

*На правах рукописи*

Попов Владимир Анатольевич

**РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕСИММЕТРИЧНЫХ  
РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ИХ  
ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ**

Специальность 05.14.02 – Электростанции и электроэнергетические  
системы

**Автореферат**

диссертации на соискание ученой степени  
доктора технических наук

Санкт-Петербург - 2003

Работа выполнена на кафедре "Электрические станции" Вятского государственного университета

Научный консультант - доктор технических наук,  
профессор Рагозин А.А.

Официальные оппоненты – доктор технических наук,  
профессор Зеккель А.С.;  
доктор технических наук,  
профессор Смолоник С.В.;  
доктор технических наук,  
профессор Шуин В.А.

Ведущая организация – ОАО «Институт Энергосетьпроект» г.Москва.

Защита состоится 24.10.2003 г. в 10 часов на заседании диссертационного совета Д 212.229.11 при Государственном образовательном учреждении «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет» (ГОУ «СПбГПУ») по адресу: 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д.29. Главное здание, ауд. 325.

С диссертацией можно ознакомиться в фундаментальной библиотеке ГОУ «СПбГПУ».

Автореферат разослан "15" сентября 2003 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета Д 212.229.11

к.т.н., доцент

Е.Н. Попков

## Общая характеристика работы

**Актуальность проблемы.** Анализ условий функционирования электроэнергетических систем (ЭЭС) при несимметричных, неполнофазных режимах работы, определение их допустимости в тех или иных конкретных случаях проявления несимметрии в сети является одной из центральных проблем исследований в электроэнергетике. Актуальность данного вопроса особенно возросла в последние годы в связи с участвовавшими случаями выхода из строя сетевого оборудования (в большинстве своем исчерпавшего свой ресурс). Причем нередко повреждается и выходит из строя одна фаза трехфазного элемента (например шунтирующего реактора, трехфазной группы однофазных автотрансформаторов и т.д.). В нормальных нагрузочных режимах также возникает несимметрия токов и напряжений из-за наличия в энергосистеме элементов с пофазно различными параметрами. Возможность учета несимметрии остается актуальной при некоторых специализированных расчетах нормальных и аварийных режимов, а также для повышения точности определения мест повреждений (ОМП).

В рамках теории несимметричных режимов известны два подхода к моделированию ЭЭС – с помощью фазных координат и метода симметричных составляющих, получивших существенное развитие в работах С.А. Ульянова, З.Б. Голембо, А.Б. Чернина, С.Б. Лосева, В.А. Крылова, Т.Б. Заславской, А.П. Бермана, Д.Д. Карасева, А.М. Гусейнова. Метод фазных координат обладает возможностью простого моделирования пофазного различия параметров оборудования, в первую очередь воздушных линий электропередачи (ВЛ). Недостатком его является потребность в значительно большем объеме информации, требующейся для формирования схем замещения, а также необходимость работать с несимметричной матрицей узловых параметров. Метод симметричных составляющих более удобен для моделирования генераторов и нагрузок. В ходе развития методик расчета несимметричных режимов в большинстве случаев для моделирования применялся один из рассмотренных выше методов, что всегда влекло за собой неудобства представления отдельных элементов.

Важную роль играет разработка таких методов моделирования ЭЭС, которые отличались бы универсальностью, адекватностью математического описания ЭЭС при любых проявлениях несимметрии в сети. От того, насколько удачен используемый для моделирования математический аппарат формализации как в смысле его конструктивности, так и в смысле его адекватности зависит точность решения задач, объективность оценки допустимости функционирования ЭЭС при той или иной несимметрии. Чрезвычайно высокий уровень развития вычислительной техники и языков программирования позволяет существенно расширить область приложения этого аппарата исследования. В то же время ощущается отсутствие единой методологии как в вопросах построения моделей ЭЭС, так и в выборе метода решения.

Работа выполнялась в соответствии с грантом по фундаментальным исследованиям в области энергетики и электротехники (код темы по ГРНТИ: 44.29.29.44.29.31, номер гос. регистрации 01.9.80 009663).

### **Цель работы и задачи исследования:**

Целью работы является разработка проблемно ориентированных математических описаний ЭЭС и программного обеспечения для анализа несимметричных режимов ЭЭС и использования их при решении задач по оценке допустимости неполнофазных режимов работы сети и оборудования, обеспечение безопасных условий работы на выведенных в ремонт ВЛ, определение мест повреждений ВЛ и др.

Для достижения поставленной цели в работе решены следующие задачи:

- разработаны проблемно ориентированные математические описания элементов ЭСС;
- усовершенствованы методы, разработаны алгоритмы и программное обеспечение для анализа установившихся несимметричных (в частности неполнофазных) режимов ЭЭС и выбора средств симметрирования;
- проанализирована эффективность различных средств симметрирования неполнофазных режимов линий и сетевого оборудования;
- на основе расчетных и натурных исследований определены области допустимых режимов при неполнофазных схемах включения автотрансформаторных групп и шунтирующих реакторов;
- проведены исследования и даны рекомендации по обеспечению надежной работы релейной защиты при неполнофазных режимах работы сети и сетевого оборудования;
- разработаны уточненные методики расчетного определения наведенных напряжений на выведенных в ремонт ВЛ и мест повреждений на ВЛ.

### **Научная новизна.**

1. Обоснованы модели элементов и метод формирования (с совместным использованием симметричных и фазных составляющих) общего математического описания ЭЭС при исследованиях несимметричных режимов; разработаны методы, алгоритмы и программное обеспечение решения задач установившихся несимметричных режимов.
2. Предложен и обоснован расчетными и экспериментальными исследованиями качественно новый способ симметрирования неполнофазного режима линии путем пофазного регулирования коэффициентов трансформации автотрансформаторов. Установлены оптимальные в смысле симметрирования соотношения, свя-

- зывающие фазные коэффициенты трансформации с передаваемой по линии мощностью.
3. Установлены границы области допустимых неполнофазных режимов автотрансформаторных групп и шунтирующих реакторов и их зависимость от параметров примыкающих систем; предложены способы симметрирования этих режимов.
  4. Разработаны уточненные методики расчета наведенных напряжений на ВЛ, выведенных в ремонт, и определения места повреждения, учитывающие пространственное расположение, транспозицию, расщепление фаз и грозозащитные тросы при различных способах их заземления (заземление на каждой опоре, заземление на анкерных опорах с одной стороны и разрыве с другой стороны, заземление только по концам линии), наличие изолирующих распорок в расщепленных фазах. Методика учитывает электромагнитное и электростатическое взаимовлияние проводов и тросов отключенной и влияющих линий, их пофазную несимметрию.
  5. Получены модели ВЛ с волоконно-оптическим кабелем (ВОК), встроенным в грозозащитный трос, заземленный на каждой опоре; показано, что заземление грозозащитного троса на каждой опоре существенно снижает уровень наведенных напряжений.

### **Практическая ценность работы**

Разработанные методы расчета несимметричных режимов ЭЭС с учетом многофазного представления ее элементов могут применяться при решении научно-исследовательских, эксплуатационных задач оценки допустимости несимметричных, неполнофазных режимов работы сети и оборудования, разработке технических мероприятий по снижению несимметрии токов и напряжений в ЭЭС.

Разработанные методы расчета и проблемно ориентированное программное обеспечение использованы при экспериментальной проверке допустимости и оценке эффективности симметрирования неполнофазного режима автотрансформаторных групп 500/220 кВ, 220/110 кВ, шунтирующих реакторов 500 кВ, ВЛ 220, 330 и 500 кВ. Результаты натурных исследований подтвердили достоверность результатов расчета и высокую эффективность предложенных способов симметрирования неполнофазных режимов.

Неполнофазные режимы работы оборудования внедрены в Кировской (ВЛ 500 кВ, автотрансформаторные группы 500/220 кВ, шунтирующие реакторы 500 кВ), Ленинградской (автотрансформаторные группы 220/110 кВ) и Дагестанской (ВЛ 330 кВ) энергосистемах.

На основе результатов расчетов и экспериментов даны рекомендации по модернизации устройств релейной защиты с целью повышения их надежности в неполнофазных режимах.

Разработанный программный комплекс внедрен в ОЭС Северо-Запада, Юга, Центра и был использован при расчетах наведенных напряжений на линиях электропередачи; уточненная методика определения места повреждения на ВЛ реализована в Ленэнерго.

### **Апробация работы и публикации**

Основные положения работы и ее результаты докладывались на Всесоюзной научно-технической конференции «Научные проблемы современного энергетического машиностроения и их решение» (г. Ленинград, 1987 г.), Всероссийской научной конференции «Токи короткого замыкания в энергосистемах» (г. Москва, 1995 г.), региональной научно-технической конференции «НАУКА–ПРОТЭК–98» (г. Киров, 1998 г.), научно-технических конференциях Вятского государственного технического университета (г. Киров, 1987–99 г.), совещаниях служб релейной защиты ОДУ Урала и Северного Кавказа, научных семинарах кафедры «Электрические системы и сети» Санкт-Петербургского государственного технического университета (1990, 1994, 2000).

Материалы диссертационной работы докладывались на симпозиуме «Охрана труда в энергетике-98» (г. Москва, ВВЦ, павильон «Электрификация», 30 марта - 4 апреля 1998 г), на семинаре-совещании начальников служб РЗА АО-энерго, начальников электролабораторий электрических станций, ведущих специалистов РЗА ОЭС Северного Кавказа (г. Пятигорск, 1998 г), на научно-практическом семинаре для специалистов СРЗ ОДУ, АО-энерго и МЭС «Новое направление в расчетах аварийных режимов энергосистем: метод фазных координат» (г. С-Петербург, Петербургский энергетический институт повышения квалификации руководящих работников и специалистов, 1998 г), на XIII научно-технической конференции по обмену опытом проектирования, наладки и эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики в энергосистемах Урала (г. Екатеринбург, 2001 г.), на научно-практической конференции «Формирование технической политики инновационных наукоемких технологий» СПбГПУ (г. С-Петербург 2002), на научных семинарах кафедры «Электрические станции» Вятского государственного технического университета (1998-1999 г.г.), на Всероссийской научно-технической конференции "Наука – производство – технология - экология" (г. Киров, 2001, 2002 гг.), кафедры «Электрические системы и сети» СПбГТУ (январь, 2000 г., май, 2003г.).

По теме диссертации опубликовано 80 работ, в т.ч. 35 в центральных изданиях.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа содержит введение, 6 глав, 7 приложений и список использованной литературы из 167 наименований. Общий объем со-

### Краткое содержание работы

**Во введении** обоснована актуальность темы, сформулированы цели и задачи, очерчен круг вопросов, выполняемых в диссертации.

**В первой главе** дан анализ существующих методов расчета установившихся несимметричных режимов, вскрыты их достоинства и недостатки.

В электрических системах возможна длительная работа отдельных линий, трансформаторов или реакторов в неполнофазных режимах. Для определения допустимости таких режимов необходимы методы, позволяющие определять режимные параметры с учетом несимметрии элементов ЭЭС.

В литературе для расчета сложных несимметрий на ПЭВМ нашли отражения разработки ряда вопросов метода комплексных схем замещения с использованием многополюсников связи и метода расчетных соотношений при применении элементов подсхем. Для ряда случаев показана целесообразность отступить от традиционного решения в симметричных составляющих и использовать фазные координаты. Их применение при некоторых видах сложной несимметрии в электрических системах позволяет упростить методы вычислений и сделать их более наглядными.

**Вторая глава** посвящена вопросам математического моделирования ЭЭС при расчетах несимметричных режимов.

В состав электрической сети входят различные элементы, каждый из которых имеет свои особенности при моделировании. В главе приводится описание структуры матрицы собственных и взаимных узловых проводимостей  $\underline{Y}_y$  трехфазной модели системы и отдельных ее элементов. Трехфазная матрица узловых проводимостей  $\underline{Y}_y$  любого элемента, включенного между узлами  $i$  и  $j$  системы ( $A_i, B_i, C_i$  и  $A_j, B_j, C_j$  - соответственно фазы узлов  $i$  и  $j$ ):

$$\underline{Y}_y = \begin{matrix} & \begin{matrix} A_i & B_i & C_i & A_j & B_j & C_j \end{matrix} \\ \begin{matrix} A_i \\ B_i \\ C_i \\ A_j \\ B_j \\ C_j \end{matrix} & \begin{matrix} Y_{A_i A_i} & Y_{A_i B_i} & Y_{A_i C_i} & Y_{A_i A_j} & Y_{A_i B_j} & Y_{A_i C_j} \\ Y_{B_i A_i} & Y_{B_i B_i} & Y_{B_i C_i} & Y_{B_i A_j} & Y_{B_i B_j} & Y_{B_i C_j} \\ Y_{C_i A_i} & Y_{C_i B_i} & Y_{C_i C_i} & Y_{C_i A_j} & Y_{C_i B_j} & Y_{C_i C_j} \\ Y_{A_j A_i} & Y_{A_j B_i} & Y_{A_j C_i} & Y_{A_j A_j} & Y_{A_j B_j} & Y_{A_j C_j} \\ Y_{B_j A_i} & Y_{B_j B_i} & Y_{B_j C_i} & Y_{B_j A_j} & Y_{B_j B_j} & Y_{B_j C_j} \\ Y_{C_j A_i} & Y_{C_j B_i} & Y_{C_j C_i} & Y_{C_j A_j} & Y_{C_j B_j} & Y_{C_j C_j} \end{matrix} \end{matrix} \quad (1)$$

Трехфазный источник задающего тока раскладывается на три независимых источника тока для фаз А, В и С. Фазные задающие токи, моделирующие трехфазные генераторы, строго симметричны.

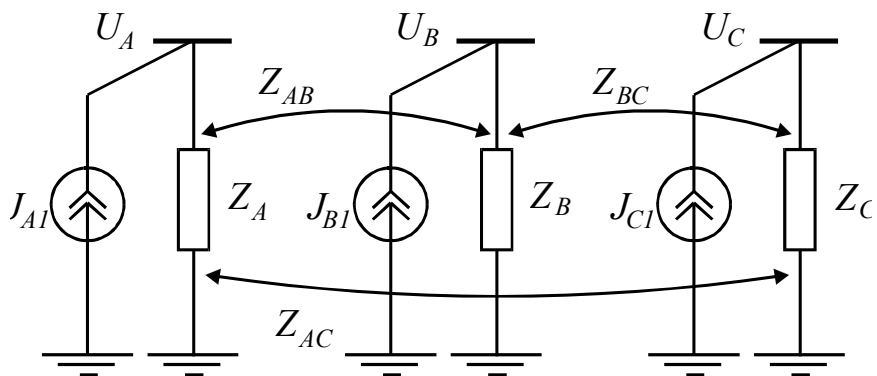


Рис. 1. Трехфазная система задающих токов

Вектор-столбец, соответствующий трехфазному источнику задающего тока:

$$\mathbf{J}_y = \begin{matrix} A \\ B \\ C \end{matrix} \begin{matrix} \underline{J}_{A1} \\ \underline{J}_{B1} \\ \underline{J}_{C1} \end{matrix} = \begin{matrix} A \\ B \\ C \end{matrix} \begin{matrix} \underline{J}_{A1} \\ a^2 \cdot \underline{J}_{A1} \\ a \cdot \underline{J}_{A1} \end{matrix}, \quad (2)$$

где  $a = -0.5 + j\frac{\sqrt{3}}{2}$  - оператор поворота вектора на  $120^\circ$ ,

$\underline{J}_{A1} = \frac{E_1}{Z_1}$  - задающий источник тока прямой последовательности,

$E_1$  - ЭДС прямой последовательности,

$Z_1$  - сопротивление прямой последовательности генераторной ветви.

Симметричная трехфазная нагрузка в фазных координатах может моделироваться как генераторная трехфазная ветвь с подключенным параллельно ей трехфазным симметричным источником задающих токов, обеспечивающим протекание заданных  $P$  и  $Q$ . Такой ветви соответствует матрица фазных узловых проводимостей (1) и вектор задающих токов (2). При этом нагрузочные токи в фазах различаются из-за наличия в системе несимметричных элементов. Для моделирования симметричной трехфазной нагрузки исходными данными являются мощность прямой последовательности и сопротивления (проводимости) обратной и нулевой последовательностей. Токи обратной и нулевой последовательностей замыкаются через соответствующую



щие проводимости. Источник тока  $J_1$  обеспечивает протекание тока в схеме прямой последовательности. Проводимость прямой последовательности принципе может быть задана любой (в том числе и равной нулю), так как источник тока в схеме прямой последовательности обеспечивает в ней требуемое токо-распределение.

Матрица проводимостей и вектор задающих токов в симметричных составляющих могут быть преобразованы в фазные координаты. В случае, когда проводимости прямой и обратной последовательностей различны ( $Y_1 \neq Y_2$ ), матрица фазных проводимостей  $\underline{Y}_{ABC}$  получается несимметричной относительно главной диагонали.

Несимметричная нагрузка моделируется матрицей фазных узловых проводимостей, симметричной относительно главной диагонали:

$$\underline{Y}_H = \begin{matrix} & \begin{matrix} A & B & C \end{matrix} \\ \begin{matrix} A \\ B \\ C \end{matrix} & \begin{matrix} \boxed{\underline{Y}_A} & \boxed{\underline{Y}_{AB}} & \boxed{\underline{Y}_{AC}} \\ \boxed{\underline{Y}_{AB}} & \boxed{\underline{Y}_B} & \boxed{\underline{Y}_{BC}} \\ \boxed{\underline{Y}_{AC}} & \boxed{\underline{Y}_{BC}} & \boxed{\underline{Y}_C} \end{matrix} \end{matrix},$$

в которой задаются значения междуфазных проводимостей и проводимостей фаз на землю.

При расчетах аварийных режимов в фазных координатах любые короткие замыкания, в том числе и несимметричные, представляются аналогично несимметричной нагрузке - матрицей фазных узловых проводимостей.

Линии электропередачи моделируются с учетом пофазного различия параметров, обусловленного расположением проводов и грозозащитных тросов на опорах. Разработанный алгоритм позволяет представить ВЛ различной конструкции с учетом реального геометрического расположения фазных проводов и грозозащитных тросов в поперечном сечении трассы с произвольным количеством фаз и тросов, с возможностью учета транспозиции, расщепления фаз и тросов и различными режимами заземления тросов. Коридор из двух и более параллельно идущих ВЛ реализуется как одна линия с суммарным количеством фаз и тросов, геометрическое расположение которых определяется в одной системе координат.

При моделировании воздушные линии разбиваются на однородные участки, на протяжении которых должно оставаться неизменным количество фаз и тросов ВЛ, геометрическое расположение и параметры фаз и тросов, а также характер заземления тросов. Границей между двумя однородными участками может являться транспозиция фаз или тросов, изменение геометрического расположения или параметров фаз или тросов (смена типа опор или проводов), изменение количества фаз или тросов (выход из коридора какой либо линии) и изменение характера заземления троса (переход от заземленного на каждой опоре троса к изолированному с одного конца).

Представление однородного участка ВЛ зависит от характера заземления троса. Разработаны модели участка при следующих схемах его заземления: заземление троса на каждой промежуточной опоре; заземление только с одной стороны анкерного пролета; заземление только по концам ВЛ. В первых двух случаях участок разбивается на соответственно промежуточные и анкерные пролеты, для каждого из которых составляется матрица продольных и поперечных проводимостей фаз и тросов всех цепей участка, из которой в свою очередь формируется матрица узловых проводимостей. При наличии заземления троса на опоре для соответствующего узла добавляется проводимость, характеризующая контур заземления опоры. Далее формируется общая матрица узловых проводимостей участка путем последовательного исключения промежуточных узлов. При заземлении троса только по концам линию можно задать одним участком при условии, что на всем протяжении ВЛ не изменяется геометрическое расположение, порядок размещения, марка и количество проводов фаз и тросов, а также отсутствуют участки с взаимовлиянием с другими ВЛ. При наличии участка параллельного следования нескольких ВЛ с различными способами заземления троса моделирование выполняется путем разбиения участка на минимально необходимые пролеты и последующего исключения промежуточных узлов.

Протяженная линия представляется цепочечной схемой замещения, где ВЛ или группа ВЛ разбивается на несколько коротких участков, каждый из которых моделируется П-образной схемой замещения. Указанная длина не превышает протяженности транспозиционного участка линии, а при учете заземленного на каждой опоре троса – длины промежуточного пролета.

Разработаны трехфазные модели силовых трансформаторов различных групп соединения ( $Y-Y-12$ ,  $Y-\Delta-11$ ,  $Y-\Delta-1$ ), а также автотрансформаторов. Для каждой группы соединения рассмотрены варианты с заземленной и изолированной нейтралью. Они созданы путем соответствующего соединения однофазных магнитносвязанных цепей, замещенных по схеме полного многоугольника. Модели автотрансформаторов с обмоткой низшего напряжения, соединенной в треугольник, и трехобмоточных трансформаторов выполняются по схеме трехлучевой звезды (рис. 2).

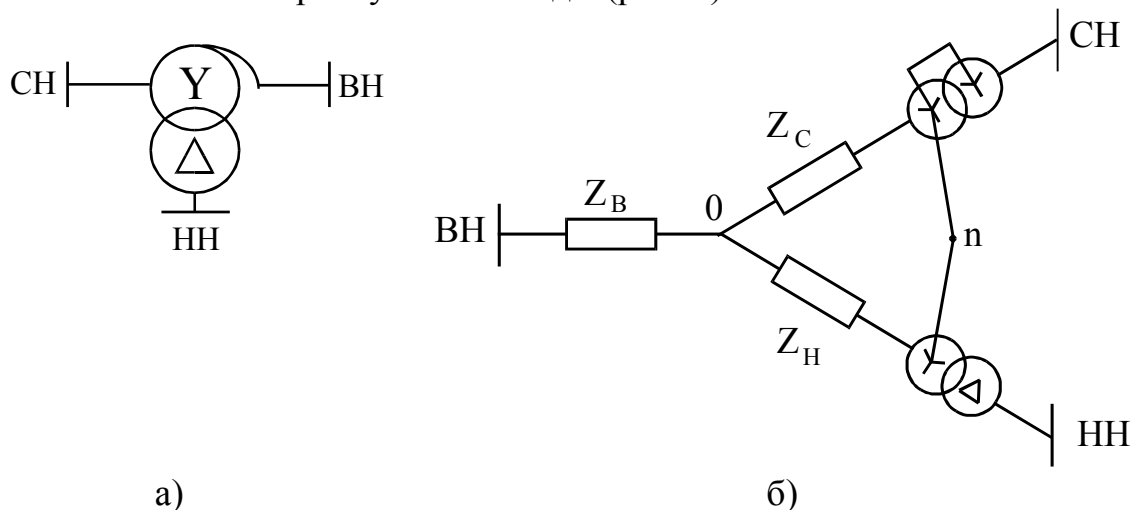


Рис. 2. Автотрансформатор с обмоткой низшего напряжения, соединенной в треугольник (а), и структурная схема его модели (б) (нейтраль представлена отдельным трехфазным узлом  $n$ )

На рис. 2(б) каждая ветвь подразумевает трехфазный элемент (сопротивление, трансформатор), моделируемый матрицами узловых проводимостей порядка  $6 \times 6$ .

В моделях предусмотрена возможность учета пофазного различия параметров трансформаторов (коэффициентов трансформации, сопротивлений). Особое внимание уделено моделям трансформаторов, в которых нейтральные выводы обмотки, соединенной в «звезду», представлены как отдельный трехфазный узел (рис. 2(б)). Благодаря этому имеется возможность создавать модели сложных трансформаторных цепей, содержащих устройства продольно-поперечного регулирования напряжения и производить расчеты установившихся режимов и токов КЗ в них.

Как уже отмечалось, наличие грозозащитного троса у ВЛ приводит к появлению дополнительной электрически изолированной цепи и делает невозможным применение симметричных составляющих для моделирования ВЛ, предварительно не исключив тросы. Фазные координаты в общем случае позволяют создавать модели многофазных элементов (под фазой в данном случае понимается любая электрически изолированная цепь – фаза, трос, расщепленный провод, нейтраль трансформатора). Трансформаторы и реакторы в нормальном режиме работы обычно не имеют пофазного различия параметров (при недостатке резервной мощности энергосистемы идут на замену фаз трансформаторов и автотрансформаторов с неодинаковыми параметрами). Наиболее часто для трансформаторов такое различие может появиться при работе с разными по фазам коэффициентами трансформации (например, в целях симметрирования режима при наличии несимметрии во внешней сети), для реакторов – при работе неполным числом фаз. Поэтому для обеспечения универсальности моделирования элементов ЭЭС при любом виде несимметрии более целесообразно применять фазные координаты.

Генераторные узлы при расчетах установившихся несимметричных режимов, как правило, задаются активной мощностью и модулем напряжения (либо реактивной мощностью) прямой последовательности; нагрузочные узлы – активной и реактивной мощностью прямой последовательности. При их моделировании наиболее целесообразно использование симметричных составляющих (наряду с заданием указанных выше режимных параметров прямой последовательности вводить в схему замещения соответствующих узлов параметры обратной и нулевой последовательности).

При моделировании ЭЭС пассивные элементы (ВЛ, трансформаторы, реакторы) удобнее представлять в системе фазных координат, генераторные и нагрузочные узлы – в симметричных составляющих.

При переходе от фазных координат к симметричным составляющим всегда рассматривается только тройка векторов токов и напряжений (фаз А, В,

С, либо составляющих прямой, обратной и нулевой последовательностей). Уравнения преобразования записываются для узлов, к которым с одной стороны подключаются генераторы (или нагрузка), а с другой стороны присоединяется внешняя сеть. При моделировании в фазных координатах таких элементов, как ВЛ с тросами или трансформатор с явно выделенной нейтралью, число фаз узла, к которому подключается данный элемент, становится больше трех, что приводит к невозможности прямого перехода от фазных величин к симметричным составляющим в этом узле. Можно выделить два подхода к устранению этой трудности. Первый подход основан на расширении схемы включением внутренних сопротивлений прямой последовательности генераторов и нагрузок (рис. 3). Для генераторов добавленные к схеме сопротивления могут соответствовать синхронным сопротивлениям (при отсутствии регулирования) или другим реактивным сопротивлениям, отвечающим тем или иным условиям регулирования возбуждения генераторов. При высоких коэффициентах усиления по отклонению напряжения, свойственных регуляторам возбуждения сильного действия, эти сопротивления являются достаточно малыми величинами. При нулевом статизме добавляемые узлы становятся фиктивными, расположенными за пренебрежимо малыми (для снижения погрешности) реактивными сопротивлениями. Для нагрузок добавляемые узлы всегда будут являться фиктивными. При расчетах режимов заданными являются режимные параметры прямой последовательности в добавленных узлах. К внешней сети генераторные и нагрузочные узлы присоединяются уже с помощью пассивных узлов А, В, С, связанных с добавленным узлом через многополюсник перехода (рис. 3).

Второй подход основан на преобразовании многофазных узлов ЭЭС к трехфазному виду путем исключения из модели узлов подключения тросов, нейтралей трансформаторов, контуров заземления подстанций (рис. 4). Исключение узлов производится по методу Гаусса. Так как данные узлы являются пассивными, то в оставшейся трехфазной сети меняются только собственные и взаимные узловые проводимости; выражения для задающих токов остаются неизменными. Генераторные и нагрузочные узлы представляются в симметричных составляющих и связываются с внешней сетью с помощью тех же многополюсников перехода. В схеме рис. 4 не требуется дополнительного введения узлов и ветвей прямой последовательности, что не приводит к появлению дополнительной погрешности.

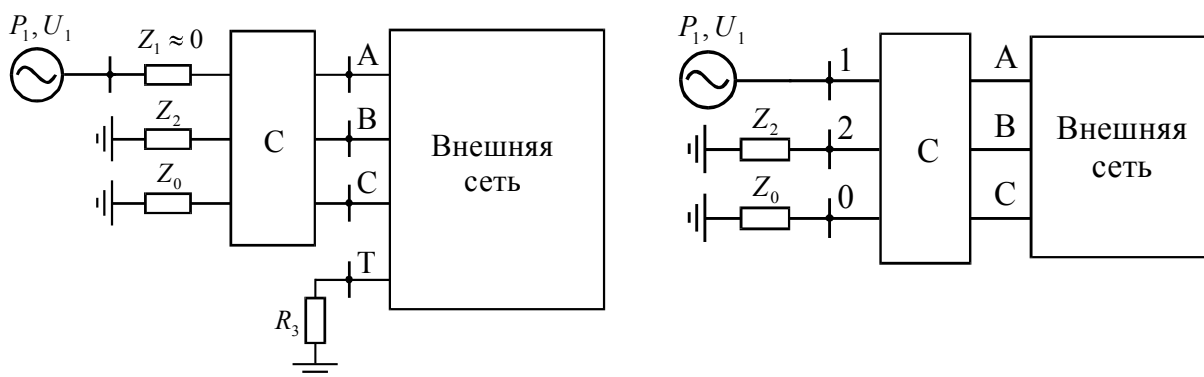


Рисунок 3 – Расширение схемы включением внутренних сопротивлений прямой последовательности генераторов и нагрузок

Рисунок 4- Преобразование многофазных узлов к трехфазному виду

Как правило, в ЭЭС количество нагрузочных узлов значительно превосходит количество генераторов. При необходимости применения первого подхода к моделированию ЭЭС в схеме замещения вводится значительное количество дополнительных фиктивных узлов. Избежать этого возможно путем задания нагрузочных узлов в фазных координатах (рис. 5). Так как внешняя сеть также моделируется в фазных координатах, то необходимость перехода к симметричным составляющим отпадает. При этом контроль исходных режимных параметров производится путем выделения из фазных величин напряжений и токов составляющих прямой последовательности.

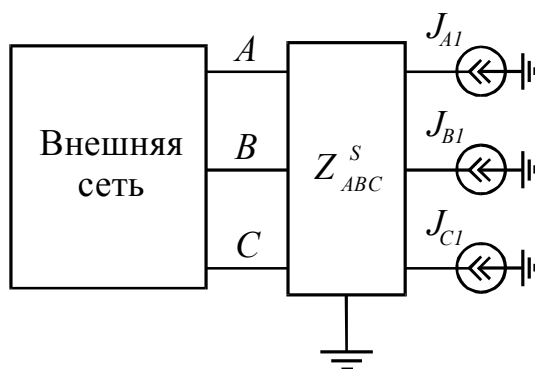


Рисунок 5 - Представление нагрузки в фазных координатах

Общая система уравнений узловых напряжений сети имеет следующий вид:

$$\begin{cases} \operatorname{Re}(\operatorname{diag} \underline{\mathbf{U}}^G \cdot \underline{\mathbf{Y}}^G \cdot \underline{\mathbf{U}}) = \underline{\mathbf{P}}^G, \\ \left| \underline{\mathbf{U}}_{1\text{зад}}^G \right|^2 - \left( \underline{\mathbf{U}}_{1\text{Re}}^G \right)^2 - \left( \underline{\mathbf{U}}_{1\text{Im}}^G \right)^2 = 0, \\ \underline{\mathbf{Y}}^S \cdot \underline{\mathbf{U}} = \frac{\underline{\mathbf{S}}^S}{\underline{\mathbf{U}}^S}, \end{cases} \quad (3)$$

где  $\underline{\mathbf{U}}$  - столбец узловых напряжений;  $\operatorname{diag} \underline{\mathbf{U}}^G$  - диагональная матрица сопряженных комплексов напряжений прямой последовательности генераторных узлов;  $\underline{\mathbf{P}}^G$  - столбец заданных активных мощностей прямой последовательности генераторных узлов;  $\left| \underline{\mathbf{U}}_{1\text{зад}}^G \right|^2$  - столбец квадратов заданных модулей напряжений прямой последовательности генераторных узлов;  $\left( \underline{\mathbf{U}}_{1\text{Re}}^G \right)^2, \left( \underline{\mathbf{U}}_{1\text{Im}}^G \right)^2$  - столбцы квадратов вещественной и мнимой составляющих напряжений прямой последовательности генераторных

узлов;  $\frac{\underline{\mathbf{S}}^S}{\underline{\mathbf{U}}^S}$  - столбец задающих токов для нагрузочных узлов схемы;

$\underline{\mathbf{Y}}^G$ ,  $\underline{\mathbf{Y}}^S$  - прямоугольные матрицы собственных и взаимных узловых проводимостей, являющиеся составными частями общей матрицы узловых проводимостей сети  $\underline{\mathbf{Y}}$ :

$$\underline{\mathbf{Y}} = \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Y}}^G \\ \underline{\mathbf{Y}}^S \end{bmatrix}. \quad (4)$$

С точки зрения реализации решения системы уравнений узловых напряжений на ПЭВМ преимущество имеет запись уравнений в форме баланса токов. При задании в узле активной мощности и модуля напряжения в случае использования уравнений в форме баланса токов возникают трудности в линеаризации системы уравнений. Поэтому для генераторных узлов используются уравнения в форме баланса мощностей, а для остальных узлов схемы составляются уравнения в форме баланса токов.

При расширении схемы включением внутренних сопротивлений прямой последовательности генераторов и нагрузок удобна следующая компоновка матрицы узловых проводимостей. Все генераторные узлы выделяются в один блок, который размещается в верхней части матрицы. Далее размещаются нагрузочные узлы (прямая последовательность и фазы А, В, С), узлы внешней сети (фазы А, В, С, тросы, нейтрали трансформаторов) и балансирующий узел (фазы А, В, С). Самая нижняя строка матрицы узловых проводимостей отводится для параметров балансирующего узла по прямой последовательности. С учетом сказанного матрица узловых проводимостей всей сети имеет вид:

$$\underline{\mathbf{Y}} = \underline{\mathbf{Y}}^G = \begin{array}{|c|} \hline \underline{\mathbf{Y}}^G \\ \hline \underline{\mathbf{Y}}^S \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline \underline{\mathbf{Y}}_1^G & \underline{\mathbf{Y}}_{1-ABC}^G & & & & & & \\ \hline \underline{\mathbf{Y}}_{ABC-1}^G & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^G & & & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^{G-f} & & & \\ \hline & & \underline{\mathbf{Y}}_1^S & \underline{\mathbf{Y}}_{1-ABC}^S & & & & \\ \hline & & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC-1}^S & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^S & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^{S-f} & & & \\ \hline & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^{f-G} & & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^{f-S} & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^f & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^{f-B} & & \\ \hline & & & & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^{B-f} & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^B & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC-1}^B & \\ \hline & & & & & \underline{\mathbf{Y}}_{1-ABC}^B & \underline{\mathbf{Y}}_1^B & \\ \hline \end{array} \begin{array}{l} \left. \begin{array}{l} \text{Прям. посл.} \\ \text{Фазные} \end{array} \right\} \text{Генерат.} \\ \left. \begin{array}{l} \text{Прям. посл.} \\ \text{Фазные} \end{array} \right\} \text{Нагрузка} \\ \text{Фазные - Внеш. сеть} \\ \left. \begin{array}{l} \text{Фазные} \\ \text{Прям. посл.} \end{array} \right\} \text{Бал. узел} \end{array} \quad (5)$$

При использовании метода преобразования многофазных узлов ЭЭС к трехфазному виду матрица узловых проводимостей (5) имеет другую структуру. Генераторные и нагрузочные узлы представляются только в симметричных составляющих. Все узлы внешней сети являются трехфазными. Компоновка матрицы узловых проводимостей сохраняется прежней:

$$\underline{\mathbf{Y}} = \begin{array}{c} \underline{\mathbf{Y}}^G \\ \underline{\mathbf{Y}}^S \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|} \hline \underline{\mathbf{Y}}_1^G & \underline{\mathbf{Y}}_{1-20}^G & & \underline{\mathbf{Y}}_{1-ABC}^{G-f} & & & \\ \hline \underline{\mathbf{Y}}_{20-1}^G & \underline{\mathbf{Y}}_{20}^G & & \underline{\mathbf{Y}}_{20-ABC}^{G-f} & & & \\ \hline & & \underline{\mathbf{Y}}_{120}^S & \underline{\mathbf{Y}}_{120-ABC}^{S-f} & & & \\ \hline \underline{\mathbf{Y}}_{ABC-1}^{f-G} & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC-20}^{f-G} & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC-120}^{f-S} & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^f & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC-20}^{f-B} & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC-1}^{f-B} & \\ \hline & & & \underline{\mathbf{Y}}_{20-ABC}^{B-f} & \underline{\mathbf{Y}}_{20}^B & \underline{\mathbf{Y}}_{20-1}^B & \\ \hline & & & \underline{\mathbf{Y}}_{1-ABC}^{B-f} & \underline{\mathbf{Y}}_{1-20}^B & \underline{\mathbf{Y}}_1^B & \\ \hline \end{array} \begin{array}{l} \text{Прям. посл.} \\ \text{Обр, нул. посл.} \\ \text{Симметричные - Нагрузка} \\ \text{Фазные - Внеш. сеть} \\ \text{Обр, нул. посл.} \\ \text{Прям. посл.} \end{array} \left. \begin{array}{l} \\ \\ \\ \\ \\ \end{array} \right\} \begin{array}{l} \text{Генерат.} \\ \\ \\ \\ \text{Бал. узел} \end{array} \quad (6)$$

Выбор того или иного подхода зависит от характера решаемой задачи. При необходимости контроля параметров в таких элементах, как трос ВЛ, нейтраль трансформатора, контур заземления подстанции, следует применять первый способ, в остальных случаях – второй.

При моделировании нагрузок в фазных координатах структура матрицы узловых проводимостей ЭЭС упрощается:

$$\underline{\mathbf{Y}} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|} \hline \underline{\mathbf{Y}}_1^G & \underline{\mathbf{Y}}_{1-ABC}^G & & & & \\ \hline \underline{\mathbf{Y}}_{ABC-1}^G & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^G & & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^{G-f} & & \\ \hline & & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^S & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^{S-f} & & \\ \hline & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^{f-G} & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^{f-S} & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^f & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^{f-B} & \\ \hline & & & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^{B-f} & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC}^B & \underline{\mathbf{Y}}_{ABC-1}^B \\ \hline & & & & \underline{\mathbf{Y}}_{1-ABC}^B & \underline{\mathbf{Y}}_1^B \\ \hline \end{array} \begin{array}{l} \text{Прям. посл.} \\ \text{Фазные} \\ \text{Фазные - Нагрузка} \\ \text{Фазные - Внеш. сеть} \\ \text{Фазные} \\ \text{Прям. посл.} \end{array} \left. \begin{array}{l} \\ \\ \\ \\ \\ \end{array} \right\} \begin{array}{l} \text{Генерат.} \\ \\ \\ \\ \text{Бал. узел} \end{array} \quad (7)$$

**В третьей главе** разработана методика расчета установившегося несимметричного режима с применением метода Ньютона.

Исходными параметрами, определяющими конкретный режим, являются активная мощность и модуль напряжения прямой последовательности, задаваемые в генераторных узлах, и активная, реактивная мощности в нагрузочных узлах схемы. В качестве неизвестных параметров (в системе уравнений узловых напряжений) выступают векторы напряжений в узлах схемы.

При переходе от комплексных переменных к их проекциям общая система уравнений (3) приобретает вид:

$$\begin{cases} \mathbf{W}_p = \mathbf{P}^G - \text{Re}(\text{diag} \underline{\mathbf{U}}^G \cdot \underline{\mathbf{Y}}^G \cdot \underline{\mathbf{U}}), \\ \mathbf{W}_{|U|} = |\underline{\mathbf{U}}_{1\text{зад}}^G|^2 - (\underline{\mathbf{U}}_{1\text{Re}}^G)^2 - (\underline{\mathbf{U}}_{1\text{Im}}^G)^2, \\ \mathbf{W}_{J\text{Re}} = \mathbf{J}_{\text{Re}} - \text{Re}(\underline{\mathbf{Y}}^S \cdot \underline{\mathbf{U}}), \\ \mathbf{W}_{J\text{Im}} = \mathbf{J}_{\text{Im}} - \text{Im}(\underline{\mathbf{Y}}^S \cdot \underline{\mathbf{U}}), \end{cases} \quad (8)$$

где  $\mathbf{W}_p$  - столбец невязок по активной мощности прямой последовательности для генераторных узлов;  $\mathbf{W}_{|U|}$  - столбец невязок по модулю напряжения

прямой последовательности генераторных узлов;  $\mathbf{W}_{JRe}$  - столбец невязок по вещественной составляющей токов в узлах схемы кроме генераторных;  $\mathbf{W}_{JIm}$  - столбец невязок по мнимой составляющей токов в узлах схемы кроме генераторных;  $\mathbf{J}_{Re}$  - столбец вещественных составляющих задающих токов в узлах схемы кроме генераторных;  $\mathbf{J}_{Im}$  - столбец мнимых составляющих задающих токов в узлах схемы кроме генераторных.

Согласно методу Ньютона систему линеаризованных уравнений (8) для  $k$ -ой итерации можно представить в виде:

$$\mathbf{W}(\mathbf{U})^{k-1} + \mathbf{J}(\mathbf{U}^{k-1}) \cdot \Delta \mathbf{U}_\delta^k = 0, \quad (9)$$

где  $\Delta \mathbf{U}_\delta^k = (\mathbf{U}_\delta^k - \mathbf{U}_\delta^{k-1})$  - столбец приращений узловых напряжений полученных на  $k$ -ой итерации;  $\mathbf{J}(\mathbf{U}^{k-1})$  - матрица Якоби, полученная на  $(k-1)$ -ой итерации, имеющая следующую общую структуру:

$$\mathbf{J}(\mathbf{U}^{k-1}) = \begin{matrix} \frac{\partial \mathbf{W}_P}{\partial \mathbf{U}_\delta}(\mathbf{U}^{k-1}) \\ \frac{\partial \mathbf{W}_{|U|}}{\partial \mathbf{U}_\delta}(\mathbf{U}^{k-1}) \\ \frac{\partial \mathbf{W}_{JRe}}{\partial \mathbf{U}_\delta}(\mathbf{U}^{k-1}) \\ \frac{\partial \mathbf{W}_{JIm}}{\partial \mathbf{U}_\delta}(\mathbf{U}^{k-1}) \end{matrix} = \begin{matrix} \frac{\partial \mathbf{W}_P}{\partial \mathbf{U}_{Re}^G} & \frac{\partial \mathbf{W}_P}{\partial \mathbf{U}_{Re}^S} & \frac{\partial \mathbf{W}_P}{\partial \mathbf{U}_{Im}^G} & \frac{\partial \mathbf{W}_P}{\partial \mathbf{U}_{Im}^S} \\ \frac{\partial \mathbf{W}_{|U|}}{\partial \mathbf{U}_{Re}^G} & & \frac{\partial \mathbf{W}_{|U|}}{\partial \mathbf{U}_{Im}^G} & \\ \frac{\partial \mathbf{W}_{JRe}}{\partial \mathbf{U}_{Re}^G} & \frac{\partial \mathbf{W}_{JRe}}{\partial \mathbf{U}_{Re}^S} & \frac{\partial \mathbf{W}_{JRe}}{\partial \mathbf{U}_{Im}^G} & \frac{\partial \mathbf{W}_{JRe}}{\partial \mathbf{U}_{Im}^S} \\ \frac{\partial \mathbf{W}_{JIm}}{\partial \mathbf{U}_{Re}^G} & \frac{\partial \mathbf{W}_{JIm}}{\partial \mathbf{U}_{Re}^S} & \frac{\partial \mathbf{W}_{JIm}}{\partial \mathbf{U}_{Im}^G} & \frac{\partial \mathbf{W}_{JIm}}{\partial \mathbf{U}_{Im}^S} \end{matrix}, \quad (10)$$

где  $\frac{\partial \mathbf{W}_i}{\partial \mathbf{U}_j}$  матрицы частных производных  $\mathbf{W}_i$  по проекциям узловых напряжений  $\mathbf{U}_j$ .

В работе реализованы два способа моделирования нагрузочных узлов: в симметричных составляющих и в фазных координатах, для каждого из которых получен аналитический вид составляющих матрицы Якоби. При использовании фазных координат на каждом шаге итерационного процесса из рассчитанных фазных параметров происходит выделение составляющих прямой последовательности, по которым осуществляется контроль сходимости режима.

Столбец напряжений на  $k$ -ой итерации определяется по следующему выражению:



$$\mathbf{U}_{\delta}^k = \mathbf{U}_{\delta}^{k-1} + \Delta \mathbf{U}_{\delta}^k = \mathbf{U}_{\delta}^{k-1} - \mathbf{J}(\mathbf{U}^{k-1})^{-1} \cdot \mathbf{W}(\mathbf{U})^{k-1} \quad (11)$$

На каждой итерации вычисляются значения невязок по активной мощности и модулю напряжения для генераторных узлов и по проекциям задающих токов для остальных узлов. Расчет прекращается, когда значения всех невязок не превышают заданной точности.

**В четвертой главе** на примере выполненных экспериментов рассматриваются вопросы допустимости влияния неполнофазных режимов ВЛ на работу генераторов и с этой точки зрения оцениваются возможности их симметрирования. Особое внимание уделено оценке эффективности симметрирования неполнофазного режима ВЛ 500 кВ и выше с помощью пофазного рассогласования коэффициентов трансформации автотрансформаторных групп.

Так, при подведении симметричного трехфазного напряжения прямой последовательности к стороне высшего напряжения (ВН) АТ; напряжение на стороне среднего напряжения (СН) будет зависеть от рассогласования его коэффициентов трансформации. Так, если принять  $K_A = 1,1K$ ;  $K_B = K_C = 0,9K$  (где  $K = U_{CH}/U_{ВН}$  - среднее значение), то напряжение фазы А возрастает, а напряжения фаз В и С снизятся на  $0,1U_{НОМ}$ . Преобразовав относительные отклонения фазных напряжений ( $\Delta \underline{U}_A = 0,1$ ;  $\Delta \underline{U}_B = -0,1a^2$ ;  $\Delta \underline{U}_C = -0,1a$ ) от номинального значения в симметричные составляющие, находим:

$$\begin{array}{|c|} \hline \Delta \underline{U}_{A1} \\ \hline \Delta \underline{U}_{A2} \\ \hline \Delta \underline{U}_{A0} \\ \hline \end{array} = \frac{1}{3} \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & a & a^2 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline \end{array} \cdot \begin{array}{|c|} \hline \Delta \underline{U}_A \\ \hline \Delta \underline{U}_B \\ \hline \Delta \underline{U}_C \\ \hline \end{array} = \frac{1}{3} \begin{array}{|c|} \hline -0,1 \\ \hline 0,2 \\ \hline 0,2 \\ \hline \end{array} \quad (12)$$

В результате в схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей электропередачи вводятся дополнительные источники напряжения  $\Delta \underline{U}_i (i=1,2,0)$ . Токи обратной последовательности зависят прежде всего от напряжения  $\Delta \underline{U}_2$ . Ориентация полученного с помощью преобразования (12) вектора  $\Delta \underline{U}_2$  относительно напряжения прямой последовательности в зависимости от коэффициентов трансформации АТ показана на рис. 6. Видно, что при рассогласовании коэффициентов трансформации АТ на  $\pm 0,1$  от среднего значения  $K$  фаза вектора  $\Delta \underline{U}_2$  по отношению к  $\underline{U}_1$  изменяется ступенчато через  $30^\circ$ . Внутри интервала для каждого из этих углов непрерывное изменение угла осуществляется изменением коэффициента трансформации одной из фаз АТ. Ясно, что при неполнофазном режиме работы ВЛ к стороне ВН АТ подводится не только напряжение прямой, но и напряжения обратной и нулевой последовательностей, которые, в свою очередь, вызывают появление дополнительных источников напряжения в схемах всех последовательностей. Од-

нако эти дополнительные напряжения значительно меньше величин, полученных от напряжения прямой последовательности.

На основании расчетов, подтвержденных экспериментами в Кировской энергосистеме, в табл. 1 приведены соответствующие минимальному значению тока обратной последовательности коэффициенты трансформации АТ для произвольного значения угла полной мощности  $\varphi = \arctg(Q/P)$  в диапазоне  $0-90^\circ$ .

В данной главе также оценивается эффективность шунтирующих реакторов, включенных из-за ремонтных работ неполным числом фаз, для целей снижения уровней напряжения в сети. Приводится сопоставление режимов неполнофазного включения реакторов 500 кВ на примерах подстанций, имеющих и не имеющих автотрансформаторы связи с напряжением 220 кВ. В первом случае неполнофазное включение реакторов 500 кВ в отличие от второго снижает напряжение не только в фазах, к которым они подключены, но и на «особой» фазе при соблюдении соответствующего режима по реактивной мощности. Показано, что для подстанций первого типа симметрирование режима пофазным изменением коэффициентов трансформации АТ эффективно выравнивает фазные напряжения на шинах 500 кВ при одновременном некотором увеличении электрических величин обратной и нулевой последовательностей на стороне 220 кВ, но значительно в меньшей степени, чем на стороне высшего напряжения.

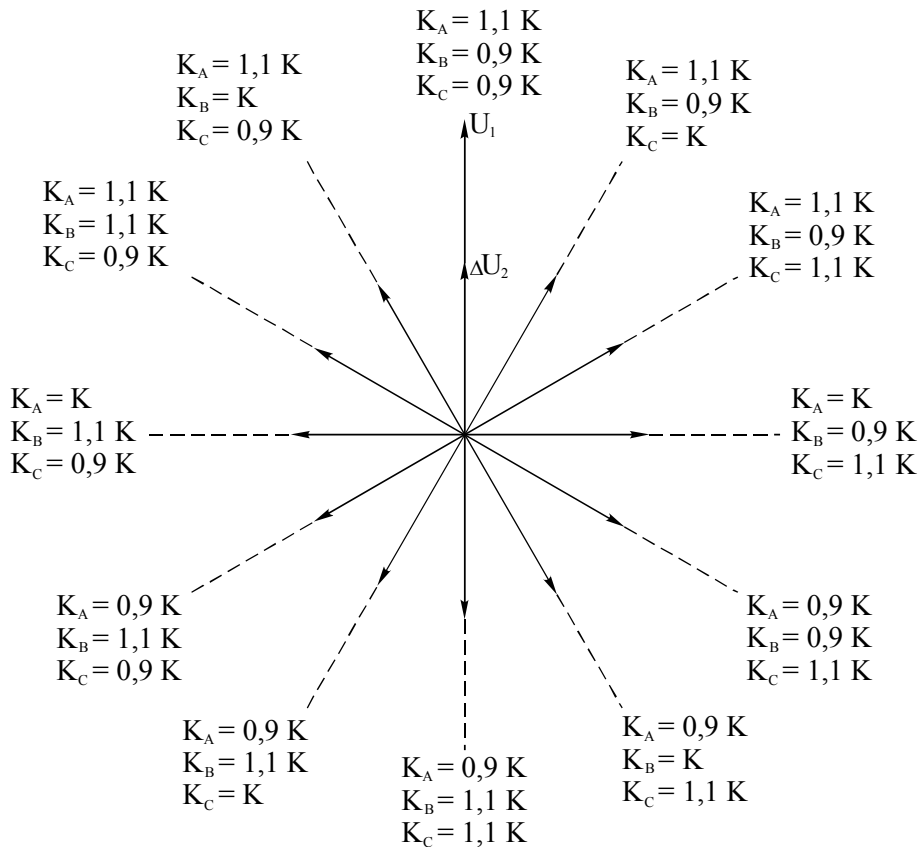


Рис. 6 Векторная диаграмма напряжений обратной последовательности при пофазном рассогласовании коэффициентов трансформации АТ

Зависимость фазных коэффициентов трансформации от соотношения активной и реактивной мощности прямой последовательности для создания наибольшего эффекта симметрирования.

Таблица 1

Фазные коэффициенты трансформации ОАТ	$\varphi = \arctg \frac{Q}{P}$	
	0÷45, град	45÷90, град
$K_A/K$	0,9÷1,1	1,1
$K_B/K$	1,1	1,1÷0,9
$K_C/K$	0,9	0,9

На мощных ГЭС при установке блочных трансформаторов или автотрансформаторов в виде группы из трех однофазных предлагается осуществлять их пофазный ремонт (Тер-Газарян Г.Н., Ананянц С.С.). Аналогичный подход может быть предложен для подстанций с двумя группами из трех однофазных АТ каждый. Выполнено исследование пятифазной схемы включения автотрансформаторных групп при плановом и аварийном ремонте одной из ее фаз и проанализировано влияние средств симметрирования на увеличение пропускной способности сети.

На рис. 7 приведены результаты эксперимента пятифазного включения однофазных АТ 500/220 кВ (показанный пунктиром автотрансформатор включен двумя фазами). Перевод АТ в пятифазный режим приводит к существенным изменениям токов в фазах. Установившийся режим пятифазной схемы включения оборудования отличается от обычного неполнофазного режима по степени воздействия несимметрии на оборудование: наибольшие по величине значения токов обратной и нулевой последовательностей замыкаются внутри контура из параллельно включенных трехфазных и двухфазных силовых элементов. На внешних участках токи и напряжения оказываются достаточно низкими.

Векторы токов  $\underline{I}_2$  и  $\underline{I}_0$  в трехфазной группе находятся в фазе с токами прямой последовательности  $\underline{I}_1$ . Это приводит к увеличению тока в фазе А трехфазной группы по сравнению с токами в других фазах. Отметим также, что векторы токов  $\underline{I}_2$  и  $\underline{I}_0$  в двухфазной группе АТ находятся в противофазе с токами  $\underline{I}_2$  и  $\underline{I}_0$  в трехфазной группе АТ. Ток в фазе А трехфазного АТ («особая» фаза) меньше, чем сумма токов прямой последовательности всех пяти фаз – в этом и состоит эффект передачи дополнительной мощности по пятифазной схеме.

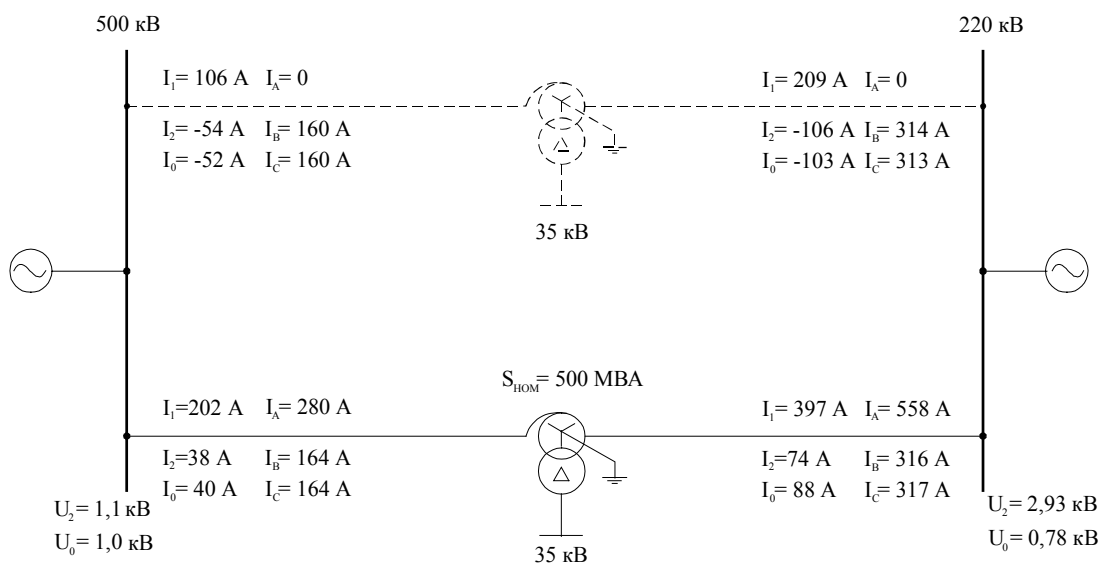


Рис.7 Распределение токов в пятифазной группе однофазных АТ 500 кВ .

Передаваемая через автотрансформаторы в пятифазном режиме мощность прямой последовательности определяется выражением:

$$S_I = 3 \cdot U_I \cdot \sum I_I,$$

где  $\sum I_I$  - сумма токов прямой последовательности двух и трехфазной групп автотрансформаторов. Сравним эту мощность с передаваемой по трехфазной схеме автотрансформаторов

$$S = 3 \cdot U_\phi \cdot I_\phi,$$

где  $U_\phi$  и  $I_\phi$  - значения фазных напряжений и токов в симметричном режиме. Если принять за «особую» фазу А (фаза, которая отсутствует в двухфазной группе автотрансформаторов), то эффективность пятифазной схемы АТ по сравнению с трехфазной схемой можно оценить следующим выражением:

$$\Delta S = S_{ном} \cdot \left( 1 - \frac{I_A}{\sum I_I} \right), \quad (13)$$

где  $S_{ном}$  - номинальная мощность группы из трех однофазных АТ;  
 $\Delta S$  - дополнительная мощность, которая может быть передана по пятифазной схеме АТ без перегрузки «особой» фазы А.

Значение  $\Delta S$  зависит от мощности примыкающих к пятифазной автотрансформаторной группе систем и обходных связей. Зависимость относительного значения дополнительной мощности от суммарных значений сопротивлений обратной и нулевой последовательностей (все сопротивления приводятся к одному из напряжений автотрансформаторов) примыкающих систем показана на рис. 8.

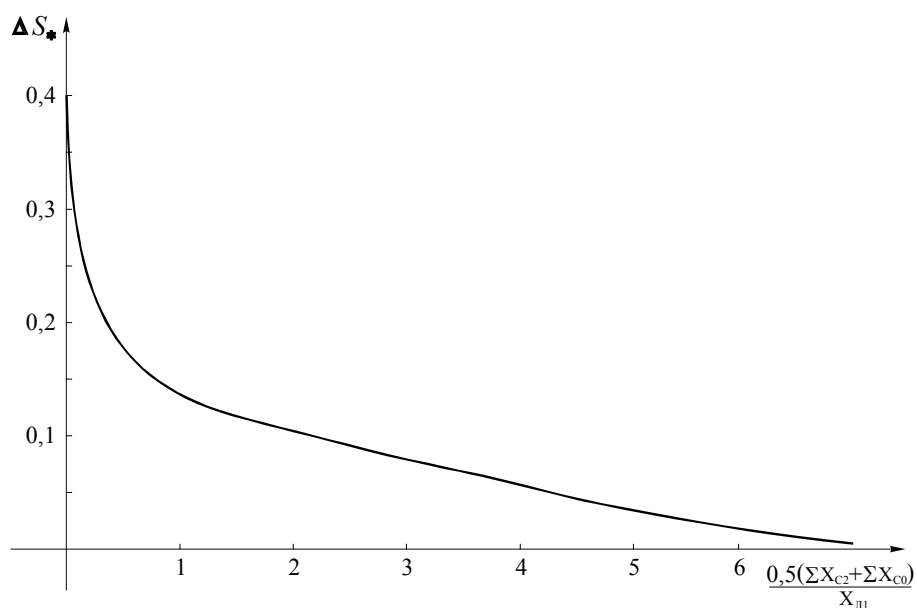


Рис. 8 Зависимость  $\Delta S_*$  от среднего значения суммы сопротивлений обратной и нулевой последовательностей примыкающих систем

Из кривой рис. 8 видно, что при относительно мощных примыкающих системах значение  $\Delta S$  может достигать 40% от номинальной мощности трехфазного АТ. В то же время при относительно слабых примыкающих системах величина  $\Delta S$  незначительна. Выполненные расчеты и эксперименты с автотрансформаторами напряжением 220/110 кВ («Ленэнерго») выявили возможность, не перегружая особую фазу АТ, передать мощность, превышающую на 25% мощность трехфазной автотрансформаторной группы. В этом случае примыкающие системы и обходные связи являлись достаточно мощными.

Однако для АТ 500/220 кВ во многих энергосистемах не всегда удастся получить естественным путем снижение тока в «особой» фазе по отношению к сумме токов прямой последовательности пятифазной схемы. Поэтому требуются специальные средства симметрирования, направленные на относительное уменьшение токов обратной и нулевой последовательностей в трехфазной группе АТ, за счет чего и снижается ток в особой фазе АТ.

Результаты расчетных исследований эффективности различных средств симметрирования (размыкание схемы «треугольника», составленного из об-

моток на стороне низшего напряжения трехфазного АТ, включение токоограничивающего реактора в нейтраль трехфазного АТ, неполнофазное включение шунтирующего реактора 500 кВ) показали, что наибольший эффект относительного снижения тока в особой фазе одновременно на стороне высшего и среднего напряжения АТ достигается при включении одной фазы шунтирующего реактора 500 кВ, совпадающей с отключенной фазой АТ. Применение указанных средств позволяет увеличить дополнительную мощность в соответствии с (13) и довести ее примерно до 15%.

Рассмотрены вопросы поведения устройств релейной защиты и информационного обеспечения при осуществлении неполнофазного режима работы оборудования в установившемся режиме. Во время проведения достаточно большого числа экспериментов неполнофазных установившихся режимов в различных энергосистемах исследовались вопросы поведения релейной защиты в таких условиях. По результатам исследований предложены рекомендации:

1. По повышению чувствительности дистанционной защиты от междуфазных КЗ к однофазным КЗ;
2. Для предупреждения запуска дифференциально-фазной высокочастотной защиты использование пускового органа, реагирующего на приращение вектора тока обратной последовательности;
3. Для предупреждения запуска реле блокировки от качаний дистанционных защит применение новых типов блокировок, например, ШДЭ2801, ШДЭ2802, ПДЭ-2001 и др., в которых пусковой орган устройства блокировки реагирует на приращение вектора тока обратной или прямой последовательности;
4. Оставлять в работе все ступени токовой направленной защиты нулевой последовательности без опасения их срабатывания при использовании панелей типа ШДЭ2801 и ШДЭ2802, в токовых цепях и цепях напряжения которых осуществляется подавление высших гармоник с помощью специальных фильтров.

Для контроля токов прямой ( $A_1$ ) и обратной ( $A_2$ ) последовательностей при осуществлении неполнофазных режимов в сети с эффективно-заземленной нейтралью получены простые выражения, приведенные ниже.

При условии  $A < B = C$  :

$$A_1 = \frac{A + A_0}{2} + \frac{B}{\sqrt{3}} \sqrt{1 - \left( \frac{A + 3A_0}{2B} \right)^2}, \quad (14)$$

$$A_2 = \frac{A + A_0}{2} - \frac{B}{\sqrt{3}} \sqrt{1 - \left( \frac{A + 3A_0}{2B} \right)^2}, \quad (15)$$

где  $A, B, C, A_0$  – измеренные значения модулей фазных токов и составляющей тока нулевой последовательности.

В случае  $A > B = C$ :

$$A_1 = \frac{A - A_0}{2} + \frac{B}{\sqrt{3}} \sqrt{1 - \left( \frac{A - 3A_0}{2B} \right)^2}, \quad (16)$$

$$A_2 = \frac{A - A_0}{2} - \frac{B}{\sqrt{3}} \sqrt{1 - \left( \frac{A - 3A_0}{2B} \right)^2}. \quad (17)$$

Показано, что вопрос о контроле за мощностью прямой последовательности при неполнофазном режиме решается с достаточной для практики точностью путем замены двухэлементных ваттметров и варметров (схема Арона) на трехэлементные приборы.

**Пятая глава** посвящена вопросам исследования наведенных напряжений на отключенных и выведенных в ремонт ВЛ, находящихся в зоне влияния действующих линий.

В соответствии с «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», 2000 г. энергосистемы должны выявлять воздушные линии электропередачи, на проводах которых при их отключении и заземлении по концам (в РУ) и в месте проведения работ могут наводиться напряжения выше 25 В от проходящих вблизи действующих ВЛ. С этой целью предписывается проводить специальные измерения. Для выявления наибольшей вероятной величины наведенного напряжения в правилах безопасности оговаривается условие максимальных нагрузок на влияющих линиях, что не всегда возможно во время измерений. Поэтому возникает необходимость определения максимального наведенного напряжения расчетным путем. Действующие в настоящее время методически указания рекомендуют пересчет измеренного напряжения к максимальному значению, исходя из его пропорциональной зависимости от влияющего тока, что не всегда может дать верный результат при сложных случаях влияния (более двух параллельных линий в одном коридоре, несколько участков параллельного следования отключенной ВЛ с различными линиями). В диссертационной работе предложены расчетные методики, предусматривающие сложные случаи взаимодействия нескольких ВЛ с отключенной. В соответствии с ними определение максимальных наведенных напряжений предлагается проводить в два этапа: сначала производится их измерение, составляется математическая модель взаимодействия ВЛ, по которой делается сопоставительный расчет наведенного напряжения, результат которого сравнивается с измеренным значением. На втором этапе, убедившись в верности расчетной модели, можно определить наведенное напряжение при максимальных влияющих потоках мощности.

Внесены методические предложения для увеличения точности пересчета измеренных наведенных напряжений к максимальным значениям. Разработана уточненная модель заземляющего устройства подстанции, учитывающая протекание по нему наведенных токов не только от отключенной и

заземленной линии, но и от грозозащитных тросов других ВЛ, от нейтралей трансформаторов (автотрансформаторов).

Разработанная модель ВЛ позволяет при расчетах наведенных напряжений на отключенной ВЛ точно учитывать геометрические расстояния между фазами отключенной и влияющих линий, сопротивление контура заземления опоры в месте проведения работ, способ заземления грозозащитного троса по длине линии. Обеспечение необходимых значений токов на всех влияющих линиях осуществляется путем расчета установившегося несимметричного режима для схемы, включающей все взаимодействующие ВЛ.

В ряде работ, посвященных расчетам наведенных напряжений на отключенных ВЛ, предлагается рассматривать электромагнитные и электростатические составляющие наведенных напряжений без учета несимметрии токов и напряжений на влияющих линиях. Показано, что методы определения наведенных напряжений без учета несимметрии токов и напряжений на влияющих ВЛ в предельном случае могут давать значительную ошибку в сторону занижения как по электромагнитной, так и электростатической составляющей.

Апробация описанной выше методики моделирования ВЛ и расчета наведенных напряжений проводилась на примере ВЛ 330 кВ предприятия Высоковольтной сети "Ленэнерго". Сопоставление расчетов наведенных напряжений с данными измерений показала, что погрешность расчетов не превышает 10 %.

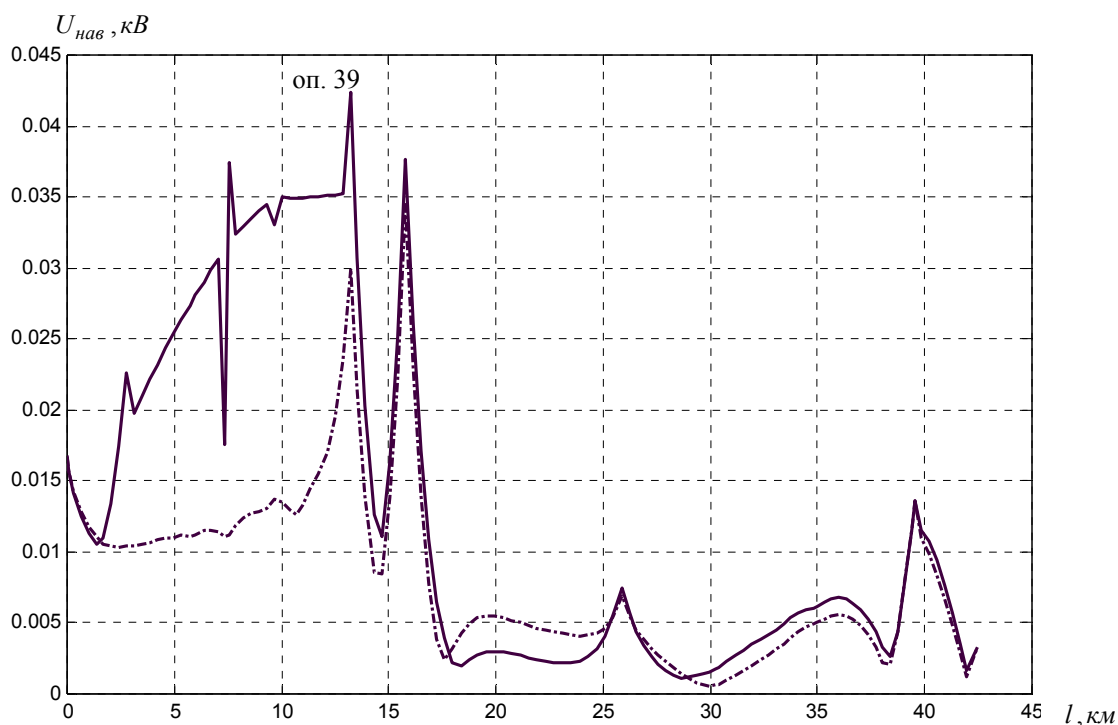


Рисунок 9 – Эпюры наведенных напряжений на ВЛ 330 кВ № 377  
ПС Ленинградская – ПС Южная



В настоящее время на значительном количестве ВЛ прокладывается волоконно-оптический кабель связи (ВОК), встроенный в грозозащитный трос. При этом в качестве грозозащитного троса используется сталеалюминевая оболочка кабеля, заземленная на каждой опоре. С помощью разработанной модели ВЛ было проведено исследование влияния заземления грозозащитного троса на снижение наведенных напряжений. В то же время, при переносе ВОК с одной ВЛ на другую остаются отдельные небольшие участки ВЛ со старым грозозащитным тросом. На рис. 9 приводится эпюра наведенных напряжений на ВЛ 330 кВ № 377 ПС Ленинградская – ПС Южная (сплошная линия), причем в связи с переходом на другую ВЛ ВОК проложен только на участке от опоры 39 до ПС Южная. На участке от ПС Ленинградская до опоры 39 оставлен старый (стальной) грозозащитный трос, разрезанный на анкерных опорах и заземленный с одного конца.

В качестве одной из рекомендаций по снижению наведенных напряжений на участке до опоры 39 было предложено заземлять стальной грозозащитный трос на каждой опоре. Расчетные исследования подтвердили целесообразность данного мероприятия (достигнутый эффект выразался в снижении наведенного напряжения в 1,5 – 3 раза, что показано на рис. 9 эпюрой напряжения в виде штрих-пунктирной линии). Побочный эффект, связанный с ростом потерь активной мощности (для этого разработана специальная методика), не превышает 1 – 2 % от общего уровня потерь.

На протяженных ВЛ с наведенными напряжениями, превышающими 25В, в соответствии с правилами безопасности осуществляется снятие заземлений на отключенной ВЛ по ее концам в (РУ) и наложение переносного заземления только в месте выполнения работ. Однако при необходимости работ двух или трех бригад линия должна делиться на электрически изолированные участки путем разъединения петель на шлейфах анкерных опор. Все же многие энергосистемы не считают целесообразным такое мероприятие, так как эта операция так же совершается под наведенным напряжением. Вместо него предлагается электрическое разъединение рабочих мест путем осуществления ремонта на разных фазах ВЛ (пофазный ремонт, предусмотренный правилами безопасности). Причем две или три бригады работают каждая на своей отдельной фазе, заземленной только в месте выполнения работ. Методика опробована в объединениях энергосистем Центра и Сибири.

**В шестой главе** рассматривается вопрос уточнения определения мест повреждений на ВЛ при использовании фазных составляющих.

В работе анализируется ОМП по данным одностороннего и двустороннего замеров фиксирующими приборами (ФП) параметров аварийного режима. Используемые на практике методики ОМП в подавляющем большинстве случаев не учитывают несимметрию параметров по фазам, транспозицию фаз, взаимовлияние с параллельными ВЛ, не имеющих общих шин по концам, характер заземления грозозащитных тросов по длине линии, протекание токов по контурам заземления опор. В работе была проведена оценка методической погрешности, вызываемой учетом этих факторов.

В диссертации разработана уточненная методика ОМП для одностороннего и двустороннего способов ОМП, которая заключается в следующем. На основе данных по элементам ЭЭС составляется ее математическая модель. При повреждении какой-либо ВЛ системы появляется определенное количество показаний ФП. Перемещая точку повреждения вдоль модели поврежденной линии, можно для каждой точки получить показания ФП. Из серии расчетных показаний выбираются те, которые наилучшим образом соответствуют их показаниям. Метод не привязан к конкретным формулам ОМП, следовательно, он применим к схемам ВЛ произвольной сложности, позволяет использовать общую схему замещения электрической системы в качестве модели, из которой извлекаются расчетные показания ФП.

При двустороннем замере параметров заданному месту повреждения может соответствовать множество токов и напряжений по концам ВЛ, но отношение одноименных величин будет неизменным для заданного места повреждения. Так как большинство ФП регистрируют параметры нулевой последовательности, то в качестве расчетного параметра выступает следующее отношение:

$$\frac{3I_{01}}{3I_{01} + 3I_{02}} \text{ и } \frac{3U_{01}}{3U_{01} + 3U_{02}}, \quad (18)$$

где  $3I_{01}, 3I_{02}$  - токи нулевой последовательности в начале и в конце ВЛ,

$3U_{01}, 3U_{02}$  - напряжение нулевой последовательности в начале и в конце ВЛ.

При анализе двустороннего способа ОМП выявлено, что наибольшая методическая погрешность возникает в местах установки транспозиционных опор.

При одностороннем измерении параметров фиксируются напряжение и ток поврежденной фазы, а также ток нулевой последовательности. Исследование одностороннего способа ОМП показало снижение методической погрешности при осуществлении транспозиции линий.

Результаты расчетов для отдельных ВЛ ОЭС Северо-Запада и Урала показали, что применение разработанной методики позволяет уменьшить погрешность ОМП (до 3,7 % от длины линии).

Для высокочастотной связи на некоторых ВЛ 330 и 500 кВ соответственно с двумя и тремя проводниками на фазу устанавливаются изолирующие распорки вместо металлических. Разработанная методика ОМП позволяет находить сложные повреждения на таких ВЛ: КЗ одного из проводов расщепленной фазы; КЗ одного из проводов расщепленной фазы с одновременным его разрывом. При использовании двусторонней методики ОМП расстояние до места повреждения определяется достаточно точно как при КЗ всей фазы, так и при КЗ одного из проводов расщепленной фазы. При этом для уточнения расчета необходим учет предшествующего повреждению нагрузочного режима. В последнем случае при использовании одностороннего замера от-

носительная (приведенная погрешность) может достигать 9 % (ВЛ 330 кВ) и 14% (ВЛ 500 кВ). При КЗ с разрывом одного из проводов расщепленной фазы задача ОМП при двустороннем замере только по параметрам аварийного режима нулевой последовательности (при использовании ФП) не имеет однозначного решения, так как определение характера повреждения не представляется возможным. Чтобы оценить вид повреждения необходимо использовать какой-то дополнительный источник информации. Так, при обрыве одного из проводов в поврежденной фазе будет иметь место увеличенное затухание высокочастотного тракта, что при возможности его фиксации может указать вид повреждения. Если не имеется увеличенного затухания высокочастотного тракта поврежденной фазы, то сначала поиск места КЗ ведется в предположении наиболее вероятных повреждений, которыми являются КЗ одного или двух проводов расщепленной фазы без разрыва. Если в предполагаемом месте КЗ не обнаруживается, то поиск места повреждения осуществляется в предположении КЗ одного провода расщепленной фазы с разрывом его со стороны начала или конца ВЛ.

На ВЛ напряжением 110 - 220 кВ с одним проводом в фазе не исключено появление и такого сложного несимметричного повреждения, как разрыв фазы с одновременным КЗ одного из концов провода. Применение разработанного метода ОМП позволяет по показаниям ФП определить вид и рассчитать расстояние до места повреждения с учетом предшествующего режима.

### Заключение

1. Обоснованы модели элементов и метод формирования (с совместным использованием симметричных и фазных составляющих) общего математического описания ЭЭС при исследованиях несимметричных режимов.
2. Предложены и реализованы два подхода к моделированию ЭЭС с учетом многофазного представления ее элементов: расширение схемы включением внутренних сопротивлений прямой последовательности генераторов и нагрузок, преобразование многофазных узлов ЭЭС к трехфазному виду.
3. Разработан и реализован в виде программы для ПЭВМ алгоритм расчета установившегося и сверхпереходного несимметричного режима ЭЭС произвольной сложности, позволяющий учитывать любые виды несимметрии в элементах сети.
4. Предложен и обоснован расчетными и экспериментальными исследованиями качественно новый способ симметрирования неполнофазного режима линии путем пофазного рассогласования коэффициентов трансформации автотрансформаторов. Установлены оптимальные в смысле симметрирования соотношения, связывающие фазные коэффициенты трансформации с передаваемой по линии мощностью.

5. Определены границы области допустимых неполнофазных режимов автотрансформаторных групп и их зависимости от параметров примыкающих систем; предложены способы симметрирования этих режимов.
6. На основе расчетных и натурных исследований дана сравнительная оценка эффективности различных способов симметрирования при неполнофазном включении шунтирующих реакторов.
7. На основе обобщения результатов экспериментов неполнофазных режимов сетевого оборудования даны рекомендации по повышению чувствительности и надежности работы устройств релейной защиты.
8. Усовершенствован и программно реализован метод расчета наведенных напряжений с учетом пространственного расположения, транспозиции, расщепления фаз и грозозащитных тросов при различных способах их заземления (заземлении на каждой опоре, заземлении на анкерных опорах с одной стороны и разрыве с другой стороны, заземлении только по концам ВЛ), изменения расстояния между осями отключенной и влияющих линий, заземления ВЛ, количества заземленных фаз и грозозащитных тросов, сопротивления контура заземления опоры в месте проведения работ, способа заземления грозозащитного троса по длине линии. Достоверность предложенного метода подтверждена натурными измерениями.
9. Получены модели ВЛ с волокноно-оптическим кабелем, встроенным в грозозащитный трос, заземленный на каждой опоре; показано, что заземление грозозащитного троса на каждой опоре существенно снижает уровень наведенных напряжений.
10. Разработана и программно реализована уточненная методика определения места повреждения на ВЛ по данным одностороннего и двустороннего замеров, учитывающая пофазную несимметрию параметров линий. Показано, что учет транспозиции фаз ВЛ, взаимовлияния с другими линиями, характера заземления грозозащитного троса существенно повышает точность ОМП. Предложенный метод также позволяет определять места повреждения при сложных несимметричных аварийных режимах (повреждения проводов в расщепленной фазе с изолирующими распорками, КЗ с одновременным разрывом провода и др.).
11. Разработанный программный комплекс внедрен в ОЭС Северо-Запада, Юга, Центра и применяется при расчетах несимметричных режимов, наведенных напряжений и ОМП.

#### **Основные публикации по теме диссертации.**

1. Попов В.А., Чернин А.Б. К вопросу определения токов и напряжений при одновременных несимметриях в электрической системе с помощью ЦВМ// Доклады научно-технической конференции по итогам на-

- учно-исследовательских работ за 1968-69 г.г.– М.: МЭИ, 1969. – С. 108-118.
2. Попов В.А. Расчет токов КЗ в электрических системах, имеющих трансформаторы с продольно-поперечным регулированием напряжения// Известия ВУЗов СССР, Энергетика.–1970.–№ 11. – С. 1-5.
  3. Попов В.А. Использование одной из модификаций решения систем линейных уравнений по методу Гаусса для целей расчета на ЦВМ сложных повреждений в электрических системах// Известия ВУЗов СССР, Энергетика.–1972.–№ 5. – С. 3-7.
  4. Попов В.А., Чернин А.Б. Метод расчета токов КЗ на линиях, питающих тяговые подстанции 26 кВ // Электричество.– 1979. –№1. – С. 6-14.
  5. Попов В.А., Соловьев С.Л., Кушкова Е.И. Результаты эксперимента неполнофазного режима нетранзитной ВЛ 500 кВ // Тезисы докладов Всесоюзной научно–технической конференции «Научные проблемы современного энергетического машиностроения и их решение».– Ленинград, 1987. – С. 84–85.
  6. А.С. № 1302979 СССР. Высоковольтная сеть/ Попов В.А., Соловьев С.Л., Хагемейстер Е.А., Зеленецкий З.Л., Герцик К.А. – 1985.
  7. Попов В.А. Схемы замещения передачи в режиме «два провода – земля» // Электричество.– 1986.– №4. – С. 52–53.
  8. Попов В.А., Соловьев С.Л., Кушкова Е.И., Зыкин Ю.В., Вылегжанин В.А. Результаты эксперимента неполнофазного режима нетранзитной ВЛ 500 кВ// Электрические станции.– 1988.–№ 3.– С. 67-71.
  9. А.С. № 1458928 СССР МКИ Н 02 J 3/26. Способ передачи мощности по линии электропередачи / Попов В.А., Кушкова Е.И., Каленик В.А., Лосев С.Б., Ильиничнин В.В. – 1987.
  10. Попов В.А., Кушкова Е.И., Онищенко А.А., Зеленецкий З.Л., Абакаров А.Р., Мисриханов М.Ш. Использование неполнофазного режима работы блоков Чиркейской ГЭС для увеличения аварийного набора мощности в период ремонта выключателей 330 кВ // Электрические станции.–1990.–№ 2.– С. 60–63.
  11. Попов В.А., Соловьев С.Л., Кушкова Е.И., Вылегжанин В.А., Ефимов В.Н., Соболев В.А., Александров В.Ф. Результаты эксперимента пятифазного включения однофазных автотрансформаторов 220 и 500 кВ // Электрические станции.–1990.–№ 9.–С.89-91.
  12. Попов В.А., Онищенко А.А., Чередниченко К.В., Вылегжанин В.А., Соболев В.А. Защита двигателей 6-10 кВ от неполнофазного режима на стороне 110 – 220 кВ трансформатора с разземленной нейтралью// Электрические станции.– 1990. –№8.– С. 73-75.
  13. Попов В.А., Лосев С.Б., Кушкова Е.И. Симметрирование неполнофазной электропередачи 500 кВ // Электричество.–1992.–№ 3.– С. 38-41.
  14. Мисриханов М. Ш., Попов В.А., Слепцова Э. Н., Абакаров А. П., Онищенко А.А. Модернизация цепей защиты ЛЭП 110-500 кВ при их

- переводе в неполнофазный режим// Электрические станции.– 1992.– №7. – С. 72-73.
15. Попов В.А., Соловьев С.Л., Онищенко А.А., Чередниченко К. В., Соболев В. А., Александров В. Ф. Вынос потенциала на цепи вторичной с конструкцией ОРУ при близких однофазных коротких замыканиях // Электрические станции. – 1993. – №12. – С. 54-56.
  16. Попов В.А., Мисриханов М.Ш., Онищенко А.А., Чередниченко К.В., Кушкова Е.И. Характеристика распределения потенциала наведенного напряжения на отключенной линии // Энергетик. – 1994. – №2. – С. 17-18.
  17. Попов В.А., Бочкарев О. В., Соловьев С.Л., Мисриханов М. Ш. Измерение мощности в условиях неполнофазных режимов работы оборудования// Электрические станции.– 1995. – №4.– С. 25-28.
  18. Попов В.А., Кушкова Е.И., Мисриханов М.Ш. Особенности учета потерь мощности при неполнофазном режиме работы оборудования // Электрические станции.–1995.–№ 7.– С. 31-37.
  19. Попов В.А., Трушляков В.В., Кушкова Е.И., Петров Н.В. Влияние пофазного различия параметров воздушных линий электропередач на выбор уставок устройств релейной защиты// Тезисы докладов всероссийской научной конференции «Токи короткого замыкания в энергосистемах».– М.: РАО ЕС России.– 1995. – С. 56–59.
  20. Попов В.А., Якимчук Н.Н. По поводу статьи В.А. Тураева «О наведенных напряжениях на воздушных линиях»// Электрические станции.– 1998.–№ 3.– С. 70-72.
  21. Попов В.А., Кушкова Е.И. Мисриханов М.Ш. Определение составляющих токов при несимметричных режимах работы оборудования // Энергетик – 2000.–№ 1.– С. 25.
  22. Попов В.А. Мисриханов М.Ш., Кушкова Е.И., Якимчук Н.Н. Неполнофазное включение реакторов 500 кВ для снижения напряжения на подстанциях // Электрические станции. – 2000. – № 3. – С. 53–57.
  23. Мисриханов М.Ш., Попов В.А., Якимчук Н.Н., Медов Р.В. К расчету наведенного напряжения на ремонтируемых линиях электропередачи// Электрические станции – 2000. – № 2. – С. 30 – 37.
  24. Попов В.А., Соловьев С.Л., Якимчук Н.Н. По поводу ст Я.М. Каневского «Обеспечение стойкости токоограничивающих ректоров 6-10 кВ при коротких замыканиях. Электричество, 1997, № 1// Электричество. – 2000. – №1. – С. 62-63.
  25. Попов В.А., Якимчук Н.Н., Медов Р.В. Уточнение определения мест повреждения на ВЛ при использовании фазных составляющих// Известия РАН. Энергетика. – 2000. – №3. – С. 23–30.
  26. Мисриханов М.Ш., Попов В.А., Якимчук Н.Н., Медов Р.В. Особенности определения места повреждения на ВЛ с изолирующими распорками в расщепленных фазах// Электрические станции. – 2001. – № 1. – С. 28 – 33.

27. Мисриханов М.Ш., Попов В.А., Якимчук Н.Н., Медов Р.В. Взаимовлияние двухцепных воздушных линий и их воздействие на режим электрических систем // Электрические станции. - 2001. - № 2. - С. 52 – 59.
28. Рагозин А.А, Мисриханов М.Ш., Попов В.А., Якимчук Н.Н., Медов Р.В. Моделирование энергетических систем при решении задач несимметричных режимов // Повышение эффективности работы энергосистем: Тр.ИГУЭ. Вып. 4/ Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова. - М.: Энергоатомиздат. – 2001. – С. 51–62.
29. Мисриханов М.Ш., Рагозин А.А, Попов В.А., Кушкова Е.И. Методика расчета установившихся неполнофазных режимов оборудования 110 кВ и выше в электрических системах // Повышение эффективности работы энергосистем: Тр.ИГУЭ. Вып. 4/ Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова. - М.: Энергоатомиздат. – 2001. – С. 62–69.
30. Мисриханов М.Ш., Рагозин А.А, Попов В.А., Медов Р.В. Повышение эффективности расчетов установившихся несимметричных режимов // Повышение эффективности работы энергосистем: Тр.ИГУЭ. Вып. 4/ Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова. - М.: Энергоатомиздат. – 2001. – С. 193–200.
31. Мисриханов М.Ш., Рагозин А.А, Попов В.А., Якимчук Н.Н. Повышение натуральной мощности типовых двухцепных воздушных линий электропередачи // Повышение эффективности работы энергосистем: Тр.ИГУЭ. Вып. 4/ Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова. - М.: Энергоатомиздат. – 2001. – С. 200–208.
32. Мисриханов М.Ш., Попов В.А., Якимчук Н.Н., Медов Р.В. Определение мест повреждения на ВЛ 330-750 кВ методом фазных составляющих // Повышение эффективности работы энергосистем: Тр.ИГУЭ. Вып. 4/ Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова. - М.: Энергоатомиздат. – 2001. – С. 400–412.
33. Мисриханов М.Ш., Попов В.А., Медов Р.В., Костюнин Д.Ю. Методическая погрешность при определении места повреждения на ВЛ от неучета пофазного различия ее параметров // Электрические станции. - 2002. – №11. – С. 47–50.
34. Мисриханов М.Ш., Попов В.А., Медов Р.В., Костюнин Д.Ю. Моделирование воздушных линий электропередачи для расчета наведенных напряжений // Электрические станции. – 2003. – №1. – С. 47–55.
35. Медов Р.В., Попов В.А., Рагозин А.А. Совершенствование методов исследований несимметричных режимов электроэнергетических систем // Доклады на научно-практической конференции «Формирование технической политики инновационных наукоемких технологий». – С-Петербург. 2002. – С. 67–73.