параллельных встречно включённых тиристорах с последовательно включёнными дросселями, но его недостаток – при работе он вносит значительные искажения токов. Также для решения

проблем несимметрии применяют специальные соединения обмоток силового трансформатора, в котором преобразуется симметричная трехфазная система в двухфазную и наоборот.

На примере реальных тяговых подстанций Амурской области будет исследовано влияние несимметричной нагрузки на качество электрической энергии и предложен способ для снижения коэффициента несимметрии по обратной последовательности - как одного из основных показателей качества электрической энергии.

Объект исследования - электрические сети 220 кВ с тяговой нагрузкой.

Предмет исследования – несимметрия напряжения и тока и методы их снижения.

Цель работы. Обеспечения качества электрической энергии для нормального функционирования электроэнергетической системы тягового электроснабжения.

Для достижения данной цели будут поставлены и решены следующие задачи:

- обосновать схему присоединения тяговых нагрузок к электроэнергетической системе;
- исследование способностей симметрирования различных видов трансформаторного присоединения;
- определить условия и исследовать режимы распространения несимметрии напряжений, обусловленной электрической тягой;
- выполнить моделирование трансформаторных соединений для условий неравенства загрузки двух плеч трансформатора;
- исследовать влияния коэффициента несимметрии по обратной последовательности на величину потерь активной мощности в сети;
- дать технико – экономическую оценку разработанным мероприятиям.

Тема изучения качества электрической энергии а именно несимметрии напряжения и тока была проработана и изучена. С помощью наработок по тематике магистерского исследования были написаны статьи и научно-исследовательские работы с которыми выступал на различных конференциях и конкурсах впоследствии было опубликовано три статьи в научных журналах. Список публикаций и участия в конференциях с тематикой магистерского исследования:

- Участие во Всероссийской научной конференции в рамках XIV Ежегодной научной сессии аспирантов и молодых ученых г. Вологда

- Публикация статьи в межрегиональной научной конференции в рамках XIV Ежегодной научной сессии аспирантов и молодых ученых г. Вологда

- 1 место в XXIX Научной конференции «День науки» - 2020 в секции «Современные аспекты электроэнергетики» г. Благовещенск

- Публикация статьи в сборнике XXIX Научной конференции «День науки» - 2020 г. Благовещенск

- 2 место в конкурсе научно-исследовательских работ Бурейской ГЭС

- Участие в региональной научно-практической конференции «Молодежь XXI века: шаг в будущее»

- Публикация статьи в XXI региональной научно-практической конференции «Молодежь XXI века: шаг в будущее»

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С ТЯГОВОЙ НАГРУЗКОЙ В АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Рассмотрим характеристику территории исследования, проведем анализ электрических сетей Амурской области и связь энергетических систем соседних областей с энергетической системой Амурской области. Проанализируем тяговые подстанции, которые находятся на территории Амурской области их нагрузки, схемы распределительных устройств, значения напряжения и токов для различных режимов работы.

1.1 Характеристика Амурской области

Проведем анализ Амурской области как территории для дальнейшего исследования. Через область проходит Транссибирская магистраль, самая длинная ЖД в мире, Амурская часть превышает 2000 тыс. км., также по территории области проходит Байкало-Амурская магистраль, которая является одной из крупнейших в мире. Транссибирская магистраль располагается на территории Приамурья с выходом по территории Хабаровского края к морским портам Приморья: Находка, Восточный, Владивосток; и участок ДВЖД (БАМ) с выходом в порты Хабаровского края: Ванино и Советская Гавань. ЖД линии вышеуказанных дорог имеет резерв пропускной способности. Общая протяженность ЖД путей составляет 36% от общей протяженности ДВ экономического района.

Карта железнодорожных путей расположенных на территории Амурской области показана на рисунке 1.

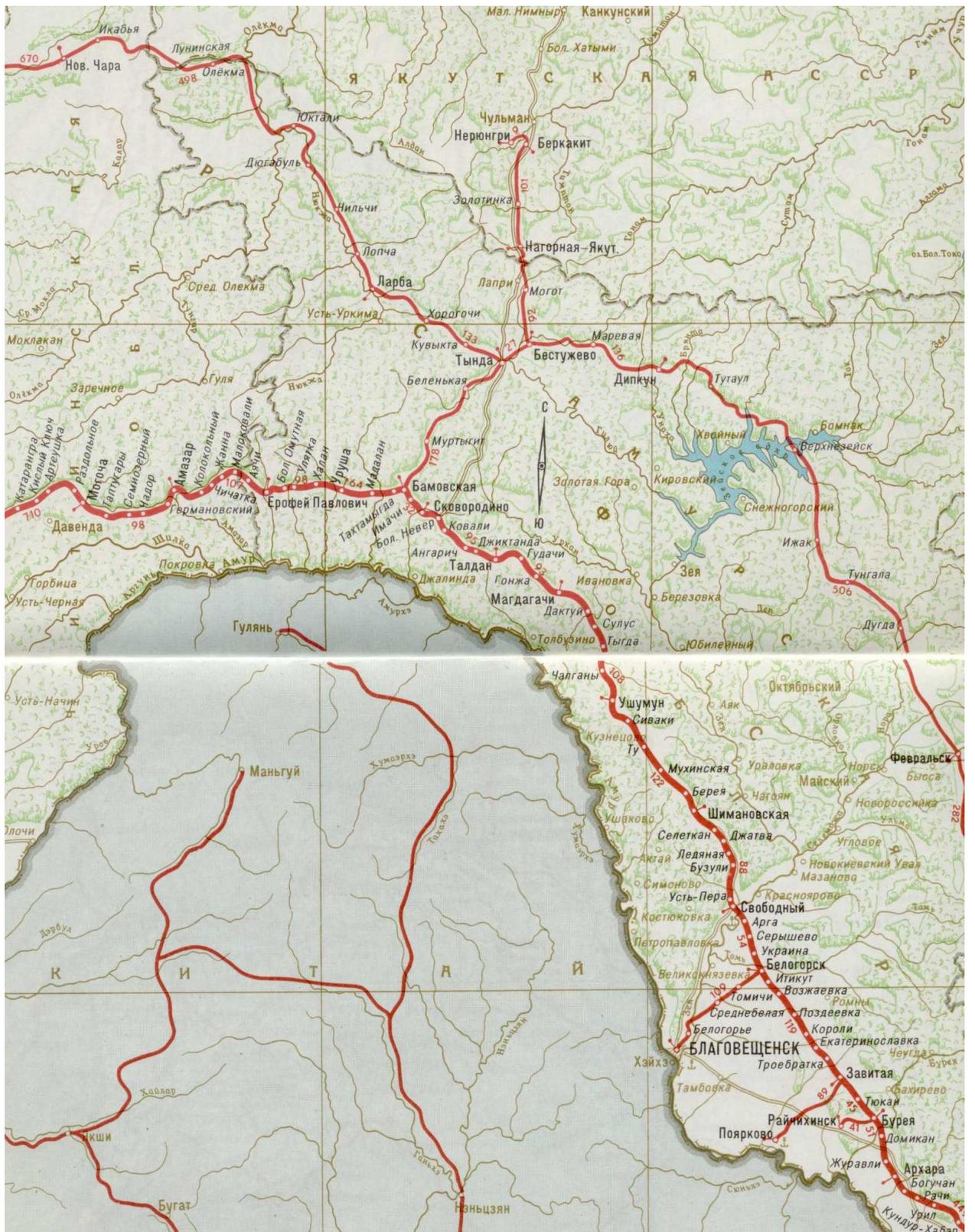


Рисунок 1- Карта железнодорожных путей Амурской области

В таблице 1 показана численность населения в городских округах и муниципальных районах Амурской области.

Таблица 1- Среднегодовая численность постоянного населения Амурской области

№	Территория	2020г.
городские округа		
1	2	3
1	г. Благовещенск	229,9
2	г. Белогорск	66,6
3	г. Зея	23,3
4	г. Райчихинск	20,1
5	г. Свободный	53,8
6	г. Тында	33,1
7	г. Шимановск	18,6
8	г. Циолковский	6,5
9	пгт. Прогресс	11,8
муниципальные районы		
1	Архаринский	14,5
2	Белогорский	17,7
3	Благовещенский	26,9
4	Бурейский	20,4
5	Завитинский	14,3
6	Зейский	14,7
7	Ивановский	23,9
8	Константиновский	12,5
9	Магдагачинский	20,2
10	Мазановский	13,2
11	Михайловский	13,7
12	Октябрьский	18,3
13	Ромненский	8,2
14	Свободненский	14,1
15	Селемджинский	10,3
16	Серышевский	24,5
17	Сковородинский	27,0
18	Тамбовский	21,5
19	Тындинский	13,5
20	Шимановский	5,3

Амурская область входит в состав ДВФО. Амурская область граничит на севере с Республикой Саха (Якутия), на западе с Забайкальским краем, на востоке с Хабаровским краем и ЕАО. Граница с Китайской Народной Рес-

публикой проходит на юге. Климат района исследования континентально-муссонный. Приамурье обладает обширной природно-ресурсной базой. По размеру территории (361,9 тыс. Км²) область занимает 7 место среди регионов ДВФО и 13 среди регионов РФ (2,1% территории РФ)[21].

Действующий транспортный потенциал области помогает устойчиво развиваться региону. По территории области проходят одни из крупных ЖД магистралей - БАМ, Транссибирская и Амур - Якутская магистрали, дорога Чита - Хабаровск, имеют развитие и водный и воздушный транспорт области, связывающий ДВФО и остальные субъекты РФ.

Технологическую основу Амурской области составляет производство электрической энергии, разработке месторождений угля, золота и железной руды, заготовке древесины, металлообработке, производстве продуктов питания и изделий машиностроения. Все вышеперечисленное в своей основе потребляется на внутреннем рынке, но основная часть полезных ископаемых, древесины и электрическая энергия экспортируются в КНР[21].

В общем объеме перевозок груза на долю ЖД транспорта приходится 82%, автомобильного - 12%, речного - 6%.

1.2 Характеристика энергетической системы Амурской области

На рисунке 2 изображено структурная схема электроэнергетической системы Амурской области с особым обозначением тяговых подстанций расположенных на территории области.

Энергосистема (ЭС) исследуемого региона входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, входит в состав ОЭС Востока и имеет границу с ОЭС Сибири (ВЛ 220 кВ), ЭС Хабаровского края и ЕАО (ВЛ 500 – 220 кВ), с ЭС Республики Саха (Якутия) (ВЛ 220 кВ, 2 КВЛ 220 кВ, ВЛ 35 кВ), с ЭС КНР (ВЛ 500 – 220 – 110 кВ):

С ОЭС Сибири:

- ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка; Амазар – Аячи/т;

С ОЭС Востока и ОЭС Сибири работают независимо с возможностью параллельной несинхронной работы через ВПТ ПС 220 кВ Могоча;

С ЭС Хабаровского края и ЕАО:

- ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская № 1; Бурейская ГЭС – Хабаровская № 2;

- ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан; Архара – Облучье с отпайкой на ПС Тарманчукан/т; Ядрин/т – Облучье.

С Южно-Якутским районом ЭЭС Республики Саха (Якутия), НГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС 19;

- КВЛ 220 кВ НГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19;

- ВЛ 35 кВ Хани – Хани 2;

- ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма; Призейская – Эльгауголь № 1.

С ЭС КНР:

- ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ;

- ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь I цепь; Благовещенская – Айгунь II цепь;

- ВЛ 110 кВ Благовещенск – Хэйхэ.

ЭС Амурской области состоит из: 5 электрических станций, суммарной мощностью 4166 МВт, в их числе 3 ГЭС - 3660 МВт и 2 ТЭС - 506 МВт:

- Зейская ГЭС (ЗГЭС) с расчетной мощностью 1330 МВт,
- Бурейская ГЭС (БГЭС) с расчетной мощностью 2010 МВт,
- Нижне-Бурейская ГЭС (НБГЭС) с расчетной мощностью 320 МВт
- Благовещенская ТЭЦ (БТЭЦ) с расчетной мощностью 404 МВт
- Райчихинская ГРЭС с расчетной мощностью 102 МВт.

В состав ЭС Приамурья включаются сети с номинальным напряжением 500 – 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС», 110 – 35 кВ и 10-0,4 кВ АО «ДРСК» и остальных сетевых компаний. Самой крупной сетевой компанией на территории Амурской области: филиал АО «ДРСК» и ПАО «ФСК ЕЭС» [21].

На рисунке 3 можно увидеть долю каждой из действующих электростанций в структуре выработки электрической энергии в области.

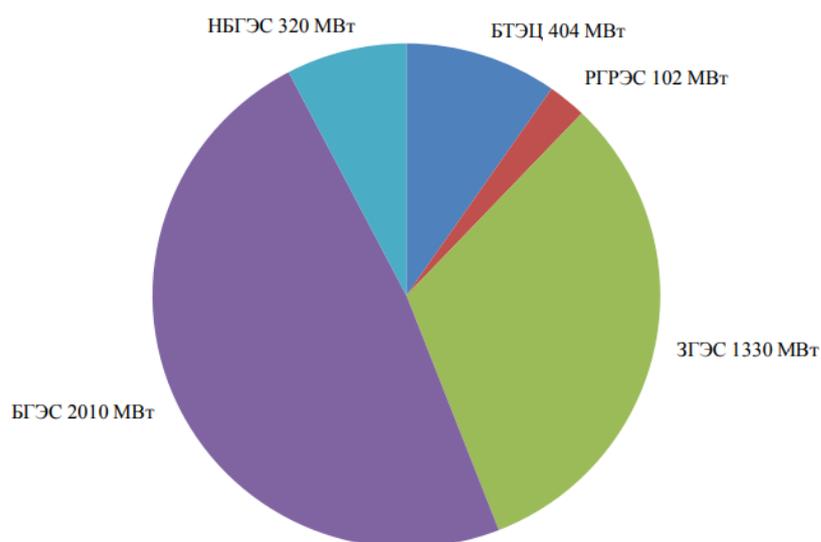


Рисунок 3 - Структура установленной мощности по типам электростанций, МВт

1.3 Структура потребления электрической энергии в Амурской области

Структура электропотребления Амурской области по видам экономической деятельности в отчетном году приведена в таблице 2 и рисунке 4.

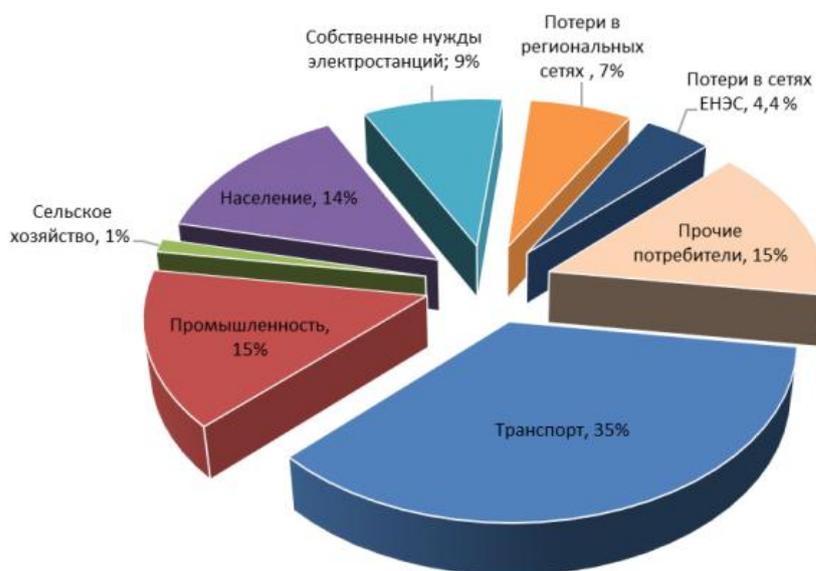


Рисунок 4-Структура электропотребления энергосистемы Амурской области в 2019 году

Таблица 2- Прогноз электропотребления крупных потребителей электроэнергии субъекта Российской Федерации, млн. кВт.ч

№	Наименование предприятия	Вид деятельности	2019	2020	2021	2022	2023
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Амурский ГПЗ	Нефтегазопереработка	173,2 2	292,3 06	395,25 1	601,6	739,2 3
2	Амурский ГХК	Нефтегазопереработка	25,5	70	125,8	125,8	125,8
3	Филиал ОАО «РЖД» «Забайкальская железная дорога»	ж/д перевозки	1296, 2	2253, 5	1314,2	2348,7	2419, 9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	Филиал ОАО «РЖД» «Дальневосточная железная дорога»	ж/д перевозки	371,4 6	398,5 5	427,8	459,37	493,5 4
5	АО «Амуруголь» Райчихинский и Ерковецкий угольные разрезы	Добыча бурого угля (лигинита) открытым способом.	112,5 27	112,0 87	111,32 0	111,87 2	112,4 51

Согласно таблице 2 крупнейшими потребителями электрической энергии в Амурской области являются угледобывающие предприятия - АО «Амуруголь» Райчихинский и Ерковецкий угольные разрезы, предприятия ЖД транспорта (Дальневосточный и Забайкальский) а также Амурские газоперерабатывающие и газо-химические комплексы[21].

Основным источником потребления электрической энергии в ЭС Амурской области является тяговая нагрузка, которая представлена ЗабЖД и ДВЖД. Железная дорога с тягой переменного тока является потребителем 1 категории. К наиболее крупным потребителям можно также отнести компании добывающей промышленности и объекты переработки и транспортировки природных ресурсов. Нагрузки, приведенные выше относятся к промышленным[21].

Рост в прогнозе потребления электрической энергии связан с ростом потребления крупных потребителей таких как Амурский ГПЗ и Амурский ГХК. Отметим цели ОАО «РЖД» по увеличению мощности потребления тяговых ПС и о строительстве новых тяговых ПС в связи с проектируемым увеличением движения поездов в направлении Кузбасс – Дальний Восток, который указан в протоколе Министерства энергетики России от 25.12.2018 № 09-2952пр[21].

1.4 Анализ тяговых подстанций Амурской области

На территории Амурской области находятся 21 тяговая подстанция напряжением 220 кВ и одна напряжением 110 кВ. Характеристики тяговых ПС представлены в таблице 3.

Таблица 3- Тяговые ПС Амурской области и их характеристики [21]

№	Наименование подстанции	Диспетчерское наименование АТ/Т	Напряжение, кВ	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода	Потребление мощности max/min, МВт
1	2	3	4	5	6	7
1	Аячи/т	T-1	230/27,5/11	40	1988	16,26+i6/10, 7+i6,4
		T-2	230/27,5/11	40	1988	
2	БАМ/т	T-1	230/27,5/11	40	1987	24+i11,7/16, 3+i9,7
		T-2	230/27,5/11	40	1987	
3	Белогорск/т	T-1	230/27,5/11	40	1984	19,2+i12,4/1 3,8+i9
		T-2	230/27,5/11	40	2014	
4	Большая Омутная/т	T-1	230/27,5/11	40	1987	29,1+i19,9/2 4,2+i16,6
		T-2	230/27,5/11	40	1987	
5	Гонжа/т	T-1	230/27,5/11	40	1986	17,5+i14,4/1 4,6+i12
		T-2	230/27,5/11	40	2005	
6	Ерофей Павлович/т	T-1	230/27,5/11	40	1987	16,2+i12/13, 5+i10
		T-2	230/27,5/11	40	1987	
7	Завитая/т	T-1	230/27,5/11	40	1984	23,9+i12/13, 2+i6,3
		T-2	230/27,5/11	40	1984	
8	Короли/т	T-1	230/27,5/11	40	2014	11,7+i6,2/8, 1+i4,4
		T-2	230/27,5/11	40	1984	
9	Ледяная/т	T-1	230/27,5/11	40	1996	6,5+i4/4,7+i 2,9
		T-2	230/27,5/11	40	1988	
10	Михайло Чесноковская/т	T-1	230/27,5/11	40	1984	48,3/37,9
		T-2	230/27,5/11	40	1984	
11	Мухинская/т	T-1	230/38,5/27,5	40	1985	5,2+i3,9/3,8 +i2,8
		T-2	230/27,5/11	40	1985	
12	Сиваки/т	T-1	230/27,5/11	40	1986	4+i2,7/2,7+i 1,9
		T-2	230/27,5/11	40	2003	
13	Сковородино/т	T-1	230/27,5/11	40	1985	24,6+i4,9/20 ,4+i4,1
		T-2	230/27,5/11	40	1985	
14	Сулус/т	T-1	230/27,5/11	40	1985	5,4+i5,1/3,9 +i3,7
		T-2	230/27,5/11	40	1985	
15	Талдан/т	T-1	230/27,5/11	40	1986	24,7+i21,1/2 0,7+i16,8
		T-2	230/27,5/11	40	1986	
16	Ульручы/т	T-1	230/27,5/11	40	1999	13,9+i10,8/1 1,6+i9
		T-2	230/27,5/11	40	2004	

Продолжение таблицы 3

17	Уруша/т	T-1	230/27,5/11	40	1987	12,6+i9,7/10 ,5+i8
		T-2	230/27,5/11	40	1987	
18	Чалганы/т	T-1	230/27,5/11	40	1987	5,6+i3,4/4+i 2,5
		T-2	230/27,5/11	40	1989	
19	Шимановск/т	T-1	230/27,5/11	40	1984	6+i2,9/4,2+i 2,1
		T-2	230/27,5/11	40	1984	
20	Гарманчу- кан/т	T-1	230/27,5/11	40	1982	7,3+i6/5,3 +i4,3
		T-2	230/27,5/11	40	1982	
21	Ядрин/т	T-1	230/38,5/11	40	1981	5,3+i3,4/3,6 +i2,4
		T-2	230/38,5/11	40	1981	
22	Буряя/т	T-1	115/38,5/11	40	1983	11,3+i7/13,6 +i9
		T-2	115/38,5/11	40	1983	

Из таблицы 3 можно сделать вывод, что все трансформаторы находятся в недогруженном состоянии и имеют резервы мощности, практически все трансформаторы находятся в эксплуатации с момента строительства железнодорожных магистралей. Марка трансформаторов на всех тяговых подстанциях - ТДТНЖ-40000/220(110).

На рисунке 5 изображена структурная схема подстанций и источников питания Амурской области.

Для анализа тяговых подстанций возьмем только подстанции уровня напряжения 220 кВ, ПС 110 кВ Буря исследовать в данной работе не целесообразно, так как исследование несимметрии проводится для тяговых подстанций, подключенных к электрической сети 220 кВ.

Далее проводим анализ для тяговых ПС 220 кВ.

В таблице 4 представлены типы тяговых ПС Амурской области и типы распределительных устройств используемых на этих ПС.

Таблица 4- Тяговые ПС Амурской области и типы РУ

№	Наименование ПС	Тип РУ	Тип ПС
1	2	3	4
1	Завитая/т	4Н- Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Тупиковая
2	Короли/т	5Н -Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Проходная
3	Белогорск/т	5Н -Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Проходная
4	Ульручи/т	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Проходная
5	Талдан/т	4Н -Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Ответвительная

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
6	Сковородино/т	4Н -Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Тупиковая
7	Уруша/т	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Проходная
8	БАМ/т	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Проходная
9	Большая Омутная/т	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Проходная
10	Ерофей Павлович/т	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Проходная
11	Аячи/т	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Проходная
12	Гонжа/т	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Проходная

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
13	Чалганы/т	4Н -Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Проходная
14	Сиваки/т	4Н -Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Ответвительная
15	Мухинская/т	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Проходная
16	Шимановск/т	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Проходная
17	Ледяная/т	4Н -Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Ответвительная
18	М. Чесноковская	4Н -Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Тупиковая
19	Ядрин/т	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Проходная
20	Сулуc/т	4Н -Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Проходная

1	2	3	4
21	Тарманчукан/т	4Н -Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Ответвительная

К наиболее важным показателям качества электрической энергии можно отнести отклонение напряжения и коэффициент несимметрии. Именно эти два критерия качества рассмотрим в данном разделе магистерской диссертации.

Отклонения напряжений [3]:

$$\delta U = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% \quad (1)$$

где U – напряжение в исследуемой сети; $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

При наблюдении в сети несимметрии, под U понимается напряжение прямой последовательности.

При анализе отклонений напряжения в характерных режимах и различных пунктах сети 220 кВ, исходя из практики эксплуатации этой сети, принимаются следующие условия:

–допускаемое максимальное напряжение в сети с уровнем напряжения равному 220 кВ определяется как наибольшее рабочее, $U_{max} = U_{пр} = 252кВ$ и допустимое соответствующее отклонение напряжения которое составляет $\delta U_{доп max} = 14,5\%$ (или фазное 145,6 кВ);

–допускаемое минимальное напряжение в сети с уровнем напряжения равному 220 кВ определяется требованиями обеспечения запаса устойчивости нагрузки и принимается примерно как номинальное напряжение сети

$U_{\min} = U_{\text{ном}} = 220\text{кВ}$, а допустимое отклонение напряжения в сети соответствует

$$\delta U_{\text{доп min}} = 0\%$$

Несимметрия в сети главным образом связана с обратной последовательностью. Допустимые коэффициенты по обратной последовательности, не превышают 2%, а предельно допустимое значение коэффициента несимметрии соответствует 4% по ГОСТ 32144-2013.

Таблица 5 - Максимальный нормальный режим[21]

№	Наименование ПС	U,кВ	δU , %
1	2	3	4
1	Завитая/т	239,25	8,75
2	Короли/т	238,09	8,22
3	Белогорск/т	235,06	6,84
4	Ульручы/т	225,46	2,3
5	Талдан/т	228,49	3,86
6	Сковородино/т	224,65	2,1
7	Уруша/т	222,55	1,16
8	БАМ/т	223,6	1,36
9	Б. Омутная/т	220,85	0,38
10	Ерофей Павлович/т	221,13	0,51
11	Аячи/т	221,15	0,52
12	Гонжа/т	230,57	4,8
13	Чалганы/т	235,03	6,83
14	Сиваки/т	233,86	6,3
15	Мухинская/т	234,77	6,71
16	Шимановск/т	236,31	7,41
17	Ледяная/т	232,25	5,57
18	Тарманчукан/т	241,14	9,61
19	Ядрин/т	241,25	9,66

1	2	3	4
20	Сулус/т	234,04	6,38

Таблица 6- Минимальный нормальный режим

№	Наименование ПС	U,кВ	δU ,%
1	2	3	4
1	Завитая/т	239,25	8,75
2	Короли/т	240,51	9,32
3	Белогорск/т	238,44	8,38
4	Ульручы/т	234,94	6,79
5	Талдан/т	236,3	7,4
6	Сковородино/т	234,48	6,58
7	Уруша/т	234,01	6,37
8	БАМ/т	234,08	6,4
9	Б. Омутная/т	233,23	6
10	Ерофей Павлович/т	233,65	6,2
11	Аячи/т	234,14	6,4
12	Гонжа/т	237,9	8,14
13	Чалганы/т	240,66	9,39
14	Сиваки/т	240,71	9,41
15	Мухинская/т	240,57	9,35
16	Шимановск/т	240,89	9,5
17	Ледяная/т	237,49	7,95
18	Тарманчукан/т	242,51	10,23
19	Ядрин/т	242,38	10,17
20	Сулус/т	239,95	9,07

Таблица 7 – Максимальный нормальный режим рабочие токи и токи КЗ

№	Наименование ПС	I,А. max	I,А. min
1	2	3	4
1	Завитая/т	196	177
2	Короли/т	107	105
3	Белогорск/т	95	91
4	Ульручьи/т	117	53
5	Талдан/т	127	73
6	Сковородино/т	85	64
7	Уруша/т	148	129
8	БАМ/т	179	149
9	Б. Омутная/т	128	113
10	Ерофей Павлович/т	116	103
11	Аячи/т	47	42
12	Гонжа/т	119	119
13	Чалганы/т	126	130
14	Сиваки/т	158	158
15	Мухинская/т	138	104
16	Шимановск/т	52	52
17	Ледяная/т	117	104
18	Тарманчукан/т	80	133
19	Ядрин/т	75	138
20	Сулус/т	108	68

1.5 Выбор участка тяговой сети для исследования

Для исследования влияния несимметрии были выбраны четыре тяговые подстанции Сковородинского района Амурской области: Сковородино; БАМ; Уруша и Большая Омутная, все они располагаются на Транссибирской магистрали, относится к Забайкальской железной дороге. Выбор этих под-

станций обусловлен тем, что на этих подстанциях наблюдается одни из самых больших коэффициентов несимметрии.

Однолинейная схема исследуемого участка сети и схема нормального режима[21] изображена на рисунках 6 и 7 соответственно.

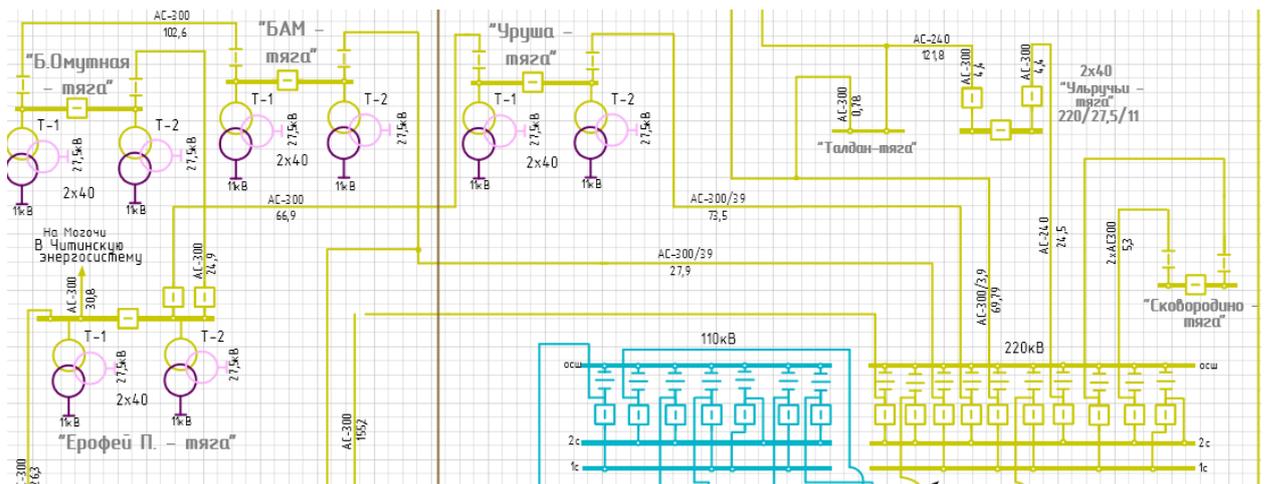


Рисунок 6- Однолинейная схема исследуемого участка сети

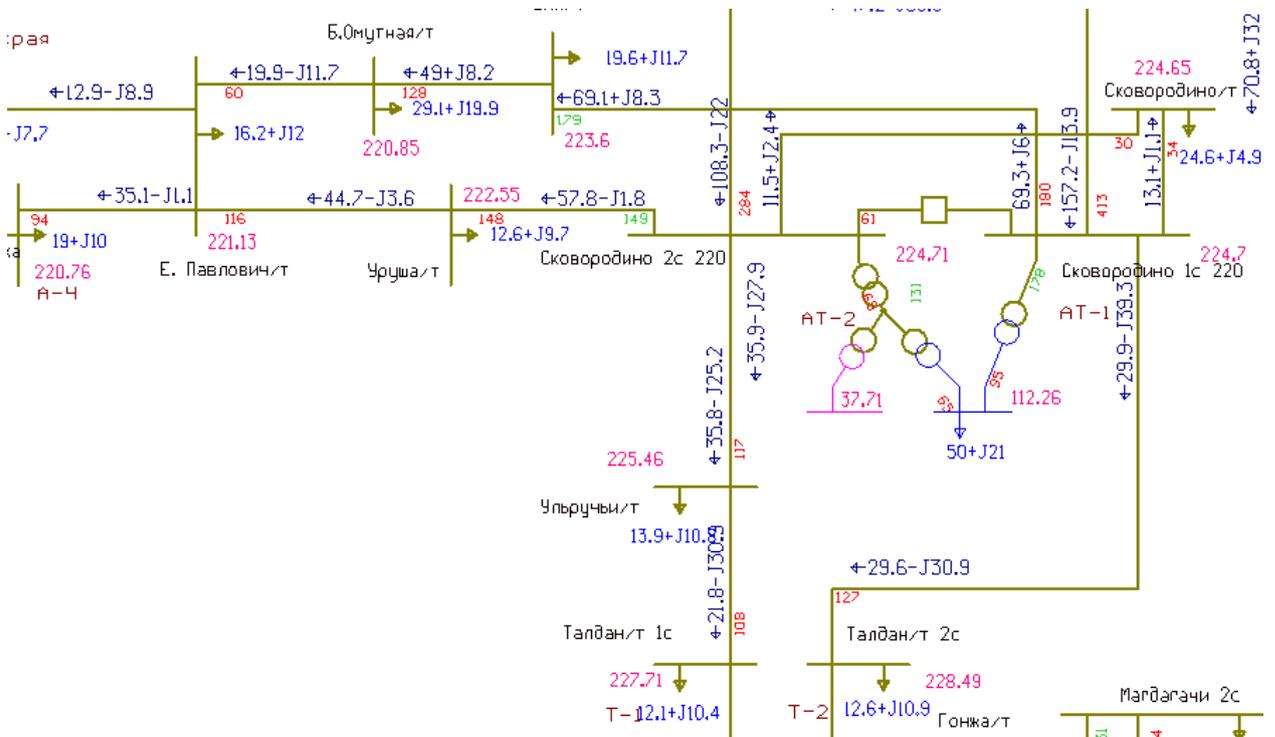


Рисунок 7 - Максимальный нормальный режим[21]

Для вышеуказанных подстанций в последующих разделах будут рассчитаны тяговые нагрузки, несимметрия напряжения и тока, выбрано техническое средство для снижения несимметрии, рассчитаны потери активной мощности и дополнительные потери и на основе исследования было выполнено технико-экономическое сравнение вариантов.

На рисунке 8 изображена однолинейная схема исследуемых подстанций, так как однолинейные схемы исследуемых тяговых подстанций похожи, поэтому приведем для примера одну схему.

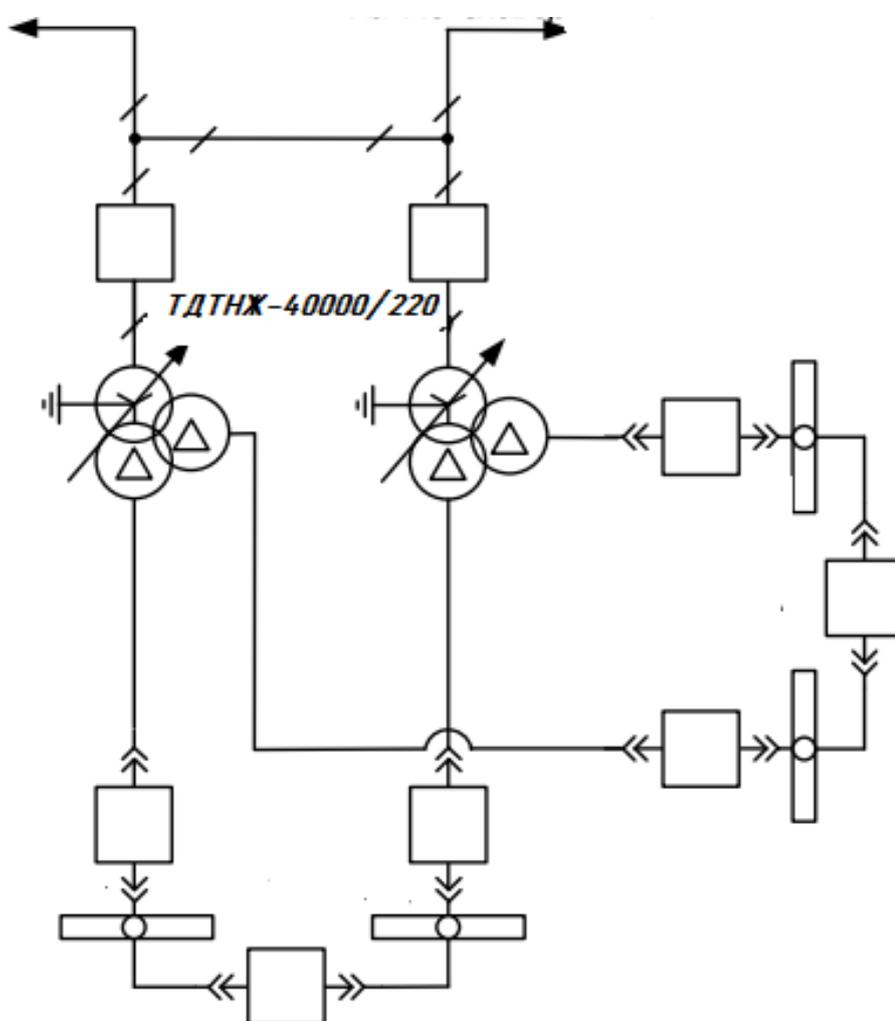


Рисунок 8- Однолинейная схема ПС Сковородино-тяги

1.6 Вывод

В данном разделе рассмотрели характеристику района исследования, проведен анализ электроэнергетической системы Амурской области и в частности тяговых подстанций располагающихся на территории района исследования- их значения потребляемой мощности, напряжения и токов в максимальных и минимальных режимах функционирования сети, а также рассмотрены и рассчитаны показатели качества электрической энергии.

Был выбран участок сети в Сковородинском районе Амурской области для исследования снижения несимметрии, потому как там был замечен один из самых больших показателей уровня несимметрии сети .

2 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НЕСИММЕТРИИ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

В данном разделе рассмотрим источники несимметрии напряжения и токов в сети тягового снабжения электрической энергией и их влияние на электрическую сеть и элементы электроэнергетической системы, приведем расчетную модель и методы расчета несимметрии тока и напряжения.

2.1 Несимметрия напряжения

Тяговая ПС переменного тока имеет 2 плеча питания, рисунок 9. Каждому из плеч подается напряжение соответствующей фазы питающей сети. Каждая ПС питающая тягу переменного тока, подключенная к сети трех фаз, питает только 2 однофазные нагрузки, следовательно, созданные тягой нагрузки в электрической сети трех фаз, определяются токами I_A, I_B, I_C , будут не симметричными [14].

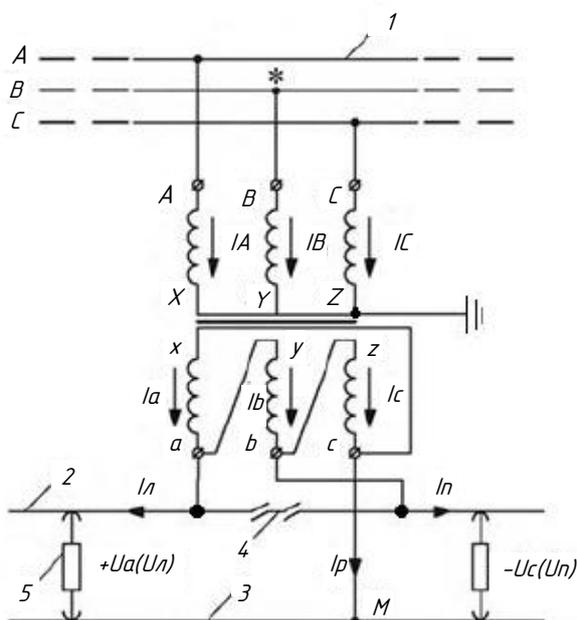


Рисунок 9 – Схема подключения тяговой сети с помощью трехфазного трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Δ-11

1 – трехфазная ЛЭП, 2 – контактная сеть, 3 – рельсы, 4 – нейтральная вставка, 5 – электровоз

Электродвижущие силы (ЭДС), напряжения и токи в цепи трех фаз создают соответствующую систему трех фаз ЭДС, токов и напряжений. При условии, что ЭДС, напряжения или токи равны и сдвинуты относительно друг друга на 120° ($2\pi/3$), то эти системы ЭДС, напряжений и токов считаются симметричными [14].

Симметричная трехфазная система напряжений представляется в виде трех выражений

$$\begin{aligned} U_A &= U_m \sin(\omega t + \Psi_0); \\ U_B &= U_m \sin(\omega t + \Psi_0 - 120^\circ); \\ U_C &= U_m \sin(\omega t + \Psi_0 - 240^\circ). \end{aligned} \quad (2)$$

где Ψ_0 – начальная фаза U_A .

При симметричной системе трех фаз:

$$|U_A| = |U_B| = |U_C|; \quad (3)$$

$$\varphi_{AB} = \varphi_{BC} = \varphi_{CA}; \quad (4)$$

$$\varphi_{AB} = 120^\circ;$$

При неодинаковых напряжений фаз или углов между фазами, которые не соответствуют 120° , то такая система является несимметричной.

Для упрощения расчетов несимметричная система трех фаз векторов

$|U_A| \neq |U_B| \neq |U_C|$; или $\varphi_{AB} \neq \varphi_{BC} \neq \varphi_{CA}$; , или оба условия совместно разлагается на симметричные составляющие

-прямая последовательность

$$U_{A(1)} = \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a\dot{U}_B + a^2\dot{U}_C); \quad (5)$$

-обратная последовательность

$$U_{A(2)} = \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a^2\dot{U}_B + a\dot{U}_C); \quad (6)$$

-нулевая последовательность

$$U_{A(1)} = \frac{1}{3}(\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C). \quad (7)$$

Оператор определяется выражением

$$a = \frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}; a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (8)$$

Для симметричных систем прямой и обратной последовательностей напряжения запишем:

– прямая последовательность

$$\dot{U}_{B(1)} = a^2 \dot{U}_{A(1)}; \quad (9)$$

$$\dot{U}_{C(1)} = a \dot{U}_{A(1)}; \quad (10)$$

– обратная последовательность

$$\dot{U}_{B(2)} = a \dot{U}_{A(2)}; \quad (11)$$

$$\dot{U}_{C(2)} = a^2 \dot{U}_{A(2)}; \quad (12)$$

– нулевая последовательность

$$\dot{U}_{A(0)} = \dot{U}_{B(0)} = \dot{U}_{C(0)} = \dot{U}_{(0)}; \quad (13)$$

Используя данный метод, считаем, что симметричные составляющие разных фаз независимы друг от друга[11].

Несимметрия токов и напряжений количественно оценивается как величина коэффициента несимметрии:

– тока

$$\alpha_i = \frac{|I_2|}{|I_1|}; \quad (14)$$

где I_1 и I_2 – действующие значения напряжений прямой и обратной последовательности.

– напряжений по обратной последовательности

$$K_{2U} = \frac{|U_2|}{|U_1|}; \quad (15)$$

где U_1 и U_2 – действующие значения напряжений прямой и обратной последовательности.

– напряжений по нулевой последовательности

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_{НОМ.ф}}; \quad (15)$$

где I_2 , I_1 – токи обратной и прямой последовательностей;

U_2 , U_1 , U_0 – напряжение обратной, прямой и нулевой последовательности;

$U_{ном ф}$ – номинальное фазное напряжение [11].

2.2 Питание тяговых потребителей электрической энергии

Составы с электрической тягой получают электрическую энергию из контактной сети, подключенной к сетям общего пользования показано на рисунке 10 и 11 [22].

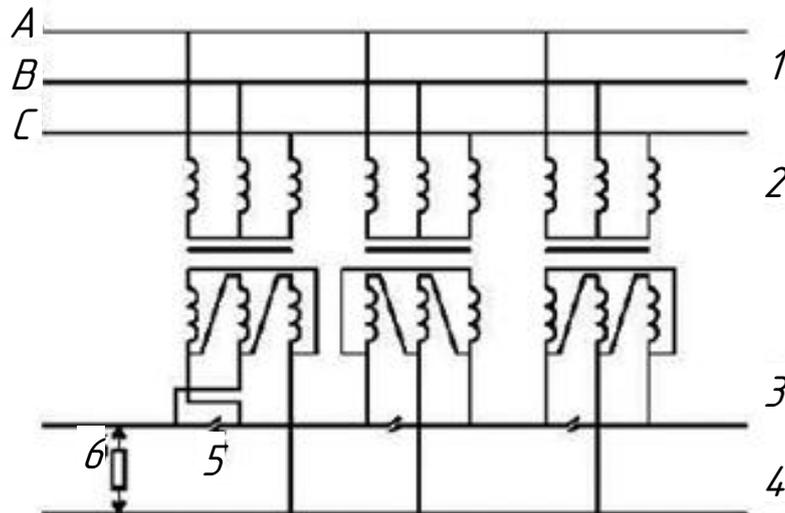


Рисунок 10 – Схема подключения участка контактной сети от трехфазных трансформаторов (1 – трехфазная линия электропередачи; 2 – трехфазный трансформатор; 3 – контактная сеть; 4 – рельсы; 5 – секционирующее устройство; 6 - электровоз)

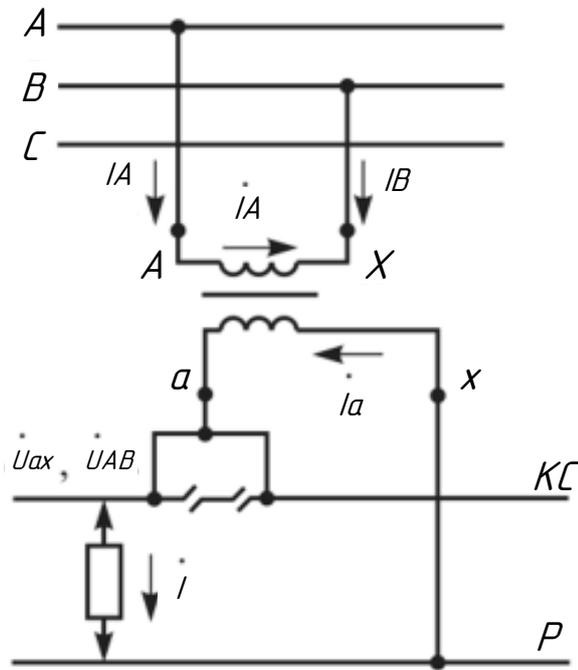


Рисунок 11 – Схема подключения участка контактной сети от однофазного трансформатора

Для питания составов с электрической тягой стремились использовать трехфазный ток. При данном подключении получилось бы установить на локомотивах асинхронные двигатели с тремя фазами подключения, которые в своей эксплуатации простые и надежные по устройству. Эти двигатели, были созданы русским ученым М.О. Доливо-Добровольским, такие двигатели обрели широкое распространение в промышленности, в случае применения трехфазного асинхронного двигателя необходимо подвешивать 3 контактных провода или 2, применяя взамен третьего провода рельсы. Сеть контакта в таком случае имела бы довольно сложное устройство, особая проблема представлялась бы на ЖД станциях при пересечении путей. Еще одной проблемой применения является практическая невозможность питать двухпроводную контактную сеть напряжением выше 10 кВ, в данном случае необходимо размещать провода на достаточно большом расстоянии друг от друга. Система с тремя фазами имела применение на некоторых ЖД, но большого распространения не имела[22].

2.2.1 Применение постоянного тока

Требованиям, сопряженным с условиями работы составов с электрической тягой, практически в полной мере отвечают ТЭД постоянного тока, эти двигатели являются достаточно экономичными, надежными и развивают большую мощность при относительно малых размерах. С 1967 г. в Советском Союзе все электрические ЖД работают на постоянном токе на напряжении 3000 В.

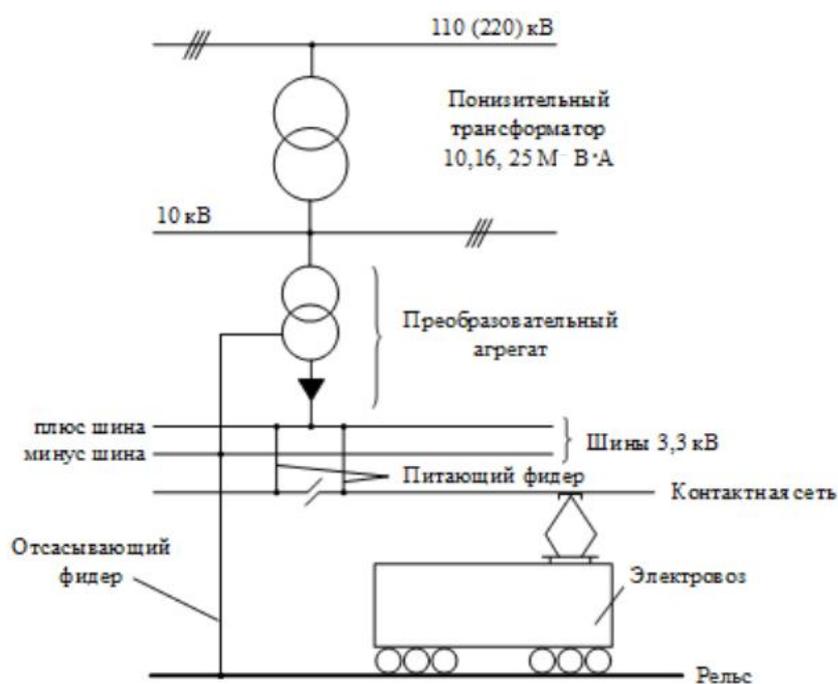


Рисунок 12- Принципиальная схема питания участка ЖД постоянного тока с напряжением в контактной сети 3000 В

К шинам 10 кВ понижающего силового трансформатора подключается преобразователь, в который входит тяговый трансформатор и выпрямитель который преобразует переменный ток в постоянный с напряжением на шинах 3300 В. Контактная сеть подключается к шине «плюс», а рельсы – к шине «минус».

2.2.2 Применение переменного тока

При повышении мощности составов с электрической тягой растет потребляемый ток, а, следовательно, и падение напряжения и потери электрической энергии в сети контакта. Для снижения потерь электрической энергии необходимо либо увеличить площадь сечения контактных проводов, но при этом есть недостаток - это приведет к большому расходу металла и соответственно большей стоимости, либо повысить напряжение, но при равной мощности локомотива ТЭД и тяговые аппараты будут дороже и сложнее, и снизится надежность при работе таких двигателей.

Для электрификации стали использовать переменный ток, он имеет преимущество: напряжение можно повысить или понизить в достаточно широких интервалах. При передачи высокого напряжения в контактной сети, его можно понизить с помощью трансформатора который устанавливается на локомотиве, до уровня который требует эксплуатация[22].

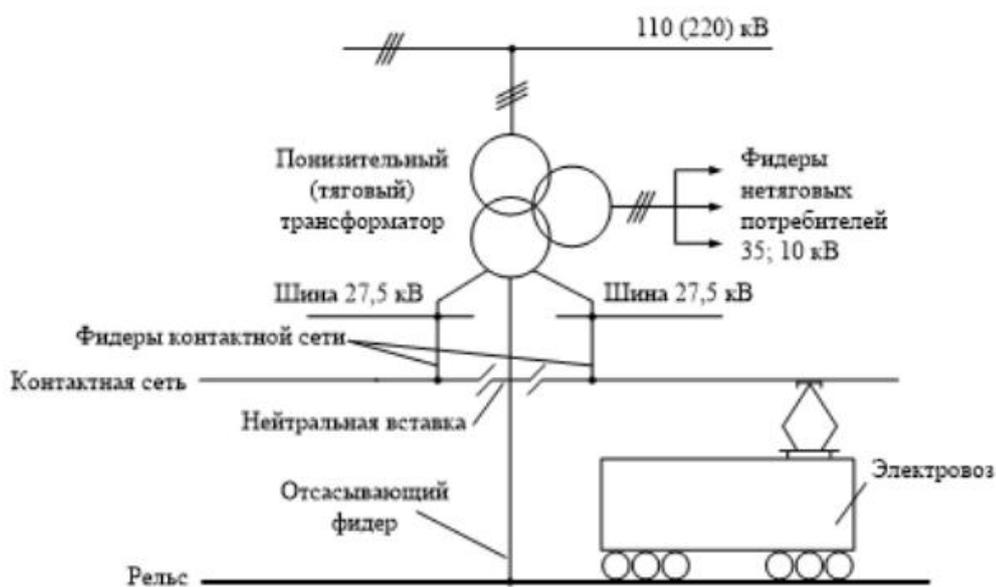


Рисунок 13 - Принципиальная схема питания участка ЖД переменного тока напряжением в контактной сети 25000 В, частотой 50 Гц

К шинам 27,5 кВ подключены фидеры контактной сети. При этом фазы А и В питают различные плечи тяговой ПС. Для разделения фаз на контактной сети устраивается вставка которая называется нейтральной. Фаза С соединяется с рельсами.

На электровозе понижается и преобразовывается ток переменный в постоянный, для питания соответствующего оборудования. Производится это за счет ртутным выпрямительным установкам, у них есть недостаток - низкая надежность и плохой массогабаритный показатель, эти недостатки создали эксплуатационный дискомфорт.

Овладение производством кремниевых выпрямителей, привело к применению исключительно полупроводниковых преобразователей. При достаточно большой мощности они имеют, малые габариты, достаточно малую массу, высокий КПД и устойчиво работают в большой амплитуде температур.

Для питания электровозов переменного тока применяют однофазный ток промышленной частоты при напряжении в контактной сети 25000 В. Применение такой системы позволило создать электровозы большой мощности[22].

2.2.3 Тяговый электродвигатель

Тяговый электродвигатель (ТЭД) – электродвигатель который преобразует энергию электрическую в механическую с целью приведения во вращение колесных пар подвижного состава. ТЭД применяют на всех видах электроподвижного состава.

ТЭД классифицируются на:

- двигатели постоянного и переменного тока;

- двигатели с индивидуальным и групповым приводом передачи вращающего момента к колесным парам ;
- двигатели с независимой вентиляцией (на электровозах большой мощности) и самовентиляцией;
- двигатели со ступенчатым и плавным регулированием напряжения;
- двигатели с опорно-осевым и опорно-рамным подвешиванием.

2.3 Влияние несимметрии напряжения на функционирование электрических сетей

Несимметрия достигает наивысшего значения при только однофазной нагрузке, т. е. когда от трех фаз системы питается только одна или две фазы нагрузки. Практически система питает обычно большое количество потребителей как трехфазных, так и однофазных при этом стараются однофазные потребители распределить по возможности равномернее между фазами трехфазной системы. Чем меньше доля однофазной нагрузки и чем она равномернее распределена, тем меньше несимметрия и тем, следовательно, меньше неблагоприятное влияние однофазной нагрузки на трехфазную систему[10].

Электрический локомотив однофазного тока является однофазной нагрузкой большой мощности. Поэтому вопросам возникающей несимметрии, вызываемой в энергосистеме тяговой нагрузкой, уделяют серьезное внимание. Уменьшить несимметрию можно, если распределить более равномерно однофазную нагрузку между фазами трехфазной цепи или применить специальные симметрирующие устройства.

Возникающая в сети несимметрия в основном связана с обратной последовательностью. При этом нормально допустимые коэффициенты по обратной последовательности не должны превышать 2%, а предельно допустимое значение коэффициента несимметрии составляет 4% по ГОСТ

32144-2013. Однофазные приемники электроэнергии несимметрию напряжения воспринимают как отклонение напряжения. Согласно [3] для таких приемников допускается отклонение напряжения, не выходящее за установленные пределы $\pm 5\%$.

Необходимость ограничения коэффициента несимметрии в электрических сетях связано с негативным воздействием несимметричных токов и напряжений на элементы сети, приводящим к снижению надежности работы электрооборудования и системы электроснабжения в целом.

Негативное воздействие несимметрии режима оказывает на работу асинхронных двигателей. Особое значение для них имеет напряжение обратной последовательности. Сопротивление обратной последовательности электродвигателей примерно равно сопротивлению заторможенного двигателя и, следовательно, в 5–8 раз меньше сопротивления прямой последовательности. Поэтому даже небольшая несимметрия напряжений вызывает значительные токи обратной последовательности. Токи обратной последовательности накладываются на токи прямой последовательности и вызывают дополнительный нагрев статора и ротора, что приводит к ускоренному старению изоляции и уменьшению располагаемой мощности двигателя. Срок службы полностью загруженного асинхронного двигателя, работающего при несимметрии напряжения 4%, сокращается в 2 раза. При несимметрии напряжения 5% располагаемая мощность двигателя уменьшается на (5–10)% [10].

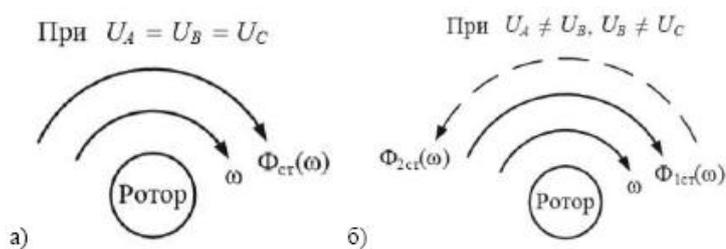


Рисунок 14- Вращение ротора и магнитного поля (а - симметричная нагрузка, б – несимметричная нагрузка)

При несимметрии напряжений сети в синхронных машинах совместно с возникновением дополнительных потерь активной мощности и нагревом статора и ротора возникают вибрации из-за знакопеременных вращающих моментов и тангенциальных сил, пульсирующих с двойной частотой сети. При большой несимметрии вибрация может оказаться опасной, а в особенности при недостаточной прочности и наличии дефектов сварных соединений. При несимметрии токов, которые не превышают 30%, в элементах конструкций, опасные перенапряжения, не возникают.

Правила технической эксплуатации электрических сетей и станций в РФ указывают, что «работа генераторов и синхронных компенсаторов при длительная неравных токах фаз допускается, если разница токов не превышает 10% номинального тока статора для турбогенераторов и 20% для гидрогенераторов. Токи в фазах не могут превышать номинальных значений. Если эти условия не могут выполняются, то нужно применять специальные меры по уменьшению несимметрии» [10].

Если присутствует ток обратной последовательности, то увеличиваются суммарные токи в отдельных фазах элементов сети, это приводит к увеличению потерь активной мощности и тем самым увеличению нагрева.

Конденсаторные установки при несимметрии напряжений загружаются реактивной мощностью по фазам неравномерно, это исключает полное использование установленной конденсаторной мощности, в таком случае усиливают уже существующую несимметрию, так как выдача реактивной мощности в сеть в фазе с меньшим напряжением будет в меньшей степени, чем в других фазах.

2.4 Расчетная модель несимметрии напряжений

Выражение напряжения обратной последовательности:

$$U_2 = I_{2\Sigma} \cdot z_{2\Sigma} \tag{16}$$

где $I_{2\Sigma}$ – эквивалентный ток обратной последовательности, обусловленный нагрузками несимметрии;

$z_{2\Sigma}$ – сопротивление обратной последовательности сети.

Ток обратной последовательности I_2 и его начальная фаза φ_{I2} при подключении трех однофазных нагрузок на линейные напряжения UAB, UBC, UCA представлены:

$$I_2 = I_{2\Sigma} = \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \sqrt{I_{AB}^2 + I_{BC}^2 + I_{CA}^2 - I_{AB} \cdot I_{BC} - I_{BC} \cdot I_{CA} - I_{CA} \cdot I_{AB}}; \quad (17)$$

$$\varphi_{I2} = \arctg \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{I_{AB} + I_{BC} - 2 \cdot I_{CA}}{I_{AB} - I_{BC}} - \varphi_H \quad (18)$$

При задании полных мощностей выражение (17, 18) принимает вид

$$I_2 = I_{2\Sigma} = \frac{\sqrt{3}}{3 \cdot U_{НОМ}} \cdot \sqrt{S_{AB}^2 + S_{BC}^2 + S_{CA}^2 - S_{AB} \cdot S_{BC} - S_{BC} \cdot S_{CA} - S_{CA} \cdot S_{AB}}; \quad (19)$$

$$\varphi_{I2} = \arctg \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{S_{AB} + S_{BC} - 2 \cdot S_{CA}}{S_{AB} - S_{BC}} - \varphi_H \quad (20)$$

Относительное значение модуля $Z_{2\Sigma}^*$, а также фазы эквивалентного сопротивления обратной последовательности секции питающих шин:

$$z_{2\Sigma}^* = \frac{S_{НОМ\Sigma}}{\sqrt{(\sum_{n=1}^{n_l} S_{НОМn}^{(J)} \cdot y_n^{(J)} \cdot \cos \varphi_n + \sum_{l=1}^q S_{pl}^{(HЛ)} \cdot y_l^{(HЛ)} \cdot \cos \varphi_l)^2 + (\sum_{n=1}^{n_l} S_{НОМn}^{(ЛJ)} \cdot y_n^{(ЛJ)} \cdot \cos \varphi_n + \sum_{l=1}^q S_{pl}^{(HЛ)} \cdot y_l^{(HЛ)} \cdot \cos \varphi_l)^2}}; \quad (21)$$

$$\arg z_{2\Sigma}^* = \frac{\sum_{n=1}^m S_{НОМn}^{(m)} \cdot y_n^{(ЛJ)} \cdot \sin \varphi_n + \sum_{l=1}^q S_{pl}^{(HЛ)} \cdot y_l^{(HЛ)} \cdot \sin \varphi_l}{\sum_{n=1}^m S_{НОМn}^{(J)} \cdot y_n^{(ЛJ)} \cdot \cos \varphi_n + \sum_{l=1}^q S_{pl}^{(HЛ)} \cdot y_l^{(HЛ)} \cdot \cos \varphi_l}; \quad (22)$$

где и φn – номинальная полная мощность и фазовый угол n присоединения линейной части нагрузки;

$S_{pl}^{(HЛ)}$ и φl – расчетное значение мощности и соответствующий ей угол нелинейной нагрузки l присоединения;

$y_n^{(Л)}$ – относительная проводимость обратной последовательности n -го вида линейной нагрузки;

$y_l^{(HЛ)}$ – относительная проводимость обратной последовательности нелинейной нагрузки при мощности $S_{pl}^{(HЛ)}$;

$S_{НОМ\Sigma}$ – полная номинальная мощность нагрузок подстанции.

Последние выражения можно представить в более компактном виде

$$Z_{2\Sigma*} = \frac{\sqrt{\left(\sum_{l=1}^n S_{НОМl} \cdot \cos \varphi_l\right)^2 + \left(\sum_{l=1}^n S_{НОМl} \cdot \sin \varphi_l\right)^2}}{\sqrt{\left(\sum_{l=1}^n S_{НОМl} \cdot y_l \cdot \cos \varphi_l\right)^2 + \left(\sum_{l=1}^n S_{НОМl} \cdot y_l \cdot \sin \varphi_l\right)^2}}; \quad (23)$$

$$\arg z_{2\Sigma*} = \arctg \frac{\sum_{l=1}^n S_{НОМl} \cdot y_l \cdot \sin \varphi_l}{\sum_{l=1}^n S_{НОМl} \cdot y_l \cdot \cos \varphi_l}; \quad (24)$$

где - $S_{НОМl}$, y_l , φ_l – полная номинальная мощность, фазовый угол и относительное значение проводимости обратной последовательности i присоединения линейной части нагрузки.

Ток обратной последовательности несимметричной нагрузки [5] находится по формуле

$$I_2 = I_{2\Sigma} = \frac{\sqrt{3}}{3 \cdot U_{НОМ}} \cdot \sqrt{S_{AB}^2 + S_{BC}^2 - S_{AB} \cdot S_{BC}}; \quad (25)$$

$$\varphi_2 = \varphi_{2\Sigma} = \arctg \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{S_{AB} + S_{BC}}{S_{AB} - S_{BC}}; \quad (26)$$

Коэффициент обратной последовательности определяется по выражению

$$\varepsilon_2 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_2 \cdot U_{НОМ}}{S_K} \cdot 100\%; \quad (27)$$

Мощность батареи конденсатора (БК) для полного устранения несимметрии можно найти используя формулу:

$$Q_{\Sigma} = \sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot I_2 \cdot (\sqrt{3} \cdot \sin \varphi_{2\Sigma} - \cos \varphi_{2\Sigma}) \quad (28)$$

Распределение БК можно определить как:

$$Q_{BC} = \frac{2}{3 - \sqrt{3} \cdot \operatorname{ctg} \varphi_{2\Sigma}} \cdot Q_{\Sigma} \quad (29)$$

Проверка правильности решения.

Ток обратной последовательности симметрирующих устройств (СУ) проверяется по формуле

$$I_{2CV} = \frac{\sqrt{3}}{3 \cdot U_{НОМ}} \cdot \sqrt{Q_{BC}^2 + Q_{CA}^2 - Q_{BC}^2 \cdot Q_{CA}^2} \quad (30)$$

Начальная фаза тока находится по выражению

$$\varphi_{CV} = \operatorname{arctg} \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{2 \cdot Q_{CA} - Q_{BC}}{Q_{BC}} - \varphi_{CV} \quad (31)$$

2.5 Анализ распределения мощностей на основе классической теории мощности в трёхфазной системе электропередачи при несимметрии нагрузки

Для рассмотрения анализа мощности рассмотрим систему *источник напряжения – несимметричная нагрузка*. Принимаем допущения [16]:

- Трёхфазное напряжение источника симметричное и синусоидальное;
- Нагрузка состоит из линейных активно-реактивных элементов ёмкостного или индуктивного характера.

Согласно методу симметричных составляющих [16] токи несимметричной нагрузки представляем в виде трёх последовательностей токов: прямой, обратной и нулевой в комплексной форме:

$$\begin{cases} \dot{I}_{A1} = I_1 e^{j(0+\varphi_1)}; \dot{I}_{B1} = I_1 e^{j(-2\pi/3+\varphi_1)}; \dot{I}_{C1} = I_1 e^{j(2\pi/3+\varphi_1)} \\ \dot{I}_{A2} = I_2 e^{j(0+\varphi_2)}; \dot{I}_{B2} = I_2 e^{j(2\pi/3+\varphi_2)}; \dot{I}_{C2} = I_2 e^{j(-2\pi/3+\varphi_2)} \\ \dot{I}_{A0} = I_0 e^{j\varphi_0}; \dot{I}_{B0} = I_0 e^{j\varphi_0}; \dot{I}_{C0} = I_0 e^{j\varphi_0} \end{cases} \quad (32)$$

После сложения векторов трех последовательностей для каждой фазы получим ток фазы через величину токов и их углов $(I_1, I_2, I_0, \varphi_1, \varphi_2, \varphi_0)$:

$$\begin{cases} \dot{I}_{A1} = \dot{I}_{A1} + \dot{I}_{A2} + \dot{I}_{A0} = I_1 e^{j(0+\varphi_1)} + I_2 e^{j(0+\varphi_2)} + I_0 e^{j\varphi_0}; \\ \dot{I}_{A2} = \dot{I}_{B1} + \dot{I}_{B2} + \dot{I}_{B0} = I_1 e^{j(-2\pi/3+\varphi_1)} + I_2 e^{j(2\pi/3+\varphi_2)} + I_0 e^{j\varphi_0} \\ \dot{I}_{A0} = \dot{I}_{C1} + \dot{I}_{C2} + \dot{I}_{C0} = I_1 e^{j(2\pi/3+\varphi_1)} + I_2 e^{j(-2\pi/3+\varphi_2)} + I_0 e^{j\varphi_0} \end{cases} \quad (33)$$

Мгновенная мощность представлена суммой мгновенных мощностей каждой из фаз:

$$\begin{aligned}
s(t) = & (Ue^{j0} I_1 e^{j(0+\varphi_1)} + Ue^{-j2\pi/3} I_1 e^{j(-2\pi/3+\varphi_1)} + Ue^{j2\pi/3} I_1 e^{j(2\pi/3+\varphi_1)}) + \\
& +(Ue^{j0} I_2 e^{j(0+\varphi_2)} + Ue^{-j2\pi/3} I_2 e^{j(2\pi/3+\varphi_2)} + Ue^{j2\pi/3} I_2 e^{j(-2\pi/3+\varphi_2)}) + \\
& +(Ue^{j0} I_0 e^{j\varphi_0} + Ue^{-j2\pi/3} I_0 e^{j\varphi_0} + Ue^{j2\pi/3} I_0 e^{j\varphi_0}) = (\dot{U}_{A1} \dot{I}_{A1} + \dot{U}_{B1} \dot{I}_{B1} + \dot{U}_{C1} \dot{I}_{C1}) + \\
& + (\dot{U}_{A1} \dot{I}_{A2} + \dot{U}_{B1} \dot{I}_{B2} + \dot{U}_{C1} \dot{I}_{C2}) + (\dot{U}_{A1} \dot{I}_{A0} + \dot{U}_{B1} \dot{I}_{B0} + \dot{U}_{C1} \dot{I}_{C0})
\end{aligned} \tag{34}$$

Уравнение (34) показывает, что мгновенная мощность состоит из постоянной и переменной мощности:

$$s(t) = \bar{s}(t) + \tilde{s}(t) + s_0(t), \tag{35}$$

где $\bar{s}(t) = \dot{U}_{A1} \dot{I}_{A1} + \dot{U}_{B1} \dot{I}_{B1} + \dot{U}_{C1} \dot{I}_{C1} = 3UI_1$ - постоянная составляющая мгновенной мощности $s(t)$;

$\tilde{s}(t) = (\dot{U}_{A1} \dot{I}_{A2} + \dot{U}_{B1} \dot{I}_{B2} + \dot{U}_{C1} \dot{I}_{C2}) = \frac{3}{2} UI_2 \cos(2\omega t + \varphi_2)$ - переменная составляющая мгновенной мощности $s(t)$, вызванная обратной последовательностью токов;

$s_0(t) = (\dot{U}_{A1} \dot{I}_{A0} + \dot{U}_{B1} \dot{I}_{B0} + \dot{U}_{C1} \dot{I}_{C0}) = 0$ - нулевая последовательность равна нулю и не оказывает влияния на мгновенную мощность.

Мгновенная мощность системы с несимметричной нагрузкой:

$$s(t) = 3UI_1 + \frac{3}{2} UI_2 \cos(2\omega t + \varphi_2) \tag{36}$$

На рисунке 15 изображены диаграммы работы сети трех фаз с несимметричной нагрузкой (в фазе A – активное сопротивление, в фазе B – катушка индуктивности, в фазе C – обрыв).

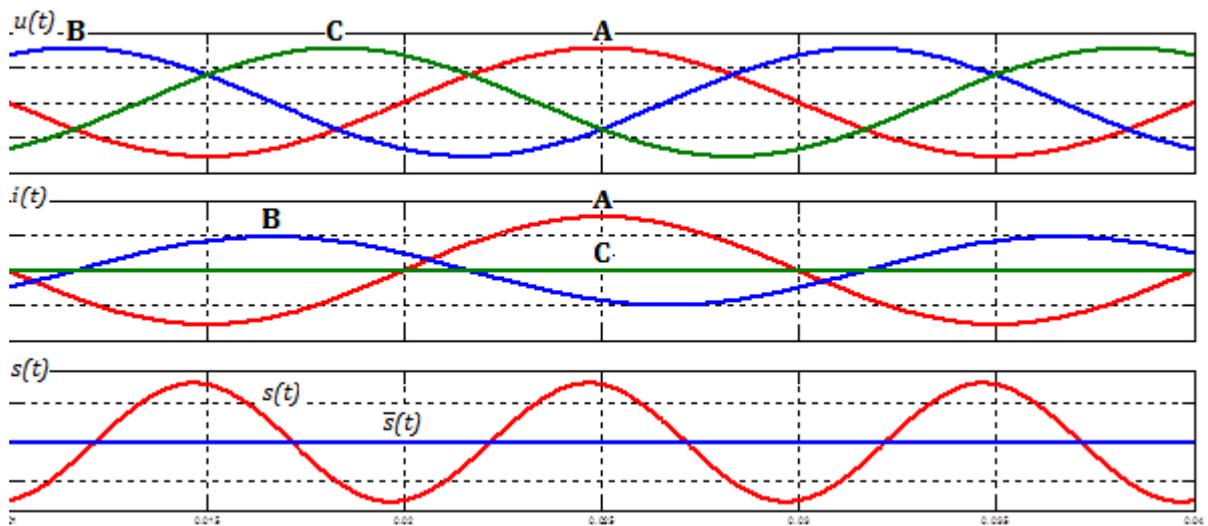


Рисунок 15 - Диаграммы работы сети при подключенной несимметричной нагрузке (верхние – фазные напряжения сети, средние – токи нагрузки, нижние – мгновенная полная мощность трёхфазной системы и среднее её значение)

Переменная составляющая мощности меняется с двойной частотой напряжения и имеет неактивный характер, обусловленный несимметрией токов. В мгновенной мощности есть участки с отрицательным значением (рисунок 15 – нижний график) это говорит о несимметричном распределении реактивных элементов. Далее показаны рисунки, которые показывают результаты расчетов активной и реактивной мощностей во всех из фаз в случае протекания токов обратной последовательности (рисунок 16, а) и токов нулевых последовательностей (рисунок 16, б).

На диаграммах (рисунок 16) представлены напряжения сети трех фаз и токи.

На диаграммах случай, когда нулевая и обратная последовательности сдвинуты на $\pi/3$. В этом случае активные и реактивные мощности являются постоянными. Сумма активных и реактивных мощностей всех фаз даст ноль:

$$\begin{cases} P = P_A + P_B + P_C = 0 \\ Q = Q_A + Q_B + Q_C = 0 \end{cases} \quad (37)$$

Из рисунка 16 можно сказать, что в фазах *A* и *B* происходит потребление мощности, в фазе *C* эта же мощность генерируется в сеть. Реактивная мощность в фазе *A* отдается, а в фазе *B* потребляется, в фазе *C* не происходит обмена реактивной мощности.

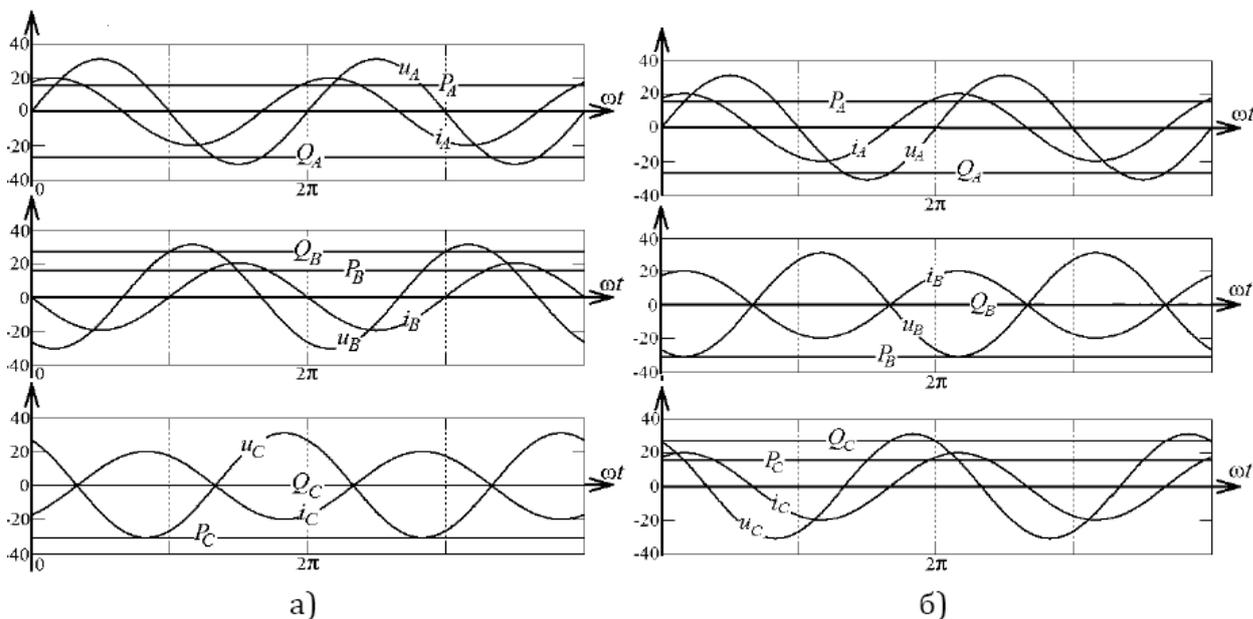


Рисунок 16- Диаграммы напряжений и токов каждой из фаз, а также их активные и реактивные составляющие при протекании обратной (а) и нулевой (б) последовательностей токов.

При протекании нулевой последовательности токов при прямой последовательности напряжений в *A* и *C* активная мощность потребляется, в это же время в фазе *B* мощность отдается обратно в сеть. Реактивная мощность в фазе *C* потребляется, а реактивная мощность с аналогичным же значением в фазе *A* отдается. В фазе *B* не происходит обмена реактивной мощностью.

Физический смысл несимметрии мощности отличается от реактивной мощности. Обмен реактивной мощностью происходит в сетях с катушками индуктивности и электрической емкости, а еще в установках с периодической коммутацией полупроводниковыми ключами [11]. Реактивные элементы накапливают энергию на четверти периода синусоидального источника и отдают ту же энергию на второй четверти периода источника напряжения.

Среднее значение энергии за период равно нулю и показывает, что эта энергия возвращается обратно в источник, а не передается окончательно к потребителю, из-за этого реактивная мощность обладает характером обмена взаимодействия источника и потребителя и не совершает работы, поэтому она неактивна.

Характер мощности небаланса отличается от активной и реактивной мощности в же моментном балансе активных и реактивных мощностей при неравномерном распределении нагрузки по фазам. При пофазном рассмотрении в одной или двух фазах передается в нагрузку активная мощность, а из других происходит генерация активной мощности в сеть. В результате протекания токов обратной и нулевой последовательностей, образуется протекание дополнительных активно-реактивных мощностей по одним фазам через нагрузку и возврат их в тот же момент времени по другим фазам. Такой процесс является бесполезным для сетей электроснабжения, функцией которых является передача электрической энергии от источника к потребителю[12].

2.6 Методы расчета несимметричных режимов

Расчет этих режимов выполняется как правило в фазных координатах (А, В, С), или в симметричных составляющих (1, 2, 0). Если использовать первый метод получается в итоге фактические значения параметров режима, другой метод имеет много достоинств и из-за этого ему отдают часто предпочтение [5].

2.6.1 Метод симметричных составляющих

Метод симметричных составляющих эффективно работает только в случае простой несимметрии.

Преимущество метода:

- нахождение симметричных составляющих более наглядно с точки зрения условий экономической и технической целесообразности;
- допускается меньшая точность вычислений, потому как весомыми являются 1-2 первые цифры в результате.

Отметим тот факт, разложение несимметричных на симметричные составляющие не представляется в чистом виде математической задачей, но и содержит в себе физическую основу. Потому как, имеются трехфазные устройства, которые являются фильтрами симметричных составляющих:

- Синхронная машина представляет собой фильтр токов обратной последовательности
- ЛЭП с заземленной нейтралью представляет собой фильтром токов нулевой последовательности.

Покажем на рисунке 17 разложение несимметричной системы на три симметричных составляющих

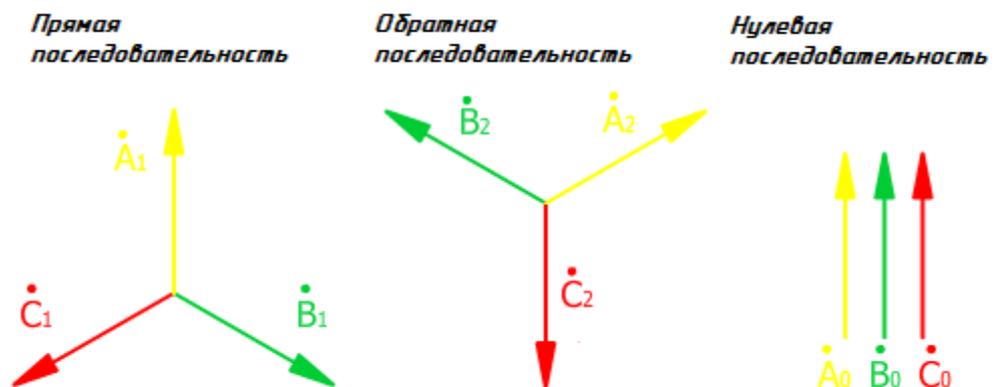


Рисунок 17 - Разложение несимметричной системы на три симметричных составляющих

Любая несимметричная система может быть представлена суммой трех симметричных:

$$\begin{cases} A = A_1 + A_2 + A_0 \\ B = B_1 + B_2 + B_0 \\ C = C_1 + C_2 + C_0 \end{cases} \quad (11)$$

Введем оператор равный $\alpha = e^{i\frac{2\pi}{3}}$

Для значений векторов в симметричных системах получается:

$$\begin{aligned}A_1 &= \frac{1}{3}(A + \alpha B + \alpha^2 C) \\A_2 &= \frac{1}{3}(A + \alpha^2 B + \alpha C) \\A_0 &= \frac{1}{3}(A + B + C)\end{aligned}\tag{11}$$

2.6.2 Метод фазных координат

Преимущество метода фазных координат [5] состоит в том, что для него достаточно просто учитываются трехфазные элементы которые являются несимметричными, также соединения элементов сети несимметричные и условия КЗ и разрыва фаз.

Применение этого метода необходимо в первую очередь при учете различий по фазам в характеристиках линий нагрузки [5]. К ним относятся и расчеты КЗ и установившихся режимов, в сетях тягового электроснабжения, расчеты потерь в сетях с несимметрией.

При расчетах режимов работы СТЭ, для этой системы свойственно искажение параметров режима по фазам, нужно принимать во внимание сложную конфигурацию системы[16].

Фазные координаты – это 3-х фазная система координат ABC, параметры и величины в которых совпадают с физическими параметрами и величинами электроэнергетической системы.

-токи фаз:

$$I_\phi = \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}$$

-напряжение фаз:

$$U_{\phi} = \begin{bmatrix} U_A \\ U_B \\ U_C \end{bmatrix}$$

-сопротивление элемента сети

$$U_{\phi} = \begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{bmatrix}$$

2.7 Вывод

В данном разделе рассмотрели:

- проблему влияния несимметрии на качество электрической энергии;
- питание тяговых потребителей электрической энергией, а именно применение постоянного и переменного тока в электрической тяге, а также рассмотрели работу тягового электрического двигателя;
- влияние несимметрии напряжения на функционирование электрических сетей.

Также был проведен анализ расчетной модели несимметрии напряжения и анализ распределения мощностей в основе, которой лежит классическая теория мощности в трехфазной системе. Рассмотрены методы расчета несимметричных режимов а именно метод симметричных составляющих и метод фазных координат.

3 ВЫБОР СХЕМНЫХ РЕШЕНИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ НЕСИММЕТРИИ

Рассмотрим технические средства применяемые для снижения несимметрии, приведем их описание и расчеты для нахождения коэффициентов несимметрии. И из указанных технических средств выберем одно для дальнейшего исследования, которое применим для увеличения качества электрической энергии в сетях с тягой переменного тока.

3.1 Виды схемы соединения обмоток трансформатора на тяговой подстанции

Устройство тяговой подстанции зависит от системы электрической тяги, применяемой на железной дороге (определяется родом тока и напряжением). Для ограничения несимметрии принимаются меры, одна из которых применение специальных трансформаторов на тяговых подстанциях. Рассмотрим основные схемы подключения обмоток трансформатора.

3.1.1 Однофазный и двухфазный трансформатор

Однофазные и двухфазные трансформаторы используются в качестве системы тягового электроснабжения в железных дорогах.

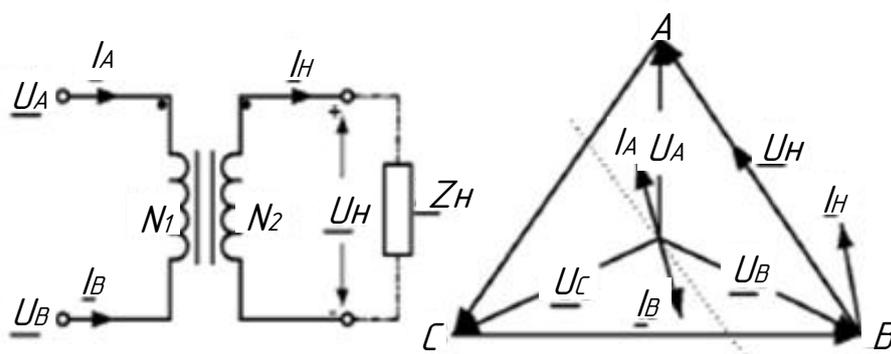


Рисунок 18 – Схема соединения и векторная диаграмма

Мощность выводится только из двух фаз, это приводит к большой несимметрии напряжения в системе питания [5].

Соотношения между первичными и вторичными напряжениями и токами однофазного трансформатора:

$$\underline{U}_{AB} = \underline{U}_A - \underline{U}_B = \frac{N_1}{N_2} \cdot \underline{U}_H; \quad (38)$$

$$\underline{I}_A = -\underline{I}_B = \frac{N_2}{N_1} \cdot \underline{I}_H;$$

$$\underline{I}_C = 0$$

3.1.2 Трансформатор с соединением открытй треугольник (V/V)

Схемой открытого треугольника называется схема, в которой конец обмотки одной фазы соединяется с началом обмотки другой, но при этом отсутствует одна из фаз. В отличие от тяговых подстанций с трехфазным трансформатором Y/D–11, когда на тяговую сеть подается напряжение определенной фазы системы, при схеме открытого треугольника на тяговую сеть (на плечи питания) подается линейное напряжение ЛЭП.

На вторичной стороне общая точка для обоих трансформаторов присоединяется на рельсы, а два оставшихся вывода – на контактную сеть

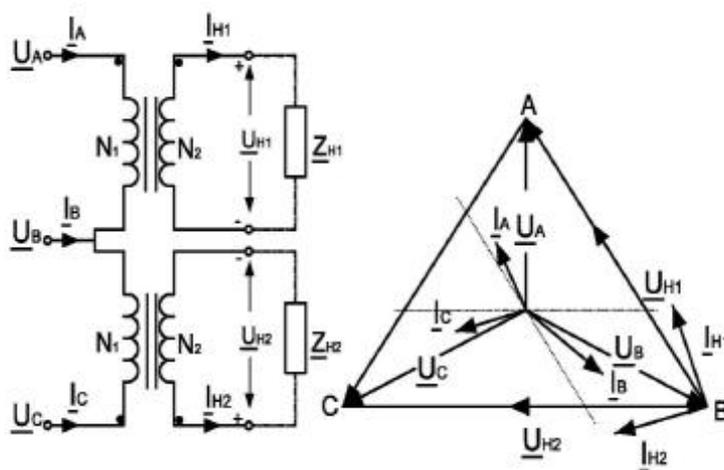


Рисунок 19 – Трансформатор, соединенный по схеме «открытый треугольник» и его векторная диаграмм.

Он состоит из двух однофазных трансформаторов, первичные стороны которых соединены с двумя фазами, такими как АВ и ВС, трехфазной сети высокого напряжения. Цель состоит в равномерном распределении однофазной нагрузки между тремя фазами.

Соотношения между первичным и вторичным напряжениями и токами приведены следующим образом [5]:

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_{AB} &= \frac{N_1}{N_2} \cdot \underline{U}_{H1}; \\
 \underline{U}_{BC} &= -\frac{N_1}{N_2} \cdot \underline{U}_{H2}; \\
 \underline{U}_{CA} &= \frac{N_1}{N_2} \cdot (\underline{U}_{H2} - \underline{U}_{H1});
 \end{aligned}
 \tag{39}$$

$$\begin{aligned}
 \underline{I}_A &= \frac{N_2}{N_1} \cdot \underline{I}_{H1}; \\
 \underline{I}_B &= -\frac{N_2}{N_1} \cdot (\underline{I}_{H1} + \underline{I}_{H2}); \\
 \underline{I}_C &= \frac{N_2}{N_1} \cdot \underline{I}_{H2}
 \end{aligned}
 \tag{40}$$

Применение схемы открытого треугольника на тяговых подстанциях имеет свои достоинства и недостатки по сравнению с использованием трехфазных трансформаторов. К достоинствам

можно отнести:

— эффективное использование мощности трансформатора из-за работы только на свое плечо питания.

— возможность независимого регулирования напряжения по плечам питания подстанции.

Недостатки схемы открытого треугольника:

— сложность питания нетяговой нагрузки, для нее устанавливается дополнительный трехфазный трансформатор.

3.1.3 Трансформатор с соединением звезда / треугольник (Y/Δ)

В России наибольшее распространение получило питание тяговой сети переменного тока от трехфазных трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Δ-11. Применение таких трансформаторов позволяет питать и не-тяговые потребители [5].

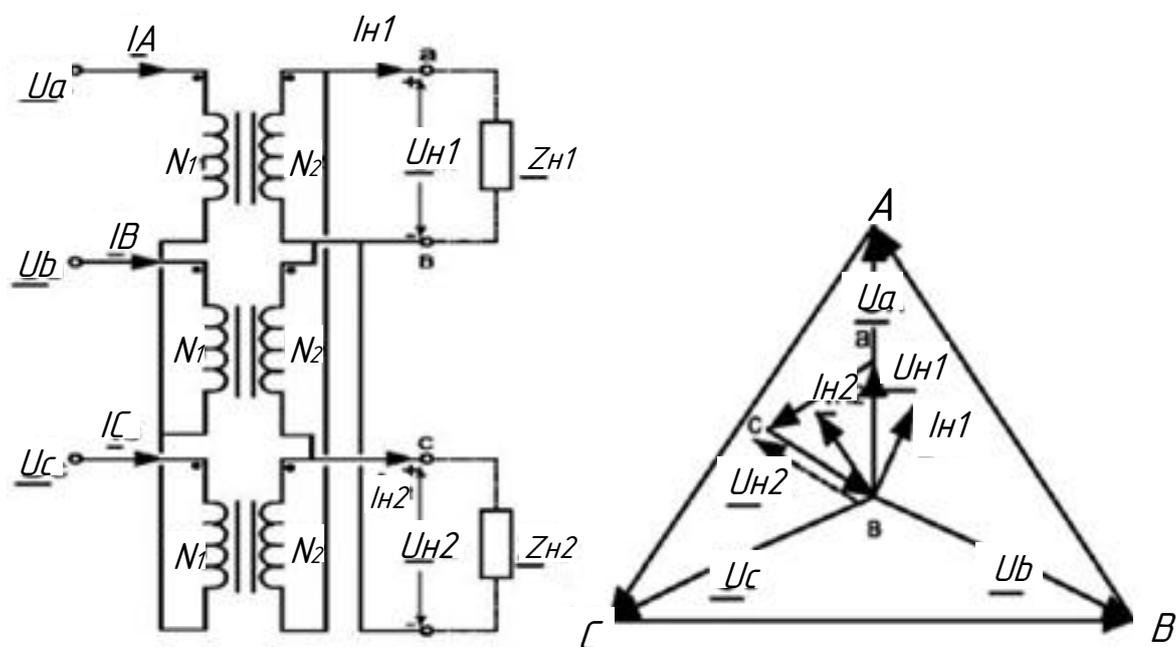


Рисунок 20 – Трансформатор с соединением Y/Δ и его векторная диаграмма

При несимметричной системе фазных токов $I_A \neq I_B \neq I_C$ и несимметричных угловых сдвигов фазных токов относительно соответствующих напряжений активные, реактивные и полные значения токов и мощностей по фазам трансформатора и ЛЭП несимметричны [5].

Соотношения напряжения и тока между первичной и вторичной сторонами приведены [5]:

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_{AB} &= \frac{N_1}{N_2} \cdot (\underline{U}_{-H1} + \underline{U}_{-H2}); \\
 \underline{U}_{BC} &= \frac{N_1}{N_2} \cdot (-2\underline{U}_{-H2} + \underline{U}_{-H1}); \\
 \underline{U}_{CA} &= \frac{N_1}{N_2} \cdot (\underline{U}_{-H2} - \underline{U}_{-H1});
 \end{aligned}
 \tag{41}$$

$$\begin{aligned}
 \underline{I}_A &= \frac{1}{2} \frac{N_2}{N_1} \cdot (\underline{I}_{H1} + \underline{I}_{H2}); \\
 \underline{I}_B &= \frac{1}{2} \frac{N_2}{N_1} \cdot (\underline{I}_{H1} + \underline{I}_{H2}); \\
 \underline{I}_C &= \frac{1}{2} \frac{N_2}{N_1} \cdot (\underline{I}_{H2} - \underline{I}_{H1})
 \end{aligned}
 \tag{42}$$

3.1.4 Трансформатор Скотта

Трансформатор Скотта является одним из наиболее известных типов трансформаторов, используемых с целью снижения несимметрии напряжения [1]. Он состоит из двух однофазных трансформаторов, соединенных способом указанным на рисунке ниже.

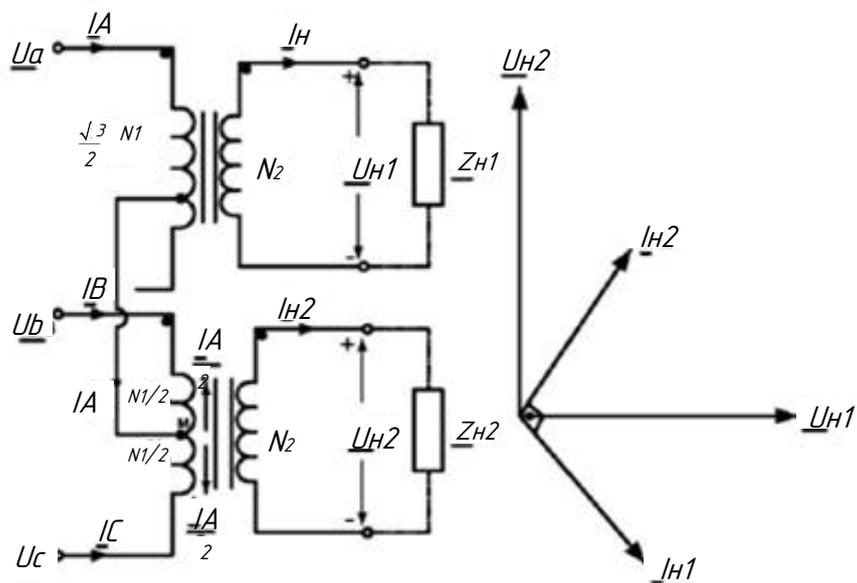


Рисунок 21 – Схема соединения трансформатора Скотта и его векторная диаграмма

Трансформатор Скотта может преобразовывать симметричную трехфазную систему в симметричную двухфазную систему и наоборот. Если две нагрузки на вторичной стороне равны, то линейные токи, выведенные из трехфазной сети, также будут симметричными[1].

$$\begin{aligned}
 U_{AB} &= \frac{N_1}{2N_2} \cdot (\sqrt{3}U_{-H1} - U_{-H2}); \\
 U_{BC} &= \frac{N_1}{N_2} \cdot U_{H2}; \\
 U_{CA} &= \frac{-N_1}{2N_2} \cdot (\sqrt{3}U_{-H1} + U_{-H2});
 \end{aligned}
 \tag{43}$$

$$\begin{aligned}
 I_A &= \frac{2}{\sqrt{3}} \frac{N_2}{N_1} \cdot I_{-H1}; \\
 I_B &= \frac{N_2}{N_1} \cdot (I_{H2} - \frac{1}{\sqrt{3}} I_{H1}); \\
 I_C &= \frac{-N_2}{N_1} \cdot (I_{H2} + \frac{1}{\sqrt{3}} I_{H1})
 \end{aligned}
 \tag{44}$$

Трансформатор Скотта в основном не применяются в России, от таких трансформаторов питается только тяговая нагрузки, для нетяговой нагрузки требуется дополнительный трансформатор.

3.1.5 Трансформатор Ле Бланка

Трансформатор Ле Бланка аналогичен по принципу работы трансформатору Скотта, основное различие между трансформаторами - это число сердечников, используемых для обмоток. Трансформатор Ле Бланка построен на трех стержнях, в отличие от трансформатора Скотта.

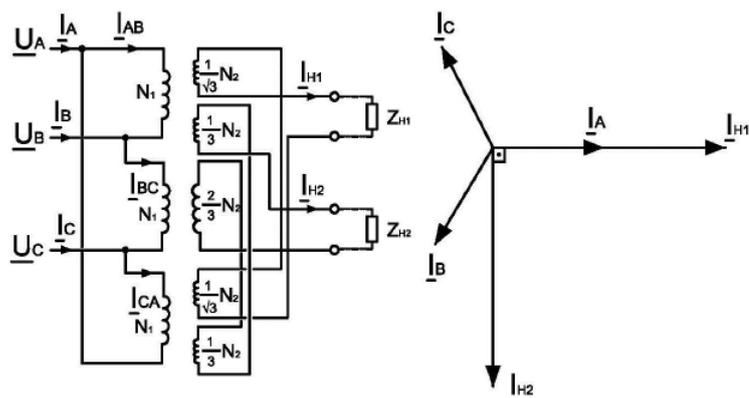


Рисунок 22 – Схема соединения трансформатора Ле Бланка и его векторная диаграмма

Соотношения между первичными и вторичными напряжениями и токами [5]

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_{AB} &= \frac{-N_1}{N_2} \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \underline{U}_{H1} + \frac{3}{4} \underline{U}_{H2} \right); \\
 \underline{U}_{BC} &= \frac{N_1}{N_2} \cdot \frac{3}{2} \cdot \underline{U}_{H2}; \\
 \underline{U}_{CA} &= \frac{N_1}{N_2} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{3}} \underline{U}_{H1} - \frac{3}{4} \underline{U}_{H2} \right); \\
 \underline{I}_A &= \frac{2}{\sqrt{3}} \frac{N_2}{N_1} \cdot \underline{I}_{H1}; \\
 \underline{I}_B &= \frac{N_2}{N_1} \cdot \left(\underline{I}_{H2} + \frac{1}{\sqrt{3}} \underline{I}_{H1} \right); \\
 \underline{I}_C &= \frac{N_2}{N_1} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{3}} \underline{I}_{H1} - \underline{I}_{H2} \right)
 \end{aligned}
 \tag{45}$$

3.2 Метод расчета коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности на основе симметричных составляющих

Расчет производится на основе метода симметричных составляющих. В этом разделе выполнены расчеты коэффициента несимметрии по обратной последовательности, так как он вкладывает наиболее существенную роль.

3.2.1 Однофазный трансформатор,
Соотношение токов и напряжений:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{BC} &= \alpha \cdot \underline{U}_H; \\ \underline{I}_B &= -\underline{I}_C = \beta \cdot \underline{I}_H; \\ \underline{I}_H &= Y_H \cdot \underline{U}_H \end{aligned} \quad (47)$$

где – коэффициент трансформации α , $\alpha = \frac{N_1}{N_2}$

β - коэффициент трансформации, $\beta = \frac{N_2}{N_1}$

$$\begin{aligned} I_A &= \beta \cdot I_H = \beta \cdot Y_H \cdot U_H = \beta \cdot Y_H \cdot \beta(U_A - U_B) = \beta^2 \cdot Y_H \cdot U_A - \beta^2 \cdot Y_H \cdot U_B; \\ I_B &= -I_A = -\beta^2 \cdot Y_H \cdot U_A + \beta^2 \cdot Y_H \cdot U_B; \\ I_C &= 0. \end{aligned} \quad (48)$$

Представим в виде $\beta^2 \cdot Y_H = Y$, соотношение между U_{ABC} и I_{ABC} может быть выражено:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y & -Y & 0 \\ -Y & Y & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_A \\ U_B \\ U_C \end{bmatrix} \quad (49)$$

Уравнение (49) можно преобразовать в симметричные составляющие, причем связь между U_{120} и I_{120}

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y & -Y & 0 \\ -Y & Y & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_0 \end{bmatrix} \quad (50)$$

3.2.2 Трансформатор с соединением открытый треугольник (V/V)

Соотношения токов и напряжений

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_{AB} &= \alpha \cdot \underline{U}_{H1}; \\
 \underline{U}_{BC} &= \alpha \cdot \underline{U}_{H2}; \\
 \underline{I}_A &= \beta \cdot \underline{I}_{H1}; \\
 \underline{I}_C &= \beta \cdot \underline{I}_{H2}; \\
 \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C &= 0.
 \end{aligned} \tag{51}$$

Соотношения токов и напряжений на вторичной стороне

$$\underline{I}_{H1} = Y_{H1} \cdot \underline{U}_{H1}; \underline{I}_{H2} = Y_{H2} \cdot \underline{U}_{H2} \tag{52}$$

Взаимосвязь токов и напряжений выразим через напряжение на первичной стороне трансформатора

$$\begin{aligned}
 \underline{I}_A &= \beta \cdot \underline{I}_{H1} = \beta \cdot Y_{H1} \cdot \underline{U}_{H1} = \beta^2 \cdot Y_{H1} \cdot (\underline{U}_A - \underline{U}_B) = \beta^2 \cdot Y_{H1} \cdot \underline{U}_A - \beta^2 \cdot Y_{H1} \cdot \underline{U}_B; \\
 \underline{I}_B &= -(\underline{I}_A + \underline{I}_C) = -\beta^2 \cdot Y_{H1} \cdot \underline{U}_A + \beta^2 \cdot (Y_{H1} + Y_{H2}) \cdot \underline{U}_B - Y_{H2} \cdot \underline{U}_C; \\
 \underline{I}_C &= \beta \cdot \underline{I}_2 = \beta^2 \cdot Y_{H2} \cdot \underline{U}_B - \beta^2 \cdot Y_{H2} \cdot \underline{U}_C
 \end{aligned} \tag{53}$$

Принимая, что $\beta^2 \cdot Y_{H1} = Y_1$ и $\beta^2 \cdot Y_{H2} = Y_2$, и подставляя их в исходную систему уравнений, получим, соотношение между $\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C$ и \underline{U}

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \\ \underline{I}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1 & -Y_1 & 0 \\ -Y_1 & Y_1 + Y_2 & -Y_2 \\ 0 & -Y_2 & Y_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \\ \underline{U}_C \end{bmatrix} \tag{54}$$

Преобразуя уравнение (54) в симметричные составляющие, связь между \underline{U}_{120} и \underline{I}_{120} записывается

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1 + Y_2 & -\alpha Y_1 - Y_2 & 0 \\ -\alpha^2 Y_1 - Y_2 & Y_1 + Y_2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_0 \end{bmatrix} \quad (55)$$

3.2.3 Трехфазный трансформатор звезда / треугольник (Y/Δ)

Соотношение токов и напряжений

$$\begin{aligned} \underline{U}_A + \underline{U}_B + \underline{U}_C &= 3\underline{U}_N; \\ \underline{U}_{H2} &= \beta \cdot \underline{U}_{AN}; \\ \underline{U}_{H2} &= -\beta \cdot \underline{U}_{BN}; \\ \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C &= 0; \\ \underline{I}_{H1} &= \alpha \cdot \underline{I}_A - \alpha \cdot \underline{I}_C = Y_{H1} \cdot \underline{U}_{H1}; \\ \underline{I}_{H2} &= \alpha \cdot \underline{I}_C - \alpha \cdot \underline{I}_B = Y_{H2} \cdot \underline{U}_{H2}. \end{aligned} \quad (56)$$

Отсюда определим:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{AN} &= \underline{U}_A - \underline{U}_N = \frac{2}{3}\underline{U}_A - \frac{1}{3}\underline{U}_B - \frac{1}{3}\underline{U}_C; \\ \underline{U}_{BN} &= -\frac{1}{3}\underline{U}_A + \frac{2}{3}\underline{U}_B - \frac{1}{3}\underline{U}_C; \\ \underline{U}_{CN} &= -\frac{1}{3}\underline{U}_A - \frac{1}{3}\underline{U}_B + \frac{2}{3}\underline{U}_C; \\ 3\underline{I}_A &= 2\beta \cdot \underline{I}_{H1} + \beta \cdot \underline{I}_{H2}; \\ 3\underline{I}_B &= -\beta \cdot \underline{I}_{H2} - 2\beta \cdot \underline{I}_{H1}; \\ 3\underline{I}_C &= -\beta \cdot \underline{I}_{H1} + \beta \cdot \underline{I}_{H2} \end{aligned} \quad (57)$$

Учитывая $\beta^2 \cdot Y_{H1} = Y_1$ и $\beta^2 \cdot Y_{H2} = Y_2$, соотношение между I_A, I_B, I_C выражается

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{4}{3}Y_1 + \frac{1}{3}Y_2 & -\frac{2}{3}Y_1 - \frac{2}{3}Y_2 & -\frac{2}{3}Y_1 + \frac{1}{3}Y_2 \\ -\frac{2}{3}Y_1 - \frac{2}{3}Y_2 & \frac{1}{3}Y_1 + \frac{4}{3}Y_2 & \frac{1}{3}Y_1 - \frac{2}{3}Y_2 \\ -\frac{2}{3}Y_1 + \frac{1}{3}Y_2 & \frac{1}{3}Y_1 - \frac{2}{3}Y_2 & \frac{1}{3}Y_1 + \frac{1}{3}Y_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_A \\ U_B \\ U_C \end{bmatrix} \quad (58)$$

После преобразования (58) в симметричные составляющие, следующее соотношение между U_{120} и I_{120} получается

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1 + Y_2 & Y_1 + \alpha^2 Y_2 & 0 \\ Y_1 + \alpha Y_2 & Y_1 + Y_2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_0 \end{bmatrix} \quad (59)$$

3.2.4 Трансформатор Скотта

Из уравнений соотношения между первичными и вторичными напряжениями и токами получаем [1]

$$\begin{aligned} \underline{I}_A &= \underline{I}_{AC} + \underline{I}_{AB}; \underline{I}_B = -\underline{I}_{CB} - \underline{I}_{AB}; \underline{I}_C = \underline{I}_{CB} - \underline{I}_{AC}; \\ \underline{I}_{H1} &= \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_{H1} = \frac{2}{\sqrt{3}} \beta (U_A - \frac{1}{2}U_B - \frac{1}{2}U_C) \cdot Y_{H1}; \\ \underline{I}_{H2} &= \underline{Y}_{H2} \cdot \underline{U}_{H2} = \beta (U_B - U_C) \cdot Y_{H2} \end{aligned} \quad (60)$$

где Y_{H1} и Y_{H2} – проводимость тяговых нагрузок в двух плечах.

После преобразования уравнений, получим токи в фазах первичной обмотки в зависимости от небаланса токов на вторичной обмотке трансформатора Скотта [5]

$$\begin{aligned}
I_{H1} &= \frac{\sqrt{3}}{2} \alpha I_{AC} + \frac{\sqrt{3}}{2} \alpha I_{AB} = \frac{\sqrt{3}}{2} \alpha I_A; I_A = \frac{2}{\sqrt{3}} \beta I_{H1}; \\
I_{H2} &= -\alpha I_{CB} + \frac{1}{2} \alpha I_{AC} - \frac{1}{2} \alpha I_{AB} = -\alpha I_{CB} + \alpha I_{AC} I_{CB} - \frac{1}{2} \alpha I_{AC} - \frac{1}{2} \alpha I_{AB} = -\alpha I_C - \frac{1}{2} \alpha I_A = -\alpha I_C - \frac{1}{\sqrt{3}} \alpha \cdot I_{H1}; \quad (61) \\
I_C &= -\beta I_{H2} - \frac{1}{\sqrt{3}} \beta I_{H1}
\end{aligned}$$

В трансформаторе Скотта нейтраль не предусмотрена, на первичной обмотке

$$I_B = -I_A - I_C = \beta I_{H2} - \frac{1}{\sqrt{3}} \beta I_{H1} \quad (62)$$

Подставим (60) в (61)

$$I_B = \frac{4}{3} \beta^2 Y_{H1} U_A - \frac{2}{3} \beta^2 Y_{H1} U_B - \frac{2}{3} \beta^2 Y_{H1} U_C \quad (63)$$

Подставим (60) и (61) в (63)

$$\begin{aligned}
I_B &= -\frac{2}{3} \beta^2 Y_{H1} U_A + \left(\frac{1}{3} \beta^2 Y_{H1} + \beta^2 Y_{H2}\right) U_B + \left(\frac{1}{3} \beta^2 Y_{H1} + \beta^2 Y_{H2}\right) U_C; \\
I_C &= -\beta^2 Y_{H1} U_A + \left(\frac{1}{3} \beta^2 Y_{H1} + \beta^2 Y_{H2}\right) U_B + \left(\frac{1}{3} \beta^2 Y_{H1} + \beta^2 Y_{H2}\right) U_C
\end{aligned} \quad (64)$$

С учетом $\beta^2 \cdot Y_{H1} = Y_1$ и $\beta^2 \cdot Y_{H2} = Y_2$ соотношение между U_{ABC} и I_{ABC} :

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{4}{3} Y_1 & -\frac{2}{3} Y_1 & -\frac{2}{3} Y_1 \\ -\frac{2}{3} Y_1 & \frac{1}{3} Y_1 + Y_2 & \frac{1}{3} Y_1 - Y_2 \\ -\frac{2}{3} Y_1 & \frac{1}{3} Y_1 - Y_2 & \frac{1}{3} Y_1 + Y_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_A \\ U_B \\ U_C \end{bmatrix} \quad (65)$$

После преобразования (65) в симметричные составляющие U_{120} и I_{120}

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1 + Y_2 & Y_1 - Y_2 & 0 \\ Y_1 - Y_2 & Y_1 + Y_2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_0 \end{bmatrix} \quad (66)$$

3.2.5 Трансформатор Ле Бланка

Соотношение токов и напряжений имеет вид [5]

$$\begin{aligned} U_{H1} &= \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{N_2}{N_1} (U_{CA} - U_{AB}) = \frac{1}{\sqrt{3}} \beta (U_B + U_C - 2U_A); \\ U_{H2} &= \frac{1}{3} \beta (2U_{BC} - U_{AB} - U_{CA}) = \beta (U_B - U_C) \end{aligned} \quad (67)$$

Токи в двух плечах на вторичной обмотке

$$I_{H1} = Y_{H1} U_{H1}; I_{H2} = Y_{H2} U_{H2} \quad (68)$$

Токи в трех фазной системе на первичной обмотке

$$I_A = -I_{CA} + I_{AB}; I_B = -I_{AB} + I_{BC}; I_C = -I_{BC} + I_{CA} \quad (69)$$

Линейные токи в первичной обмотке

$$I_{CA} = \beta \left(\frac{1}{\sqrt{3}} I_{H1} - \frac{1}{3} I_{H2} \right); I_{BC} = \frac{2}{3} \beta I_{H2}; I_{AB} = -\beta \left(\frac{1}{3} I_{H2} + \frac{1}{\sqrt{3}} I_{H1} \right) \quad (70)$$

Соотношение токов первичной и вторичной обмоток

$$I_A = -\frac{2}{\sqrt{3}}\beta \cdot I_{H1}; I_B = \frac{1}{\sqrt{3}}\beta I_{H1} + \beta \cdot I_{H2}; I_C = \frac{1}{\sqrt{3}}\beta \cdot I_{H1} - \beta \cdot I_{H2} \quad (71)$$

Получаем уравнения токов и напряжений в первичной обмотке:

$$\begin{aligned} I_A &= \frac{4}{3}\beta^2 \cdot Y_{H1} \cdot U_A - \frac{2}{3}\beta^2 \cdot Y_{H1} \cdot U_B - \frac{2}{3}\beta^2 \cdot Y_{H1} \cdot U_C \\ I_B &= -\frac{2}{3}\beta^2 \cdot Y_{H1} \cdot U_A + \left(\frac{1}{3}\beta^2 \cdot Y_{H1} + \beta^2 \cdot Y_{H2}\right) \cdot U_B + \left(\frac{1}{3}\beta^2 \cdot Y_{H1} - \beta^2 \cdot Y_{H2}\right) \cdot U_C \\ I_C &= -\frac{2}{3}\beta^2 \cdot Y_{H1} \cdot U_A + \left(\frac{1}{3}\beta^2 \cdot Y_{H1} - \beta^2 \cdot Y_{H2}\right) \cdot U_B + \left(\frac{1}{3}\beta^2 \cdot Y_{H1} + \beta^2 \cdot Y_{H2}\right) \cdot U_C \end{aligned} \quad (72)$$

Учитывая, что $\beta^2 \cdot Y_{H1} = Y_1$ и $\beta^2 \cdot Y_{H2} = Y_2$, соотношение между I_A , I_B и I_C может быть выражено:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{4}{3}Y_1 & -\frac{2}{3}Y_1 & -\frac{2}{3}Y_1 \\ -\frac{2}{3}Y_1 & \frac{1}{3}Y_1 + Y_2 & \frac{1}{3}Y_1 - Y_2 \\ -\frac{2}{3}Y_1 & \frac{1}{3}Y_1 - Y_2 & \frac{1}{3}Y_1 + Y_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_A \\ U_B \\ U_C \end{bmatrix} \quad (73)$$

Преобразуя (73) в симметричные составляющие соотношение между U_{120} и I_{120} можно выразить следующим образом

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1 + Y_2 & Y_1 - Y_2 & 0 \\ Y_1 - Y_2 & Y_1 + Y_2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_0 \end{bmatrix} \quad (74)$$

3.2.6 Оценка коэффициента несимметрии для различных групп соединения обмоток силового трансформатора

Из матричных уравнений видно, что для трансформаторов Скотта и Ле Бланка симметрирующая способность определяется одинаковым образом. По результатам, полученным после преобразования соотношения токов и напряжений, можно сгруппировать по симметрирующей способности, все рассмотренные виды трансформаторных соединений в три группы.

Формулы справедливы для двух допущений:

- 1) Питающая система является симметричной системой трехфазно;
- 2) Эквивалентное сопротивление тяговой нагрузки во много раз больше сопротивления сети.

В Таблице 8 приведены формулы для оценки симметрирующих способностей трансформаторных схем соединения.

Таблица 8 - Коэффициент несимметрии при различных схемах тягового электроснабжения[5]

Схема соединения трансформатора	Коэффициент несимметрии по напряжению, %
1	2
Одна фаза	$K_{2U} = \frac{S_{1\phi}}{S_{K3(3\phi)}} \cdot 100$
СКОТТ	$K_{2U} = 1 - 2 \cdot K_p \cdot \frac{S_{1\phi}}{S_{K3(3\phi)}} \cdot 100$

ЛеБланк	
V/V	$K_{2U} = \sqrt{3\kappa_3^2 - 3\kappa_3 + 1} \cdot \left \frac{S_{1\phi}}{S_{\kappa_3(3\phi)}} \right \cdot 100$
Y/Δ	
Δ/Δ	

Коэффициент несимметрии зависит не только от соотношения токов в плечах обмотки на низкой стороне, но также от отношения мощности однофазной нагрузки к полной мощности трехфазного короткого замыкания.

Коэффициент κ_3 , который находится в пределах $0 \leq \kappa_3 \leq 1$ и определяет разницу соединения трансформаторов (Таблица 9)[5].

Таблица 9 - Изменение коэффициента несимметрии в зависимости от загрузки двух плеч трансформатора

Коэффициент загрузки	Трансформатор Скотта	Трехфазный трансформатор
1	2	3
κ_3	$ 1 - 2 \cdot \kappa_3 $	$\sqrt{3\kappa_3^2 - 3\kappa_3 + 1}$
0	1	1
0,1	0,8	0,85
0,2	0,6	0,72
0,3	0,4	0,61
0,4	0,2	0,53
0,5	0	0,50
0,6	0,2	0,53
0,7	0,4	0,61
0,8	0,6	0,72
0,9	0,8	0,85
1	1	1

Формулы позволяют вычислить K_{2U} max в точке общего присоединения. Симметрирование напряжения заключается в выравнивании мощностей нагрузки в двух плечах трех фаз тягового электроснабжения.

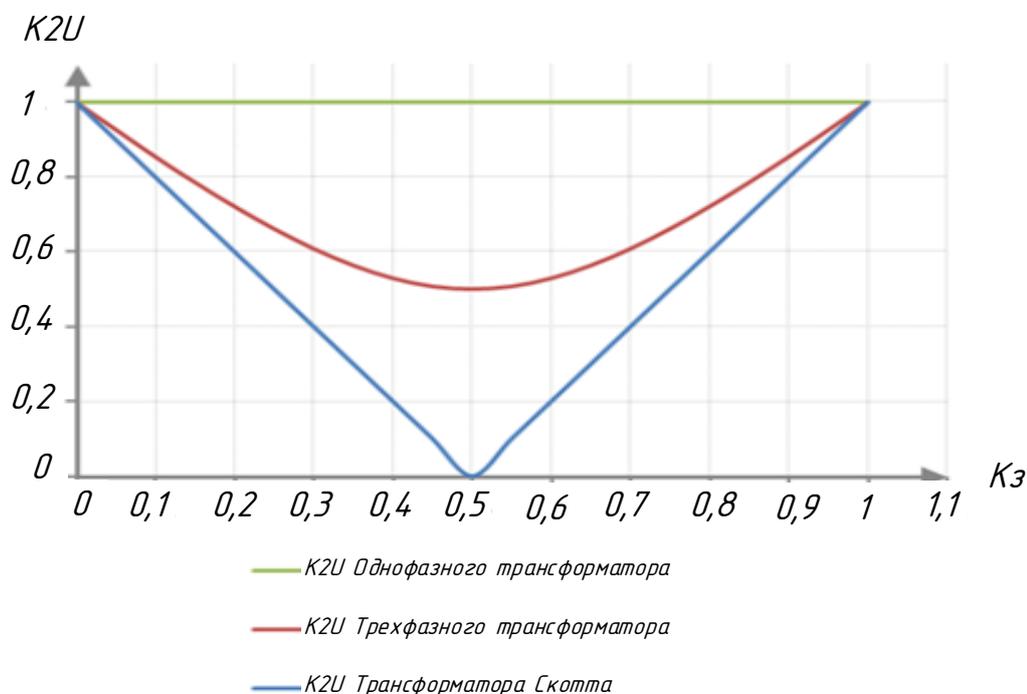


Рисунок 23 – График K_{2U} трансформаторных соединений от загрузки двух плеч тяговой подстанции

Для ПКЭ, характеризующих несимметрию трехфазной системы напряжений, в ГОСТ 32144-2013 [39] установлены следующие нормы:

–коэффициенты несимметрии напряжений по обратной последовательности k_{2U} и по нулевой последовательности K_{0U} в месте передачи электрической энергии, средние значения в промежутке 10 мин., не могут превышать 2 % в течение 95 % всего времени в одну неделю;

–коэффициенты несимметрии напряжений по обратной последовательности k_{2U} и по нулевой последовательности K_{0U} в месте передачи электрической энергии, средние значения в промежутке 10 мин., не могут превышать 4 % в течение 100 % всего времени в одну неделю.

По стандартам Международной Электротехнической Комиссии (МЭК) прописаны нормативы для коэффициентов несимметрии, которые приведены в Таблице 10.

Таблица 10 – Значения коэффициентов несимметрии по напряжению стандарта МЭК (IEC TR 61000-3-13)

Напряжение, кВ	Норма K_{2u} , %
$U \leq 1$	2(3)
$1 < U \leq 35$	1,8
$35 < U \leq 230$	1,4
$230 < U$	0,8

3.3 Симметрирующие устройства

Снизить несимметрию напряжений и токов можно, если более равномерно распределить нагрузку по фазам трехфазной цепи или применить симметрирующее устройство.

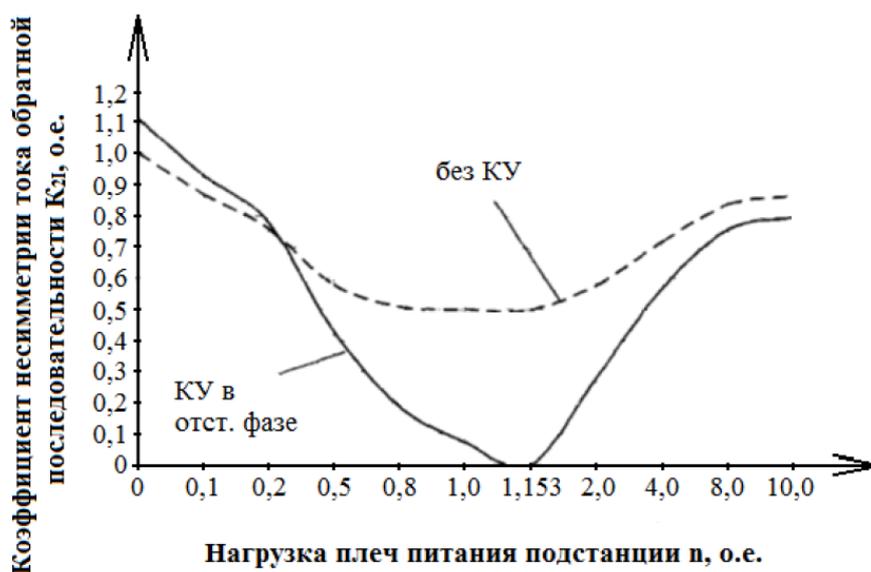


Рисунок 24– Зависимость коэффициента несимметрии тока от нагрузки плеч питания подстанции $K_{2I}(n)$ для традиционного трансформатора

Графику соответствует условие $\cos \varphi_{от} = \cos \varphi_{оп} = 0,8$, где среднее значение нагрузки плеч питания подстанции $n=0,25$ и $n=4$, характерное для силовых трансформаторов тяговых подстанций однопутного участка.

Однофазные КУ позволяет уменьшить несимметрию токов на 20% [99].

Симметрирующие устройства (СУ) – технические средства, способные минимизировать составляющие токов обратной и нулевой последовательностей, возникающих при несимметричных режимах работы электрических сетей [7].

СУ это элемент, который обеспечивающий снижение коэффициента обратной последовательности, там, где его установили вплоть до нуля и уменьшение его в других точках сети. СУ состоит из пофазно регулируемых индуктивно-емкостных элементов, подключенных либо к линии, либо к обмотке трансформатора (автотрансформатора), соединенной по схеме треугольника (Рисунок 25) [8]

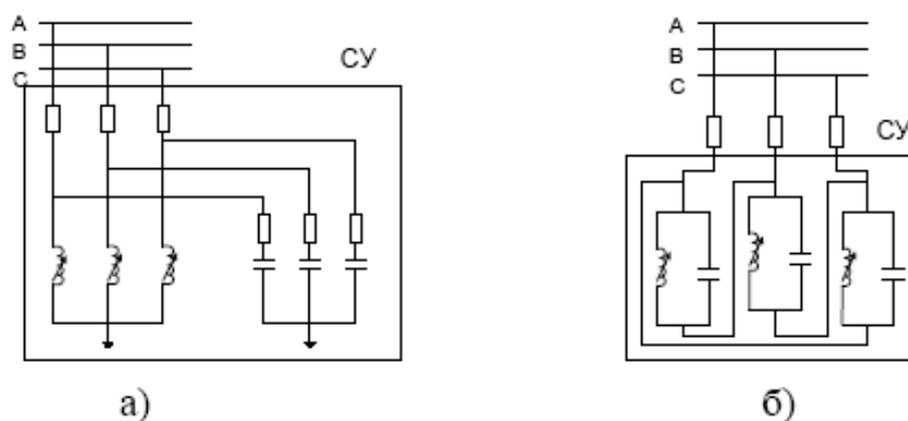


Рисунок 25 – СУ на стороне ВН подстанции: а – соединение по схеме звезда; б – соединение по схеме треугольник.

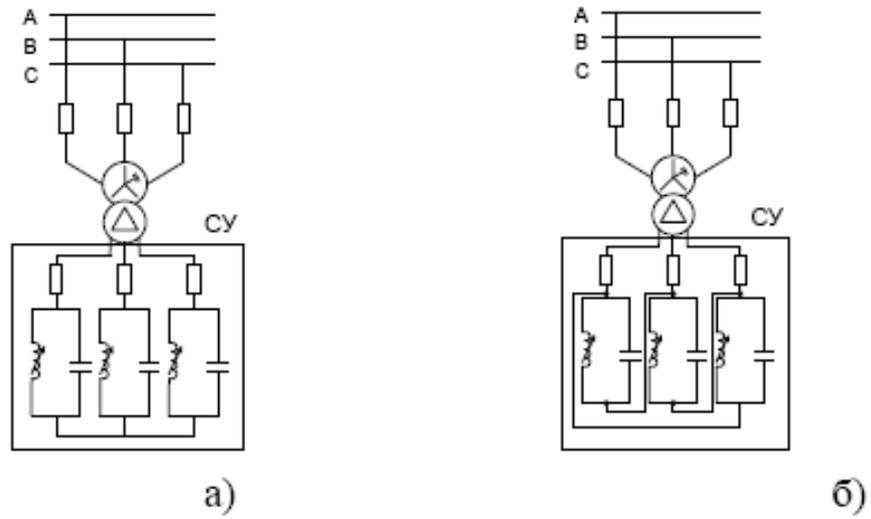


Рисунок 26 – Подмагничиваемое СУ на стороне НН подстанции: а - соединение СУ по схеме звезда; б - соединение СУ по схеме треугольник.

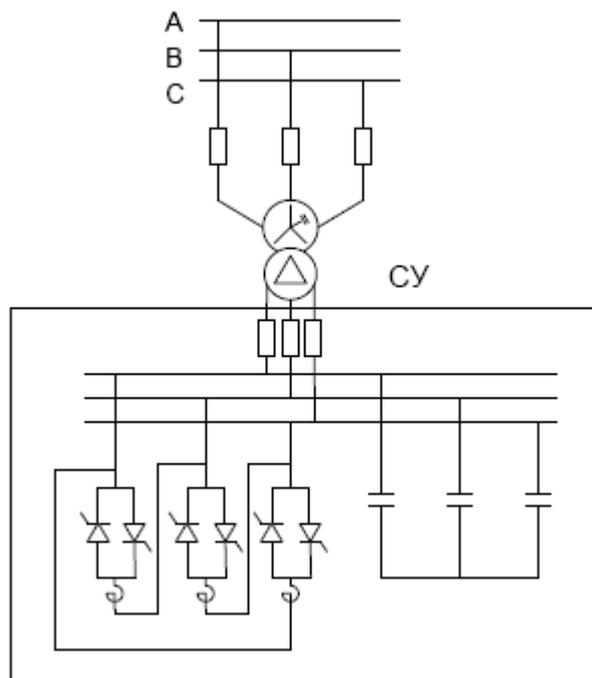


Рисунок 27 – Тиристорное СУ на стороне НН подстанции.

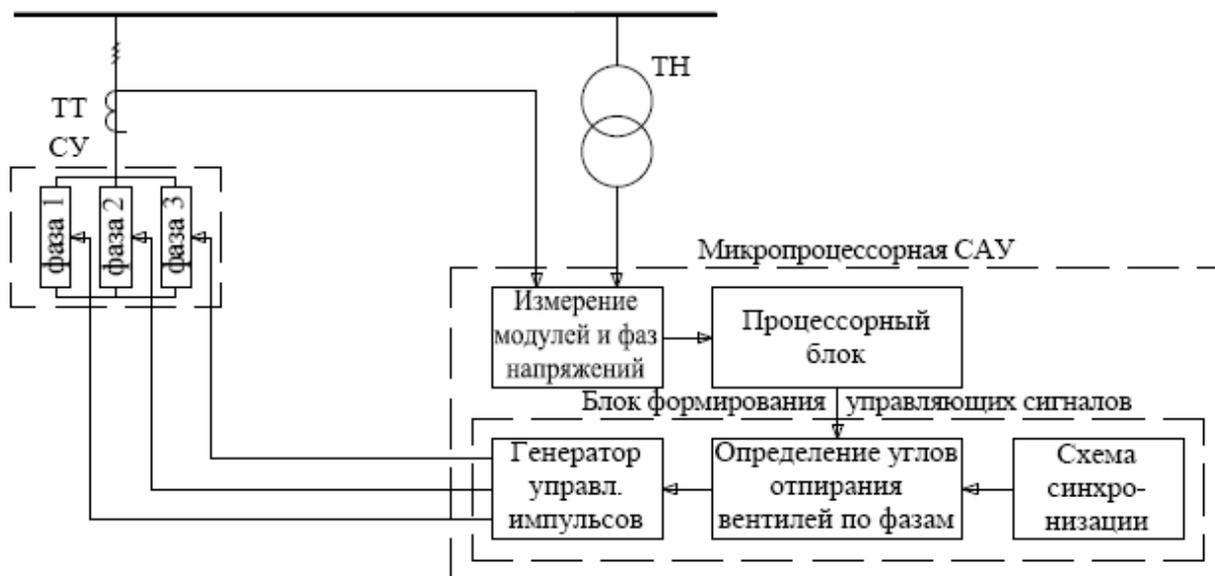


Рисунок 28 – Структурная схема микропроцессорной системы автоматического управления СУ

После рассмотрения несимметрии, можно сделать вывод, что заметным образом несимметрия меняется каждые 1-2 минуты. Примем по минутный контроль за уровнем несимметрии.

Способ снижения несимметрии состоит в следующем[9]:

1. Измерение фазных напряжений и токов на клеммах СУ, на их основе рассчитываются коэффициент несимметрии по напряжению а также напряжения и токи прямой и обратной последовательности.

2. Сравнивая коэффициент несимметрии по напряжению и его пороговым значением которое выбирается так, чтобы в любой точке сети коэффициент несимметрии в нормальных режимах не превосходил допустимой величины

3. Если измеренный для данной минуты в момент t_0 коэффициент несимметрии соответствует $K_{2U}(t_0) \leq K_{2U\text{нор}}$, то параметры СУ остаются неизменными, и через минуту действия повторяются с пункта 1.

4. Если коэффициент несимметрии для данной минуты оказался больше пороговой величины, то определяется режимный параметр СУ на измеренных величинах, они обеспечивают полную компенсацию напряжения обратной последовательности.

5. Через минуту в момент времени t_0+1 мин. начинаем с пункта 1.

Вышеуказанные соотношения позволяют найти уточненное значение входного сопротивления на исследуемый момент времени.

Для управления работой симметрирующего устройства достаточно измерить комплексные величины фазных напряжений и токов в точке его установки и далее по алгоритму вычислить нужные параметры устройства.

3.4 Схема Штейнметца

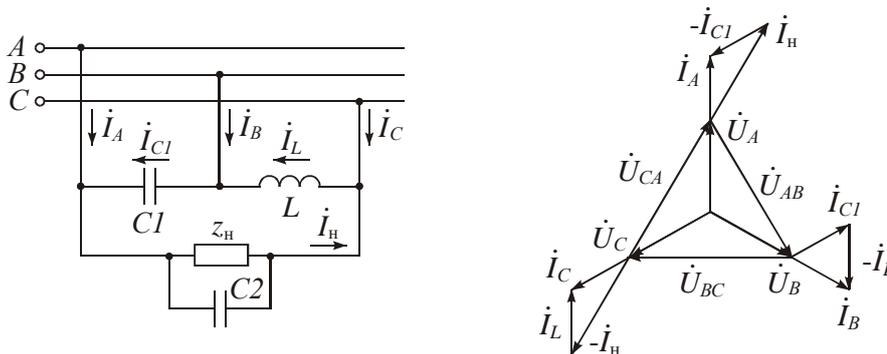


Рисунок 29- Схема Штейнметца и векторная диаграмма для этой схемы

Симметрирующее устройство Штейнметца обеспечивает симметрирование активно-индуктивной нагрузки. Коэффициент мощности уменьшается до значений, меньших коэффициента мощности нагрузки [7]. В этом случае симметрирующие элементы выбирается из условия

$$\left. \begin{aligned} Q_L &= 2S_n \cos\left(\varphi_n - \frac{\pi}{3}\right) / \sqrt{3}; \\ Q_C &= 2S_n \cos\left(\varphi_n + \frac{\pi}{3}\right) / \sqrt{3}, \end{aligned} \right\} \quad (75)$$

где S_n – полная мощность однофазной нагрузки; φ_n – аргумент сопротивления нагрузки.

Симметрирование при неизменных значениях симметрирующих элементов обеспечивается только при одном значении мощности нагрузки. Если возможное изменение параметров нагрузки приводит к превышению допустимой несимметрии, возникает необходимость применения управляемых СУ. Однако применение управляемых СУ не всегда необходимо при переменной несимметричной нагрузке; нужно, чтобы несимметрия напряжений не выходила за допустимый предел с интегральной вероятностью 95 %.

3.5 Статические компенсаторы

Управляемые пофазно устройства КРМ, которые обеспечивают балансирование нагрузки и симметрирование напряжения: статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (СТК) и статические компенсаторы на базе управляемых инверторов напряжения (СТАТКОМ).

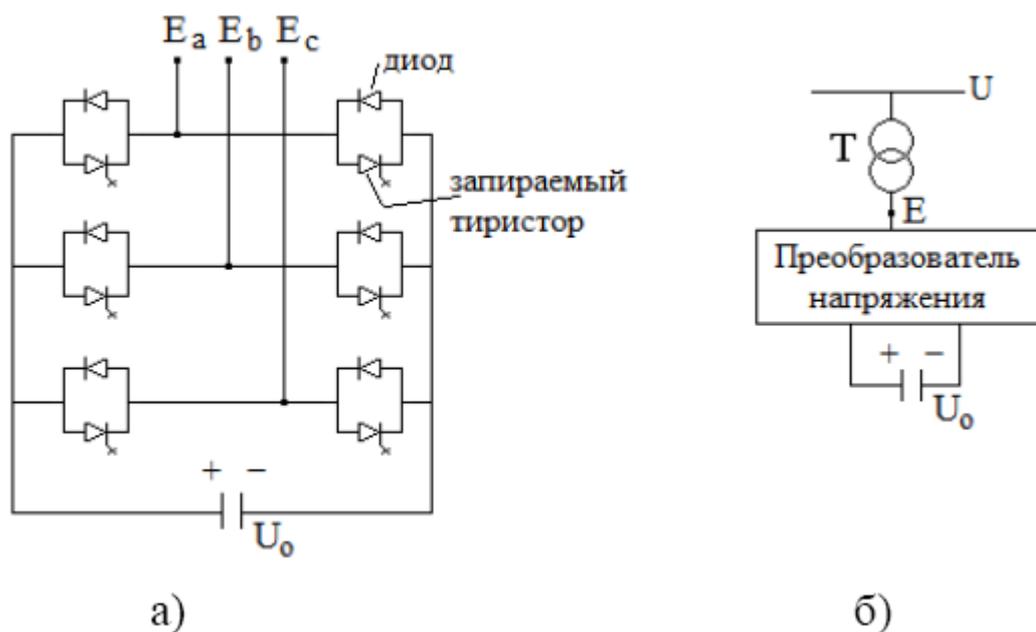


Рисунок 30 – Принципиальная схема СТАТКОМ: а – трёхфазный двухполупериодный преобразователь напряжения; б – схема СТАТКОМ

Преобразователи напряжения производят реактивную мощность без ШКБ и ШР за счёт циркуляции переменного тока по фазам. С точки зрения генерации реактивной мощности их работа подобна действию идеальной синхронной машины, где реактивная мощность изменяется за счёт управления возбуждением. Так как он похож на вращающийся синхронный компенсатор, это устройство называется статическим синхронным компенсатором (СТАТКОМ) [4].

Схема СТАТКОМ показана на рисунке 30 б. Напряжение источника постоянного тока, обеспечиваемого заряженным конденсатором, преобразуется в напряжение 50 Гц на выходе.

Величина напряжения выхода прямо пропорциональна напряжению конденсатора. Изменением величины выходного напряжения может регулировать обмен реактивной мощностью между системой и преобразователем.

3.6 Трансформатор Вудбриджа

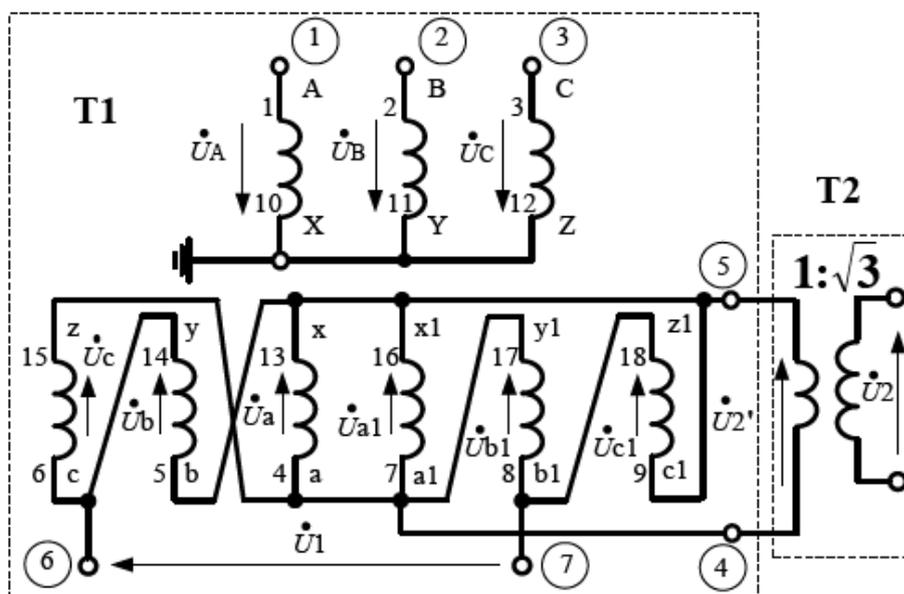


Рисунок 31- Схема трансформатора Вудбриджа

На рисунке 31 изображена схема Вудбриджа, которая является преобразователем двухфазной нагрузки в трехфазную с помощью формирования

двух напряжений, которые различаются по фазе на 90° [8]. Эта схема создана для симметрирования тяговых нагрузок одной фазы ЖД переменного тока, с системой тягового напряжения 1×25 кВ. Схема состоит из трансформаторов трехфазных с тремя обмотками (Т1) с особой схемой соединения вторичных обмоток и повышающий трансформатор с однофазным исполнением (Т2) или автотрансформатор, он нужен потому как Т1 характеризуется различными напряжениями для двухфазной нагрузки. Напряжения на выходе, которые отличаются по фазе, на рисунке 1 обозначаются $U1$ и $U2$. Для заземления выходных зажимов в качестве Т2 используется трансформатор, который создает гальваническую развязку выхода первого от второго. Создание напряжений, которые различны по фазе на 90° , с помощью использования вторичных обмоток, соединяются по схеме треугольника друг с другом фазами ах и а1х1.

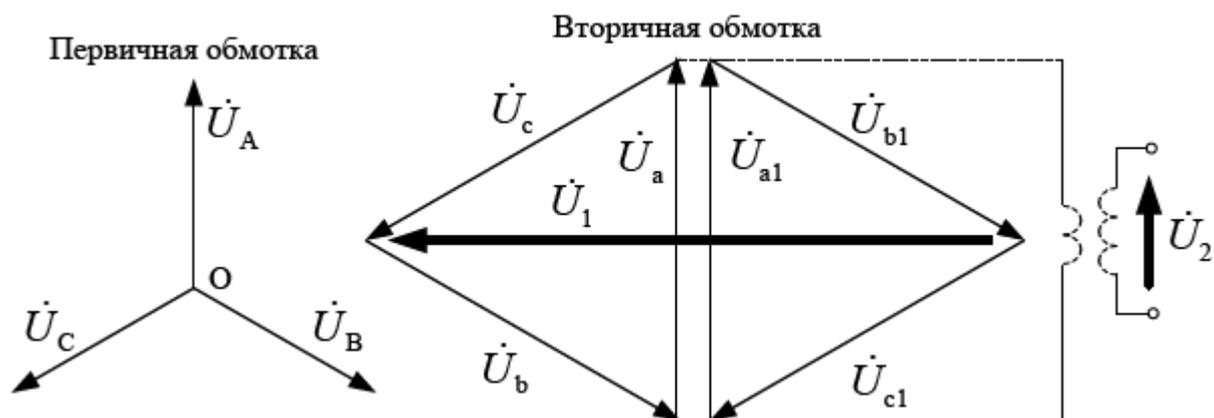


Рисунок 32 – Векторная диаграмма напряжений

Исследование [8] показало уменьшение несимметрии напряжений на шинах ПС около 25 % в сопоставлении с СТЭ 25 кВ.

3.7 Выбор технических средств

Из вышеуказанных средств снижения несимметрии выберем для исследования трансформатор Скотта. В данной магистерской диссертации выбо-

рем для сравнения два вида трансформаторного соединения, такие как трехфазный трансформатор и трансформатор Скотта. В таблице 11 показаны технические характеристики и их сравнения у двух видов тяговых трансформаторах.

Таблица 11- Технические характеристики выбранных устройств

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Уровень напряжения ВН, кВ	Уровень напряжения НН, кВ	Потери кз, кВт	Потери хх, кВт
ТДТНЖ	40000	230	27,5	220000	54000
Скотта	40000	230	27,5	140000	32000

Из таблицы 11 можно сделать вывод, что у трансформатора Скотта потери активной мощности значительно меньше чем у трехфазного трансформатора.

Для примера приведем в таблице 12 расчеты коэффициента несимметрии для равномерно загруженных плеч трансформаторов на тяговой подстанции Сковородино.

Таблица 12- Коэффициент несимметрии тяговой подстанции

Тяговая ПС	Трехфазный трансформатор	Трансформатор Скотта
Сковородино	Коэффициент несимметрии, %	
	1,50	0

3.8 Вывод

В данном разделе:

- рассмотрели виды схем соединения обмоток трансформаторов на тяговых подстанциях, показали методы расчета коэффициентов несимметрии напряжения по обратной последовательности на основе симметричных составляющих;

- дали оценку коэффициента несимметрии для рассмотренных групп соединения обмоток силовых трансформаторов на тяговых подстанциях;

-рассмотрели другие устройства для снижения несимметрии такие как: симметрирующие устройства, схема Штейнметца, статические компенсаторы и трансформатор Вудбриджа;

- Выбрано техническое средство для исследования снижения несимметрии – трансформатор Скотта, провели сравнение технических характеристик трехфазного трансформатора и трансформатора Скотта. Наглядно показано уровень коэффициента несимметрии при равенстве нагрузок на вторичной стороне трансформатора.

4 ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕСИММЕТРИИ И ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ, ПОСЛЕ ВЫБОРА УСТРОЙСТВА ДЛЯ СНИЖЕНИЯ НЕСИММЕТРИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Рассмотрим программный комплекс для расчета тягового электроснабжения и при помощи ПО рассчитаем нагрузку, коэффициенты несимметрии и потери мощности при использовании трансформатора Скотта вместо трехфазного трансформатора, благодаря которой в последующем проведем расчет технико-экономического сравнения двух вариантов трансформаторного соединения на тяговых подстанциях.

4.1 Программа комплекс расчетов тягового электроснабжения (КОРТЭС)

Программа комплекс расчетов тягового электроснабжения (КОРТЭС)». КОРТЭС производства АО «Научно-исследовательский институт железнодорожного транспорта» (АО «ВНИИЖТ») – крупнейшего научного центра в области создания инновационных и цифровых решений для ЖД транспорта. В пакете представлен полный набор программ для тяговых и электрических расчётов систем электроснабжения 3, 25 и 2х25 кВ.

Комплекс КОРТЭС (рисунок 11) состоит из программных модулей различного назначения, имеющие общие БД и способы управления[20]:

- расходы полной, активной и реактивной электрической энергии
- потери электроэнергии и минимальные значения напряжения в контактной сети.
- определение нагрузочных способностей по максимальным токам фазных обмоток ТП;
- наибольшие средние токи и температуры нагрева проводов КС

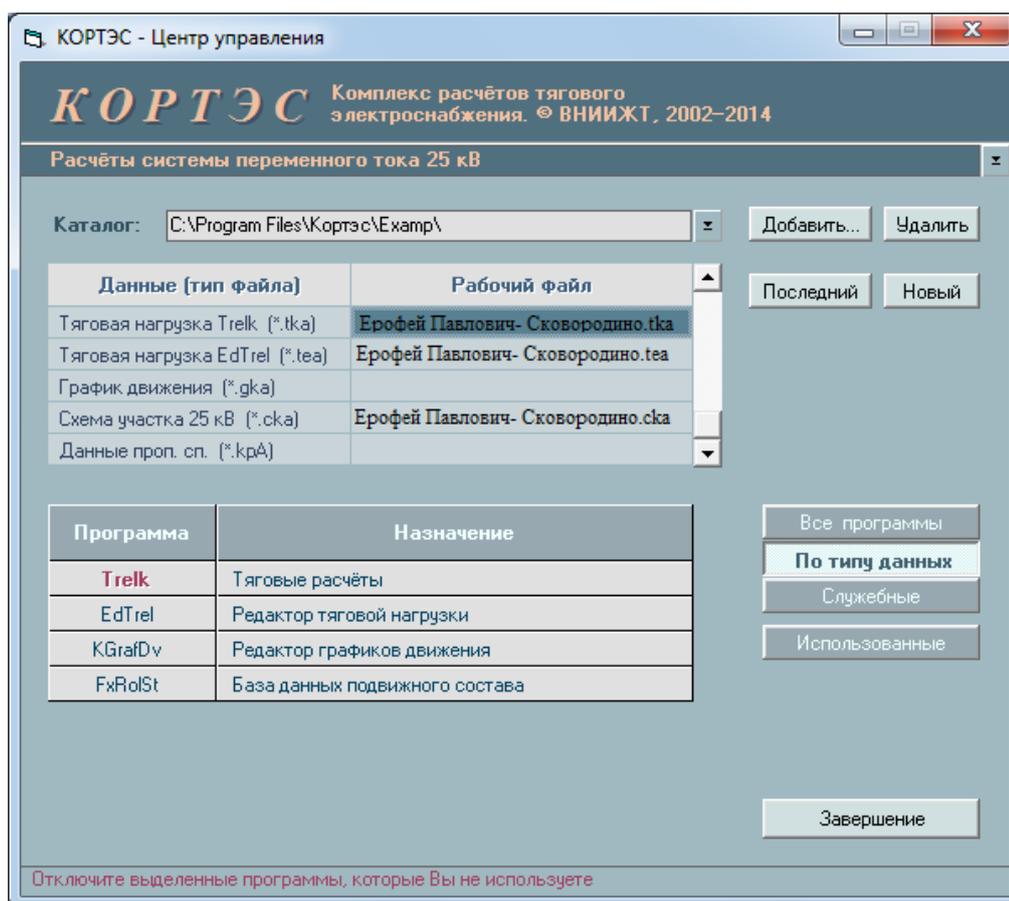


Рисунок 33- Рабочая область программы КОРТЭС

Расчет пропускной способности и нагрузок системы 27,5 кВ является одним из основных показателей работы тяги переменного тока. Для повышения качества электроэнергии между тяговыми ПС ставятся посты секционирования (ПС) и пункты параллельного соединения (ППС)[19].

Таблица 13- Данные для расчета в программе КОРТЭС

Наименование ПС	Тип трансформатора	Марка контактного провода
1	2	3
ЭЧЭ-1 (ПС Большая Омутная)	ТДТНЖ- 40000/220/35/27,5	ПБСМ-95+МФ-100
ЭЧЭ-2 (ПС Уруша)	ТДТНЖ- 40000/220/35/27,5	ПБСМ-95+МФ-100

ЭЧЭ-3 (ПС БАМ)		ТДТНЖ- 40000/220/35/27,5	ПБСМ-95+МФ-100
ЭЧЭ-4 Сковородино)	(ПС	ТДТНЖ- 40000/220/35/27,5	ПБСМ-95+МФ-100

На рисунке 34 изображен каталог трансформаторов в ПО КОРТЭС.

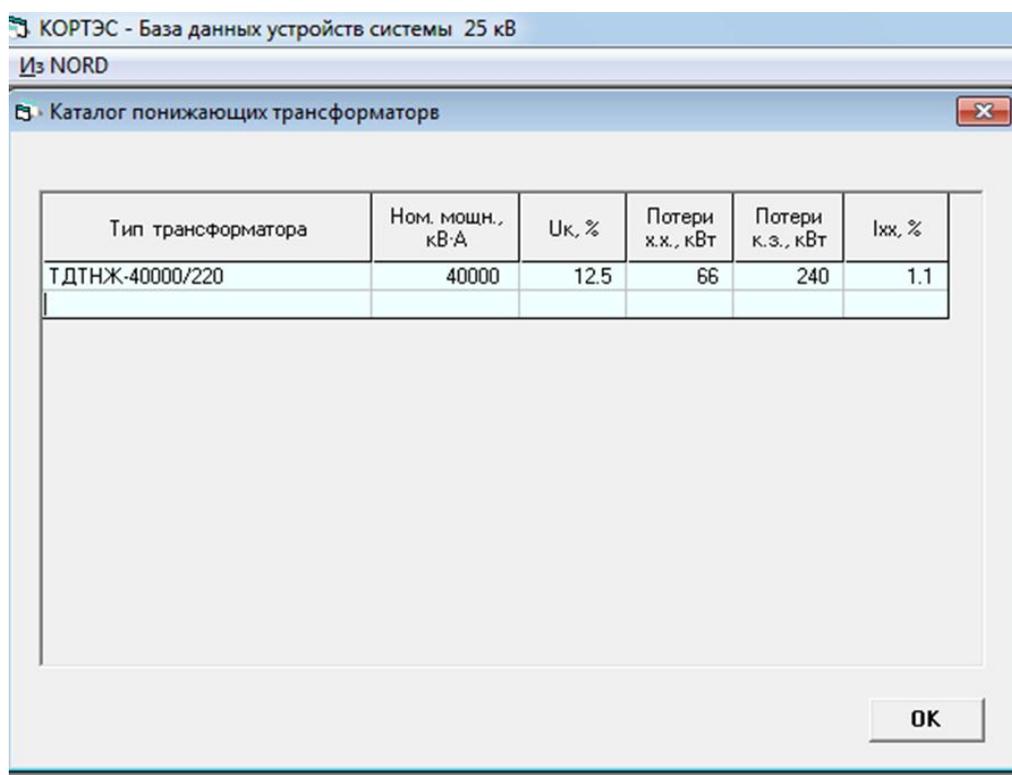


Рисунок 34- Каталог понижающих трансформаторов в программе КОРТЭС

На рисунке 35 изображен участок исследуемой тяговой сети в программе КОРТЭС для расчета показателей тягового снабжения электрической энергией.



Рисунок 35 – Схема электроснабжения сети 27,5 кВ исследуемого участка

Меры усиления, которые применяются на ЖД переменного тока:

- увеличение трансформаторной мощности;
- включение двух трансформаторов на работу в параллели;
- увеличение тяговых подстанций и тем самым уменьшение расстояния между ними
- установка экранирующих и усиливающих проводов на КС;
- применение компенсации продольной и поперечной.

При питании системы тягового электроснабжения на переменном токе минимально напряжение в контактной сети должно не опускаться ниже 21 кВ и температура выше которой провод не должен нагреваться равняется 100°С не более 3 минут или 90°С не более 20 минут[2].

При расчетах рабочих режимов системы переменного тока 27,5 кВ используется графики нагрузок чётный и нечетных путей, температура воздуха составляет 20 °С и период усреднения напряжения 1 мин. При расчетах используются различные усиление системы.

В таблице 14 представлены данные, полученные при использовании ПК КОРТЭС.

Таблица 14 – Расчет характеристик тягового электроснабжения с использованием ПК КОРТЭС

Характеристики	Нормальная работа	Параллельная работа двух трансформаторов	Установка КУ и УПК	Параллельная работа двух трансформаторов с КУ и УПК
1	2	3	4	5
Минимальное напряжение, кВ	20,98	21,85	25,06	25,65
Средняя величина потерь в тяговой сети, %	1,3	1,3	0,9	0,8
Количество тяговых ПС на расчетном участке	4	4	4	4
Расход активной энергии, кВт*ч	8880	9075	7156	7263
Расход реактивной энергии,кВАр*ч	4690	4732	3677	3686

По результатам расчета можно сделать выводы, что наиболее оптимальным усилением является установка КУ, а именно – УПК в слабых зонах между тяговыми подстанциями. Компенсирующие устройства, позволяют снизить значение реактивной мощности, поднять напряжение в контактной сети до приемлемых значения. При включении двух трансформаторов на параллельную работу и включении УПК значимый эффект не появляется.

Продольная емкостная компенсация в условиях резких и частых изменений тяговой нагрузки имеет преимущества, такие как автоматичность дей-

ствия по компенсации реактивных составляющих потерь, так как при пропорциональном изменении нагрузки соответственно меняется и потери напряжения в индуктивном сопротивлении системы и емкостном сопротивлении батареи конденсаторов. В результате этого напряжение не изменяется.

В таблице 15 указаны результаты расчета напряжения при прохождении состава массой 7000 тонн, потому как по ЖД Сковородинского района курсируют в четных и нечетных направлениях грузовые составы средней массы 7000 тонн.

Таблица 15- Результаты расчета при прохождении состава массой 7000 тонн

Схема электроснабжения	Напряжение в сети по результатам расчета КОРТЭС, кВ
1	2
СТЭ без УПК при параллельной работе трансформаторов	24,95
СТЭ с УПК	24,33
СТЭ с УПК при параллельной работе трансформаторов	25,24

Таблица 16- Результаты расчета напряжения при прохождении состава разной массы

Масса состава, Т	Напряжение на обмотке СТ тяговой подстанции (фактическое), кВ	Напряжение на обмотке СТ тяговой подстанции (при параллельной работе двух трансформаторов с КУ и УПК)	Погрешность, %
1	2	3	4
3000	26,85	27,36	1,85
7000	24,03	25,24	5
9000	21,22	22,21	4,7
12000	20,55	21,32	3,7

При прохождении составов массой более 7000 тонн работа системы электроснабжения тяговых подстанций осуществляется на предельно допустимых параметрах работы силового оборудования.

При увеличении массы состава величина тока в обмотках трансформатора повышается и может достигать критических значений.

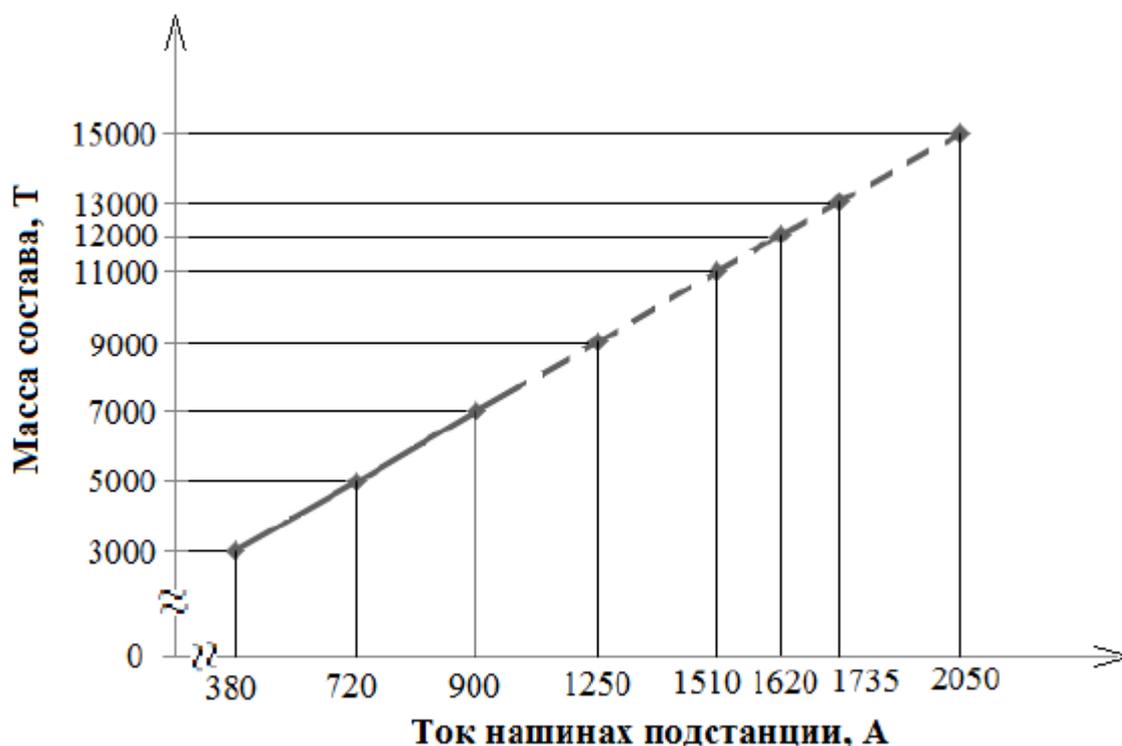


Рисунок 36 – Зависимость тока на шинах тяговой подстанции от массы состава

При увеличении интервала движения на прямом участке движения состава предельный режим допускается для силового трансформатора. Предельный режим является затруднительным для тягового силового трансформатора при движении состава с максимальной массой на уклоне, не всегда меры по нормализации режима позволяют целиком привести систему электроснабжения в режим нормальной работы, потому как значения по нагреву обмоток ВН и НН силового трансформатора, согласно ГОСТ Р 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия», не должны превышать значения температуры более 65°C.

С ростом массы состава наблюдается увеличение потребления мощности и тока в трансформаторе, это может привести к работе трансформатора с предельной нагрузкой. Этот режим работы приводит к отгоранию выводов, перегреву обмотки и т.п.

Таблица 17- Зависимость мощности потерь и тока в обмотке тягового трансформатора от массы состава

Масса состава, тонн	Ток в обмотке, А	Потери, кВт
1	2	3
3000	380	220
7000	900	286
9000	1250	330
12000	1620	396

4.2 Расчет тяговых нагрузок выбранного участка сети

В качестве объекта исследования применяется участок тяговой сети, выбранный в 1 главе настоящего магистерского исследования. Для моделирования применялось изменение нагрузки в плечах двух фаз со стороны тягового напряжения 25 кВ на 10%, 20%, 30%, а также без изменения нагрузки в плечах (при равной загрузке). Результаты приведены в Таблицах 16–19.

Допущение: активные и реактивные потери в магнитных цепях и в обмотках питающих трансформаторов не учитывались. Можно отметить, что нагрузка питающей сети определяется только нагрузкой тяговой ПС и схемой соединения обмоток силового трансформатора.

При моделировании группы соединения обмоток силового трансформатора по схеме Скотта был использован блок Multi-Winding Transformer из библиотеки блоков SymPowerSystems (SPS) [15]. Он моделирует многообмоточный трансформатор однофазный с любым числом обмоток на выбранной стороне трансформатора, как на низшей так и на высшей стороне.

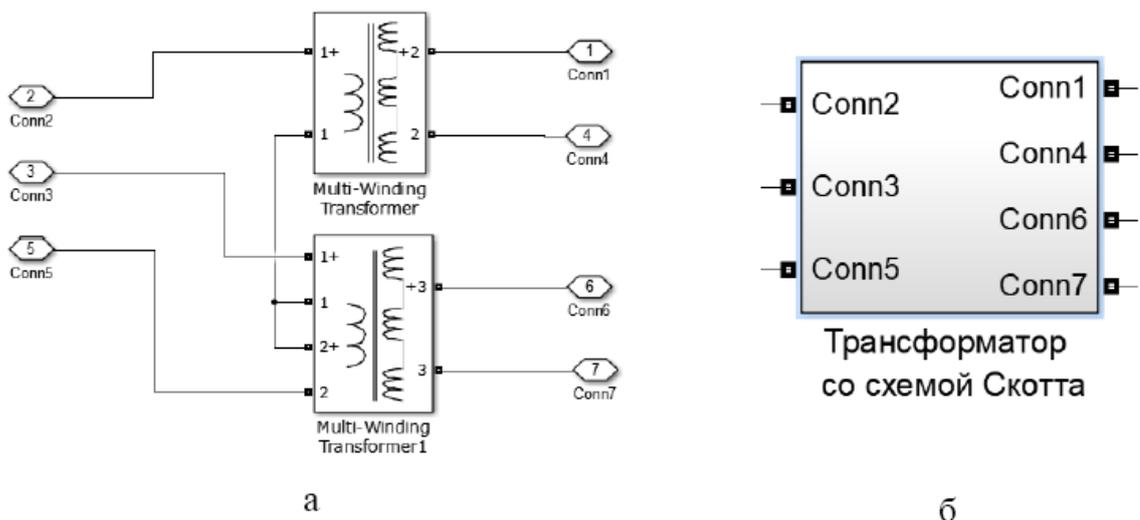


Рисунок 37 – Модель для расчета трансформатора Скотта (а- элементы трансформатора, б- общий вид)

Для расчета задали нагрузки в плечах силового трансформатора, которые изменяются друг относительно друга, определяем потокораспределение на стороне высокого напряжения во всех трех фазах, с использованием имитационного моделирования трансформатора Скотта и трехфазного[15].

Таблица 18- Тяговые нагрузки подстанции Сковородино

Параметры	Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой подстанции-0%						Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой подстанции-10%					
	Трехфазный трансформатор			Трансформатор Скотта			Трехфазный трансформатор			Трансформатор Скотта		
	P	Q	S	P	Q	S	P	Q	S	P	Q	S
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
S _{H1} ,MBA	12,3	2,5	12,5	12,3	2,5	12,5	13,5	2,7	13,8	13,5	2,7	13,8
S _{H2} ,MBA	12,3	2,5	12,5	12,3	2,5	12,5	11,1	2,2	11,3	11,1	2,2	11,3
S _a ,MBA	6,5	0,9	6,6	8,2	1,7	8,4	4,6	1,1	4,7	9,3	2,1	9,5
S _b ,MBA	9,7	1,8	9,9	8,2	1,7	8,4	11,4	0,8	11,4	7,8	1,2	7,8

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sc,МВА	8,4	2,3	8,7	8,2	1,7	8,4	8,6	3,1	9,1	7,5	1,7	7,7
Параметры	Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой подстанции-20%						Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой подстанции-30%					
	Трехфазный трансформатор			Трансформатор Скотта			Трехфазный трансформатор			Трансформатор Скотта		
	P	Q	S	P	Q	S	P	Q	S	P	Q	S
Sh1,МВА	14,8	3	15,1	14,8	3	15,1	16	3,2	16,3	16	3,2	16,3
Sh2,МВА	9,8	2	10	9,8	2	10	8,6	1,7	8,8	8,6	1,7	8,8
Sa,МВА	5,7	1,3	5,8	12,4	1,4	12,5	4,6	1,6	4,9	12,5	1,7	12,6
Sb,МВА	11,4	2,1	11,6	5,8	2,3	6,4	11,6	1,9	11,7	6,3	1	6,4
Sc,МВА	7,5	1,6	7,7	6,4	1,3	6,5	8,4	1,5	8,5	5,8	2,3	6,3

Таблица 19- Тяговые нагрузки подстанции БАМ

Параметры	Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой подстанции-0%						Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой подстанции-10%					
	Трехфазный трансформатор			Трансформатор Скотта			Трехфазный трансформатор			Трансформатор Скотта		
	P	Q	S	P	Q	S	P	Q	S	P	Q	S
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sh1,МВА	12	5,8	13,3	12	5,8	13,3	13,2	6,4	14,7	13,2	6,4	14,7
Sh2,МВА	12	5,8	13,3	12	5,8	13,3	10,8	5,2	12	10,8	5,2	12
Sa,МВА	6,3	3,2	7	8	3,9	8,9	4,4	3,3	5,5	9,1	4,2	10
Sb,МВА	9,5	3,3	10	8	3,9	8,9	11,2	3	11,6	7,7	3,5	8,4
Sc,МВА	8,2	5,1	9,7	8	3,9	8,9	8,4	5,3	9,9	7,2	4	8,3
Параметры	Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой подстанции-20%						Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой подстанции-30%					
	Трехфазный трансформатор			Трансформатор Скотта			Трехфазный трансформатор			Трансформатор Скотта		
	P	Q	S	P	Q	S	P	Q	S	P	Q	S

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
S _{H1} ,MBA	14,4	7	16	14,4	7	16	15,6	7,5	17,3	15,6	7,5	17,3
S _{H2} ,MBA	9,6	4,6	10,6	9,6	4,6	10,6	8,4	4	9,3	8,4	4	9,3
S _a ,MBA	5,5	2,3	5,9	12,2	3,7	12,7	4,4	1,6	4,7	12,3	3,3	12,7
S _b ,MBA	11,2	4,1	11,9	5,6	4,6	7,2	11,4	3,6	11,9	6,3	3,6	7,2
S _c ,MBA	7,3	5,2	9	6,2	3,4	7,1	8,2	6,4	10,4	5,4	4,6	7,1

Таблица 20- Тяговые нагрузки подстанции Уруша

Параметры	Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой подстанции-0%						Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой подстанции-10%					
	Трехфазный трансформатор			Трансформатор Скотта			Трехфазный трансформатор			Трансформатор Скотта		
	P	Q	S	P	Q	S	P	Q	S	P	Q	S
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
S _{H1} ,MBA	6,3	4	7,5	6,3	4	7,5	6,9	4,4	8,2	6,9	4,4	8,2
S _{H2} ,MBA	6,3	4	7,5	6,3	4	7,5	5,7	3,6	6,7	5,7	3,6	6,7
S _a ,MBA	2,7	1,7	3,2	4,2	2,7	5	2,9	2,3	3,7	4,5	2,9	5,3
S _b ,MBA	5,8	1,9	6,2	4,2	2,7	5	5,8	1,7	6	3,9	2,9	4,8
S _c ,MBA	4,1	4,5	6,1	4,2	2,7	5	3,8	4	5,5	4,2	2,2	4,8
Параметры	Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой подстанции-20%						Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой подстанции-30%					
	Трехфазный трансформатор			Трансформатор Скотта			Трехфазный трансформатор			Трансформатор Скотта		
	P	Q	S	P	Q	S	P	Q	S	P	Q	S
S _{H1} ,MBA	7,6	4,8	9	7,6	4,8	9	8,2	5,2	9,7	8,2	5,2	9,7
S _{H2} ,MBA	5	3,2	5,9	5	3,2	5,9	4,4	2,8	5,2	4,4	2,8	5,2
S _a ,MBA	2,9	1,4	3,2	4,8	2,9	5,6	3,2	1,4	3,5	5	3,1	5,9
S _b ,MBA	5,9	2,3	6,3	3,6	3	4,7	6,2	2,6	6,7	3,3	3,1	4,5
S _c ,MBA	3,2	4,3	5,4	4,2	1,9	4,6	2,9	4	4,9	4,3	1,8	4,6

Таблица 21- Тяговые нагрузки подстанции Большая Омутная

Параметры	Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой подстанции-0%						Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой подстанции-10%					
	Трехфазный трансформатор			Трансформатор Скотта			Трехфазный трансформатор			Трансформатор Скотта		
	P	Q	S	P	Q	S	P	Q	S	P	Q	S
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
S _{H1} ,MBA	14,5	9,9	17,6	14,5	9,9	17,6	15,9	10,9	19,3	15,9	10,9	19,3
S _{H2} ,MBA	14,5	9,9	17,6	14,5	9,9	17,6	13	8,9	15,7	13	8,9	15,7
S _a ,MBA	4,1	2,6	4,8	9,7	6,6	11,7	5,2	2,2	5,6	10,9	6,7	12,8
S _b ,MBA	13,3	6	14,6	9,7	6,6	11,7	14,1	6,7	15,6	8,9	6,9	11,1
S _c ,MBA	11,6	11,2	16,1	9,7	6,6	11,7	9,7	10,9	14,6	9,2	6,2	11,1
Параметры	Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой подстанции-20%						Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой подстанции-30%					
	Трехфазный трансформатор			Трансформатор Скотта			Трехфазный трансформатор			Трансформатор Скотта		
	P	Q	S	P	Q	S	P	Q	S	P	Q	S
S _{H1} ,MBA	17,4	11,9	17,7	17,4	11,9	17,7	18,8	12,9	22,8	18,8	12,9	22,8
S _{H2} ,MBA	11,6	7,9	11,9	11,6	7,9	11,9	10,2	6,9	12,3	10,2	6,9	12,3
S _a ,MBA	5,3	1,9	5,6	12	6,9	13,9	4,7	2,4	5,3	12,5	7,8	14,7
S _b ,MBA	13,6	4,5	14,3	7,8	7,6	10,8	14,1	6,5	15,5	7,5	7	10,3
S _c ,MBA	10,1	12,5	16,1	9,2	5,3	10,7	10,2	10,8	14,8	9	5	10,3

Из вышеизложенных таблиц видно, что при равенстве токов в плечах для трехфазного трансформатора не всегда будет равенство мощностей по фазам в сети трех фаз, трансформатор Скотта обеспечивает равенство мощностей, которые протекают по фазам сети. Это подтверждает зависимость коэффициента несимметрии от загрузки двух плеч, приведенных на Рисунке 23.

4.3 Расчет коэффициентов несимметрии для выбранного участка сети

Для примера рассчитаем токи и коэффициенты несимметрии для тяговой ПС Сквородино. Коэффициенты НС токов и напряжений по обратной

последовательности трехфазного трансформатора и трансформатора Скотта, при одинаковой мощности потребления тяговой нагрузки, но при изменении в плечах тяговой подстанции Сковородино, с потребляемой мощностью $24,6+j5$ МВА; результаты в Таблице 22.

На рисунках 38 и 39 изображены осциллограммы напряжения на первичной и вторичной стороне трансформатора Скотта.

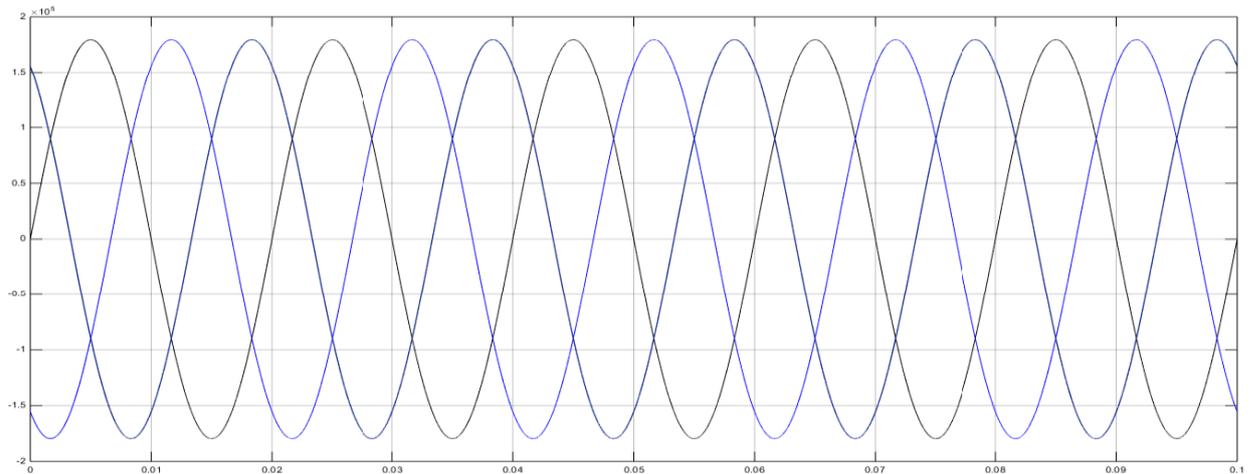


Рисунок 38 - Осциллограмма напряжений на первичной стороне трансформатора Скотта при равенстве нагрузок в двух фазах на вторичной стороне

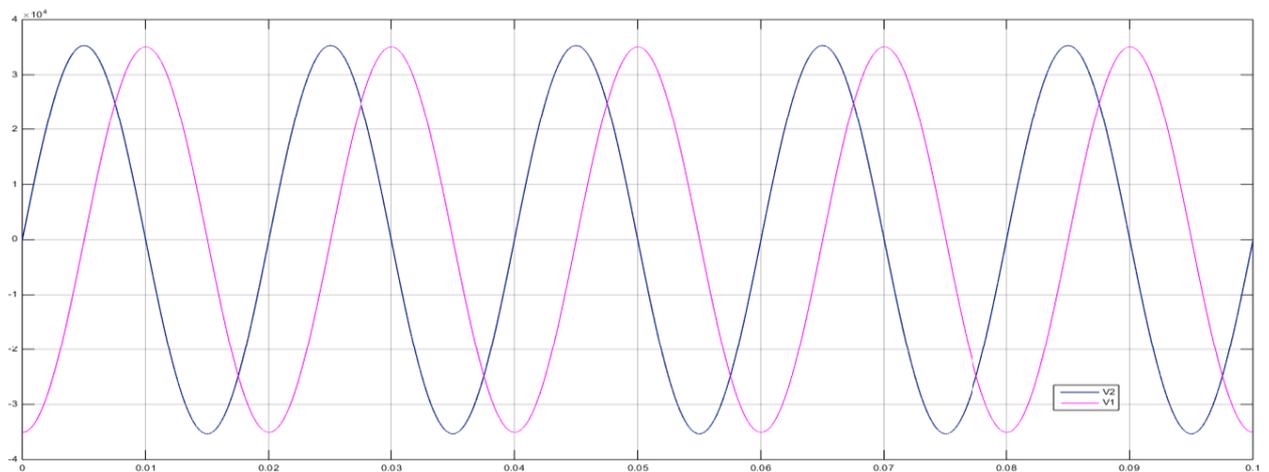


Рисунок 39 – Осциллограмма напряжений на вторичной стороне трансформатора Скотта при равенстве нагрузок в двух фазах на вторичной стороне

Таблица 22 – Изменение нагрузки в двух плечах трехфазного трансформатора и трансформатора Скотта на ПС Сковородино

Параметры сети	Изменение нагрузки в двух плечах							
	Трехфазный трансформатор				Трансформатор Скотта			
	0	10%	20%	30%	0	10%	20%	30%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
S _{H1} , МВА	12,5	13,8	15,1	16,3	12,5	13,8	15,1	16,3
S _{H2} , МВА	12,5	11,3	10	8,8	12,5	11,3	10	8,8
I _a , А	85,6	89,4	93,4	97,5	112,1	100,9	89,7	78,5
I _b , А	32,4	32,8	34,3	36,5	112,1	118,1	124,8	132,2
I _c , А	85,6	82,1	78,7	75,7	112,1	118,1	124,8	132,2
Угол фазы А, град.	170,3	173	175,5	178,8	69,4	69,4	69,4	69,4
Угол фазы В, град.	69,4	59	50,3	42	-50,6	-45,8	-41,6	-37,8
Угол фазы С, град.	-31,4	-28	-25,3	-21,8	-170,6	-175,3	-179,5	176,7
I _{прям.}	64,7	64,7	64,7	64,7	112,1	112,1	112,1	112,1
I _{обр.}	32,4	32,8	34,3	36,5	0	11,2	22,4	33,6
K _{2i} ,%	50	50,7	52,9	56,3	0	10	20	30
K _{2u} ,%	1,50	1,57	1,60	1,68	0	0,21	0,43	0,68

Сделаем вывод исходя из таблицы 22, у трехфазного трансформатора коэффициент несимметрии больше чем у трансформатора Скотта. Несимметрия по току не нормируется [5]

Исходя из вышеуказанных расчетов можно построить диаграммы, которые показывают разницу влияния трехфазного трансформатора и трансформатора Скотта. Диаграммы располагаются на рисунке 40 и 41.

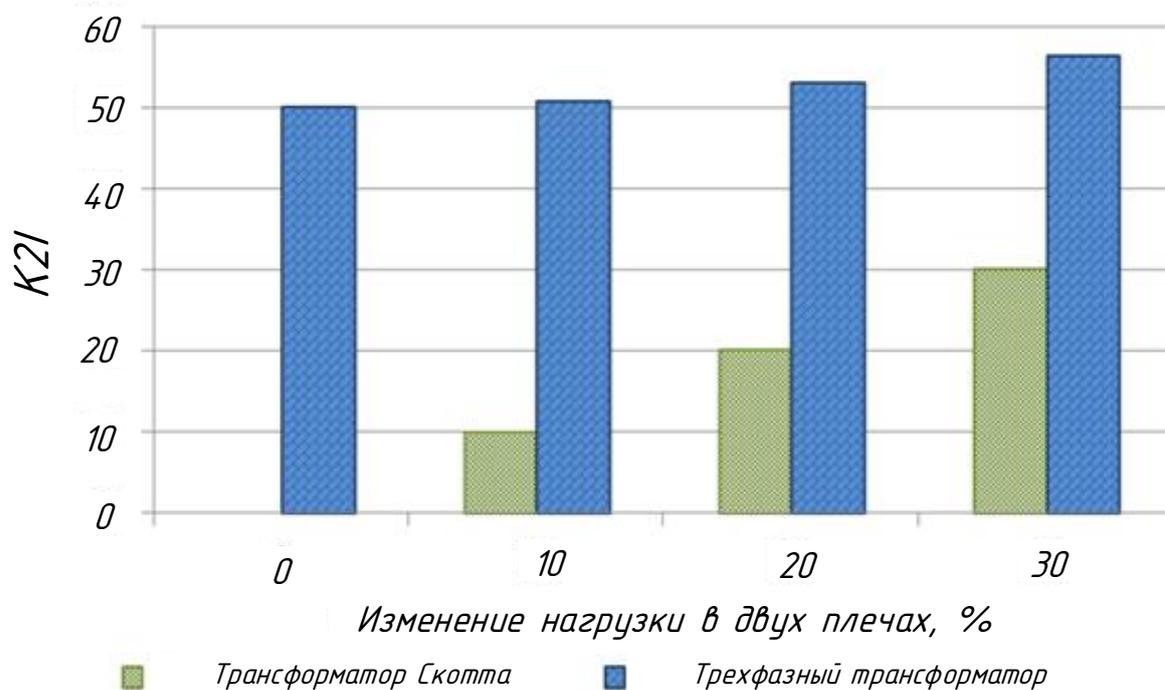


Рисунок 40–Влияние тяговой нагрузки на коэффициент несимметрии по току у трехфазного и трансформатора Скотта

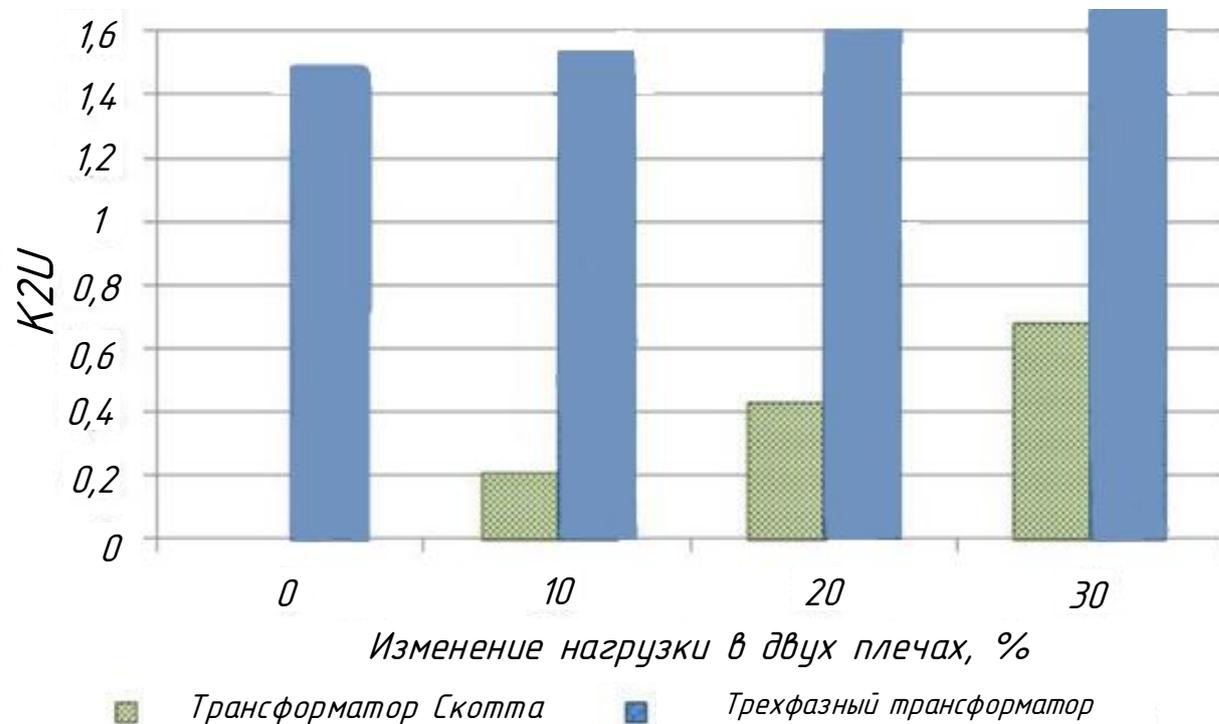


Рисунок 41 – Влияние тяговой нагрузки на коэффициент несимметрии по напряжению у трехфазного и трансформатора Скотта

Сделаем вывод, что предельно допустимое значение 4% является завышенным. Исследования авторов показывают о значительном негативном влиянии на асинхронные двигатели и электробытовые приемники уже при значении 1,2-1,5% [13].

С помощью моделирования получили фазные напряжения на первичной стороне в питающей трехфазной сети, с использованием которых определены коэффициенты несимметрии напряжении по обратной последовательности в точке общего присоединения каждой тяговой подстанции (Таблица 21). Они определяются согласно ГОСТ 32144-2013, по следующей формуле:

$$K_{2U} = \frac{|U_2|}{|U_1|} \cdot 100 = \frac{|U_A + a^2 \cdot U_B + a \cdot U_C|}{|U_A + a \cdot U_B + a^2 \cdot U_C|} \cdot 100 \quad (76)$$

Таблица 23 - Коэффициенты несимметрии в узлах тяговой подстанции

Название тяговой ПС	Неравенство нагрузок в плечах							
	Трехфазный трансформатор				Трансформатор Скотта			
	0%	10%	20%	30%	0%	10%	20%	30%
Сковородино	1,50	1,53	1,60	1,68	0	0,27	0,46	0,75
Бам	2,25	2,29	2,40	2,58	0	0,43	0,97	1,62
Уруша	1,47	1,50	1,54	1,61	0	0,21	0,41	0,72
Большая Омутная	2,86	2,90	2,95	3,09	0	0,51	1,10	1,87

4.4 Влияние несимметрии напряжений в трехфазной системе на потери активной мощности электрической сети

Рассмотрим связь потерь активной мощности от несимметрии напряжений в сети электроснабжения железной дороги Сковородинского района Амурской области в сети 220 кВ. Значительное влияние на коэффициент несимметрии k_{2U} , как было доказано раньше, оказывают схемы соединения обмоток трансформаторов.

Рассмотрены режимы электрической сети для четырех тяговых подстанций: Сковородино, БАМ, Уруша и Большая Омутная для двух принципиально важных случаев – присоединение тяги через трехфазный трансформатор или присоединение ее через трансформатор Скотта.

Проблема влияния коэффициента несимметрии на увеличение потерь активной мощности практически не изучена, также нет технико-экономического сравнения эффективности присоединения силового трансформатора по схеме соединения Скотта, который выполняет функции симметрирующего устройства [1].

Расчет несимметричного режима электрической сети осуществляется формированием матрицы узловых проводимостей. Полная методика расчета режима несимметрии показана в [5].

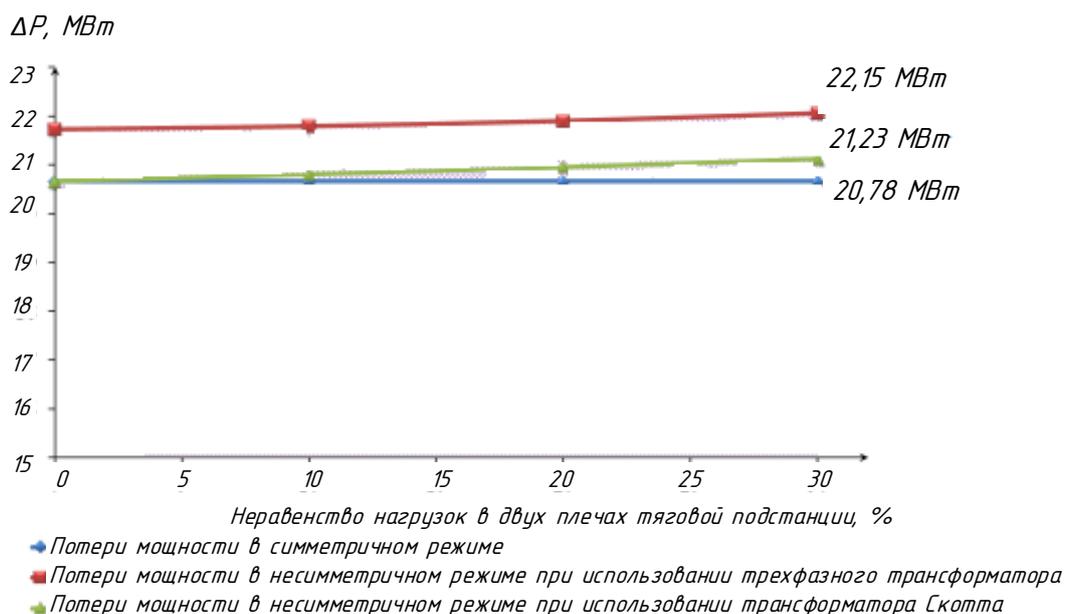


Рисунок 42 – Потери в сети при использовании разных трансформаторных соединений для питания тяговых нагрузок

При проведении расчетов было выяснено, что при несимметрии возникают дополнительные потери активной мощности, эти потери зависят от коэффициентов несимметрии, в которых присоединены тяговые нагрузки. В связи с различными коэффициентами несимметрии в узлах, используем метод коэффициентов распределения для нахождения дополнительных потерь [5].

Сущность метода состоит в том, что в начале определяются дополнительные потери, которые возникают только от несимметрии первой нагрузки, после этого рассчитываются дополнительные потери только от несимметрии второй нагрузки и вплоть до последней нагрузки, суммарный эффект образуется суммой дополнительных потерь от каждой из нагрузок. В Таблицах 24 и 25 показаны результаты суммарных дополнительных потерь от несимметрии при питании тяговых нагрузок от ЭЭС при трехфазном трансформаторе и трансформаторе Скотта.

Таблица 24 – Дополнительные потери мощности трехфазного трансформатора

Название тяговой ПС	Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой ПС							
	0%		10%		20%		30%	
	K_{2U}	$\Delta P_{д}, МВт$	K_{2U}	$\Delta P_{д}, МВт$	K_{2U}	$\Delta P_{д}, МВт$	K_{2U}	$\Delta P_{д}, МВт$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сковородино	1,5	0,110	1,53	0,126	1,60	0,135	1,68	0,159
БАМ	2,25	0,398	2,29	0,423	2,40	0,458	2,58	0,476
Уруша	1,47	0,132	1,50	0,145	1,54	0,153	1,61	0,166
Большая Омутная	2,86	0,479	2,90	0,536	2,95	0,579	3,09	0,622

Таблица 25 – Дополнительные потери мощности трансформатора Скотта

Название тя- говой ПС	Неравенство нагрузок в двух плечах тяговой ПС							
	0%		10%		20%		30%	
	K_{2U}	$\Delta P_{д}, МВт$	K_{2U}	$\Delta P_{д}, МВт$	K_{2U}	$\Delta P_{д}, МВт$	K_{2U}	$\Delta P_{д}, МВт$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сковородино	0	0	0,87	0,083	0,46	0,113	0,75	0,161
БАМ	0	0	0,43	0,051	0,97	0,081	1,62	0,094
Уруша	0	0	0,21	0,016	0,41	0,025	0,72	0,043
Большая Омутная	0	0	0,51	0,069	1,10	0,120	1,87	0,175

Исходя из расчета построим график (рисунок 43) потерь мощности от неравенства нагрузок трансформатора.

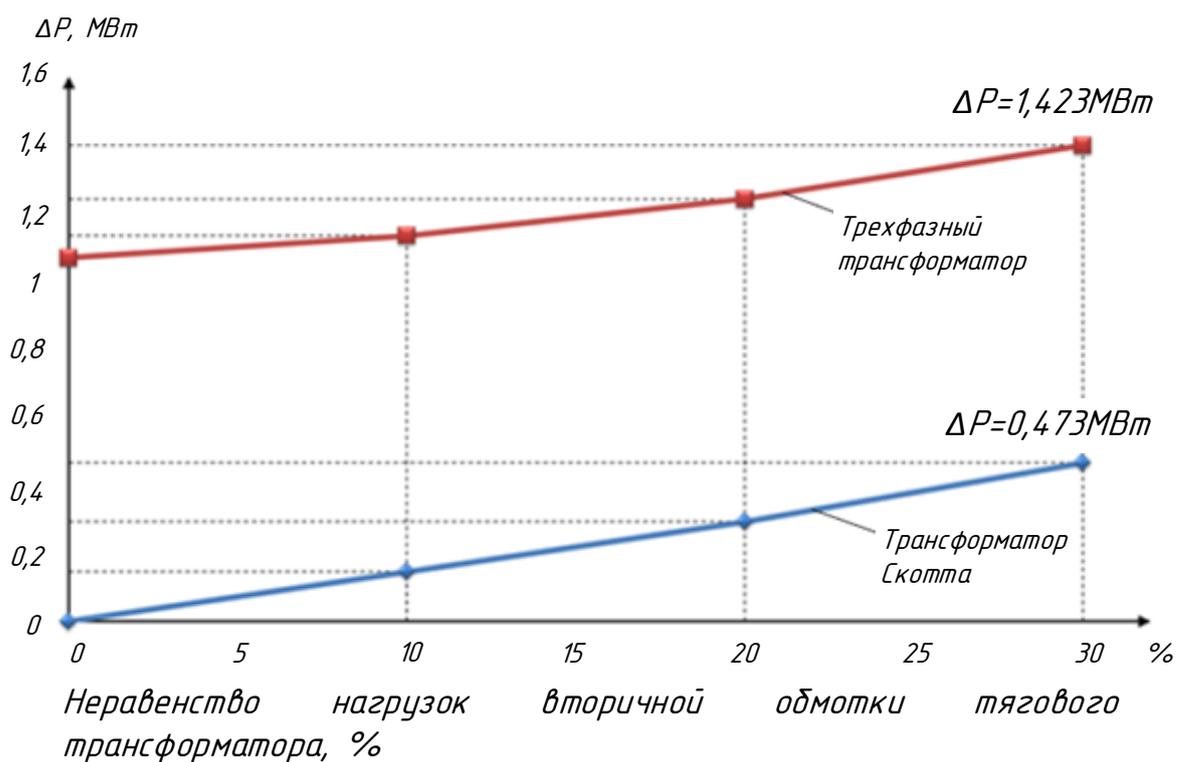


Рисунок 43 – Увеличение дополнительных потерь активной мощности от несимметрии при использовании трехфазного трансформатора и трансформатора Скотта для присоединения тяговых нагрузок

4.5 Расчет экономического эффекта от симметрирования режимов ЭЭС. Сравнение трехфазного трансформатора и трансформатора Скотта

Экономический эффект рассчитаем исходя из стоимости трансформаторов и потерь мощности при работе данных технических устройств.

В настоящей главе магистерского исследования были выполнены расчеты режимов несимметрии напряжения и токов при разных нагрузках на двух плечах подстанций тяги переменного тока и приведены результат потерь мощности при СТЭ через традиционный трансформатор трехфазный и трансформатор Скотта.

В таблице 26 приведены стоимости трансформаторов взятые в каталогах группы компаний «СВЭЛ» («СвердловЭлектро») и компании «АВВ» на 2019 год. Технические параметры трансформатора Скотта, приведены в приложений А.

Таблица 26 – Стоимость исследуемых трансформаторов

Название тяговых ПС	S, МВА	Кол-во	Стоимость трансформаторов, тысяч руб.		Первоначальные капиталовложения при выборе трансформаторов, тысяч руб.	
			3 фазный	Скотта	3 фазный	Скотта
Сковородино	40	2	40500	48300	81000	96600
БАМ	40	2	40500	48300	81000	96600
Уруша	25	2	36400	43200	72800	86400
Большая Омутная	40	2	40500	48300	81000	96600
Суммарные первоначальные капиталовложения					315800	376200

Из этого следует, что суммарные первоначальные капиталовложения составляют 60 400 000 рублей. В данном случае для инвестиционного проекта это первоначальные затраты. Расчет технико-экономический проведем как разницу стоимостей этих трансформаторов.

Все расчеты проведены в ПО Excel и представлены в приложении Б.

Согласно расчетам можно увидеть, что срок окупаемости двух трансформаторов при применении их на тяговой подстанции равен четырем годам, но можно заметить, что у трехфазного трансформатора этот показатель немого меньше, чем у трансформатора Скотта.

4.6 Затраты от потерь электроэнергии в трехфазном трансформаторе и трансформаторе Скотта

Для расчета приняты следующие обозначения:

ΔP - Потери активной мощности, кВт

ΔP_3 - Разность потерь трехфазного трансформатора и трансформатора Скотта, кВт

C_p -Стоимость потерь электрической энергии, руб/кВт*ч, находятся с помощью ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь равный 2,08 руб/кВт*ч

τ_{\max} , ч - время наибольших потерь, для питания тяговой нагрузки находится по формуле[5]:

$$\tau_{\max} = \left(0,124 + \frac{7000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 5948ч \quad (78)$$

Z – величина, характеризующая затраты от потерь активной мощности, руб.

В таблице 27 представлены данные для проведения технико-экономического расчета

Таблица 27- Данные для расчета затрат от потерь активной мощности

$\Delta P_{зф.тр}, кВт$	$\Delta P_{тр.Скотта}, кВт$	$\Delta P_{э}, кВт$	$C_p, руб / кВт \cdot ч$	$\tau_{max}, ч$ При Tmax=7000	Зэ, руб.
1423	473	950	2,08	5948	11753248

Таблица 28- Затраты от потерь электроэнергии в трехфазном трансформаторе и трансформаторе Скотта

Параметр	Трехфазный трансформатор	Трансформатор Скотта
Потери активной мощности, кВт	1423	473
Стоимость потерь, руб.	17605128	5851880

Разница в стоимости потерь двух исследуемых трансформаторов составляет 11753248 рублей, согласно [6] срок службы трансформатора составляет 25 лет, просчитав стоимость потерь за весь срок службы, (не учитывая другие потери и условия эксплуатации) мы получим 293831200 рублей, что является существенной суммой. Поэтому можно сделать вывод, что трансформатор Скотта является более экономичным в плане потерь активной мощности чем трехфазный трансформатор, с учетом равенства нагрузок в двух плечах трансформатора Скотта.

Расчеты экономики помогают убедиться, что группа соединения обмоток тяговой системы электроснабжения к ЭЭС разумно выполнять с помощью трансформаторов с группой соединения Скотта, обладающими

наглядно лучшими симметрирующими способностями в сравнении с трехфазными трансформаторами. Срок экономической окупаемости трансформаторов с группой соединения Скотта, составляет примерно 4 года.

4.7 Вывод

В данном разделе мы рассмотрели работу программного комплекса КОРТЭС и рассчитали при помощи программных комплексов:

- тяговые нагрузки выбранных в первом разделе тяговых подстанций Сковородинского района Амурской области;
- коэффициенты несимметрии выбранного участка сети;
- провели анализ как влияет несимметрия напряжения на потери активной мощности в электрической сети.

После вышеуказанных расчетов было проведено технико-экономическое сравнение трансформатора Скотта и трехфазного трансформатора, на основе их стоимости и уровня потерь при их работе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации были решены следующие задачи, поставленные в начале исследования:

- Рассмотрены тяговые подстанции 220кВ Амурской области, даны подробные характеристики и режимы их работы;

- Исследовано влияние тяги переменного тока на качество электрической энергии, рассмотрен процесс появления несимметрии в сетях тягового электроснабжения;

- Представлены уравнения для соотношения напряжений и токов, определены коэффициенты несимметрии напряжения по обратной последовательности для всех способов присоединения обмоток трансформатора на тяговых подстанциях с числом фаз, которые не кратны трем;

- Проведена оценка симметрирующей способности всех видов трансформаторного соединения используемых на тяговой подстанции и приведено их сравнение. В ходе исследования было обнаружено, что трансформаторы Скотта и Ле Бланка обладают более высокими характеристиками симметрирования. Доказано, что токи в плечах трансформаторов Скотта и Ле Бланка на стороне низкого напряжения (25 кВ) от 0 до 30% обеспечивают симметрирование режима в трех фазах питающей сети в пределах значений ГОСТ 32144-2013;

- Согласно данным моделирования тягового электроснабжения выбранного в 1 главе настоящей магистерской диссертации участка сети в Сквородинском районе Амурской области, был проведен анализ режимов работы системы тягового электроснабжения 27,5 кВ с использованием программного комплекса КОРТЭС.

- Рассмотрены технические средства снижения несимметрии.

- Рассчитаны с помощью программного обеспечения нагрузки и коэффициенты несимметрии выбранных тяговых подстанций. Также с помощью

технической литературы были найдены потери активной мощности и дополнительные потери, после чего было рассчитано технико-экономическое сравнение предложенных вариантов соединения обмоток силового трансформатора тяговой подстанции.

- Составлена схема тягового электроснабжения 27,5 кВ, выбрано расположение подстанций переменного тока, постов секционирования и пунктов параллельного соединения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Применение трансформаторов Скотта на тяговых подстанциях электрических железных дорог / Г.Н. Ворфоломеев, С.А. Евдокимов, П.В. Морозов, В.И. Сопов // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2008. – № 6. – С. 273–276.

2 Правила технической эксплуатации железных дорог РФ. – Москва, 2011. – 255 с.

3 ГОСТ 32144—2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 20 с.

4 Манусов, В. З. Метод уравнивания мощностей на вторичных обмотках трансформаторов Скотта / В. З. Манусов, П. В. Морозов // Изв. Том. политехн. ун-та. Энергетика. – 2012. – Т. 320, № 4. – С. 62–67.

5 Бумцэнд, У. Симметрирование режимов в питающих электрических сетях электроэнергетической системы с тяговой системой электроснабжения / У. Бумцэнд ; науч. рук. В. З. Манусов // Молодежь. Наука. Технологии (МНТК–2017) : сб. науч. тр. междунар. науч.-техн. конф. студентов и молодых ученых. В 4 ч., Новосибирск, 18–20 апр. 2017 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2017. – Ч. 4. Промышленная электроника. Энергетика. – С. 15–17.

6 Идельчик, В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 2012. – 592 с.

7 Закарюкин, В. П. Анализ схем симметрирования тяговых нагрузок железных дорог переменного тока / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Е. С. Иванова // Системы. Методы. Технологии. – 2013. – № 4(20). – С. 68–73.

8 Манусов, В. З. Исследование методов снижения несимметрии нагрузки трехфазной сети на тяговых подстанциях скоростных железных дорог переменного тока / В. З. Манусов, П. В. Морозов // Изв. Транссиба. – 2012. – № 2 (10). – С. 87–93.

9 Анохин Б.А., Красильникова Т.Г. Определение параметров симметрирующего устройства для устранения несимметрии напряжений в протяженной сети, питающей несимметричную нагрузку / Сборник научных трудов НГТУ. 2012. № 4(70). С. 145-32.

10 Луковенко, А.С. Установившиеся несимметричные режимы в тяговой сети / А.С. Луковенко // Сборник публикаций научного журнала «Globus» по материалам I, II международной научно – практической конференции: «Технические науки – от теории к практике» г. Санкт-Петербурга, 2015. – С. 26-30.

11 Луковенко, А.С. Несимметричные режимы тяговой сети / А.С. Луковенко // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам I международной научно-практической конференции: «Актуальные проблемы науки XXI века» г. Москва, 2015. – С. 124-126.

12 Манусов, В.З. Снижение несимметрии в трехфазной сети, питающей двухфазную сеть тяговых подстанций скоростных железных дорог переменного тока / В.З. Манусов, П.В. Морозов // Доклады ТУСУРа. – Томск, 2012. – №1. – С. 204-207.

13 Железко, Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии [Текст] / Ю.С. Железко – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 234 с.

14 Закарюкин, В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем [Текст] / В.П Закарюкин, А.В. Крюков – Иркутск: Изд-во Иркут. университета, 2005. – 273 с

15 Туйгунова, А.Г. Основы компьютерного проектирования и моделирования устройств электроснабжения: учебно-методическое пособие для выполнения практических работ для студентов очного и заочного отделений специальности 190901.65 «Системы обеспечения движения поездов» / А.Г. Туйгунова. – Красноярск: КрИЖТ ИрГУПС, 2015. – 57 с.

16 Христинич, Р.М. Расчет несимметричных режимов тяговой сети переменного тока / Р.М. Христинич, А.С. Луковенко // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока – Новосибирск, 2015. – №2. – С. 192-195.

17 Савина, Н. В. Качество электроэнергии [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 182 с. – Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7136.pdf / дата обращения 09.05.2021г.

18 Розанов, Ю.К. Основы современной энергетики. Том 2. Современная электроэнергетика. [Электронный ресурс] : учеб. / Розанов Ю.К., Старшинов В.А., Серебрянников С.В.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 632 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72256/> дата обращения 17.04.2021г.

19 Общее руководство пользователя «КОРТЭС» Комплекс расчётов тягового электроснабжения., комплекс программ для расчётов систем тягового электроснабжения, редактор схем системы 27,5 кВ «КАUbas» руководство пользователя версия: 1.00.00 /ВНИИЖТ. – М., 2004 – 19 с.

20 Общее руководство пользователя «КОРТЭС» Комплекс расчётов тягового электроснабжения., комплекс программ для расчётов систем тягового электроснабжения, редактор параметров тяговой нагрузки «EdTrel» руководство пользователя /ВНИИЖТ. – М., 2004 – 17 с.

21 Отчет о научно-исследовательской работе по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Амурской области на 2020-2025 годы / В.В. Сергеев, А.К. Юдин – М.: АО «Научно-технический центр Единой Энергетической Системы (Санкт-Петербург)», 2020. – 159 с.

22. Бородулин Б.М. Система тягового электроснабжения 25 кВ / Б.М. Бородулин, М.И. Векслер, В.Е. Марский, И.В. Павлов. – М.: Транспорт, 1989. – 247 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Технические характеристики трансформатора Скотта

Item number 001 to quote 18-2295046		2018-04-30 JEH
Characteristic		
Design		Three/two phase oil-immersed transformer
Type		KCPU 252 NC 40000
Rated Power	[kVA]	40000
Cooling		ONAN
Primary Voltage	[V]	230000
Primary Winding Conductor Material		Cu
Primary Insulation Level	[kV]	U _m 252 LI 750 AC 325
Primary Bushing Insulation Level	[kV]	U _m 252 LI 750 AC 325
Secondary Voltage	[V]	2 x 27500
Secondary Winding Conductor Material		Cu
Secondary Insulation Level	[kV]	U _m 30 LI 170 AC 70
Secondary Bushing Insulation Level	[kV]	U _m 30 LI 170 AC 70
Frequency	[Hz]	50
Vector Group		Scott-T
Temperature Class		A
Max. Temperature Rise (Oil/Winding)	[K/K]	60/65
Maximum Ambient Temperature	[°C]	40
Altitude	[m]	1000
Max. Network Short Circuit Power	[MVA]	5300, 3 s
Guaranteed Values with Tolerances According to Standards		
Standards		GOST, IEC60076
Impedance, U _k	[%]	9.5 @ 40 MVA
No Load Losses, P ₀	[W]	32000
Load Losses, P _k @ 75 °C	[W]	140000
Preliminary Values		
Length x Width x Height	[mm]	approx. 6000 x 5000 x 6500
Active Parts	[kg]	43000
Heaviest Transport Part	[kg]	65000
Weight of Oil	[kg]	18000
Total Weight	[kg]	72000
Type of Design		
Tank Construction		Conservator type vacuum proof tank with bolted cover

Продолжение приложения А
Технические характеристики трансформатора Скотта

Insulation Liquid
Surface Treatment

Nynäs Nytro 10XN (IEC60296 Ed. 4 inhibited)
Painted tank RAL7035 light grey, 200 µm
according to standard EN ISO 12944 environmental
class C3, hot dip galvanized not painted radiators,
doc no. 1LFI1186-en

Standard Features

- detachable radiators with radiator shut-off valves
- lifting hooks
- jacking lugs
- pulling eyes
- conservator shut-off valve
- filter valve
- drain valve
- sampling valve
- earthing terminals (2)
- rating and diagram plates

Accessories

- 3 pcs primary condenser type porcelain bushings, ABB type GOB 750
- 4 pcs secondary porcelain bushings, ABB 36 kV 1000 A
- oil level indicator, contacts: min 1NO, max 1NO
- pressure relief device, contacts: tripping 1NO
- terminal box for auxiliary wiring, IP54
- silicagel breather
- Buchholz relay, contacts: alarm 1NO, tripping 1NO
- oil thermometer, contacts: alarm 2NO, tripping 2NO
- flanged rollers, 90 deg. turnable
- impact recorder installed during transportation, make SMT & Hybrid

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Экономический расчет

Расчет ЧДД трансформатора Скотта.

<i>ПС Скворородино</i>	<i>Данные</i>
<i>Капиталовложения в ПС, млн. руб</i>	<i>81</i>
<i>Издержки по ПС, млн. руб</i>	<i>4.779</i>
	<i>0</i>
<i>К</i>	<i>81</i>
<i>И</i>	<i>4.779</i>
<i>Сумма</i>	
<i>Нагрузка ПС, МВт</i>	<i>25</i>
<i>Стоимость э/э, руб. кВтч</i>	<i>2</i>
<i>Эффект</i>	<i>297.4</i>
<i>Сумма 2</i>	
<i>Сумма 2 дисконт</i>	
<i>ГРАФИК</i>	
<i>Потери мощности в режиме максимальных нагрузок, МВт</i>	<i>0.473</i>
<i>Стоимость потерь э/э, руб. кВтч</i>	<i>1.79</i>
<i>Коэффициент дисконтирования</i>	<i>0.11</i>

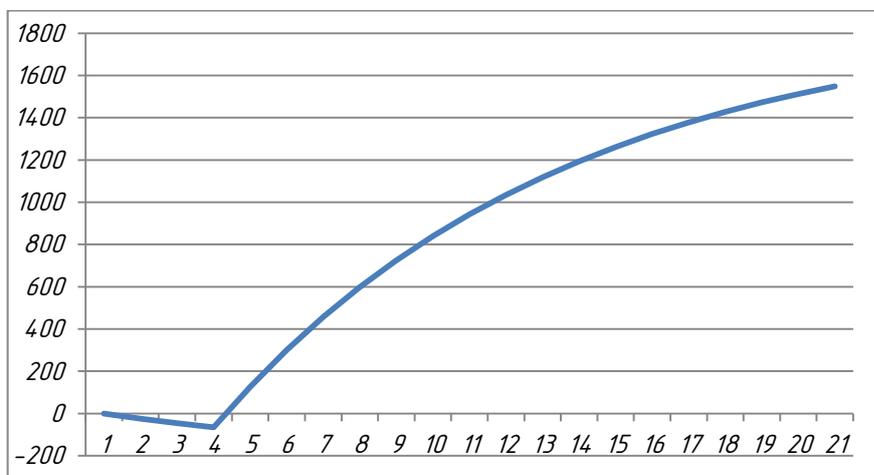
Продолжение приложения Б

Экономический расчет

Капиталовложения, млн.руб.	27	27	27									
Издержки, млн.руб.				4.779	4.779	4.779	4.779	4.779	4.779	4.779	4.779	
Ежегодные отчисления, млн.руб.	-27	-27	-27	-4.779	-4.779	-4.779	-4.779	-4.779	-4.779	-4.779	-4.779	
Коэффициент	0.900901	0.81162	0.73119	0.65873	0.59345	0.53464	0.48166	0.43393	0.39092			
Отчисления с учетом коэффициента	-24.3243	-21.914	-19.742	-3.1481	-2.8361	-2.555	-2.3018	-2.0737	-1.8682			
Эффект				297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	
Сумма	-27	-27	-27	292.621	292.621	292.621	292.621	292.621	292.621	292.621	292.621	
Сумма дисконт	-24.3243	-21.914	-19.742	192.759	173.656	156.447	140.943	126.976	114.393			
График	-24.3243	-46.238	-65.98	126.778	300.435	456.882	597.825	724.801	839.194			
	4.779	4.779	4.779	4.779	4.779	4.779	4.779	4.779	4.779	4.779	4.779	
	-4.779	-4.779	-4.779	-4.779	-4.779	-4.779	-4.779	-4.779	-4.779	-4.779	-4.779	
	0.35218	0.31728	0.28584	0.25751	0.23199	0.209	0.18829	0.16963	0.15282	0.13768	0.12403	
	-1.6831	-1.5163	-1.366	-1.2307	-1.1087	-0.9988	-0.8998	-0.8107	-0.7303	-0.658	-0.5928	-92.35852976
	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	
	292.621	292.621	292.621	292.621	292.621	292.621	292.621	292.621	292.621	292.621	292.621	
	103.057	92.8438	83.643	75.3541	67.8866	61.1591	55.0983	49.6381	44.719	40.2874	36.2949	1549.174496
	94.2.25	1035.09	1118.74	1194.09	1261.98	1323.14	1378.24	1427.87	1472.59	1512.88	1549.17	

Продолжение приложения Б

Экономический расчет



Расчет ЧДД трехфазного трансформатора

<i>ПС Сквордино</i>	<i>Данные</i>
<i>Капиталовложения в ПС, млн. руб</i>	<i>96.6</i>
<i>Издержки по ПС, млн. руб</i>	<i>5.6994</i>
<i>K</i>	<i>96.6</i>
<i>И</i>	<i>5.6994</i>
<i>Сумма</i>	
<i>Нагрузка ПС, МВт</i>	<i>25</i>
<i>Стоимость э/э, руб. кВтч</i>	<i>2</i>
<i>Эффект</i>	<i>297.4</i>
<i>Сумма 2</i>	
<i>Сумма 2 дисконт</i>	
<i>ГРАФИК</i>	
<i>Потери мощности в режиме максимальных нагрузок, МВт</i>	<i>1.423</i>
<i>Стоимость потерь э/э, руб. кВтч</i>	<i>1.79</i>
<i>Коэффициент дисконтирования</i>	<i>0.11</i>

Продолжение приложения Б

Экономический расчет

Капиталовложения, млн.руб.	32.2	32.2	32.2									
Издержки, млн.руб.				5.6994	5.6994	5.6994	5.6994	5.6994	5.6994	5.6994	5.6994	
Ежегодные отчисления, млн.руб.	-32.2	-32.2	-32.2	-5.6994	-5.6994	-5.6994	-5.6994	-5.6994	-5.6994	-5.6994	-5.6994	
Коэффициент	0.900901	0.81162	0.73119	0.65873	0.59345	0.53464	0.48166	0.43393	0.39092			
Отчисления с учетом коэффициента	-29.009	-26.134	-23.544	-3.7544	-3.3823	-3.0471	-2.7452	-2.4731	-2.228			
Эффект				297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	
Сумма	-32.2	-32.2	-32.2	291.701	291.701	291.701	291.701	291.701	291.701	291.701	291.701	
Сумма дисконт	-29.009	-26.134	-23.544	192.152	173.11	155.955	140.5	126.577	114.033			
График	-29.009	-55.143	-78.688	113.465	286.575	442.53	583.03	709.606	823.639			
	5.6994	5.6994	5.6994	5.6994	5.6994	5.6994	5.6994	5.6994	5.6994	5.6994	5.6994	
	-5.6994	-5.6994	-5.6994	-5.6994	-5.6994	-5.6994	-5.6994	-5.6994	-5.6994	-5.6994	-5.6994	
	0.35218	0.31728	0.28584	0.25751	0.23199	0.209	0.18829	0.16963	0.15282	0.13768	0.12403	
	-2.0072	-1.8083	-1.6291	-1.4677	-1.3222	-1.1912	-1.0732	-0.9668	-0.871	-0.7847	-0.7069	-110.1460985
	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	297.4	
	291.701	291.701	291.701	291.701	291.701	291.701	291.701	291.701	291.701	291.701	291.701	
	102.732	92.5517	83.3799	75.1171	67.673	60.9667	54.9249	49.4819	44.5783	40.1606	36.1808	1531.386927
	926.372	1018.92	1102.3	1177.42	1245.09	1306.06	1360.99	1410.47	1455.05	1495.21	1531.39	

Продолжение приложения Б

Экономический расчет

