

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



БУМЦЭНД УЯНГАСАЙХАН

**РАЗВИТИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПРИ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ  
ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЙ МАГИСТРАЛИ  
(на примере электроэнергетической системы Монголии)**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и  
электроэнергетические системы

Диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук, профессор  
Манусов Вадим Зиновьевич

Новосибирск – 2018

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>4</b>
<b>1 СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ МОНГОЛИИ И ПУТИ ЕЕ РЕШЕНИЯ.....</b>	<b>10</b>
1.1 Исторический экскурс создания электроэнергетической системы Монголии .....	10
1.2 Развитие и рост грузоперевозок.....	17
1.3 Цель и задачи электрификации железнодорожной магистрали.....	21
1.4 Мировые тенденции развития электрификации железных дорог ...	22
1.5 Выводы .....	30
<b>2 СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....</b>	<b>32</b>
2.1 Постановка задачи .....	32
2.2 Обзор мировых систем тягового электроснабжения .....	34
2.3 Трансформаторное оборудование в системах тягового электроснабжения .....	45
2.4 Метод расчета коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности на основе симметричных составляющих	53
2.5 Комбинированная модель несимметрии в виде трех компонентов.	69
2.6 Выводы .....	79
<b>3 АНАЛИЗ И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ МОНГОЛЬСКОЙ ЭЭС ПОСЛЕ ПРИСОЕДИНЕНИЯ СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....</b>	<b>81</b>
3.1 Постановка задачи .....	81
3.2 Расчет и анализ режимов ЭЭС Монголии без электрической тяги .	82
3.2.1 Основные методы математического описания установившихся режимов электрических сетей .....	82
3.2.2 Расчет базового исходного режима .....	84
3.3 Расчет и анализ режима ЭЭС Монголии после присоединения электрической тяги.....	91
3.4 Оптимизации режимов электрической сети по реактивной мощности .....	96
3.4.1 Градиентный метод.....	100

3.4.2	Алгоритм роевого интеллекта .....	101
3.5	Оптимизация режимов и сравнительный анализ методов градиента и роя частиц.....	107
3.6	Оценка статической устойчивости Монгольской ЭЭС при электрификации железной дороги .....	111
3.7	Выводы .....	114
<b>4</b>	<b>ИССЛЕДОВАНИЕ НЕСИММЕТРИЧНЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПОСЛЕ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ТЯГОВЫХ НАГРУЗОК.....</b>	<b>116</b>
4.1	Постановка задачи .....	116
4.2	Причины возникновения несимметричных режимов и их влияние на режимы электроэнергетических систем .....	117
4.3	Методы расчета несимметричных режимов и их программные реализации.....	120
4.4	Математические модели несимметричных режимов электрических сетей с распределенными параметрами .....	127
4.5	Расчет коэффициентов несимметрии при присоединении системы тягового электроснабжения .....	134
4.6	Влияние несимметрии напряжений в трехфазной системе на потери активной мощности электрической сети .....	143
4.7	Определение зависимости дополнительных потерь активных мощностей от коэффициента несимметрии по напряжению.....	151
4.8	Выводы .....	153
<b>5</b>	<b>ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СИММЕТРИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ.....</b>	<b>155</b>
5.1	Технико-экономические расчеты капитальных вложений.....	155
5.2	Расчет экономического эффекта от симметрирования режимов ЭЭС за счет трансформатора Скотта .....	161
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>166</b>
	<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>169</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А Технические параметры трансформатора Скотта .....</b>	<b>182</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акты о внедрении .....</b>	<b>184</b>

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** С развитием железнодорожного транспорта, в соответствие с современными требованиями к скоростным железным дорогам, они электрифицируются на переменном токе напряжением 25-27,5 кВ, как это принято для скоростных железных дорог Юго-Восточной Азии: в Японии, Китае, Южной Корее.

В связи с тем, что тяговые подстанции железных дорог переменного тока используют только две фазы из трех фаз питающих сетей, возникает проблема электромагнитной совместимости тяговой системы электроснабжения с другой частью электроэнергетической системы. Проблема электромагнитной совместимости включает в себя необходимость решения проблемы возникновения несимметричных режимов в трехфазной электрической сети обусловленных присоединением тяговых электрических нагрузок.

Несимметричные режимы ухудшают качество электрической энергии, снижают эффективность функционирования электроэнергетических систем и делают ее менее стабильной. При этом несимметрия токов уменьшает пропускную способность питающих трехфазных сетей, снижает технико-экономические показатели синхронных генераторов и трансформаторов, увеличивает потери активной мощности и электроэнергии. Несимметрия напряжений уменьшает мощность выпрямительных установок, снижает эффективность использования регулирующих устройств, негативно влияет на промышленные электроприемники и бытовую технику, уменьшая срок и ресурс их эксплуатации, а также приводит к ложной работе некоторых видов релейной защиты.

Аналогичные проблемы возникают в связи с необходимостью в электрификации железнодорожной магистрали Монголии с учётом строительства второго железнодорожного пути взамен однопутной железной дороги на тепловозной тяге. Это обусловлено стремлением создать кратчайший путь транспортного железнодорожного коридора, связывающего Европу и Азию, через территорию Монголии, так как ее географическое положение таково, что Улан-Баторская железная дорога представляет собой кратчайший путь для грузоперевозок и товарообмена.

Таким образом, проблема улучшения качества электрической энергии и симметрирование режимов существует и требует разработки новых моделей и методов для анализа несимметричных режимов. Необходимо исследование возможности симметрирования режимов в трехфазной сети на первичной стороне высокого напряжения путем выравнивания токов в плечах на вторичной стороне низкого напряжения тяговых трансформаторов со специально соединенными схемами.

Данная диссертационная работа направлена на исследование взаимодействия системы тягового электроснабжения с электрической сетью электроэнергетических систем (ЭЭС). Все вышесказанное определяет актуальность выбранной темы исследования.

### **Степень разработанности темы исследования.**

Исследование влияния тяговых систем электроснабжения на режимы работы ЭЭС привлекало внимание ученых с момента создания первых электрифицированных железных дорог в мире.

Существенный вклад в изучение вопросов качества электроэнергии и его повышения, улучшения режимов работы электрических сетей и систем тягового электроснабжения внесли К.Г. Марквардт, Р.Р. Мамошин, Б.М. Бородулин, Н.А. Мельников, В.И. Пантелеев, В.И. Горюнов, Г.Н. Ворфоломеев, Г.И. Самородов, Н.Н. Харлов, В.Т. Черемисин, В.Г. Сальников, В.К. Федоров, Е.В. Иванова, В.Г. Курбацкий, В.П. Закарюкин, А.В. Крюков, И.И. Надтока, В.П. Довгун, Д. Содномдорж, Р. Ciufo, U. Jayatunga.

Однако в их исследованиях недостаточно внимания уделено возможности симметрирования режимов при различных трансформаторных соединениях в точке присоединения тяговой сети. В этих работах исследовались режимы с однофазными или трехфазными трансформаторами.

В настоящей работе симметрирование режимов в трехфазной питающей сети при присоединении тяговой нагрузки с помощью трансформатора Скотта переносится с первичной стороны высокого напряжения на вторичную сторону напряжения 25 кВ.

**Объект исследования.** Трехфазные электрические сети электроэнергетических систем, имеющих присоединение системы тягового электроснабжения на переменном токе с числом фаз, не кратным трем.

**Предмет исследования.** Несимметричные режимы в трехфазной питающей электрической сети и их симметрирование на стороне тягового напряжения с учетом дефицита реактивной мощности в системе.

**Цель работы.** Определение мер обеспечения качества функционирования электроэнергетической системы при присоединении тяговой нагрузки (на примере электроэнергетической системы Монголии).

**Для достижения данной цели были поставлены и решены следующие задачи:**

- установить граничные условия грузооборота, при котором целесообразен переход на электрическую тягу 2х25 кВ;
- обосновать схему присоединения тяговых нагрузок к электроэнергетической системе;
- выбрать и обосновать переход на систему (однофазного переменного тока 50Гц, 2х25 кВ) тягового электроснабжения 2х25 кВ с исследованием способностей симметрирования различных видов трансформаторного присоединения;
- определить условия и исследовать режимы распространения несимметрии напряжений, обусловленной электрической тягой;
- выполнить оптимизацию режимов ЭЭС с дефицитом реактивной мощности;
- 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 разработанных мероприятий.

**Методы исследования.** Методы математического моделирования несимметричных нагрузок и оптимизации режимов электрических сетей по реактивной мощности с помощью алгоритма роевого интеллекта.

**Научная новизна работы состоит в следующем:**

1. Выведены уравнения связи между параметрами первичной и вторичной сторон трансформатора, позволяющие оценить симметрирующие способности основных видов трансформаторных присоединений тяговой системы электроснабжения, с числом фаз, не кратным трем.
2. Показано, что коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности в узлах радиальной электрической сети может быть представлен в виде совокупности коэффициентов несимметрии от электропотребителя, линии и источников питания.
3. Доказана способность определения глобального минимума потерь активной мощности при оптимизации режима с помощью метода роя частиц.
4. Разработана математическая модель несимметричной нагрузки в расчетах потерь активной мощности при несимметричных режимах в сложной электрической сети.

**Практическая значимость и реализация работы:**

1. Установлены граничные условия перехода электрической тяги в АО УБЖД на напряжение переменного тока  $2 \times 25$  кВ и определена необходимая дополнительная активная мощность в электроэнергетической системе Монголии для обеспечения этого объема грузоперевозок.
2. Установлена зависимость влияния коэффициента несимметрии по обратной последовательности на величину суммарных потерь активной мощности в электрической сети ЭЭС для случая присоединения тяговых нагрузок через трехфазный трансформатор и трансформатор Скотта.
3. Разработаны два сценария развития Монгольской электроэнергетической системы в зависимости от точки присоединения системы тягового электроснабжения.
4. Результаты работы используются при проектировании и в процессе электрификации железнодорожной магистрали Улан-Баторской железной дороги Монголии. Разработанные в диссертационной работе подходы рассматриваются в дисциплинах кафедры систем электроснабжения предприятий «Оптимизация систем электроснабжения» и «Моделирование в

электроэнергетике» Новосибирского государственного технического университета.

**Положения, выносимые на защиту:**

1. Эффективность симметрирования режимов в трехфазной электрической сети с помощью трансформаторных присоединений электропотребителей, с числом фаз, не кратным трем.
2. Математическая модель несимметричной электрической сети, позволяющая адекватно учитывать вклады отдельных элементов сети в несимметрию в точке общего присоединения.
3. Определение глобального минимума при оптимизации режимов по реактивной мощности с помощью метода роя частиц.
4. Математическая модель электрической сети с несимметричной нагрузкой.
5. Зависимость дополнительных потерь активной мощности в трехфазной электрической сети от коэффициента несимметрии по обратной последовательности.
6. Техничко-экономическое обоснование целесообразности применения трансформатора Скотта с трехфазным трансформатором.

**Соответствие диссертации паспорту научной специальности**

Диссертация соответствует следующим пунктам Паспорта специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы»:

1. пункт 6 – «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике»;
2. пункт 12 – «Разработка методов контроля и анализа качества электроэнергии и мер по его обеспечению»;
3. пункт 13 – «Разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике».

**Достоверность результатов исследования.** Достоверность результатов и выводов, полученных в диссертационной работе, подтверждается корректным использованием положений теоретических основ электротехники, теории электромагнитных процессов и устойчивости ЭЭС, методов оптимизации, а также теории матриц. Имитационное моделирование уравнений



трансформаторных соединений в среде программно-вычислительного комплекса (ПК) Matlab позволило получить коэффициенты несимметрии, адекватно совпадающие с теоретическими предпосылками.

**Апробация работы.** Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на международных и всероссийских конференциях, научных семинарах и молодежных конференциях:

- Первый международный исследовательский семинар «Тенденции развития энергетики и информационных технологий» – 28 октября 2015 года г. Улан-Батор, Монголия;
- Международный форум «IFOST-2016» 11th International Forum on Strategic Technology, 1-3 июня 2016 года, г. Новосибирск;
- Второй международный исследовательский семинар «Тенденции развития энергетики и информационных технологий» – 3 июня 2016 года г. Новосибирск;
- X Всероссийская научная конференция молодых ученых «НАУКА. ТЕХНОЛОГИИ. ИННОВАЦИИ» 05 – 09 декабря 2016 года г. Новосибирск;
- «Молодежь. Наука. Технологии» (МНТК-2017) – 18-20 апреля 2017 года г. Новосибирск;
- International Conference on Sustainable Cities (ICSC 2018). Moscow, Russia, 18 May, 2018;
- Международный форум «IFOST-2018» 13th International Forum on Strategic Technology, 30 мая 2018 - 1 июня 2018 г. Харбин (Китай).

**Публикации.** По теме диссертационной работы опубликованы 7 печатных работ, в том числе 4 работы в рецензируемых изданиях из перечня рекомендованных ВАК Российской Федерации, 1 работа включена в наукометрическую базу SCOPUS и 2 работы в прочих изданиях. В работах, опубликованных в соавторстве, личный вклад автора не менее 60 %.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы, включающего в себя 120 библиографических ссылок и двух приложений. Общий объем работы составляет 186 страниц, включая 46 Таблиц и 51 Рисунок.

# **1 СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ МОНГОЛИИ И ПУТИ ЕЕ РЕШЕНИЯ**

## **1.1 Исторический экскурс создания электроэнергетической системы Монголии**

Монголия располагает огромным запасом высококачественного энергетического угля. Геологические запасы угля Монголии составляют более 150 млрд тонн, а разведанные немногим более 10 млрд тонн [1]. Используя эти богатые запасы угля и, воспользуясь относительно благоприятным расположением к крупным рынкам, Монголия может существенно расширить свое производство электроэнергии. В топливно-энергетическом балансе страны 70 % составляет уголь, 20 % импортируемые нефтепродукты [2-4].

В 1914 году Монголия приобрела электрогенератор мощностью 20 кВт из Российской Империи. С этого события началась история электроэнергетики Монголии. Первая монгольская тепловая станция была построена в 1931 году и называлась Комитетом освещения Средней реки.

В 1961 году построена Улан-Баторская ТЭЦ-2 также компанией Технопромэкспорт. Установленная мощность составляла 24 МВт (2x12), использует бурый уголь с разреза города «Налайх».

Улан-Баторская ТЭЦ-3 - второй по величине энергообъект Монголии. Установленная мощность - 148 МВт (4x12, 4x25), тепловая - 655 Гкал/ч. Используется бурый уголь с Багануурского угольного разреза. В 1988 году после реконструкции ТЭЦ-3 и перевода на бурый уголь Багануурского месторождения на ТЭЦ внедрена бессточная технология оборота воды, и другие технологические решения, что повлекло значительное снижение влияния предприятия на окружающую среду и повышение эффективности станции.

Улан-Баторская ТЭЦ-4 – самое крупное энергетическое предприятие в стране. Сооружение было начато в 1980 г. Состав основного оборудования по проекту: 6 котлоагрегатов БКЗ-420-140, паропроизводительностью 420 т/ч, одна турбина типа ПТ-80-130/13 и три турбины типа Т-110/120-130.

Установленная электрическая мощность станции после окончания строительства составила 410 МВт. В 1987 году при расширении ТЭЦ-4 была произведена дополнительная установка двух котлоагрегатов БКЗ-420-140 и двух турбин типа ТП-80-130. Годы ввода в эксплуатацию – 1987 и 1991 [5-6].

20 марта 2015 года сдан в эксплуатацию новый энергоблок на базе турбины Т-120/130-130-8МО Российского производства. В результате установленная мощность электростанции достигла — 693 МВт (1х80, 3х100, 2х80, 1х123), тепловая – 1373 Гкал/ч. ТЭЦ использует бурый уголь с Багануурского угольного разреза [7].

Монгольская электроэнергетическая система состоит из следующих пяти связанных электроэнергетических систем: Центральная электроэнергетическая система, Восточная электроэнергетическая система, Западная электроэнергетическая система, Алтай – Улиастайская электроэнергетическая система и Южная электроэнергетическая система.

В настоящее время электроэнергетическая система Монголии состоит из ряда передающих сетевых и распределительных компаний. В баланс электроэнергетической системы входят линии электропередачи напряжением 220 кВ суммарной протяженностью 1400 км и 6 подстанций, линии электропередачи 110 кВ протяженностью 4240 км и более 30 подстанций, а также распределительные сети с линиями электропередачи 0,4 – 35 кВ суммарной протяженностью почти 25000 км и более 3300 подстанций.

Западная электроэнергетическая система имеет связи с энергосистемой Красноярского региона по линии 110 кВ. Вновь формирующаяся Алтай – Улиастайская ЭЭС имеет собственные источники, такие как Тайширская ГЭС, Гуулинская ГЭС (работающая в сезонном режиме) и ДЭС г. Алтая. В Восточной ЭЭС имеется единственный источник Чойбалсанская ТЭЦ, которая работает автономно, обеспечивая электроэнергией восточные районы страны, связана с ЦЭЭС линией электропередачи напряжением 110 кВ, и имеет аварийную связь по линии 110 кВ Харанорская ГРЭС – Чойбалсан с энергосистемой «Читаэнерго».

Центральная электроэнергетическая система Монголии соединена с энергосистемой АО Бурятэнерго через двухцепную линию электропередачи

напряжением 220 кВ Селендум-Дархан и работает в синхронном режиме с Объединенной энергосистемой Сибири Единой энергосистемы РФ. Нехватка мощности компенсируется импортными поставками из электроэнергетических систем РФ, а именно от Красноярской и Восточно – Сибирской энергосистем [8-9]. Основные источники генерации активной мощности Монголии и объемы выработки ими электроэнергии представлены в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Источники генерации электрической энергии

Источники	млн.кВт.ч	%
Тепловая электростанция	5124,3	76,29
Дизельная станция	3,3	0,05
Гидро электростанция	66,3	0,98
Солнечно-ветровая электростанция	126,1	1,89
Импорт	1396,9	20,79
Итого:	6716,9	100

Как видно из Таблицы 1.1, по данным Министерства энергетики в 2017 году выработано электроэнергии 5392 млн.кВт·ч, импортировано 1396,9 млн.кВт·ч, располагаемая электроэнергия 4285,2 млн.кВт·ч. Страна производит 79.42% электрэнергии, с импортом получает 20,58% от общей потребности в энергии. В Монголии самой мощной и наиболее развитой энергосистемой является ЦЭЭС. Около 70% от загрузки ОЭС зависит от центральной энергосистемы, которая состоит из 5 электростанции ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, Дарханская ТЭЦ, Эрдэнэтская ТЭЦ [10]. Характеристики генерирующих мощностей Монгольской ЭЭС приведены в Таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Характеристики электростанции Монгольской ЭЭС

Электростанция	Установленная мощность, МВт	Год ввода в эксплуатацию	Операционная зона
Невозобновляемые источники энергии			
ТЭЦ-2	22	1961 – 1969	ЦЭЭС
ТЭЦ-3	148	1966 – 1972	
ТЭЦ-4	700	1983 – 1991	
Дарханская ТЭЦ	48	1963 – 1965	
Эрдэнэтская ТЭЦ	28	1987 – 1989	
Чойбалсанская ТЭЦ	36	1969, 1979	ВЭЭС

Продолжение таблицы 1.2

Даланзадгадская ТЭЦ	6	2000	ЮЭЭС
Ухаа-Худаг ТЭЦ	18	2011	
Дизельные станции	52	-	-
Возобновляемые источники энергии			
Ветропарк	50	2013	ЦЭЭС
Соларповер (Солнечные фотовольтаические панели)	10	2016	ЦЭЭС
Другие небольшие ветровые турбины	1	-	-
Тайширская ГЭС	11	2010-2011	АУЭЭС
Дургунская ГЭС	12	2008-2010	ЗЭЭС
Богд ГЭС	2	1997, 2005-2009	АУЭЭС
Другие малые ГЭС	4	-	-
Солнечные батареи	2	-	-
Солнечные батареи и ветряные турбины	1	-	-
Итого	1151	-	МЭЭС

Для Монголии, с ее обширной территории и относительно небольшим населением, живущим в населенных пунктах, расположенных на больших расстояниях друг от друга, наиболее подходящей системой электроснабжения является система распределенной генерации.

В мировой практике эта концепция признана в качестве наиболее подходящей для обеспечения энергетической безопасности и надежности электроснабжения электропотребителей. Однако, на различных этапах развития энергохозяйства была образована Центральная электроэнергетическая система, которая охватывала более 40% электропотребителей страны, затем, начиная с 2000 г., электрическая сеть расширяется путем увеличения линии относительно низкого напряжения и значительной протяженности. Теперь почти все основные генерирующие мощности энергосистемы централизованы в г. Улан-Батор, и лишь небольшая ее часть находится в городах Дархан и Эрдэнэт, которые расположены также в Центральной части страны [11].

С экономическим развитием городов Улан-Батор, Дархан и Эрдэнэт, а также в результате строительных работ и последовательного присоединения отдаленных аймаков и сумов к центральной электроэнергетической системе, потребление электрической энергии продолжительно увеличивается примерно на 5 – 8 % в год. Инвестиции в электроэнергетическую инфраструктуру не успевают следить за спросом, что существенно снижает надежность электроснабжения и увеличивает перегрузку в изнашивающейся распределительной сети.

Монгольское правительство сознает наличие острой потребности в инвестициях модернизации системы. В связи с этим, в дальнейшем рассматриваются правительством Монголии многие проекты строительства электростанции. Например:

- Багануурская ТЭЦ мощностью 700МВт;
- Шурэнская ГЭС мощностью 300 МВт;
- на меднорудном месторождении Оюутолгой мощностью 350–450 МВт;
- несколько станций в центральном регионе страны суммарной мощностью 50 МВт;
- на угольном месторождении Тавантолгой мощностью 20 МВт;
- на угольном месторождении Боорэлжуут мощностью 300 МВт;
- экспортная станция на угольном месторождении Шивээ-Овоо мощностью 4800 МВт [13] и др.

А также в ближайшее время планируются расширение электростанций:

- увеличение мощности ТЭЦ-3 на 250 МВт;
- увеличение мощности ТЭЦ-4 на 100 МВт;
- увеличение мощности Дарханской ТЭЦ на 35 МВт;
- увеличение мощности Эрдэнэтской ТЭЦ на 35 МВт;
- увеличение мощности Чойбалсанской ТЭЦ на 50 МВт и т.д.

Таким образом, Монгольская ЭЭС увеличивает объем выработки электроэнергии. По аналитическим данным, потребление электроэнергии Монголии к 2020 году составляет 1400 МВт. Центральное диспетчерское управление прогнозирует, как показано на Рисунке 1.1, что после 2020 года

тенденция в балансе электроэнергии энергосистемы изменится, и установленная мощность будет соответствовать потребляемой [14].

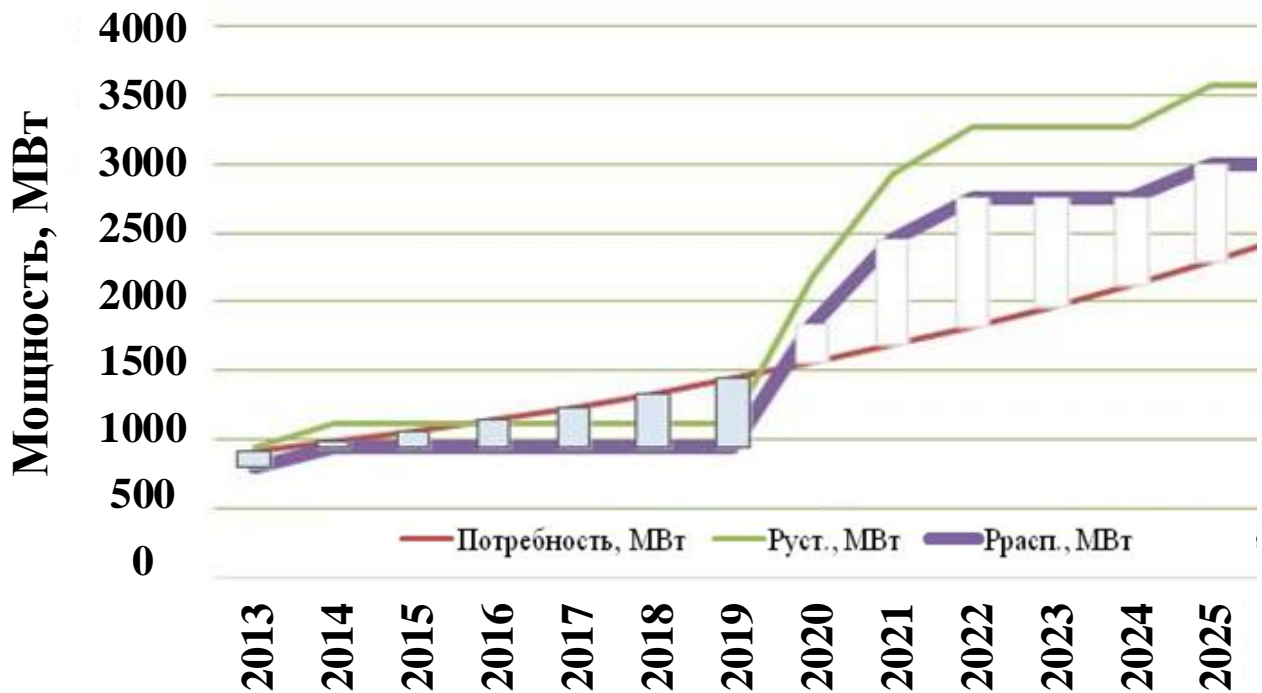


Рисунок 1.1 – Тенденция производства и распределения электроэнергии

Как видно из Рисунка 1.1, к 2025 году генерация энергии будет составлять около 3000 МВт и превышать электропотребление на 600 МВт. При этом учтено, что к этому времени однопутная железная дорога по системе 1x25 кВ, которая будет потреблять 400 МВт.

Проекты создания ряда крупных тепловых и гидроэлектростанций в Монголии предполагают привлечение высококвалифицированных специалистов из разных стран мира, в том числе и России. Кроме того, намечено сотрудничество в области поставок современного энергетического оборудования. Так, в ноябре 2012 г. в Министерстве энергетики Монголии состоялась церемония подписания контракта между Улан-Баторской ТЭЦ-4 и Уральским турбинным заводом на поставку турбины, которая позволит увеличить мощность станции на 120 МВт [15].

Как отмечалось выше, одной из проблем в электроэнергетике Монголии как на современном этапе, так и в перспективе является дефицит пиковой мощности во время зимних максимумов нагрузки. Решение этой проблемы

возможно путем реализации различных энергетических проектов. Одним из таких проектов является сооружение гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС). Альтернативным проектом может стать строительство в восточной части Улан-Батора пиковой тепловой станции, работающей на газовом топливе. Такую станцию можно построить в короткие сроки с использованием современных парогазовых технологий. Газовое топливо предлагается экспортировать из России.

Для производства электрической энергии на территории Монголии, кроме тепловых электростанций, намечается строительство ряда гидроэлектростанций различной мощности. В настоящее время начата разработка технико-экономических обоснований строительства ГЭС на реках Сэлэнгэ и Орхон. План сооружения ГЭС Шурэн на реке Сэлэнгэ поддерживается Кувейтским фондом по арабскому экономическому развитию и проектом Всемирного банка по поддержке инфраструктуры горнорудного сектора. Однако пока нет единого мнения о строительстве ГЭС Шурэн, поскольку река Сэлэнгэ – важнейший естественный приток озера Байкал.

Чешская компания Bohemia group проводит исследования по строительству пяти солнечных электростанций в местности Тайшир, Голландская Gany-medes планирует построить 10 гелиоустановок около г. Улан-Батор, Южнокорейская компания Hyosun group разрабатывает ТЭО солнечной электростанции мощностью 7,8 МВт в местности Баянтээг [16]. В Таблице 1.3 представлены проекты возобновляемой энергетики Монголии [17].

Таблица 1.3 – Проекты возобновляемой энергетики Монголии

Название	Статус	Мощность
Гидроэлектростанция Эрдэнэбурэн	Разработка технико-экономического обоснования завершена	60 МВт
Гидроэлектростанция Чаргайт	Разработка технико-экономического обоснования завершена	24,6 МВт
Гидроэлектростанция Хурст арал	Предварительное технико-экономическое обоснование завершено	15 МВт
Гидроэлектростанция Орхон	Предварительное технико-экономическое обоснование завершено	100 МВт
Тайширская ветростанция	Предварительное технико-экономическое обоснование завершено	10 МВт
Проект крупной солнечной ЭС	Предварительное технико-экономическое обоснование завершено	25 МВт



## **1.2 Развитие и рост грузоперевозок**

Социально-экономическое развитие Монголии в большой степени зависит от деятельности железнодорожной отрасли, занимающей высокое положение в структуре транспортной системы.

Современное состояние и прогноз развития железнодорожных перевозок в Монголии представляет собой следующую картину. Акционерное Общество «Улан-Баторская железная дорога» (АО УБЖД) – это совместное Российско-Монгольское предприятие с 50 %-ным участием с каждой стороны; она является единственной железнодорожной компанией и выполняет 70 % грузовых перевозок Монголии. Общая эксплуатационная длина дороги – 1844 км, включая линию Баянтумэн. Крупнейшей линией Монголии является магистраль Сухэбатор – Улан-Батор – Замын-Удэ, ее протяженность составляет 1111 км. Благодаря постройке этой магистрали железнодорожный путь из Европы в Центральную Азию сократился на 1025 км. От этой дороги в различные направления в настоящее время отходят несколько веток (Рисунок 1.2).



Рисунок 1.2 – Схема железных дорог Монголии

В настоящее время на АО «УБЖД» используется только тепловозная тяга. На балансе дороги находятся 135 тепловозов, 80% всех локомотивов и вагонов эксплуатируются более 25 лет и нуждаются в срочной замене.

В условиях рыночных преобразований экономики страны особое значение имеет стабильность функционирования железнодорожного транспорта, который служит связующим звеном для всех отраслей народного хозяйства. В 2014 году поток грузовых перевозок составил 21,1 млн тонн и увеличился по сравнению 2013 годом на 1,4%. При этом транзитные грузы увеличились на 35,3%. В 2014 году через территорию Монголии по АО «УБЖД» перевозимый транзитный груз увеличился на 17% по сравнению с грузом прошлого года. Экспорт из Китая в Россию непрерывно растет, и ежегодный прирост составляет 5,6% [18].

Показаны на Рисунке 1.3 статистические данные доходности от транспортных отраслей Министерства путей и транспорта 2017 года [19].

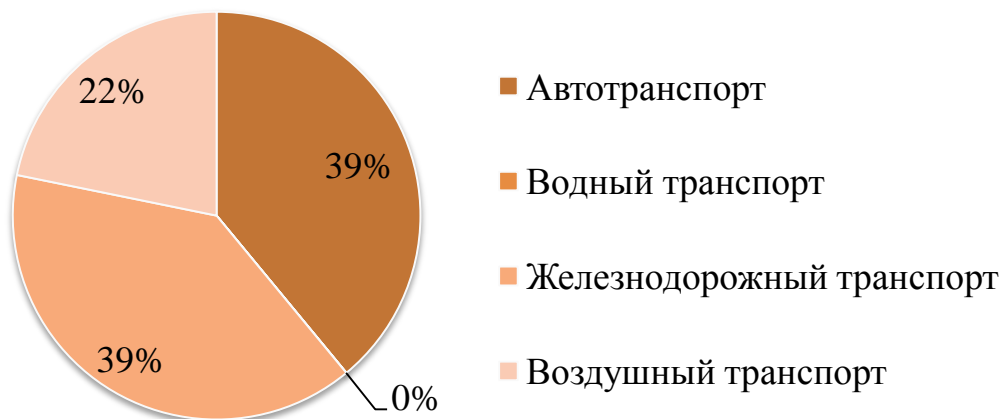


Рисунок 1.3 – Показатели транспортной системы по доходности.

Тепловозная тяга потребляет большое количество дорогостоящего и высококалорийного топлива, приобретаемого за рубежом. 50% от стоимости перевозки расходуется на приобретение дизельного топлива. Поэтому тариф перевозок по железной дороге выше, чем тарифы в других странах, примерно на 20%, что не устраивает желающих перевозить грузы по территории Монголии. Расположенная между двумя великими странами, Монголия не только свяжет своих соседей, но и станет кратчайшим путем для

экономического транспортного коридора, соединяющим Азию и Европу. Трансмонгольская магистральная железная дорога из Москвы в Пекин считается короче Казахстанского коридора на 513 км, а также Маньчжурского коридора на 748 км.

Огромная территория (около 1,6 млн. км<sup>2</sup>) и низкая плотность населения Монголии, децентрализация сельского хозяйства и промышленных центров, огромные запасы природных ресурсов, растущий с каждым годом торговый оборот соседних двух стран требуют от Монгольского государства иметь структуру транспорта, ускоряющую пассажирские и грузовые перевозки, а также современной экологически чистой, с конкурентоспособной перевозки грузов с низкой стоимостью транспортировки. Но основным сдерживающим фактором на пути этого процесса является не электрифицированная главная железнодорожная магистраль Монголии. В 2018 году была заявлена возможность перевозить 45 млн тонн грузов, но, к сожалению, из-за недостаточной провозной способности решили перевозить всего 25 млн тонн.

В ближайшее время должен существенно увеличиться транзит грузов между Россией и Китаем в связи с принятием решения создать экономический транспортный коридор. Необходимо отметить, что модернизация УБЖД позволит шире и эффективнее использовать ее транзитный потенциал. В качестве примера, в Таблице 1.4 приведена статистика, в которой наблюдается рост пропускной способности маршрута по мере его модернизации. По окончании модернизации УБЖД планируется довести пропускную способность маршрута до 100 млн тонн грузов в год с учетом электрификации [20].

Таблица 1.4 – Суммарный поток грузов по Улан-Баторской железной дороге в год, млн тонн

Год	2013	2014	2015	2018	2020
Млн тонн грузов в год	21	28	34	40	45

Кроме того, динамичное развитие горнодобывающей отрасли Монголии, значительное число проектов по разработке угольных месторождений создают

существенный потенциал для превращения Монголии в одного из крупнейших игроков мирового рынка коксующегося и энергетического угля, что также вызовет рост грузопотока по железнодорожной сети (около 50 млн тонн) [21-24].

В настоящее время научными исследованиями Института экономики и развития транспорта прогнозирован рост грузооборота АО УБЖД по трем возможным сценариям развития (Рисунок 1.4) [25].

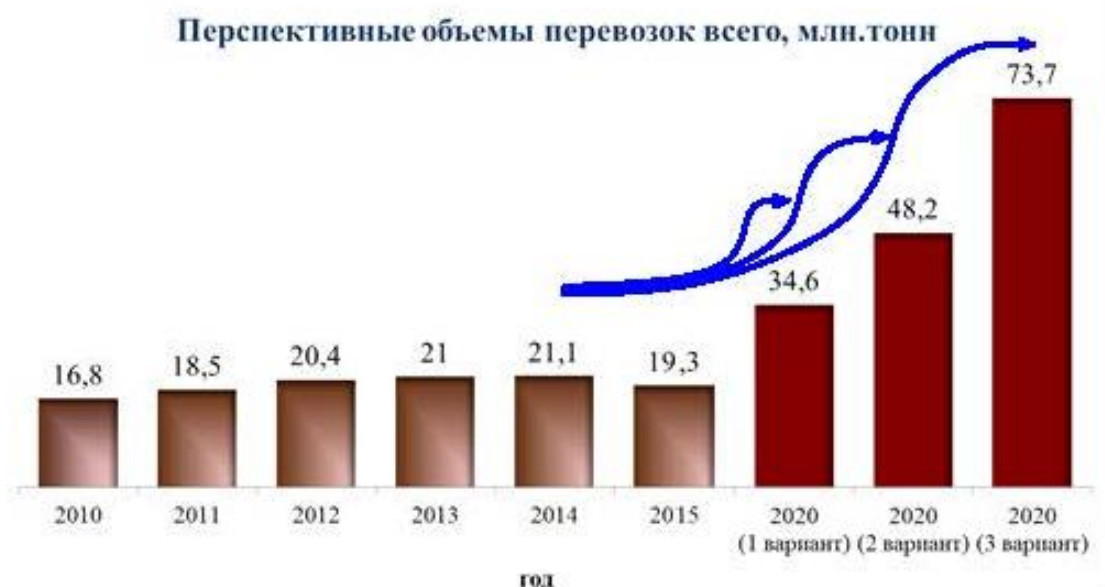


Рисунок 1.4 – Перспективы роста грузоперевозок АО УБЖД

Как видно из диаграммы, представленной на Рисунке 1.4, грузооборот по центральной железнодорожной магистрали УБЖД, к 2020 году увеличивается и может достигнуть 34,6 – 73,7 млн тонн в год.

### 1.3 Цель и задачи электрификации железнодорожной магистрали

В 2013 году АО «УБЖД» приняла и внедрила первый этап программы технической реформы на 200 млн долларов (2013-2015 гг.) в целях повышения пропускной способности коридора, но реформы из-за отставания от технического и технологического развития соседних стран не обеспечивают возможность резко снизить стоимость перевозки. Такие факторы, как снижение конкурентоспособности, из-за себестоимости перевозок, приводят к



неустойчивой величине объема грузов, перевозимых по этой линии, что оказывает отрицательное воздействие на прибыльность и полезное действие транспортного коридора.

Поэтому, помимо того, чтобы принять другие меры, необходимо электрифицировать железную дорогу, чтобы достичь значительных результатов по снижению стоимости перевозки, и тем самым повысить их рентабельность и конкурентоспособность транспортировки грузов в условиях рыночной экономики. Обоснование электрификации железной дороги состоит из трёх основных условий:

1. Для развития сотрудничества с соседними странами.
2. Увеличить рентабельность транспортного коридора, соединяющего Азию и Европу проходящего по территории Монголии.
3. Создать экономически эффективную железнодорожную перевозку с современными технико-технологическими решениями.

За счёт технической реконструкции тяги на железнодорожном транспорте можно сэкономить огромное количество топлива. Себестоимость перевозок на электрифицированных линиях снизится на 10-15%, чем при тепловозной тяге [26].

#### **1.4 Мировые тенденции развития электрификации железных дорог**

Впервые система постоянного тока для электрификации магистральных железных дорог была применена в 1895 г. в США, где был электрифицирован участок железной дороги Балтимор - Огайо напряжением 600 В. В первый период внедрения электрической тяги на железных дорогах мира с 1900 по 1915г. применялась, как правило, система постоянного тока напряжением 550-750 В. На заре электрификации на электроподвижном составе (ЭПС) использовались тяговые электродвигатели (ТЭД) исключительно постоянного тока. Это связано с их конструктивными особенностями, возможностью достаточно простыми средствами регулировать скорость и вращающий момент в широких пределах. Двигатели переменного тока имеют такие электромеханические характеристики, что без специальных устройств регулирования их применение для электротяги становится невозможным.

Таких средств регулирования на начальном этапе электрификации еще не было, и поэтому, естественно, в системах тягового электроснабжения применялся постоянный ток при напряжении сначала 1,5 кВ, а затем 3 кВ. Строились тяговые подстанции, назначением которых является понижение переменного напряжения питающей сети до необходимого значения, и его выпрямление, т.е. преобразование в постоянное.

Первое успешное испытание системы с частотой 50 Гц отмечено в 1922 году. На венгерских железных дорогах впервые появилась система однофазного тока промышленной частоты 50 Гц, 16 кВ с электровозами, разработанный Кальманом Кандо с фазорасщепителями.

С 1950 года система однофазного тока 50 Гц с преобразовательными электровозами получила все более широкое распространение, и к 1958 г. усовершенствуется до такой степени, что почти повсеместно распространяется как наиболее эффективная система электрической тяги. Но, наряду с этим, имеются страны, где принятая ранее система электрической тяги приобрела такие размеры, что переход к другой (хотя и более технически совершенной) экономически нецелесообразен.

В Швеции пришли к выводу о нецелесообразности замены системы однофазного тока 16 2/3 Гц с вращающимися преобразователями на станциях. В данном случае высокий сложившийся уровень электрификации железных дорог Швеции на этой системе, 45% линий электрифицировано, 63% поездов используют электрическую тягу, привел к такому выводу. При этом преобразовательная установка подстанции, состоящая из трехфазного двигателя и однофазного генератора, доведена до такого технического совершенства, что за последние 15 лет был только один случай повреждения [27-28]. Трехфазные двигатели оказывают стабилизирующее действие на работу внешней трехфазной сети, поэтому их нагрузка более желательна, чем однофазная нагрузка промышленной частоты.

Из этого примера видно, что технико-экономическая эффективность любой системы электрической тяги, в том числе и наиболее технически совершенной системы однофазного тока промышленной частоты, в каждой стране оценивается по-разному, в зависимости от местных условий.

Внедрению той или иной системы тока предшествовало или сопутствовало их технико-экономическое обоснование. Были выполнены в этой области исследования научными организациями и фирмами ряда стран [29].

В 1955 году во Франции выполнено технико-экономическое сравнение системы однофазного тока 16  $\frac{2}{3}$  Гц 15 кВ, однофазного тока 50 Гц 25 кВ и постоянного тока 3 кВ на полигоне конкретных железнодорожных линий общим протяжением 2890 км.

При однофазном токе промышленной частоты учитывалось дополнительная оплата за плохой cosφ на высоковольтных вводах подстанции (0,75 по сравнению с 0,88 - при постоянном токе и 0,95 при 16,7 Гц).

На линиях с системой однофазного тока 50 Гц подвешен более легкий контактный провод сечением 150 мм<sup>2</sup> против 450 мм<sup>2</sup> при постоянном токе 1500 В и установлены более легкие и дешевые опоры. Подстанции расположены на расстоянии 60-80 км одна от другой и присоединены к единой высоковольтной сети Франции. Результаты технико-экономического исследования представлены в Таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Соотношение затрат по элементам систем переменного и постоянного тока (показатели при постоянном токе приняты за 100%).

Статья расхода	Ток 50 Гц 25 кВ	Ток 16 $\frac{2}{3}$ Гц, 15 кВ	
		С раздельным преобразованием	С централизованным преобразованием
Строительство линий передач и подстанций	35,7	96,6	102,0
Строительство контактной сети	86,0	84,6	85,0
Реконструкция мостов, путепроводов, тоннелей и других искусственных сооружений	142,0	125,5	125,5
СЦБ, связь и освещение	100,5	98,5	98,5
Приобретение электровозов	88,0	110,0	110,0
Всего по капитальным затратам	852,5	98,5	99,5
Эксплуатация подстанций и высоковольтных линий	52,6	79,0	102,5
Эксплуатация контактной сети	83,5	83,5	83,5
Стоимость электроэнергии	95,0	113,0	98,5
Зарплата локомотивных бригад и деповские расходы	95,6	104,0	104,0
Ремонт локомотивов	93,5	105,0	105,0
Всего по эксплуатационным расходам	93,2	107,0	100,0



Из Таблицы 1.5 видно, что как по капиталовложениям, так и по эксплуатационным расходам в условиях Франции экономически наиболее целесообразной является система однофазного тока 50 Гц.

В Англии проведены расчеты по сопоставлению системы однофазного тока 50 Гц 25 кВ с постоянным током 1,5 кВ для линии Эустон-Манчестер-Ливерпуль. Напряжение однофазного тока в тоннелях принято 6,6 кВ. В этих условиях расход меди для контактной сети при системе однофазного тока уменьшается по сравнению с системой постоянного тока на 68%, а расход стали на 17%. Мощность трансформаторов подстанций снижается на 33%. Эквивалентное сечение проводов контактной сети (по меди) снижается с 390-450 до 150 мм<sup>2</sup>. Предполагается, что стоимость электровозов однофазного тока будет несколько выше стоимости электровозов постоянного тока. Результаты расчета затрат на капиталовложение при однофазном токе 25 кВ 50 Гц в процентах от затрат при постоянном токе 1,5 кВ показаны в Таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Соотношение затрат по элементам системы переменного тока в процентах (при условии, что затраты на постоянный ток приняты за 100%).

Статья расхода	Однофазный ток 25 кВ 50 Гц, %
Система электроснабжения	76
Сигнализация	102
Депо	100
Отопление и освещение	86
Подвижной состав	105
Прочее	138
Всего	95,5

Сравнение системы тягового электроснабжения на постоянном токе 1,5 кВ и однофазной системы на переменном токе 50 Гц, 25 кВ показало преимущество системы на переменном токе, стоимость которой составляет примерно 95 % от расходов на постоянном токе такого же напряжения.

Наряду с многочисленными исследованиями, показавшими технико-экономические преимущества системы однофазного переменного тока промышленной частоты по сравнению с другими системами электрической тяги, исследования, выполненные в Германии, привели к обратным

результатам. В условиях этой страны более эффективной оказалось дальнейшее развитие электрификации по системе переменного тока пониженной частоты ( $16 \frac{2}{3}$  Гц). Были подсчитаны капиталовложения на электрификацию железной дороги при постоянном токе 3 кВ, однофазном токе 50 Гц 25 кВ и однофазном токе  $16 \frac{2}{3}$  Гц 15 кВ (Таблица 1.7).

Таблица 1.7 – Капиталовложения при электрификации железной дороги

Объект капиталовложения	Энергоснабжение от районной сети трехфазного тока 60 Гц 110 кВ			Энергоснабжение от специальных железнодорожных электростанций током $16 \frac{2}{3}$ Гц 110 кВ
	Постоянный ток 3000 В, %	однофазный ток 50 Гц 25 кВ, %	однофазный ток 50 Гц 25 кВ, %	однофазный ток $16 \frac{2}{3}$ Гц 15 кВ, %
Локомотивы	48,0	62,2	61,7	57,5
Контактная сеть	16,5	10,1	10,2	11,2
Подстанции	14,0	4,2	3,1	3,5
Линии дальних передач	1,6	1,4	1,5	1,6
Электростанции	7,5	7,7	8,4	10,6
Прочие	12,4	14,4	15,1	15,6
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0

Эти расчеты показали, что для обеих систем однофазного переменного тока капитальные затраты на локомотивы составляют 57-62%, на контактную сеть и подстанции - 13-15%, на линии электропередачи и электростанции - 12%, на прочие расходы - 14-15% от общей суммы капитальных вложений в электрификацию железной дороги.

На основании результатов исследований сделан вывод, что экономические соображения относительно стоимости подстанций и оборудования энергоснабжения не имеют решающего значения при выборе системы однофазного тока. В Германии существует мнение о преимуществах электровозов  $16 \frac{2}{3}$  Гц. Считается, что они дешевле электровозов 50 Гц, как по начальной стоимости, так и по эксплуатационным расходам, имеют более высокие коэффициенты полезного действия и  $\cos\phi$ . В Германии, Швеции и Норвегии, где принята система однофазного тока  $16 \frac{2}{3}$  Гц, эффективность перехода на новую систему однофазного тока 50 Гц не доказана.

В США проведен технико-экономический анализ эффективности систем электрической тяги постоянного тока 3 кВ и однофазного тока промышленной частоты 60 Гц 25 кВ в сравнении с паровой и тепловозной тягой. Результаты этого исследования представлено в Таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Техничко-экономическое сравнение паровой, тепловой и электрической тяги на постоянном и переменном токе, выполненное в США

Статья расхода	Паровая тяга, млн долл.	Электрическая тяга; постоянный ток 3 кВ, млн долл.	Тепловозная тяга, млн долл.	Электрическая тяга; однофазный ток 25 кВ 60 Гц, млн долл.
Единовременные капитальные затраты	77,3	166,7	110,6	150,0
Дополнительные затраты:				
по сравнению с паровой тягой	-	89,4	33,3	72,7
по сравнению с тепловозной тягой	-	56,1	-	39,4
Эксплуатационные расходы	34,8	26,3	31,8	26,1
Налоги и амортизация всех сооружений и оборудования	8,2	13,2	9,3	11,8
Общие ежегодные расходы	43,0	39,5	41,1	37,9
Экономия ежегодных эксплуатационных расходов:				
по сравнению с паровой тягой	-	3,5	1,9	5,1
по сравнению с тепловозной тягой	-	1,6	-	3,2

Таким образом, в условиях США при электрификации на однофазном токе 60 Гц 25 кВ достигается экономия капитальных затрат по сравнению с системой постоянного тока 3 кВ примерно на 10%. Основываясь на результатах этих исследований, в 1950-е годы XX века США активно вели электрификацию железных дорог: протяженность электрифицированных линий достигла 5000 км из 40 тыс. км во всем мире (т.е. 12,5%). Однако в 1980-е годы осталось только 2000 из 165 тыс. км в мире (т.е. 1,2%); 3000 км были деэлектрифицированы, т.е. переведены на тепловозную тягу.

Отмечаются причины, сдерживающие электрификацию железных дорог: унификация используемых тепловозов по основным энергосиловым узлам; массовая автомобилизация пассажирских перевозок; так называемые местные традиции агрессивного маркетинга, заключающиеся в низких ценах на топливо.

Эти примеры подтверждают наличие для каждой железнодорожной линии критического значения грузооборота, выше которого становится технико-экономически оправданным применение электрической тяги [30].

**Развитие систем тягового электроснабжения.** Во всем мире общая протяженность железных дорог к началу 2000 года приблизилось к 1 млн км (954,6 тыс. км); из них 25% (240,2 тыс. км) электрифицировано, а 75%, то есть примерно 714 тыс. км, работает на тепловозной тяге. Мировой объем перевозок между этими видами тяги распределяется примерно одинаково: по 50 %. Следовательно, при меньшей протяженности электрифицированных железных дорог средняя грузонапряженность на них три раза выше, чем на линиях с тепловозной тягой. Наибольший удельный вес в общей протяженности электрифицированных линий мира приходится на страны Западной, Центральной, Восточной Европы (45,7%) и страны СНГ (24,3%), около 20% - на страны Юго-Восточной Азии (в основном Япония, Китай, Индия) и 8% - на Африку (ЮАР). Контрастом являются Северная и Южная Америка, где электрифицированные железные дороги составляют 1,7 %. В Таблице 1.9 показан выбор систем тягового электроснабжения в мире.

Таблица 1.9 – Данные по электрификации железных дорог мира (состояние на начало 2000 года)

Страна	Протяженность сети железных дорог, км		Длина электрифицированных линий по отношению к общей длине железных дорог, %	Объем перевозок электрифицированных железных дорог линий по отношению к их общему объему, %	Система тяги				Другие системы
	общая	электрифицированных			Переменный ток		Постоянный ток		
					25 кВ, 50 Гц	15 кВ, 16,7 Гц	3 кВ	1,5 кВ	
Австрия	5672	3741	65,9	92	0	3304	82	218	137
Великобритания	16659	5166	31	55	0	0	3082	0	2084
Венгрия	769	2530	32,5	64	2530	0	0	0	0
Германия	38126	18857	49,5	87,6	0	18396	0	23	438
Испания	11803	6450	54,6	48,8	471	0	5935	0	44
Люксембург	274	261	95,3	100	242	0	19	0	0
Финляндия	5857	2197	37,4	52,4	2197	0	0	0	0
Франция	31735	14148	44,5	84,8	8303	12	0	5833	0
Швейцария	3284	3075	93,6	99	0	3075	0	0	0
Россия	86151	40300	46,8	77,7	21500	0	18800	0	0
США	232243	544	0,23	-	0	0	419	0	125
Канада	14098	129	0,9	-	0	0	0	0	129
Бразилия	29435	1452	4,9	-	1452	0	0	0	0
Китай	57923	14025	22,5	53	14025	0	0	0	0
Республика Корея	3105	664	21,4	47,5	664	0	0	0	0
Япония	20170	12037	59,8	87	2387	0	0	9650	0
ЮАР	20010	16858	84,2	92,7	3909	0	11994	0	955
Австралия	9496	1871	19,7	42,3	1871	0	0	0	0

На электрифицированных железных дорогах мира лидирует система переменного тока - 55,1% их общей протяженности; на постоянном токе работает 43% электрифицированных линий. Примерно на 2% линий используются другие системы тягового электроснабжения как переменного (50 кВ, 50 или 60 Гц; 11-13 кВ, 25 Гц; 15 кВ, 20 Гц), так и постоянного тока (0,75 и 0,6 кВ - в основном на городских железных дорогах). Общая протяженность таких линий в мире составляет 4,5 тыс. км [31].

Достаточно большая протяженность линий, электрифицированных на постоянном токе, является следствием того, что в период массовой электрификации железных дорог (30-50-е годы XX в.) это была единственная система тяги (напряжение в контактном проводе 1,5 и 3 кВ), наиболее приемлемая для практической реализации. Начиная с 1950-х годов электрификация в основном ведется на переменном токе промышленной частоты 50 Гц при напряжении 25 кВ; прирост протяженности постоянного тока небольшой.

## 1.5 Выводы

1. Показана техническая и экономическая целесообразность электрификации центральной железнодорожной магистрали для создания кратчайшего железнодорожного коридора Азия-Европа. Это позволит значительно увеличить провозную способность грузоперевозок между странами Юго-Восточной Азии и Европы.

2. Показано, что главный путь устойчивого развития электроэнергетической системы и инфраструктуры железнодорожного транспорта Монголии состоит в масштабной реконструкции, обусловленной электрификацией центральной железнодорожной магистрали Монголии. Наряду с этим, существенным образом улучшаются транспортные связи между государствами Европейско-Азиатского регионов.

3. Показано, что исходя из прогнозируемого объема грузоперевозок (более 40 млн тонн) на ближайший период и учитывая опыт электрификации железных дорог других стран мира, наиболее экономически обоснована для условий Монголии система тягового электроснабжения на переменном токе 25

кВ, 50 Гц. Это решение тем более обосновано, что с дальнейшим увеличением объема грузоперевозок (за пределами нынешнего десятилетия), возникает необходимость строительства второго электрифицированного пути, которое планируется в рамках развития АО УБЖД.

4. Техническое влияние вновь присоединяемой системы тягового электроснабжения на пути развития ЭЭС Монголии, а также на параметры режимов и качество электрической энергии подробно исследовано в нижеследующих разделах данной диссертационной работы.

## 2 СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 2.1 Постановка задачи

Электрифицированный железнодорожный транспорт во многих развитых странах является одним из крупнейших потребителей электрической энергии – на его долю приходится 6-15% от общего потребления электрической энергии в странах. В настоящее время электрификация магистрали АО УБЖД потребует от Монгольской ЭЭС увеличения производства электрической энергии примерно на 800 МВт. Как видно из Рисунка 1.1 первой главы, к 2021 году выработка электроэнергии увеличится на 1300 МВт, и суммарная мощность ЭЭС Монголии достигнет 2500 МВт. Это позволило бы построить скоростную железную дорогу на переменном токе, не уступающую по своему техническому уровню и комфортабельности лучшим железным дорогам мира, например Японии, Южной Кореи и других стран. Однако это потребует чрезмерно больших материальных и финансовых затрат, которые, скорее всего, окупятся достаточно быстро в связи со значительным увеличением грузопотока и пассажирских перевозок. Чтобы снизить реальные затраты на генерирующие источники, целесообразно рассмотреть возможность более широкого использования альтернативных возобновляемых источников энергии, что позволит улучшить состояние экологической среды и повысить конкурентоспособность ценовых показателей по сравнению с другими странами и видами транспорта.

Основным фактором, влияющим на тенденцию развития электрифицированных железных дорог, является объем грузоперевозок. Как показано в первой главе на Рисунке 1.4, грузооборот по центральной железнодорожной магистрали АО УБЖД в последние годы непрерывно увеличивается, и по разным сценариям развития страны и соседних стран может достигнуть 75-100 млн тонн в год. Установлена зависимость между величиной грузооборота (млн тонн) и потребляемой электроэнергией на 1 км пути. Эта зависимость имеет линейный характер; и представлена на Рисунке 2.1 [32].



Предложена в работе зависимость электропотребления электроподвижным составом от объема грузоперевозок (млн тонн). В свою очередь выбор системы тягового электроснабжения позволяют определить мощность, которую необходимо установить на станциях ЭЭС Монголии для поддержания баланса активной мощности.

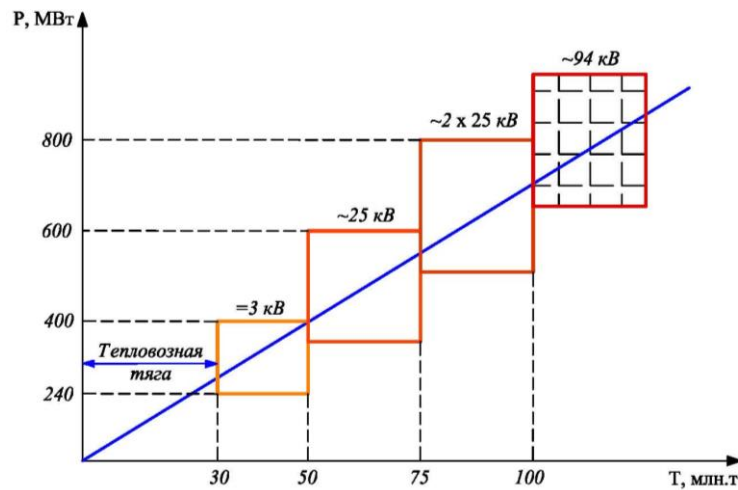


Рисунок 2.1 – Применение различных систем тягового электроснабжения по условиям оптимальной энергетической эффективности

Из Рисунка видно, что критический объем перевозок на тепловозной тяге составляет примерно 30 млн тонн, что подтверждает исчерпание возможностей тепловозной тяги. Далее до 50 млн тонн грузоперевозок возможно применение постоянного тока 3000 В. Затем и этот ресурс грузоперевозок электрифицированной железной дороги будет исчерпан, и необходима электрификация на переменном токе 25 кВ от 50 – 75 млн тонн грузоперевозок, а при дальнейшем увеличении от 75 до 100 млн тонн потребуются электрифицировать по системе  $2 \times 25 \text{ кВ}$ . При превышении 100 млн тонн необходимо электрифицировать по системе 94 кВ, что на Рисунке обозначено штриховым квадратом. Таким образом, каждая система электроснабжения имеет свою «нишу» по объему перевозок, в которой перевозочный процесс реализуется с оптимальной энергетической эффективностью. Границы этих «ниш» зависят от многих факторов и, прежде всего, от стоимостных, но для каждого участка конкретной железной дороги эти границы вполне определены.

Соответствующим образом увеличивается потребляемая мощность, которая на заключительном этапе электрификации 2х25 кВ, составит дополнительно к необходимой мощности 800 МВт, а в случае одного пути потребуется 400 МВт. Системы электроснабжения электрифицированных железных дорог по предъявляемым к ним требованиям, условиям работы, используемому оборудованию и устройствам, по задачам, решаемым ими, коренным образом отличаются от систем электроснабжения промышленных предприятий [33]. Это обусловлено тем, что изменяется не только число фаз с трех на две, но и фазовый сдвиг между ними. В связи с этим настоящая глава диссертации посвящена различным способам сопряжения этих двух разнородных электрических систем.

## **2.2 Обзор мировых систем тягового электроснабжения**

Система тягового электроснабжения должна обеспечивать надежное электроснабжение электроподвижного состава для движения поездов с установленными нормами массы, скоростями и интервалами между ними при заданных размерах движения, также устройств сигнализации, централизации и блокировки, связи и вычислительной техники [33–34]. Как правило, электрифицированная железная дорога получает питание от энергосистемы, а не от одной электрической станции, как это условно показано на принципиальной схеме.

Систему электроснабжения электрифицированной железной дороги можно разделить на две части:

- первичную (или внешнюю), которая включает в себя все элементы от электрической станции до тяговой подстанции;
- тяговую, состоящую из тяговых подстанций и тяговой сети, которую часто называют системой тягового электроснабжения [33; 35].

Тяговая сеть состоит из контактной сети, рельсового пути, питающих и отсасывающих линий (фидеров) тяговых подстанций, а также других устройств, присоединенных тем или иным образом к контактной сети и рельсам по длине участка железной дороги (Рисунок 2.2).

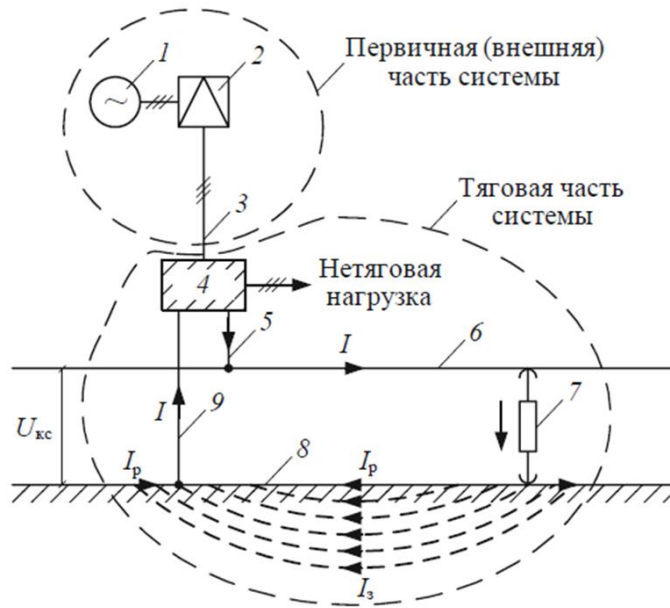


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема системы тягового электроснабжения  
 1 – электростанция; 2 – повышающая трансформаторная подстанция; 3 – линия электропередачи; 4 – тяговая подстанция; 5 – питающая линия тяговой подстанции; 6 – контактная сеть; 7 – электроподвижной состав; 8 – рельсы; 9 – отсасывающая линия (обратного тока) тяговой подстанции).

Системе электроснабжения электрифицированной железной дороги присущ ряд характерных особенностей по условиям ее работы:

1. Уровни напряжения во внешней и тяговой частях системы различны, в отдельных системах различен и род тока.

2. Число питающих проводов во внешней и тяговой частях системы, как правило, не совпадает.

3. Часть тягового тока электровоза  $I$  при возвращении его на тяговую подстанцию по рельсам  $I_p$  протекает по земле  $I_s$  – это так называемые блуждающие токи.

4. Тяговые подстанции, помимо тяговой нагрузки, питают и нетяговую нагрузку.

В настоящей работе рассматривается электрификация северной части железнодорожной магистрали АО УБЖД, которая состоит из следующих четырех тяговых подстанций: Сухбаатар (СБ), мощностью  $S=9+j6$  МВА, Дархан (ДРХ), мощностью  $S=90+j42$  МВА, Зуунхараа (ЗХ), мощностью

$S=90+j42$  МВА, Толгойт (Тол), мощностью  $S=40+j15$  МВА. Так как населенные места вдоль железнодорожной магистрали уже электрифицированы, нет необходимости учитывать их электрификацию при расчетах.

Указанные особенности работы системы тягового электроснабжения определяют режимы ее работы с точки зрения токораспределения в отдельных элементах системы и характера изменения напряжения.

**Система электроснабжения постоянного тока напряжением 3 кВ.** Принципиальная схема системы электроснабжения постоянного тока приведена на Рисунке 2.3, где условно изображен шестиосный электровоз постоянного тока с тяговыми двигателями последовательного возбуждения при параллельной схеме их соединения. При такой схеме на каждый двигатель приходится 1,5 кВ. Цифровые обозначения отдельных элементов на этом Рисунке те же, что и на Рисунке 2.2. Цифрой 10 обозначен тяговый двигатель электровоза.

Система электроснабжения постоянного тока обладает целым рядом достоинств. Одно из них связано с видом тяговой характеристики электровоза постоянного тока с тяговыми двигателями последовательного возбуждения. Именно такие тяговые двигатели в настоящее время имеют подавляющее большинство электровозов постоянного тока [36].

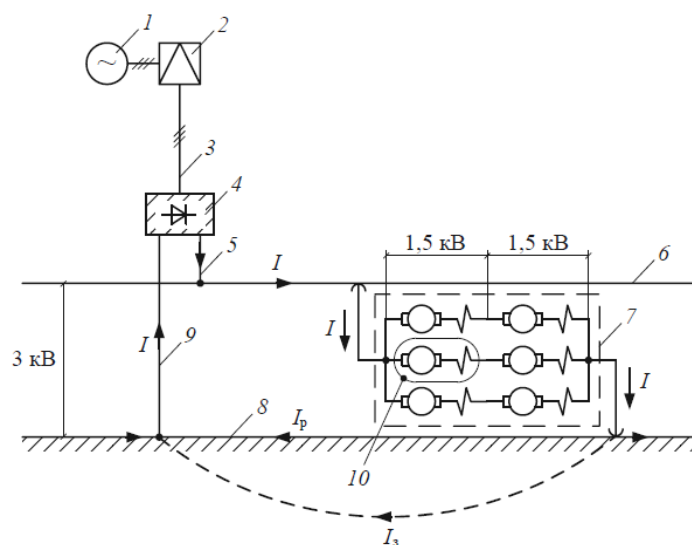


Рисунок 2.3 – Принципиальная схема системы электроснабжения постоянного тока

При достаточно большом числе таких электровозов, используемых на участке, увеличится степень неравномерности изменения нагрузки тяговых подстанций и ее отдельных элементов во времени. Это может привести к возможному увеличению мощности тяговых подстанций, нагрева их силового оборудования и контактной подвески, к увеличению максимальных рабочих токов отдельных элементов тяговой части системы электроснабжения.

К достоинствам системы электроснабжения постоянного тока также относят:

- достаточно высокий коэффициент мощности (0,92—0,96);
- равномерную загрузку фаз внешней части системы электроснабжения;
- относительно слабое влияние ее на линии проводной связи, расположенные вдоль полотна железной дороги;
- достаточно простые электровозы;
- относительно простое осуществление режима рекуперации электрической энергии, когда на затяжных и достаточно крутых спусках тяговые двигатели электровоза работают в режиме генератора.

Система электроснабжения постоянного тока не свободна и от некоторых недостатков. К ним относят:

- относительно невысокий уровень напряжения в контактной сети, что обуславливает сравнительно небольшие расстояния между подстанциями (в среднем около 15–20 км) и большие сечения контактной подвески (около 450–650 мм<sup>2</sup> в медном эквиваленте);
- достаточно сложные тяговые подстанции, на которых, помимо силовых трансформаторов, устанавливаются и преобразовательные агрегаты для получения постоянного напряжения для целей тяги;
- значительная электрокоррозия подземных металлических сооружений, в том числе подземной части опор контактной сети, обусловленная протеканием блуждающих токов в земле;
- дополнительные потери энергии в пусковых реостатах, которые установлены на подавляющем числе электровозов и электропоездов постоянного тока, при разгоне поезда (на последних они составляют 12–15 % общего расхода энергии на движение поезда).

**Система электроснабжения переменного однофазного тока промышленной частоты 50 Гц, напряжением 25 кВ.** Для снижения стоимости электрификации, в том числе затрат, связанных с развитием устройств внешнего электроснабжения, возможно использование систем электроснабжения с повышенной нагрузочной способностью на отдельных межподстанционных зонах.

Принципиальная схема данной системы электроснабжения приведена на Рисунке 2.4. Цифровые обозначения отдельных элементов на этом Рисунке те же, что и на Рисунке 2.2. Однофазный трансформатор и выпрямитель, установленные на электровозе, показаны соответственно, как 11 и 12.

На подавляющем большинстве электровозов и электропоездов переменного тока, обращающихся в настоящее время на участках, применяются двигатели постоянного тока с последовательным возбуждением. В тяговой части системы электроснабжения выделены элементы, по которым протекает переменный и постоянный ток.

Так как на участках переменного тока для целей тяги используются двигатели постоянного тока с последовательным возбуждением, поэтому все положительное, что было отмечено при их рассмотрении в системе постоянного тока, полностью относится и к системе переменного тока.

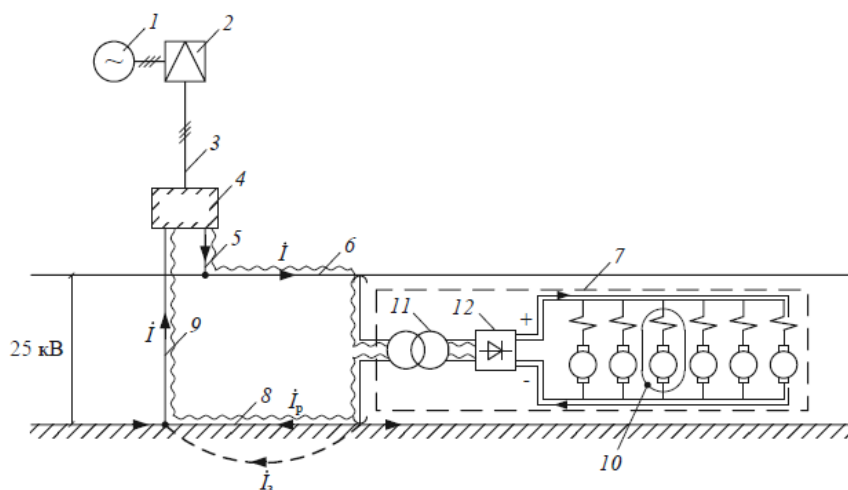


Рисунок 2.4 – Принципиальная схема системы электроснабжения однофазного тока промышленной частоты напряжением 25 кВ:

——— цепь постоянного тока; ~~~~~~ цепь переменного тока

К достоинствам системы электроснабжения однофазного тока промышленной частоты при сравнении ее с системой постоянного тока относят:

- более высокое напряжение в контактной сети (25 кВ вместо 3 кВ), что позволяет существенно увеличить расстояние между тяговыми подстанциями (40-60 км) и в 2-3 раза уменьшить сечение контактной подвески;
- более простые тяговые подстанции, на которых устанавливается только трансформаторное оборудование;
- практически отсутствует электрокоррозия подземных металлических сооружений.

Система переменного тока, при сравнении ее с системой электроснабжения постоянного тока, имеет и определенные недостатки:

- низкий коэффициент мощности, в среднем 0,8;
- неравномерная загрузка фаз внешней части системы электроснабжения, так как каждая тяговая подстанция переменного тока питает от трехфазной симметричной сети две однофазные цепи (слева и справа от подстанции), что приводит к несимметрии токов и напряжений, отрицательно влияющих на работу отдельных элементов системы и потребителей;
- сильное электромагнитное влияние на проводные линии связи, идущие вдоль полотна железной дороги;
- сложные электровозы, так как на них, по сравнению с электровозами постоянного тока, дополнительно устанавливают однофазный трансформатор и выпрямитель.

**Разновидности системы электроснабжения переменного однофазного тока промышленной частоты 50 Гц, напряжением 25 кВ.** При системе электроснабжения переменного тока напряжением 25 кВ в ее классическом варианте среднее расстояние между тяговыми подстанциями составляет 45-50 км. На современном этапе, когда увеличиваются размеры движения и массы грузовых поездов, внедряется более мощный электроподвижной состав, вводится высокоскоростное движение пассажирских поездов, ее технико-экономические показатели работы могут не отвечать предъявляемым требованиям. Появляются проблемы, связанные с обеспечением необходимого качества напряжения на токоприемнике электровозов, недопустимым нагревом

проводов контактной сети, увеличением максимальных рабочих токов, питающих линий тяговых подстанций и фидеров постов секционирования. В связи с этим возникает необходимость достаточно радикального усиления системы электроснабжения участков переменного тока. К способам такого усиления относят:

- тяговое электроснабжение с экранирующим и усиливающим проводами (ЭУП);
- тяговое электроснабжение 2x25 кВ;
- тяговое электроснабжение с симметрирующими трансформаторами на опорных тяговых подстанциях.

**Система тягового электроснабжения 2x25 кВ.** Самым радикальным способом улучшения показателей работы системы электроснабжения переменного тока было бы увеличение напряжения в контактной сети, в частности, до 50 кВ [32].

Более дешевым способом улучшения показателей работы системы электроснабжения участков переменного тока является применение системы тягового электроснабжения 2x25 кВ, где используется существующее оборудование и электроподвижной состав, рассчитанные на 25 кВ, но с передачей значительной части энергии электровозам при напряжении 50 кВ. Одним из основных элементов системы является автотрансформатор (АТ). Такая система электроснабжения называется также автотрансформаторной.

На тяговых подстанциях устанавливаются специальные трансформаторы, имеющие расщепленную вторичную обмотку, каждая половина которой имеет номинальное напряжение 27,5 кВ (Рисунок 2.5). Средняя точка вторичной обмотки присоединяется к рельсам, а два оставшихся свободных вывода по одному присоединяются к дополнительному проводу и контактной сети. Таким образом, номинальное напряжение на зажимах вторичной обмотки 55 кВ, расчетное напряжение между контактной сетью и дополнительным проводом на межподстанционной зоне 50 кВ, а между контактной сетью и рельсом и дополнительным проводом и рельсом 25 кВ. На межподстанционной зоне появляется дополнительный элемент в виде автотрансформатора (АТ) с коэффициентом трансформации, равным 2. Его первичная обмотка



присоединяется к дополнительному проводу и к контактной сети. На нее подается напряжение 50 кВ. Вторичная обмотка АТ напряжением 25 кВ присоединяется к контактной сети и рельсам. На межподстанционной зоне АТ устанавливаются на расстоянии 7-25 км друг от друга [37].

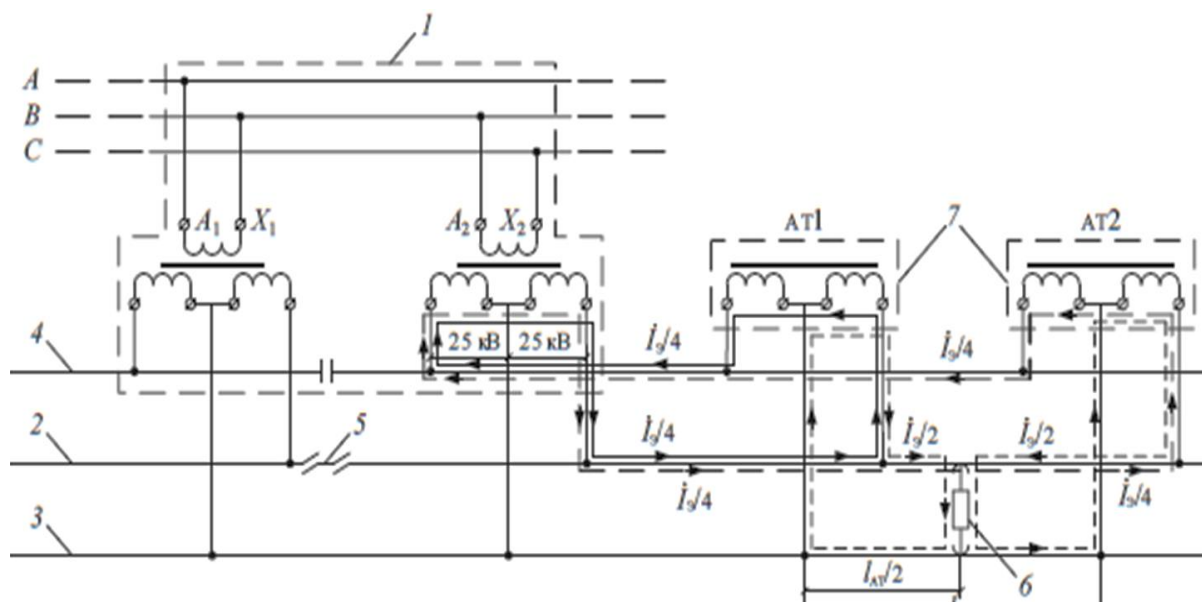


Рисунок 2.5 – Принципиальная схема системы электроснабжения 2x25 кВ:

1 – тяговая подстанция; 2 – контактная сеть; 3 – рельсы; 4 – дополнительный (питающий) провод; 5 – нейтральная вставка; 6 – электровоз; 7 – автотрансформаторы

Естественно, что при системе электроснабжения 50 кВ токи в контактной сети наименьшие на всем протяжении от тяговой подстанции до электровоза. Они в 2 раза меньше, чем при системе 25 кВ.

Следует отметить, что при нескольких автотрансформаторах на зоне питания, по мере удаления электровоза от тяговой подстанции, число участков контактной сети с токами, уменьшенными по сравнению с системой электроснабжения 25 кВ в 2 раза, будет увеличиваться. Соответственно, будет увеличиваться и эффективность системы 2x25 кВ. При схеме двустороннего питания контактной сети питание электровозов происходит так же, как и при схеме одностороннего питания контактной сети, только питание автотрансформаторов осуществляется от обеих тяговых подстанций. Конечно, в действительных условиях эксплуатации передача энергии электровозам

производится как при напряжении 50 кВ, так и частично при напряжении 25 кВ по контуру контактная сеть рельсы.

Достоинства системы тягового электроснабжения 2х25 кВ по сравнению с системой электроснабжения 25 кВ:

- меньше ток в контактной сети и полное сопротивление тяговой сети из-за снижения его индуктивной составляющей вследствие примерно одинаковых токов в контактной сети и дополнительном проводе, направленных встречно. В результате уменьшаются потери напряжения и мощности в тяговой сети, увеличивается напряжение на токоприемнике электровозов. Расстояния между тяговыми подстанциями возрастают до 80–100 км [37-38];
- возможность независимого регулирования напряжения по плечам питания тяговой подстанции (если сравнивать с системой 25 кВ при установке на тяговых подстанциях трехфазных трансформаторов);
- значительно меньшее магнитное влияние на линии связи, так как токи в контактной сети и дополнительном проводе приблизительно равны и направлены в разные стороны. Опасные напряжения, наводимые на линии связи, уменьшаются в 11 раз, а мешающее влияние – 6,5 раза [37].

Система тягового электроснабжения 2х25 кВ имеет и свои недостатки:

- подвеска специального дополнительного (питающего) провода практически того же сечения, что и контактная подвеска, с изоляцией на 25 кВ;
- установка достаточно большого числа линейных автотрансформаторов, увеличение количества трансформаторов на тяговых подстанциях до трех, один из которых является постоянно резервным;
- некоторые затруднения с питанием нетяговых потребителей, для их питания, как правило, устанавливаются дополнительно трехфазные трансформаторы;
- дополнительные потери электроэнергии в линейных автотрансформаторах, постоянно присоединенных к контактной подвеске, дополнительному проводу и рельсам;
- некоторые затруднения при защите контактной сети и автотрансформаторов от токов короткого замыкания;

- уменьшение количества тяговых подстанций на участке может привести к некоторому увеличению несимметрии токов в ЛЭП, так как труднее будет осуществить законченный цикл схемы «встречного винта».

**Система тягового электроснабжения с симметрирующими трансформаторами на опорных подстанциях.** Система тягового электроснабжения на переменном токе существенным образом оказывает влияние на режимы и качество электроэнергии (ЭЭ), так как представляет собой однофазной нагрузкой. При этом в реальных системах используются две фазы из трех. А сама тяговая нагрузка может рассматриваться как «инородное тело» в «организме» ЭЭС. Показателем качества ЭЭ, в соответствии с действующим ГОСТ 32144 – 2013 [39], является коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности. Несоблюдение требований к качеству ЭЭ приводит к значительному экономическому ущербу. Ущерб от недопустимой несимметрии токов и напряжений составляет около 25—30 миллиардов рублей в год [28]. Введены штрафные санкции за нарушение норм по любому показателю качества электроэнергии в виде надбавок к тарифу, достигающих 10 %. Применительно к средней тяговой подстанции с переработкой до 30 миллионов киловатт часов в год добавка за нарушение норм по коэффициенту несимметрии напряжений может составлять около 4,5 млн рублей в год [28].

Система тягового электроснабжения, использующая симметрирующие трансформаторы на отдельных тяговых подстанциях, которые предложено называть опорными, в отличие от всех рассмотренных ранее систем, помимо основной задачи, решает задачу по улучшению качества ЭЭ во внешней части системы электроснабжения за счет существенного уменьшения несимметрии токов в ЛЭП, создаваемой тяговой нагрузкой [40]. Повышение качества предлагается осуществить за счет резкого сокращения на участке числа тяговых подстанций, имеющих непосредственный выход во внешнюю часть системы, использования трансформаторов, обладающих эффектом Скотта (угол между векторами напряжений на вторичной стороне трансформатора  $90^\circ$ ), и существующей зависимости величины, создаваемой несимметрии токов в трехфазной цепи тяговой подстанцией, от степени равномерности загрузки ее

плеч. Как известно, несимметрия токов, обусловленная тяговой подстанцией, уменьшается с увеличением степени равномерности загрузки ее плеч питания.

При построении рассматриваемой системы электроснабжения, как уже было отмечено, выделяют так называемые опорные (питающие) тяговые подстанции, которые присоединяются непосредственно к ЛЭП 110 (220) кВ. На таких подстанциях устанавливают специальные тяговые трансформаторы мощностью 63 (80 МВА), на вторичной стороне которых два вектора напряжения 27,5 кВ и два вектора напряжения 66,4 кВ сдвинуты относительно друг друга на 90°. На вторичной стороне трансформатор имеет 5 выводов, (Рисунок 2.6).

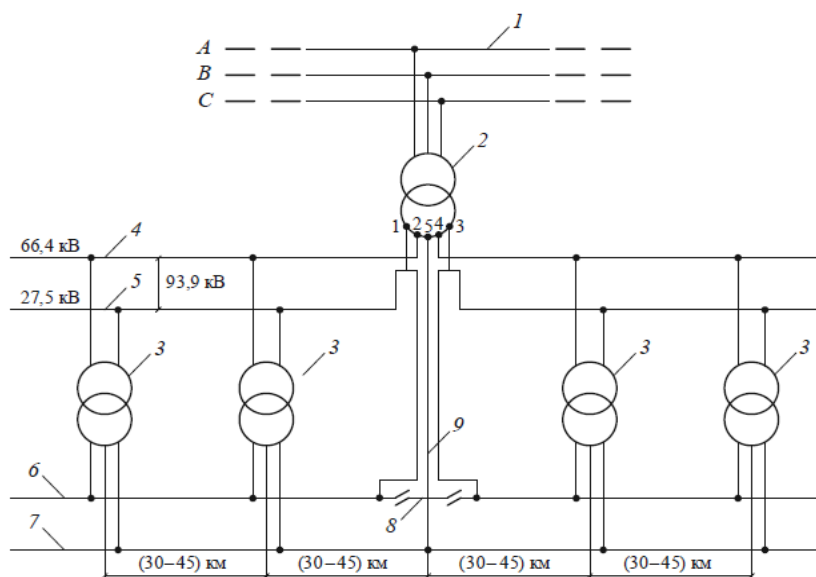


Рисунок 2.6 – Упрощенная принципиальная схема системы электроснабжения с симметрирующими трансформаторами на опорных тяговых подстанциях: 1 – трехфазная ЛЭП, 2 – опорная тяговая подстанция, 3 – промежуточные тяговые подстанции, 4 – первый дополнительный провод, 5 – второй дополнительный провод, 6 – контактная сеть, 7 – рельсы, 8 – нейтральная вставка, 9 – отсасывающая линия опорной тяговой подстанции

Пять выводов на вторичной стороне трансформатора позволяют обеспечить следующие уровни напряжения

$$U_{1-5} = U_{3-5} = 27,5 \text{ кВ}, U_{2-5} = U_{4-5} = 66,4 \text{ кВ}, U_{1-2} = U_{3-4} = 93,9 \text{ кВ}.$$

Сдвиг по фазе между указанными напряжениями  $U_{1-5}$  и  $U_{3-5}$ ;  $U_{2-5}$  и  $U_{4-5}$ ;  $U_{1-2}$  и  $U_{3-4}$  составляет  $90^\circ$ .

Вдоль полотна железной дороги прокладываются два дополнительных провода, образующие продольную линию электроснабжения. На первый из них подается напряжение 66,4 кВ, на второй – 27,5 кВ. От опорной подстанции получают питание контактная сеть на 27,5 кВ и продольные линии электроснабжения на 93,9 кВ. От линии продольного электроснабжения питаются промежуточные тяговые подстанции с однофазными трансформаторами мощностью 16 (25) МВА с расстояниями между ними 30–45 км. Расстояние между опорными тяговыми подстанциями, имеющими выход в сеть общего назначения, составляет 300-350 км [28].

Известно, что схема Скотта обладает лучшими показателями по несимметрии токов по сравнению со схемой с трехфазным трансформатором и схемой открытого треугольника [40-41]. Но при значительной неравномерности нагрузок по плечам питания тяговой подстанции ее показатели по величине несимметрии токов несущественно лучше. Поэтому эффективность рассматриваемой системы электроснабжения во многом зависит от того, насколько токи плеч питания опорных подстанций будут близки. Надо отметить, что при такой системе создаются предпосылки для определенного выравнивания токов по плечам питания опорных тяговых подстанций за счет того, что между опорными подстанциями находится достаточно большое число промежуточных подстанций, питающихся от линии продольного электроснабжения 93,9 кВ.

Считается, что систему тягового электроснабжения с симметрирующими трансформаторами на опорных подстанциях целесообразно применять при электрификации линий в условиях относительно слаборазвитой конфигурации ЛЭП в районе трассы железной дороги.

### **2.3 Трансформаторное оборудование в системах тягового электроснабжения**

В реальных условиях тяговые подстанции стремятся располагать на крупных железнодорожных подстанциях. При этом по условиям профиля,

неравенства расстояний между подстанциями, и изменения грузопотока даже средние нагрузки подстанций получаются различными. При исследовании влияния несимметричной нагрузки трехфазной системы на работу ЭЭС и потребителей отмечено, что несимметрия напряжения определяется в большой степени падением напряжения в проводах ЛЭП. Последнее же зависит от нагрузки и расположения тяговых подстанций. Нетрудно прийти к выводу, что как бы не присоединяли подстанции к трехфазной линии, получить одинаковые потери напряжения во всех фазах не удастся, так как несимметричные нагрузки располагаются на различном расстоянии от источников питания. Нагрузка тяговых подстанций непрерывно изменяется в большом диапазоне и практически никогда нагрузки отдельных подстанций не бывают равны друг другу. Таким образом, на практике вопросы несимметрии тока и напряжения решают только исходя из конкретных условий.

Настоящий параграф посвящен проблемам исследования несимметрии (НС). Международным стандартом IEC TR 61000-3-13 предложен упрощенный метод оценки влияния НС для потребителей с малой мощностью: то есть это отношение мощности однофазного потребителя к мощности трехфазного короткого замыкания данного узла энергосистемы

$$\frac{S_{нотр}}{S_{КЗ(3ф)}} \leq 0,2\% ,$$

где  $S_{нотр}$  - мощность однофазного потребителя

Если указанное условие выполняется, то нет необходимости рассматривать далее, и можно присоединить в сеть нового ЭП. Если указанное условие не выполняется, то необходимо исследовать коэффициент НС при присоединении нового электропотребителя путем суммирования полученных вкладов НС от каждого индивидуального ЭП, присоединенного к этому узлу, называемого точкой расчета (т.р.).

Для нашего условия задачи эти показатели имеют следующие значения, показанные в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Отношение мощностей однофазного потребителя к мощности трехфазного короткого замыкания узла

Тяговые ПС	СБ	ДРХ	ЗХ	Тол
$S_{\text{нагр}}$ , МВА	10,81	99,31	99,31	42,72
$S_{\text{КЗ(3ф)}}$ , МВА	726	1470	737	3016
$\frac{S_{\text{нотр}}}{S_{\text{КЗ(3ф)}}$	1,40%	6,75%	13,47%	1,41%

Из Таблицы видно, что указанное выше условие по стандарту МЭК не выполняется во всех узлах присоединения тяговых подстанций. То есть потребуется принятие мер по снижению НС для питания новых потребителей.

Небольшие изменения в сбалансированных фазных напряжениях могут привести к большему количеству несимметрий в фазных токах. Это проявляется в виде тепла и потери, и делает систему менее устойчивой.

Чтобы оставаться в допустимых пределах указанных в стандартах и поставщиком электроэнергии (ЭЭ), потребитель обязан искать оптимальные решения для обеспечения качеством ЭЭ [42].

Для решения проблемы несимметрии напряжения и тока из-за неуравновешенных тяговых нагрузок в проектируемом участке, для электрификации АО Улан-Баторской железной дороги (АО УБЖД) анализируются некоторые известные трансформаторные схемы соединения.

**Однофазный трансформатор.** Однофазные трансформаторы используются в качестве обычной системы тягового электроснабжения в железных дорогах. Он используется для преобразования напряжения 110 кВ в напряжение 27,5 кВ. На Рисунке 2.7 показана базовая схема однофазного тягового трансформатора и, соответственно, его векторная диаграмма. В России некоторые существующие тяговые системы используют обычные двухфазные и однофазные трансформаторы.

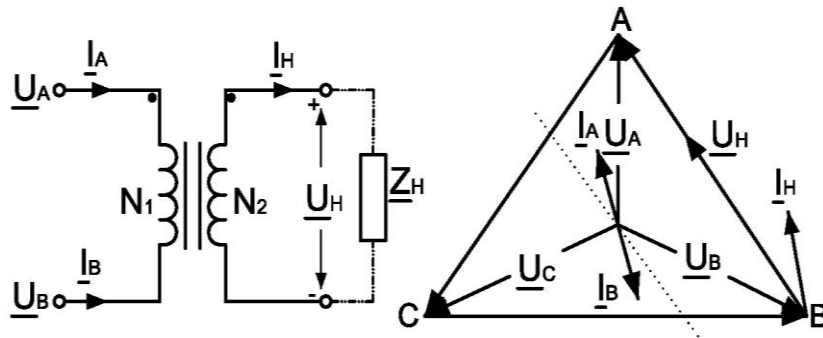


Рисунок 2.7 – Схема соединения и векторная диаграмма однофазного трансформатора

Соотношения между первичными и вторичными напряжениями и токами однофазного трансформатора показаны в следующих уравнениях [43-44]

$$\begin{aligned} \underline{U}_{AB} &= \underline{U}_A - \underline{U}_B = \frac{N_1}{N_2} \underline{U}_H; \\ \underline{I}_A &= -\underline{I}_B = \frac{N_2}{N_1} \underline{I}_H; \\ \underline{I}_C &= 0. \end{aligned} \quad (2.1)$$

Поскольку мощность выводится только из двух фаз, это может привести к довольно большой несимметрии напряжения в системе питания. Это может также вызвать чрезмерное падение напряжения из-за его высокого внутреннего реактивного сопротивления для железнодорожных составов. С другой стороны, трансформаторы могут быть перегружены в 2 раза от номинальной мощности на короткие промежутки времени.

**Трансформатор с соединением открытый треугольник (V/V).** Это еще один из известных специальных типов трансформатора, используемый для питания тяговых нагрузок. Схема присоединения трансформатора - открытый треугольник и его векторная диаграмма - показаны на Рисунке 2.8. На первичной и вторичной сторонах начало обмотки одного трансформатора соединяется с концом обмотки другого. На вторичной стороне общая точка для обоих трансформаторов присоединяется на рельсы, а два оставшихся вывода – на контактную сеть.



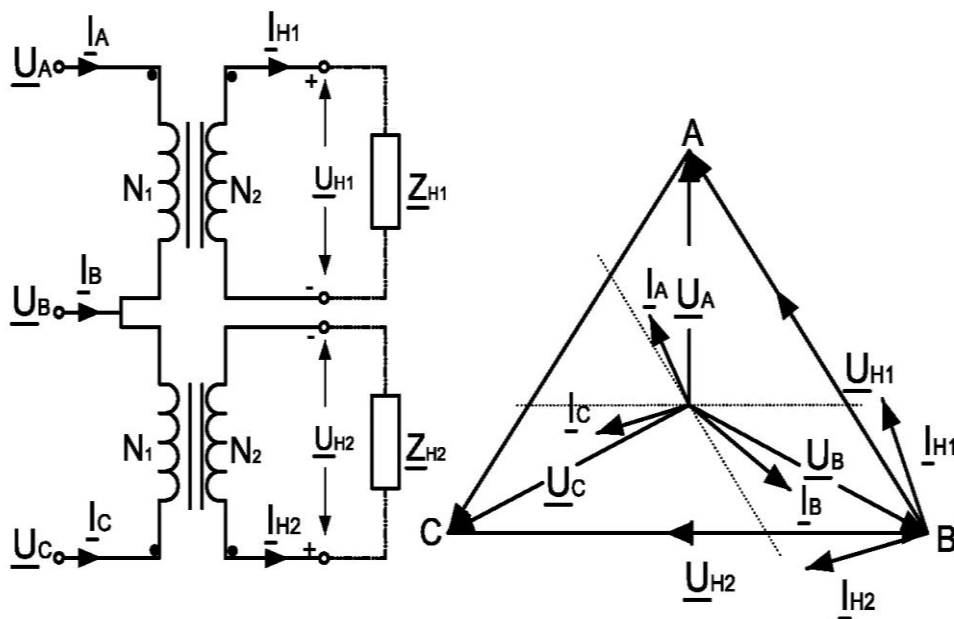


Рисунок 2.8 – Трансформатор, соединенный по схеме «открытый треугольник» и его векторная диаграмма

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 [43-44]

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_{AB} &= \frac{N_1}{N_2} \underline{U}_{H1}; & \underline{I}_A &= \frac{N_2}{N_1} \underline{I}_{H1}; \\
 \underline{U}_{BC} &= -\frac{N_1}{N_2} \underline{U}_{H2}; & \underline{I}_B &= -\frac{N_2}{N_1} (\underline{I}_{H1} + \underline{I}_{H2}); \\
 \underline{U}_{CA} &= \frac{N_1}{N_2} (\underline{U}_{H2} - \underline{U}_{H1}); & \underline{I}_C &= \frac{N_2}{N_1} \underline{I}_{H2}.
 \end{aligned} \tag{2.2}$$

**Трансформатор с соединением звезда / треугольник (Y/Δ).** Это один из видов соединения трехфазного трансформатора, используемый в тяговых системах для симметрирования нагрузки. Он получается путем объединения трех однофазных трансформаторов с соединением обмоток в треугольник на вторичной и звезда на первичной стороне. Соотношение напряжения первичной и вторичной стороны составляет  $\sqrt{3}$  раза от коэффициента

трансформации трансформатора с разностью фаз  $30^\circ$ . На Рисунке 2.9 показана схема соединения трансформатора Y/ $\Delta$  и его векторная диаграмма.

Соотношения напряжения и тока между первичной и вторичной сторонами приведены [43-44]

$$\begin{aligned} \underline{U}_{AB} &= \frac{N_1}{N_2} (\underline{U}_{H1} + \underline{U}_{H2}); & \underline{I}_A &= \frac{1}{2} \frac{N_2}{N_1} (\underline{I}_{H1} + \underline{I}_{H2}); \\ \underline{U}_{BC} &= \frac{N_1}{N_2} (-2\underline{U}_{H2} + \underline{U}_{H1}); & \underline{I}_B &= \frac{1}{2} \frac{N_2}{N_1} (\underline{I}_{H1} + \underline{I}_{H2}); \\ \underline{U}_{CA} &= \frac{N_1}{N_2} (\underline{U}_{H2} - 2\underline{U}_{H1}); & \underline{I}_C &= \frac{1}{2} \frac{N_2}{N_1} (\underline{I}_{H2} - \underline{I}_{H1}). \end{aligned} \quad (2.3)$$

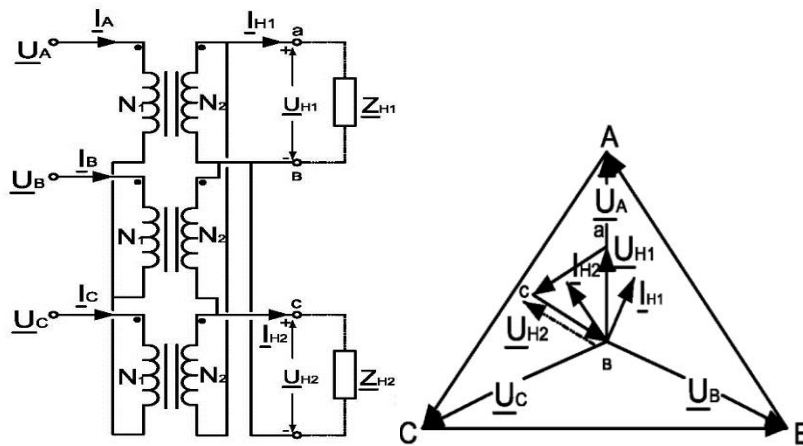


Рисунок 2.9 – Трансформатор с соединением Y/ $\Delta$  и его векторная диаграмма

**Соединение треугольник / треугольник ( $\Delta/\Delta$ ).** Основным преимуществом этого соединения является то, что даже если один из трех фаз отключен, система может продолжать работать как открытый треугольник, но с меньшей мощностью. На Рисунке 2.10 показано схематическое преобразование трансформатора  $\Delta/\Delta$  и его векторная диаграмма. Соотношение тока и напряжения этого типа соединения идентичны соединению открытый треугольник.

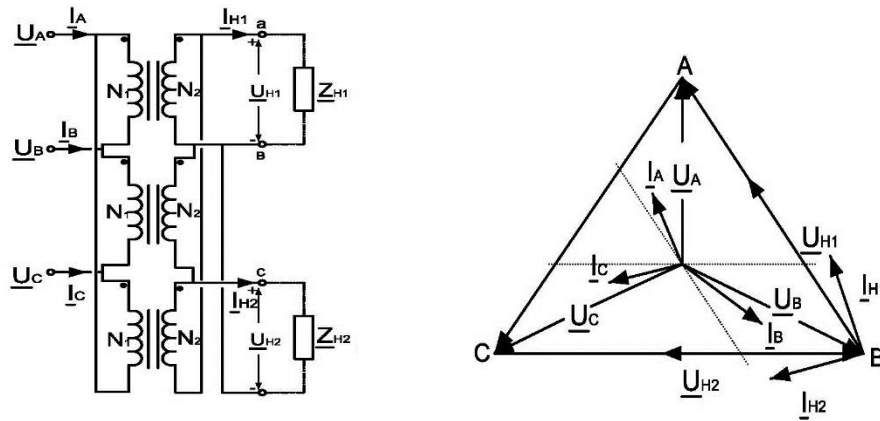


Рисунок 2.10 – Соединение  $\Delta/\Delta$  и его векторная диаграмма

**Трансформатор Скотта.** Трансформатор Скотта является одним из наиболее известных типов трансформаторов, используемых с целью снижения несимметрии напряжения [45-47]. Он состоит из двух однофазных трансформаторов, соединенных специальным образом, как показано на Рисунке 2.11, где также приведена его векторная диаграмма.

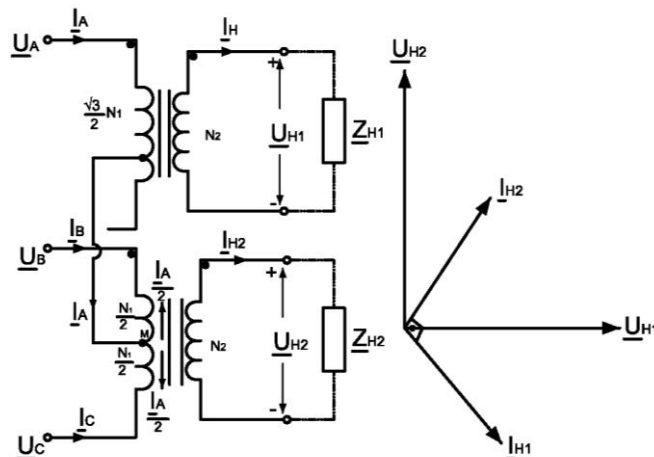


Рисунок 2.11 – Схема соединения трансформатора Скотта и его векторная диаграмма

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.

Соотношения между первичными и вторичными напряжениями и токами показаны в следующих уравнениях [43-44]

$$\begin{aligned} \underline{U}_{AB} &= \frac{N_1}{2N_2}(\sqrt{3}\underline{U}_{H1} - \underline{U}_{H2}); & \underline{I}_A &= \frac{N_2}{N_1} \frac{2}{\sqrt{3}} \underline{I}_{H1}; \\ \underline{U}_{BC} &= \frac{N_1}{N_2} \underline{U}_{H2}; & \underline{I}_B &= \frac{N_2}{N_1} (\underline{I}_{H2} - \frac{1}{\sqrt{3}} \underline{I}_{H1}); \\ \underline{U}_{CA} &= \frac{-N_1}{2N_2}(\sqrt{3}\underline{U}_{H1} + \underline{U}_{H2}); & \underline{I}_C &= \frac{-N_2}{N_1} (\underline{I}_{H2} + \frac{1}{\sqrt{3}} \underline{I}_{H1}). \end{aligned} \quad (2.4)$$

На большинстве тяговых подстанций России установлены трехобмоточные трансформаторы, обмотка высокого напряжения которых соединена в звезду, а две другие обмотки, одна из которых предназначена для питания тяговой, другая – нетяговой нагрузки, соединены в треугольник. Основная причина, по которой трансформаторы Скотта практически не применяются в России, заключается в том, что от таких трансформаторов возможно только питание тяговой нагрузки. Таким образом, для электроснабжения нетяговой нагрузки требуется установка отдельных трансформаторов.

**Трансформатор Ле Бланка.** Подобно трансформатору Скотта, трансформатор Ле Бланка также используется для тех же целей преобразования симметричной двухфазной системы в симметричную трехфазную систему или наоборот. Основное различие между трансформаторами Скотта и Ле Бланка – это число сердечников, используемых для обмоток. В отличие от трансформатора Скотта, трансформатор Ле Бланка построен на трех стержнях. На Рисунке 2.12 показаны схема соединения трансформатора Ле Бланка и его векторная диаграмма токов.

Соотношения между первичными и вторичными напряжениями и токами показаны в следующих уравнениях [43-44]

$$\begin{aligned} \underline{U}_{AB} &= \frac{-N_1}{N_2} \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \underline{U}_{H1} + \frac{3}{4} \underline{U}_{H2} \right); & \underline{I}_A &= -\frac{N_2}{N_1} \frac{2}{\sqrt{3}} \underline{I}_{H1}; \\ \underline{U}_{BC} &= \frac{N_1}{N_2} \frac{3}{2} \underline{U}_{H2}; & \underline{I}_B &= \frac{N_2}{N_1} \left( \underline{I}_{H2} + \frac{1}{\sqrt{3}} \underline{I}_{H1} \right); \\ \underline{U}_{CA} &= \frac{N_1}{N_2} \left( \frac{1}{\sqrt{3}} \underline{U}_{H1} - \frac{3}{4} \underline{U}_{H2} \right); & \underline{I}_C &= \frac{N_2}{N_1} \left( \frac{1}{\sqrt{3}} \underline{I}_{H1} - \underline{I}_{H2} \right). \end{aligned} \quad (2.5)$$

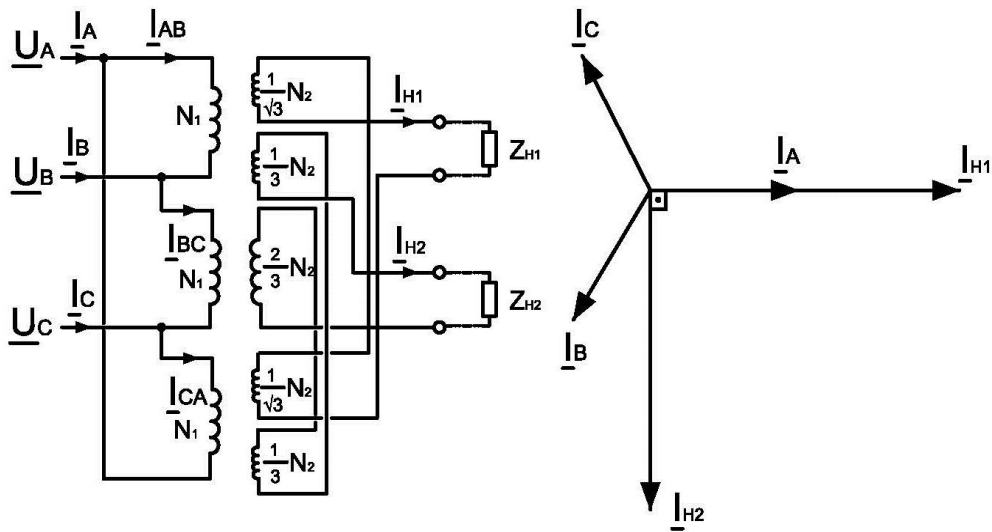


Рисунок 2.12 – Схема соединения трансформатора Ле Бланка и его векторная диаграмма

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

Расчет указанных показателей производится на основе метода симметричных составляющих, согласно которому любая трехфазная система синусоидальных напряжений (токов) может быть представлена тремя симметричными составляющими: прямой, обратной и нулевой последовательностей. В данной работе выполнены расчеты коэффициента несимметрии по обратной последовательности, так как он играет наиболее существенную роль. В дальнейшем тексте для краткости он может называться просто как коэффициент несимметрии (НС).

**Однофазный трансформатор**, показанный на Рисунке 2.7 имеет соотношение токов и напряжений в следующем виде

$$\begin{aligned} \underline{U}_{BC} &= \alpha \cdot \underline{U}_H; \\ \underline{I}_B &= -\underline{I}_C = \beta \cdot \underline{I}_H; \\ \underline{I}_H &= \underline{Y}_H \cdot \underline{U}_H, \end{aligned} \quad (2.6)$$

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

$\beta$  – коэффициент трансформации,  $\beta = \frac{N_2}{N_1}$ .

Первичные токи  $I_{ABC}$  при этом могут быть выражены следующим образом

$$\begin{aligned} \underline{I}_A &= \beta \cdot \underline{I}_H = \beta \cdot \underline{Y}_H \cdot \underline{U}_H = \beta \cdot \underline{Y}_H \cdot \beta(\underline{U}_A - \underline{U}_B) = \beta^2 \underline{Y}_H \cdot \underline{U}_A - \beta^2 \underline{Y}_H \cdot \underline{U}_B; \\ \underline{I}_B &= -\underline{I}_A = -\beta^2 \underline{Y}_H \cdot \underline{U}_A + \beta^2 \underline{Y}_H \cdot \underline{U}_B; \\ \underline{I}_C &= 0. \end{aligned}$$

Учитывая, что если представить проводимость нагрузки в виде  $\beta^2 \underline{Y}_H = \underline{Y}$ , соотношение между  $\underline{U}_{ABC}$  и  $\underline{I}_{ABC}$  может быть выражено так

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \\ \underline{I}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y} & -\underline{Y} & 0 \\ -\underline{Y} & \underline{Y} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \\ \underline{U}_C \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Уравнение (2.7) можно преобразовать в симметричные составляющие, причем связь между  $\underline{U}_{120}$  и  $\underline{I}_{120}$  может быть записана

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y} & -\underline{Y} & 0 \\ -\underline{Y} & \underline{Y} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_0 \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

### **Трансформатор с соединением открытый треугольник (V/V).**

Соотношения токов и напряжений для трансформатора, представленного на Рисунке 2.8 на первичной стороне имеет вид

$$\begin{aligned} \underline{U}_{AB} &= \alpha \cdot \underline{U}_{H1}; & \underline{I}_A &= \beta \cdot \underline{I}_{H1}; \\ \underline{U}_{BC} &= \alpha \cdot \underline{U}_{H2}; & \underline{I}_C &= \beta \cdot \underline{I}_{H2}; \\ \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C &= 0. \end{aligned} \quad (2.9)$$

Соотношения токов и напряжений на вторичной стороне

$$\underline{I}_{H1} = \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_{H1}; \quad \underline{I}_{H2} = \underline{Y}_{H2} \cdot \underline{U}_{H2}.$$

Взаимосвязь токов и напряжений выразим через напряжение на первичной стороне трансформатора

$$\begin{aligned} \underline{I}_A &= \beta \cdot \underline{I}_{H1} = \beta \cdot \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_{H1} = \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} \cdot (\underline{U}_A - \underline{U}_B) = \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_A - \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_B; \\ \underline{I}_B &= -(\underline{I}_A + \underline{I}_C) = -\beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_A + \beta^2 \cdot (\underline{Y}_{H1} + \underline{Y}_{H2}) \cdot \underline{U}_B - \underline{Y}_{H2} \cdot \underline{U}_C; \\ \underline{I}_C &= \beta \cdot \underline{I}_2 = \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H2} \cdot \underline{U}_B - \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H2} \cdot \underline{U}_C. \end{aligned} \quad (2.10)$$

Учитывая, что  $\beta^2 \underline{Y}_{H1} = \underline{Y}_1$  и  $\beta^2 \underline{Y}_{H2} = \underline{Y}_2$ , и подставляя их в исходную систему уравнений, получим, соотношение между  $\underline{I}_A$ ,  $\underline{I}_B$ ,  $\underline{I}_C$  и  $\underline{U}$  определяется как система трех уравнений

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \\ \underline{I}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_1 & -\underline{Y}_1 & 0 \\ -\underline{Y}_1 & \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 & -\underline{Y}_2 \\ 0 & -\underline{Y}_2 & \underline{Y}_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \\ \underline{U}_C \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Преобразуя уравнение (2.11) в симметричные составляющие, связь между  $\underline{U}_{120}$  и  $\underline{I}_{120}$  может быть записана следующим образом

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 & -a\underline{Y}_1 - \underline{Y}_2 & 0 \\ -a^2\underline{Y}_1 - \underline{Y}_2 & \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_0 \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

**Трехфазный трансформатор звезда / треугольник (Y/Δ).** Соотношение токов и напряжений трансформатора, показанного на Рисунке 2.9 имеет вид

$$\begin{aligned} \underline{U}_A + \underline{U}_B + \underline{U}_C &= 3\underline{U}_N; & \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C &= 0; \\ \underline{U}_{H1} &= \beta \cdot \underline{U}_{AN}; & \underline{I}_{H1} &= \alpha \cdot \underline{I}_A - \alpha \cdot \underline{I}_C; & \underline{I}_{H1} &= \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_{H1}; \\ \underline{U}_{H2} &= -\beta \cdot \underline{U}_{BN}; & \underline{I}_{H2} &= \alpha \cdot \underline{I}_C - \alpha \cdot \underline{I}_B; & \underline{I}_{H2} &= \underline{Y}_{H2} \cdot \underline{U}_{H2}. \end{aligned} \quad (2.13)$$

Отсюда определяем

$$\begin{aligned} \underline{U}_{AN} &= \underline{U}_A - \underline{U}_N = \frac{2}{3}\underline{U}_A - \frac{1}{3}\underline{U}_B - \frac{1}{3}\underline{U}_C; & 3\underline{I}_A &= 2\beta \cdot \underline{I}_{H1} + \beta \cdot \underline{I}_{H2}; \\ \underline{U}_{BN} &= -\frac{1}{3}\underline{U}_A + \frac{2}{3}\underline{U}_B - \frac{1}{3}\underline{U}_C; & 3\underline{I}_B &= -\beta \cdot \underline{I}_{H1} - 2\beta \cdot \underline{I}_{H2}; \\ \underline{U}_{CN} &= -\frac{1}{3}\underline{U}_A - \frac{1}{3}\underline{U}_B + \frac{2}{3}\underline{U}_C; & 3\underline{I}_C &= -\beta \cdot \underline{I}_{H1} + \beta \cdot \underline{I}_{H2}. \end{aligned} \quad (2.14)$$

Учитывая, что  $\beta^2 \underline{Y}_{H1} = \underline{Y}_1$  и  $\beta^2 \underline{Y}_{H2} = \underline{Y}_2$ , соотношение между  $\underline{I}_A$ ,  $\underline{I}_B$  и  $\underline{I}_C$  может быть выражено

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \\ \underline{I}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{4}{3}\underline{Y}_1 + \frac{1}{3}\underline{Y}_2 & -\frac{2}{3}\underline{Y}_1 - \frac{2}{3}\underline{Y}_2 & -\frac{2}{3}\underline{Y}_1 + \frac{1}{3}\underline{Y}_2 \\ -\frac{2}{3}\underline{Y}_1 - \frac{2}{3}\underline{Y}_2 & \frac{1}{3}\underline{Y}_1 + \frac{4}{3}\underline{Y}_2 & \frac{1}{3}\underline{Y}_1 - \frac{2}{3}\underline{Y}_2 \\ -\frac{2}{3}\underline{Y}_1 + \frac{1}{3}\underline{Y}_2 & \frac{1}{3}\underline{Y}_1 - \frac{2}{3}\underline{Y}_2 & \frac{1}{3}\underline{Y}_1 + \frac{1}{3}\underline{Y}_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \\ \underline{U}_C \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

После преобразования (2.15) в симметричные составляющие, следующее соотношение между  $\underline{U}_{120}$  и  $\underline{I}_{120}$  может быть получено следующим образом

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 & \underline{Y}_1 + a^2 \underline{Y}_2 & 0 \\ \underline{Y}_1 + a \underline{Y}_2 & \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_0 \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Так как результаты преобразования соотношений токов и напряжений в симметричные составляющие трансформатора со схемой соединения  $\Delta / \Delta$  аналогичны трансформатору со схемой соединения  $Y/\Delta$ , то эти вычисления не приводятся.

**Трансформатор Скотта.** Из уравнений соотношения между первичными и вторичными напряжениями и токами можно получить [48-49]

$$\begin{aligned} \underline{I}_A &= \underline{I}_{AC} + \underline{I}_{AB}; & \underline{I}_B &= -\underline{I}_{CB} - \underline{I}_{AB}; & \underline{I}_C &= \underline{I}_{CB} - \underline{I}_{AC}; \\ \underline{I}_{H1} &= \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_{H1} = \frac{2}{\sqrt{3}} \beta \cdot (\underline{U}_A - \frac{1}{2} \underline{U}_B - \frac{1}{2} \underline{U}_C) \cdot \underline{Y}_{H1}; \end{aligned} \quad (2.17)$$

$$\underline{I}_{H2} = \underline{Y}_{H2} \cdot \underline{U}_{H2} = \beta \cdot (\underline{U}_B - \underline{U}_C) \cdot \underline{Y}_{H2}, \quad (2.18)$$

где  $\underline{Y}_{H1}$  и  $\underline{Y}_{H2}$  – проводимость тяговых нагрузок в двух плечах.

Выполнив некоторые преобразования уравнений, получим токи в фазах первичной обмотки в зависимости от небаланса токов на вторичной обмотке трансформатора Скотта [50]

$$\underline{I}_{H1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \alpha \cdot \underline{I}_{AC} + \frac{\sqrt{3}}{2} \alpha \cdot \underline{I}_{AB} = \frac{\sqrt{3}}{2} \alpha \cdot \underline{I}_A; \quad (2.19)$$

$$\underline{I}_A = \frac{2}{\sqrt{3}} \beta \cdot \underline{I}_{H1};$$

$$\begin{aligned} \underline{I}_{H2} &= -\alpha \cdot \underline{I}_{CB} + \frac{1}{2} \alpha \cdot \underline{I}_{AC} - \frac{1}{2} \alpha \cdot \underline{I}_{AB} = -\alpha \cdot \underline{I}_{CB} + \alpha \cdot \underline{I}_{AC} - \frac{1}{2} \alpha \cdot \underline{I}_{AC} - \frac{1}{2} \alpha \cdot \underline{I}_{AB} = \\ &= -\alpha \cdot \underline{I}_C - \frac{1}{2} \alpha \cdot \underline{I}_A = -\alpha \cdot \underline{I}_C - \frac{1}{\sqrt{3}} \alpha \cdot \underline{I}_{H1}; \end{aligned} \quad (2.20)$$

$$\underline{I}_C = -\beta \cdot \underline{I}_{H2} - \frac{1}{\sqrt{3}} \beta \cdot \underline{I}_{H1}.$$

Так как схема трансформатора Скотта не предусматривает нейтраль, на первичной обмотке можно записать



$$\underline{I}_B = -\underline{I}_A - \underline{I}_C = \beta \cdot \underline{I}_{H2} - \frac{1}{\sqrt{3}} \beta \cdot \underline{I}_{H1}. \quad (2.21)$$

Подставляя (2.17) в (2.19), получим

$$\underline{I}_A = \frac{4}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_A - \frac{2}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_B - \frac{2}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_C;$$

После подстановки (2.17) и (2.18) в (2.21), получим

$$\underline{I}_B = -\frac{2}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_A + \left(\frac{1}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} + \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H2}\right) \cdot \underline{U}_B + \left(\frac{1}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} + \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H2}\right) \cdot \underline{U}_C;$$

$$\underline{I}_C = -\beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_A + \left(\frac{1}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} + \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H2}\right) \cdot \underline{U}_B + \left(\frac{1}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} + \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H2}\right) \cdot \underline{U}_C.$$

С учетом  $\beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} = \underline{Y}_1$  и  $\beta^2 \cdot \underline{Y}_{H2} = \underline{Y}_2$  соотношение между  $\underline{U}_{ABC}$  и  $\underline{I}_{ABC}$  определяется

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \\ \underline{I}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{4}{3} \underline{Y}_1 & -\frac{2}{3} \underline{Y}_1 & -\frac{2}{3} \underline{Y}_1 \\ -\frac{2}{3} \underline{Y}_1 & \frac{1}{3} \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 & \frac{1}{3} \underline{Y}_1 - \underline{Y}_2 \\ -\frac{2}{3} \underline{Y}_1 & \frac{1}{3} \underline{Y}_1 - \underline{Y}_2 & \frac{1}{3} \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \\ \underline{U}_C \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

После преобразования (2.21) в симметричные составляющие, соотношение между  $\underline{U}_{120}$  и  $\underline{I}_{120}$  будет иметь вид

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 & \underline{Y}_1 - \underline{Y}_2 & 0 \\ \underline{Y}_1 - \underline{Y}_2 & \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_0 \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

**Трансформатор Ле Бланка.** Соотношение токов и напряжений трансформатора, показанного на Рисунке 2.15 имеет вид [51]

$$\underline{U}_{H1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{N_2}{N_1} \cdot (\underline{U}_{CA} - \underline{U}_{AB}) = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \beta \cdot (\underline{U}_B + \underline{U}_C - 2\underline{U}_A);$$

$$\underline{U}_{H2} = \frac{1}{3} \cdot \beta \cdot (2\underline{U}_{BC} - \underline{U}_{AB} - \underline{U}_{CA}) = \beta \cdot (\underline{U}_B - \underline{U}_C).$$

Токи в двух плечах на вторичной обмотке равны

$$\underline{I}_{H1} = \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_{H1}; \quad \underline{I}_{H2} = \underline{Y}_{H2} \cdot \underline{U}_{H2}.$$

При этом токи в трех фазной системе на первичной обмотке равны

$$\underline{I}_A = -\underline{I}_{CA} + \underline{I}_{AB}; \quad \underline{I}_B = -\underline{I}_{AB} + \underline{I}_{BC}; \quad \underline{I}_C = -\underline{I}_{BC} + \underline{I}_{CA}.$$

Линейные токи в первичной обмотке

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

Соотношение токов первичной и вторичной обмоток трансформатора будут равны

$$\underline{I}_A = -\frac{2}{\sqrt{3}} \beta \cdot \underline{I}_{H1}; \quad \underline{I}_B = \frac{1}{\sqrt{3}} \beta \cdot \underline{I}_{H1} + \beta \cdot \underline{I}_{H2}; \quad \underline{I}_C = \frac{1}{\sqrt{3}} \beta \cdot \underline{I}_{H1} - \beta \cdot \underline{I}_{H2}.$$

И, наконец, после подстановки получим уравнения токов и напряжений в первичной обмотке

$$\begin{aligned} \underline{I}_A &= \frac{4}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_A - \frac{2}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_B - \frac{2}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_C; \\ \underline{I}_B &= -\frac{2}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_A + \left( \frac{1}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} + \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H2} \right) \cdot \underline{U}_B + \left( \frac{1}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} - \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H2} \right) \cdot \underline{U}_C; \\ \underline{I}_C &= -\frac{2}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} \cdot \underline{U}_A + \left( \frac{1}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} - \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H2} \right) \cdot \underline{U}_B + \left( \frac{1}{3} \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H1} + \beta^2 \cdot \underline{Y}_{H2} \right) \cdot \underline{U}_C. \end{aligned}$$

Учитывая, что  $\beta^2 \underline{Y}_{H1} = \underline{Y}_1$  и  $\beta^2 \underline{Y}_{H2} = \underline{Y}_2$ , соотношение между  $\underline{I}_A$ ,  $\underline{I}_B$  и  $\underline{I}_C$  может быть выражено

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \\ \underline{I}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{4}{3} \underline{Y}_1 & -\frac{2}{3} \underline{Y}_1 & -\frac{2}{3} \underline{Y}_1 \\ -\frac{2}{3} \underline{Y}_1 & \frac{1}{3} \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 & \frac{1}{3} \underline{Y}_1 - \underline{Y}_2 \\ -\frac{2}{3} \underline{Y}_1 & \frac{1}{3} \underline{Y}_1 - \underline{Y}_2 & \frac{1}{3} \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \\ \underline{U}_C \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Преобразуя (14) в симметричные составляющие соотношение между  $\underline{U}_{120}$  и  $\underline{I}_{120}$  можно выразить следующим образом

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 & \underline{Y}_1 - \underline{Y}_2 & 0 \\ \underline{Y}_1 - \underline{Y}_2 & \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_0 \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

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.

Трехфазная эквивалентная схема, показанная на Рисунке 2.13 представляет тяговую нагрузку на вторичной стороне трансформатора, приведенной к первичной стороне. Первичная обмотка трансформатора непосредственно присоединена к питающей трехфазной электрической сети.

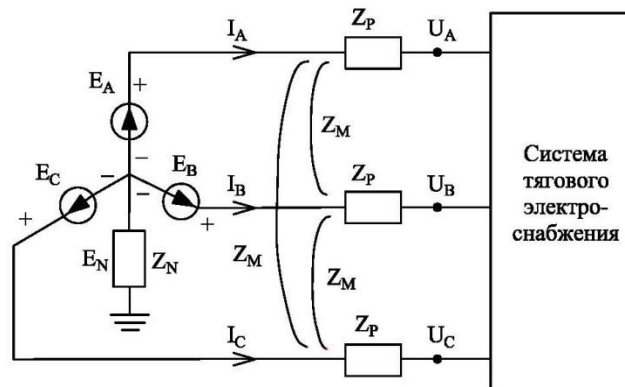


Рисунок 2.13 – Эквивалентная трехфазная схема питающей сети

С помощью симметричных составляющих эквивалентной схемы можно получить, составляя схему замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, эквивалентную схему, которую можно использовать для получения упрощенной формулы для быстрой оценки несимметрии напряжения [52-53]. Если питающую сеть считать симметричной, то она может быть заменена эквивалентной схемой Тевенена, как показано на Рисунке 2.14.

$$\begin{bmatrix} \underline{E}_A \\ \underline{E}_B \\ \underline{E}_C \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{E}_N \\ \underline{E}_N \\ \underline{E}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_P & \underline{Z}_M & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_P & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_M & \underline{Z}_P \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \\ \underline{I}_C \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \\ \underline{U}_C \end{bmatrix}$$

где  $\underline{Z}_P$  – собственное сопротивление фаз;

$\underline{Z}_M$  – взаимное сопротивление фаз;

$\underline{U}_A$ ,  $\underline{U}_B$  и  $\underline{U}_C$  фазные напряжения в точке расчета.

Благодаря некоторым преобразованиям, получим

$$\begin{bmatrix} \underline{E}_S \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_S & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_S & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_N \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_0 \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

где  $\underline{Z}_0 = \underline{Z}_P + 2\underline{Z}_M$  - сопротивление нулевой последовательности;  
 $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2 = \underline{Z}_S = \underline{Z}_P - \underline{Z}_M$  сопротивление прямой и обратной последовательностей ЛЭП;  $\underline{E}_S = \underline{E}_1 = \underline{E}_A$ .

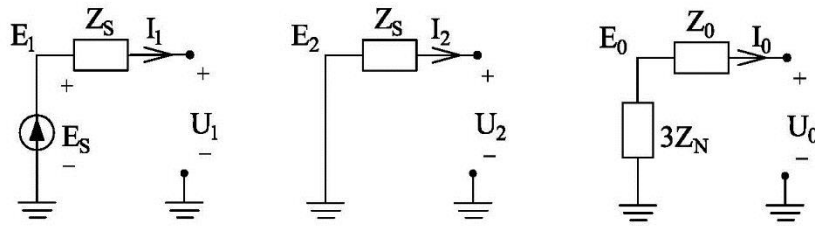


Рисунок 2.14 – Симметричные составляющие эквивалентной схемы питающей сети

Симметричные составляющие эквивалентной схемы будут получены путем объединения уравнения (2.26) с (2.8) (2.12), (2.16), (2.23) и (2.25) соответственно. Результаты будут использованы для получения формулы оценки несимметрии напряжения в точке расчета.

Для краткости представлены эквивалентные схемы симметричных составляющих для каждой группы трансформаторов. На Рисунке 2.15, показана эквивалентная схема для однофазного трансформатора.

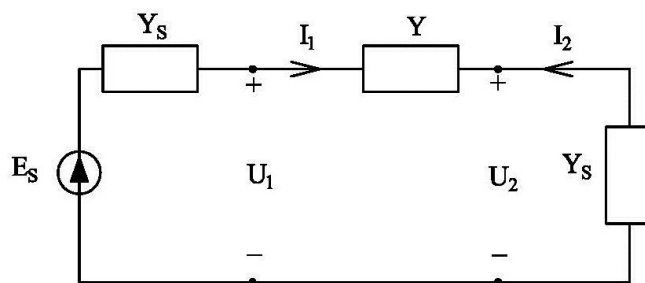


Рисунок 2.15 – Эквивалентная схема симметричных составляющих однофазного трансформатора

Объединяя уравнение (2.26) с (2.8) эквивалентной схемы однофазного трансформатора, получим

$$\frac{\underline{U}_2}{\underline{U}_1} = \frac{\frac{1}{\underline{Y}_S}}{\frac{1}{\underline{Y}_S} + \frac{1}{\underline{Y}}} = \frac{\underline{Y}}{\underline{Y} + \underline{Y}_S}.$$

Так как обычно  $\underline{Y}_S \gg \underline{Y}$ , то можно принять

$$\left| \frac{\underline{U}_2}{\underline{U}_1} \right| \cong \left| \frac{\underline{Y}}{\underline{Y}_S} \right| = \left| \frac{\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2}{\underline{Y}_S} \right|,$$

где  $\underline{Y}_1$  - проводимость нагрузки плеча 1;  $\underline{Y}_2$  - проводимость нагрузки плеча 2;  $\underline{Y}$  - эквивалентная проводимость нагрузки двух плеч, определяемая как  $\underline{Y} = \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2$ .

Тогда можно записать

$$\left| \frac{\underline{U}_2}{\underline{U}_1} \right| = \left| \frac{\underline{Y}_1 \cdot \underline{U}_1^2 + \underline{Y}_2 \cdot \underline{U}_1^2}{\underline{U}_1^2 \cdot \underline{Y}_S} \right| \cong \frac{\underline{S}_{H1} + \underline{S}_{H2}}{\underline{S}_{K3(3\phi)}},$$

где  $\underline{S}_{H1}$  и  $\underline{S}_{H2}$  соответствуют  $\underline{Y}_1$  и  $\underline{Y}_2$ .

Соответственно, коэффициент несимметрии будет определен следующим образом

$$k_{2U} = \frac{\underline{S}_{1\phi}}{\underline{S}_{K3(3\phi)}} \quad (2.27)$$

где  $\underline{S}_{1\phi}$  - суммарная тяговая нагрузка, определяемая как  $\underline{S}_{1\phi} = \underline{S}_{H1} + \underline{S}_{H2}$ ;  $\underline{S}_{H1}$ ,  $\underline{S}_{H2}$  - мощность нагрузки первого и второго плеча;  $k_3$  - коэффициент загрузки двух плеч, определяющий распределение нагрузки в двух плечах, как  $\underline{S}_{H1} = k_3 \cdot \underline{S}_{1\phi}$ ,  $\underline{S}_{H2} = (1 - k_3) \cdot \underline{S}_{1\phi}$ , и зависящий от диспетчерского управления графиков движения поездов;  $\underline{S}_{K3(3\phi)}$  - мощность трехфазного короткого замыкания в точке общего присоединения. Это важный параметр при проектировании энергосистемы. Для лучшего регулирования напряжения мощность короткого замыкания должна быть достаточно высокой.

Эквивалентная схема трехфазного трансформатора показана на Рисунке 2.16.

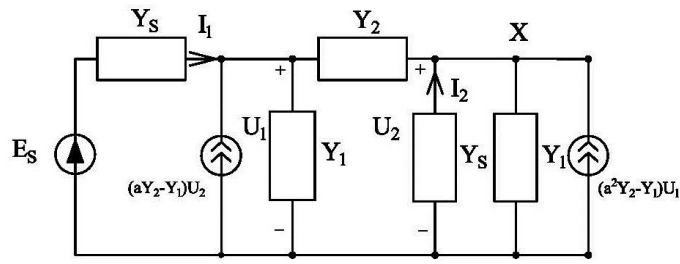


Рисунок 2.16 – Эквивалентная схема симметричных составляющих трехфазного трансформатора

Объединяя уравнение (2.26) с (2.16) эквивалентной схемы трехфазного трансформатора получим

$$\underline{I}_2 = -\underline{Y}_S \cdot \underline{U}_2 = -(a^2 \underline{Y}_2 - \underline{Y}_1) \cdot \underline{U}_1 + \underline{Y}_1 \cdot \underline{U}_2 + \underline{Y}_2 \cdot (\underline{U}_2 - \underline{U}_1);$$

$$\frac{\underline{U}_2}{\underline{U}_1} = \frac{-\underline{Y}_1 - a \underline{Y}_2}{\underline{Y}_S + \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2}.$$

Так как обычно  $\underline{Y}_S \gg \underline{Y}_1, \underline{Y}_2$ , поэтому

$$\left| \frac{\underline{U}_2}{\underline{U}_1} \right| \cong \left| \frac{\underline{Y}_1 + a \cdot \underline{Y}_2}{\underline{Y}_S} \right| = \left| \frac{\underline{Y}_1 \cdot \underline{U}_1^2 + a \cdot \underline{Y}_2 \cdot \underline{U}_1^2}{\underline{Y}_S \cdot \underline{U}_1^2} \right| = \left| \frac{\underline{S}_{H1} + a \underline{S}_{H2}}{\underline{S}_{K3(3\phi)}} \right|.$$

Коэффициент несимметрии по обратной последовательности равен

$$k_{2U} \cong |k_3 + a(1 - k_3)| \cdot \left| \frac{\underline{S}_{1\phi}}{\underline{S}_{K3(3\phi)}} \right| = \sqrt{(3k_3^2 - 3k_3 + 1)} \cdot \left| \frac{\underline{S}_{1\phi}}{\underline{S}_{K3(3\phi)}} \right|. \quad (2.28)$$

Эквивалентная схема трансформатора Скотта в виде схем симметричных составляющих представлен на Рисунке 2.17

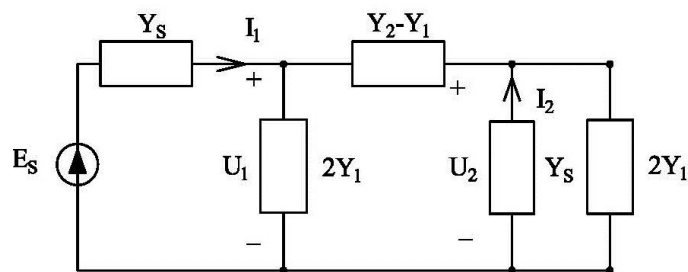


Рисунок 2.17 – Эквивалентная схема симметричных составляющих трансформаторов Скотта

Объединяя уравнение (2.26) с (2.23) и принимая предыдущие допущения, коэффициент несимметрии может быть определен по следующему выражению

$$\left| \frac{\underline{U}_2}{\underline{U}_1} \right| = \left| \frac{\frac{1}{2\underline{Y}_1 + \underline{Y}_S}}{\frac{1}{-\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2} + \frac{1}{2\underline{Y}_1 + \underline{Y}_S}} \right| = \left| \frac{-\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2}{2\underline{Y}_1 + \underline{Y}_S - \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2} \right| \cong \left| \frac{\underline{Y}_2 - \underline{Y}_1}{\underline{Y}_S} \right| \cong \left| \frac{\underline{S}_{H2} - \underline{S}_{H1}}{\underline{S}_{КЗ(3\phi)}} \right|.$$

В итоге, коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности равен

$$k_{2U} \cong |1 - 2k_3| \cdot \left| \frac{\underline{S}_{1\phi}}{\underline{S}_{КЗ(3\phi)}} \right|. \quad (2.29)$$

Таким образом, коэффициенты несимметрии сгруппированных трансформаторов трех вида определяются по (2.27), (2.28) и (2.29).

Формулы, полученные для сравнения трансформаторных соединений применяемые в тяговых подстанциях, основаны на двух предположениях. Во-первых, питающая система считается трехфазной симметричной системой. Во-вторых, эквивалентное сопротивление тяговой нагрузки (контактная сеть, электровоз, рельс) намного больше, чем сопротивление сети (источник, ЛЭП).

В Таблице 2.2 приведены формулы для оценки симметрирующих способностей трансформаторных схем соединения.

Таблица 2.2 - Коэффициент несимметрии при различных схемах тягового электроснабжения

Соединение трансформатора	Коэффициент несимметрии по напряжению, %
Одна фаза	$k_{2U} = \frac{\underline{S}_{1\phi}}{\underline{S}_{КЗ(3\phi)}} \cdot 100$
Скотт	$k_{2U} =  1 - 2k_3  \cdot \left  \frac{\underline{S}_{1\phi}}{\underline{S}_{КЗ(3\phi)}} \right  \cdot 100$
ЛеБланк	
Вудбридж	
V/V	$k_{2U} = \sqrt{3k_3^2 - 3k_3 + 1} \cdot \left  \frac{\underline{S}_{1\phi}}{\underline{S}_{КЗ(3\phi)}} \right  \cdot 100$
Y/Δ	
Δ/Δ	

Из Таблицы видно, что 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.

Преимущество формул оценки заключается в том, что она дает быстрый и простой способ вычисления максимального коэффициента несимметрии в точке общего присоединения [54-55].

В формулах имеется множитель, кроме соотношения мощностей, который определяет разницу соединения трансформаторов и делит все трансформаторных соединений на три категории. При этом коэффициент  $k_3$  находится в пределах  $0 \leq k_3 \leq 1$  (Таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Изменение коэффициента несимметрии в зависимости от загрузки двух плеч трансформатора

Коэффициент загрузки плеч	Трансформатор Скотта	Трехфазный трансформатор
$k_3$	$ 1 - 2k_3 $	$\sqrt{3k_3^2 - 3k_3 + 1}$
0	1	1
0,1	0,80	0,85
0,2	0,60	0,72
0,3	0,40	0,61
0,4	0,20	0,53
0,5	0,00	0,50
0,6	0,20	0,53
0,7	0,40	0,61
0,8	0,60	0,72
0,9	0,80	0,85
1	1	1

Сравнительный график коэффициентов несимметрии для различных трансформаторов проиллюстрирован на Рисунке 2.18.



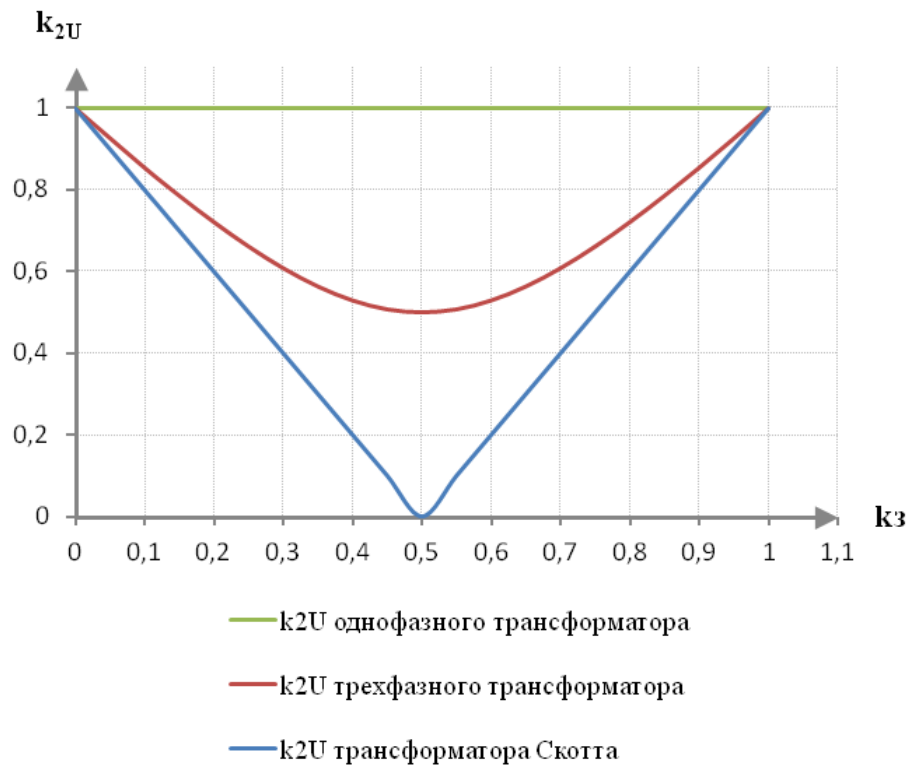


Рисунок 2.18 – Сравнительный график коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности трансформаторных соединений в зависимости от загрузки двух плеч тяговой подстанции

Возникает актуальная задача установки и совершенствования устройства для выравнивания токов в плечах трансформатора Скотта. Таким образом, обычная задача симметрирования напряжения в трехфазной сети переносится из сети высокого напряжения 110-220 кВ в сеть 25 кВ, путем выравнивания мощностей нагрузки в двух плечах тягового электроснабжения. При этом сама задача симметрирования тоже упрощается, так как необходимо симметрировать не три фазы, а две. Другие схемы тягового электроснабжения имеют большую несимметрию на высокой стороне по сравнению со схемами Скотта и Ле Бланка.

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

– значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности  $k_{2U}$ , несимметрии напряжений по нулевой последовательности  $k_{0U}$  в точке передачи электрической энергии, усредненные

в интервале времени 10 мин., не должны превышать 2 % в течение 95 % времени интервала в одну неделю;

– значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности  $k_{2U}$  и несимметрии напряжений по нулевой последовательности  $k_{0U}$  в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин., не должны превышать 4 % в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

По стандартам Международной Электротехнической Комиссии (МЭК) установлены следующие нормы для коэффициентов несимметрии, приведенные в Таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Значения коэффициентов несимметрии по напряжению стандарта МЭК (IEC TR 61000-3-13)

Уровень напряжения	Напряжение, кВ	Норма $k_{2U}$ , %
Низкое	$U \leq 1$	2*
Среднее	$1 < U \leq 35$	1,8
Высокое	$35 < U \leq 230$	1,4
Сверхвысокое	$230 < U$	0,8

\* В сети, где в основном однофазные потребители допускается коэффициент несимметрии – 3%.

По исследованиям в области НС [56] были получены результаты, в которых показано негативное влияние на работу асинхронных двигателей (на крутящий момент) от питающей сети с коэффициентом несимметрии уже при 1,2%.

С помощью вышеизложенных формул были определены коэффициенты НС токов и напряжений по обратной последовательности трехфазного трансформатора и трансформатора Скотта, при одной и той же суммарной потребляемой мощности тяговой нагрузки, но изменяющиеся в двух плечах для одной из проектируемых тяговых подстанций АО УБЖД, Толгойт, с потребляемой мощностью 40+j15 МВА; результаты приведены в Таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Зависимость коэффициентов несимметрии по току и напряжению в питающей сети с высокой стороны трансформаторов от неравенства токов тяговой нагрузки на низкой стороне трансформаторов

Параметры сети	Изменение нагрузки в двух плечах							
	Трехфазный трансформатор				Трансформатор Скотта			
	0	10%	20%	30%	0	10%	20%	30%
$S_{H1}$ , МВА	21,4	23,5	25,6	27,8	21,4	23,5	25,6	27,8
$S_{H2}$ , МВА	21,4	19,2	17,1	15,0	21,4	19,2	17,1	15,0
$I_a$ , 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	173,0	175,5	177,8	69,4	69,4	69,4	69,4
угол фазы В, град	69,4	59,0	50,3	42,0	-50,6	-45,8	-41,6	-37,8
угол фазы С, град	-31,4	-28,0	-25,3	-21,8	-170,6	-175,3	-179,5	176,7
$I_{\text{прям}}$	64,7	64,7	64,7	64,7	112,1	112,1	112,1	112,1
$I_{\text{обр}}$	32,4	32,8	34,3	36,5	0	11,2	22,4	33,6
$k_{2I}$ , %	50,0	50,7	52,9	56,3	0	10,0	20,0	30,0
$k_{2U}$ , %	1,23	1,25	1,30	1,38	0	0,21	0,43	0,68

В известных нормативных технических регламентах несимметрия по току не нормируется. Однако, исходя из выполненных расчетов для условий тяговых нагрузок, можно рекомендовать, чтобы этот коэффициент несимметрии по току не превышал 30%. Что касается коэффициента несимметрии по напряжению, то в данном случае при трансформации через трехфазный трансформатор коэффициент несимметрии больше, чем при трансформации через трансформатор Скотта.

Ниже представлена графическая интерпретация сопоставления двух видов трансформаторного присоединения системы тягового электроснабжения к питающей трехфазной сети ЭЭС (Рисунки 2.19 и 2.20).

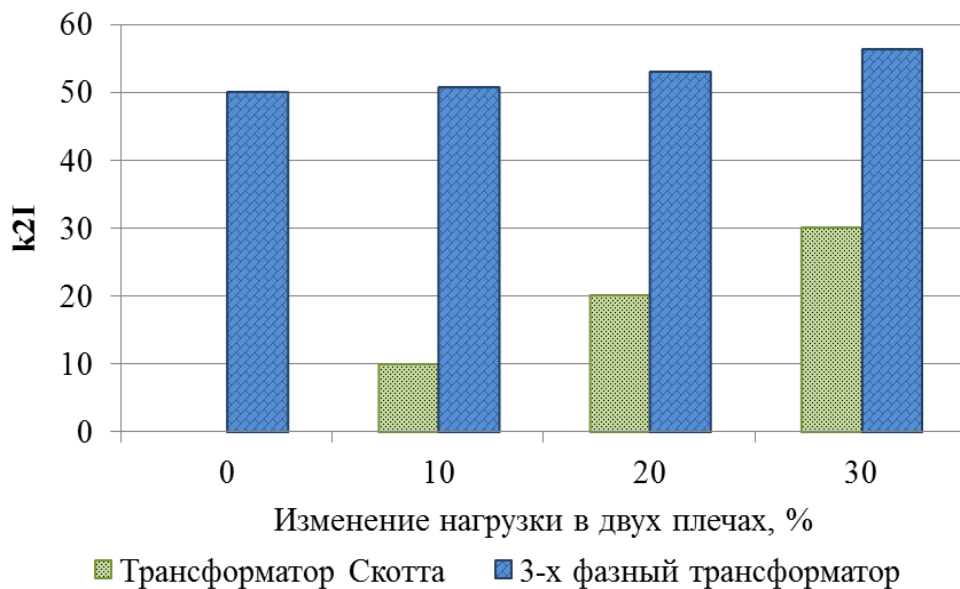


Рисунок 2.19 – Соотношение влияния тяговой нагрузки на коэффициент несимметрии по току в трехфазной питающей сети при присоединении к ней через трехфазный трансформатор и трансформатор Скотта

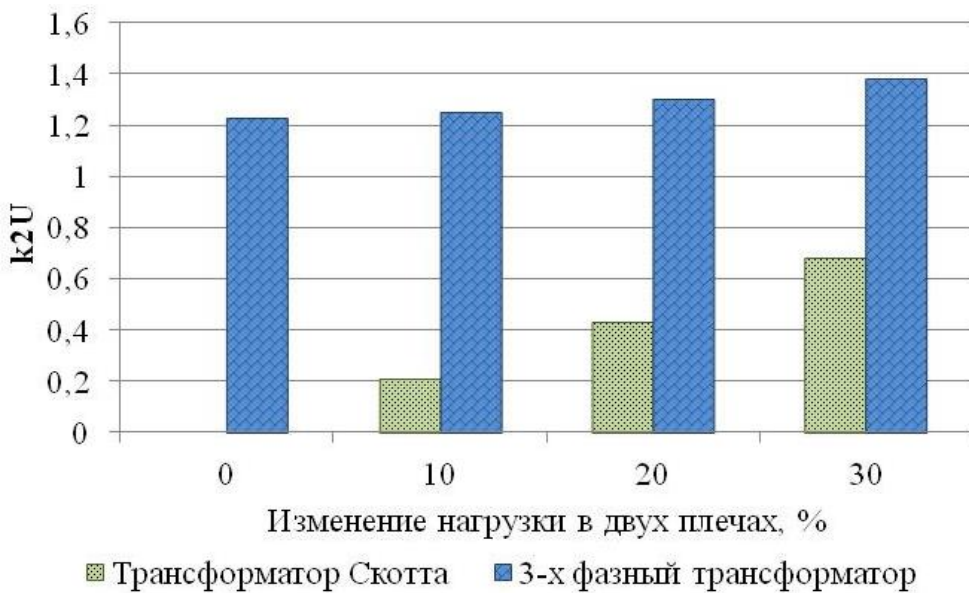


Рисунок 2.20 – Соотношение влияния тяговой нагрузки на коэффициент несимметрии по напряжению в трехфазной питающей сети при присоединении к ней через трехфазный трансформатор и трансформатор Скотта

Можно сделать вывод, что предельно допустимое значение 4% является завышенным. Это обусловлено тем, что исследования многих авторов показывают о значительном негативном влиянии на асинхронные двигатели и

электробытовые приемники уже при значении 1,2-1,5%. Таким образом, необходимо установить предельное значение на уровне 2%.

## 2.5 Комбинированная модель несимметрии в виде трех компонентов

Стандарт МЭК рекомендует рассматривать вклады несимметрии (НС) в точке общего присоединения от каждого элемента сети.

Важным аспектом подхода МЭК по определению НС является учет уже присущей несимметрии энергосистемы, созданной из-за нетранспонированной линии, а также влияния других присоединенных нагрузок выше и ниже по течению мощности.

Для определения индивидуальных вкладов НС в рассматриваемой точке расчета используется свойство линейности переменных обратной последовательности. То есть результат в точке расчета равен сумме векторов, составляющих обратную последовательность напряжений, возникающих от индивидуальных источников НС. Таким образом, коэффициент НС получаем как векторное суммирование в виде Рисунка 2.21.

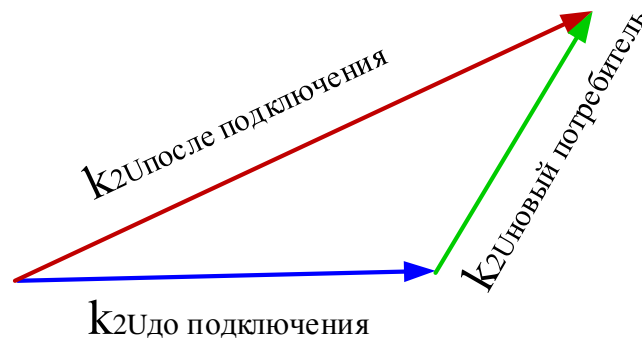


Рисунок 2.21 – Иллюстрация распространения вектора несимметрии и его вклад в измеренную несимметрию в точке расчета

В данной работе представлено суммирование коэффициента НС в виде совокупности компонентов отдельных вкладов: от источника питания (ИП), от линии электропередачи (ЛЭП) и от электропотребителя (ЭП).

Теоретические основы рассматриваются для радиальной сети, как показано на Рисунке 2.22.

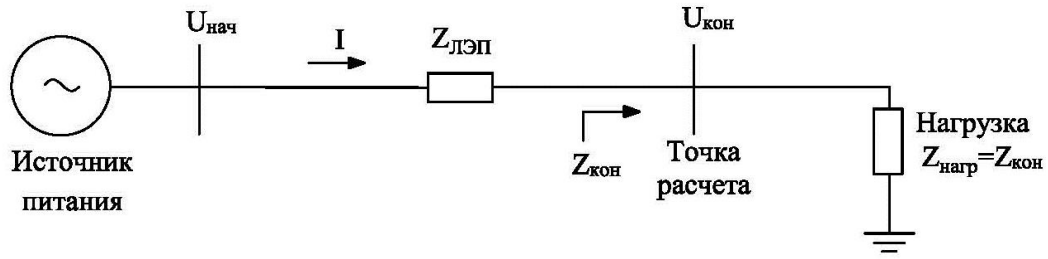


Рисунок 2.22 – Схема электроснабжения радиальной сети

Сопротивления линии и нагрузки представляются в виде матриц собственных и взаимных сопротивлений. Предполагается, что все измерения напряжения до или после присоединения в точке расчета получаются в виде синхронизированных векторных величин. При задании нагрузки постоянным сопротивлением, напряжение в точке расчета в виде симметричных составляющих может быть записано следующим образом

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_{1.н} \\ \underline{U}_{2.н} \\ \underline{U}_{0.н} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{10} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \underline{Z}_{20} \\ \underline{Z}_{01} & \underline{Z}_{02} & \underline{Z}_{00} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_0 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \underline{U}_{1.к} \\ \underline{U}_{2.к} \\ \underline{U}_{0.к} \end{pmatrix}, \quad (2.30)$$

где  $\underline{U}_{120.н}$ ,  $\underline{U}_{120.к}$  – вектора напряжений начала и конца линии;  $\underline{Z}_{120.ЛЭП}$  – является матрицей сопротивления последовательностей линии электропередачи.

Затем напряжения прямой и обратной последовательности в начале и конце линии извлекаем из нулевой последовательности, и получим основные уравнения для дальнейшего расчета и разложения коэффициента НС

$$\underline{U}_{1.н} = \underline{U}_{1.к} + (\underline{Z}_{11.ЛЭП} \underline{I}_1 + \underline{Z}_{12.ЛЭП} \underline{I}_2); \quad (2.31)$$

$$\underline{U}_{2.н} = \underline{U}_{2.к} + (\underline{Z}_{21.ЛЭП} \underline{I}_1 + \underline{Z}_{22.ЛЭП} \underline{I}_2), \quad (2.32)$$

где  $\underline{U}_{1.к}$  и  $\underline{U}_{2.к}$  – напряжения прямой и обратной последовательности в конце линии, т.е. в точке расчета;  $\underline{I}_1$  и  $\underline{I}_2$  – токи прямой и обратной последовательности, протекающие в сети;  $\underline{Z}_{xy,ЛЭП}$  – сопротивление последовательностей линии электропередачи.

Напряжения прямой и обратной последовательности ( $\underline{U}_{1.к}$  и  $\underline{U}_{2.к}$ ) могут быть выражены через ток и сопротивления нагрузки  $I_{нагр}$  и  $Z_{нагр}$  при  $Z_{нагр} = Z_к$ , следующим образом

$$\begin{aligned}\underline{U}_{1.к} &= \underline{Z}_{11.к} \cdot \underline{I}_1 + \underline{Z}_{12.к} \cdot \underline{I}_2; \\ \underline{U}_{2.к} &= \underline{Z}_{21.к} \cdot \underline{I}_1 + \underline{Z}_{22.к} \cdot \underline{I}_2.\end{aligned}$$

Тогда  $\underline{I}_1$  можно получить, используя приближение  $\underline{U}_{1.к} \approx \underline{Z}_{11.к} \cdot \underline{I}_1$ , так как падение напряжения обратной последовательности  $\underline{Z}_{12.к} \cdot \underline{I}_2$  пренебрежимо мало (расчеты показали, что вклад от  $\underline{Z}_{12.к} \cdot \underline{I}_2$  в  $\underline{U}_{1.к}$  составляет менее 0,001%) по сравнению с падением напряжения  $\underline{Z}_{11.к} \cdot \underline{I}_1$ . Следовательно, ток прямой последовательности может быть определен

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{U}_{1.к}}{\underline{Z}_{11.к}} \quad (2.33)$$

Из (2.32) ток обратной последовательности  $\underline{I}_2$ , может быть выражен

$$\underline{I}_2 = \frac{\underline{U}_{2.к} - \underline{Z}_{21.к} \cdot \underline{I}_1}{\underline{Z}_{22.к}} \quad (2.34)$$

Подставляя ток прямой последовательности  $\underline{I}_1$  в (2.34), выражение  $\underline{I}_2$  можно представить следующим образом

$$\underline{I}_2 = -\frac{\underline{Z}_{21.к} \cdot \underline{U}_{1.к}}{\underline{Z}_{11.к} \cdot \underline{Z}_{22.к}} + \frac{\underline{U}_{2.к}}{\underline{Z}_{22.к}} \quad (2.35)$$

где  $\underline{Z}_{xy,к}$  – представляет собой последовательность сопротивления нагрузки, присоединенной в точке расчета (т.р.).

**При симметричном источнике питания** НС в точке расчета возникнет в результате несимметрии нагрузки и несимметрии линии. Следовательно, подставляя в (2.32) уравнения (2.33) и (2.35) получим коэффициент НС в точке расчета следующим образом

$$k_{2Ut.p.} = \frac{\underline{Z}_{21.к}}{\underline{Z}_{11.к}} \frac{\underline{U}_{рег.лин}}{(1 + \underline{U}_{рег.лин})} - \frac{\underline{Z}_{21.ЛЭП}}{\underline{Z}_{11.ЛЭП}} \frac{\underline{U}_{рег.лин}}{(1 + \underline{U}_{рег.лин})}, \quad (2.36)$$

где  $\underline{U}_{рег.лин}$  – напряжение регулирования линии, которое равно отношению прямой последовательности падения напряжения на ЛЭП к напряжению прямой последовательности в конце ЛЭП, определяемое как

$$\underline{U}_{рег.лин} = \frac{\underline{U}_{1.ЛЭП}}{\underline{U}_{1.к}} = \frac{\underline{Z}_{11.ЛЭП}}{\underline{Z}_{11.к}} = \frac{\underline{Z}_{22.ЛЭП}}{\underline{Z}_{11.к}}, \quad (2.37)$$

в данном случае  $\underline{Z}_{11.к} = \underline{Z}_{11.нагр}$ .

Из уравнений можно сделать вывод, что если нагрузка симметрична  $\underline{Z}_{21.нагр} = 0$ , то несимметрия в точке расчета возникнет в результате несимметрии сети. И наоборот, для симметричной сети взаимное сопротивление обратной и прямой последовательности линии  $\underline{Z}_{21.ЛЭП} = 0$ , следовательно, несимметрия в точке расчета возникнет только из-за НС нагрузки [58].

**При несимметричном источнике питания** выражение может быть записано тремя компонентами, такими как

$$k_{2U_{т.р.}} = k_{2U_{ист}} + \frac{\underline{Z}_{21.к}}{\underline{Z}_{11.к}} \frac{\underline{U}_{рег.лин}}{(1 + \underline{U}_{рег.лин})} - \frac{\underline{Z}_{21.лэп}}{\underline{Z}_{11.лэп}} \frac{\underline{U}_{рег.лин}}{(1 + \underline{U}_{рег.лин})}, \quad (2.38)$$

где  $k_{2U_{ист}} = k_{2U_{до\ подключения}}$  – коэффициент НС источника питания, определяемый с помощью измерений до присоединения в т.р.;

Согласно формуле, несимметрия источника питания переносится в точку расчета без ослабления, а вклады от сети и нагрузки аналогичны значениям в (2.36).

**При задании нагрузки постоянной мощностью** вклад, несимметричной нагрузки в (2.38) может быть дополнительно модифицирован с учетом коэффициентов НС напряжения и тока за счет исключения сопротивления ЭП (т. е.  $\underline{Z}_{21,к}$  и  $\underline{Z}_{11,к}$ ), возникающий в результате НС нагрузки, как указано в (2.38), составляет

$$k_{2U_{вт.р.}}^{нагр} = \frac{\underline{Z}_{21.к}}{\underline{Z}_{11.к}} \cdot \frac{\underline{U}_{рег.лин}}{(1 + \underline{U}_{рег.лин})} \quad (2.39)$$

Переписывая напряжения последовательностей в конце ЛЭП (нагрузки), как показано  $\underline{U}_{1.к} \approx \underline{Z}_{11.к} \cdot \underline{I}_1$  и  $\underline{U}_{2.к} = \underline{Z}_{21.к} \cdot \underline{I}_1 + \underline{Z}_{22.к} \cdot \underline{I}_2$ , находя из них



$\underline{Z}_{11.к} = \frac{U_{1.к}}{I_1}$  и  $\underline{Z}_{21.к} = \frac{U_{2.к} - \underline{Z}_{22.к} I_2}{I_1}$ , отношение  $\frac{\underline{Z}_{21.к}}{\underline{Z}_{11.к}}$  может быть рассчитано, как показано в (2.40)

$$\frac{\underline{Z}_{21.к}}{\underline{Z}_{11.к}} = \frac{U_{2.к} - \underline{Z}_{22.к} I_2}{U_{1.к}} \quad (2.40)$$

Используя тот факт, что сопротивление прямой последовательности равно сопротивлению обратной последовательности для всех пассивных нагрузок, уравнение (2,40) можно переписать как

$$\frac{\underline{Z}_{21.к}}{\underline{Z}_{11.к}} = k_{2U.в.т.р.} - k_{2I}, \quad (2.41)$$

где  $k_{2U.в.т.р.}$  – это коэффициент НС в точке расчета, заданный как  $\frac{U_{2.к}}{U_{1.к}}$ ;

$k_{2I}$  – коэффициент несимметрии токов, определяемый как  $\frac{I_{2.к}}{I_{1.к}}$ .

Подставляя отношение (2.41) в (2.39), может быть получен  $k_{2U.в.т.р.}$  следующим образом

$$k_{2U.в.т.р.}^{нагр} = (k_{2U.в.т.р.} - k_{2I}) \cdot \frac{U_{рег.лин}}{(1 + U_{рег.лин})} \quad (2.42)$$

Этот процесс будет способствовать оценке коэффициента НС, связанного с нагрузками, у которых информация о сопротивлениях не доступна (например, нагрузки типов с постоянной мощностью и с постоянным током).

Для проверки предлагаемого метода оценки разложения коэффициента НС использовали ПК Matlab, с помощью которого смоделировали радиальную сеть с нагрузкой пассивного типа. Общая структура модели показана на Рисунках 2.23, 2.24.

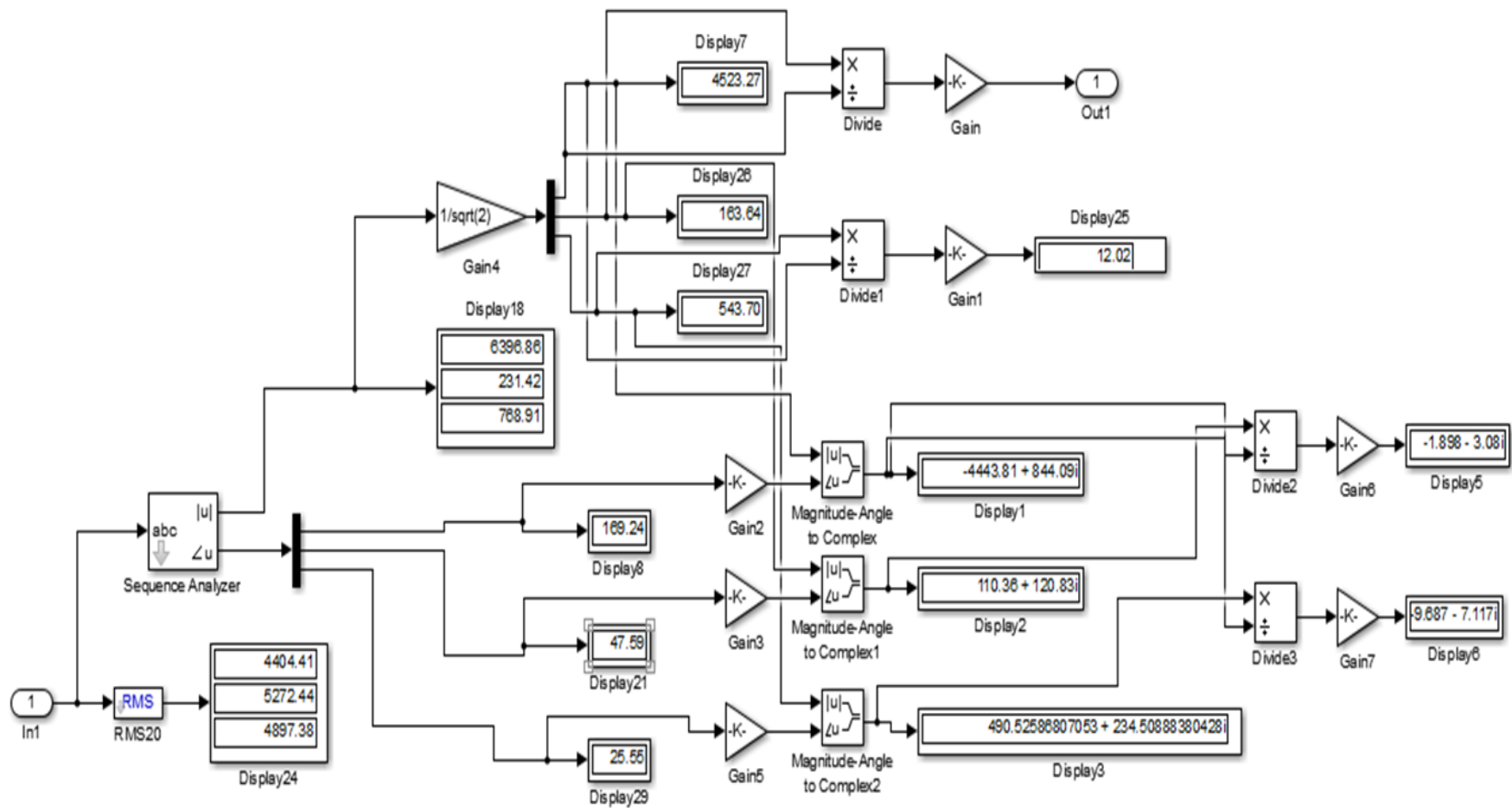


Рисунок 2.23 – Модель подсистемы для расчета коэффициента несимметрии в узлах электрической сети

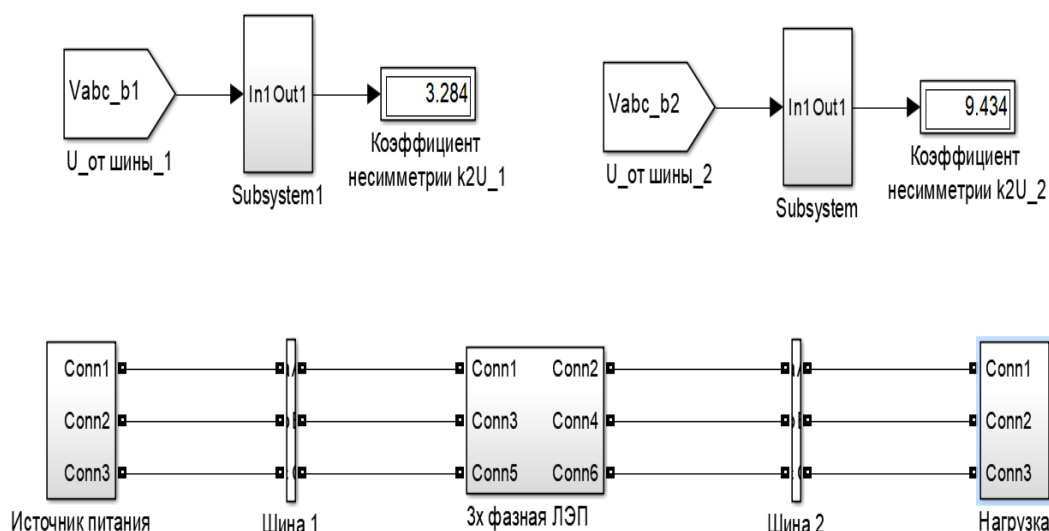


Рисунок 2.24 – Модель радиальной сети с несимметричным источником питания, линией электропередачи и нагрузкой для исследования индивидуальных вкладов несимметрии

В качестве примера для определения вкладов НС от индивидуальных элементов сети по предложенной математической модели, проведен расчет для схемы радиальной сети показанной на Рисунке 2.25, с четырьмя узлами 1 (Шарын гол), 2 (Баруунхараа), 3 (Зуунхараа), 4 (Борнуур), с мощностями

$$S_{1abc} := \begin{pmatrix} 0.1 + 0.8i \\ 0.7 + 0.8i \\ 0.7 + 0.8i \end{pmatrix} \quad S_{2abc} := \begin{pmatrix} 0.5 + 0.1i \\ 0.5 + 0.1i \\ 0.5 + 0.1i \end{pmatrix}$$

$$\sum S_{1abc} = 1.5 + 2.4i \quad \sum S_{2abc} = 1.5 + 0.3i$$

$$S_{3abc} := \begin{pmatrix} 0.9 + 1.1i \\ 1.9 + 1.1i \\ 1.9 + 1.1i \end{pmatrix} \quad S_{4abc} := \begin{pmatrix} 0.5 + 0.5i \\ 2.5 + 0.5i \\ 2.5 + 0.5i \end{pmatrix}$$

$$\sum S_{3abc} = 4.7 + 3.3i \quad \sum S_{4abc} = 5.5 + 1.5i$$

$$S_{total} := \sum S_{1abc} + \left( \sum S_{2abc} \right) + \sum S_{3abc} + \sum S_{4abc} = 13.2 + 7.5i$$

в качестве базисного и балансирующего узла выбрана ДТЭЦ, где трехфазная система напряжений является полностью симметричной.

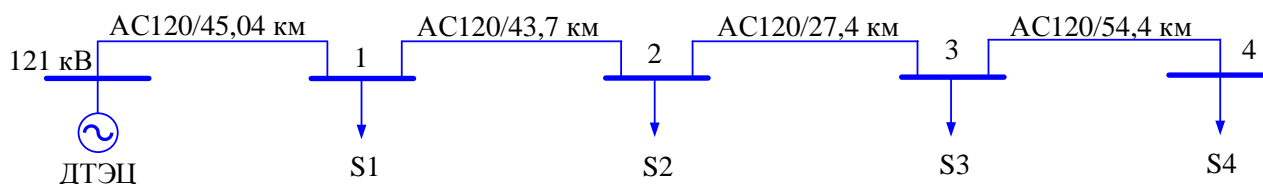


Рисунок 2.25 – Расчетная схема магистральной сети, 110 кВ

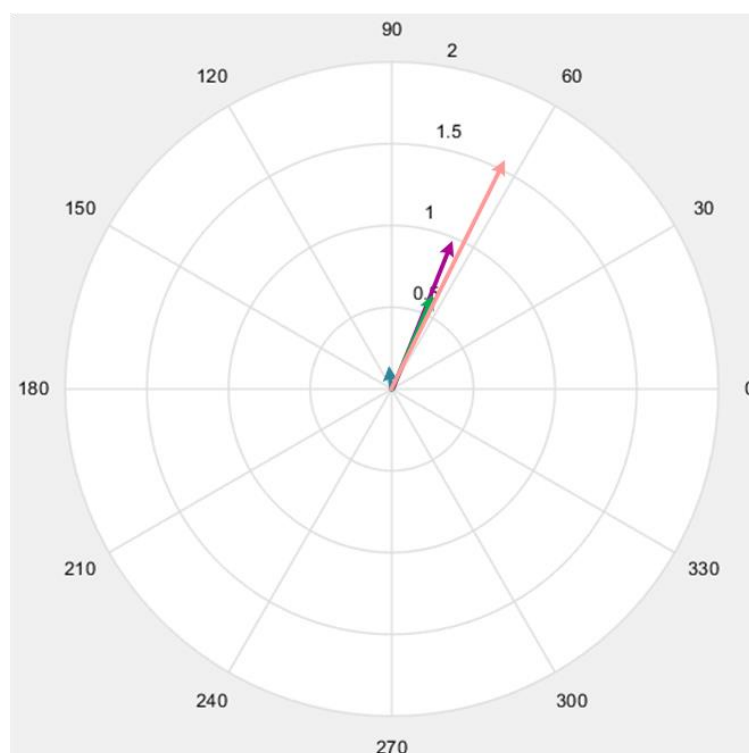
В результате расчета режима методом фазных координат, получили режимные параметры для расчета коэффициентов НС от каждого элемента, присоединенного в точке расчета. Результаты расчета были верифицированы путем моделирования данной радиальной сети в системе Matlab, что позволило упростить дальнейшие расчеты.

Таким образом, используя измеренные векторные величины параметров режима, были рассчитаны коэффициенты несимметрии по обратной последовательности от элементов сети, в каждом отдельном узле. Результаты коэффициента НС в виде векторных величин для пассивной нагрузки с постоянной мощностью приведены в Таблице 2.6 для разных уровней несимметрии источника питания.

Таблица 2.6 – Результаты моделирования и расчета при питании пассивной нагрузки

№	Измеренные векторные величины		Вклады НС от элементов сети определенные аналитическим путем		
	$k_{2U \text{ ист}}$	$k_{2U \text{ в т.р.}}$	$k_{2U \text{ нагр}}$	$k_{2U \text{ лэп}}$	$k_{2U \text{ в т.р.}}$
1	0	0,98 $\angle 65,3$	0,79 $\angle 64,9$	0,06 $\angle 92,0$	0,95 $\angle 62,8$
2	0,98 $\angle 65,3$	1,63 $\angle 63,9$	0,64 $\angle 65,3$	0,05 $\angle 96,0$	1,58 $\angle 63,7$
3	1,63 $\angle 63,9$	2,06 $\angle 63,7$	0,41 $\angle 65,4$	0,03 $\angle 89,5$	2,03 $\angle 63,6$
4	2,06 $\angle 63,7$	2,65 $\angle 63,6$	0,56 $\angle 72,9$	0,03 $\angle 98,0$	2,59 $\angle 65,7$

Ниже представлены векторы коэффициента НС напряжений по обратной последовательности во втором узле радиальной сети (Рисунок 2.26).



→  $k_{2U_{ист}}$ 
→  $k_{2U_{нагр}}$ 
→  $k_{2U_{лэп}}$ 
→  $k_{2U_{в\ т.р.}}$

Рисунок 2.26 – Векторы коэффициента  $k_{2U}$  во втором узле электрической сети

В случае отсутствия НС со стороны нагрузки, суммарная НС в т.р. равна НС линии и источника питания. При увеличении несимметрии нагрузки присоединенной в конце линии НС сети уменьшается, но они имеют разные фазовые сдвиги. Сходство по величине можно объяснить тем, что мощность пассивной нагрузки постоянна. Как видно, на достигнутый уровень НС в т.р. для всех рассмотренных случаев существенно влияют не только величины отдельных вкладов, но и их ориентация по вектору. Другими словами, могут наблюдаться значительные отклонения НС напряжения между стадиями до и после присоединения несимметричной нагрузки.

Почти совпадающие результирующие векторы, представляющие НС в т.р., полученные с помощью моделирования, с результатами расчета показывают, что математическая формулировка достаточно эффективна. Достоверность и корректность, разработанной математической модели для исследования НС, возникающей от каждого элемента сети были определены путем сравнения измеренных и рассчитанных значений  $k_{2U}$  в узлах сети. В

Таблице 2.7 представлен пример расчета достоверности результатов моделирования.

Таблица 2.7 Верификация математической модели и ее погрешности

Измеренные величины $k_{2U}$	Результат по математической модели $k_{2U}$	Абсолютная погрешность	$\frac{e_t}{y_t}$	Квадратичное отклонение	$\frac{ e_t }{y_t}$
				$e$	
$y_t$	$y_{t(sim)}$	$e_t = y_t - y_{t(sim)}$		$(e_t)^2$	
0,981	0,953	0,027	2,75%	0,00073	2,75%
1,640	1,583	0,056	3,43%	0,00317	3,43%
2,062	2,028	0,033	1,64%	0,00114	1,64%
2,656	2,590	0,066	2,48%	0,00436	2,48%
Показатели				Значение	
Средняя абсолютная погрешность				0,046	
Средняя процентная погрешность				2,83%	
Среднеквадратичное отклонение				0,048	
Средний абсолютный процент погрешность				2,58%	

По результатам расчета с помощью предложенной математической модели средний абсолютный процент погрешности не превысил значения 5%. Поэтому, приняв данную величину, можно сказать о ее достаточной точности для проведения дальнейших исследований.

Определение вкладов НС по некоторым компонентам от источника питания, от ЛЭП и от ЭП, позволяет более удобно оценить изменение НС при присоединении новых электропотребителей. Это, в свою очередь, позволяет определить предельные новые значения  $k_{2U}$  и сравнить их с нормируемыми допустимыми значениями 2% или предельно допустимыми значениями 4%. Для лица, принимающего решения, по присоединению новых ЭП, эти новые коэффициенты  $k_{2U}$  могут послужить основанием для отказа в присоединении новых электропотребителей.

На основе такого подхода может быть получен усовершенствованный инструмент контроля НС, функционирующий непрерывно, путем регистрации

измеренных напряжений и токов, а также состояния режима. Такая настройка, которая учитывает изменение поведения энергосистемы, может предоставить дополнительные возможности для исследования статистических подходов, приведенных в документах МЭК по управлению несимметрией напряжения в электрических сетях.

## 2.6 Выводы

1. Определена, необходимая мощность от ЭЭС при электрификации по системам тягового электроснабжения, которые выбираются в зависимости от величины объема грузооборота. Для АО УБЖД выявлены следующие границы для различных систем тягового электроснабжения:

- до 30 млн тонн – тепловозная тяга,
- от 30 до 50 млн тонн – постоянный ток 3 кВ,
- от 50 до 75 млн тонн – переменный ток 25 кВ,
- от 75 до 100 млн тонн – 2х25 кВ,
- свыше 100 млн тонн переход на 94 кВ.

2. В реальных условиях симметрирование фазных напряжений в питающих сетях со стороны высокого напряжения в значительной степени определяется выбором типов трансформаторного оборудования. Раскрыты математические модели практически всех важных устройств трансформации для присоединения двухфазной системы электрической тяги к трехфазной системе. Для которых определены коэффициенты несимметрии напряжений по обратной последовательности на основе метода симметричных составляющих, при этом наибольшее влияние уделено трансформаторам Скотта и Ле Бланка, обеспечивающим наилучшее симметрирование режимов.

3. Выведены формулы определения коэффициентов несимметрии по напряжению, в зависимости от загрузки двух плеч тяговой подстанции, практически для всех важных способов присоединения электрической тяги на переменном токе, и дан их сравнительный анализ.

4. Доказано, что выравнивание токов в плечах трансформатора Скотта и Ле Бланка на стороне низкого напряжения (25 кВ) от 0 до 30% обеспечивает

симметрирование режима в трехфазной питающей сети в пределах нормируемых значений.

5. Предложенная математическая модель для расчета коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности адекватно определяет индивидуальные вклады НС от каждого элемента сети. Разработана имитационная модель в программе Matlab для определения показателей качества напряжения и тока, уровня потерь напряжения и мощности; с помощью данной модели выполнена верификация аналитической модели.



### **3 АНАЛИЗ И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ МОНГОЛЬСКОЙ ЭЭС ПОСЛЕ ПРИСОЕДИНЕНИЯ СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

#### **3.1 Постановка задачи**

В настоящее время электроэнергетическая система Монголии ориентирована на решение энергетических задач, связанных в основном с энергоснабжением горнорудной промышленности и бытового сектора. Характер электропотребления для таких электропотребителей в течение многих лет достаточно стабилизировался с небольшим трендом увеличения потребления электроэнергии, который составляет 5-6% ежегодно. Такое замедленное развитие электроэнергетики Монголии продолжается много лет и оно реализовывало планомерный, спокойный ход событий.

Однако, в текущий момент времени по экономическим и политическим соображениям крайне важным и весьма актуальным является вопрос электрификации центральной железнодорожной магистрали, обеспечивающей коридор между Юго-Восточной Азией и Европой [23]. Эта задача должна быть решена путем присоединения к ЭЭС Монголии системы тягового электроснабжения на переменном токе 2х25 кВ на базе трансформаторов Скотта. Обоснование и исследование этой тяговой системы подробно рассмотрены во второй главе настоящей диссертации.

Настоящая глава посвящена исследованию и оптимизации режимов ЭЭС Монголии после присоединения тяговых систем электроснабжения 2х25 кВ. При этом предложены два возможных сценария развития ЭЭС. Первый сценарий состоит в присоединении четырех тяговых подстанции северной части железной дороги к подстанциям на напряжение 110 кВ. Вторым сценарием предполагается, что тяговые подстанции будут присоединены к узлам ЭЭС на напряжение 220 кВ. Такой подход отражает более многообразные пути совершенствования и развития энергосистемы Монголии с учетом тяговой нагрузки.

Новые научные результаты, связанные с технико-экономическим обоснованием сценариев развития энергосистемы, состоят в сопоставлении эффективности использования традиционного градиентного метода оптимизации с новым методом оптимизации на основе искусственного интеллекта, а именно, алгоритма роевого интеллекта. Расчет и оптимизация установившихся режимов дополнен анализом статической апериодической устойчивости, что обусловлено существенным утяжелением режимов от новых тяговых электропотребителей.

### **3.2 Расчет и анализ режимов ЭЭС Монголии без электрической тяги**

Для определения условий влияния электрификации железной дороги необходимо осуществить расчет установившихся режимов (УР) ЭЭС Монголии. Расчеты установившегося режима являются основными при решении задач, связанных с проектированием и эксплуатацией электроэнергетических систем [59-61]. Результаты этих расчетов используются при планировании режимов и оперативном управлении ЭЭС, а также служат базой для выполнения оптимизации, анализа устойчивости и надежности.

#### **3.2.1 Основные методы математического описания установившихся режимов электрических сетей**

Установившиеся режимы работы электроэнергетических систем переменного тока описываются математически системой нелинейных алгебраических уравнений (СНАУ). В настоящее время наиболее широко используются системы уравнений основанные на уравнениях узловых напряжений (УУН), несмотря на то, что первые попытки расчета УР на ЭВМ были основаны на системы уравнений контурных токов. Недостатками этого метода является необходимость формирования системы уравнений независимых контуров, что создает сложность формализации уравнений контурных токов, разнообразия форм представления узловых элементов – нагрузок и генераторов, что приводит к значительным усложнениям формирования математической модели электрической сети.



невязок линейных уравнений одним из методов квадратичного программирования.

С появлением ПК, имеющих практически неограниченную память и высокую производительность, получили также применение прямые (безитерационные) методы решения СЛАУ.

В 2000-х годах для современных мощных ПК разработан программный комплекс RastrWin, основанный на использовании метода Ньютона для формирования матрицы Якоби и СЛАУ и прямых методов решения СЛАУ [64-66]. В 2012 году разработана ПК АНАРЭС, основанная на оригинальной модификации полного метода Ньютона с выбором оптимального шага, учитывающая особенности уравнений узловых напряжений, записанных в декартовых координатах [67].

### 3.2.2 Расчет базового исходного режима

Автором был проведен анализ базового нормального режима, при котором в настоящее время работает ЭЭС Монголии, с помощью программных вычислительных комплексов RastrWin и АНАРЭС. В результате расчета УР определены модули  $U_i$  и фазы ( $i$ ) напряжений в узлах сети, перетоки ( $P_{ij}, Q_{ij}$ ) и потери активных и реактивных мощностей, токи в линиях электропередачи.

На Рисунке 3.1. представлена расчетная электрическая схема ЭЭС Монголии, на напряжение 110-220 кВ, содержащая 49 узлов, 82 ветвей, 8 трансформаторов связи. В качестве балансирующего узла выбран узел 1 (ПС Селендум), в котором в режиме максимальных нагрузок принято неизменное напряжение 242 кВ. Наряду с этим в качестве узлов с базисным напряжением приняты узлы: ДТЭЦ, ТЭЦ-4, ТЭЦ-3, ТЭЦ-2, Ухаахудаг ТЭЦ с напряжениями 115, 113, 115, 115, 115. Исходные данные схемы по узлам и ветвям приведены в Таблицах 3.1 и 3.2.

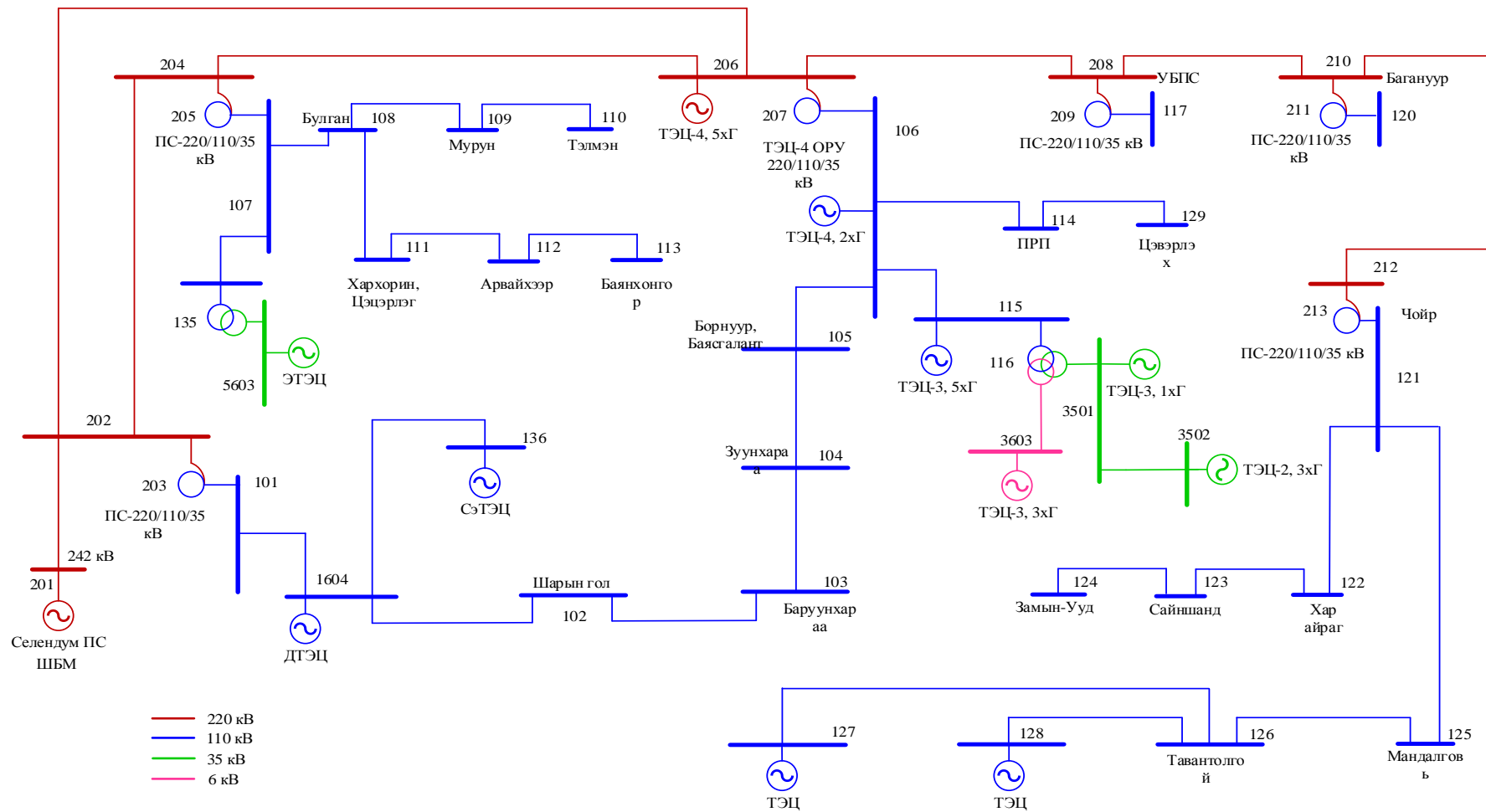


Рисунок 3.1 – Расчетная схема ЭЭС Монголии до присоединения тяговых нагрузок

Таблица 3.1 – Исходные данные схемы по узлам

Узлы									
	Номер	Название	U_ном	V	Delta	P_г	Q_г	P_н	Q_н
1	2 201	ШБМ	220	242,00		70,1	-11,8		
2	2 202	Дархан ПС, ВН	220	236,39	-2,71				
3	2 203	Центр Дархана	220	235,80	-3,72				20,0
4	2 204	Эрдэнэт ПС, ВН	220	220,88	-9,61				
5	2 205	Центр Эрдэнэтэ	220	217,94	-13,65				
6	2 206	ОРУ-4, ВН	220	230,00	2,04	432,2	15,7		
7	2 207	Центр ОРУ-4	220	230,14	-1,15				
8	2 208	УБ ПС, ВН	220	226,91	0,63				
9	2 209	Центр УБ-а	220	220,75	-3,71				
10	22 010	Багануур ПС, ВН	220	221,82	-2,91				
11	22 011	Центр Багануура	220	210,58	-4,25				20,0
12	22 012	Чойр ПС, ВН	220	216,82	-7,83				
13	11 001	Дархан ПС, СН	110	117,87	-3,75			7,4	-1,3
14	1 604	ДТЭЦ	110	118,35	-3,85	31,4	10,0	27,7	-5,4
15	11 002	Шарын гол	110	117,96	-4,38			2,0	-2,4
16	11 003	Баруунхараа	110	117,14	-4,55			1,4	-0,3
17	11 004	Зуунхараа	110	116,54	-4,55			6,2	-1,9
18	11 005	Борнуур, Баясгалант	110	115,39	-3,73			7,3	2,5
19	11 006	ОРУ-4, СН	110	115,00	-1,15	128,2	32,4	131,2	41,1
20	11 007	Эрдэнэт ПС, СН	110	113,27	-13,64			126,3	50,5
21	11 035	Центр ТР-а Эрдэнэта	110	112,22	-14,94				
22	5 603	Тр Эрдэнэта	35	37,01	-14,93	21,6	5,0	37,2	10,6
23	11 008	Булган	110	113,33	-17,10			4,2	0,6
24	11 009	Мурун	110	110,67	-29,38			8,4	2,6
25	11 010	Тэлмэн	110	109,07	-34,55			7,4	1,2
26	11 011	Хархорин, Цэцэрлэг	110	112,04	-24,10			11,3	3,1
27	11 012	Арвайхээр	110	111,07	-29,65			8,3	3,7
28	11 013	Баянхонгор	110	113,17	-34,92		5,0	8,5	0,3
29	11 014	ПРП-Гео	110	113,54	-2,10			18,0	2,7
30	11 029	Цэвэрлэх	110	113,48	-2,14			14,6	2,0
31	11 020	Багануур ПС, СН	110	105,25	-4,24			11,2	3,3

## Продолжение таблицы 3.1

Узлы									
	Номер	Название	U_ном	V	Delta	P_г	Q_г	P_н	Q_н
32	11 017	УБ ПС, СН	110	110,29	-3,70			157,8	50,8
33	11 018	Налайх	110	110,41	-3,68			23,1	5,8
34	11 019	Салхит	110	111,48	-3,08	25,0	5,0		
35	11 015	ОРУ-3, ВН	110	115,02	-1,24	83,5	20,0	79,4	9,7
36	11 016	Центр ТР-а ТЭЦ3	110	114,39	-3,22				
37	3 603	ТЭЦ-3, ЗхГ	6	6,24	-1,98	25,4	10,0	5,6	1,2
38	3 501	Тр ТЭЦ3, СН	35	36,32	-3,20	8,4	2,0	32,1	10,8
39	3 502	ТЭЦ2	35	35,99	-3,78	19,1	5,0	35,4	6,8
40	11 021	Чойр ПС, СН	110	115,34	-14,20			22,6	26,3
41	11 022	Хар-Айраг	110	113,05	-19,06			1,2	0,4
42	11 023	Сайншанд	110	109,03	-24,99			14,6	1,5
43	11 024	Замын-Ууд	110	107,51	-28,00			6,4	1,1
44	11 025	Мандалговь	110	123,71	-16,65			5,1	3,6
45	11 026	Тавантолгой	110	125,82	-16,57			2,6	5,0
46	11 027	Д/Э ТЭЦ	110	123,91	-16,84	0,9	-2,0	5,2	3,8
47	11 028	Ухаахудаг ТЭЦ	110	125,88	-16,48	13,5	2,0	5,1	1,9
48	22 013	Центр ТР-а Чойр	220	213,93	-14,20				
49	11 077	Эрдэнэт тов	110	112,32	-14,88				

Таблица 3.2 – Исходные данные схемы по ветвям

Ветви											
	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач	P_кон	Q_кон	dP
1	2201	2202	ШБМ - Дархан ПС, ВН	18,65	82,06	-521,5	-35	6	-35	-22	0,42
2	2201	2202	ШБМ - Дархан ПС, ВН	18,65	82,06	-521,5	-35	6	-35	-22	0,42
3	2202	2203	Дархан ПС, ВН - Центр Дархана	1,43	100,76		-10	-1	-10	-1	0,00
4	2202	2203	Дархан ПС, ВН - Центр Дархана	1,43	100,76						
5	2202	2204	Дархан ПС, ВН - Эрдэнэт ПС, ВН	14,69	64,62	-410,7					
6	2202	2204	Дархан ПС, ВН - Эрдэнэт ПС, ВН	14,69	64,62	-410,7	-106	-27	-103	-34	3,34
7	2202	2206	Дархан ПС, ВН - ОРУ-4, ВН	19,14	84,19	-535,1	46	-16	48	-40	1,06
8	2204	2206	Эрдэнэт ПС, ВН - ОРУ-4, ВН	18,81	106,64	-706,5	95	10	98	-7	3,49
9	2204	2206	Эрдэнэт ПС, ВН - ОРУ-4, ВН	18,81	106,64	-706,5					
10	2206	2207	ОРУ-4, ВН - Центр ОРУ-4	0,51	46,13		-64	0	-64	3	0,04
11	2206	2207	ОРУ-4, ВН - Центр ОРУ-4	0,51	46,13						
12	2206	2208	ОРУ-4, ВН - УБ ПС, ВН	2,82	12,42	-78,9	-111	-31	-111	-32	0,72
13	2206	2208	ОРУ-4, ВН - УБ ПС, ВН	2,82	12,42	-78,9	-111	-31	-111	-32	0,72
14	2208	2209	УБ ПС, ВН - Центр УБ-а	0,50	48,67		-78	-31	-78	-24	0,07
15	2208	2209	УБ ПС, ВН - Центр УБ-а	0,50	48,67		-78	-31	-78	-24	0,07
16	2208	22010	УБ ПС, ВН - Багануур ПС, ВН	11,31	49,75	-316,2					
17	2208	22010	УБ ПС, ВН - Багануур ПС, ВН	11,31	49,75	-316,2	-65	-2	-64	-14	0,94
18	22010	22011	Багануур ПС, ВН - Центр Багануура	1,43	100,76		-11	-25	-11	-23	0,02
19	22010	22011	Багануур ПС, ВН - Центр Багануура	1,43	100,76						
20	22010	22012	Багануур ПС, ВН - Чойр ПС, ВН	22,48	79,05	-486,8	-53	11	-51	-8	1,26
21	22012	22013	Чойр ПС, ВН - Центр ТР-а Чойр	1,43	100,76		-51	-8	-51	-3	0,08
22	22012	22013	Чойр ПС, ВН - Центр ТР-а Чойр	1,43	100,76						
23	2203	11001	Центр Дархана - Дархан ПС, СН	1,43	0,00		-10	19	-10	19	0,01
24	2203	11001	Центр Дархана - Дархан ПС, СН	1,43	0,00						
25	11001	1604	Дархан ПС, СН - ДТЭЦ	1,01	3,36	-23,3	-2	18	-2	17	0,02
26	1604	11002	ДТЭЦ - Шарын гол	10,99	19,20	-119,8	-6	2	-6	0	0,03
27	11002	11003	Шарын гол - Баруунхараа	10,66	18,62	-116,2	-4	-2	-4	-4	0,02
28	11003	11004	Баруунхараа - Зуунхараа	6,69	11,68	-72,9	-3	-4	-3	-5	0,01
29	11004	11005	Зуунхараа - Борнуур, Баясгалант	13,46	23,50	-146,7	4	-7	4	-9	0,08
30	11005	11006	Борнуур, Баясгалант - ОРУ-4, СН	22,01	38,43	-239,9	11	-6	11	-9	0,30
31	11077	11035	Эрдэнэт тов - Центр ТР-а Эрдэнэта	0,83	2,00	-7,0	-8	-3	-8	-3	0,00



## Продолжение таблицы 3.2

Ветви												
	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач	P_кон	Q_кон	dP	
32	11077	11035	Эрдэнэт тов - Центр ТР-а Эрдэнэта	0,83	2,00	-7,0	-8	-3	-8	-3	0,00	
33	11035	5603	Центр ТР-а Эрдэнэта - Тр Эрдэнэта	0,83	0,00		-8	-3	-8	-3	0,00	
34	11035	5603	Центр ТР-а Эрдэнэта - Тр Эрдэнэта	0,83	0,00		-8	-3	-8	-3	0,00	
35	11007	11008	Эрдэнэт ПС, СН - Булган	11,12	22,88	-147,2	-28	14	-27	13	0,80	
36	11007	11008	Эрдэнэт ПС, СН - Булган	11,12	22,88	-147,2	-28	14	-27	13	0,80	
37	11008	11011	Булган - Хархорин, Цэцэрлэг	41,74	85,88	-552,8	-16	8	-15	3	0,87	
38	11008	11011	Булган - Хархорин, Цэцэрлэг	41,74	85,88	-552,8	-16	8	-15	3	0,87	
39	11011	11012	Хархорин, Цэцэрлэг - Арвайхээр	30,60	53,55	-332,7	-18	9	-17	7	0,95	
40	11012	11013	Арвайхээр - Баянхонгор	50,14	87,56	-546,6	-9	11	-8	5	0,55	
41	11008	11009	Булган - Мурун	71,25	124,42	-776,6	-18	11	-16	4	2,01	
42	11009	11010	Мурун - Тэлмэн	67,54	117,94	-736,2	-8	7	-7	-1	0,37	
43	2207	11006	Центр ОРУ-4 - ОРУ-4, СН	0,51	0,00		-64	3	-64	3	0,04	
44	2207	11006	Центр ОРУ-4 - ОРУ-4, СН	0,51	0,00							
45	11006	11015	ОРУ-4, СН - ОРУ-3, ВН	0,62	2,18	-13,5	-8	4	-8	4	0,00	
46	11006	11015	ОРУ-4, СН - ОРУ-3, ВН	0,62	2,18	-13,5	-8	4	-8	4	0,00	
47	11015	11016	ОРУ-3, ВН - Центр ТР-а ТЭЦ3	1,14	51,59		-9	-1	-9	-1	0,01	
48	11015	11016	ОРУ-3, ВН - Центр ТР-а ТЭЦ3	0,86	39,35		-12	-2	-12	-1	0,01	
49	11016	3501	Центр ТР-а ТЭЦ3 - Тр ТЭЦ3, СН	1,14	0,00		-17	-5	-17	-5	0,03	
50	11016	3501	Центр ТР-а ТЭЦ3 - Тр ТЭЦ3, СН	0,86	0,00		-23	-6	-23	-6	0,04	
51	11016	3603	Центр ТР-а ТЭЦ3 - ТЭЦ-3, ЗхГ	1,14	33,00		9	4	9	4	0,01	
52	11016	3603	Центр ТР-а ТЭЦ3 - ТЭЦ-3, ЗхГ	0,86	26,54		11	5	11	5	0,01	
53	3501	3502	Тр ТЭЦ3, СН - ТЭЦ2	1,26	1,77	-11,3	-8	-1	-8	-1	0,07	
54	3501	3502	Тр ТЭЦ3, СН - ТЭЦ2	1,26	1,77	-11,3	-8	-1	-8	-1	0,07	
55	22013	11021	Центр ТР-а Чойр - Чойр ПС, СН	1,43	0,00		-51	-2	-51	-2	0,08	
56	22013	11021	Центр ТР-а Чойр - Чойр ПС, СН	1,43	0,00							
57	11021	11022	Чойр ПС, СН - Хар-Айраг	20,22	41,50	-268,4	-24	6	-24	5	0,94	
58	11022	11023	Хар-Айраг - Сайншанд	30,33	52,96	-330,6	-22	5	-21	3	1,21	
59	11023	11024	Сайншанд - Замын-Ууд	47,24	82,49	-514,9	-7	5	-6	-1	0,18	
60	11021	11025	Чойр ПС, СН - Мандалговь	22,28	73,98	-511,8	-4	17	-4	11	0,36	
61	11025	11026	Мандалговь - Тавантолгой	24,10	105,92	-672,7	1	7	1	-3	0,01	
62	11025	11026	Мандалговь - Тавантолгой	24,10	105,92	-672,7	1	7	1	-3	0,01	

Ветви												
	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач	P_кон	Q_кон	dP	
63	11027	11026	Д/З ТЭЦ - Тавантолгой	20,74	36,22	-226,1	4	6	4	2	0,05	
64	11028	11026	Ухаахудаг ТЭЦ - Тавантолгой	1,06	6,08	-40,3	-4	0	-4	-1	0,00	
65	11028	11026	Ухаахудаг ТЭЦ - Тавантолгой	1,06	6,08	-40,3	-4	0	-4	-1	0,00	
66	2209	11017	Центр УБ-а - УБ ПС, СН	0,50	0,00		-78	-24	-78	-24	0,07	
67	2209	11017	Центр УБ-а - УБ ПС, СН	0,50	0,00		-78	-24	-78	-24	0,07	
68	11017	11018	УБ ПС, СН - Налайх	6,04	10,57	-65,7	1	1	1	0	0,00	
69	11017	11018	УБ ПС, СН - Налайх	6,04	10,57	-65,7	1	1	1	0	0,00	
70	11019	11018	Салхит - Налайх	6,81	11,92	-74,0	-12	-3	-12	-3	0,09	
71	11019	11018	Салхит - Налайх	6,81	11,92	-74,0	-12	-2	-12	-3	0,09	
72	11006	11014	ОРУ-4, СН - ПРП-Гео	4,10	7,16	-44,7	-33	-5	-33	-5	0,34	
73	11014	11029	ПРП-Гео - Цэвэрлэх	0,73	1,28	-8,0	-7	-1	-7	-1	0,00	
74	11014	11029	ПРП-Гео - Цэвэрлэх	0,73	1,28	-8,0	-7	-1	-7	-1	0,00	
75	22011	11020	Центр Багануура - Багануур ПС, СН	1,43	0,00		-11	-3	-11	-3	0,00	
76	22011	11020	Центр Багануура - Багануур ПС, СН	1,43	0,00							
77	2204	2205	Эрдэнэт ПС, ВН - Центр Эрдэнэтэ	0,24	34,34		-99	-22	-99	-15	0,05	
78	2204	2205	Эрдэнэт ПС, ВН - Центр Эрдэнэтэ	0,24	34,34		-99	-22	-99	-15	0,05	
79	2205	11007	Центр Эрдэнэтэ - Эрдэнэт ПС, СН	0,24	0,00		-98	-14	-98	-14	0,05	
80	2205	11007	Центр Эрдэнэтэ - Эрдэнэт ПС, СН	0,24	0,00		-100	-15	-100	-15	0,05	
81	11007	11077	Эрдэнэт ПС, СН - Эрдэнэт тов	0,83	35,54		-8	-3	-8	-3	0,00	
82	11007	11077	Эрдэнэт ПС, СН - Эрдэнэт тов	0,83	35,54		-8	-3	-8	-3	0,00	

В Таблице 3.3 приведены параметры нормального режима без тяговых нагрузок, полученные в результате расчета УР.

Таблица 3.3 – Параметры нормального режима до присоединения тяговых нагрузок

Баланс мощностей	$P$ , МВт	$Q$ , МВАр
Вырабатываемая мощность	788,9	98,0
Импортируемая мощность	70,1	-11,8
Потребляемая мощность	859,0	99,0

Суммарные потери мощности составляют  $\Delta P_{\Sigma} = 24,38$  МВт, потери в процентах составляют 2,84%.

Потери мощностей в сетях 110 и 220 кВ приведены в Таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Потери мощностей в сетях 110 кВ и 220 кВ

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	110	11,11	10,99	0,12	0,00			-85,80	21,21	1,63	-108,64
2	220	13,14	12,38	0,76	0,00			-97,26	57,77	38,74	-193,78

### 3.3 Расчет и анализ режима ЭЭС Монголии после присоединения электрической тяги

В связи с присоединением электрической тяги при существующих генерирующих мощностях электрических станции Монголии, режим не может быть сбалансирован. Поэтому в работе учтены уже начатые проекты по реконструкции и расширению ТЭЦ: Дарханская ТЭЦ на 35 МВт, Эрдэнэтская ТЭЦ на 35 МВт, ТЭЦ-3 г. Улан-Батора на 250 МВт. Также предусматривается ввод в строй новой Сэлэнгийской ТЭЦ мощностью 50 МВт. Наряду с этим ЭЭС Монголии активно развивается за счет альтернативных возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Так, например, предполагается использовать ветропарк с установленной мощностью до 50 МВт, также солнечные электростанции (СЭС), первая из которых уже введена в эксплуатацию; ее мощность составляет 10 МВт. Подробный анализ развития электроэнергетической системы Монголии, включая возобновляемые источники энергии до 2030 года, приведен в первой главе данной работы.

В данной главе рассмотрены два сценария возможного развития Монгольской ЭЭС в зависимости от того, куда будет присоединена система тягового электроснабжения. На первом этапе электрификации АО УБЖД потребуются от ЭЭС Монголии 229 МВт активной и 105 МВАр реактивной мощностей.

Первый сценарий состоит в том, что четыре тяговых подстанции северной части железной дороги будут подсоединены к существующим подстанциям на напряжение 110 кВ. Второй сценарий состоит в присоединении к узлам ЭЭС Монголии на напряжении 220 кВ. На Рисунке 3.2 показан фрагмент расчетной схемы при присоединении тяги на 110 кВ, по первому сценарию.

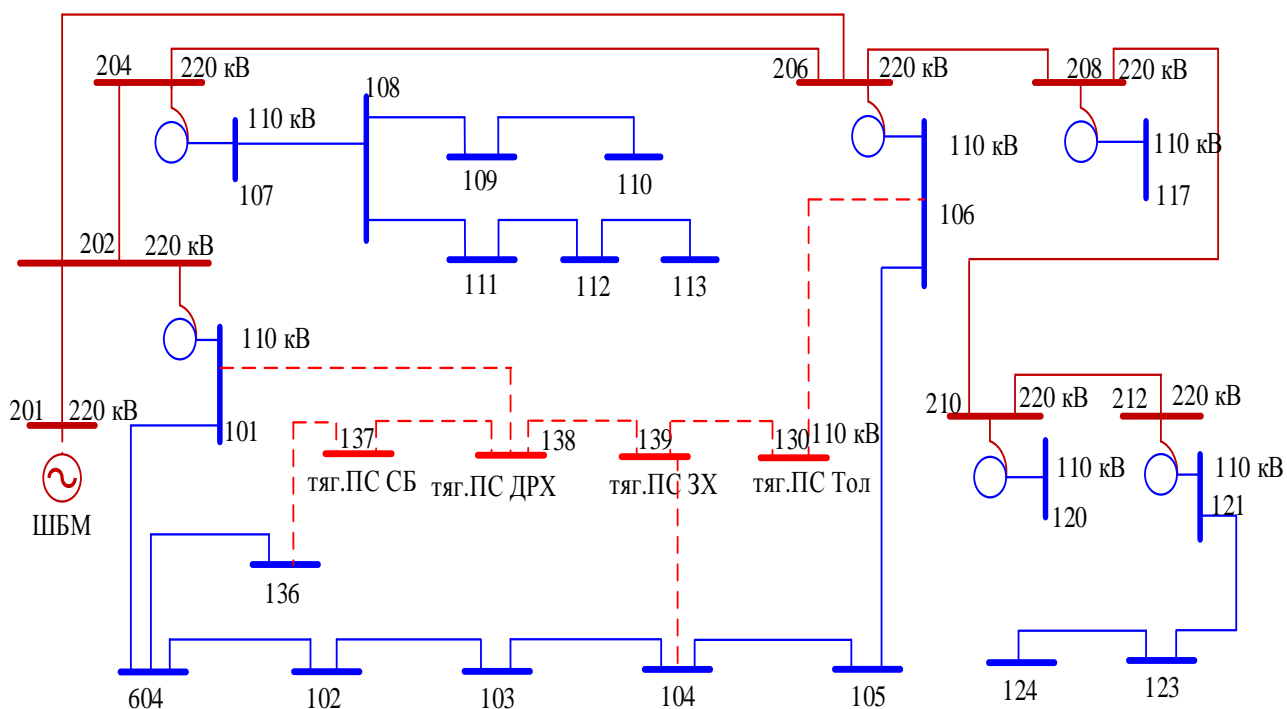


Рисунок 3.2 – Фрагмент расчетной схемы тягового электроснабжения на 110/25 кВ

Расчет режима при максимальных нагрузках показал, что энергобаланс в системе поддерживается за счет импорта активной мощности от балансирующего узла Селендум в размере 146,6 МВт, покрывая тем самым разницу между потребляемой мощностью (1360,0 МВт) и вырабатываемой собственной станцией мощностью (1213,4 МВт) (Таблица 3.5). По реактивной мощности энергосистема Монголии в целом почти самобалансирована, однако, этот баланс не соблюдается в локальных частях энергосистемы, что требует дополнительного научного исследования.

Таблица 3.5 – Результаты балансирования режима

Баланс мощностей	P, МВт	Q, МВАр
Вырабатываемая мощность	1213,4	389,0
Импортируемая мощность	146,6	20,0
Потребляемая мощность	1360,0	389,0

Потери в сетях 110 и 220 кВ приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Потери мощностей в сетях 110 кВ и 220 кВ

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	110	30,09	30,06	0,03	0,00			-56,50	61,15	0,74	-118,39
2	220	18,32	17,07	1,26	0,00			-68,94	80,15	56,73	-205,82

Суммарные потери активной мощности составляют  $\Delta P_{\Sigma} = 48,42$  МВт, а в процентах 3,29%.

Наименьшие напряжения наблюдаются в следующих узлах сети 110 кВ, которые в дальнейшем выбраны в качестве приоритетных узлов для установки компенсирующих устройств (Таблица 3.7).

Таблица 3.7 – Приоритетные узлы для установки компенсирующих устройств

Номер узла	Напряжение U, кВ
103	103,05
104	100,68
109	99,23
110	95,20
111	101,56
112	96,37
113	91,80
123	105,49
124	102,55
139	100,07

Второй сценарий развития ЭЭС Монголии после присоединения тяговых нагрузок к узлам электрической сети 220 кВ представлен на Рисунке 3.3.

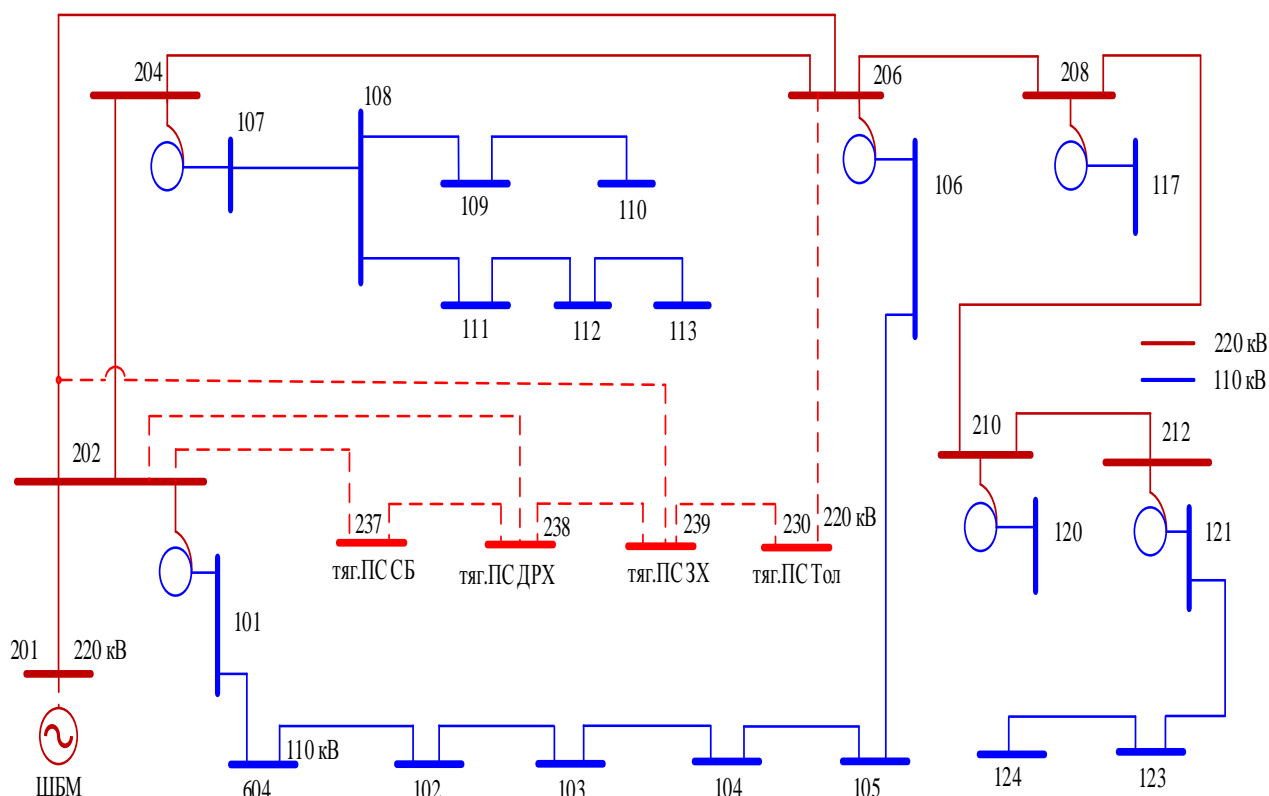


Рисунок 3.3 – Фрагмент расчетной схемы тягового электроснабжения на 220/25кВ

Энергетический баланс системы представлен в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Результаты балансирования режима

Баланс мощностей	$P$ , МВт	$Q$ , МВАр
Вырабатываемая мощность	1213,4	314,1
Импортируемая мощность	136,6	26,2
Потребляемая мощность	1350,0	342,0

Из представленной Таблицы видно, что дефицит активной мощности, который покрывается за счет импорта электроэнергии, остался примерно тем же, даже немного сократился с 146,6 МВт до 136,6 МВт. Потребляемая реактивная мощность сократилась с 389 МВАр до 342 МВАр. Снизилась также вырабатываемая реактивная мощность с 389 МВАр до 314 МВАр. Это обусловлено, по-видимому, тем, что лучше используется реактивная мощность, генерируемая линиями. Дефицит реактивной мощности сохраняется и

составляет 26,2 МВАр. Потери мощности в сети 110 и 220 кВ приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Потери мощностей в сети 110 кВ и 220 кВ

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	110	17,87	17,82	0,04	0,00			-60,55	35,72	0,88	-97,14
2	220	20,66	19,40	1,26	0,00			-112,00	87,65	62,87	-262,52

Суммарные потери активной мощности в системе в этом сценарий снизились с 48,42 МВт до 38,53 МВт, который составляет **2,85 %**. Таким образом, суммарные потери активной мощности в системе по второму сценарию снижаются на 21% по сравнению с первым сценарием (при присоединении тяговых подстанций к сети 110 кВ). Иначе говоря, потери снижаются на одну пятую. Однако суммарные потери реактивной мощности возрастают с 125 МВАр до 176 МВАр. Это обусловлено тем, что источники реактивной мощности находятся на низком напряжении, поэтому реактивной мощности приходится преодолевать трансформацию напряжения, чтобы достичь тяговых подстанции, присоединенных на стороне 220 кВ.

В этой схеме для дальнейшей оптимизации выбраны следующие узлы с заниженными напряжениями (Таблица 3.10).

Таблица 3.10 – Приоритетные узлы для установки КУ

Номер узла	Напряжение U, кВ
110	94,31
111	100,96
112	95,67
113	91,01
120	103,62
122	106,51
123	100,82
124	97,49

### 3.4 Оптимизации режимов электрической сети по реактивной мощности

Одной из задач оптимизации является выбор метода, позволяющего из множества допустимых решений выбрать такие, при которых значения управляемых параметров удовлетворяют заданным ограничениям и обращают в максимум или минимум целевую функцию. Общие методы нахождения экстремума функции при наличии ограничений рассматриваются с использованием теории математического программирования. Этот раздел математики включает линейное программирование, нелинейное программирование, динамическое программирование, стохастическое программирование [68-70].

Задача оптимизации сводится к отысканию экстремума

$$f_{\text{ОПТ}} = \min f(x, y) \quad (3.4)$$

с учетом уравнений связи между зависимыми и независимыми переменными

$$W(x, y) = 0, \quad (3.5)$$

которые часто рассматриваются как ограничения в форме равенств.

В качестве уравнений связи используются уравнения, описывающие установившийся режим электрической системы, например, уравнения узловых напряжений.

$$[\underline{Y}]\underline{U} = \begin{pmatrix} \underline{S} \\ \underline{U} \end{pmatrix} \quad (3.6)$$

Далее они будут обозначаться как УУН. В связи с тем, что УУН являются нелинейными, отыскание зависимых переменных

$$y = W(x) \quad (3.7)$$

связано с задачей расчета режима электрической системы посредством решения УУН. Для нелинейной системы УУН невозможно в явной форме представить зависимость. Это удастся сделать в упрощенной постановке задачи, например, если напряжения в правых частях системы принять известными. При этом

$$\underline{I}_i = \frac{\underline{S}_i}{\underline{U}_i^0} - \underline{Y}_{i\sigma} \underline{U}_\sigma \quad (3.8)$$

В данном случае УУН можно записать в виде



$$|\underline{Y}| \cdot \underline{U} = \underline{I}, \quad (3.9)$$

или через обратную матрицу проводимостей

$$\underline{U} = |\underline{Y}|^{-1} \underline{I}, \quad (3.10)$$

где  $\underline{I}$  – вектор токов узлов, состоящий из подвекторов для генерирующих  $\underline{I}_G$  и нагрузочных  $\underline{I}_H$  узлов;  $\underline{U}$  – вектор напряжений узлов, аналогично состоящий из подвекторов  $\underline{U}_G$  и  $\underline{U}_H$ .

В такой постановке удастся выразить целевую функцию  $f(x)$  только через независимые переменные, так как для любого значения  $\underline{P}_G^0$ ,  $\underline{Q}_G^0$  можно найти токи  $\underline{I}_G^0$ ,  $\underline{I}_H^0$  из (3.8) и напряжения узлов  $\underline{U}_G^0$ ,  $\underline{U}_H^0$  из (3.10) и формулы

$$\underline{S}_\sigma = \underline{U}_\sigma \left( \sum_{j=1}^m \left( \frac{\underline{S}_{\sigma j}}{\underline{U}_{\sigma j}} \right) - \sum_{i=1}^m \left( \frac{\underline{S}_{\sigma i}}{\underline{U}_{\sigma i}} \right) \right)$$

вычислить активную мощность балансирующего узла  $\underline{P}_\sigma = \text{Re}(\underline{S}_\sigma)$ .

Это позволяет определить

$$f^0 = f(x^0) = f_1(\underline{P}_1^0) + \dots + f_n(\underline{P}_n^0) + f(\underline{P}_\sigma^0). \quad (3.11)$$

Оптимальный режим должен удовлетворять системе режимных ограничений, в общем виде записанных как неравенства

$$x_{i \min} \leq x_i \leq x_{i \max}; \quad (3.12)$$

$$y_{j \min} \leq y_j \leq y_{j \max}; \quad (3.13)$$

$$z_{s \min} \leq z_s(x, y) \leq z_{s \max}. \quad (3.14)$$

Здесь представлены ограничения на независимые переменные (3.12) вида

$$\underline{P}_{\sigma i}^{\min} \leq \underline{P}_{\sigma i} \leq \underline{P}_{\sigma i}^{\max} \quad (3.15)$$

$$\underline{Q}_{\sigma i}^{\min} \leq \underline{Q}_{\sigma i} \leq \underline{Q}_{\sigma i}^{\max} \quad (3.16)$$

Зависимые переменные (3.13) вида

$$\underline{U}_{\sigma i}^{\min} \leq \underline{U}_{\sigma i} \leq \underline{U}_{\sigma i}^{\max} \quad (3.17)$$

А также ограничения (3.14) на некоторые функциональные зависимости. Под  $z_s$  понимаются переменные, являющиеся функциями  $x$  и  $y$ . Их вычисление не требуется для определения целевой функции, однако

необходимо для контроля допустимости режима электрической системы. Примером таких ограничений являются неравенства вида

$$\begin{aligned} |I_l| &\leq J_l^{don} \\ \underline{P}_l &\leq P_l \leq \overline{P}_l \end{aligned} \quad (3.18)$$

Для дальнейших рассуждений введем следующие понятия. Линия равного уровня целевой функции – геометрическое место точек в пространстве независимых переменных  $x_i$ , в которых целевая функция имеет одно и то же значение  $f = const$ . На Рисунке 3.4 показаны проекции линий равного уровня на плоскость  $x_i, x_j$  для двумерной задачи. Каждая из систем неравенств (3.12) – (3.14) определяет некоторую допустимую область  $D_x, D_y, D_z$ . Например, в пространстве переменных  $x_i$  область  $D_x$  имеет вид  $N$ -мерного параллелепипеда с граничными поверхностями  $I$  (для двумерного случая — параллелограмм). Результирующая область допустимых нормальных режимов  $D$ , удовлетворяющих всем перечисленным ограничениям, определяется пересечением областей

$$D = D_x \cap D_y \cap D_z \quad (3.19)$$

На Рисунке 3.4 области  $D_y$  и  $D_z$  ограничены соответственно поверхностями II и III.

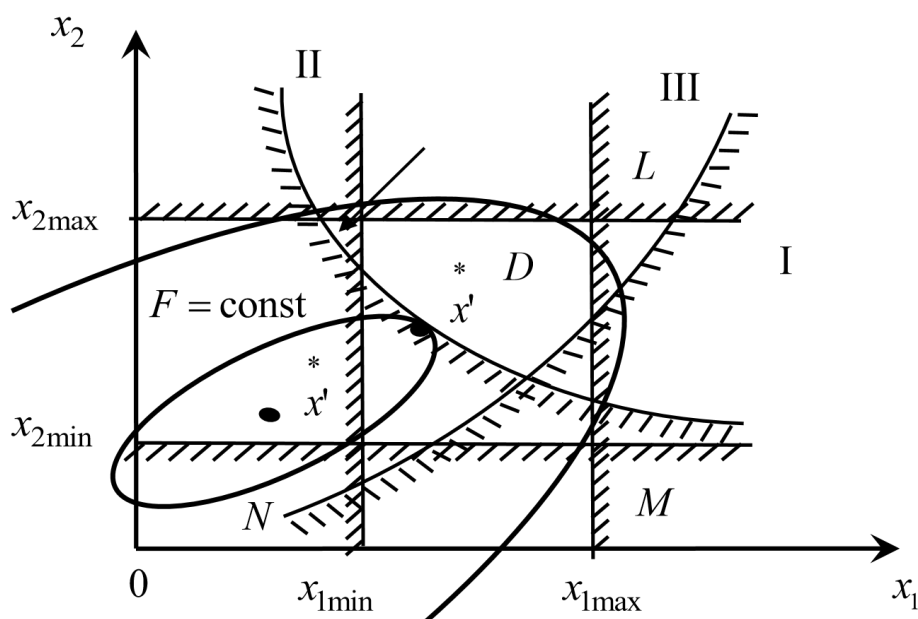


Рисунок 3.4 – Допустимая область, абсолютный и относительный экстремумы

Область  $D$  называется выпуклой в  $N$ -мерном пространстве, если для любой пары точек данной области  $x_1 \in D$  и  $x_2 \in D$  отрезок прямой линии, соединяющей эти точки, также полностью принадлежит области  $D$ .

Абсолютным минимумом называется точка экстремума функции  $F(x)$  без учета ограничений в форме неравенств (точка  $x^*$  на Рисунке 3.4)

Условным (относительным) экстремумом называется точка  $x'^*$  на границе области  $D$ , где функция  $F(x)$  принимает минимальное значение внутри области  $D$ . Точка  $x'^*$  и соответствующее ей значение целевой функции  $f(x'^*)$  часто называются оптимальным решением задачи. Если целевая функция унимодальна (имеет один экстремум), т. е. в любой точке  $x \in D$  значение  $f(x) > f(x'^*)$ , то оптимальное решение является глобальным. Если функция мультимодальна (многоэкстремальна в  $D$ ), то найденное экстремальное решение необязательно глобальное. Здесь следует различать глобальный и локальные экстремумы. Алгоритмы нелинейного программирования в общем случае дают лишь локальные решения (не гарантируют глобальный оптимум). Попадание в тот или иной экстремум зависит от двух обстоятельств: от исходного приближения  $x^0$  и от метода отыскания экстремума.

Все дальнейшие рассуждения будут относиться к отысканию минимума целевой функции, но они справедливы и для отыскания максимума, так как последний всегда можно рассматривать как минимум целевой функции, взятой со знаком минус. Большинство практических задач имеет унимодальные функции, и проблема отыскания глобального минимума среди множества локальных не возникает. Более того, чаще всего целевые функции выпуклы. Выпуклые вниз функции всюду на участке между любыми точками  $x_1$  и  $x_2$  принимают значения меньше, чем значения, полученные линейной интерполяцией с использованием значений  $f(x_1)$  и  $f(x_2)$ . При этом следует иметь в виду, что всякая выпуклая функция унимодальна (но не наоборот). Среди ограничений (3.12) - (3.14) можно выделить активные и пассивные. Если в точке  $x'^*$  тот или иной параметр принимает граничное значение, то

соответствующее ему ограничение называется активным (ограничение II на Рисунке 3.4), остальные же ограничения – пассивными. В принципе, пассивные ограничения можно не учитывать в ходе оптимизации, однако заранее неизвестно, какие из ограничений являются активными, а какие — пассивными, и только поэтому приходится рассматривать всю совокупность ограничений. Безусловно, если заведомо известно, что некоторое ограничение никогда не будет нарушено, то его не следует вводить в задачу.

Охарактеризуем методы отыскания абсолютного экстремума, поскольку они имеют первостепенное значение в нелинейном программировании. Это важно еще и потому, что многие задачи на относительный экстремум в конечном итоге удается свести к задачам на абсолютный экстремум (пути этого перехода показаны далее).

Выбор наиболее рационального алгоритма для оптимизации режима энергосистемы является важной задачей, так как для управления режимами с помощью ЭВМ в реальном времени необходимо обеспечить высокое быстродействие программ, реализующих алгоритм. Это быстродействие зависит не только от скорости вычислений ЭВМ, но и от математического метода, заложенного в алгоритм. Кроме того, различные методы неодинаковы по объему запоминаемой промежуточной информации, что также немаловажно при разработке программ оптимизации.

### 3.4.1 Градиентный метод

Сущность метода градиента используемого при нахождении минимума целевой функции  $f(x)$  состоит в том, чтобы, начиная с начального приближения независимых неизвестных  $Y_1^{(0)}, Y_2^{(0)}, \dots, Y_n^{(0)}$  перейти к первому приближению  $Y_1^{(1)}, Y_2^{(1)}, \dots, Y_n^{(1)}$  затем ко второму и последующим, следовательно, чтобы функция  $f(x)$  убывала при переходе к каждому следующему приближению. Переход от  $i$  - го к  $i+1$  - му приближению осуществляется по направлению, обратному градиенту, по выражениям



алгоритмы, использующие концепцию роевого интеллекта, алгоритмы, основанные на иных механизмах живой и неживой природы.

Среди стохастических методов оптимизации особенно хорошо зарекомендовали себя на практике методы, использующие закономерности и принципы, заимствованные у самой природы, такие как методы эволюционной оптимизации, методы роевого интеллекта, алгоритмы имитации отжига. Первые две группы относятся к как называемым популяционным методам, поскольку используют системы, состоящие из агентов (популяций агентов).

Как правило, под агентом понимается некоторая точка в пространстве поиска решений задачи, а процесс оптимизации заключается в перемещении агентов в этом пространстве. При этом методы эволюционной оптимизации предполагают создание на каждом шаге новых популяций агентов с учетом опыта, полученного предыдущими популяциями. Методы роевого интеллекта используют некоторые правила, задающие косвенный обмен информацией между агентами. Алгоритмы роевого интеллекта принципиально отличаются от эволюционных, поскольку не требуют создания на каждом шаге новых популяций путем отбора и скрещивания агентов предыдущей популяции, а используют коллективные децентрализованные перемещения агентов одной популяции, без процедур отбора, уничтожения старых и порождения новых агентов. Способ определения, относится ли тот или иной популяционный алгоритм к роевому интеллекту, предложен в [71-73]: в формулах, задающих поведение (перемещения, миграцию) агентов роя, должен присутствовать объект, обеспечивающий косвенный обмен информацией между агентами.

Роевой интеллект включает в себя следующие алгоритмы:

- алгоритм гравитационного поиска;
- алгоритм колонии муравьев;
- алгоритм летучих мышей;
- алгоритм роения бактерий;
- алгоритм роя пчел;
- алгоритм роя частиц;
- алгоритм светлячков;
- гармонический поиск;

- интеллектуальные капли воды;
- обезьяний алгоритм;
- поиск косяком рыб;
- электромагнитный поиск.

Введем следующие обозначения [72]:

$f(X)$  – скалярная целевая функция (фитнесс-функция), для которой требуется найти экстремальное значение;

$X$  – вектор варьируемых параметров;

$D$  – область допустимых значений  $X$ ,  $D \in R|X|$ ;

$G(X)$  – функция, задающая ограничения на  $X$ ;

$|S|$  – количество агентов популяции;

$S = \{s_1, s_2, \dots, s_{|S|}\}$  – множество всех агентов;

$X_{ij}$  – вектор варьируемых параметров  $i$ -й агента на  $j$ -й итерации алгоритма;

$X^{opt}$  – наилучшее значение вектора варьируемых параметров;

$f^{opt}$  – наилучшее значение целевой функции;

$\varphi(X) = W(X)$  – значение фитнесс-функции в положении  $X$  (фитнесс агента).

Рассматривается задача максимизации, которая легко сводится к задаче минимизации:

$$f^{opt} = f(X^{opt}) = \max_{XD} f(X) \quad (3.22)$$

На основании проведенного анализа [72-73] предлагается единая схема обобщенного описания алгоритмов роевого интеллекта, предполагающая представление алгоритма в следующем виде:

$$SI = \{S, M, A, P, I, O\}, \quad (3.23)$$

где  $S$  – множество агентов роя (частиц);  $M$  – объект для обмена опытом между агентами  $S$ ;  $A$  – правила работы роевого алгоритма;  $P$  – параметры, используемые в правилах  $A$ ;  $I$  и  $O$  – порты (входы и выход) роевого

алгоритма, посредством которых он взаимодействует с окружающей средой и управляющей системой.

Любой алгоритм роевого интеллекта включает в себя следующие этапы, определяемые правилами  $A$ :

- 1) инициализация начальных состояний агентов  $S$ ;
- 2) вычисление фитнес-функции для каждого агента;
- 3) миграция (перемещение) агентов  $S$  с учетом правил  $A$ , вектора параметров  $P$  и объекта обмена опытом между агентами  $M$ .

По этой схеме и будут даны описания алгоритмов роя пчел, роя частиц, колонии муравьев и алгоритма поиска косяком рыб.

Каждый из этих алгоритмов имеет большое количество модификаций, поэтому даются базовые описания.

В 1995 году Дж. Кеннеди и Р. Эберхарт предложили алгоритм роя частиц, для оптимизации непрерывных целевых функций [74].

Сущность метода заключается в перемещении частиц в пространстве решений. При решении оптимизационной задачи функции вида  $f(X)$ , где  $X$  – вектор варьируемых параметров, которые могут принимать значения из некоторой области  $D$ . Каждая из частиц в каждом моменте времени может характеризоваться параметром  $X$  из области  $D$  (координатами точки в пространстве решений) и значением оптимизируемой целевой функции  $f(X)$ . В это же время каждая частица “помнит” самую лучшую точку в пространстве решений, в которой была, и стремится в нее вернуться, но подчиняется также закону инерции и имеет склонность к незначительным стохастическим изменениям в направлении движения. Но этих правил недостаточно для перехода к системе, так как не заданы связи между элементами. В качестве связи между частицами используется так называемая общая память, благодаря которой каждая частица знает координаты наилучшей точки среди всех остальных, в которых была любая частица роя. В результате на движение частицы влияют стремление к своему наилучшему положению, стремление к наилучшему среди всех частиц положению, инерционность и случайные отклонения.



Алгоритм завершается при достижении заданного числа итераций, или при достижении удовлетворяющего решения, или при истечении времени, отведенного на работу. Следовательно, алгоритм роя частиц можно записать следующим образом:

1. Случайно распределить частицы в области решения, назначить нулевые начальные скорости.
2. Значения оптимизируемой функции по каждой частице с обновлением при необходимости локальных и глобальных лучших решений.
3. Вычислить новые значения скоростей по каждой частице.
4. Вычислить новые координаты частиц.
5. Если выполнено условие завершения, закончить алгоритм, иначе перейти на шаг 2.

Результатом работы алгоритма должно быть лучший глобальный экстремум, в данном случае минимум.

Согласно формуле (3.23), алгоритм роя частиц  $PSO = \{S, M, A, P, I, O\}$ .

1. Множество агентов (частиц)  $S = \{s_1, s_2, \dots, s_{|S|}\}$ ,  $|S|$  – количество частиц.

На  $j$ -й итерации  $i$ -я частица характеризуется состоянием  $s_{ij} = \{X_{ij}, V_{ij}, X^{best}_{ij}\}$ ,

где  $X_{ij} = \{x^1_{ij}, x^2_{ij}, \dots, x^l_{ij}\}$  – вектор варьируемых параметров (положение частицы),  $V_{ij} = \{v^1_{ij}, v^2_{ij}, \dots, v^l_{ij}\}$  – вектор скоростей частицы,

$X^{best}_{ij} = \{b^1_{ij}, b^2_{ij}, \dots, b^l_{ij}\}$  – наилучшее по значению фитнес-функции положение частицы среди всех положений, которые она занимала в процессе работы алгоритма от 1-й до  $j$ -й итераций,  $l$  – количество варьируемых параметров.

2. Вектор  $M = X^{best}_j$  – наилучшее значение вектора варьируемых параметров, которое было получено среди всех частиц от 1-й до  $j$ -й итерации алгоритма. Этот вектор обеспечивает косвенный обмен опытом между частицами.

3. Алгоритм  $A$  описывает механизмы функционирования роя частиц. Существуют различные модификации этого алгоритма. Далее представлено описание базового алгоритма.

3.1. Генерация начальных положений и скоростей ( $j = 1$ ):

$$X_{i1} = rand(G(X)), i = 1, \dots, |S|,$$

где  $rand(G(X))$  – вектор равномерно распределенных случайных величин, отвечающих ограничениям на область поиска;

$$V_{i1} = rand(-V_{max}, V_{max}), i = 1, \dots, |S|,$$

где  $rand(-V_{max}, V_{max})$  – вектор равномерно распределенных случайных величин в диапазоне  $(-V_{max}, V_{max})$ .

$$X_{i1}^{best} = X_{ij}, i = 1, \dots, |S|.$$

Произвольно выбирается наилучшая позиция (при вычислении фитнес-функций будет определена действительно наилучшая позиция):

$$X_1^{best} = X_{11}.$$

3.2. Вычисление фитнес-функций и определение наилучшего положения.

$$X_{ij}^{best} = X_{ij}, \varphi(X_{ij}^{best}) < \varphi(X_{ij}), i = 1, \dots, |S|,$$

$$X_j^{best} = X_{ij}, \varphi(X_j^{best}) < \varphi(X_{ij}), i = 1, \dots, |S|.$$

Вычисление  $\varphi(X) = f(X)$  происходит во внешней среде, с помощью обмена данными по обратной связи ( $Ioc$ ,  $Ooc$ ).

3.3 Перемещения частиц:

$$V_{ij+1} = V_{ij}\omega + \alpha_1(X_{ij}^{best} - X_{ij})rnd_1 + \alpha_2(M - X_{ij})rnd_2, i = 1, \dots, |S|,$$

$$V_{ij+1} = \begin{cases} V_{ij+1}, -V_{max} \leq V_{ij+1} \leq V_{max} \\ -V_{max}, V_{ij+1} \leq V_{max} \\ V_{max}, V_{ij+1} \geq V_{max} \end{cases}, i = 1, \dots, |S|,$$

$$X_{ij+1} = \begin{cases} X_{ij} + V_{ij+1}, G(X_{ij} + V_{ij+1}) = 1 \\ X_{ij}, G(X_{ij} + V_{ij+1}) = 0 \end{cases}, i = 1, \dots, |S|,$$

где  $rnd_1$  и  $rnd_2$  – случайные числа, равномерно распределенные в интервале  $[0,1)$ ,  $G(X)$  здесь используется как предикат, который показывает, принадлежит ли  $X$  области допустимых значений  $D$ .

3.4. Если на  $j$ -ой итерации выполнено условие остановки, то значение  $X_{final}^{best} = X_j^{best}$  подается на выход  $O_1$ . Иначе происходит переход к итерации 2.

4. Вектор  $P = \{\alpha_1, \alpha_2, \omega\}$  – коэффициенты алгоритма  $A$ , которые используются в формуле и влияют на перемещения частиц в пространстве поиска. Коэффициенты  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  определяют, соответственно, степень учета индивидуального и группового опыта агентов. Коэффициент  $\omega$  характеризует инерционные свойства частиц.

5. Идентификаторы  $I$  и  $O$  – описанные выше вход и выход роя, которые не зависят от реализации алгоритмов роевого интеллекта.

Математическая формулировка однокритериальной оптимизационной задачи может быть, сформулирована таким образом [75-76]

$$f(Q_k) = C_{\Delta P} + C_{Q_k} \rightarrow \min$$

$$Q_k = \{Q_{k1}, Q_{k2}, Q_{k3}, \dots, Q_{kn}\}$$

$$\text{при ограничениях} \quad 0,1 \leq \text{tg} \varphi \leq 0,5$$

$$0 \leq Q_{ki} \leq Q_i, \quad i = 1, 2, \dots$$

где  $C_{\Delta P}$  – затраты на потери активной мощности;  $C_{Q_k}$  – затраты на компенсирующие устройства;  $Q_{ki}$  – мощность компенсирующих устройств в  $i$ -м узле;  $Q_i$  – реактивная мощность нагрузки в  $i$ -м узле.

### **3.5 Оптимизация режимов и сравнительный анализ методов градиента и роя частиц**

На первоначальном этапе, в параграфе 3.3. выбраны приоритетные узлы, в которых целесообразна установка компенсирующих устройств (КУ) для первого и второго сценариев присоединения тяговых нагрузок (Таблицы 3.7 и 3.10).

Оптимизация режима по реактивной мощности для сравнения этих двух схем проведена двумя методами: с помощью градиентного метода и метода роевого интеллекта.

В результате решения оптимизационной задачи определены оптимальные мощности КУ в приоритетных узлах, которые сведены в Таблицу 3.11.

Таблица 3.11 – Оптимальные мощности компенсирующих устройств по разным методам для 10 узлов

Номер узла	Реактивная мощность нагрузки, МВАр	Рекомендуемая мощность КУ, МВАр	
		Градиентный метод	Метод роя частиц
103	0,2	8,85	0
104	1,0	4,46	0
109	2,6	0,85	0
110	1,5	0	0
111	2,5	4,90	8,37
112	1,0	0,85	0
113	1,5	0	0
123	2,0	6,04	3,00
124	1,5	0	0
139	42,0	54,15	58,05
Итоговая мощность КУ, МВАр		80,10	69,42
Потери в сети $\Delta P$ , МВт		45,82	45,64

Результат решения первой оптимизационной задачи показал, что КУ достаточно установить только в 5 узлах, с номерами 103, 104, 111, 123 и 139 из предлагаемых 10 узлов с минимальными напряжениями. Сравнение методов градиента и роя частиц показало, что данная целевая функция (фитнесс функция) не является унимодальной, так как алгоритм роевого интеллекта нашел более глубокий минимум 45,64 МВт против 45,82 МВт у градиентного метода [77]. Как показано в параграфе 3.4, попадание в тот или иной экстремум мультимодальной целевой функции зависит от двух обстоятельств: от исходного начального приближения  $x^0$  и метода поиска экстремума. Известно, что градиентный метод при некотором начальном приближений  $x^0$  “скатывается” в ближайший минимум и “застревает” в нем. Этого недостатка лишен алгоритм роевого интеллекта, который обследует пространство всех возможных решений и сравнивает их для определения глобального минимума.

Далее подобным образом (двумя методами) была решена задача для 5 узлов из предыдущей задачи оптимизации, результаты которой сведены в Таблицу в 3.12.

Таблица 3.12 – Оптимальные мощности компенсирующих устройств по разным методам для 5 узлов

Номер узла	Рекомендуемая мощность КУ, МВАр	
	Градиентный метод	Метод роя частиц
103	7,87	0
104	26,15	0
111	7,92	8,27
123	2,16	3,09
139	28,09	57,73
Итоговая мощность КУ, МВАр	72,19	69,09
Потери в сети $\Delta P$ , МВт	45,73	45,33

Можно отметить, что метод роя частиц исключает дополнительно два узла, 103 и 104. При этом величина снижения потерь изменяется до 45,33 МВт, по сравнению с предыдущим расчетом.

Для второго сценария выполнены аналогичные расчеты при присоединении тяговых нагрузок на 220 кВ. Результаты расчета сведены в Таблицу в 3.13.

Таблица 3.13 – Оптимальные мощности компенсирующих устройств по разным методам для 8 узлов

Номер узла	Реактивная мощность нагрузки Q, МВАр	Рекомендуемая мощность КУ, МВАр	
		Градиентный метод	Метод роя частиц
110	1,5	0	0
111	2,5	9,52	8,60
112	1,0	0	0
113	1,5	0	0
120	3,0	24,2	31,99
122	0,4	6,48	4,42
123	2,0	0	0
124	1,5	0	0
Итоговая мощность КУ, МВАр		33,72	40,59
Потери в сети $\Delta P$ , МВт,		36,51	36,48

Анализ показывает, что оба метода предлагают оставить для дальнейшего рассмотрения три узла из восьми. И в этом случае метод роя частиц нашел более глубокий минимум для суммарных потерь активных мощностей, который составил 36,48 МВт против 36,51 МВт по градиентному методу.

По результатам первой оптимизации были выбраны 3 узла из предыдущих 8 узлов, и заново проведена оптимизация по реактивной мощности. В результате решения оптимизационной задачи определены оптимальные мощности КУ для схемы при присоединении тяговых нагрузок к сети 220 кВ в выбранных приоритетных узлах, которые сведены в Таблицу 3.14.

Таблица 3.14 – Оптимальные мощности компенсирующих устройств по разным методам для 4 узлов

Номер узла	Рекомендуемая мощность КУ, МВАр	
	Градиентный метод	Метод роя частиц
111	10,96	8,38
120	28,41	30,74
122	4,71	4,74
Итоговая мощность КУ, МВАр	44,08	43,86
Потери в сети $\Delta P$ , МВт	36,65	36,29

Результаты расчетов показывают, что решение градиентного метода уступает решению метода роя частиц.

Эффективность градиентного метода снижается при увеличении количества узлов, поскольку градиентный метод требует на каждом шаге учета градиента, рассчитываемого по частным производным по всем управляемым переменным. Алгоритм роя частиц проще в применении, поскольку не требует вычисления производных. Графическая интерпретация сравнения результатов приведена на Рисунке 3.5.

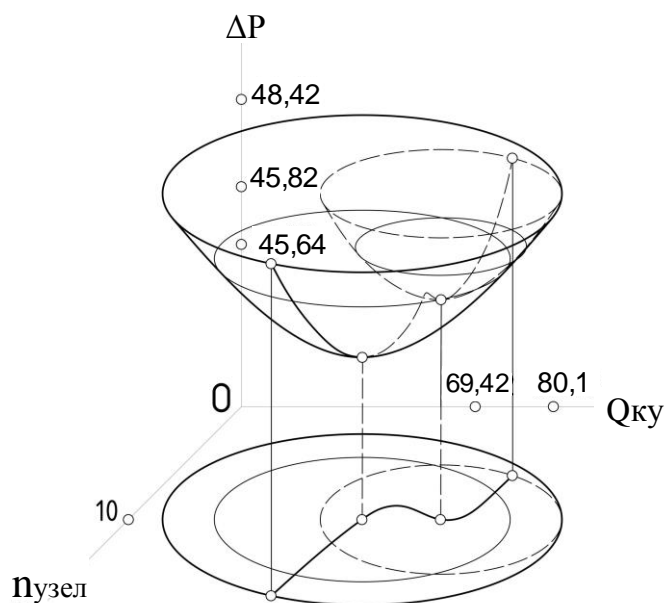


Рисунок 3.5 – Поиск глобального минимума целевой функции

Из Рисунка 3.5 видно, что и в данном случае метод роя частиц находит более глобальный минимум по потерям активной мощности.

### 3.6 Оценка статической устойчивости Монгольской ЭЭС при электрификации железной дороги

Для обеспечения устойчивости система должна работать с некоторым запасом, характеризуемым коэффициентом запаса  $K_s$ , т.е. при таких параметрах режима, которые отличаются (в  $K_s > 1$  раз) от критических.

Величина запаса статической устойчивости имеет существенное практическое значение. При изменениях режима системы он может приближаться к режиму, предельному по статической устойчивости. Такое приближение режима к предельному называется ухудшением или утяжелением режима. Имеющийся в данном режиме запас статической устойчивости определяет меру возможности ухудшения режима до нарушения статической устойчивости [77]. Статическая апериодическая устойчивость ЭЭС Монголии в ее нынешнем состоянии представлена на Рисунке 3.6.

Рисунок 3.6 – Статическая устойчивость, определенная с помощью ПКВ АНАРЭС

До присоединения тяговых нагрузок коэффициент запаса активной мощности в сечении по линии 220 кВ между шиной бесконечной мощности - Селендум и Дарханской подстанции:

$$K_P = \frac{P_{np} - (P + \Delta P_{нк})}{P_{np}} \cdot 100\% = \frac{282,74 - (69,96 + 22)}{282,74} \cdot 100\% = 67,47\%$$

коэффициент запаса по напряжению в точке утяжеления:

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U} \cdot 100\% = \frac{116,62 - 74,31}{116,62} \cdot 100\% = 36,28\%$$

Коэффициент запаса активной мощности и коэффициент запаса по напряжению в точке утяжеления в том же сечении после присоединения по первому сценарию к сети 110 кВ (Рисунок 3.7).

Рисунок 3.7 – Статическая устойчивость, определенная с помощью ПКВ АНАРЭС по первому сценарию присоединения тяговых нагрузок



$$K_P = \frac{P_{np} - (P + \Delta P_{нк})}{P_{np}} \cdot 100\% = \frac{354,65 - (144,35 + 28)}{354,65} \cdot 100\% = 51,40\%$$

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U} \cdot 100\% = \frac{110,34 - 96,59}{110,34} \cdot 100\% = 12,46\%$$

Коэффициент запаса активной мощности и коэффициент запаса по напряжению в точке утяжеления в том же сечении после присоединения по второму сценарию к сети 220 кВ и результаты расчета представлены на Рисунке 3.8.

Результаты по сечению		Результаты по траектории	
Сальдо начального режима:	135,42	Ртр (отправная система)	0,00
Предел по статической устойчивости:	364,50	Qтр (отправная система)	0,00
Предел с контролируемыми ограничениями:	364,50	Ртр (принимающая система)	194,06
Мощность нерегулярных колебаний	28,00	Qтр (принимающая система)	64,63
Запас статической устойчивости, %	55,166		
Максимальный допустимый переток			
Kз=1,2	263,60	Kз=1,10	300,05
Kз=1,15	281,82	Kз=1,08	307,34
Рmax (K=1,2) с огр.	263,60	Рmax (K=1,08) с огр.	307,34

Не сходимость установившегося режима

Рисунок 3.8 – Статическая устойчивость, определенная с помощью ПВК АНАРЭС по второму сценарию присоединения тяговых нагрузок

$$K_P = \frac{P_{np} - (P + \Delta P_{нк})}{P_{np}} \cdot 100\% = \frac{364,50 - (135,42 + 28)}{364,50} \cdot 100\% = 55,16\%$$

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U} \cdot 100\% = \frac{110,43 - 93,05}{110,43} \cdot 100\% = 15,73\%$$

Расчеты статической устойчивости Монгольской ЭЭС показали, что присоединение тягового электроснабжения снижает коэффициент запаса статической устойчивости до 15%. При этом снижение статической устойчивости при присоединении тяги по первому сценарию больше [77]. Тем не менее, коэффициент запаса статической устойчивости по мощности остается достаточно большим, и превышает нормируемые 20%.

Однако коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в точке утяжеления снижается до 12% для первого сценария и до 15% для второго сценария присоединения тяги. Эти значения напряжения уже являются предельными для утяжеленных режимов и приближаются к предельно допустимым коэффициентам запаса предаварийного режима по статической устойчивости ЭЭС. Это подтверждает необходимость повышения напряжения в тяговых узлах за счет присоединения дополнительных компенсирующих устройств, выбор которых ранее осуществлялся по соображениям снижения потери активной мощности в электрической сети.

### 3.7 Выводы

1. Рассмотрены два возможных сценария присоединения четырех тяговых подстанций к сети напряжением 110 кВ, либо к сети 220 кВ. При этом обоснована необходимость компенсации реактивной мощности в узлах с пониженными напряжениями. Оптимальное решение найдено двумя методами: градиентным методом и методом роевого интеллекта. Лучший результат показал метод роя частиц.

2. Выполненные исследования и расчеты показывают, что по первому сценарию присоединения системы тягового электроснабжения к сети 110 кВ Монгольской ЭЭС суммарные потери активной мощности могут быть существенно снижены с 48,42 МВт до 45,82 МВт при использовании градиентного метода, и до 45,64 МВт по методу роевого интеллекта. Однако во втором случае рекомендуемые мощности КУ составляет 69,09 МВАр в то время как при градиентном 72,19 МВАр.

3. Аналогичная картина наблюдается и при втором сценарии развития Монгольской ЭЭС, то есть при присоединении тяговых нагрузок к сети 220 кВ. При изменении числа приоритетных узлов (с восьми узлов до трех) метод роя частиц показал результат, как 36,48 и 36,29 МВт. В то время как градиентный метод показал результат хуже – потери увеличились с 36,51 МВт до 36,65 МВт. На основании вышеизложенного можно заключить, что сокращение числа узлов, на которые возможно установка КУ эквивалентно сокращению числа

«степеней свободы». Снижение числа степеней свободы негативно влияет на поиск экстремума для градиентного метода.

4. В связи с присоединением системы тягового электроснабжения произошло утяжеление нормальных режимов Монгольской ЭЭС. Выполненные в данной работе исследования показали, для выбранного сечения по линии 220 кВ между Россией и Монголией коэффициент запаса статической устойчивости по мощности остается более 20%, что соответствует рекомендуемому значению коэффициента запаса по статической устойчивости. Наряду с этим, коэффициент запаса устойчивости по напряжению недостаточен. Таким образом, присоединение дополнительных компенсирующих устройств необходимо не только для снижения потерь, но и для повышения запаса статической устойчивости ЭЭС по напряжению.

## 4 ИССЛЕДОВАНИЕ НЕСИММЕТРИЧНЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПОСЛЕ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ТЯГОВЫХ НАГРУЗОК

### 4.1 Постановка задачи

В настоящее время признано, что несимметричные режимы работы электрических сетей высокого напряжения возникают достаточно часто и оказывают негативное влияние на электропотребителей и технико-экономические показатели электроэнергетических систем. Это негативное влияние состоит в том, что при несимметрии токов уменьшается пропускная способность питающих трехфазных сетей, снижаются технико-экономические показатели синхронных генераторов и трансформаторов, увеличиваются потери активной мощности и электроэнергии, при несимметрии напряжений уменьшается мощность выпрямительных установок, снижается эффективность использования регулирующих устройств, также приводит к ложной работе некоторых видов релейной защиты. В электрических машинах (синхронных генераторах и асинхронных двигателях) возникает вращающееся магнитное поле противоположного направления, по отношению к вращению ротора, вследствие этого появляются токи двойной частоты, а в асинхронных машинах почти двойной частоты. Это обстоятельство приводит к дополнительному нагреву электрических машин и может потребовать снижение их нагрузки из-за теплового перегрева. На основании научной литературы можно полагать, для синхронных генераторов допустимый коэффициент несимметрии по обратной последовательности составляет 1%, для асинхронных двигателей 2%. Однако зарубежные исследования показывают, что для асинхронной машины коэффициент несимметрии уже при величине 1,2% начинает оказывать весьма вредное влияние на режимы работы асинхронного двигателя.

В связи с этим МЭК определяет допустимое значение коэффициента несимметрии в сетях высокого напряжения 1,4%, а в сетях сверхвысокого напряжения 1,2%.

В настоящей главе приведен разработанный метод расчета несимметричных режимов и коэффициента несимметрии по обратной последовательности для электрических сетей, включая модель линии с распределенными параметрами. Выполнен сравнительный анализ влияния двух способов присоединения тяговой нагрузки через трансформатор Скотта и трехфазный трансформатор. Это обусловлено тем, что показано во второй главе настоящей работы можно выделить две группы трансформаторных соединений, которые наилучшим образом реализуют функцию симметрирования от двухфазной системы. При этом трехфазный трансформатор выступает как представитель от группы  $V/V$ ,  $Y/\Delta$ ,  $\Delta/\Delta$ , поскольку он применяется наиболее часто. Трансформатор Скотта, в свою очередь представляет группу трансформаторных соединений названных их авторами Скотта, Вудбриджа и Ле Бланка. Показано влияние коэффициента несимметрии на возникновение дополнительных (добавочных) потерь активной мощности.

В связи с тем, что в главе 3 было показано преимущество присоединения тяговых нагрузок к сети 220 кВ (по второму сценарию), то более подробный анализ несимметричных режимов и их влияние на потери мощности проанализированы только для этого фрагмента сети.

#### **4.2 Причины возникновения несимметричных режимов и их влияние на режимы электроэнергетических систем**

Основными причинами возникновения несимметричных режимов работы электросетей высоких напряжений являются: наличие крупных несимметричных нагрузок, различие параметров фаз у отдельных элементов сети (к несимметричным линиям следует отнести абсолютное большинство реальных линий электропередачи) и неполнофазная работа отдельных устройств. В общем случае все эти причины могут существовать одновременно. В той или иной мере первые две причины существуют практически всегда. Поэтому, строго говоря, рабочие режимы электросети всегда несимметричны. Однако степень несимметрии при этом обычно получается сравнительно небольшой, допустимой, не мешающей рассматривать рабочий режим приблизительно как симметричный. Вместе с тем, получаемая несимметрия

параметров режима должна проверяться как при проектировании, так и в условиях эксплуатации. В любом случае, она всегда ухудшает технико-экономические показатели работы сети.

В настоящее время несимметричные нагрузки могут иметь достаточно большую мощность. Так, например, тяговые нагрузки на подстанциях, от которых получают питание контактные сети переменного тока промышленной частоты, могут достигать 50 МВт и более. Эти нагрузки по существу являются двухфазными, так как контактные провода расходятся в двух противоположных направлениях и могут быть присоединены только в двух фазах; третья получается соединенной с рельсами, т. е. заземленной (со стороны пониженного до 27 кВ напряжения). При этом нагрузки отдельных фаз изменяются во времени практически взаимно независимо. Следует отметить при этом, что такие несимметричные нагрузки существенно отличаются от обычных еще и тем, что достаточно быстро изменяются во времени [78].

При несимметричных режимах различие параметров фаз может быть как временным, так и постоянным (хотя и переменным во времени). Временным оно получается, например, в послеаварийных режимах – до восстановления нормальной полнофазной работы поврежденного элемента сети. Постоянным оно может быть в связи с выполнением линий электропередачи с удлиненными циклами транспозиции проводов. Обычно вызываемая при этом несимметрия параметров оказывается сравнительно малой, но из-за постоянства действия может оказаться нежелательной по тем или иным причинам.

Неэкономичность несимметричных режимов может быть обусловлена дополнительными потерями энергии, за счет экономии которых могут быть оправданы соответствующие симметрирующие устройства или увеличение их мощности. При быстро изменяющихся несимметричных нагрузках большой мощности в отдельных случаях могут потребоваться даже автоматически регулируемые симметрирующие устройства с безынерционно действующими системами регулирования.

Несимметрия токов и напряжений может приводить к ряду нежелательных явлений и ненормальностей в работе систем электроснабжения. Эти явления могут быть как в допустимых пределах, так и за их пределами.

Если в первом случае возникает задача повышения экономичности, то во втором – устранения причин возникновения несимметрии, некоторых ограничений по величине или времени действия, а в некоторых случаях требуется, и применение специальных мер борьбы с этими явлениями.

Обычно несимметрию определяют значениями токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей в разных местах сети. В длительных рабочих режимах эти величины могут достигать значений нескольких процентов соответствующих значений токов и напряжений прямой последовательности. Обычно наибольшие ограничения по техническим условиям имеют место для напряжений обратной последовательности по условиям работы источников питания (вращающихся машин), а также по условиям работы приемников электроэнергии.

Для токов обратной и нулевой последовательностей общим является снижение пропускной способности элементов сети по условиям нагрева и снижение экономичности работы системы электроснабжения. Первое обусловлено увеличением тока в одной фазе, а второе – увеличением потерь активной мощности и энергии в системе электроснабжения в целом, включая и приемники электроэнергии. А общим для напряжений обратной и нулевой последовательностей является «перекос» фаз, т. е. различие фазных значений напряжений с соответствующим дополнительным воздействием на изоляцию. Напряжения обратной последовательности на зажимах генераторов и приемников электроэнергии обычно получаются несколько меньшими, чем в сети, где имеется причина несимметрии, но изменение этих величин по сети может быть сравнительно небольшим, поскольку малыми оказываются токи обратной последовательности.

Токи обратной и нулевой последовательностей могут приводить к неправильной работе релейных защит, которые поэтому должны отстраиваться от них, если последние возникают в нормальных рабочих режимах данной сети. Недопустимые для релейной защиты токи могут возникать на отдельных участках параллельно работающих линий (например, при отключении одного из шести проводов на двухцепной линии). За пределами этого участка сети

несимметрия может быть сравнительно небольшой, не приводящей к нежелательным последствиям.

Перечисленные факторы показывают, что несимметричные режимы должны рассчитываться и анализироваться. Требуется проверка технической допустимости того или иного режима и его экономической целесообразности. В случае технической неприемлемости какого-либо режима должно приниматься решение, связанное с исключением его, или с применением соответствующих мероприятий, в частности симметрирующих устройств.

Выбор наивыгоднейшего решения должен производиться обычным путем: на основе технико-экономического расчета по критерию минимума приведенных затрат. Во многих случаях применение симметрирующего устройства может оказаться экономически выгоднее, чем исключение несимметричного режима. В ряде случаев исключение несимметричного режима оказывается невозможным или нецелесообразным по другим соображениям. Так получается в случае несимметричных тяговых нагрузок.

Расчет несимметричного режима можно выполнять как в фазных координатах (А, В, С), так и в координатах симметричных составляющих (1, 2, 0). Из первого сразу получаются фактические значения параметров режима, зато второй обладает рядом преимуществ и поэтому обычно является предпочтительным [78].

### **4.3 Методы расчета несимметричных режимов и их программные реализации**

**Метод симметричных составляющих.** Преимущество расчета в симметричных координатах в основном два: определение симметричных составляющих параметров режима более показательнее с точки зрения условий технической допустимости и экономической целесообразности; такой расчет допускает меньшую точность вычислений, так как определяющими практически являются лишь первые одна – две значащие цифры их численных значений. Поэтому даже приближенные методы расчета, позволяющие достаточно быстро получать решение, оказываются достаточными для



суждения о возможности использования данного режима и путях его улучшения.

Следует обратить внимание на тот факт, что разложение несимметричных систем параметров режима на симметричные составляющие не является чисто математической операцией, но имеет и некоторые физические основания. Дело в том, что некоторые трехфазные устройства являются естественными фильтрами симметричных составляющих.

Так, синхронная машина является фильтром токов обратной последовательности: только токи обратной последовательности связаны с полем обратного направления вращения и дополнительным нагревом массивных частей ротора, вызываемыми этим полем токами двойной частоты.

Линия электропередачи с заземленной нейтралью является фильтром токов нулевой последовательности. При изолированных тросах токи нулевой последовательности могут проходить только по земле. (Исключение может быть только в том случае, если данная линия входит в контур замкнутой сети).

Эти методы требуют специального подхода при решении каждой конкретной задачи, и поэтому плохо поддаются формализации для применения при написании программ. Кроме того, метод симметричных составляющих эффективно работает только в случае простой несимметрии.

**Метод фазных координат.** В случае применения метода фазных координат [79–84] достаточно просто учитываются несимметричные трехфазные элементы (например, участки линий с пофазно-различными параметрами, несимметричные нагрузки), несимметричные соединения элементов сети (например, трехфазных групп трансформаторов), а также условия короткого замыкания и разрыва фаз (путем коммутации узлов и ветвей схемы замещения).

Таким образом, применение метода фазных координат целесообразно в первую очередь при необходимости учета пофазных различий в параметрах линий и параметрах нагрузки (например, при отказе от транспозиции [85]). К таким задачам также относятся расчеты установившихся режимов и режимов короткого замыкания, в сетях питающих тяговые подстанции переменного тока [79-80], определение наведенных напряжений на соседние линии со стороны

высоковольтных ЛЭП, а также расчеты потерь мощности и энергии в электрических сетях в несимметричных режимах.

При выполнении анализа режимов работы сети внешнего электроснабжения, питающей тяговые подстанции электрифицированных дорог на переменном токе, для которых характерно значительное искажение режимных параметров по фазам, необходимо учитывать сложную конфигурацию сети [86–94]. Традиционно применяемые методы анализа режимов работы электрических систем, базирующиеся на однолинейном представлении трехфазных цепей, не применимы в данном случае. Однолинейное представление приводит к недопустимым погрешностям. Кроме того, системы электроснабжения железных дорог, как было отмечено выше, обладают рядом особенностей, которые необходимо учитывать при анализе режимов работы сети [95–96, 92, 97].

Первая особенность состоит в резкопеременном характере однофазных тяговых нагрузок, перемещающихся в пространстве.

Вторая особенность заключается в существенной несимметрии напряжений на шинах 6, 10, 35, 110, 220 кВ тяговых подстанций и на зажимах потребителей, питающихся от этих шин. При присоединении систем электроснабжения железных дорог к сетям ЭЭС с малым уровнем мощности короткого замыкания (1000 МВА и менее) уровень несимметрии может превышать нормируемые пределы.

По приведенным причинам проблемы полного моделирования таких сетей, разработки методов эквивалентирования и методики расчета в целом в фазных координатах при анализе таких сетей являются актуальными.

Программа EUROSTAG и возможности ее использования для расчета установившихся несимметричных режимов. Программа предназначена для расчета протекающих в энергосистеме электромеханических переходных процессов любой длительности от долей секунды до часов [98]. При этом точность расчета не зависит от продолжительности моделируемого переходного процесса, поскольку реализованный в EUROSTAG алгоритм интегрирования дифференциальных уравнений автоматически подбирает шаг интегрирования в соответствии с точностью, необходимой пользователю.

Программный комплекс EUROSTAG позволяет, помимо основного предназначения, моделировать работу энергосистемы, при несимметричных возмущениях или в несимметричных режимах, таких как:

- изучение динамики энергосистемы при несимметричных воздействиях;
- расчет токов короткого замыкания при неограниченном числе одновременных несимметричных условий;
- моделирование несимметричных режимов работы системы;
- исследования схем релейной защиты.

При моделировании несимметричных режимов, для задания параметров элементов требуется ввести параметры по прямой, обратной и нулевой последовательности (разложение Фортескью):

- модель линии: П-образная модель для трех последовательностей, взаимосвязанных между собой;
- модели нагрузки и устройств компенсации;
- модель трансформатора: модель обратной последовательности идентична модели прямой последовательности, сопротивления обратной и прямой последовательности комплексно сопряженные.
- модель последовательного элемента: последовательные элементы представляются как линии без шунтирующих связей.

Несимметричный участок схемы может быть встроен в симметричную систему. В модель системы может быть введено один или более несимметричных участков, смоделированных в деталях, а также симметричные участки, заданные только параметрами прямой последовательности. Это позволяет сэкономить время вычислений, сохраняя при этом необходимую точность.

Расчет режимов в программе EUROSTAG выполняется численными методами, что может отразиться на точности и времени расчетов.

Применение программы EMTP для анализа установившихся несимметричных режимов. EMTP – универсальная программа для цифрового моделирования переходных явлений как электромагнитного, так и электромеханического характера. С помощью этой программы могут моделироваться сложные сети и системы управления произвольной структуры.

EMTP используется для анализа коммутационных и грозовых перенапряжений, исследования координации изоляции и вращательных колебаний электрических машин, моделирования релейной защиты и гармонического анализа, изучение проблемы качества электроэнергии и электромагнитной совместимости [99].

Система в EMTP моделируется пофазно с представлением всех связей и всех необходимых компонент. Что касается систем управления, они, как правило, представляются с использованием блок-схем. Программа позволяет проводить гармонический анализ режимов сети, а также учитывать несимметрию.

Главным и первоначальным применением EMTP является вычисление перенапряжений в энергосистемах. Кроме того, комплекс EMTP может быть применен при решении задач определения качества электроэнергии.

В программном комплексе EMTP присутствует возможность для учета несимметричных условий. Также могут быть учтены характеристики нагрузки по частоте и напряжению. EMTP позволяет выполнить моделирование сети пофазно, что является гораздо более общим, чем традиционные инструменты для анализа систем.

Программа FAZANORD, разработанная в ИрГУПС. Программный комплекс “Fazanord-Качество” предназначен для моделирования электрических систем и систем тягового электроснабжения электрифицированных железных дорог переменного тока с учетом перемещающихся тяговых нагрузок. В комплексе использовано графическое представление расчетных схем с использованием визуальных компонент из набора элементов. Моделируемая система может включать в свой состав воздушные линии различного конструктивного исполнения, одножильные и трехжильные кабели, трехстержневые и пятистержневые трехфазные трансформаторы с любым соединением обмоток, асинхронную нагрузку. Программный комплекс предназначен для решения следующих задач [100, 87, 88, 101–102]:

- имитационное моделирование движения поездов с расчетами режимов и определением отклонений напряжения, показателей несимметрии и несинусоидальности напряжений и токов;

- расчеты установившихся токов симметричных и несимметричных коротких замыканий.

В данном программном комплексе эффективно решена основная проблема реализации модели электрической системы, питающей электрические тяговые нагрузки, состоящая в существенной нестационарности параметров сети по времени и непрерывном изменении не только численных значений коэффициентов, но и структуры модели, вызванном наличием тяговых нагрузок, перемещающихся в пространстве [103–105, 88, 106–107, 102].

Преимущества имитационного подхода, основанного на применении комплекса программ “Fazonord-Качество”, при моделировании таких сетей состоят в следующем:

- возможности получения реальной динамики изменения параметров режима, вызванных движением поездов по трассам, с учетом планов и профиля пути;
- полнофазное моделирование многопроводных статических элементов электроэнергетической системы (линий электропередачи и трансформаторов) на основе решетчатых схем замещения [102].

В программном комплексе “Fazanord-Качество” реализован обобщенный метод моделирования в фазных координатах многопроводных систем, основанный на использовании решетчатых схем замещения элементов сети линий и трансформаторов [102]. В основе метода моделирования лежат полностью связанные решетчатые схемы замещения из RLC - элементов. Применение таких схем замещения позволяет использовать хорошо разработанные методики расчета режимов ЭЭС, применяемые в однолинейной постановке.

При использовании данного метода линии электропередачи представляются в виде многопроводных элементов со взаимными электромагнитными связями между проводами, для которых применим обобщенный подход к моделированию в фазных координатах. При вынесении соединения проводов за рамки рассматриваемой модели элемента, линии и трансформаторы будут отличаться друг от друга только характером взаимоиндуктивной связи проводов. У каждого провода в этих моделях есть начало и конец, а ток, втекающий в начало провода, будет равен току, вытекающему из его конца. При этом сумма двух втекающих в провод токов

равна нулю. В случае моделирования воздушной линии часть тока может протекать через землю, однако, если принять потенциал земли равным нулю, то эффекты, вносимые токами в земле, можно учесть в сопротивлении проводов. Характер взаимоиндуктивных связей трансформатора определяется конструкцией его сердечника, однако влияние этого фактора распространяется только на специфику расчета сопротивлений взаимоиндуктивных связей. Для воздушных линий помимо взаимоиндуктивных требуется учет емкостных связей проводов. Для большинства случаев, встречающихся на практике, это можно выполнить обычным образом, путем введения собственных и взаимных емкостей проводов в П-образной схеме замещения после составления решетчатой схемы замещения. Подобный подход позволяет достаточно просто выполнить моделирование линий и трансформаторов для расчета синусоидальных установившихся процессов.

**Матричный метод моделирования протяженной сети высокого и сверхвысокого напряжения с использованием фазных координат.** В перечисленных выше программных комплексах используются итерационные методы, позволяющие рассчитывать конкретные режимы, и мало приспособленные для получения общих закономерностей между анализируемыми переменными. В данной работе предлагается методика, основанная на матричном представлении элементов высоковольтной сети в фазных координатах, которая дает возможность реализовать алгоритм расчета несимметрии в аналитической форме. Задачами исследования на базе разрабатываемой математической модели являются:

– комплексное определение зависимости потерь электрической энергии и мощности от протекания несимметричных токов. Потери следует разделять на потери от протекания токов прямой последовательности и от протекания токов обратной последовательности (т.е. дополнительные потери от несимметрии токов).

#### 4.4 Математические модели несимметричных режимов электрических сетей с распределенными параметрами

Для анализа установившихся режимов сетей, питающих тяговую нагрузку, необходимы математические модели соответствующих элементов сети относительно фазных переменных.

Сеть, питающую тяговую нагрузку, можно отнести к протяженной и многопроводной сети. При напряжениях 110–220 кВ, а в последнее время и при более высоких номинальных напряжениях, часто можно встретить двухцепные линии, имеющие две линии, расположенные на общих опорах. Известно, что трехфазная система имеет разные сопротивления для токов различных последовательностей промышленной частоты, если учесть разнообразие геометрии расположения проводов на опорах линий электропередачи.

Математическая модель несимметричного режима должна учитывать:

- несимметричный режим электрической сети;
- распределенность и несимметричность параметров линии;
- возможность расчета напряжений и токов в любом сечении линии;
- возможность расчета активных и реактивных составляющих потоков мощности в любом сечении линии.

Проведенный обзор опубликованных материалов по рассматриваемой тематике показал, что наиболее приемлемой математической моделью является математическая модель в виде телеграфных уравнений линий электропередачи, опубликованная, например, в [108].

В трехфазных линиях (состоящих из  $m$  проводов) напряжения и токи в линии связаны известными телеграфными уравнениями. Уравнения трехфазной симметричной линии имеют вид

$$\left. \begin{aligned} -\frac{\partial u}{\partial x} &= L \frac{\partial i}{\partial t} + Ri; \\ -\frac{\partial i}{\partial x} &= C \frac{\partial u}{\partial t} + Gu, \end{aligned} \right\} \quad (4.1)$$

где  $L$ ,  $C$ ,  $R$ ,  $G$  – квадратные матрицы третьего порядка:  $L$  – матрица, элементами которой являются собственные и взаимные индуктивности проводов линии;  $C$  – матрица, элементами которой являются собственные и

взаимные емкостные коэффициенты;  $\mathbf{R}$ ,  $\mathbf{G}$  – матрицы сопротивлений и проводимостей;  $\underline{u}$ ,  $\underline{i}$  – матрицы-столбцы напряжений и токов.

Применяя уравнения (4.1) для установившегося режима и вводя комплексные напряжения, токи, сопротивления и проводимости, уравнения линии можно представить в виде [109]

$$\left. \begin{aligned} -\frac{d\underline{U}}{dx} &= (\mathbf{R}_0 + j\omega\mathbf{L}_0)\underline{I} = \underline{\mathbf{Z}}_0\underline{I}; \\ -\frac{d\underline{I}}{dx} &= (\mathbf{G}_0 + j\omega\mathbf{C}_0)\underline{U} = \underline{\mathbf{Y}}_0\underline{U}, \end{aligned} \right\} \quad (4.2)$$

$$\text{где } \underline{\mathbf{Z}}_0 = \begin{vmatrix} r + r_3 & r_3 & r_3 \\ r_3 & r + r_3 & r_3 \\ r_3 & r_3 & r + r_3 \end{vmatrix} + j\omega \begin{vmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{vmatrix}$$

$$\text{и } \underline{\mathbf{Y}}_0 = \begin{vmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{vmatrix} - \text{это комплексное сопротивление и комплексная}$$

проводимость линии единичной длины;  $\underline{U}$ ,  $\underline{I}$  – матрицы изображений напряжения и тока.

Для воздушных линий элементы матрицы  $\mathbf{G}$  практически равны нулю в силу малой утечки по изоляторам, Путем несложных преобразований можно получить

$$\left. \begin{aligned} -\frac{d^2\underline{U}}{dx^2} &= \underline{\mathbf{Z}}_0\underline{\mathbf{Y}}_0\underline{U}; \\ -\frac{d^2\underline{I}}{dx^2} &= \underline{\mathbf{Y}}_0\underline{\mathbf{Z}}_0\underline{I}. \end{aligned} \right\} \quad (4.3)$$

Для несимметричной линии, состоящей из  $m$  проводов, данные уравнения получаем после решения уравнений (4.3), в виде матриц-столбцов следующим образом

$$\left. \begin{aligned} \underline{U} &= e^{-\gamma_u x} \cdot \underline{A} + e^{\gamma_u x} \cdot \underline{B}; \\ \underline{I} &= e^{-\gamma_i x} \cdot \underline{C} + e^{\gamma_i x} \cdot \underline{D}, \end{aligned} \right\} \quad (4.4)$$



где  $e^{\gamma x}$  – матричная экспонента;  $\underline{A}$ ,  $\underline{B}$ ,  $\underline{C}$ ,  $\underline{D}$  – постоянные векторы-столбцы размерностью  $m \times 1$ , вычисляемые из граничных условий;  $\gamma$  – матрица коэффициентов распространения.

Из (4.3) следует, что

$$\left. \begin{aligned} \gamma_u &= \sqrt{\underline{Z}_0 \cdot \underline{Y}_0}; \\ \gamma_i &= \sqrt{\underline{Y}_0 \cdot \underline{Z}_0}. \end{aligned} \right\} \quad (4.5)$$

В случае симметричной трехфазной линии  $\gamma_u = \gamma_i = \gamma$  в силу симметричности матриц  $\underline{Z}_0$  и  $\underline{Y}_0$ .  $\gamma_u$  и  $\gamma_i$  – комплексные квадратные матрицы размерностью  $m \times m$ , представляющие собой соответствующие функции от матриц собственных и взаимных погонных сопротивлений и проводимостей проводов.

Используя (4.2), можно получить связь матриц  $\underline{A}$ ,  $\underline{B}$ ,  $\underline{C}$ ,  $\underline{D}$  с матрицами токов и напряжений в начале и конце линии  $\underline{I}(0)$ ,  $\underline{U}(0)$ ,  $\underline{I}(l)$ ,  $\underline{U}(l)$ .

Имеем

$$\left. \begin{aligned} \left. \frac{d\underline{U}}{dx} \right|_{x=l} &= \underline{Z}_0 \underline{I}(l) = -\gamma e^{-\gamma l} \cdot \underline{A} + \gamma e^{\gamma l} \cdot \underline{B}; \\ \left. \frac{d\underline{I}}{dx} \right|_{x=l} &= \underline{Y}_0 \underline{U}(l) = -\gamma e^{-\gamma l} \cdot \underline{C} + \gamma e^{\gamma l} \cdot \underline{D}, \end{aligned} \right\} \quad (4.6)$$

откуда

$$\left. \begin{aligned} \frac{d\underline{U}_x}{dx} &= -\underline{Z} \cdot \underline{I}_x = -\gamma_u \cdot e^{-\gamma_u x} \cdot \underline{A} + \gamma_u \cdot e^{\gamma_u x} \cdot \underline{B} \\ \frac{d\underline{I}_x}{dx} &= -\underline{Y} \cdot \underline{U}_x = -\gamma_i \cdot e^{-\gamma_i x} \cdot \underline{C} + \gamma_i \cdot e^{\gamma_i x} \cdot \underline{D} \end{aligned} \right\} \quad (4.7)$$

где  $\underline{U}_x$  и  $\underline{I}_x$  – векторы-столбцы комплексных напряжений и токов размерностью  $m \times 1$  в сечении на расстоянии  $x$  от начала линии;

– в начале линии

$$\left. \begin{aligned} -\underline{Z}\underline{I}_H &= -\gamma_u \cdot \underline{A} + \gamma_u \cdot \underline{B}; \\ -\underline{Y}\underline{U}_H &= -\gamma_i \cdot \underline{C} + \gamma_i \cdot \underline{D}; \end{aligned} \right\} \quad (4.8)$$

– в конце линии

$$\begin{aligned} -\underline{Z}\underline{I}_k &= -\gamma_u e^{-\gamma_u l} \cdot \underline{A} + \gamma_u e^{\gamma_u l} \cdot \underline{B}; \\ -\underline{Y}\underline{U}_k &= -\gamma_i e^{-\gamma_i l} \cdot \underline{C} + \gamma_i e^{\gamma_i l} \cdot \underline{D}; \end{aligned} \quad (4.9)$$

Исходная модель изначально разрабатывалась для расчета и анализа переходных процессов в линиях с распределенными параметрами. В тоже время сформулированные выше задачи относятся к классу задач установившихся режимов.

Для единичной (одно- или двухцепной) линии при математическом моделировании ее режимов возможны разные постановки задачи при различном составе заданных (независимых) параметров и рассчитанных (зависимых) параметров. Для формализации математической модели (4.4, 4.9) преобразуем ее к виду, удобному для разделения параметров режима на зависимые и независимые режимные параметры. Данная процедура включает несколько этапов:

1. Определяются векторы - столбцы  $\underline{A}$ ,  $\underline{B}$  путем решения системы матричных уравнений, записываемой на основе первого уравнения системы (4.4) для  $x$  соответствующего началу и концу линии

$$\begin{aligned} \underline{U}_n &= \underline{A} + \underline{B}; \\ \underline{U}_k &= e^{-\gamma_u l} \underline{A} + e^{\gamma_u l} \underline{B} \end{aligned} \quad (4.10)$$

где  $l$  – длина линии, а индексы  $n$  и  $k$  обозначают ее начало и конец.

Решение данной системы при использовании блочной формы записи матриц имеет следующий вид

$$\begin{bmatrix} \underline{A} \\ \underline{B} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{E} & \underline{E} \\ e^{-\gamma_u l} & e^{\gamma_u l} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \underline{U}_n \\ \underline{U}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{H}_{11} & \underline{H}_{12} \\ \underline{H}_{21} & \underline{H}_{22} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \underline{U}_n \\ \underline{U}_k \end{bmatrix}, \quad (4.11)$$

где  $\underline{E} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$  – единичная комплексная матрица размерностью  $m \times m$ ;

$$\gamma_u = \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} = \left( \begin{bmatrix} \underline{Z}_{aa} & \underline{Z}_{ab} & \underline{Z}_{ac} \\ \underline{Z}_{ba} & \underline{Z}_{bb} & \underline{Z}_{bc} \\ \underline{Z}_{ca} & \underline{Z}_{cb} & \underline{Z}_{cc} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \underline{Y}_{aa} & \underline{Y}_{ab} & \underline{Y}_{ac} \\ \underline{Y}_{ba} & \underline{Y}_{bb} & \underline{Y}_{bc} \\ \underline{Y}_{ca} & \underline{Y}_{cb} & \underline{Y}_{cc} \end{bmatrix} \right)^{\frac{1}{2}} - \text{матрица коэффициентов}$$

распространения

$$\underline{U}_H = \begin{vmatrix} \underline{U}_{a.H} \\ \underline{U}_{b.H} \\ \underline{U}_{c.H} \end{vmatrix}; \quad \underline{U}_k = \begin{vmatrix} \underline{U}_{a.k} \\ \underline{U}_{b.k} \\ \underline{U}_{c.k} \end{vmatrix} - \text{фазные напряжения начала и конца линии}$$

Откуда

$$\begin{aligned} \underline{A} &= \underline{H}_{11} \underline{U}_H + \underline{H}_{12} \underline{U}_k \\ \underline{B} &= \underline{H}_{21} \underline{U}_H + \underline{H}_{22} \underline{U}_k \end{aligned} \quad (4.12)$$

2. Определяются векторы - столбцы  $\underline{C}$ ,  $\underline{D}$  путем решения системы матричных уравнений, записываемой на основе второго уравнения системы (4.4) для  $x$  соответствующего началу и концу линии:

$$\begin{aligned} \underline{I}_H &= \underline{C} + \underline{D}; \\ \underline{I}_k &= e^{-\gamma_i l} \underline{C} + e^{\gamma_i l} \underline{D}. \end{aligned} \quad (4.13)$$

Решение данной системы при использовании блочной формы записи матриц имеет следующий вид

$$\begin{vmatrix} \underline{C} \\ \underline{D} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{E} & \underline{E} \\ e^{-\gamma_i l} & e^{\gamma_i l} \end{vmatrix}^{-1} \times \begin{vmatrix} \underline{I}_H \\ \underline{I}_k \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{W}_{11} & \underline{W}_{12} \\ \underline{W}_{21} & \underline{W}_{22} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \underline{I}_H \\ \underline{I}_k \end{vmatrix}, \quad (4.14)$$

$$\text{где } \gamma_i = \sqrt{\underline{Y}_0 \underline{Z}_0} = \left( \begin{vmatrix} \underline{Y}_{aa} & \underline{Y}_{ab} & \underline{Y}_{ac} \\ \underline{Y}_{ba} & \underline{Y}_{bb} & \underline{Y}_{bc} \\ \underline{Y}_{ca} & \underline{Y}_{cb} & \underline{Y}_{cc} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \underline{Z}_{aa} & \underline{Z}_{ab} & \underline{Z}_{ac} \\ \underline{Z}_{ba} & \underline{Z}_{bb} & \underline{Z}_{bc} \\ \underline{Z}_{ca} & \underline{Z}_{cb} & \underline{Z}_{cc} \end{vmatrix} \right)^{\frac{1}{2}} \quad \text{матрица коэффициентов}$$

распространения

$$\underline{I}_H = \begin{vmatrix} \underline{I}_{a.H} \\ \underline{I}_{b.H} \\ \underline{I}_{c.H} \end{vmatrix}; \quad \underline{I}_k = \begin{vmatrix} \underline{I}_{a.k} \\ \underline{I}_{b.k} \\ \underline{I}_{c.k} \end{vmatrix} - \text{фазные токи начала и конца линии}$$

Откуда,

$$\begin{aligned} \underline{C} &= \underline{W}_{11} \cdot \underline{I}_H + \underline{W}_{12} \cdot \underline{I}_k \\ \underline{D} &= \underline{W}_{21} \cdot \underline{I}_H + \underline{W}_{22} \cdot \underline{I}_k \end{aligned} \quad (4.15)$$

3. Определяются векторы - столбцы напряжений и токов в начале и в конце линии с использованием уравнений системы (4.8, 4.9) с учетом определенных значений векторов-постоянных интегрирования

$$\underline{Y} \cdot \underline{U}_H - \gamma_i \cdot (\underline{W}_{11} \cdot \underline{I}_H + \underline{W}_{12} \cdot \underline{I}_k) + \gamma_i \cdot (\underline{W}_{21} \cdot \underline{I}_H + \underline{W}_{22} \cdot \underline{I}_k) = 0$$

$$\underline{Y} \cdot \underline{U}_k - \gamma_i e^{-\gamma_i l} \cdot (\underline{W}_{11} \cdot \underline{I}_H + \underline{W}_{12} \cdot \underline{I}_k) + \gamma_i e^{\gamma_i l} \cdot (\underline{W}_{21} \cdot \underline{I}_H + \underline{W}_{22} \cdot \underline{I}_k) = 0$$

$$\underline{Z} \cdot \underline{I}_H - \gamma_u \cdot (H_{11} \cdot \underline{U}_H + H_{12} \cdot \underline{U}_k) + \gamma_u \cdot (H_{21} \cdot \underline{U}_H + H_{22} \cdot \underline{U}_k) = 0$$

$$\underline{Z} \cdot \underline{I}_k - \gamma_u e^{-\gamma_u l} \cdot (H_{11} \cdot \underline{U}_H + H_{12} \cdot \underline{U}_k) + \gamma_u e^{\gamma_u l} \cdot (H_{21} \cdot \underline{U}_H + H_{22} \cdot \underline{U}_k) = 0$$

Полученные матричные уравнения, попарно объединенные в системы, образуют математические модели режимов и обеспечивают расчеты в разных постановках расчетных задач. Так, при задании напряжений и токов в начале линии могут быть определены напряжения и токи в конце линии, и наоборот. Возможно задание режимных параметров в начале и в конце линии, а также возможно задание фазных напряжений в начале линии и фазных токов в конце линии. Такая постановка целесообразна, например, при исследовании режимов холостого хода линии. Другая постановка задачи расчета - задание напряжений в начале и в конце линии, например, при исследовании режимов короткого замыкания в конце линии.

Существует определенная закономерность в формировании блоков  $Y_{ij}$ :

– на главной диагонали расположены блоки  $Y_{ii}$  представляющие собой суммы матриц, определяемых матричными выражениями типа  $-Z^{ij-1} \cdot (-\gamma_u^{ij} \cdot H_{11}^{ij} + \gamma_u^{ij} \cdot H_{21}^{ij})$  при условии, что ветви лежащие между узлами  $i$  и  $j$  примыкают к узлу  $i$  своим началом и матричными выражениями типа  $Z^{ji-1} (-\gamma_u^{ji} e^{-\gamma_u^{ji} l^{ji}} \cdot H_{12}^{ji} + \gamma_u^{ji} e^{\gamma_u^{ji} l^{ji}} \cdot H_{22}^{ji})$  при условии, что ветви лежащие между узлами  $i$  и  $j$  примыкают к узлу  $i$  своим концом.

– внедиагональные блоки  $Y_{ij}$  вычисляются матричными выражениями типа  $-Z^{ij-1} (-\gamma_u^{ij} \cdot H_{11}^{ij} + \gamma_u^{ij} \cdot H_{21}^{ij})$  при совпадении индексов  $i$  и  $j$  с номерами узлов начала и конца ветви и матричными выражениями типа  $Z^{ji-1} (-\gamma_u^{ji} e^{-\gamma_u^{ji} l^{ji}} \cdot H_{11}^{ji} + \gamma_u^{ji} e^{\gamma_u^{ji} l^{ji}} \cdot H_{21}^{ji})$  при смене порядка следования индексов и номеров узлов начала и конца ветви.

В тех случаях, когда токи нагрузок заранее неизвестны и определяются в процессе расчета в зависимости от узловых напряжений с использованием соответствующих математических моделей [110-111] расчет должен выполняться итерационно

$$\begin{vmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{vmatrix}^{k+1} = \begin{vmatrix} \underline{J}_1(u_1^k) \\ \underline{J}_2(u_2^k) \end{vmatrix} - \underline{U}_6 \times \begin{vmatrix} \underline{Y}_{16} \\ \underline{Y}_{26} \end{vmatrix}. \quad (4.16)$$

Данные уравнения позволяют проводить исследование режимов электрических сетей с нелинейными нагрузками. Кроме того, на основе этих уравнений возможно исследование частотных свойств сложных участков электрической сети и определение возможности возникновения резонансных режимов на частотах высших гармоник. При задании напряжения базисного узла по результатам измерений в сложной электрической сети рассчитываются потери мощности и энергии, а также их структура.

Наиболее сложной процедурой при проведении расчетов по приведенным уравнениям является процедура вычисления функций от матриц типа

$$\gamma_u = \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0}, \quad \gamma_i = \sqrt{\underline{Y}_0 \underline{Z}_0}, \quad \text{и } e^{-\gamma_u l}, e^{\gamma_u l}, e^{-\gamma_i l}, e^{\gamma_i l}. \quad (4.17)$$

Вычисления данных функций выполняются с использованием теоремы Кэли-Гамильтона [112], в соответствии с которой матричная функция определяется по формуле:

$$f(A) = \frac{1}{\Delta} \sum_{k=1}^n \Delta_{n-k} A^{n-k}. \quad (4.18)$$

где  $\Delta$  – определитель Вандермонда  $\det[\lambda_i^{k-1}]$ ,

$$W(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n) = \begin{pmatrix} 1 & \lambda_1 & \lambda_1^2 & \dots & \lambda_1^{n-1} \\ 1 & \lambda_2 & \lambda_2^2 & \dots & \lambda_2^{n-1} \\ 1 & \lambda_3 & \lambda_3^2 & \dots & \lambda_3^{n-1} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & \lambda_n & \lambda_n^2 & \dots & \lambda_n^{n-1} \end{pmatrix} \quad (4.19)$$

где  $\lambda_i$  – собственные значения матрицы  $A$ , а  $\Delta_j$  – определитель, получаемый, если в  $\Delta$  вместо  $\lambda_1^j, \lambda_2^j, \dots, \lambda_n^j$  подставить значения функций  $f(\lambda_1), f(\lambda_2), \dots, f(\lambda_n)$ .

Представленные уравнения позволяют проводить исследование режимов линий с различным количеством проводов и грозозащитных тросов.

На основе уравнений (4.4) рассчитываются эпюры распределения напряжений и токов вдоль проводов линии. Расчет эпюр распределения токов обеспечивает определение потерь активной мощности в линии в условиях несимметрии.

#### **4.5 Расчет коэффициентов несимметрии при присоединении системы тягового электроснабжения**

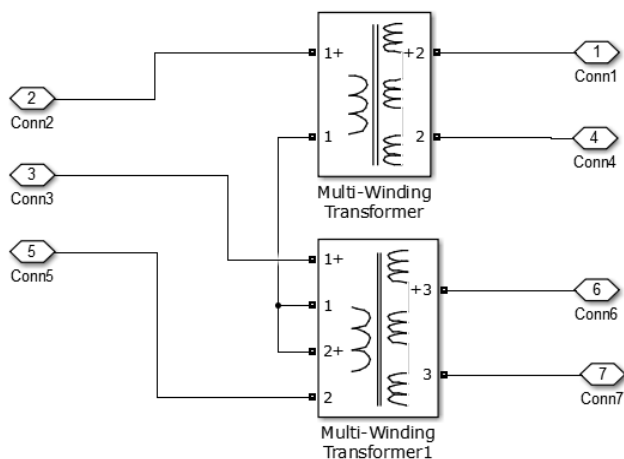
В данной работе проведен расчет несимметричного режима в сети 220 кВ, в которую присоединены проектируемые тяговые подстанции, по второму сценарию.

Для расчета несимметричных режимов различие (неравенство) нагрузок на фидерных зонах (плеча), расположенных с правой и левой стороны от тяговой подстанции берем от 0% до 30%, учитывая, что большее неравенство в плечах трансформатора представляет собой предаварийный или аварийный режим, характеризующий низкий уровень эксплуатации. При этом, если использовать трансформатор Скотта, можно обойтись без специального симметрирующего устройства в питающей электрической сети.

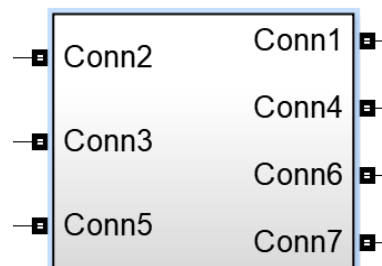
Задаваясь нагрузками в плечах, изменяющимися относительно друг друга, определили потокораспределение в трех фазах на стороне высокого напряжения, с помощью имитационного моделирования трехфазного трансформатора и трансформатора Скотта. Трансформаторы предполагаемые устанавливать на проектируемых тяговых подстанциях, имеют следующие номинальные мощности: Сухбаатар тяговая ПС 2x10 МВА, Дархан тяговая ПС 2x63 МВА, Зуунхараа тяговая ПС 2x63 МВА, Толгойт тяговая ПС 2x25 МВА, соответственно мощности нагрузок тяговых подстанций заданы следующим образом:  $S_{CB}=9+j6$  МВА,  $S_{ДРХ}=90+j42$  МВА,  $S_{ЗХ}=90+j42$  МВА,  $S_{Тол}=40+j15$  МВА.

Для моделирования трансформатора Скотта использован блок Multi-Winding Transformer из библиотеки блоков SymPowerSystems (SPS) [113-115]. Этот блок моделирует однофазный многообмоточный трансформатор с произвольным числом обмоток как на первичной, так и на вторичной стороне (Рисунок 4.1). Эквивалентная схема трансформатора аналогична схеме

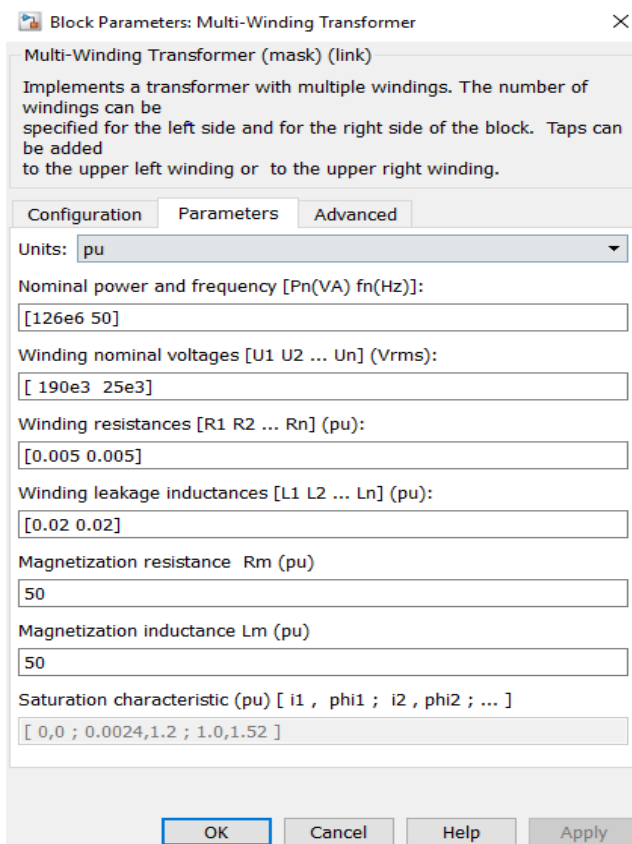
однофазного трансформатора, предусматривается также возможность моделирования с отпайками. Отпайки могут быть заданы либо для первой обмотки на первичной стороне, либо для первой обмотки на вторичной стороне. Число витков между отпайками одной и той обмотки одинаково.



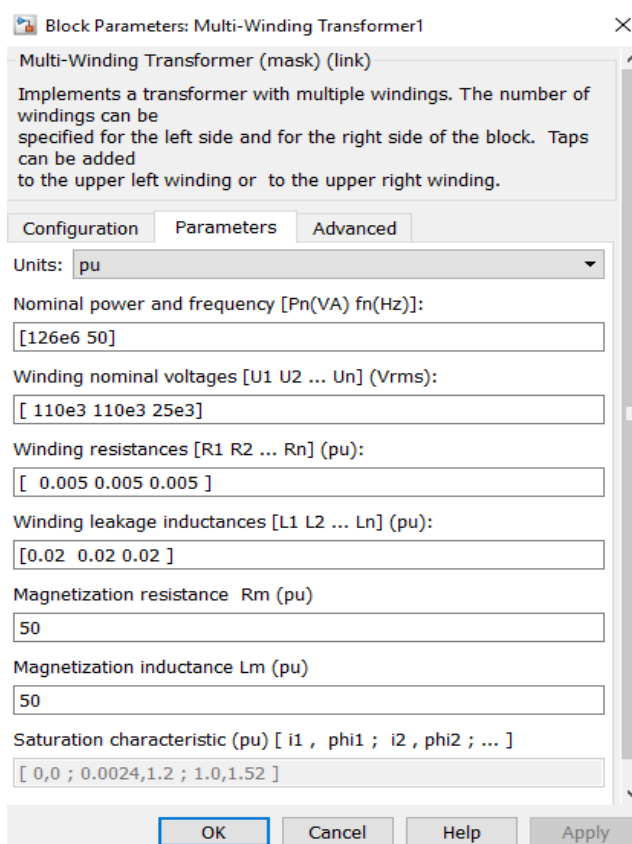
а

Трансформатор  
со схемой Скотта

б



в



г

Рисунок 4.1 – Модель трансформатора Скотта для тяговой подстанции: а – основные элементы; б – внешний вид; в и г – редактор основных параметров

На Рисунках 4.2 и 4.3 показано осциллограмма напряжений первичной и вторичной сторон трансформатора Скотта

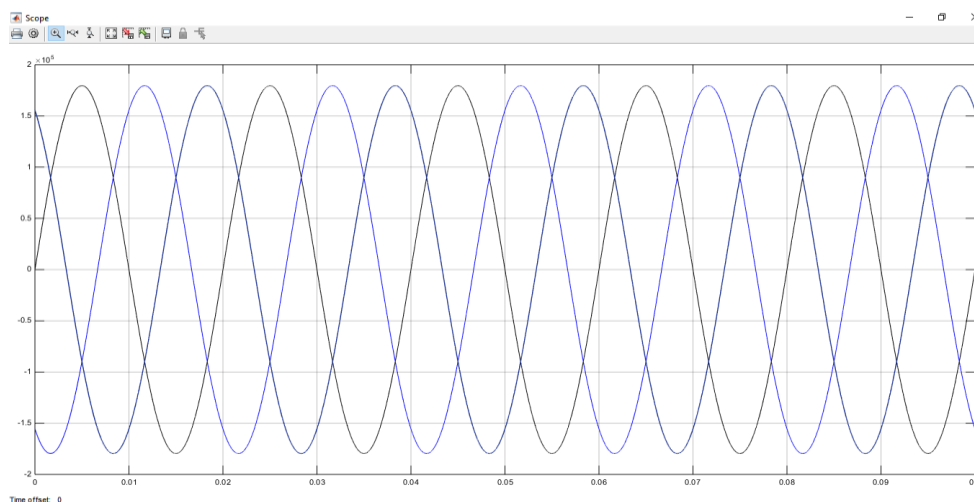


Рисунок 4.2 – Осциллограмма напряжений на первичной стороне трансформатора Скотта при равенстве нагрузок в двух фазах на вторичной стороне

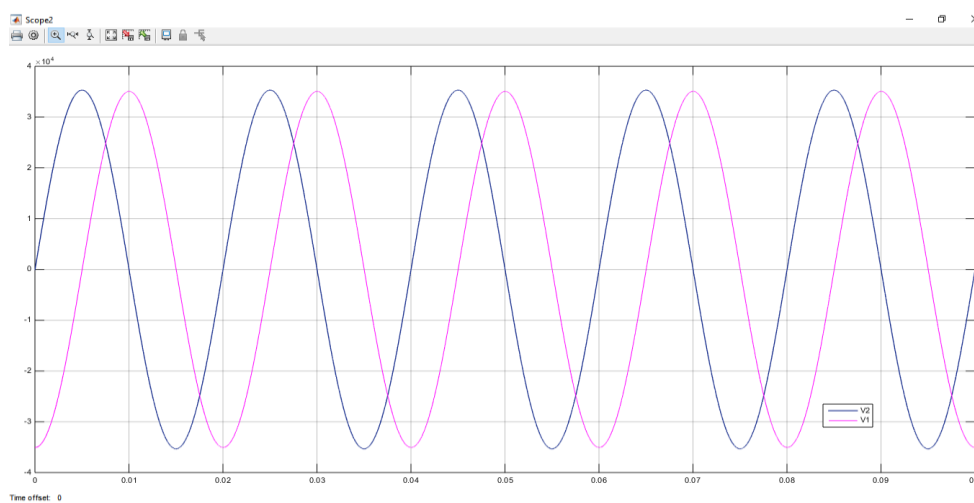


Рисунок 4.3 – Осциллограмма напряжений на вторичной стороне трансформатора Скотта при равенстве нагрузок в двух фазах на вторичной стороне

А также для расчета параметров ЛЭП были использованы функции `power_lineparam` из основных команд Matlab для управления SPS моделью обеспечивающие вычисление параметров моделей ЛЭП на основании характеристик проводов и геометрических размеров линии. В результате



получаем сопротивление ЛЭП в виде матриц, учитывающих сопротивление каждого провода и взаимные сопротивления между ними и землей [113-115] (Рисунок 4.4).

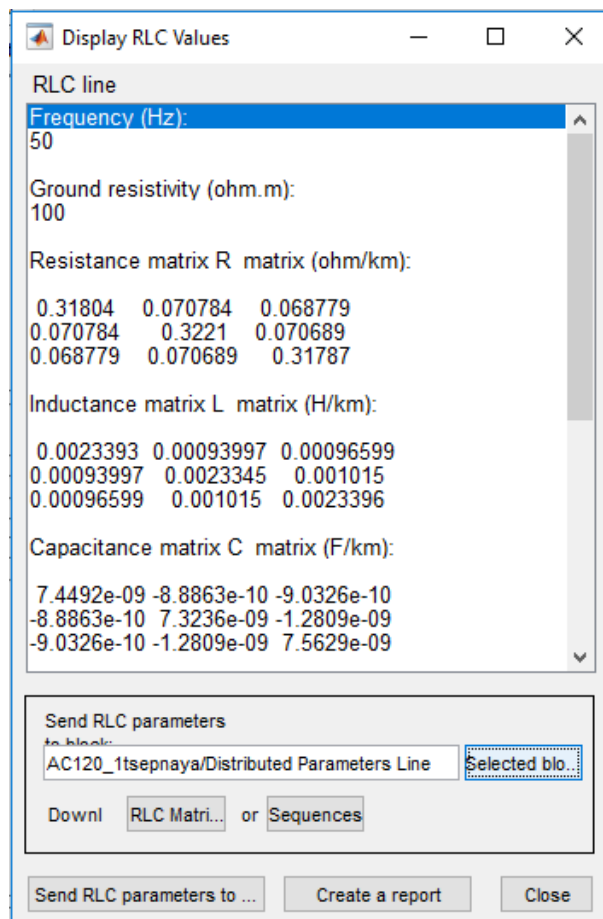


Рисунок 4.4 – Результат расчета параметров ЛЭП

В качестве возмущающего воздействия изменялась нагрузка в плечах двух фаз со стороны напряжением 25 кВ, последовательно на 10%, 20%, 30%, а также 0%, то есть при равномерной нагрузке. Результаты получены и сведены в Таблицы 4.1–4.3, при пренебрежении активными и реактивными потерями в обмотках и в магнитных цепях питающих трансформаторов. Таким образом, отметим, что нагрузка питающей трехфазной сети определяется только нагрузкой тяговой подстанции и схемой соединения обмоток.

Таблица 4.1 –Тяговые нагрузки подстанции Сухбаатар

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
S <sub>H1</sub> , МВА	4,50	3,00	5,41	4,50	3,00	5,41	4,95	3,30	5,95	4,95	3,30	5,95
S <sub>H2</sub> , МВА	4,50	3,00	5,41	4,50	3,00	5,41	4,05	2,70	4,87	4,05	2,70	4,87
S <sub>a</sub> , МВА	1,51	1,00	1,81	3,01	2,01	3,62	1,69	0,67	1,81	3,29	2,20	3,91
S <sub>b</sub> , МВА	4,62	1,20	4,74	2,99	2,01	3,60	4,57	1,01	4,52	2,70	2,16	3,46
S <sub>c</sub> , МВА	2,87	3,79	4,27	3,00	1,99	3,60	2,56	3,70	4,50	3,03	1,67	3,46
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 <sub>H1</sub> , МВА	5,40	3,60	6,49	5,40	3,60	6,49	5,85	3,90	7,03	5,85	3,90	7,03
S <sub>H2</sub> , МВА	3,60	2,40	4,33	3,60	2,40	4,33	3,15	2,10	3,79	3,15	2,10	3,79
S <sub>a</sub> , МВА	1,67	0,30	1,70	3,56	2,23	4,20	1,99	0,15	2,00	3,84	2,36	4,51
S <sub>b</sub> , МВА	4,72	1,58	4,98	2,41	2,29	3,32	4,99	1,87	5,23	2,11	2,25	3,08
S <sub>c</sub> , МВА	2,09	3,58	4,15	3,05	1,24	3,29	1,71	3,26	3,59	3,07	1,01	3,23

Таблица 4.2 –Тяговые нагрузки подстанций Дархан и Зуунхараа

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
$S_{H1}$ , МВА	45,00	21,00	49,66	45,00	21,00	49,66	49,50	23,10	54,625	49,50	23,10	54,62
$S_{H2}$ , МВА	45,00	21,00	49,66	45,00	21,00	49,66	40,50	18,90	44,693	40,50	18,90	44,69
$S_a$ , МВА	13,92	5,16	14,85	30,00	13,99	33,10	15,03	2,36	15,21	32,89	15,35	36,30
$S_b$ , МВА	42,62	2,69	42,71	30,00	14,00	33,11	44,14	4,86	44,41	27,25	15,70	31,45
$S_c$ , МВА	30,31	28,74	41,77	30,00	14,01	33,11	27,32	28,80	39,70	29,72	10,69	31,58
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
$S_{H1}$ , МВА	54,00	25,20	59,591	54,00	25,20	59,59	58,50	27,30	64,556	58,50	27,30	64,56
$S_{H2}$ , МВА	36,00	16,80	39,727	36,00	16,80	39,73	31,50	14,70	34,761	31,50	14,70	34,76
$S_a$ , МВА	15,88	1,75	15,98	35,45	16,53	39,12	16,65	0,05	16,65	38,16	17,00	41,77
$S_b$ , МВА	45,40	6,86	45,92	24,47	17,49	30,08	46,57	8,82	47,39	21,78	18,43	28,53
$S_c$ , МВА	24,07	28,69	37,43	29,18	7,52	30,13	20,73	28,53	35,27	28,81	3,56	29,02

Таблица 4.3 –Тяговые нагрузки подстанции Толгойт

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
S <sub>H1</sub> , МВА	20,00	7,50	21,36	20,00	7,50	21,36	22,00	8,25	23,50	22,00	8,25	23,50
S <sub>H2</sub> , МВА	20,00	7,50	21,36	20,00	7,50	21,36	18,00	6,75	19,22	18,00	6,75	19,22
S <sub>a</sub> , МВА	6,02	2,20	6,41	13,33	5,00	14,24	6,46	1,06	6,54	14,52	5,48	15,52
S <sub>b</sub> , МВА	18,19	0,18	18,19	13,33	5,00	14,24	18,97	1,03	19,00	12,32	5,78	13,61
S <sub>c</sub> , МВА	13,83	11,72	18,13	13,33	5,00	14,24	12,62	11,66	17,18	13,11	3,68	13,61
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 <sub>H1</sub> , МВА	24,00	9,00	25,63	24,00	9,00	25,63	26,00	9,75	27,77	26,00	9,75	27,77
S <sub>H2</sub> , МВА	16,00	6,00	17,09	16,00	6,00	17,09	14,00	5,25	14,95	14,00	5,25	14,95
S <sub>a</sub> , МВА	6,84	0,35	6,85	15,60	5,82	16,65	7,15	0,21	7,15	16,62	6,18	17,73
S <sub>b</sub> , МВА	19,70	1,53	19,76	11,27	6,52	13,02	20,35	1,85	20,44	10,15	7,25	12,48
S <sub>c</sub> , МВА	11,35	11,57	16,11	12,82	2,42	13,05	10,00	11,34	15,12	12,47	1,12	12,51

Из Таблицы видно, что равенство токов в плечах для трехфазного трансформатора не означает равенство мощностей по фазам в трехфазной сети, в то время как для трансформатора Скотта это обеспечивает равенство мощностей протекающих по фазам трехфазной сети. Это подтверждает зависимость коэффициента несимметрии от загрузки двух плеч, приведенных на Рисунке 2.18.

Также с помощью моделирования получены 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 4.4). Они определяются согласно ГОСТ 32144-2013 [46], по следующей формуле, %

$$k_{2U} = \frac{|\underline{U}_2|}{|\underline{U}_1|} \cdot 100 = \frac{|\underline{U}_A + a^2 \cdot \underline{U}_B + a \cdot \underline{U}_C|}{|\underline{U}_A + a \cdot \underline{U}_B + a^2 \underline{U}_C|} \cdot 100$$

Таблица 4.4 - 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%
Сухбаатар	0,33	0,34	0,36	0,39	0	0,01	0,09	0,19
Дархан	2,35	2,39	2,50	2,68	0	0,45	0,99	1,64
Зуунхараа	2,35	2,39	2,50	2,68	0	0,45	0,99	1,64
Толгойт	1,23	1,25	1,30	1,38	0	0,21	0,43	0,68

На рисунках 4.5 и 4.6 представлены зависимости коэффициентов несимметрии от мощности тяговых подстанций, при неравенстве нагрузок в плечах.

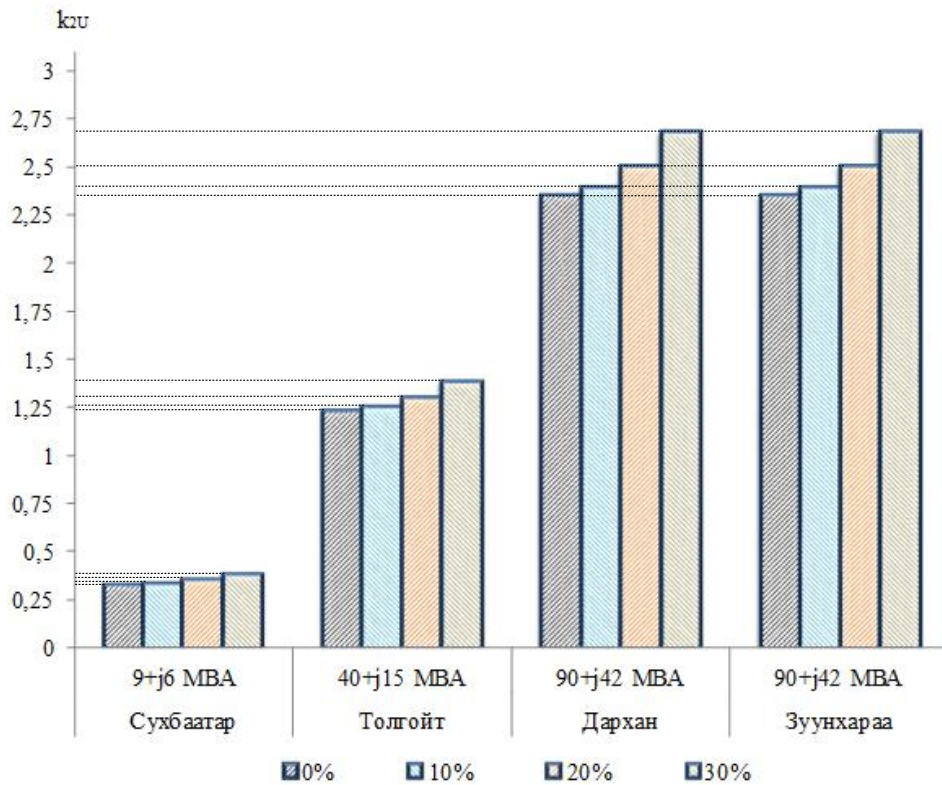


Рисунок 4.5 – Зависимость коэффициента несимметрии от мощности нагрузки при трехфазном трансформаторе

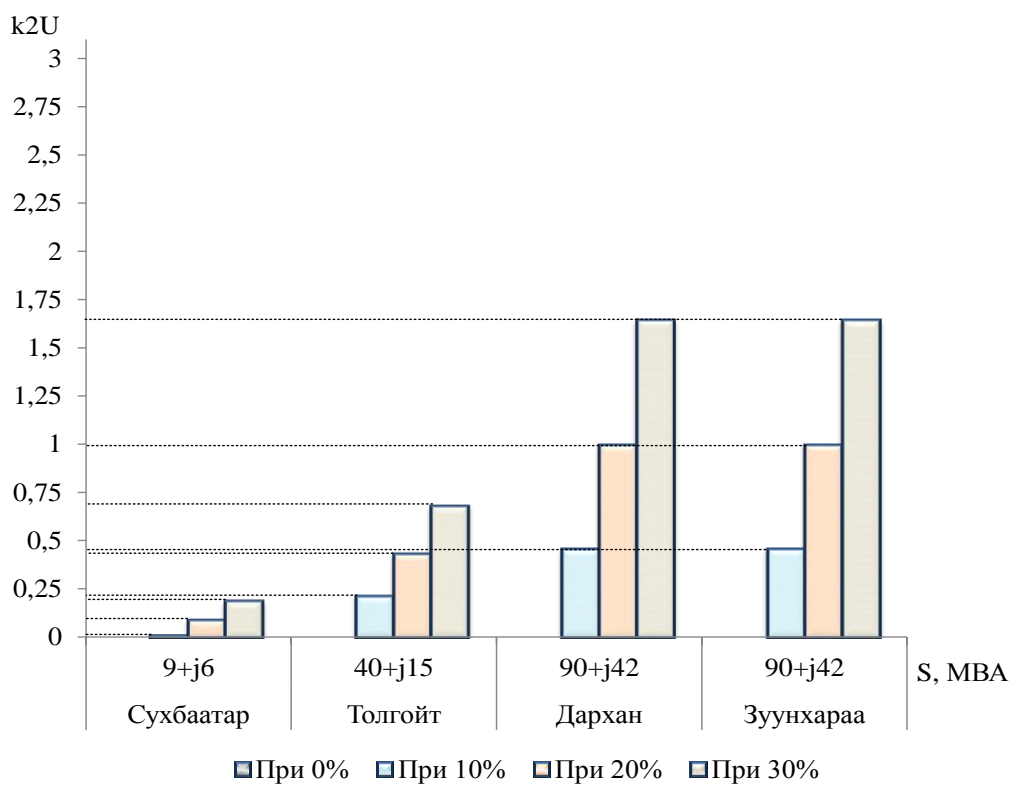


Рисунок 4.6 – Зависимость коэффициента несимметрии от мощности нагрузки при трансформаторе Скотта

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

Рассмотрим зависимость потери активной мощности в электрической сети от несимметрии напряжений, обусловленной присоединением системы тягового электроснабжения к сети 220 кВ. Существенное влияние на коэффициент несимметрии по обратной последовательности  $k_{2U}$  в точке общего присоединения, как было показано выше, оказывают виды схем соединения тяговых трансформаторов. В качестве примера рассмотрен фрагмент электрической сети при развитии ЭЭС Монголии по второму сценарию, представленному на Рисунке 4.7 [77].

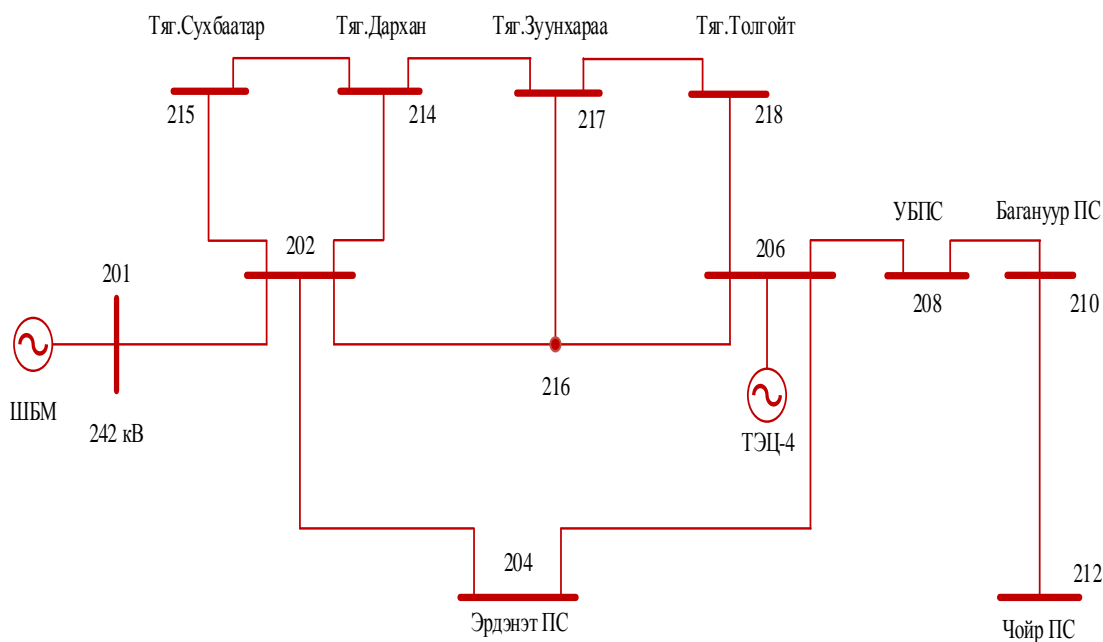


Рисунок 4.7 – Фрагмент электрической сети с учетом присоединения тяговых нагрузок

Исследованы режимы электрической сети при присоединении четырех тяговых подстанций: 215 (Сухбаатар), 214 (Дархан), 217 (Зуунхараа), 218 (Толгойт), для двух принципиально важных случаев – присоединение тяги через трехфазный трансформатор или присоединение ее через трансформатор Скотта.

В настоящее время вопрос влияния коэффициента несимметрии по обратной последовательности на увеличение потерь активной мощности в трехфазной электрической сети практически не изучен. Наряду с этим, нет технико-экономического сравнения эффективности присоединения трансформаторов Скотта, выполняющего функции симметрирующего устройства путем выравнивания на низкой стороне.

Расчет несимметричного режима электрической сети осуществляется формированием матрицы узловых проводимостей. Для уточнения математической модели несимметричных линии использовались уравнения с распределенными параметрами и соответствующими коэффициентами А, В, С, D четырехполосника. При этом коэффициенты четырехполосника связывают параметры режимов в начале и конце линии. Математическая модель расчета несимметричного режима и алгоритм расчета изложены ниже.

Определяем матрицы коэффициентов распространения по напряжению и токов нетранспонированной одноцепной линии с проводами марки АС-240

$$\gamma_u = \left( \begin{array}{ccc|ccc} 0,150 + j0,471 & 0,088 + j0,282 & 0,089 + j0,282 & j4,737 & -j1,162 & -j1,115 \\ 0,088 + j0,282 & 0,147 + j0,471 & 0,089 + j0,282 & -j1,162 & j4,702 & -j1,115 \\ 0,089 + j0,282 & 0,088 + j0,282 & 0,150 + j0,471 & -j1,115 & -j1,162 & j4,737 \end{array} \right)^{\frac{1}{2}}$$

$$\gamma_u = \begin{array}{ccc|ccc} 0,195 + j1,250 & 0,024 + j0,172 & 0,028 + j0,189 \\ 0,027 + j0,181 & 0,189 + j1,237 & 0,028 + j0,190 \\ 0,028 + j0,185 & 0,024 + j0,172 & 0,196 + j1,254 \end{array} \times 10^{-3};$$

$$\gamma_i = \left( \begin{array}{ccc|ccc} j4,737 & -j1,162 & -j1,115 & 0,150 + j0,471 & 0,088 + j0,282 & 0,089 + j0,282 \\ -j1,162 & j4,702 & -j1,115 & 0,088 + j0,282 & 0,147 + j0,471 & 0,089 + j0,282 \\ -j1,115 & -j1,162 & j4,737 & 0,089 + j0,282 & 0,088 + j0,282 & 0,150 + j0,471 \end{array} \right)^{\frac{1}{2}}$$

$$\gamma_i = \begin{array}{ccc|ccc} 0,195 + j1,250 & 0,027 + j0,181 & 0,028 + j0,184 \\ 0,025 + j0,176 & 0,189 + j1,243 & 0,025 + j0,180 \\ 0,028 + j0,185 & 0,027 + j0,181 & 0,195 + j1,249 \end{array} \times 10^{-3};$$

С помощью найденных матриц коэффициентов распространения определяем постоянные векторы-столбцы А, В, С, D линии, по (4.11) и (4.15).



$$\begin{pmatrix} \underline{A}_A \\ \underline{A}_B \\ \underline{A}_C \\ \underline{B}_A \\ \underline{B}_B \\ \underline{B}_C \end{pmatrix} = e \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0,195+j1,250 & 0,024+j0,172 & 0,028+j0,189 \\ 0,027+j0,181 & 0,189+j1,237 & 0,028+j0,190 \\ 0,028+j0,185 & 0,024+j0,172 & 0,196+j1,254 \end{pmatrix} e^{-1} \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0,195+j1,250 & 0,024+j0,172 & 0,028+j0,189 \\ 0,027+j0,181 & 0,189+j1,237 & 0,028+j0,190 \\ 0,028+j0,185 & 0,024+j0,172 & 0,196+j1,254 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_{HA} \\ \underline{U}_{HB} \\ \underline{U}_{HC} \\ \underline{U}_{kA} \\ \underline{U}_{kB} \\ \underline{U}_{kC} \end{pmatrix}$$

Отсюда получим подматрицы  $H_{11}$ ,  $H_{12}$ ,  $H_{21}$ ,  $H_{22}$

$$\begin{pmatrix} H_{11} & H_{12} \\ H_{21} & H_{22} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 64,1-j405,4 & -8,2+j48,7 & -8,6+j53,8 & -63,6+j405,4 & 8,2-j48,7 & 8,6-j54,1 \\ -8,1+j51,1 & 63,2-j409,2 & -8,6+j54,1 & 8,1-51,1 & -62,7+j409,2 & 8,6-j54,1 \\ -8,4+j52,7 & -8,2+j48,7 & 63,9-j404,2 & 8,4-j52,7 & 8,2-j48,7 & -63,4+j404,2 \\ -63,1+j405,4 & 8,2-j48,7 & 8,6-j53,8 & 63,6-j405,4 & -8,2+j48,7 & -8,6+j53,8 \\ 8,1-j51,1 & -62,2+j409,2 & 8,6-j54,1 & -8,1+j51,1 & 62,7-j409,2 & -8,6+j54,1 \\ 8,4-j52,7 & 8,2-j48,7 & -62,9+j404,2 & -8,4+j52,7 & -8,2+j48,7 & 63,4-j404,2 \end{pmatrix}$$

Далее находим

$$\begin{pmatrix} \underline{C}_A \\ \underline{C}_B \\ \underline{C}_C \\ \underline{D}_A \\ \underline{D}_B \\ \underline{D}_C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0,195+j1,250 & 0,027+j0,181 & 0,028+j0,184 \\ 0,025+j0,176 & 0,189+j1,243 & 0,025+j0,180 \\ 0,028+j0,185 & 0,027+j0,181 & 0,195+j1,249 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0,195+j1,250 & 0,027+j0,181 & 0,028+j0,184 \\ 0,025+j0,176 & 0,189+j1,243 & 0,025+j0,180 \\ 0,028+j0,185 & 0,027+j0,181 & 0,195+j1,249 \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \underline{I}_{HA} \\ \underline{I}_{HB} \\ \underline{I}_{HC} \\ \underline{I}_{kA} \\ \underline{I}_{kB} \\ \underline{I}_{kC} \end{pmatrix}$$

Отсюда получим подматрицы  $W_{11}$ ,  $W_{12}$ ,  $W_{21}$ ,  $W_{22}$

$$\begin{pmatrix} W_{11} & W_{12} \\ W_{21} & W_{22} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 64,1-j405,4 & -8,1+j51,43 & -8,3+j52,4 & -63,6+j405,4 & 8,1-j51,43 & 8,3-j52,4 \\ -8,4+j49,85 & 63,1-j407,8 & -8,6+j51,4 & 8,4-j49,8 & -62,5+j407,8 & 8,6-j51,4 \\ -8,4+j52,7 & -8,1+j51,4 & 64,2-j405,7 & 8,4-j52,7 & 8,1-j51,4 & -63,7+j405,7 \\ -63,1+j405,4 & 8,1-j51,4 & 8,3-j52,45 & 63,6-j405,4 & -8,1+j51,4 & -8,3+j52,4 \\ 8,4-j49,8 & -62,1+j407,8 & 8,6-j51,4 & -8,4+j49,8 & 62,5-j407,8 & -8,6+j51,4 \\ 8,4-j52,7 & 8,1-j51,4 & -63,2+j405,7 & -8,4+j52,7 & -8,1+j51,4 & 63,7-j405,7 \end{pmatrix}$$

С учетом определенных значений векторов постоянных интегрирования определяются вектор-столбцы напряжений и токов в начале и в конце линии, а также на каждом сечении, на сколько частей разобьем линию. После определения выше изложенных параметров для каждой линии составляется алгоритм, для расчета несимметричного режима, показанный на Рисунке 4.8.

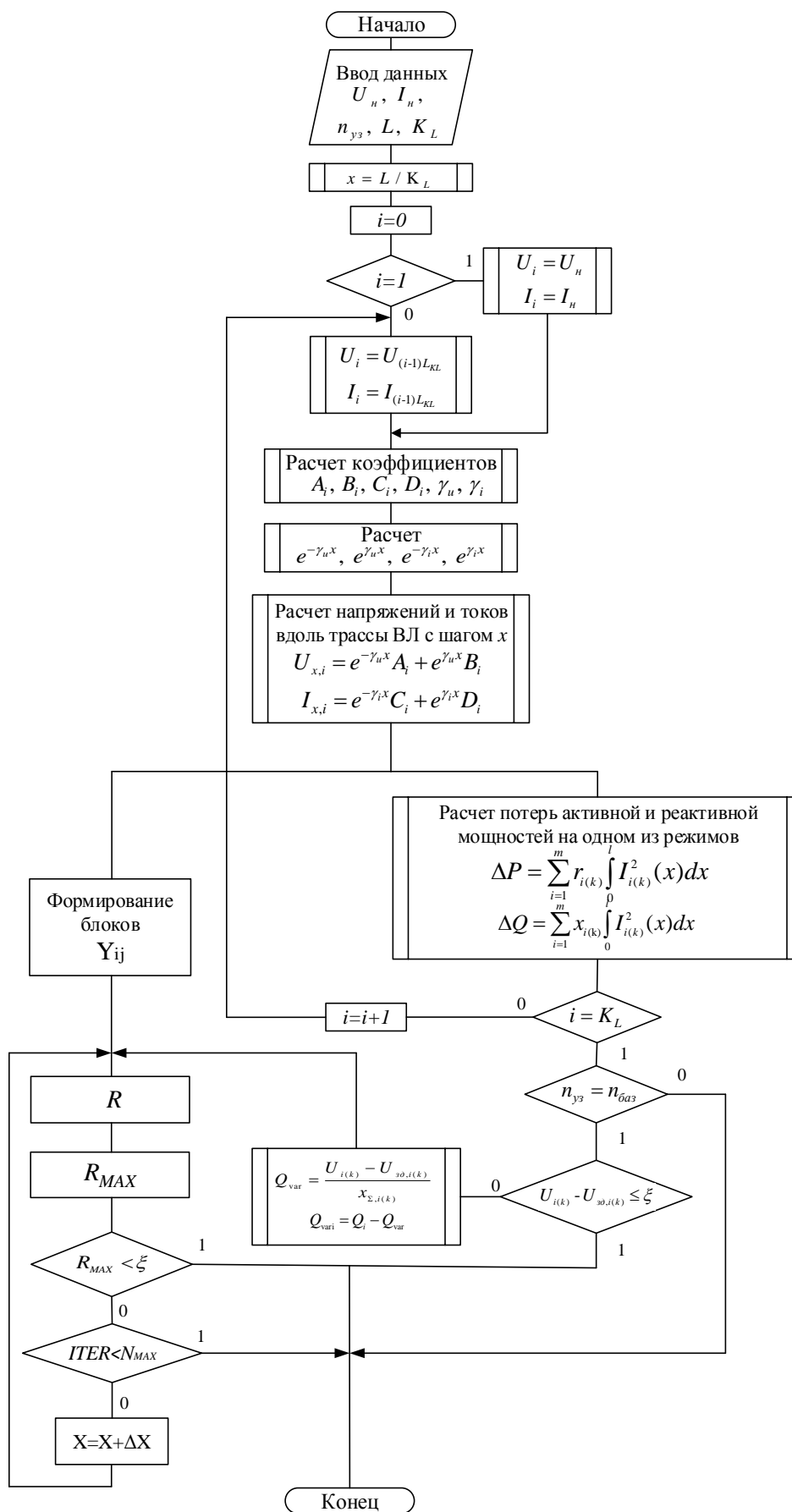


Рисунок 4.8 - Базовый алгоритм расчета потерь мощности в ВЛ с учетом распределенности параметров

На основании приведенной модели выполнены расчеты режимов электрической сети (Рисунок 4.7), которые представлены в Таблицах 4.5 и 4.6, на Рисунках 4.9, 4.10 показано изменение коэффициента несимметрии для каждой тяговой подстанции при изменении неравенства нагрузок в плечах.

Таблица 4.5 – Результаты расчета потерь активных мощностей в зависимости от несимметрии при трехфазном трансформаторе

Название тяговых ПС	При неравенстве нагрузок в плечах							
	0%		10%		20%		30%	
	$k_{2U}$	$\Delta P$	$k_{2U}$	$\Delta P$	$k_{2U}$	$\Delta P$	$k_{2U}$	$\Delta P$
Сухбаатар	0,331	20,672	0,340	20,678	0,355	20,681	0,389	20,682
Дархан	2,350	21,065	2,390	21,116	2,500	21,149	2,680	21,209
Зуунхараа	2,350	21,223	2,390	21,230	2,500	21,294	2,680	21,379
Толгойт	1,230	20,748	1,250	20,749	1,303	20,756	1,387	20,768

Таблица 4.6 – Результаты расчета потерь активных мощностей в зависимости от несимметрии при трансформаторе Скотта

Название тяговых ПС	При неравенстве нагрузок в плечах							
	0%		10%		20%		30%	
	$k_{2U}$	$\Delta P$	$k_{2U}$	$\Delta P$	$k_{2U}$	$\Delta P$	$k_{2U}$	$\Delta P$
Сухбаатар	0	20,66	0,013	20,702	0,090	20,707	0,185	20,712
Дархан	0	20,66	0,450	20,723	0,990	20,767	1,644	20,833
Зуунхараа	0	20,66	0,450	20,727	0,990	20,779	1,644	20,867
Толгойт	0	20,66	0,207	20,674	0,430	20,682	0,680	20,694

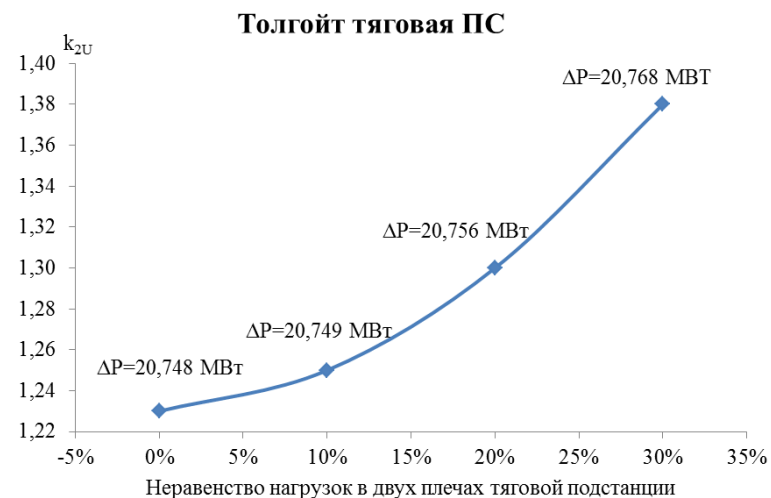
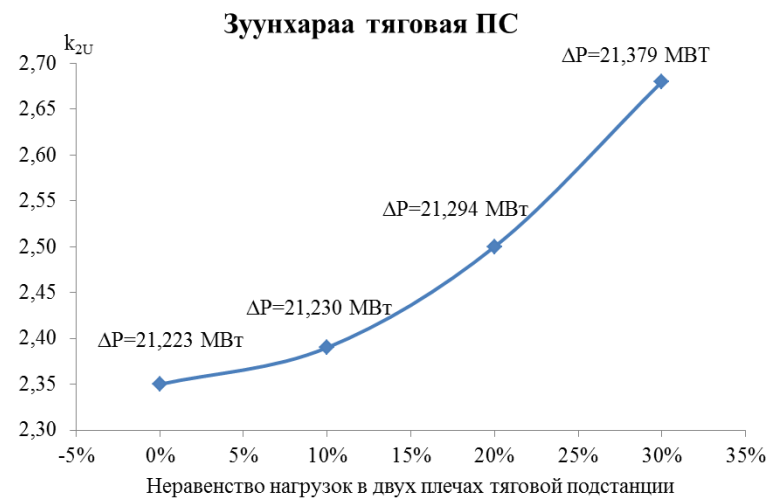
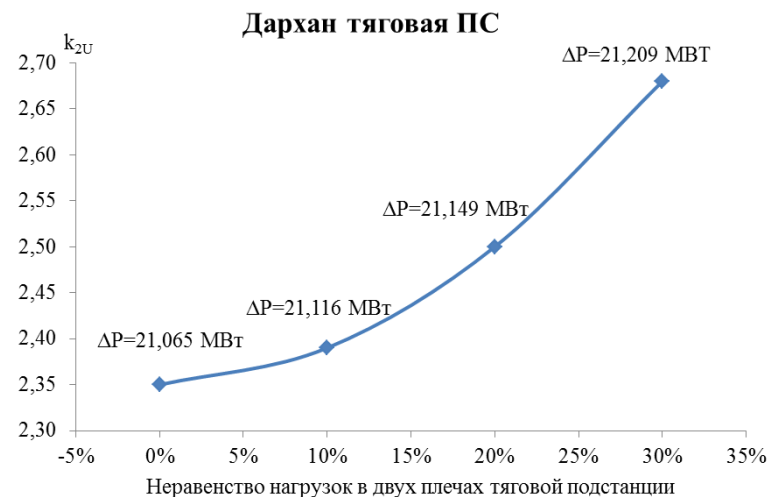
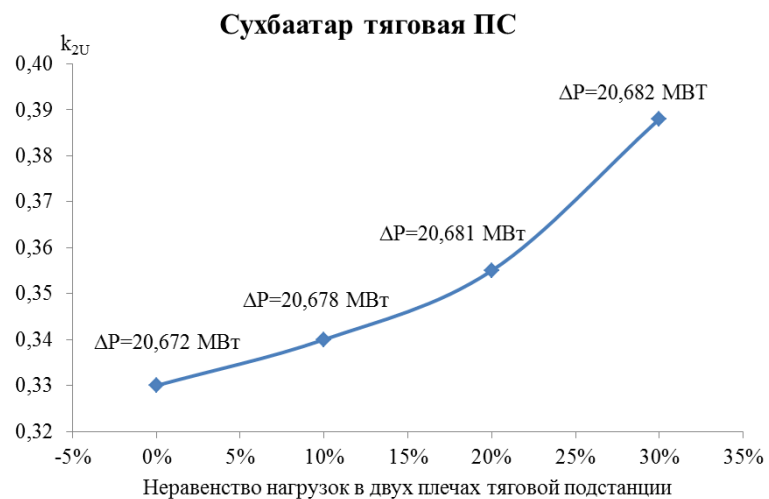


Рисунок 4.9 – Потери активных мощностей в трехфазной питающей сети при питании тяговых двухфазных нагрузок через трехфазный трансформатор

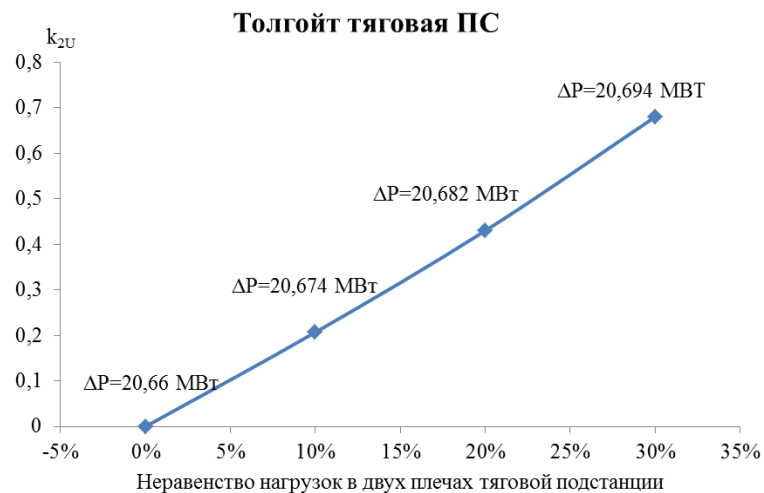
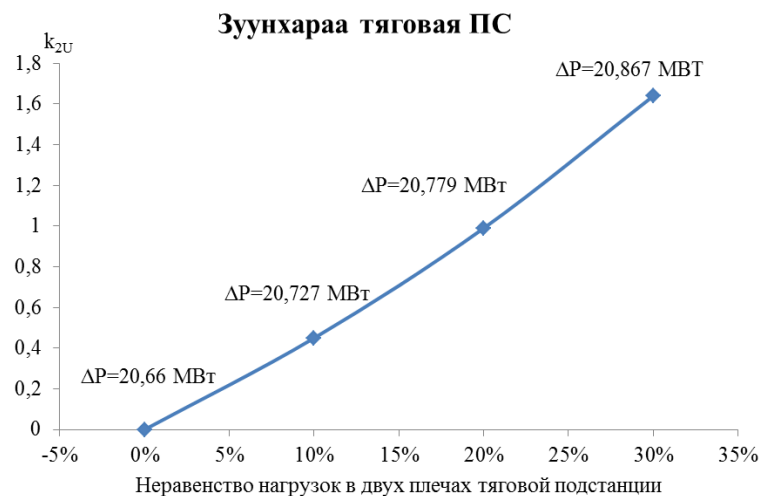
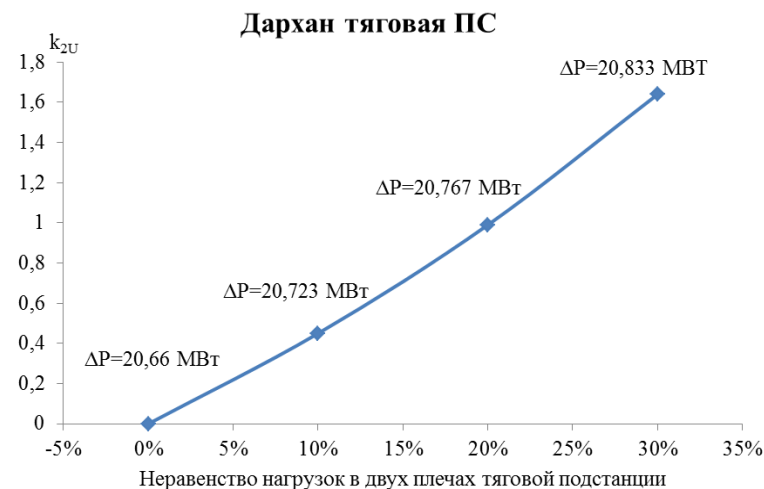
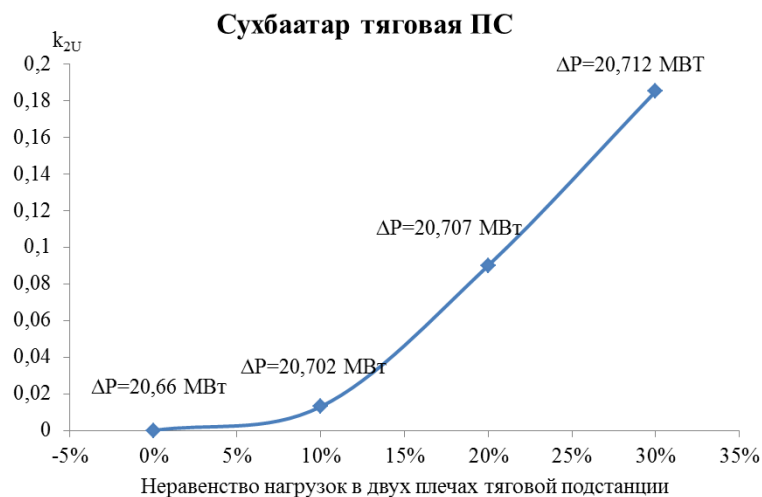


Рисунок 4.10 – Потери активных мощностей в трехфазной питающей сети при питании тяговых двухфазных нагрузок через трансформатор Скотта

#### 4.7 Определение зависимости дополнительных потерь активных мощностей от коэффициента несимметрии по напряжению

Расчеты режимов представленного фрагмента электрической сети показали, что при несимметричных режимах возникают дополнительные потери активной мощности, которые зависят от коэффициентов несимметрии в узлах сети, в которых присоединены тяговые нагрузки. Это подстанции 215 (Сухбаатар), 214 (Дархан), 217 (Зуунхараа), 218 (Толгойт). Так как коэффициенты несимметрии в узлах различные, то для нахождения дополнительных потерь был использован метод коэффициентов распределения [116].

Сущность метода состоит в том, что в начале определены дополнительные потери, возникающие только от несимметрии первой нагрузки, затем только от несимметрии второй нагрузки и так далее суммарный эффект образуется как линейная сумма дополнительных потерь от каждой из нагрузок. В Таблицах 4.7 и 4.8 показаны результаты суммарных потерь от несимметрии при питании тяговых подстанций от ЭЭС.

Таблица 4.7 – Дополнительные потери мощности при трехфазном трансформаторе

Название тяговой ПС	При неравенстве нагрузок в двух плечах тяговой ПС							
	0%		10%		20%		30%	
	$k_{2U}$	$\Delta P_{д}, \text{МВт}$	$k_{2U}$	$\Delta P_{д}, \text{МВт}$	$k_{2U}$	$\Delta P_{д}, \text{МВт}$	$k_{2U}$	$\Delta P_{д}, \text{МВт}$
Сухбаатар	0,331	0,012	0,340	0,018	0,355	0,021	0,389	0,022
Дархан	2,350	0,405	2,390	0,456	2,500	0,489	2,680	0,549
Зуунхараа	2,350	0,563	2,390	0,570	2,500	0,634	2,680	0,719
Толгойт	1,230	0,088	1,250	0,089	1,303	0,096	1,387	0,108

Таблица 4.8 – Дополнительные потери мощности при трансформаторе Скотта

Название тяговой ПС	При неравенстве нагрузок в двух плечах тяговой ПС							
	0%		10%		20%		30%	
	$k_{2U}$	$\Delta P_{д}, \text{МВт}$	$k_{2U}$	$\Delta P_{д}, \text{МВт}$	$k_{2U}$	$\Delta P_{д}, \text{МВт}$	$k_{2U}$	$\Delta P_{д}, \text{МВт}$
Сухбаатар	0	0	0,013	0,042	0,09	0,042	0,185	0,052
Дархан	0	0	0,450	0,063	0,99	0,107	1,644	0,173
Зуунхараа	0	0	0,450	0,067	0,99	0,119	1,644	0,207
Толгойт	0	0	0,207	0,014	0,43	0,022	0,68	0,034

На Рисунке 4.11 показаны потери в электрической сети при симметричном и несимметричном режиме.

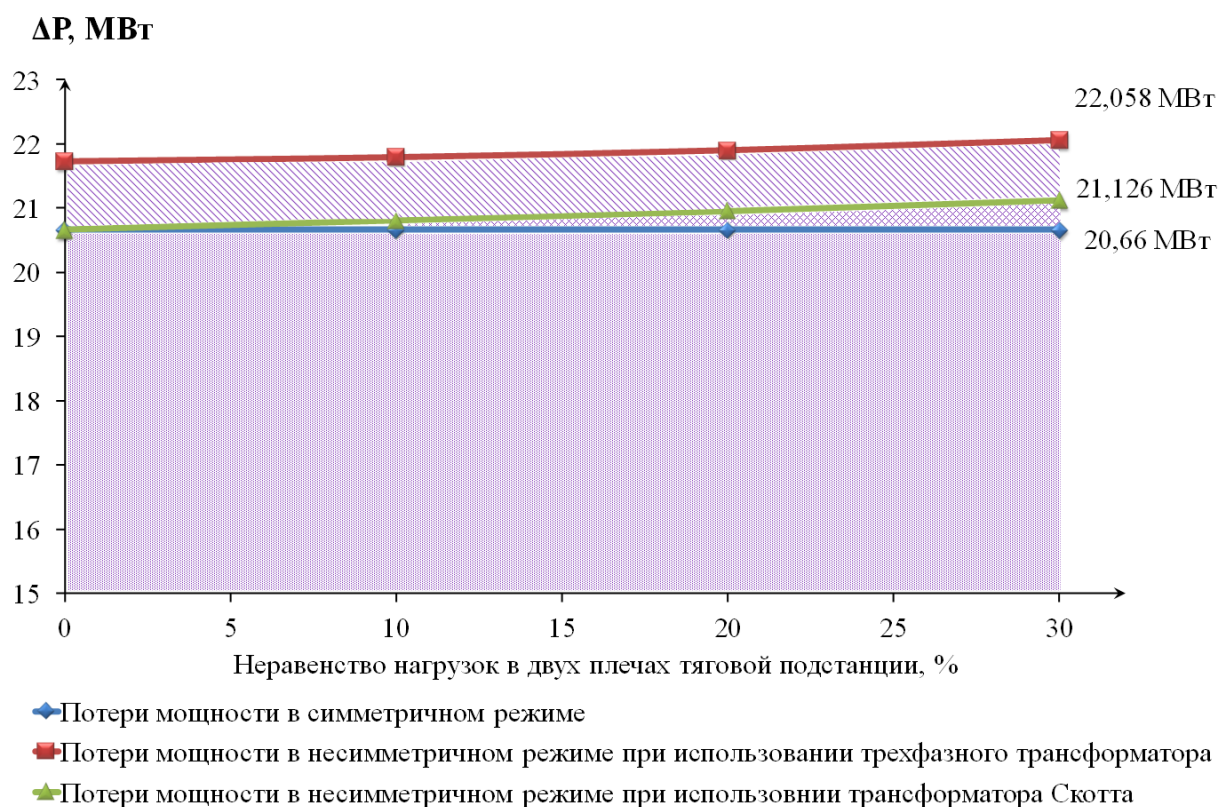


Рисунок 4.11 – Потери в сети при использовании разных трансформаторных соединений для питания тяговых нагрузок

Суммарные дополнительные потери в ЭЭС от несимметрии при использовании разных схем соединений трансформаторов приведены в Таблице 4.9 и показаны на Рисунке 4.12.

Таблица 4.9 – Суммарные дополнительные потери в сети при несимметричном режиме

Параметры сети	При неравенстве нагрузок в двух плечах тяговой ПС									
	0%	10%	20%	30%	%	0%	10%	20%	30%	%
	Трехфазный трансформатор					Трансформатор Скотта				
$\Delta P_{д}$ , МВт	1,068	1,132	1,240	1,398	6,77	0	0,186	0,290	0,466	2,25
$\Sigma \Delta P_{сети}$ , МВт	21,728	21,792	21,900	22,058		20,660	20,806	20,953	21,126	



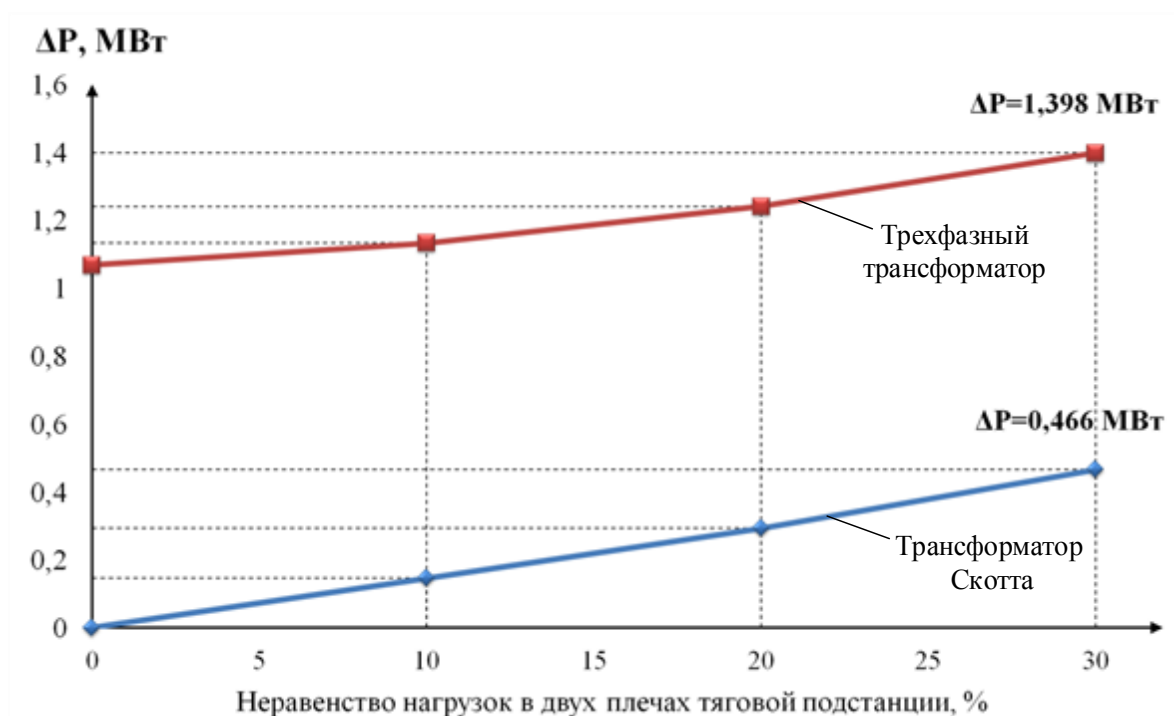


Рисунок 4.12 – Увеличение дополнительных потерь активной мощности от несимметрии при использовании трехфазного трансформатора и трансформатора Скотта для присоединения тяговых нагрузок

#### 4.8 Выводы

1. Проведен современный анализ причин возникновения несимметричных режимов в электрических сетях ЭЭС и их влияния на другие элементы ЭЭС с учетом присоединения электропотребителей с числом фаз некрратным трем.

2. Представлен обзор существующих программных средств, с помощью которых могут быть рассчитаны несимметричные режимы сетей. Подробно представлены возможности, достоинства и недостатки этих программных комплексов. Предложенные автором алгоритм и программы модернизирует программу Центра Энергосбережения Томского политехнического университета за счет возможности представления несимметричной нагрузки и создания дополнительного базисного узла.

3. Предложен метод расчета несимметричных режимов сложнзамкнутой сети с возможностью одновременного моделирования несимметричной нагрузки. Показано, что метод вполне подходит для последовательно присоединенных тяговых нагрузок.

4. Выполненное моделирование трансформатора Скотта и трехфазного трансформатора при неравенствах нагрузок двух плеч на 0%, 10%, 20%, 30% показало, что трансформатор Скотта обладает значительно лучшей симметрирующей способностью. Так, например, снижается коэффициент несимметрии с  $k_{2U}=2,68\%$  до  $k_{2U}=1,64\%$  при 30% неравенстве токов в плечах по сравнению с трехфазным трансформатором, то есть снижает несимметрию на 38,8%. Следует отметить, также, что при равенстве токов в плечах трансформатор Скотта дает полную симметрию на высокой стороне  $k_{2U}=0\%$ , в то время как трехфазный трансформатор уже дает  $k_{2U}=2,35\%$ . В целом несимметрия от трехфазного трансформатора имеет более пологий характер по сравнению с трансформатором Скотта.

5. Впервые установлены зависимости увеличения дополнительных потерь (добавочных потерь) от несимметрии режимов при их симметрировании трансформатором Скотта и трехфазным трансформатором. Показано, что при трехфазном трансформаторе в точке присоединения четырех тяговых подстанций, рост дополнительных потерь от несимметрии в трехфазной сети возрастают на 1,398 МВт, то есть на 6,77%. При тех же условиях расчета режима, но при питании тяговых нагрузок через трансформатор Скотта, дополнительные потери возрастают на 0,466 МВт, то есть 2,25%. Отсюда можно увидеть, что при использовании трансформатора Скотта потери снижаются примерно на 1 МВт, то есть 33,3 % по сравнению с трехфазным трансформатором.

## **5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СИММЕТРИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

### **5.1 Технико-экономические расчеты капитальных вложений**

В современном мире актуальной проблемой является эффективное вложение капитала с целью его приумножения. Такое вложение капитала называют инвестированием.

Экономическая природа инвестиций обусловлена закономерностями процесса расширенного воспроизводства, и заключается в использовании части дополнительного общественного продукта для увеличения количества и качества всех элементов системы производительных сил общества.

Источником инвестиций является фонд накопления, или сберегаемая часть национального дохода, направляемая на увеличение и развитие факторов производства, и фонд возмещения, используемый для обновления изношенных средств производства в виде амортизационных отчислений. Все инвестиционные составляющие формируют, таким образом, структуру средств, которая непосредственно влияет на эффективность инвестиционных процессов и темпы расширенного воспроизводства [117].

В отношении объектов вложения инвестиции подразделяются на реальные инвестиции, или вложения средств в материальные (здания, сооружения, оборудование и т.п.) и нематериальные активы (патенты, лицензии, "ноу-хау", научно-технические и проектно-конструкторские работы в виде документации, программные средства и т.п.), а также финансовые инвестиции, или вложения средств в различные финансовые инструменты - ценные бумаги, депозиты, целевые банковские вклады.

По характеру участия в инвестиционном процессе инвестиции подразделяются на:

- прямые, предполагающие непосредственное участие инвестора в выборе объекта инвестирования и вложении средств, при этом инвестор непосредственно вовлечен во все стадии инвестиционного цикла, включая прединвестиционные исследования, проектирование и строительство объекта инвестирования, а также производство конечной продукции;

- косвенные, осуществляемые через различного рода финансовых посредников (инвестиционные фонды и компании) аккумулирующих и размещающих по своему усмотрению наиболее эффективным образом финансовые средства.

Процесс инвестирования принято реализовывать с помощью разработки и последующего выполнения Инвестиционного проекта.

Обычно любой новый проект предприятия в той или иной мере связан с привлечением новых инвестиций. В наиболее общем понимании проект - это специальным образом оформленное предложение об изменении деятельности предприятия, преследующее определенную цель.

Проекты принято подразделять на тактические и стратегические. К числу последних обычно относятся проекты, предусматривающие изменение формы собственности (создание арендного предприятия, акционерного общества, частного предприятия, совместного предприятия и т.д.), или кардинальное изменение характера производства (выпуск новой продукции, переход к полностью автоматизированному производству, и т.п.).

В условиях рыночной экономики решающим условием финансовой устойчивости предприятия является эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект. Поскольку капитальные вложения всегда ограничены финансовыми возможностями предприятия, а достижение результата отдалено во времени, возникает необходимость планирования инвестиционных решений и оценки экономической эффективности путем разработки инвестиционного проекта, представляющего собой комплексный план создания производства для получения экономической выгоды.

В условиях рынка период разработки и реализации инвестиционного проекта называют инвестиционным циклом. Он состоит из трех стадий: преинвестиционной, инвестиционной и производственной.

На преинвестиционной стадии заказчик (организатор проекта или инвестор) выбирает управляющего проектом, изучаются различные варианты проекта (строительной площадки, конструктивных особенностей, инвестиционных решений), проводится первоначальная оценка издержек и

технико-экономические исследования. Заканчивается эта стадия составлением программы финансирования проекта.

На инвестиционной стадии отбираются организации, реализующие проект, готовится детальная проектная документация, определяются подрядчики и поставщики, проводятся строительные работы, монтаж, отладка.

Производственная стадия - это стадия текущей эксплуатации объекта.

Преинвестиционная фаза закладывает основы для последующих фаз инвестиционного цикла и во многом определяет успех инвестиционного проекта. Результатом исследований на этой стадии является коммерческая оценка проекта, в ходе которой обычно составляется бизнес-план. Его важнейшим разделом является экономическое обоснование, т.е. предоставление информации в виде, позволяющем инвестору сделать заключение о целесообразности осуществления инвестиций. Информация именно этого раздела бизнес-плана является ключевой для принятия решения потенциальным инвестором об участии в проекте.

Финансово-экономическая оценка характеризует способность проекта к сохранению и обеспечению прироста капитала, она заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации рассматриваемых объектов.

**Для принятия управленческого решения** при выборе того или иного инвестиционного проекта в российской и международной практике используют показатели, которые учитывают фактор времени (Таблица 5.1).

– чистый дисконтированный доход (ЧДД), который в международной практике обозначают как NPV (Net Present Value);

– индекс дисконтированной доходности (ИДД), в международной практике – это Profitability Index (PI);

– внутренняя норма доходности (ВНД) или Internal Rate of Return (IRR);

– срок окупаемости с учетом дисконтирования или Discounted Payback Period (DPP).

Таблица 5.1 - Основные показатели эффективности инвестиционных проектов

Абсолютные показатели		Относительные показатели	Временные показатели
Метод приведенной (дисконтированной) стоимости	Метод аннуитета	Метод рентабельности	Метод ликвидности
<b>Способы, основанные на применении концепции дисконтирования</b>			
Интегральный экономический эффект (чистая текущая стоимость, NPV)	Дисконтированный годовой экономический эффект (AN PV)	Внутренняя норма доходности (IRR). Индекс доходности инвестиций	Срок окупаемости инвестиций с учетом дисконтирования (PP)
<b>Упрощенные (рутинные) способы</b>			
	Приблизительный аннуитет	Показатели простой рентабельности. Индекс доходности инвестиций	Приблизительный (простой) срок окупаемости инвестиций

Оценка предстоящих затрат и результатов при определении эффективности инвестиционного проекта осуществляется в пределах расчетного периода, продолжительность которого (горизонт расчета) принимается с учетом:

- продолжительности создания, эксплуатации и (при необходимости) ликвидации объекта;
- средневзвешенного нормативного срока службы основного технологического оборудования;
- достижения заданных характеристик прибыли (массы и / или нормы прибыли и т.д.);
- требований инвестора.

Горизонт расчета измеряется количеством шагов расчета.

Шагом расчета при определении показателей эффективности в пределах расчетного периода могут быть: месяц, квартал или год.

Затраты, осуществляемые участниками, подразделяются на первоначальные (капиталообразующие инвестиции), текущие и ликвидационные, которые осуществляются соответственно на стадиях строительной, функционирования и ликвидационной.

Для стоимостной оценки результатов и затрат могут использоваться базисные, мировые, прогнозные и расчетные цены.

Базисная цена это цена сложившиеся в народном хозяйстве на определенный момент времени  $t_0$ . Базисная цена на всякую продукцию или ресурсы считается неизменной в течение всего расчетного периода.

Измерение экономической эффективности проекта в базисных ценах производится, как правило, на стадии технико-экономических исследований инвестиционных возможностей [117-118].

В практике инвестиционного анализа преобладают дисконтные методы и соответствующие им показатели.

Дисконтные методы основаны на приведении (дисконтировании) разновременных платежей и поступлений (будущих стоимостей) к некоторому фиксированному моменту времени  $t_0$  (чаще всего принимается  $t_0 = 0$ ). Инструментом приведения является норма дисконта ( $E$ ), называемая также требуемым уровнем (нормой) доходности, ставкой сравнения или "барьерной" ставкой. Она олицетворяет собой приемлемый для инвестора процент возврата на инвестируемый капитал за определенный период начисления.

Технически приведение выполняется путем умножения на  $t$ -м шаге горизонта расчетов элементов потока платежей и поступлений на коэффициент дисконтирования  $v^t$ , определяемый для постоянной нормы ставки дисконта  $r$  и  $t_0 = 0$  как

$$v^t = \frac{1}{(1+r)^t} = (1+r)^{-t} \quad (5.1)$$

**Чистый дисконтированный доход (NPV)** – это текущая стоимость денежных потоков инвестиционного проекта, с учетом ставки дисконтирования, за вычетом инвестиций. Суть показателя состоит в сравнении текущей стоимости будущих поступлений от реализации проекта с инвестиционными вложениями в проект. Дисконтирование – процесс приведения разновременных денежных потоков (поступлений и выплат) к единому моменту времени. Чистый дисконтированный доход рассчитывается по формуле

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - IC, \quad (5.2)$$

где NPV – чистый дисконтированный доход инвестиционного проекта;  $CF_t$  – денежный поток в период времени  $t$  (Cash Flow); IC – вложенный

инвестиционный капитал – это затраты инвестора в первоначальный период времени (Invest Capital);  $r$  – ставка дисконтирования.

Чистый дисконтированный доход позволяет оценить инвестиционный проект (Таблица 5.2)

Таблица 5.2 – Оценка инвестиционного проекта на основе критерия NPV

Критерий оценки NPV	Заключение при выборе проект
$NPV < 0$	При отрицательном значении NPV, инвестиционный проект убыточный
$NPV = 0$	Доходы инвестиционного проекта будут равны расходам
$NPV > 0$	Проект привлекателен для вложения инвестиций
$NPV_1 > NPV_2$	При сравнении между собой нескольких проектов оценивают инвестиционную привлекательность. В данном случае первый проект имеет большую привлекательность

**Индекс дисконтированной доходности (PI)** – Индекс доходности дисконтированных инвестиций (рентабельность) представляет собой отношение суммы приведенных чистых поступлений к приведенным на ту же дату инвестиционным затратам:

$$PI = \frac{\sum CF_t}{IC} \quad (5.3)$$

Критерий PI позволяет сделать заключение по проекту (Таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Оценка инвестиционного проекта на основе критерия PI

Критерий оценки PI	Заключение при выборе проекта
$PI < 1$	Вложенные в инвестиционный проект капитальные затраты не возместятся в полном размере
$PI = 1$	Доходность инвестиционного проекта равна выбранной ставки дисконтирования
$PI > 1$	Проект привлекателен для вложения инвестиций, так как обеспечит дополнительную отдачу капитала
$PI_1 > PI_2$	При сравнении между собой нескольких проектов оценивают инвестиционную привлекательность. В данном случае первый проект имеет большую рентабельность, поэтому он будет выбран



**Внутренняя норма доходности (IRR)** – это та норма дисконта, при которой приведенные эффекты равны приведенным капитальным вложениям.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} - IC. \quad (5.4)$$

Внутренняя норма доходности позволяет сравнить не только проекты, но и инвестиции банковского вклада, т.е. если IRR выше банковского вклада, то проект считается инвестиционно привлекательным. Рассчитать IRR можно в программном обеспечении Excel с помощью встроенной функции ВСД (внутренняя ставка доходности).

**Срок окупаемости с учетом дисконтирования (DPP)** – это период возврата денежных средств с учетом временной стоимости денег (ставки дисконта) который рассчитывается по формуле

$$CO = \min n, \text{ при котором } \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + r)^t} > IC, \quad (5.5)$$

где CO – дисконтированный срок окупаемости инвестиций.

## 5.2 Расчет экономического эффекта от симметрирования режимов ЭЭС за счет трансформатора Скотта

В главе 4 работы были выполнены расчеты несимметричных режимов при неравенстве нагрузок двух плеч тяговых подстанций и получены результаты потерь активной мощности при питании тяговых нагрузок через трехфазный трансформатор и трансформатор Скотта. На основе полученных результатов проведем расчет экономического эффекта трансформатора Скотта по сравнению с трехфазным трансформатором. Для выполнения расчетов приняты следующие значения. В Таблице 5.4 приведены стоимости трансформаторов взятые от ООО “Новосибирский Трансформаторный Завод – НТЗ” и компании “ABB” в мае 2018 года. Технические параметры трансформатора Скотта, производимого компанией ABB, приведены в приложениях А.

Таблица 5.4 – Стоимости тяговых трансформаторов

Название тяговых ПС	S, МВА	Кол-во	Стоимость трансформаторов, т.руб.		Первоначальные капиталовложения при выборе трансформаторов, т.руб.	
			3х фазный	Скотт	3х фазный	Скотт
Сухбаатар	10	2	29 400	35 280	58 800	70 560
Дархан	63	2	39 860	47 832	79 720	95 664
Зуунхараа	63	2	39 860	47 832	79 720	95 664
Толгойт	25	2	35 500	42 600	71 000	85 200
Суммарные первоначальные капиталовложения					289 240	347 088

Следовательно, при выборе трехфазного трансформатора и трансформатора Скотта для питания тяговых нагрузок разница суммарных первоначальных капиталовложений составляет 57 848 000 рублей. В данном случае для инвестиционного проекта это первоначальные затраты. Так как проект только начинающийся, другие факторы условия задачи, как, например, затраты на приобретение данного оборудования (транспортировка, установка, монтаж), а также ежегодные эксплуатационные издержки, считаем равноценными. Поэтому экономический расчет проведем, опираясь на разницу стоимостей этих трансформаторов.

Приняты следующие обозначения:

$\Delta P$  – потери активной мощности, кВт;

$\Delta P_{\text{Э}}$  – величина, на которую уменьшились потери активной мощности при питании тяговых нагрузок через трансформатор Скотта, кВт;

$C_p$  – стоимость электроэнергии для предприятий, руб/кВт.ч;

$\tau$  – время наибольших потерь, для электрической сети питающей тяговую нагрузку с учетом, что известно время использования максимальной нагрузки  $T_{\text{max}}=6000\text{ч}$  [124], определяется по формуле

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4592 \text{ ч}$$

$Z_{\text{Э}}$  – величина, на которую уменьшились затраты на оплату электрической энергии в год. В данном случае для инвестиционного проекта это денежный доход, руб.

В Таблице 5.5 приведены исходные данные для проведения экономического расчета.

Таблица 5.5 – Исходные значения для расчетов

$\Delta P_{\text{Зх ф.тр.}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{Скотт}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{Э}}$ , кВт	$C_p$ , руб/кВт.ч	$\tau$ , ч (при $T_{\text{max}}=6000\text{ч}$ )	$Z_{\text{Э}}$ , руб.
1398	466	932	4	4592	17 118 976

В соответствии с [119] срок эксплуатации силовых трансформаторов составляет 25 лет. Ставка дисконтирования рассчитана 21,6% (Центральный банк, Монголия).

Все расчеты были выполнены в программном обеспечении Excel и приведены в Таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Экономический эффект использования трансформатора Скотта для питания тяговых нагрузок

<b>Чистый дисконтированный доход (NPV)</b>						
<b>Индекс дисконтированной доходности (PI)</b>						
<b>Дисконтированный срок окупаемости инвестиционного проекта (DPP)</b>						
<b>Внутренняя норма доходности (IRR)</b>						
Ставка дисконтирования,		r = 21,60%				
Период (год), T	Первоначальные затраты, IC	Денежный доход	Денежный расход	Денежный поток, CF	Дисконтированный денежный поток	Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом
0	57 848 000,0р.	0	57 848 000,0р.	- 57 848 000,0р.		
1		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	14 078 105,3р.	14 078 105,3р.
2		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	11 577 389,2р.	25 655 494,5р.
3		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	9 520 879,3р.	35 176 373,7р.
4		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	7 829 670,5р.	43 006 044,2р.
5		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	6 438 873,7р.	49 444 917,9р.
6		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	5 295 126,4р.	54 740 044,3р.
7		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	4 354 544,8р.	59 094 589,1р.
8		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	3 581 040,1р.	62 675 629,2р.
9		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	2 944 934,3р.	65 620 563,5р.
10		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	2 421 821,0р.	68 042 384,4р.
11		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	1 991 629,1р.	70 034 013,5р.
12		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	1 637 852,9р.	71 671 866,4р.
13		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	1 346 918,5р.	73 018 784,9р.
14		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	1 107 663,2р.	74 126 448,1р.
15		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	910 907,3р.	75 037 355,3р.
16		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	749 101,4р.	75 786 456,7р.
17		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	616 037,3р.	76 402 494,0р.
18		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	506 609,6р.	76 909 103,6р.
19		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	416 619,8р.	77 325 723,4р.
20		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	342 614,9р.	77 668 338,3р.
21		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	281 755,7р.	77 950 094,0р.
22		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	231 707,0р.	78 181 801,0р.
23		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	190 548,5р.	78 372 349,5р.
24		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	156 701,1р.	78 529 050,6р.
25		17 118 976,0р.	2 313 920,0р.	14 805 056,0р.	128 866,0р.	78 657 916,6р.

Из Таблицы 5.6 видно, что примерно через 7 лет расходы будут заменены на начало поступления доходов.

Показатели, учитывающие факторы времени полученные расчетом изложены в Таблице 5.7.

Таблица 5.7 – ЧДД, ИДД, ВВД, СО

Чистый дисконтированный доход	NPV2	20 809 916 р.
Индекс дисконтированной доходности	PI2	1,36
Внутренняя норма доходности	IRR2	26 %
Срок окупаемости с учетом дисконтирования	DPP2	7 лет

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) получился больше единицы, что позволяет оценить инвестиционный проект как привлекательный.

Индекс дисконтированной доходности также больше единицы. Это значит, что проект привлекателен для вложения инвестиций, так как обеспечивает дополнительную отдачу капитала.

График зависимости денежного потока от периода показан на Рисунке 5.1.

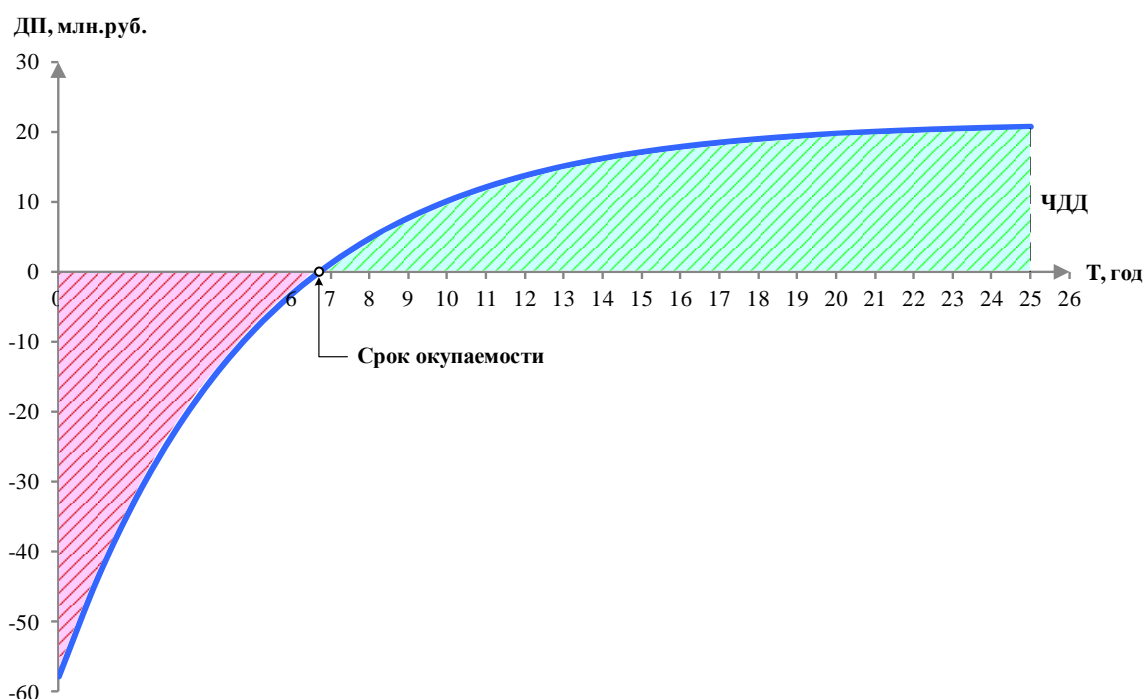


Рисунок 5.1 – Графическая интерпретация срока окупаемости дополнительного капиталовложения

Таким образом, трансформатор Скотта имеет экономические преимущества по отношению к трехфазному трансформатору. Поэтому он рекомендуется для новых проектов. Срок окупаемости для данного фрагмента ЭЭС составил около 7 лет, что вполне допустимо, так как соответствие [120] для железных дорог допустимый срок окупаемости составляет 10 лет.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании, выполненных в диссертационной работе исследований можно сделать следующее заключение:

1. Установлены граничные условия перехода от тепловозной на электрическую тягу переменного тока 2х25 кВ, и определена дополнительно необходимая установленная активная мощность в электроэнергетической системе Монголии для обеспечения растущего объема грузоперевозок. Показано, что главный путь устойчивого развития электроэнергетической системы и инфраструктуры железнодорожного транспорта состоит в масштабной реконструкции электросетевого комплекса для улучшения транспортных связей между государствами Европы и Азии.

2. Выведены уравнения для соотношения напряжений и определения коэффициентов несимметрии напряжения по обратной последовательности практически для всех важных способов трансформаторного присоединения систем тягового электроснабжения с числом фаз, не кратным трем. Дана оценка симметрирующей способности каждого вида трансформаторного присоединения и приведен их сравнительный анализ. При этом наибольшее внимание уделено трансформаторам Скотта и Ле Бланка, которые обеспечивают наилучшее симметрирование режимов. Доказано, что выравнивание токов в плечах трансформаторов Скотта и Ле Бланка на стороне низкого напряжения (25 кВ) от 0 до 30% обеспечивает симметрирование режима в трехфазной питающей сети в пределах нормируемых значений.

3. Предложенная математическая модель для расчета коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности адекватно определяет индивидуальные вклады несимметрии от каждого элемента электрической сети. Разработана имитационная модель несимметричного режима, учитывающая вносимую долю несимметрии нагрузки, источника питания и линии электропередачи, реализованная в Matlab. С помощью данной модели выполнена верификация аналитической модели.

4. Рассмотрены два возможных сценария присоединения опорных тяговых подстанции северной части железнодорожной магистрали АО УБЖД

через трансформатор Скотта: к сети напряжением 110 кВ или к сети 220 кВ. При этом расчеты режимов для обоих сценариев показали необходимость компенсации реактивной мощности в узлах с пониженными напряжениями. Поиск оптимального решения осуществлялся градиентным методом и методом роевого интеллекта. Лучший результат показал алгоритм роя частиц роевого интеллекта, который позволил найти глобальный минимум потерь активной мощности в электрической сети.

5. Предложен метод расчета несимметричных режимов сложнозамкнутой электрической сети с несимметричной нагрузкой. В методе учтены геометрия расположения проводов и распределенность параметров линии, что позволяет учитывать дополнительные потери от несимметрии.

6. Установлена зависимость между коэффициентом несимметрии по обратной последовательности и величиной дополнительных потерь активной мощности в электрической сети ЭЭС для двух принципиально важных случаев присоединения тяговых нагрузок через трехфазный трансформатор и трансформатор Скотта. Показано, что при трехфазном трансформаторе в точке присоединения четырех тяговых подстанций рост дополнительных потерь от несимметрии в трехфазной сети составляет 1,398 МВт, то есть 6,77%. При тех же условиях режима, но при присоединении через трансформатор Скотта, дополнительные потери составляют 0,466 МВт, то есть увеличиваются на 2,25%.

7. Присоединение тяговых нагрузок приводит к дефициту реактивной мощности в ЭЭС Монголии, что требует оптимизации размещения дополнительных компенсирующих устройств и выбора их оптимальной мощности. Оптимизация режимов ЭЭС по реактивной мощности показывает, что по первому сценарию присоединения системы тягового электроснабжения к сети 110 кВ Монгольской ЭЭС суммарные потери активной мощности могут быть существенно снижены от 48,42 МВт до 45,82 МВт при использовании градиентного метода, а по методу роевого интеллекта до 45,64 МВт.

Аналогичная картина наблюдается и при втором сценарии, при присоединении тяговых нагрузок к сети 220 кВ. Градиентный метод показал снижение потерь до 36,65 МВт, а метод роя частиц 36,29 МВт, с размещением

компенсирующих устройств в трех узлах вместо предложенных восьми. Сокращение числа узлов для возможной установки КУ негативно влияет на поиск экстремума для градиентного метода, и не влияет на поиск экстремума методом роевого интеллекта, так как сокращение числа узлов эквивалентно уменьшению числа «степеней свободы».

8. Выполненное моделирование трансформатора Скотта и трехфазного трансформатора при неравенствах нагрузок двух плеч на 0%, 10%, 20%, 30% показало, что трансформатор Скотта обладает значительно лучшей симметрирующей способностью. Так, например, снижает коэффициент несимметрии с  $k_{2U}=2,68\%$  до  $k_{2U}=1,64\%$  при 30% неравенстве токов в плечах по сравнению с трехфазным трансформатором, то есть снижает несимметрию на 38,8%. Следует также отметить, что при равенстве токов в плечах трансформатор Скотта дает полную симметрию на высокой стороне  $k_{2U}=0\%$ , в то время как трехфазный трансформатор уже дает  $k_{2U}=2,35\%$ . В целом, несимметрия от трехфазного трансформатора имеет более пологий характер по сравнению с трансформатором Скотта.

9. Экономические расчеты позволяют утверждать, что трансформаторное присоединение тяговой системы электроснабжения к ЭЭС целесообразно выполнять с помощью трансформаторов Скотта, обладающими значительно лучшими симметрирующими способностями по сравнению с трехфазными трансформаторами. Срок окупаемости трансформаторов Скотта, с учетом инвестиционных рисков и инфляционных ожиданий, составляет около 7 лет.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Батхуяг, С. О возможностях расширения энергетического сотрудничества Монголии со странами Северо-Восточной Азии / С. Батхуяг, Б. Нуурей, Х. О Энхжаргал // Энергетические связи между Россией и Восточной азией: стратегия развития в XXI веке : объединенный симп., Иркутск, 30 авг.– 2 сент. 2010 г. – Иркутск : Изд-во Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, 2010. – С. 1–4. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).
2. Эффективность межгосударственных электрических связей / Л. С. Беляев, С. В. Подковальников, В. А. Савельев, Л. Ю. Чудинова. – Новосибирск : Наука, 2008. – 238 с.
3. Анализ сценариев потенциальных межгосударственных электроэнергетических объединений в Северо-Восточной Азии / Н. И. Воропай [и др.] // Перспективы энергетики. – 2005. – Т.9, №2. – С. 111–120.
4. Prerequisites and directions in formation of Northeast Asian power system / L. S. Belyav, N. I. Voropai, S. V. Podkovalnikov, G. V. Shutov // Perspectives in Energy, 1997-1998. – Vol.4. – P. 431–441.
5. Дашжамц, Л. История и перспективы электроэнергетики Монголии / Л. Дашжамц // Сборник материалов общеуниверситетской научной конференции студентов СВФУ. – 2015. – Якутск : Изд-во Северо-Восточного федер. ун-та им. М. К. Аммосова, 29 мая 2015 г. – С. 108–109.
6. Energy Resources Developer [Электронный ресурс] // МЕС. Mongolia energy corporation. – Режим доступа : <http://www.mongolia-energy.com>. – Загл. с экрана.
7. Clean Energy LLC [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.cleanenergy.mn>. – Загл. с экрана.
8. Статистический сборник Монголии. – Улан-Батор : Изд-во Монг. нац. комитет статистики, 2011. – 75 с.
9. Статистический сборник Монголии. – Улан-Батор : Изд-во Монг. нац. комитет статистики, 2013. – 66 с.
10. Статистический сборник Монголии. – Улан-Батор : Изд-во Монг. нац. комитет статистики, 2014. – 66 с.

11. Энхжаргал, Х. Разработка научных основ создания экологически чистой угольной ТЭС на принципе мультикомплекса, обеспечивающей интеграцию электроэнергетической системы Монголии : дис. ...техн. наук: 05.14.01 / Халтар Энхжаргал. – Иркутск, 2012. – 317 с.
12. Монголия станет экспортером возобновляемой энергии // Новости Монголии. – 03.08.2012. – № 31. – С. 3.
13. Энхжаргал, Х. Перспективные направления развития электроэнергетической системы Монголии / Х. Энхжаргал, С. Батмунх, В. А. Стенников // Энергетическая политика. – 2012. – Вып. 4. – С. 70–81.
14. Kitushin, V. G. Model annual planning of generating companies in a competitive electricity market [Model godovogo planirovanija raboty generirujushhih kompanii na konkurentnom rynke elektroenergii] / V. G. Kitushin, B. Batzaya // Ekonomika i predprinimatelstvo – Economy and business. – 2016. – № 3 (2). – P. 822–825.
15. On Signing the Contract Between the TPP-4, Ulan-Bator and the Ural Turbine Plant. – Режим доступа : <http://www.mongolia.mid.ru/press.html>. – Загл. с экрана.
16. In-depth Review of Policies and Programs in the Field of Energy Efficiency: Mongolia / Energy Charter Secretariat. – Brussels, Belgium 2011. – 126 p.
17. Опыт и перспективы в области энергоэффективности : материалы междунар. конгр. – Улан-Батор, 2009. – 194 с.
18. Энхболд Л. Тенденции и нынешнее состояние провозной и пропускной способности АО УБЖД / Л. Энхболд // Форум 2030 УБЖД : сб. тр. конф., 2017 г. – С. 51–55.
19. Статистические данные доходности от транспортных отраслей Министерства путей и транспорта 2017 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://mrtd.gov.mn/all/88>. – Загл. с экрана.
20. Федорин, В. Н. Экономический коридор «Монголия – Россия – Китай»: перспективы участия России / В. Н. Федорин, С. В. Мясникова // Экономические исследования и разработки. – 2017. – №6. – С.90–96.

21. Тамир, Д. Разработка многофакторных моделей прогнозирования грузооборота и объема перевезенных грузов / Д. Тамир // Сеть железных дорог и структура фундамента : материалы науч.-исследоват. конф. – Улан-Батор, 2014. – С. 94–100.
22. Тамир, Д. Алгоритмическое обеспечение комплексного прогнозирования базовых показателей перевозочного процесса : дис. ...техн. наук: 05.13.01 / Давааням Тамир. – Иркутск : Изд-во ИрГУПС, 2017. – 127 с.
23. Бумцэнд, У. Электрификация международного транспортного железнодорожного коридора «Азия - Европа» как путь устойчивого развития электроэнергетической системы монголии / В. З. Манусов, Б. В. Палагушкин, У. Бумцэнд // Изв. Транссиба. – 2016. – № 4 (28). С. 94–101.
24. Бумцэнд, У. Эффективность электрификации акционерного общества "Улан-Баторская Железная Дорога" / У. Бумцэнд, В. З. Манусов // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2016. – С. 3–5.
25. Пехтерев, Ф. С. Перспективы развития транспортной инфраструктуры на приграничных территориях России и Монголии / Ф. С. Пехтерев // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2012) : материалы шестой междунар. конф. – Москва : Изд-во Ин-та проблем управления им. В. А. Трапезникова РАН, 2012. – С. 91–96.
26. Калинин, В. К. Электровозы и электропоезда / В. К. Калинин. – Москва : Транспорт, 1991. — 480 с
27. Варенцов В. М. К вопросу о расчете надежности систем тягового электроснабжения / В. М. Варенцов // Вестн. ВНИИЖТ. – 2002. – № 6. – С. 40–46.
28. Василянский, А. М. Совершенствование системы тягового электроснабжения железных дорог, электрифицированных на переменном токе 27,5 кВ, 50 Гц / А. М. Василянский, Р. Р. Мамошин, Г. Б. Якимов // Железные дороги мира. – 2002. – № 8. – С. 40–46.
29. Ильинова, С. В. Повышение экономической эффективности экологической безопасности транспортной системы [Электронный ресурс] /

С. В. Ильинова // Инженерный вестник Дона. – 2010. – №4. – Режим доступа: <http://www.ivdon.ru/magazine/archive/n4y2010/298>. – Загл. с экрана.

30. Асанов, Т. К. Об усилении системы тягового электроснабжения переменного тока / Т. К. Асанов // Развитие систем тягового электроснабжения : сб. науч. трудов. – Москва : Изд-во МИИТ, 1991. – С. 112–115.

31. Бобровников, Я. Ю. Электрические железные дороги : учеб. пособие / Я. Ю. Бобровников. – Хабаровск : Изд-во ДВГУПС, 2010. – 79 с.

32. Котельников, А. В. Электрификация железных дорог. Мировые тенденции и перспективы / А. В. Котельников. – Москва : Интекст, 2002. – 104 с.

33. Тер-Оганов, Э. В. Электроснабжение железных дорог : учеб. для студентов университета (УрГУПС) / Э. В. Тер-Оганов, А. А. Пышкин. – Екатеринбург : Изд-во УрГУПС, 2014. – 432 с.

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

35. Правила устройства системы тягового электроснабжения железных дорог РФ (ЦЭ-462). – Москва, 1997. — 78 с.

36. Сидоров, Н. И. Как устроен и работает электровоз / Н. И. Сидоров, Н. Н. Сидорова. – Москва : Транспорт, 1988. – 223 с.

37. Векслер М. И. Опыт эксплуатации участка Вязьма–Орша, электрифицированного по системе 2×25 кВ / М. И. Векслер. – Москва : Транспорт, 1985. – 46 с.

38. Система тягового электроснабжения 2×25 кВ / Б. М. Бородулин [и др.]. – Москва : Транспорт, 1989. – 247 с.

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

40. Марквардт, К. Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог / К. Г. Марквардт. – Москва : Транспорт, 1982. – 528 с.

41. Мамошин, Р. Р. Электроснабжение электрифицированных железных дорог / Р. Р. Мамошин, А. Н. Зимакова. – Москва : Транспорт, 1980. – 296 с.

42. IEC/TR 61000-3-13: 2008. Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-13: Limits – Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems – Edition 1.0 – 46 p.

43. Investigation off Power Factor Behaviour in AC Railway System Based on Special Traction Transformers [Электронный ресурс] / Mohsen Kalantari, Muhammad Javad Sadeghi, Seyed Saeed Fazel, Siamak Farshad // J. Electromagnetic Analysis & Applications. – 2010. – № 2. – Режим доступа : [http://www.iust.ac.ir/files/rail/Abstract/fazel/acceptance\\_jema.pdf](http://www.iust.ac.ir/files/rail/Abstract/fazel/acceptance_jema.pdf). – Загл. с экрана.

44. The International Review on Modelling and Simulations (IREMOS) : Review / Editor-in-Chief Meo Santolo. – Naples, Italy, 2011. – Vol. 4, № 1, February. – 150 p.

45. Варфоломеев, Г. Н. Схема Скотта: история и перспективы совершенствования (к 100-летию создания) / Г. Н. Варфоломеев // Электричество. – 1994. – № 10. – С. 77.

46. Ворфоломеев Г. Н. Преобразование числа фаз в электроэнергетике / Г. Н. Варфоломеев. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 1996. – 96 с.

47. 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.

48. Mochinaga, Y. Insulation level reduction of three-winding Scott-connected transformer on Shinkansen at feeder circuit / Y. Mochinaga, Y. Koyama, T. Takeuchi // T.IEE Japan. – 1990. – Vol. 110-d, № 5. – P. 570–579.

49. Mochinaga, Y. Development of three-winding transformer for Shinkansen auto-transformer feeding system receiving extra-high voltage / Y. Mochinaga, Y. Akatsuka, K. Arai, M. Ono // T. IEE Japan. – 1991. – Vol. 111-d, № 3. – P. 237–244.

50. 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.

51. Bin-Kwie Chen. Three Phase Models Of Specially Connected Transformers / Bin-Kwie Chen, Bing-Song Guo // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1996. – Vol. 11, № 1. – P. 323–330.

52. 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.

53. 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.

54. Renner, H. Voltage unbalance emission assessment / H. Renner // Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), 16-18 June 2010. – Kuressaare, Estonia, 2010 – P.43–48.

55. Krause, Paul C. Analysis of electric machinery and drive systems / Paul C. Krause, Oleg Wasynczuk, Scott D. Sudhoff. – 2nd Edition. – New York : IEEE Press, 2002. – 613 p.

56. Lamia, Y. Effects of unbalanced voltage on the steady state of the induction motors / Y. Lamia // International Journal of Electrical Energy. – 2014. – Vol. 2, №.1. – P. 34–38.

57. Global voltage unbalance in MV networks due to line asymmetries / P. Paravithana, S. Perera, R. Koch & Z. Emin // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2009. – Vol. 24, (4). – P. 2353–2360.

58. A review of recent investigations on voltage unbalance management: Further contributions to improvement of IEC/TR 61000-3-13:2008 [Электронный ресурс] / U. Jayatunga, S. Perera, P. Ciufu & A. P. Agalgaonkar // 16th IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2014. – Australia : University of Wollongong. – P. 268–272. – Режим доступа : <http://ro.uow.edu.au/cgi/viewcontent.cgi?article=3620&context=eispapers>. – Загл. с экрана.

59. Липес, А. В. Расчеты установившихся режимов электрических систем на ЦВМ / А. В. Липес, С. К. Окуловский. – Свердловск : Изд-во УПИ им. С. М. Кирова, 1986. – 88 с.
60. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
61. Ананичева, С. С. Схемы замещения и установившиеся режимы электрических сетей : учеб. пособие / С. С. Ананичева, А. Л. Мызин. – Свердловск : Изд-во УПИ, 1990. – 84 с.
62. Аюев, Б. И. Расчеты установившихся режимов в задачах оперативного и автоматического управления ЭЭС : учеб. пособие / Б. И. Аюев, П. И. Бартоломей. – Екатеринбург : Изд-во УГТУ, 1999. – 228 с.
63. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах / Б. И. Аюев, В. В. Давыдов, П. М. Ерохин, В. Г. Неуймин ; под ред. П. И. Бартоломея. – Москва : Флинта; Наука, 2008. – 256 с.
64. Бартоломей, П. И. Итерационное решение системы линейных уравнений в электроэнергетических задачах / П. И. Бартоломей, С. К. Окуловский // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1982. – № 4. – С.19–27.
65. Повышение эффективности метода Ньютона при расчетах установившихся режимов больших электрических систем / П. И. Бартоломей, С. К. Окуловский, А. В. Авраменок, А. А. Ярославцев // Электричество. – 1982. – № 8. – С. 1–5.
66. Кулешов, А. И. Расчет и анализ установившихся режимов электроэнергетических систем на персональных компьютерах : учеб. пособие / А. И. Кулешов, Б. Я. Прахин ; Ивановск. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2005. – 171 с.
67. Программно-вычислительный комплекс АНАРЭС-2000+ для расчета и анализа нормальных и аварийных режимов ЭЭС [Электронный ресурс] / О. Н. Шепилов [и др.]. – Режим доступа : <http://www.anares.ru/DOC/Seminar5/A5ANA-RES.DOC>. – Загл. с экрана.

68. Русина, А. Г. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем : [учебник] / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2014. – 399 с

69. Система прогнозирования потребления энергии на основе временных/ А. Г. Русина, Я. А. Фролова, П. В. Матренин, М. В. Агафонова // Электроэнергетика глазами молодежи : материалы 8 междунар. науч.-техн. конф., Самара, 2 – 6 окт. 2017 г. В 3 т. – Самара : Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – Т. 2. – С. 21–24.

70. Русина, А. Г. Оптимизация режимов энергосистем с распределенной генерацией в режиме on-line [Электронный ресурс] / А. Г. Русина, Я. А. Фролова, Д. В. Армеев // Новое в российской электроэнергетике : науч.-техн. электрон. журн. – 2017. – № 11. – С. 34–41. – Режим доступа : <http://energo-press.info/журнал-новое-в-российской-электроэне/нрэ-2017/>. – Загл. с экрана.

71. Матренин, П. В. Разработка и исследование адаптивных методов роевого интеллекта в задачах календарного планирования / П. В. Матренин // Автоматика и программная инженерия. – 2013. – № 1 (3). – С. 109–114.

72. Матренин, П. В. Системное описание алгоритмов роевого интеллекта / П. В. Матренин, В. Г. Секаев // Программная инженерия. – 2013. – № 12. – С. 39–45.

73. Матренин, П. В. Описание и реализация алгоритмов роевого интеллекта с использованием системного подхода / П. В. Матренин // Программная инженерия. – 2015. – №3. – С. 27–34.

74. Kennedy, J. Particle Swarm Optimization / J. Kennedy, R. C. Eberhart // Proc. of IEEE International Conference on Neural Network. – Piscataway, New Jersey, 1995. – P. 1942–1948.

75. Manusov, V. Z. Optimization Compensating Devices in the Power Supply Systems Using Population Algorithms / V. Z. Manusov, U. Bumtsend, E. S. Tretyakova // 11th International Forum on Strategic Technology, Novosibirsk, 1-2 June 2016, NSTU. – Novosibirsk, 2016. – P.276–280.

76. Бумцэнд, У. Анализ и оптимизация режимов электроэнергетической системы Монголии с учетом электрификации Улан-



Баторской железнодорожной магистрали [Электронный ресурс] / У. Бумцэнд, В. З. Манусов, Э. Энхсайхан // Новое в российской электроэнергетике. – 2017. – № 10. – С. 55–66. – Режим доступа: <http://https://elibrary.ru/item.asp?id=30454414>. – Загл. с экрана.

77. Бумцэнд, У. Оптимальные режимы Монгольской энергосистемы при электрификации железнодорожного коридора Азия-Европа / В. З. Манусов, У. Бумцэнд // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2018. – № 1. – С.170 – 174.

78. Мельников, А. Н. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330–500 кВ. / А. Н. Мельников, С. С. Рокотян, А. Н. Шеренцис / под общей ред. С. С. Рокотяна. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергия, 1974. – 472 с.

79. Чернин, А. Б. Основы вычислений электрических величин для релейной защиты при сложных повреждениях в электрических системах / А. Б. Чернин, С. Б. Лосев. – Москва : Энергоатомиздат, 1983. – 526 с.

80. Лосев, С. Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем / С. Б. Лосев, А. Б. Чернин. – Москва : Энергоатомиздат, 1983. – 528 с.

81. Берман, А. П. Расчет несимметричных режимов электрических систем с использованием фазных координат / А. П. Берман // Электричество. – 1985. – №12. – С. 6–12.

82. Гусейнов, А. М. Расчет в фазных координатах несимметричных установившихся режимов в сложных системах / А. М. Гусейнов // Электричество. – 1989. – №3. – С. 1–7.

83. Лосев, С. Б. Разработка методических указаний по расчету сложно несимметричных режимов в сетях 110-750 кВ : отчет о НИР / С. Б. Лосев, И. И. Офицерова. – Москва : Энергосетьпроект, 1981. – 78 с.

84. Красильникова, Т. Г. Анализ несимметричных режимов в дальних электропередачах в фазных координатах / Т. Г. Красильникова // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2008. – №2. – С. 223–226.

85. Красильникова, Т. Г. Оценка уровней несимметрии в нормальных режимах настроенной ЭП Сибирь-Урал / Т. Г. Красильникова // Передача

энергии переменным током на дальние и сверхдальние расстояния : материалы междунар. науч.-техн. конф. – Новосибирск, 2003. – Т. 1. – С.113–117.

86. Закарюкин, В. П. Идентификация параметров двухцепной линии электропередачи в фазных координатах / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, А. А. Кушов // Научный вестник НГТУ. – 2015. – №4(61). – С. 140–151.

87. Закарюкин, В. П. Моделирование систем тягового электроснабжения с симметрирующими трансформаторами / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, И. М. Авдиенко // Транспортная инфраструктура Сибирского региона. – 2015. – Т. 1. – С. 599–603.

88. Закарюкин, В. П. Моделирование режимов систем электроснабжения железных дорог / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков. – Иркутск : Изд-во Иркут. гос. ун-та путей сообщения, 2014. – 164 с.

89. 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.

90. Закарюкин, В. П. Электромагнитная обстановка на объектах железнодорожного транспорта / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Н. В. Буякова. – Иркутск : Изд-во Иркут. гос. ун-та путей сообщения, 2012. – 84 с.

91. Войтов, О. Н. Режимы внешнего электроснабжения магистрали Лена-Северобайкальск – Таксимо при перспективных размерах движения / О. Н. Войтов, А. В. Крюков, М. Л. Дмитриева // Новые технологии управления и методы анализа электрических систем и систем тягового электроснабжения. – Иркутск, 2000. – С. 88–105.

92. Войтов, О. Н. Повышение надежности электроснабжения западного участка Байкало-Амурской железнодорожной магистрали / О. Н. Войтов, А. В. Крюков // Энергосистема: управление, качество, безопасность. – 2001. – С. 199–203.

93. Шидловский, А. К. Повышение качества электрической энергии в электрических сетях / А. К. Шидловский, В. Г. Кузнецов. – Киев : Наукова думка, 1983. – 268 с.

94. Гриб, О. Г. Контроль и регулирование несимметричных режимов в системах электроснабжения / О. Г. Гриб. – Харьков : Изд-во ХНАГХ, 2004. – 180 с.
95. Минина, А. А. Обеспечение качества электроэнергии в системах тягового электроснабжения переменного тока / А. А. Минина, В. И. Пантелеев, Е. В. Платонова // Журн. Сиб. федер. ун-та. Серия: Техника и технологии. – 2012. – Т. 5, № 3. – С. 319–326.
96. Пантелеев, В. И. Модернизация систем тягового электроснабжения переменного тока / В. И. Пантелеев, А. Г. Машкин, П. Ю. Лукьянов // Энергетик. – 2011. – № 7. – С. 13–14.
97. Установка устройств компенсации реактивной мощности в сети 220 кВ БАМ. Разработка базовой математической модели электроснабжения БАМ : предпроектное исследование. – Новосибирск : филиал АО "НТЦ ФСК ЕЭС" СибНИИЭ, 2010. – Этап № 1, кн. 1. Предварительный анализ условий несимметрии и несинусоидальности в сети 220 кВ. – 30 с.
98. Моделирование вставки постоянного тока на преобразователях напряжения в среде ПВК «EUROSTAG» / А. С. Герасимов, Е. В. Ефимова, А. В. Коробков, В. А. Шлайфштейн // Изв. НИИ постоянного тока. – 2010. – № 64. – С. 223–234.
99. Mashedjian, J. Simulation tools for electromagnetic transients in power Systems: Overview and Challenges / J. Mashedjian, V. Dinavahi, J. Martines // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2009. – Vol. 24, №3, July. – P. 1657–1669.
100. Закарюкин, В. П. Моделирование и параметрическая идентификация узлов нагрузки электроэнергетических систем / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, К. З. Ле. – Иркутск : Изд-во Иркут. нац. исследоват. техн. уни-та, 2016. – 158 с.
101. Крюков, А. В. Компьютерные технологии для моделирования систем электроснабжения железных дорог переменного тока / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин // Транспорт Российской Федерации. – 2010. – № 3(28). – С. 61–65.

102. Закарюкин, В. П. Имитационное моделирование систем тягового электроснабжения / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков. – Иркутск : Изд-во Иркут. гос. ун-та путей сообщения, 2007. – 124 с.

103. Закарюкин, В. П. Снижение несимметрии в электрических сетях, питающих тяговые подстанции железных дорог / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, И. М. Авдиенко // Электроэнергетика глазами молодежи–2017 : материалы VIII междунар. науч.-техн. конф. – 2017. – С. 146–149.

104. Закарюкин, В. П. Моделирование систем тягового электроснабжения, оснащенных симметрирующими устройствами / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, И. М. Авдиенко // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2016. – №4-2. – С. 70–79.

105. Закарюкин, В. П. Управление качеством электроэнергии в системах электроснабжения железных дорог / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, А. В. Черепанов. – Иркутск : Изд-во Иркут. гос. ун-та путей сообщения, 2015. – 180 с.

106. Закарюкин, В. П. Моделирование и управление в системах тягового электроснабжения / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, С. М. Асташин // Исследовано в России. – 2008. – № 6. – С. 68.

107. Крюков, А. В. Линеаризованные эквивалентные модели питающей сети для расчетов режимов систем тягового электроснабжения / А. В. Крюков, Д. П. Вторушин // Транспортная инфраструктура Сибирского региона. – 2013. – Т. 2. – С. 38–42.

108. Базуткин, В. В., Дмоховская Л. Ф. Расчеты переходных процессов и перенапряжений. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 328 с.

109. Основы теории цепей : учеб. для вузов / Г. В. Зевеке, П. А. Ионкин, А. В. Нетушил, С. В. Страхов. – 5-е изд., перераб. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.

110. Использование метода гармонического баланса для расчета несинусоидальных и несимметричных режимов в системах электроснабжения / Л. А. Кучумов [и др.] // Электричество. – 1999. – № 12. – С. 10–21.

111. Харлов, Н. Н. Математическое моделирование и идентификация узлов нагрузки с нелинейными электроприемниками / Н. Н. Харлов // Электричество. – 2006. – № 2. – С. 7–12.

112. Корн, Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров / Г. Корн, Т. Корн. – Москва : Наука, 1974. – 822 с.
113. Черных, И. В. Моделирование электроэнергетических устройств в MATLAB. Sim Power Systems и Simulink / И. В. Черных. – Москва : ДМК Пресс, 2007. – 288 с.
114. Джендубаев, А.-З.Р. MATLAB, Simulink и Sim Power Systems в электроэнергетике : учеб. пособие для студентов обучающихся по направлению подготовки 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Электроснабжение» / А.-З.Р. Джендубаев, И. И. Алиев. – Черкесск : Изд-во БИЦ СевКавГГТА, 2014. – 136 с.
115. . Моделирование работы электрических схем в Simulink. Применение операционных усилителей для фильтрации, усиления и генерации сигналов / М. А. Павлейно, В. М. Ромаданов, Ю. Ф. Сафронова, А. А. Статуя. – Санкт-Петербург, 2007. – 210 с.
116. Глазунов, А. А Электрические сети и системы / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов. – 4-е изд., перераб. и доп. — Москва : Госэнергоиздат, 1960. – 368 с.
117. Карпишина, И. Кризис вынуждает энергетиков пересматривать свои инвестпрограммы / И. Карпишина // Энерго-инфо. – 2008. – №12 (24). – С. 4–6.
118. Самсонов, В. С. Экономика предприятий энергетического комплекса : учеб. для вузов / В. С. Самсонов, М. А. Вяткин. – Москва : Высш.шк., 2001. – 416 с.
119. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – Введ. 1986-07-01 ; (Измененная ред., изм. № 1, 2, 3, 4). – Москва : ИПК Изд-во стандартов, 2002. – 39 с.
120. Маслов, Г. П. Электроснабжение железных дорог : конспект лекций. Ч. 3 / Г. П. Маслов, Г. С. Магай, О. А. Сидоров ; Омский го. ун-т путей сообщения. – Омск, 2008. – 46 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Технические параметры 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 <sub>m</sub> 252 LI 750 AC 325
Primary Bushing Insulation Level	[kV]	U <sub>m</sub> 252 LI 750 AC 325
Secondary Voltage	[V]	2 x 27500
Secondary Winding Conductor Material		Cu
Secondary Insulation Level	[kV]	U <sub>m</sub> 30 LI 170 AC 70
Secondary Bushing Insulation Level	[kV]	U <sub>m</sub> 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 <sub>k</sub>	[%]	9.5 @ 40 MVA
No Load Losses, P <sub>0</sub>	[W]	32000
Load Losses, P <sub>k</sub> @ 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
-------------------	--	------------------------------------------------------

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**

**АКТЫ О ВНЕДРЕНИИ**





**Улаанбаатар төмөр замын  
Дохиолол холбоо, сүлжээ, эрчим хүчний алба**

210535 Улаанбаатар хот, Баянгол дүүрэг, Сөүлийн гудамж-1, Утас: 24-46-00,  
Факс: 24-56-95, E-mail: sh-alba@ubtz.mn

**АКТ**

о внедрении результатов диссертационной работы У. Бумцэнд на тему  
«Развитие и оптимизация режимов электроэнергетической системы при  
электрификации железнодорожной магистрали (на примере электроэнергетической  
системы Монголии)»

На техническом совете Службы сигнализации, связи и энергетики Акционерного Общества «Уланбаторская Железная Дорога» (АО УБЖД) рассмотрены, обсуждены и решено использовать результаты, полученные автором в диссертационной работе.

Обоснование электрификации железной дороги обусловлено следующими причинами:

- увеличить рентабельность транспортного коридора, соединяющего Азию и Европу, проходящего по территории Монголии;
- создать экономически эффективную железнодорожную перевозку на основе современных технико-технологических решений.

По рекомендации диссертанта, решено предусмотреть меры обеспечения высокого качества функционирования электроэнергетической системы Монголии, после присоединения тяговых нагрузок. В частности:

- выбрать трансформаторные соединения с наилучшими симметрирующими свойствами в питающей трехфазной электрической сети, что можно обеспечить, как показано в работе, с помощью трансформаторов Скотта.
- выполнить дополнительную компенсацию реактивной мощности в указанных узлах электроэнергетической системы, определенных оптимальным образом в работе.
- выбрать в качестве оптимального направления развития системы тягового электроснабжения, предложенный в работе, сценарий присоединения тяговых подстанций к сети 220 кВ.

На основании вышеизложенного можно заключить, что диссертационная работа У. Бумцэнд весьма актуальна и ее результаты будут использованы АО УБЖД с началом электрификации железнодорожной магистрали.

Заместитель Начальника службы

Сигнализации связи и энергетики АО УБЖД



Ц.Сүхбаатар

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по учебной работе

д.т.н., доцент

С.В. Брованов

» \_\_\_\_\_ 2018 г.



АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы У. Бумцэнд в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы У. Бумцэнд на тему «Развитие и оптимизация режимов электроэнергетической системы при электрификации железнодорожной магистрали (на примере электроэнергетической системы Монголии)» в учебный процесс кафедры систем электроснабжения предприятий Новосибирского государственного технического университета.

Разработанные в диссертационной работе подходы рассматриваются в дисциплинах кафедры систем электроснабжения предприятий «Оптимизация систем электроснабжения» и «Моделирование в электроэнергетике». Материалы диссертационной работы успешно используются при написании выпускных квалификационных работ бакалавров и магистерских диссертаций, а также в исследованиях аспирантов.

Заведующий кафедрой СЭСИ  
к.т.н., доцент

Д.А. Павлюченко