

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
профессионального образования  
ИРКУТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

На правах рукописи

Федосов Денис Сергеевич

**Разработка метода оценки влияния потребителей  
на несинусоидальность и несимметрию напряжений  
в электрической сети**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и  
электроэнергетические системы

Диссертация на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
кандидат технических наук, профессор  
Висящев Александр Никандрович

Иркутск – 2014

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>4</b>
<b>1. ОБЗОР МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА ИСКАЖЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....</b>	<b>12</b>
1.1. Модель электрической сети для анализа несинусоидальности и несимметрии напряжений .....	12
1.2. Анализ методов оценки влияния потребителей на искажение напряжения	14
1.3. Анализ методов определения параметров схем замещения потребителей	30
1.4. Выводы.....	33
<b>2. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА ИСКАЖЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ .....</b>	<b>37</b>
2.1. Постановка задачи.....	37
2.2. Метод оценки влияния потребителей на искажение напряжения в точке общего присоединения .....	39
2.3. Верификация метода на математической модели при различных сочетаниях параметров схем замещения потребителя и внешней сети .....	45
2.4. Верификация метода с использованием модели электроэнергетической системы .....	57
2.5. Нормирование тока искажения потребителей с нелинейными и несимметричными нагрузками .....	65
2.6. Выводы.....	70
<b>3. ИССЛЕДОВАНИЕ ПОГРЕШНОСТЕЙ МЕТОДА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ УМЕНЬШЕНИЯ ПОГРЕШНОСТЕЙ .....</b>	<b>75</b>
3.1. Задача определения параметров схем замещения потребителей.....	75
3.2. Метод экспериментального определения параметров схем замещения потребителей .....	76
3.3. Исследование погрешностей метода экспериментального определения параметров схем замещения потребителей.....	80
3.4. Способы уменьшения погрешностей метода экспериментального определения параметров схем замещения потребителей .....	92
3.5. Выводы.....	120
<b>4. ВЕРИФИКАЦИЯ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОГО МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ИХ ВЛИЯНИЯ НА ИСКАЖЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ.....</b>	<b>124</b>
4.1. Описание условий и средств измерения.....	124
4.2. Предварительная обработка результатов измерений .....	125
4.3. Результаты измерений на физической модели энергосистемы.....	126

4.4. Результаты измерений в действующей энергосистеме.....	134
4.5. Выводы.....	141
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>146</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ .....</b>	<b>149</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>150</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А.....</b>	<b>163</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....</b>	<b>167</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В.....</b>	<b>172</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....</b>	<b>185</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....</b>	<b>187</b>

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы.** Общеизвестным является тот факт, что электрическая энергия – это товар. Как и у любого товара, у электроэнергии есть такое важное свойство, как качество. Стандарты ГОСТ 13109-97 [22] и заменивший его с 01.01.2013 г. ГОСТ Р 54149-2010 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [27] устанавливают допустимые значения для характеристик качества электрической энергии (КЭЭ). Нормируются следующие показатели качества электроэнергии (ПКЭ):

- установившееся отклонение напряжения (отрицательное и положительное отклонения напряжения электропитания);
- размах изменения напряжения;
- доза фликера (кратковременная доза фликера и длительная доза фликера);
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения (суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения);
- коэффициент  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности (ОП);
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности (НП);
- отклонение частоты;
- длительность провала напряжения;
- импульсное напряжение;
- коэффициент временного перенапряжения.

В дополнение к перечисленным показателям в [27] без указания норм введены такие ПКЭ, как одиночные быстрые изменения напряжения, интергармонические составляющие напряжения, напряжения сигналов, передаваемых по электрическим сетям, и прерывания напряжения.

В работе рассматривается влияние участников СЭС на характеристики искажений напряжения, связанных с несинусоидальностью напряжения и несимметрией трёхфазной системы напряжений.

В большинстве случаев имеются определённые взаимоотношения между производителем (поставщиком) и потребителем в части качества поставляемого товара. Электрическая энергия не является исключением, и нормативные и правовые документы [28, 52, 55, 56, 57] устанавливают систему взаимоотношений в сфере КЭЭ между участниками системы электроснабжения (СЭС): энергоснабжающей организацией (ЭСО) и потребителями.

Однако электрическая энергия обладает специфическими свойствами, не присущими другим видам продукции. Процесс производства, передачи и потребления электроэнергии непрерывен во времени, а КЭЭ в части некоторых её свойств зависит не только от производителя и поставщика электроэнергии, но и от самих потребителей [22]. В случае несоответствия качества любого товара стандартам потребитель вправе требовать возмещения понесённого им ущерба в оговоренной форме. В случае с электроэнергией влияние потребителей на её качество осложняет процедуру оценки роли потребителей в ухудшении качества напряжения и оценки их ущерба.

В точке общего присоединения (ТОП) электрической сети могут находиться несколько потребителей, для которых ПКЭ будут одинаковыми. При этом влияние каждого из потребителей на искажение напряжения может быть различным. Если КЭЭ не соответствует требованиям [22, 27], то необходима методика, позволяющая корректно оценить влияние каждого потребителя на КЭЭ и выявить потребителей, недопустимо ухудшающих КЭЭ. Иначе говоря, наличие такой методики является одним из главных условий для нормализации КЭЭ.

Указанные задачи не теряют своей значимости на протяжении последних десятилетий, их решению посвящено множество работ в отечественной и зарубежной литературе. Значительный вклад в их изучение и решение внесли Жежеленко И. В., Железко Ю. С., Зыкин Ф. А., Карташев И. И., Куренный Э. Г., Майер В. Я., Никифорова В. Н., Смирнов С. С., Шидловский А. К., Висящев А. Н., J. Ar-

rillaga, Wilsun Xu и др. На базе исследовательских работ приняты нормативно-правовые документы, устанавливающие порядок взаимоотношений между участниками СЭС в сфере КЭЭ. В СССР и России это были «Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [57], «Инструкция о порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию» [52], «Правила применения скидок и надбавок к тарифам за качество электроэнергии» [56] и «Правила пользования электрической и тепловой энергией» [55]. Ни один из перечисленных документов в настоящее время не действует, что осложняет решение задачи нормализации КЭЭ.

В работах [11, 29, 50] указывалось на недостаточную теоретическую обоснованность методов анализа КЭЭ, приведённых в вышеупомянутых документах. Предлагалось множество альтернативных вариантов решения задачи, однако ни один из них не нашёл отражения в нормативно-правовых документах. По этой причине, несмотря на множество работ в этом направлении, создание адекватной методики для оценки влияния потребителей и ЭСО на искажение напряжения в ТОП остаётся одной из актуальных задач современной электроэнергетики. Необходима методика оценки влияния потребителей на КЭЭ, по возможности согласованная с действующими нормативно-техническими документами и позволяющая однозначно разделить ответственность между потребителями и ЭСО за искажение напряжения.

Для оценки влияния потребителей на искажение напряжения также необходимо решить задачу, связанную с определением параметров схемы замещения (СЗ) электрической сети для исследуемой гармоники или для токов ОП на основной частоте. Эта задача может быть решена двумя способами. Первый из них предполагает использование известной информации о состоянии электрической сети и режимных параметрах электрооборудования ЭСО и потребителей. Несмотря на сравнительную простоту определения параметров СЗ таким способом главный его недостаток – низкая достоверность результатов из-за принимаемых допущений и вызванных этим методических погрешностей, а также из-за случайного и независимого изменения состава и параметров оборудования – исключает

возможность применения подхода для оценки влияния потребителей на искажение напряжения в реальном времени. По этой причине предпочтение отдаётся экспериментальным методам определения параметров СЗ участников СЭС [62, 106].

На базе метода оценки влияния потребителей на искажение напряжения возможно создание механизма взаимоотношений между ЭСО и потребителями электроэнергии в области КЭЭ. Введение ответственности искажающих потребителей за ухудшение ПКЭ в ТОП позволит стимулировать нормализацию КЭЭ. Необходимость выполнения мероприятий по улучшению КЭЭ существует во многих энергосистемах России [59, 64]. Важность законодательного установления формы взаимоотношений потребителей и ЭСО по вопросам КЭЭ отмечена в [30].

Таким образом, исследуемые в диссертационной работе вопросы оценки влияния потребителей на искажение напряжения, экспериментального определения параметров СЗ участников СЭС на высших гармониках (ВГ) и для токов ОП являются актуальными.

**Цель работы** состоит в разработке метода оценки влияния потребителей на КЭЭ в действующих энергосистемах, на базе которого возможно создание объективного механизма взаимоотношений между ЭСО и потребителями электроэнергии в части КЭЭ.

Для достижения поставленной цели решаются следующие **задачи**:

1. Разработка метода оценки влияния потребителей и ЭСО на уровень напряжений ВГ и ОП основной частоты. Верификация метода при различном сочетании параметров потребителей и электроэнергетической системы (ЭЭС).
2. Разработка метода нормирования токов искажения нелинейных и несимметричных нагрузок с учётом их мощности.

3. Исследование погрешностей метода экспериментального определения параметров СЗ потребителей по двум измерениям параметров режима на ВГ и для токов ОП основной частоты.
4. Разработка алгоритмов обработки параметров режима для повышения точности экспериментального определения параметров СЗ.
5. Верификация алгоритмов при измерениях параметров режима на физической модели и в действующей ЭЭС.

**Методы исследований**, использованные в работе, основаны на применении математического моделирования, теории вероятностей и математической статистики, теории фильтрации, теории комплексных чисел. Экспериментально-расчётные исследования выполнены с использованием языка программирования и пакета Simulink SimPowerSystems системы MATLAB, программы Mathcad.

**Научную новизну диссертационной работы** составляют:

1. Метод оценки влияния потребителей на искажение напряжения в ТОП по автономному напряжению и коэффициенту влияния.
2. Метод нормирования токов искажения потребителей с учётом их мощности, базирующийся на разработанном методе оценки влияния потребителей на искажение напряжения.
3. Результаты исследования погрешностей метода экспериментального определения параметров СЗ потребителей на ВГ и для токов ОП на основной частоте, позволяющие оценить область применения метода без дополнительной обработки исходных данных.
4. Алгоритмы обработки параметров режима, основанные на пропуске последовательных измерений параметров режима с изменениями, меньшими заданной величины.
5. Комбинированный алгоритм обработки параметров режима на базе фильтра Савицкого-Голея, повышающий точность определения параметров СЗ потребителей на ВГ и для токов ОП основной частоты.

**На защиту выносятся положения, составляющие научную новизну.**

**Практическая ценность результатов работы:**

1. Получен метод оценки влияния искажающих и неискажающих потребителей на КЭЭ в ТОП.
2. Разработаны алгоритмы обработки параметров режима для экспериментального определения параметров СЗ потребителей на ВГ и для токов ОП на основной частоте в реальном времени.
3. Полученные в диссертационном исследовании результаты позволяют достаточно корректно и достоверно выявлять виновников недопустимого ухудшения КЭЭ, количественно оценить их влияние на КЭЭ и в перспективе реализовать механизм взаимодействия между ЭСО и потребителями в сфере КЭЭ.

**Реализация и внедрение результатов работы.** Основные результаты работы в виде методики, исследовательских программ и практических рекомендаций переданы в ЗАО «КРОК Инкорпорейтед» (г. Москва) для их совместного использования при реализации системы мониторинга и управления КЭЭ в МЭС Востока ОАО «ФСК ЕЭС». Результаты диссертационного исследования используются в Иркутском государственном техническом университете при выполнении научно-исследовательских работ по анализу КЭЭ на энергетических предприятиях Иркутской области и разработке мероприятий по их улучшению (подтверждено актами об использовании результатов в приложении А).

Материалы диссертации используются в учебном процессе в Иркутском государственном техническом университете при проведении лекций и лабораторных работ по курсам «Качество электроэнергии в электроэнергетических системах», «Электромагнитная совместимость в электроэнергетике» для студентов, бакалавров и магистрантов (подтверждено актом в приложении А).

**Личный вклад автора.** Разработка метода оценки влияния потребителей на искажение напряжения, метода нормирования токов искажения, исследование погрешностей метода определения параметров СЗ, разработка усовершенствованного алгоритма определения параметров СЗ, создание моделей, программных компонентов и методик их применения выполнены лично автором.

**Апробация работы.** Основные положения и результаты диссертации докладывались автором и обсуждались на заседании Молодежной программы «Инвестируя в будущее» в рамках 8-й ежегодной конференции и выставки Russia Power – 2010 «Электроэнергетика России» (г. Москва, 24-26.03.2010 г. ВВЦ – диплом победителя), на региональном этапе конкурса научно-инновационных проектов Всероссийского фестиваля науки (г. Иркутск, НИ ИрГТУ, 07.10.2011 г. – 2-е место), на V международной заочной научно-практической конференции «Энергетика в современном мире» (г. Чита, ЧитГУ, 2011), на Международной молодежной научно-технической конференции «Энергосистема и активные адаптивные электрические сети: проектирование, эксплуатация, образование» (г. Самара, СамГТУ, 2011), на 5-й Всероссийской научно-технической Интернет-конференции «Энергетика. Инновационные направления в энергетике. CALS-технологии в энергетике» (г. Пермь, ПНИПУ, 2011), на III Всероссийском конкурсе молодых ученых (г. Миасс, МСНТ, РАН, 2011), на Областном конкурсе молодежных инновационных проектов (г. Иркутск, Министерство по физической культуре, спорту и молодежной политике Иркутской области, 2011 – специальный приз конкурсной комиссии), на Международной конференции «The power grid of the future» – «Энергосистемы будущего» (г. Санкт-Петербург, 02-04.10.2012 г., СПбГПУ – доклад на английском языке), на Международной конференции аспирантов, приуроченной к официальному открытию проекта «Байкал» (г. Иркутск, 04-05.06.2012 г., ИрГТУ – доклад на английском языке), на III Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Екатеринбург, УрФУ, 2012), на итоговом мероприятии по программе «УМНИК» – Межрегиональной научно-исследовательской конференции

«Молодые инноваторы Байкальского региона», направление «Новые приборы и аппаратные комплексы» (г. Иркутск, 24.05.2013 г., ИрГТУ – победитель программы), на II научной конференции в рамках проекта «Байкал» (г. Иркутск, 19-20.09.2013 г., ИрГТУ – доклад на английском языке), на круглом столе «Презентации молодежных инновационных проектов в области энергоэффективности» в рамках XVI выставки технологий и оборудования для энергетики, электротехники, энергосберегающих технологий – «Энергосбережение» (г. Иркутск, 10.10.2013 г., ИрГТУ), на Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» в течение 4 лет (г. Иркутск, ИрГТУ, 2010 г. – 2 доклада, 2011 г. – 4 доклада, 2012 г. – 4 доклада, 2013 г. – 4 доклада).

Диссертационная работа выполнена в рамках плана научных исследований по направлению «Интеллектуальные сети (Smart Grid) для эффективной энергетической системы будущего», проводимых под руководством ведущих ученых в российских образовательных учреждениях высшего профессионального образования в соответствии с Постановлением Правительства РФ №220 от 09.04.2010 г. Договор № 11.G34.31.0044 от 27.10.2011.

**Публикации.** По теме диссертации опубликована 21 печатная работа, в том числе 2 в издании из перечня рецензируемых научных журналов для опубликования основных научных результатов диссертаций.

**Структура и объём работы.** Диссертация состоит из четырёх глав, введения, заключения, библиографического списка из 106 наименований и 5 приложений. Объём работы – 195 страниц, включая 162 страницы основного текста, 55 рисунков и 16 таблиц.

# 1. ОБЗОР МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА ИСКАЖЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

## 1.1. Модель электрической сети для анализа несинусоидальности и несимметрии напряжений

Нормализация КЭЭ в части таких его характеристик, как несинусоидальность и несимметрия трёхфазной системы напряжений, является одной из важных задач отечественной электроэнергетики [3, 64]. Несоответствие ПКЭ требованиям [22, 27] приводит к значительному материальному ущербу, связанному с уменьшением срока службы и выходом из строя электрооборудования, к увеличению потерь электроэнергии и появлению брака продукции, неправильной работе устройств релейной защиты [46].

Государственный стандарт [22], устанавливающий требования к ПКЭ, принят в 1967 году в первой редакции, однако многочисленные исследования и натурные эксперименты [38, 59, 64] указывают на систематическое несоответствие КЭЭ в энергосистемах России требованиям [22, 27] на протяжении нескольких последних десятилетий. Очевидно, что данный вопрос актуален и нуждается в решении. При этом решение должно быть направлено не только на устранение уже имеющихся несоответствий искажений напряжения требованиям [22, 27] в отдельных узлах ЭЭС. Необходимо определить причины этих несоответствий, для чего следует выявить участников СЭС, вызывающих недопустимое искажение напряжения. На данный момент нет методики для оценки влияния потребителей на КЭЭ, утверждённой в действующих нормативно-технических документах.

Существует множество подходов к задаче оценки влияния потребителей на искажение напряжения в ТОП. Некоторые из них [33, 51, 54] позволяют дать только качественную оценку влияния потребителей и определить положительный или отрицательный характер их влияния на КЭЭ. Другие методики [2, 16, 21] позволяют помимо качественной оценки дать количественное выражение степени влияния и установить, какой из потребителей ухудшает КЭЭ или страдает от него в большей степени, а какой в меньшей степени. Последний подход также позво-

ляет создать методику для стимулирования искажающих потребителей к нормализации КЭЭ.

Введём два понятия, которые далее будут использоваться при описании задачи оценки влияния потребителей на КЭЭ. Под искажением напряжения будем понимать такие свойства напряжения, как несинусоидальность и несимметрию. Напряжение искажения – это напряжение  $n$ -й гармонической составляющей или напряжение ОП (или НП).

Рассмотрим модель электрической сети и СЗ участников СЭС, используемые для оценки влияния потребителей на искажение напряжения. На рисунке 1.1 представлена схема ТОП, её полная и упрощенная однолинейная СЗ для одной из гармоник с номером  $n$ .

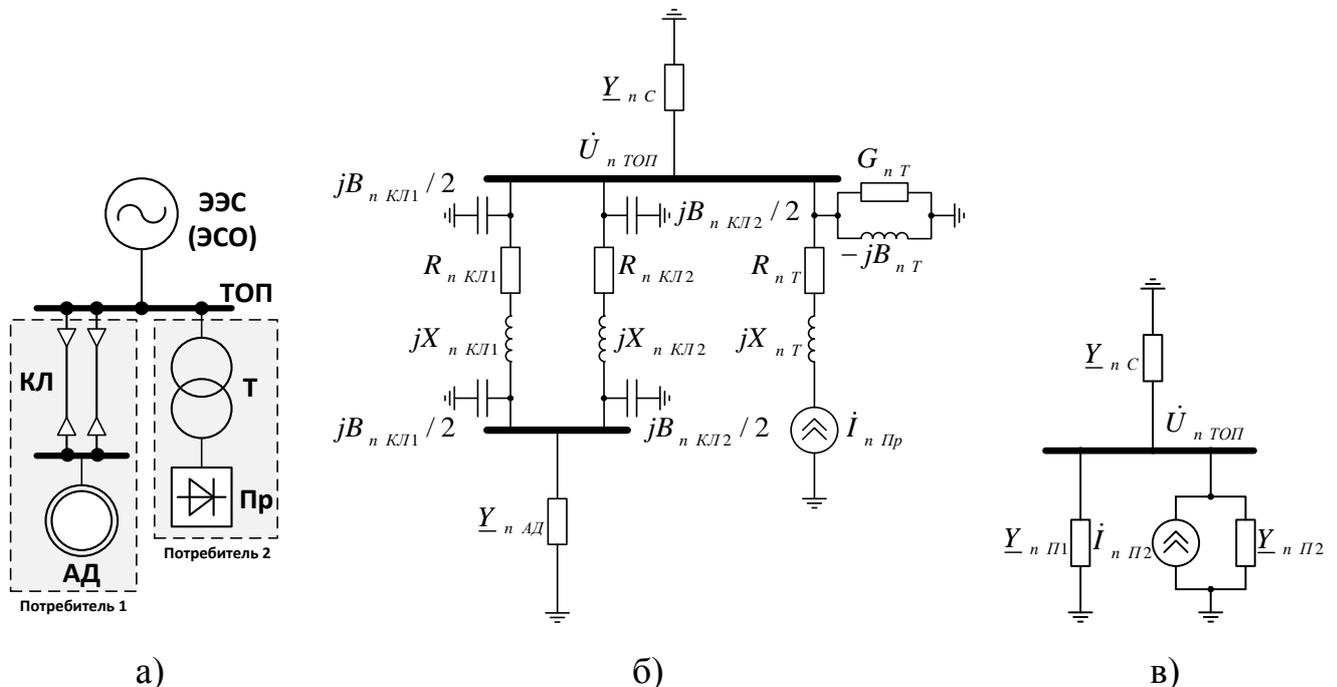


Рисунок 1.1 – Схема точки общего присоединения с подключенными к ней потребителями (а), её полная (б) и упрощённая (в) схемы замещения для  $n$ -й гармоники

Общепринятым способом представления нелинейных и несимметричных нагрузок в СЗ для исследуемой гармоники или ОП является их отображение в СЗ при помощи источника тока искажения [98, 102]. Каждый неискажающий элемент электрической сети представлен в СЗ набором пассивных элементов: активных, индуктивных и емкостных сопротивлений, которые коррелируются с одноимёнными параметрами СЗ на основной частоте для токов прямой последовательности

(ПП) по известным из [32, 44] соотношениям. Аналогичная рисунку 1.1 модель сети применяется для анализа не только несинусоидальных, но и несимметричных режимов.

Таким образом, каждый участник СЭС, подключенный к ТОП, представлен набором пассивных и активных (при наличии искажающих нагрузок) элементов (рисунок 1.1, б). С использованием метода эквивалентного генератора [10] относительно ТОП любой участник может быть представлен либо в виде последовательно соединённых источника э.д.с. и сопротивления, либо как параллельно включенные источник тока  $\dot{I}$  и проводимость  $\underline{Y}$ . Последний вариант (рисунок 1.1, в) представления участников СЭС (потребителей и ЭСО) в СЗ для ВГ и токов ОП является наиболее употребительным [57, 98, 102]. Данный метод эквивалентирования также известен как метод активного двухполюсника [45, 63].

Рассмотрим распространённые методы оценки влияния потребителей на искажение напряжения. Ввиду идентичных подходов к анализу ВГ и несимметрии напряжений условимся там, где это не имеет принципиального значения, индексы  $(n)$  и  $2$ , характеризующие, соответственно, к  $n$ -й ВГ и напряжениям ОП основной частоты, заменять индексом *иск.*, указывающим на режимы с искажающими нагрузками.

## **1.2. Анализ методов оценки влияния потребителей на искажение напряжения**

### **1.2.1. Оценка по мощности потребителя**

Метод оценки влияния потребителей на КЭЭ по их мощности представлен в работах [88, 95, 103], а также в нормативном документе [57], использовавшемся в России для анализа причин ухудшения КЭЭ в ТОП. Положения метода излагаются далее в соответствии с [57] на примере несинусоидальности напряжения. При несимметрии напряжений выявление источников искажений выполняется аналогично.

В [57] предлагается выделить в ТОП объекты с искажающими электроприёмниками (ЭП), оказывающими влияние на несинусоидальность напряжения в ТОП. Для выявления таких объектов следует:

- 1) вычислить значение  $a$  как отношение разрешенной мощности объекта  $S_{разр.}$  к наименьшей мощности КЗ в ТОП  $S_{КЗ нм.}$  (в процентах):

$$a = \frac{S_{разр.}}{S_{КЗ нм.}} \cdot 100\% \quad (1.1)$$

Допустимые значение отношения  $a_{доп.}$  для ТОП в электрических сетях:

– 6 кВ и выше –  $a_{доп.}$  не более 0,3 %;

– 0,22/0,38 кВ –  $a_{доп.}$  не более 0,2 %.

Если  $a \leq a_{доп.}$ , то рассматриваемый объект относят к группе объектов с ЭП, не оказывающими влияние на несинусоидальность напряжения в ТОП.

Если  $a > a_{доп.}$ , то на основе состава нагрузок объекта необходимо определить суммарную установленную мощность искажающих ЭП с нелинейной вольт-амперной характеристикой  $S_{иск.}$ .

- 2) вычислить значение  $a_1$  как отношение суммарной установленной мощности искажающих ЭП объекта  $S_{иск.}$  к наименьшей мощности КЗ в ТОП  $S_{КЗ нм.}$  (в процентах):

$$a_1 = \frac{S_{иск.}}{S_{КЗ нм.}} \cdot 100\% \quad (1.2)$$

Если  $a_1 \leq a_{доп.}$ , то данный объект также относят к группе объектов с искажающими ЭП, не оказывающими влияние на несинусоидальность напряжения в ТОП.

Если  $a_1 > a_{доп.}$ , то объект относят к группе объектов с искажающими ЭП, создающими несинусоидальность напряжения в рассматриваемой ТОП.

Данный способ выявления потенциально искажающих потребителей не учитывает возможность возникновения значительных напряжений ВГ при работе нелинейного потребителя даже малой мощности в случае резонанса во внешней относительно потребителя сети. В качестве примера рассмотрим ТОП 6 кВ с под-

ключеными к ней потребителями, расчётная схема и СЗ которой приведены на рисунке 1.2.

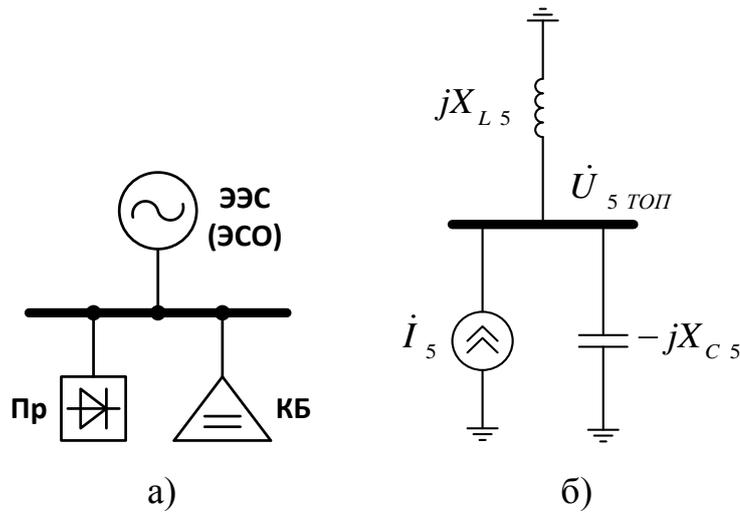


Рисунок 1.2 – Расчётная схема (а) и схема замещения (б) точки общего присоединения с искажающим потребителем при резонансе токов

Пусть параметры ЭЭС и батареи конденсаторов (БК) таковы, что на исследуемой ВГ (для определённости 5-й) имеет место равенство их реактивных сопротивлений по модулю. Это возможно, к примеру, при значении тока трёхфазного КЗ на шинах ТОП 18,2 кА и мощности БК в 7,2 Мвар. В таком случае по известным из [32, 58] выражениям получаем сопротивления ЭЭС и БК на основной частоте:

$$X_{L1} = \frac{U_{\text{ср.ном.}}}{\sqrt{3}I_K^3} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 18,2} \approx 0,2 \text{ Ом}; \quad X_{C1} = \frac{U_{\text{ном.}}^2}{Q_{\text{ном.}}} = \frac{6^2}{7,2} \approx 5 \text{ Ом}. \quad (1.3)$$

Те же сопротивления на частоте 5-й гармоники приблизительно равны:

$$X_{L5} = 5X_{L1} = 1 \text{ Ом}; \quad X_{C5} = \frac{1}{5}X_{C1} = 1 \text{ Ом}. \quad (1.4)$$

Предположим, что 6-пульсный выпрямитель на рисунке 1.2, а имеет номинальную полную мощность 100 кВА. Примем угол коммутации преобразователя  $\gamma_0 = 20^\circ$ . Тогда генерируемый им ток 5-й гармоники в соответствии с [32] равен:

$$I_5 \approx \frac{S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном.}}} \cdot \frac{\sin\left[n-1 \frac{\gamma_0}{2}\right]}{n \cdot n-1 \frac{\gamma_0}{2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6} \cdot \frac{\sin\left[5-1 \cdot \frac{\pi}{18}\right]}{5 \cdot 5-1 \cdot \frac{\pi}{18}} = 1,774 \text{ А}. \quad (1.5)$$

Напряжение 5-й гармоники в ТОП в таком случае ограничено только активным сопротивлением элементов сети и заведомо превышает допустимое по [22, 27] значение; его численное значение в данном примере непринципиально.

Проверим критерий (1.1):

$$a = \frac{S_{\text{разр.}}}{\sqrt{3}U_{\text{ср.ном.}} I_K^3} \cdot 100\% = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 18200} \cdot 100\% \approx 0,05\% . \quad (1.6)$$

Искажающий потребитель в схеме на рисунке 1.2, вызывающий недопустимое напряжение ВГ, согласно методике [57] отнесён к объектам, не оказывающим влияние на несинусоидальность напряжения в ТОП. Полученный результат указывает на несовершенство рассмотренного подхода к выявлению искажающих потребителей.

### 1.2.2. Оценка по знаку активной мощности искажения (по углу между напряжением и током искажения)

Метод оценки влияния потребителей на КЭЭ по направлению активной мощности искажения впервые предложен в [82] и получил своё развитие в работах [61, 101]. Также метод использовался в [57] при выявлении искажающих и неискажающих потребителей. Основные положения метода рассмотрим на примере несинусоидальности напряжения.

Для потребителей, оказывающих влияние на напряжение ВГ в ТОП, предлагается определить фазовый угол сдвига между напряжением исследуемой ВГ в ТОП и одноимённым током ВГ на присоединении каждого из потребителей. Те потребители или ЭСО, у которых фазовый угол сдвига  $\varphi_{UI_{nk}}$  между  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения в ТОП  $\dot{U}_{n \text{ ТОП}}$  и  $n$ -ой гармонической составляющей тока  $k$ -ой линии или ЭСО  $\dot{I}_{nk}$  больше  $+90^\circ$  или меньше  $-90^\circ$ , считаются содержащими источник  $n$ -ой гармонической составляющей тока  $\dot{I}_{nk}$ . Если же фазовый угол сдвига  $\varphi_{UI_{nk}}$  между теми же величинами меньше  $+90^\circ$  или больше  $-90^\circ$ , то объект, присоединенный к  $k$ -й линии, на рассматриваемом интервале ус-

реднения не содержит источник  $n$ -ой гармонической составляющей тока  $\dot{I}_{nk}$  и эквивалентен пассивному элементу с сопротивлением  $\underline{Z}_{nk}$ . Аналогичным образом метод может быть описан с использованием знака активной мощности искажения на присоединении потребителя. Отрицательная активная мощность искажения на присоединении участника СЭС согласно [57] указывает на наличие у него источников искажения, положительная мощность – на их отсутствие.

Знак активной мощности искажения зависит от аргументов двух величин – напряжения искажения  $\dot{U}_{иск.}$  и тока искажения  $\dot{I}_{Tиск.}$  на присоединении исследуемого потребителя:

$$\operatorname{sgn} P_{иск.} = \operatorname{sgn} \left[ \cos \left( \arg \frac{\dot{U}_{иск.}}{\dot{I}_{Tиск.}} \right) \right]. \quad (1.7)$$

При этом искажающий потребитель независимо от других участников СЭС влияет только на фазу собственного тока искажения, которая согласно [32] зависит от фазы тока основной частоты. Однако напряжение искажения в ТОП, очевидно, определяется всеми  $N$  участниками СЭС по выражению:

$$\dot{U}_{иск.} = \frac{\sum_{i=1}^N \dot{I}_{иск.i}}{\sum_{i=1}^N \underline{Y}_{иск.i}}, \quad (1.8)$$

где  $\dot{I}_{иск.i}$ ,  $\underline{Y}_{иск.i}$  – соответственно, токи искажения и проводимости участников СЭС,  $N$  – число участников СЭС в данной ТОП.

Поскольку по (1.8) фаза напряжения искажения  $\dot{U}_{иск.}$  зависит не только от фазы тока  $\dot{I}_{Tиск.}$ , то и знак активной мощности искажения на присоединении каждого из потребителей может меняться в широких пределах.

Так, на рисунке 1.3 приведён график изменения во времени угла между напряжением и током фазы В на 11-й гармонике, измеренных на ВЛ, которая питает электролизную серию алюминиевого завода. Нагрузка является нелинейной, однако активная мощность на её присоединении знакопеременная, что противоречит требованиям [57] для выявления искажающей нагрузки.

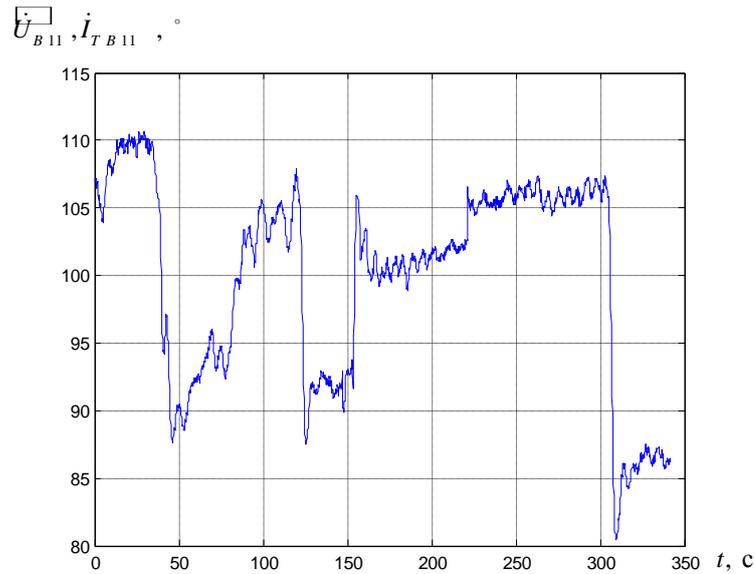


Рисунок 1.3 – График изменения во времени угла между векторами напряжения и тока 11-й гармоники фазы В на присоединении воздушной линии 220 кВ Братская ГЭС – БрА3-11

На рисунке 1.4 приведена СЗ ТОП с параметрами участников СЭС. При таком соотношении аргументов параметров СЗ искажающий потребитель с задающим током  $\dot{I}_2$  по методикам [57, 61, 82, 101] будет считаться неискажающим, т. к. угол между напряжением  $\dot{U}_{иск.ТОП}$  и током  $\dot{I}_{T2иск.} = -\dot{I}_{иск.2}$  находится в интервале  $-90^\circ; +90^\circ$ .

Отметим, что здесь и далее при анализе методов исходная расчётная схема не приводится за ненадобностью, т. к. всегда могут быть подобраны потребители такой мощности и с таким характером нагрузок, чтобы обеспечить приведённое сочетание параметров СЗ.

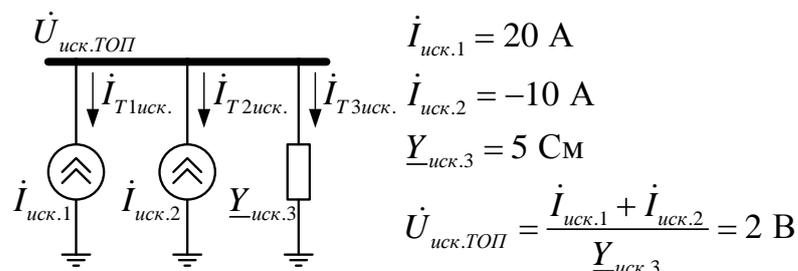


Рисунок 1.4 – Схема замещения точки общего присоединения с параметрами участников системы электроснабжения

В данном случае авторы рассматриваемой методики допустили подмену причины следствием, на что указано в работах [66, 105]. Верно то, что при неискажающей нагрузке активная мощность искажения на её присоединении будет положительной при выборе положительного направления мощности от ТОП к нагрузке. Однако при этом некорректно утверждать, что отрицательный знак активной мощности искажения однозначно указывает на неискажающий характер нагрузки.

### 1.2.3. Оценка с помощью долевого вклада потребителей

Метод оценки влияния участников СЭС на КЭЭ по долевым вкладам рассматривался в работах [2, 21, 39, 45, 47, 63, 97]. Также метод использовался в качестве основного в России при анализе причин ухудшения КЭЭ в соответствии с [57]. Суть подхода заключается в расчёте долевого вклада (ДВ) или фактического вклада (ФВ) в напряжение искажения в ТОП, в ток искажения или в мощность искажения.

В [57] для расчёта ФВ как меры влияния отдельного потребителя на напряжение искажения изложена следующая методика, суть которой одинакова для большинства подходов, использующих понятие ДВ и ФВ. Рассмотрим метод на примере СЗ на рисунке 1.5 для одной из ВГ с номером  $n$ .

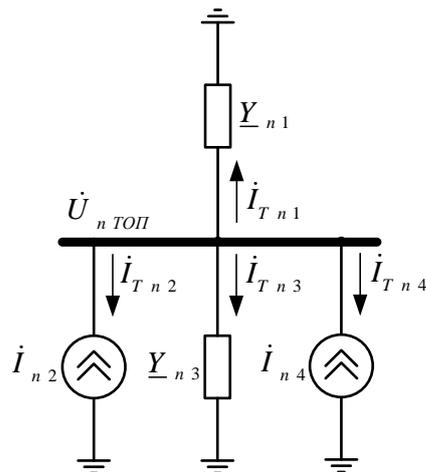


Рисунок 1.5 – Схема замещения субъектов, подключенных к точке общего присоединения

На первом этапе необходимо определить суммарный ток эквивалентного источника  $\dot{I}_{\Sigma n}$  путем векторного суммирования токов искажений  $\dot{I}_{ni}$ , генерируемых выявленными источниками искажений в ТОП, и вычислить его модуль по формуле:

$$|\dot{I}_{\Sigma n}| = \left| \sum_{i=1}^N \dot{I}_{ni} \right|, \quad (1.9)$$

где  $\dot{I}_{ni}$  – токи искажений объектов, выявленных в ходе измерений,  $N = 4$  – число участников СЭС, подключенных к ТОП.

Остальные объекты на этом же интервале усреднения представляются эквивалентным пассивным элементом с сопротивлением  $Z_{ex n}$ , модуль которого определяют по выражению:

$$|Z_{ex n}| = U_{n \text{ ТОП}} / I_{\Sigma n}, \quad (1.10)$$

где  $U_{n \text{ ТОП}}$  – модуль напряжения  $n$ -й гармонической составляющей в ТОП.

Модуль вектора  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения  $U_{nk}^{\Phi B}$ , создаваемого  $k$ -ым источником тока искажений  $\dot{I}_{nk}$  на рассматриваемом интервале усреднения определяют по формуле:

$$U_{nk}^{\Phi B} = I_{nk} Z_{ex n}. \quad (1.11)$$

ФВ в искажение синусоидальности напряжения в ТОП  $K_{U_{nk}}^{\Phi B}$  (в процентах) на рассматриваемом интервале усреднения определяют по формуле:

$$K_{U_{nk}}^{\Phi B} = \frac{U_{nk}^{\Phi B}}{U_{1 \text{ ТОП}}} \cdot 100, \quad (1.12)$$

где  $U_{1 \text{ ТОП}}$  – модуль напряжения основной частоты в ТОП.

Полученные  $K_{U_{nk}}^{\Phi B}$  следует сравнить с соответствующими предельно допустимым и нормально допустимым значениями допустимого вклада, установленного для искажающих ЭП  $k$ -го объекта. Если ФВ превышает допустимый, то суще-

ствующее несоответствие по ПКЭ полностью или частично обусловлено наличием искажающих ЭП у  $k$ -го объекта.

Этот метод повторяет представленный в работах [2, 21, 39, 47, 97] подход, использующий понятие о ДВ в напряжение. ДВ  $k$ -го участника в напряжение искажения  $\dot{U}_{иск.k}^{ДВ}$  в общем случае является комплексным и определяется по выражению:

$$\dot{U}_{иск.k}^{ДВ} = \frac{\dot{I}_{иск.k}}{\sum_{i=1}^N \underline{Y}_{иск.i}}, \quad (1.13)$$

где  $\dot{I}_{иск.k}$  – ток искажения  $k$ -го участника СЭС,  $\underline{Y}_{иск.i}$  – проводимость  $i$ -го участника СЭС,  $N$  – число участников СЭС, подключенных к ТОП. Из (1.8) следует, что векторная сумма ДВ равна вектору напряжения искажения в ТОП  $\dot{U}_{иск.ТОП}$ :

$$\sum_{i=1}^N \dot{U}_{иск.i}^{ДВ} = \dot{U}_{иск.ТОП}. \quad (1.14)$$

Аналогичным образом в [89, 97] предлагается ввести ДВ  $k$ -го потребителя в ток искажения  $\dot{I}_{иск.k}^{ДВ}$  как величину тока искажения, генерируемую потребителем в сеть при отсутствии источников искажений у остальных потребителей:

$$\dot{I}_{иск.k}^{ДВ} = -\dot{I}_{иск.k} \frac{\sum_{i=1, i \neq k}^N \underline{Y}_{иск.i}}{\sum_{i=1}^N \underline{Y}_{иск.i}}. \quad (1.15)$$

В работе [68] вместо ДВ (1.13) в напряжение искажения вводятся понятия доли потребителя в общем токе искажения  $D_{kI}$  и доли в общей проводимости  $D_{kY}$ , которые определяют как:

$$D_{kI} = \frac{|\dot{I}_{иск.k}|}{\sum_{i=1}^N |\dot{I}_{иск.i}|}, \quad D_{kY} = \frac{|\underline{Y}_{иск.k}|}{\sum_{i=1}^N |\underline{Y}_{иск.i}|}. \quad (1.16)$$

Общим свойством подходов, связанных с расчётом ДВ, является неавтономность оценки влияния, подтверждённая в [8, 9]. Выражения (1.13), (1.15) и

(1.16) показывают, что вклад  $k$ -го потребителя в напряжение или ток искажения зависит не только от его собственных параметров СЗ  $\dot{I}_{иск.k}$  и  $\underline{Y}_{иск.k}$ , но и от параметров СЗ других участников СЭС. Рассмотрим это на примере СЗ на рисунке 1.6.

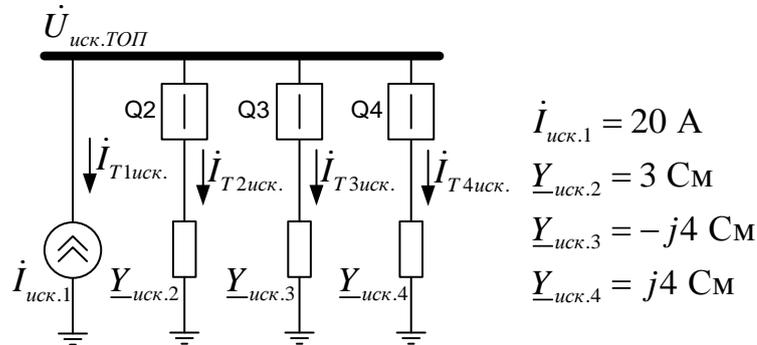


Рисунок 1.6 – Схема замещения точки общего присоединения с параметрами участников системы электроснабжения

При разных состояниях коммутационных аппаратов Q2-Q4 на рисунке 1.6 ДВ потребителя с источником искажений, равный в приведённом примере напряжению искажения в ТОП, будет изменяться в соответствии с таблицей 1.1.

Таблица 1.1 – Долевой вклад потребителя с источником искажений при различных конфигурациях схемы на рисунке 1.6

Отключенные выключатели	Напряжение искажения в ТОП $\dot{U}_{иск.ТОП}$ и ДВ 1-го потребителя в напряжение искажения $\dot{U}_{иск.1}^{ДВ}$ , В
нет	6,67
Q2	$\infty$
Q3	$2,4 - j3,2$
Q4	$2,4 + j3,2$
Q2, Q3	$-j5$
Q3, Q4	6,67
Q2, Q4	$j5$

Из таблицы 1.1 следует, что ДВ исследуемого потребителя меняется в зависимости от конфигурации внешней сети. Потребитель в общем случае не знает об этих изменениях, однако при этом его ДВ может превысить допустимое значение.

Применение штрафных санкций к потребителю по этому критерию будет восприниматься им как необоснованное.

Для СЗ на рисунке 1.2, б расчёт ДВ также приводит к неоднозначному результату. При резонансе во внешней ЭЭС потребитель со сколь угодно малым током искажения будет иметь ДВ в напряжение искажения, стремящийся к бесконечности согласно (1.13). Это практически сводит к нулю эффект установки потребителем устройств для уменьшения эмиссии токов искажения во внешнюю сеть (фильтров ВГ, симметрирующих устройств и т. д.), поскольку недопустимый ДВ обусловлен не его собственными параметрами СЗ, а параметрами внешней сети.

Кроме этого, расчёт ДВ предполагает определение с их использованием штрафных санкций к потребителю. Поскольку ДВ – комплексная величина, то расчёт штрафов на его основе затруднителен. В то же время при использовании модулей ДВ возникает следующее несоответствие:

$$\sum_{i=1}^N |\dot{U}_{иск.i}^{ДВ}| \neq U_{иск.ТОП} \quad (1.17)$$

Для использования подхода с расчётом ДВ в скалярной форме в работе [104] предлагается для каждого  $k$ -го потребителя использовать проекции ФВ в напряжение искажения  $\dot{U}_{иск.k}^{ДВ}$  или ФВ в ток искажения  $\dot{I}_{иск.k}^{ДВ}$  на ток искажения  $\dot{I}_{Тк\ иск.}$  на присоединении соответствующего потребителя. Так, для СЗ на рисунке 1.7, а получим векторную диаграмму на рисунке 1.7, б.

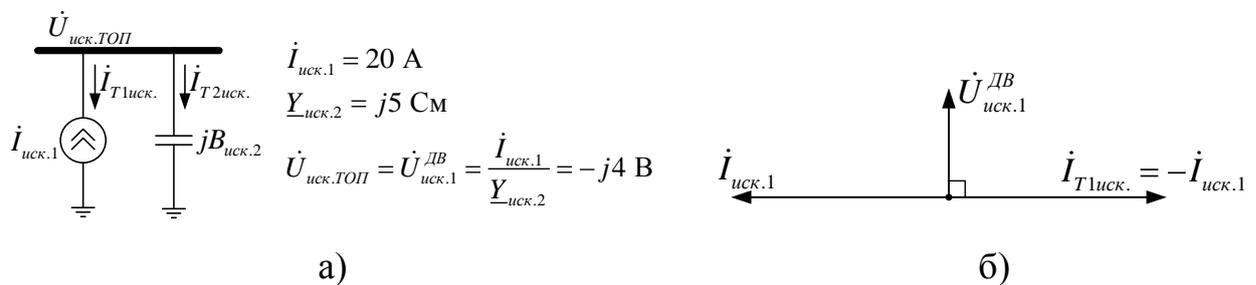


Рисунок 1.7 – Схема замещения точки общего присоединения (а) и векторная диаграмма токов искажения и долевого вклада в напряжение искажения (б)

Согласно рисунку 1.7 единственный искажающий потребитель в СЗ имеет нулевую проекцию ДВ в напряжение искажения на ток искажения на своём при-

соединении. При этом штрафные санкции к потребителю отсутствуют, хотя КЭЭ в ТОП ухудшается по его вине.

В дополнение к перечисленным особенностям трактовка метода с применением ФВ в [57] предполагает отождествление тока искажения  $-\dot{I}_{Tk\text{ иск.}}$ , генерируемого потребителем в сеть, и параметра СЗ  $\dot{I}_{иск.k}$  (рисунок 1.5). Такой подход допустим только при искажающем характере нагрузок исследуемого  $k$ -го потребителя, как на рисунке 1.5 для участников СЭС 2 и 4. Однако существуют и смешанные потребители, имеющие как неискажающие, так и искажающие нагрузки, доля которых в ЭЭС постоянно растёт [3, 12] и для которых  $-\dot{I}_{Tk\text{ иск.}} \neq \dot{I}_{иск.k}$ . При использовании предложенного в [57] подхода к определению характера нагрузок потребителя вариант со смешанными нагрузками не учитывается.

#### **1.2.4. Оценка по изменению напряжения искажения при отключении или подключении потребителя**

Метод расчёта ФВ потребителя по изменению ПКЭ при его включении и отключении представлен в [16, 49]. ФВ потребителя в напряжение искажения  $\Delta P_\phi$  предлагается определять как разность между значениями ПКЭ при включенном  $P_B$  и при отключенном  $P_O$  потребителе:

$$\Delta P_\phi = P_B - P_O. \quad (1.18)$$

Такой подход к определению меры влияния потребителя на ПКЭ наиболее прост, однако требует отключения участника СЭС для оценки его ФВ, что затрудняет его применение для действующих энергообъектов. Однако это не единственный недостаток метода. Рассмотрим СЗ на рисунке 1.8.

В схеме на рисунке 1.8, а подключаемый неискажающий потребитель, очевидно, не должен ухудшать ПКЭ в узле электрической сети. Однако его подключение приводит к увеличению модуля напряжения в ТОП с 6,67 В до 20 В, что согласно анализируемой методике указывает на его отрицательное влияние на КЭЭ несмотря на отсутствие у потребителя источников искажения.

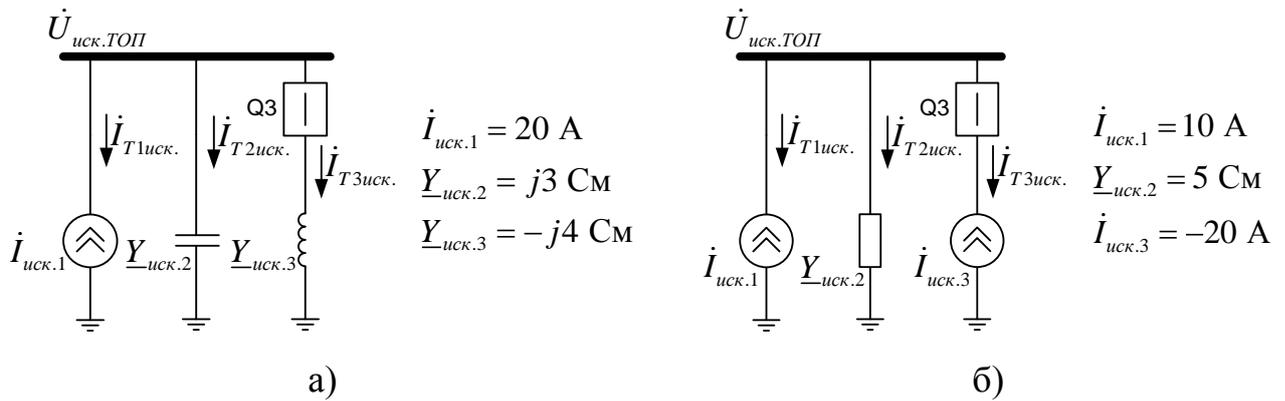


Рисунок 1.8 – Схема замещения точки общего присоединения с параметрами участников системы электроснабжения

На рисунке 1.8, б подключение или отключение искажающего потребителя не изменяет модуль напряжения в ТОП (2 В), что согласно методике [16, 49] указывает на нулевой ФВ в напряжении искажения. Однако отключаемый потребитель является искажающим и не может не влиять на ПКЭ в ТОП, что проявляется при изменении фазовых соотношений между параметрами СЗ на рисунке 1.8, б.

Недостатком методики оценки ФВ потребителя по изменению ПКЭ является неучёт векторного характера параметров СЗ и, как следствие, некорректное определение источников искажений напряжения.

### 1.2.5. Выявление источника недопустимого искажения напряжения с использованием генератора эталонной помехи

Метод определения источника недопустимого искажения напряжения с использованием генератора эталонной помехи предлагается в работах [41 – 43] для локализации источников искажения напряжения в электрической сети, равно как и электромагнитных помех другого рода.

Суть метода заключается в том, что по созданному с помощью зондирующего сигнала «отпечатку» в дальнейшем можно определять узел (точку подключения) источника помехи. Для реализации метода необходим эталонный источник помехи (зондирующий сигнал), который на подготовительном этапе подключается к каждому узлу электрической сети. Для идентификации источника гармоник необходим генератор с частотой, в 5 раз превышающей частоту помехи. При этом

в нескольких контрольных узлах электрической сети измеряются напряжения помех. Измеренные напряжения-«отклики» должны быть синхронизированы во времени с расхождением не более 50 мкс. На рисунке 1.9 приведена блок-схема алгоритма метода.

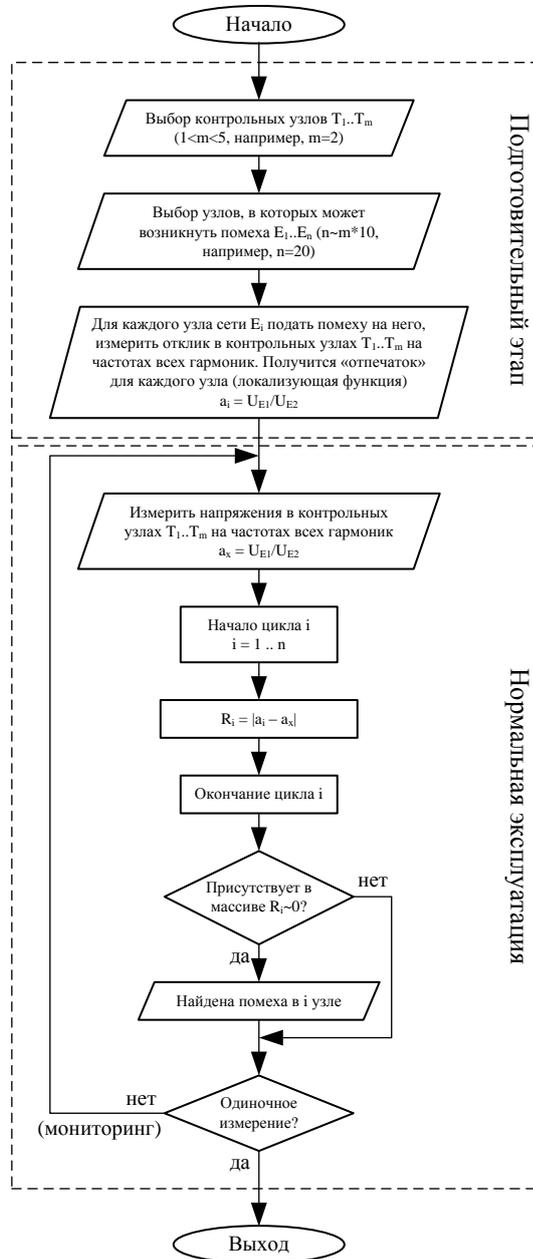
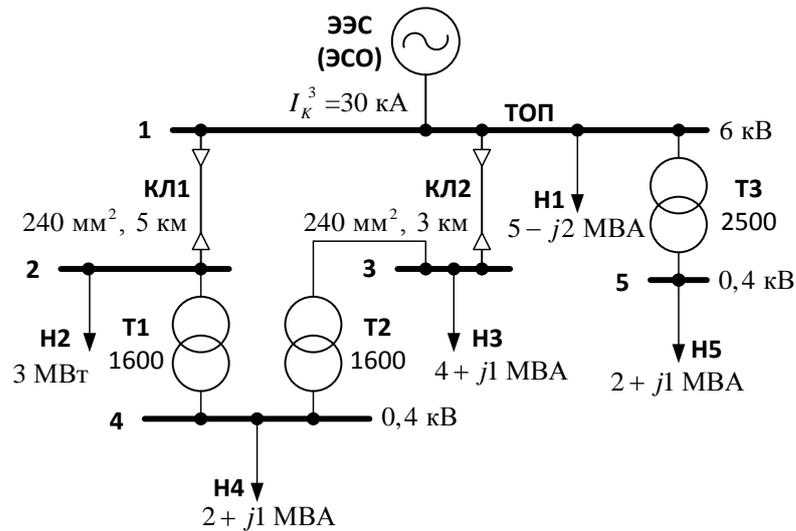
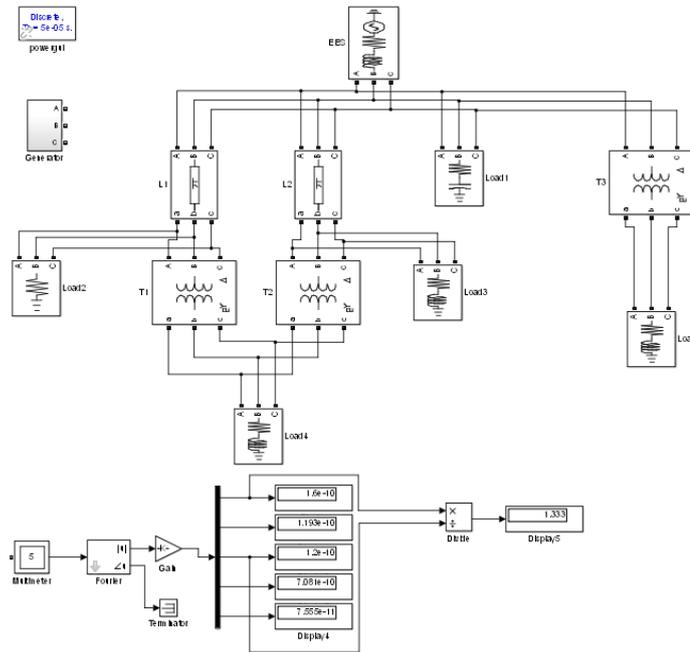


Рисунок 1.9 – Блок-схема алгоритма выявления источника искажения напряжения с использованием генератора эталонной помехи

Для верификации алгоритма создана модель приведённой на рисунке 1.10 электрической сети при помощи пакета Simulink SimPowerSystems системы MATLAB.



а)



б)

Рисунок 1.10 – Схема электрической сети (а) и её динамическая модель, созданная в пакете Simulink SimPowerSystems системы MATLAB (б)

В качестве источника помехи использован источник тока 7-й гармоники. Тестовыми узлами для контроля напряжения выбраны узлы 1 и 3 на рисунке 1.10, а. В таблице 1.2 представлены результаты расчётов для локализации источников помехи в узлах сети. Приняты следующие обозначения:

- $\alpha_i = U_{иск.1эм.i} / U_{иск.3эм.i}$  – отношение напряжений искажения в контрольных узлах 1 и 3 при подключении генератора эталонной помехи в  $i$ -й узел;
- $\alpha_x = U_{иск.1} / U_{иск.3}$  – отношение напряжений искажения в контрольных узлах 1 и 3 в режиме нормальной эксплуатации;
- $R_i = |\alpha_i - \alpha_x|$  – величина невязки.

Таблица 1.2 – Результаты расчётов для локализации источников помехи

Номер узла $i$	Этапы работы								
	Подготовительный этап	Нормальная эксплуатация							
		Источник помехи в узле 3		Источник помехи в узле 4		Источник помехи в узле 5		Источник помехи в узлах 1, 4 и 5	
		$\alpha_i$	$\alpha_x$	$R_i$	$\alpha_x$	$R_i$	$\alpha_x$	$R_i$	$\alpha_x$
1	1,1250	0,2992	0,8258	0,4610	0,6640	1,1255	0,0005	1,0560	0,0690
2	0,9571		0,6579		0,4961		0,1684		0,0989
3	0,2992		0		0,1618		0,8263		0,7568
4	0,4610		0,1618		0		0,6645		0,5950
5	1,1255		0,8263		0,6645		0		0,0695

Как показывают данные таблицы 1.2, при наличии только одного источника искажений в схеме на рисунке 1.10 узел с источником помех определяется достоверно. При наличии нескольких источников искажения с одинаковыми частотными характеристиками метод даёт недостоверный результат. Также невозможно определить величину напряжения или тока искажения в узле, т. е. метод не позволяет выполнять количественную оценку влияния отдельных источников на уровень помех в электрической сети и поэтому требует доработки.

Применение метода в действующих энергосистемах общего назначения затруднено необходимостью выполнять на подготовительном этапе измерения во всех узлах электрической сети для всех возможных источников помех в схеме, создавать генератор эталонных помех для непосредственного подключения к сети

ВН и выполнять одновременные, синхронизированные с высокой точностью измерения во всех контролируемых узлах сети. Часть недостатков отмечена самими авторами работ [41 – 43].

Другие методы оценки влияния потребителей на искажение напряжения, описанные в работах [1, 34, 35, 48, 80, 96], не получили широкого распространения и в обзоре не приводятся.

### **1.3. Анализ методов определения параметров схем замещения потребителей**

Для реализации некоторых методов оценки влияния потребителей на искажение напряжения [2, 21, 39, 47, 57, 89, 97] необходимо знать эквивалентные параметры СЗ всех потребителей: токи искажения и проводимости (см. рисунок 1.1). Возникает задача расчётного или экспериментального определения параметров СЗ для ВГ и для токов ОП.

Как показано в работах [6, 7, 32, 44], параметры СЗ могут быть получены в результате расчётов с использованием априорной информации о составе и характеристиках действующего электрооборудования либо на основе экспериментальных данных без использования априорной информации. Методы с использованием априорной информации наряду с неоспоримым преимуществом – простотой применения – обладают рядом существенных недостатков, среди которых основными являются невозможность учёта случайного изменения конфигурации и параметров электрической сети и методические погрешности при определении параметров СЗ на ВГ и для токов ОП.

Методы без использования априорной информации [7, 62, 106] лишены упомянутых недостатков. Наибольшее распространение получил метод определения параметров СЗ, использующий данные двух измерений параметров режима на ВГ или для ОП на основной частоте [62].

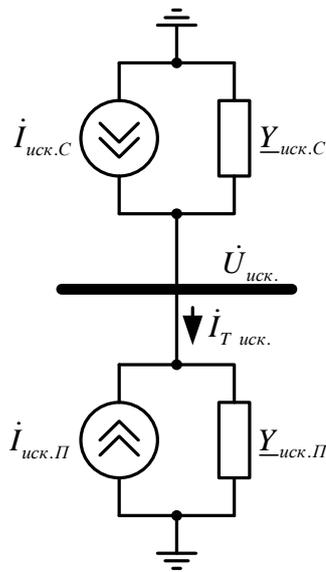


Рисунок 1.11 – Эквивалентная схема замещения субъектов, подключенных к точке общего присоединения

На рисунке 1.11 представлена СЗ, где  $\dot{i}_{иск.П}$ ,  $\underline{Y}_{иск.П}$  – ток искажения и проводимость исследуемого потребителя,  $\dot{i}_{иск.С} = \sum_{m=1}^{N-1} \dot{i}_{иск.м}$ ,  $\underline{Y}_{иск.С} = \sum_{m=1}^{N-1} \underline{Y}_{иск.м}$  – эквивалентные ток искажения и проводимость остальных  $N-1$  участников СЭС (эквивалентной системы). В схеме представляется возможным измерять только два независимых параметра режима: напряжение искажения в ТОП  $\dot{U}_{иск.}$  и ток искажения  $\dot{i}_{Т\ иск.}$  на присоединении исследуемого потребителя.

По измеренным параметрам в двух режимах рассчитывают экспериментально определённые ток искажения и проводимость:

$$\dot{i}_{иск.эсп.} = \frac{\dot{U}'_{иск.} \dot{i}''_{Т\ иск.} - \dot{U}''_{иск.} \dot{i}'_{Т\ иск.}}{\dot{U}''_{иск.} - \dot{U}'_{иск.}}; \underline{Y}_{иск.эсп.} = \frac{\dot{i}''_{Т\ иск.} - \dot{i}'_{Т\ иск.}}{\dot{U}''_{иск.} - \dot{U}'_{иск.}}, \quad (1.19)$$

где  $\dot{U}'_{иск.}$  и  $\dot{i}'_{Т\ иск.}$  – напряжение искажения в ТОП и ток искажения, текущий от ТОП к исследуемому участнику СЭС, при первом измерении;  $\dot{U}''_{иск.}$  и  $\dot{i}''_{Т\ иск.}$  – те же величины при втором измерении. Для двух последовательных измерений параметров режима возможны следующие случаи:

- за время между измерениями параметры СЗ исследуемого участника СЭС и системы не изменились. При этом  $\dot{i}''_{Т\ иск.} = \dot{i}'_{Т\ иск.}$ ,  $\dot{U}''_{иск.} = \dot{U}'_{иск.}$ , сле-

довательно, значения параметров СЗ  $\dot{I}_{иск.эксп.}$  и  $\underline{Y}_{иск.эксп.}$  для такого случая получить невозможно;

- за время между измерениями изменились параметры СЗ системы, а параметры СЗ исследуемого потребителя остались неизменными. Из закона Ома и первого закона Кирхгофа для рисунка 1.11 следует, что  $\dot{I}_{Т иск.} = \dot{U}_{иск.} \underline{Y}_{иск.П} - \dot{I}_{иск.П}$ . Тогда:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{иск.эксп.} &= \frac{\dot{U}'_{иск.} \dot{U}''_{иск.} \underline{Y}_{иск.П} - \dot{I}_{иск.П} - \dot{U}''_{иск.} \dot{U}'_{иск.} \underline{Y}_{иск.П} - \dot{I}_{иск.П}}{\dot{U}''_{иск.} - \dot{U}'_{иск.}} = \\ &= \frac{\dot{U}''_{иск.} \dot{I}_{иск.П} - \dot{U}'_{иск.} \dot{I}_{иск.П}}{\dot{U}''_{иск.} - \dot{U}'_{иск.}} = \dot{I}_{иск.П}; \\ \underline{Y}_{иск.эксп.} &= \frac{\dot{U}''_{иск.} \underline{Y}_{иск.П} - \dot{I}_{иск.П} - \dot{U}'_{иск.} \underline{Y}_{иск.П} - \dot{I}_{иск.П}}{\dot{U}''_{иск.} - \dot{U}'_{иск.}} = \\ &= \frac{\dot{U}''_{иск.} \underline{Y}_{иск.П} - \dot{U}'_{иск.} \underline{Y}_{иск.П}}{\dot{U}''_{иск.} - \dot{U}'_{иск.}} = \underline{Y}_{иск.П}. \end{aligned}$$

Значения величин  $\dot{I}_{иск.эксп.}$  и  $\underline{Y}_{иск.эксп.}$  равны соответствующим значениям параметров СЗ исследуемого потребителя;

- за время между измерениями изменились параметры СЗ исследуемого потребителя, а параметры СЗ ЭЭС не менялись. Из закона Ома и первого закона Кирхгофа для рисунка 1.11  $\dot{I}_{Т иск.} = \dot{I}_{иск.С} - \dot{U}_{иск.} \underline{Y}_{иск.С}$ . Тогда:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{иск.эксп.} &= \frac{\dot{U}'_{иск.} \dot{I}_{иск.С} - \dot{U}''_{иск.} \underline{Y}_{иск.С} - \dot{U}''_{иск.} \dot{I}_{иск.С} - \dot{U}'_{иск.} \underline{Y}_{иск.С}}{\dot{U}''_{иск.} - \dot{U}'_{иск.}} = \\ &= \frac{\dot{U}'_{иск.} \dot{I}_{иск.С} - \dot{U}''_{иск.} \dot{I}_{иск.С}}{\dot{U}''_{иск.} - \dot{U}'_{иск.}} = -\dot{I}_{иск.С}; \\ \underline{Y}_{иск.эксп.} &= \frac{\dot{I}_{иск.С} - \dot{U}''_{иск.} \underline{Y}_{иск.С} - \dot{I}_{иск.С} - \dot{U}'_{иск.} \underline{Y}_{иск.С}}{\dot{U}''_{иск.} - \dot{U}'_{иск.}} = \\ &= \frac{\dot{U}'_{иск.} \underline{Y}_{иск.С} - \dot{U}''_{иск.} \underline{Y}_{иск.С}}{\dot{U}''_{иск.} - \dot{U}'_{иск.}} = -\underline{Y}_{иск.С}. \end{aligned}$$

Значения величин  $\dot{I}_{иск.экс.}$  и  $\underline{Y}_{иск.экс.}$  равны соответствующим значениям параметров СЗ эквивалентной системы, взятым с противоположным знаком;

- за время между измерениями изменились параметры СЗ как системы, так и исследуемого потребителя. В этом случае упрощение выражений (1.19) невозможно, при этом невозможно определить параметры СЗ участников СЭС.

Среди основных трудностей при использовании метода в [8, 9] отмечены его высокая погрешность, обусловленная малыми величинами изменений параметров режима на ВГ и для СЗ ОП и большой погрешностью их измерений; «паразитные» изменения параметров СЗ исследуемого потребителя; неучёт дополнительной кольцевой связи между ТОП и потребителем; отсутствие информации о причинах изменения параметров режима, что затрудняет идентификацию рассчитанных параметров СЗ, и др.

Подробное описание ограничений метода экспериментального определения параметров СЗ выходит за пределы обзора и является предметом рассмотрения главы 3, где метод в усовершенствованном виде применяется для определения параметров СЗ потребителей.

#### 1.4. Выводы

В главе выполнен анализ методов оценки влияния потребителей на искажение напряжения в электрической сети. Отмечена важность этой задачи и необходимость её решения с целью получить методику выявления виновников недопустимых искажений напряжения для последующей нормализации КЭЭ в энергосистемах с нелинейными и несимметричными нагрузками. Рассмотрены методы, получившие наибольшее распространение, в том числе использовавшиеся в СССР и России в нормативных документах по анализу причин ухудшения КЭЭ.

Метод, использующий соотношения между мощностью потребителя и мощностью КЗ в ТОП в качестве критерия для оценки влияния потребителя на искажение напряжения, даёт недостоверные результаты в случае резонанса во

внешней ЭЭС. При этом искажающий потребитель малой мощности, виновный в возникновении недопустимого уровня ВГ в ТОП, оказывается отнесён к субъектам, не влияющим на КЭЭ.

Рассмотрен метод выявления искажающих и неискажающих потребителей по углу сдвига между напряжением искажения в ТОП и током искажения на присоединении анализируемого потребителя (по знаку активной мощности искажения). Приведены примеры реальных измерений, а также математические модели ТОП, указывающие на несовершенство метода в случае наличия в ТОП нескольких источников искажения с разными аргументами токов искажения.

Широкое распространение получил метод расчёта ДВ потребителей в напряжение, в ток или в мощность искажения. Метод базируется на предположении о возможности выделить в напряжении искажения составляющие, однозначно соответствующие каждому из участников СЭС. На нескольких примерах показано, что такая оценка влияния не является автономной, поскольку при расчёте ДВ всегда помимо собственных параметров исследуемого потребителя используются и параметры СЗ прочих участников СЭС. При этом любое изменение параметров СЗ во внешней сети будет приводить к изменению ДВ потребителя, которое воспринимается им как необоснованное. При использовании такого подхода уменьшение потребителем эмиссии токов искажения будет нецелесообразным, т. к. улучшает не столько его статус, сколько статус остальных участников СЭС. продемонстрировано, что в случае резонанса во внешней ЭЭС даже сколь угодно малый ток искажения у потребителя не уменьшит его ДВ до приемлемых значений.

Рассмотрено применение метода проекций ДВ в напряжение искажения на ток искажения, генерируемый в сеть каждым из потребителей. Представлен пример, показывающий возможность существования нулевой проекции, а следовательно, и нулевого влияния на ПКЭ при использовании метода для заведомо искажающего потребителя.

Рассмотрен метод оценки ФВ потребителя в искажение напряжения по изменению контролируемого ПКЭ при включении или отключении потребителя. Приведены примеры, когда подключение линейного потребителя приводит к

ухудшению ПКЭ, а подключение искажающего потребителя снижает величину ПКЭ в ТОП. Отмечено, что несовершенство метода вызвано неучётом векторного характера параметров СЗ.

Описан метод выявления искажающих потребителей с использованием генератора эталонной помехи. Для верификации метода составлена модель электрической сети в системе MATLAB и на ней проведен расчётный эксперимент. Достоверность метода подтверждена при наличии только одного источника помехи в схеме; при двух и более источниках помехи метод работает недостоверно. Среди недостатков метода также отмечена необходимость проведения трудоёмких подготовительных работ, связанных с подключением генератора эталонной помехи к узлам сети ВН и выполнением синхронизированных измерений помех.

При реализации методов оценки влияния потребителей на искажение напряжения возникает задача определения параметров СЗ участников СЭС на ВГ и для токов ОП основной частоты. Отмечено, что существуют методы определения параметров СЗ с использованием априорной информации и без её использования.

Первая группа методов отличается сравнительной простотой, однако обладает низкой достоверностью по причине неучёта случайного характера нагрузок и изменения конфигурации сети, а также из-за значительных методических погрешностей.

Вторая группа методов без использования априорной информации о сети обладает большей достоверностью. Широкое распространение получил метод определения параметров СЗ, использующий данные двух измерений параметров режима в ТОП. Установлено, что при изменении параметров внешней сети и отсутствии изменений СЗ исследуемого потребителя могут быть получены параметры последнего; при изменениях режима, вызванных переменной состоянием только контролируемого потребителя, могут быть получены параметры внешней относительно потребителя сети; при одновременном изменении параметров СЗ исследуемого потребителя и внешней сети интерпретация параметров режима, полученных за два измерения, невозможна.

В числе сложностей при применении метода экспериментального определения параметров СЗ отмечены его низкая точность по причине малых изменений параметров режима на ВГ и в СЗ ОП, значительная погрешность при измерениях параметров режима, паразитные изменения считающихся постоянными параметров СЗ исследуемого участника СЭС, возможность дополнительной связи между ТОП и потребителем и отсутствие достоверной информации о причинах изменения параметров режима.

Таким образом, задачи оценки влияния потребителей на искажение напряжения и определения параметров СЗ потребителей не имеют однозначного решения несмотря на многообразие предлагаемых для этого подходов. В главе отмечены недостатки существующих методов и возможности для их совершенствования. В следующей главе работы представлен вариант решения задачи оценки влияния потребителей на несимметрию и несинусоидальность напряжений в электрической сети.

## 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА ИСКАЖЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

### 2.1. Постановка задачи

Как известно, общим свойством распространённых методов оценки влияния потребителей на искажение напряжения [2, 21, 39, 47, 57, 89, 97] является то, что напряжение искажения в узле электрической сети априори считается содержащим ДВ отдельных потребителей. Иначе говоря, напряжение искажения считается аддитивным.

Согласно [20], аддитивность – это свойство величины, состоящее в том, что значение величины, соответствующее целому объекту, равно сумме значений величин, соответствующих его частям, независимо от способа деления. Очевидно, что использовать понятие ДВ потребителя в напряжение искажения можно только в том случае, если доказано, что напряжение искажения обладает свойством аддитивности.

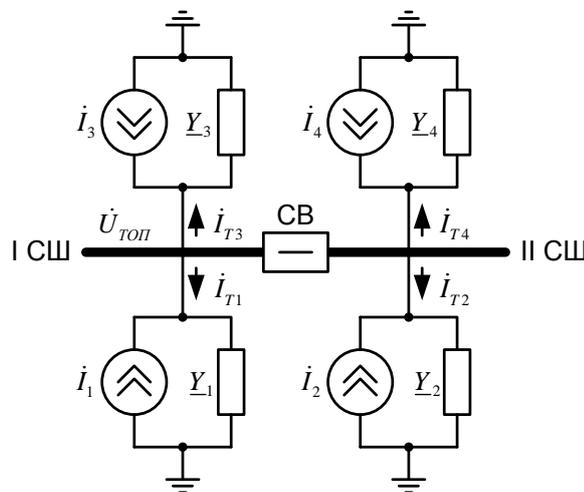


Рисунок 2.1 – Схема замещения субъектов, подключенных к точке общего присоединения

Как отмечалось ранее, для определения влияния участников СЭС на несинусоидальность и несимметрию напряжений в ТОП используется СЗ каждого субъекта на исследуемой гармонике или для токов ОП основной частоты в виде активного двухполюсника, которая приведена на рисунке 2.1 [57, 63, 98] (принято, что к ТОП подключены 4 субъекта). Условимся здесь и далее индекс *иск.* для

параметров режима и параметров СЗ не применять. При этом подразумевается, что все параметры относятся к исследуемой ВГ или к ОП основной частоты.

В СЗ  $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_3, \dot{I}_4$  – источники тока искажений (тока гармонических составляющих или тока ОП), определённые для интервала усреднения, установленного в [22, 26, 27];  $\underline{Y}_1, \underline{Y}_2, \underline{Y}_3, \underline{Y}_4$  – проводимости участников СЭС. Линейный (симметричный) участник СЭС представляется в СЗ только проводимостью, тогда как нелинейный или несимметричный искажающий потребитель – в виде источника тока. Смешанные потребители, имеющие в своём составе как искажающие, так и неискажающие ЭП, в СЗ имеют оба элемента – ненулевые ток искажения и проводимость. Такой СЗ могут быть представлены как потребители, так и ЭСО [57, 63, 98].

Для доказательства аддитивности или неаддитивности напряжения искажения на примере СЗ на рисунке 2.1, очевидно, следует сравнить напряжение искажения  $\dot{U}_{ТОП}$  при совместной работе всех потребителей с суммой напряжений искажения  $\dot{U}_{ИСШ}$  и  $\dot{U}_{ИСШ}$ , создаваемых потребителями на каждой из двух секций шин при отключенном секционном выключателе (СВ). Напряжения равны:

$$\dot{U}_{ТОП} = \frac{\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 + \dot{I}_4}{\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_3 + \underline{Y}_4}; \dot{U}_{ИСШ} = \frac{\dot{I}_1 + \dot{I}_3}{\underline{Y}_1 + \underline{Y}_3}; \dot{U}_{ИСШ} = \frac{\dot{I}_2 + \dot{I}_4}{\underline{Y}_2 + \underline{Y}_4}.$$

Напряжения  $\dot{U}_{ИСШ}$  и  $\dot{U}_{ИСШ}$  в сумме не дают напряжения в ТОП при включенном СВ  $\dot{U}_{ТОП}$ .

Полученный результат показывает, что напряжение искажения аддитивно не обладает. Подробное доказательство этого приведено в работах [8, 9]. По этой причине использование понятий о вкладе или доле потребителя в напряжении искажения некорректно. Метод определения ДВ несовершенен, так как не соответствует физическим процессам, происходящим в сети на высших гармониках, и не может быть применён для оценки влияния потребителей на искажение напряжения [65]. В связи с этим оценку влияния потребителя необходимо выполнять иным способом, не использующим понятие «долевой вклад» и учитывающим неаддитивность напряжения искажения.

При разработке метода оценки влияния необходимо учесть два важных фактора. С одной стороны, оценка влияния должна быть автономной в соответствии с принципами электромагнитной совместимости [23 – 25, 45, 69, 90 – 94]. Это означает, что каждый потребитель должен нести ответственность только за контролируемые им параметры СЗ – собственные ток искажения и проводимость. С другой стороны, как отмечается в работах [38, 45, 63, 65], влияние потребителя на уровень ВГ и несимметрии напряжений зависит не только от его собственных параметров, но и от параметров СЗ других потребителей в данной ТОП и параметров и схемы внешней электрической сети. Следовательно, необходим метод, который позволит учесть оба этих фактора и однозначно разделить ответственность между потребителями и ЭСО за влияние на КЭЭ.

## 2.2. Метод оценки влияния потребителей на искажение напряжения в точке общего присоединения

Предлагается метод оценки влияния потребителей на напряжение искажения, не использующий понятие ДВ и учитывающий неаддитивность напряжения в ТОП. Метод в различных интерпретациях изложен в работах [4, 18, 19, 76, 77, 78, 84]. В качестве исходной СЗ принята схема, аналогичная приведённой на рисунке 2.1. В общем случае для  $N$  участников СЭС напряжение искажения в ТОП определяется по выражению:

$$\dot{U}_{ТОП} = \frac{\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 + \dots + \dot{I}_k + \dots + \dot{I}_N}{\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_3 + \dots + \underline{Y}_k + \dots + \underline{Y}_N} = \frac{\sum_{m=1}^N \dot{I}_m}{\sum_{m=1}^N \underline{Y}_m}. \quad (2.1)$$

Как следует из (2.1), все участники СЭС могут изменять и числитель, и знаменатель этого выражения, следовательно, влияют на величину напряжения искажения. Следует отметить, что модули и аргументы токов искажения  $\dot{I}_m$  и проводимостей  $\underline{Y}_m$  потребителей и ЭСО неодинаковы на каждой из гармоник. По этой причине для каждой анализируемой ВГ и для ОП основной частоты записывается отдельное выражение (2.1) и проводится его анализ.

Введём обозначения:

$$\begin{aligned}
\dot{I}_{\Sigma}^{\Gamma} &= \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 + \dots + \dot{I}_k + \dots + \dot{I}_N = \sum_{m=1}^N \dot{I}_m; \\
\underline{Y}_{\Sigma}^{\Gamma} &= \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_3 + \dots + \underline{Y}_k + \dots + \underline{Y}_N = \sum_{m=1}^N \underline{Y}_m; \\
I_{\Sigma}^A &= I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_k + \dots + I_N = \sum_{m=1}^N I_m; \\
Y_{\Sigma}^A &= Y_1 + Y_2 + Y_3 + \dots + Y_k + \dots + Y_N = \sum_{m=1}^N Y_m,
\end{aligned}
\tag{2.2}$$

где  $\dot{I}_{\Sigma}^{\Gamma}$  и  $\underline{Y}_{\Sigma}^{\Gamma}$  – геометрические (векторные) суммы соответственно токов искажения и проводимостей участников СЭС;  $I_{\Sigma}^A$  и  $Y_{\Sigma}^A$  – арифметические суммы тех же величин. Обозначим также:

$$K_{CI} = \frac{|\dot{I}_{\Sigma}^{\Gamma}|}{I_{\Sigma}^A}; \quad K_{CY} = \frac{|\underline{Y}_{\Sigma}^{\Gamma}|}{Y_{\Sigma}^A},
\tag{2.3}$$

где  $K_{CI}$ ,  $K_{CY}$  – коэффициенты совпадения по фазе соответственно токов и проводимостей.

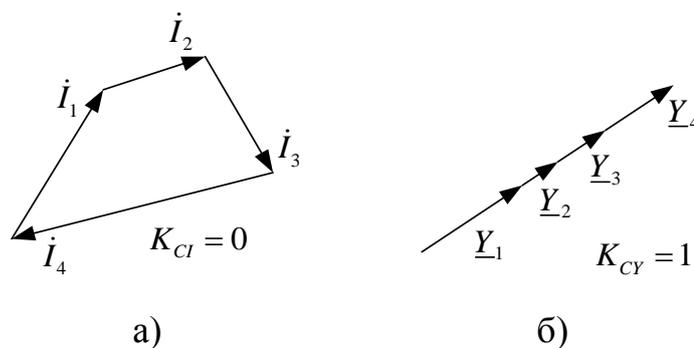


Рисунок 2.2 – Геометрическая интерпретация коэффициентов совпадения по фазе:

а)  $K_{CI} = 0$ ; б)  $K_{CY} = 1$

Коэффициенты совпадения по фазе характеризуют взаимное расположение векторов токов искажения и проводимостей на комплексной плоскости и могут принимать значения от 0 до 1 включительно. Так, на рисунке 2.2, а приведён один из случаев, когда векторная сумма токов равна нулю, и коэффициент совпадения по фазе токов искажения также равен нулю. На рисунке 2.2, б представлен пример, когда все проводимости участников СЭС совпадают по фазе, и  $K_{CY} = 1$ .

Из (2.3) получаем:

$$\begin{aligned} \left| \dot{I}_{\Sigma}^{\Gamma} \right| &= K_{CI} \cdot I_{\Sigma}^A; \\ \left| \dot{Y}_{\Sigma}^{\Gamma} \right| &= K_{CY} \cdot Y_{\Sigma}^A. \end{aligned} \quad (2.4)$$

С учётом (2.1) и (2.4) выражение для модуля напряжения искажения в ТОП:

$$U_{ТОП} = \frac{K_{CI} \cdot I_{\Sigma}^A}{K_{CY} \cdot Y_{\Sigma}^A}. \quad (2.5)$$

Введём понятие коэффициента выгодности:

$$K_{\text{выг}} = \frac{K_{CY}}{K_{CI}}. \quad (2.6)$$

Тогда из (2.5):

$$U_{ТОП} = \frac{1}{K_{\text{выг}}} \cdot \frac{I_{\Sigma}^A}{Y_{\Sigma}^A}. \quad (2.7)$$

Коэффициент выгодности может принимать значения от 0 до  $+\infty$ . Он показывает, насколько выгодно участникам СЭС работать совместно в данной СЗ ТОП. Поясним это с помощью рисунка 2.3 для двух случаев.

На рисунке 2.3, а приведён случай, когда  $K_{\text{выг}} = 0$ , т. е. выгодность совместной работы нулевая. Из выражений (2.6) и (2.7) следует, что такой вариант соответствует  $K_{CY} = 0$ , а следовательно, нулевой геометрической сумме проводимостей. Это означает, что имеет место резонанс токов, и напряжение искажения в ТОП  $U_{\text{иск.ТОП}}$  при  $K_{\text{выг}} = 0$  стремится к бесконечности. При этом все субъекты, подключенные к ТОП, терпят ущерб от КЭЭ, не соответствующего требованиям [22, 27], что подтверждает нецелесообразность совместной работы потребителей в таком режиме.

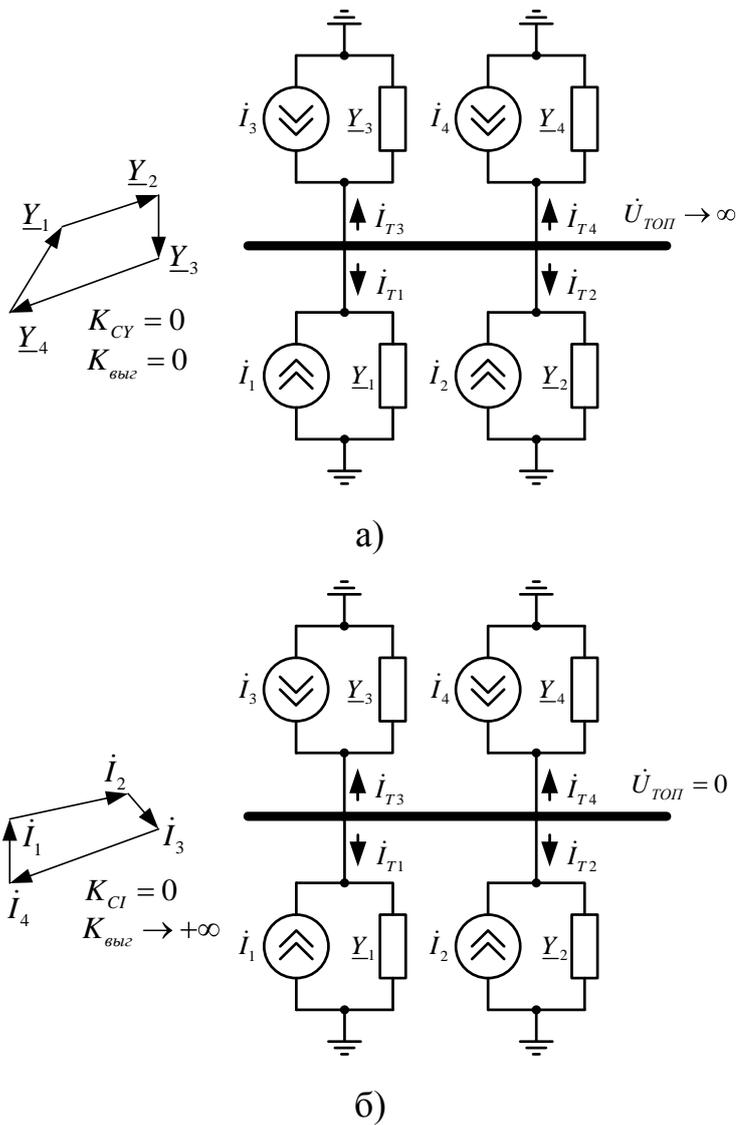


Рисунок 2.3 – Интерпретация значений коэффициента выгоды:

а)  $K_{бблз} = 0$ ; б)  $K_{бблз} \rightarrow +\infty$

Рисунок 2.3, б иллюстрирует ситуацию, когда  $K_{бблз}$  стремится к  $+\infty$ . В соответствии с (2.6) это означает, что  $K_{CU}$  равен нулю (см. рисунок 2.2, а), а следовательно, равно нулю и напряжение искажения (2.7). Выгодность совместной работы в таком случае очевидна – искажающие потребители, подключенные к ТОП, не приводят к появлению напряжения искажения.

В общем виде условием допустимости режима по искажению напряжения является неравенство:

$$U_{ТОП} \leq U_{иск.дон.}, \quad (2.8)$$

где  $U_{иск.доп.}$  – допустимая по [22, 27] величина напряжения  $n$ -й гармонической составляющей или напряжения ОП, задаваемая коэффициентами  $K_{U_n}$  или  $K_{2U}$ .

Так, при известном нормально допустимом значении коэффициента  $K_{U_n НД}$  и номинальном напряжении ТОП  $U_{ном.}$  значение  $U_{n доп.}$  равно:

$$U_{n доп.} = \frac{K_{U_n НД} \cdot U_{ном.}}{100\%}. \quad (2.9)$$

Аналогично (2.9) с использованием  $K_{2U}$  может быть найдено допустимое напряжение ОП основной частоты  $U_{2доп.}$ . С учётом (2.2) и (2.7) можно записать:

$$\frac{1}{K_{выг}} \cdot \frac{I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_k + \dots + I_N}{Y_1 + Y_2 + Y_3 + \dots + Y_k + \dots + Y_N} \leq U_{иск.доп.}. \quad (2.10)$$

Из (2.10) получаем, что:

$$\begin{aligned} K_{выг} U_{иск.доп.} Y_1 - I_1 + K_{выг} U_{иск.доп.} Y_2 - I_2 + \\ + \dots + K_{выг} U_{иск.доп.} Y_N - I_N \geq 0. \end{aligned} \quad (2.11)$$

Необходимым условием допустимости режима по напряжению искажения является соблюдение неравенств (2.8) – (2.11). Достаточным условием соблюдения неравенства (2.11) будет неотрицательность каждого из членов суммы в его левой части. Такое условие является обоснованным, поскольку обеспечивает одинаковые требования ко всем участникам СЭС независимо от их мощности и других параметров. Все  $N$  участников СЭС, подключенных к ТОП, несут ответственность за поддержание  $U_{ТОП}$  в допустимых пределах. Таким образом, для отдельно взятого  $k$ -го участника СЭС можно записать:

$$K_{выг} U_{иск.доп.} Y_k - I_k \geq 0. \quad (2.12)$$

Отсюда:

$$K_{выг} U_{иск.доп.} \geq \frac{I_k}{Y_k}. \quad (2.13)$$

Обозначим  $\frac{I_k}{Y_k} = U_k^{авт.}$ , где  $U_k^{авт.}$  – автономное напряжение искажения, создаваемое  $k$ -ым участником СЭС. Автономное напряжение искажения – это напряжение искажения, которое создавалось бы исследуемым потребителем в том

случае, если бы мог работать отдельно от других участников СЭС. Понятие автономного напряжения искажения предложено в работах [8, 9].

Условие выполнения неравенства (2.8):

$$U_k^{aem.} \leq K_{выг} U_{иск.доп.} \quad (2.14)$$

Выражение (2.14) позволяет однозначно определить, является ли допустимым влияние  $k$ -го субъекта на искажение напряжения в ТОП. Рассмотрим два предельных случая:

- если  $I_k = 0$  при ненулевой проводимости (линейный или симметричный потребитель), то  $U_k^{aem.} = 0$ . При этом условие (2.14) всегда выполняется, и такой участник СЭС никогда не будет виновен в недопустимом напряжении искажения в узле электрической сети;
- если же  $Y_k = 0$  при ненулевом токе искажения (искажающий потребитель), то  $U_k^{aem.}$  стремится к  $+\infty$ . Таким образом, потребитель, имеющий только искажающую нагрузку, по (2.14) всегда будет виновен в недопустимом напряжении искажения в ТОП. Для выполнения условия (2.14) такому потребителю необходимо увеличить собственную проводимость  $Y_k$  установкой фильтров или компенсирующих устройств и снизить тем самым  $U_k^{aem.}$ .

Для количественной оценки влияния  $k$ -го участника СЭС на искажение напряжения в ТОП предлагается ввести понятие коэффициента влияния:

$$K_{вл.k} = \frac{K_{выг} U_{иск.доп.} - U_k^{aem.}}{K_{выг} U_{иск.доп.}} = 1 - \frac{U_k^{aem.}}{K_{выг} U_{иск.доп.}} \quad (2.15)$$

Коэффициент влияния может принимать значения от  $-\infty$  до 1 включительно:

- если  $K_{вл.k}$  отрицателен, то  $k$ -й потребитель оказывает недопустимое влияние на напряжение искажения в ТОП  $U_{ТОП}$ ;
- если  $K_{вл.k} = 0$ , то  $k$ -й участник СЭС имеет  $U_k^{aem.} = K_{выг} U_{иск.доп.}$ ;

- если  $K_{вл.k}$  положителен, то  $k$ -й участник СЭС оказывает допустимое влияние на  $U_{ТОП}$ .

Следует особо отметить, что коэффициент влияния – это не доля и не вклад  $k$ -го потребителя в напряжение искажения. Сумма коэффициентов влияния всех потребителей, подключенных к ТОП, в общем случае не равна коэффициенту влияния эквивалентного участника СЭС, т. е. коэффициент влияния – величина неаддитивная, как и напряжение искажения.

### 2.3. Верификация метода на математической модели при различных сочетаниях параметров схем замещения потребителя и внешней сети

Предложенный метод нуждается в верификации при различных характерах нагрузок потребителей и внешней относительно потребителя ЭЭС. Влияние потребителя на искажение напряжения во всех случаях должно оцениваться корректно.

Ввиду того что влияние потребителя на КЭЭ оценивается автономно (по параметрам  $U_k^{авт.}$  и  $K_{вл.}$  при разных  $K_{вн2}$ ), то достаточно рассмотрения различных сочетаний нагрузок исследуемого потребителя и ЭЭС на математической модели ТОП. Для проверки рассмотрим следующие сочетания:

- искажающий (нелинейный или несимметричный) потребитель подключен к ЭЭС без источников искажений;
- искажающий потребитель подключен к ЭЭС, имеющей источники искажений;
- неискажающий (линейный и симметричный) потребитель подключен к ЭЭС без источников искажений;
- неискажающий потребитель подключен к ЭЭС, имеющей источники искажений;
- потребитель со смешанной нагрузкой (искажающей и неискажающей) подключен к ЭЭС без источников искажений;
- потребитель со смешанной нагрузкой подключен к ЭЭС, имеющей источники искажений.

Следует отметить, что ЭЭС в СЗ может быть представлена либо только проводимостью при отсутствии источников искажения напряжения в ней, либо источником тока с ненулевой проводимостью при наличии в ЭЭС искажающих нагрузок. Случай с ЭЭС, представленной в СЗ только источником тока, не рассматривается, поскольку в ЭЭС обязательно присутствуют линейные симметричные элементы сети и неискажающие нагрузки с отличной от нуля проводимостью.

Используемая для анализа упрощенная СЗ приведена на рисунке 2.4.

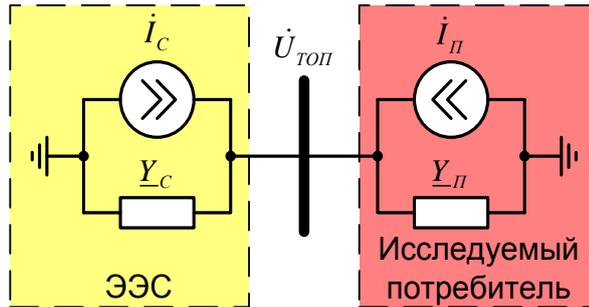


Рисунок 2.4 – Схема замещения для проверки метода оценки влияния потребителя на искажение напряжения

Результаты расчёта автономных напряжений искажения и коэффициентов влияния при различных сочетаниях параметров исследуемого потребителя и внешней ЭЭС и при различных значениях коэффициента  $K_{\text{выг}}$  представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчёта автономных напряжений искажения и коэффициентов влияния при различных сочетаниях параметров исследуемого потребителя и внешней энергосистемы

Характер и параметры СЗ исследуемого потребителя	Характер и параметры СЗ внешней ЭЭС	$K_{\text{выг}}$	$U_{\Pi}^{\text{авт.}}$	$K_{\text{вл.}\Pi}$
искажающий, $I_{\Pi} \neq 0, Y_{\Pi} = 0$	неискажающий, $I_c = 0, Y_c \neq 0$	0	$\infty$	стремится к $-\infty$ <sup>1)</sup>
		стремится к $+\infty$	случай невозможен	
		прочие значения	$\infty$	стремится к $-\infty$

Характер и параметры СЗ исследуемого потребителя	Характер и параметры СЗ внешней ЭЭС	$K_{\text{выг}}$	$U_{\Pi}^{\text{авт.}}$	$K_{\text{эл.}\Pi}$
искажающий, $I_{\Pi} \neq 0, Y_{\Pi} = 0$	смешанный, $I_C \neq 0, Y_C \neq 0$	0	$\infty$	стремится к $-\infty$
		стремится к $+\infty$	$\infty$	стремится к $-\infty$ <sup>2)</sup>
		прочие значения	$\infty$	стремится к $-\infty$
неискажающий, $I_{\Pi} = 0, Y_{\Pi} \neq 0$	неискажающий, $I_C = 0, Y_C \neq 0$	все значения	0	1
неискажающий, $I_{\Pi} = 0, Y_{\Pi} \neq 0$	смешанный, $I_C \neq 0, Y_C \neq 0$	0	0	1 <sup>3)</sup>
		стремится к $+\infty$		1
		прочие значения		1
смешанный, $I_{\Pi} \neq 0, Y_{\Pi} \neq 0$	неискажающий, $I_C = 0, Y_C \neq 0$	0	$\frac{I_{\Pi}}{Y_{\Pi}}$	стремится к $-\infty$ <sup>4)</sup>
		стремится к $+\infty$	случай невозможен	
		прочие значения	$\frac{I_{\Pi}}{Y_{\Pi}}$	в диапазоне $-\infty, 1$ <sup>4)</sup>
смешанный, $I_{\Pi} \neq 0, Y_{\Pi} \neq 0$	смешанный, $I_C \neq 0, Y_C \neq 0$	0	$\frac{I_{\Pi}}{Y_{\Pi}}$	стремится к $-\infty$ <sup>5)</sup>
		стремится к $+\infty$		1 <sup>5)</sup>
		прочие значения		в диапазоне $-\infty, 1$ <sup>5)</sup>

*Примечания:*

- 1) Случай может возникнуть, когда внешняя относительно потребителя ЭЭС представлена индуктивной и емкостной проводимостями с одинаковыми величинами. Например, это могут быть индуктивная проводимость элементов ЭЭС и емкостная проводимость батареи статических конденсаторов, не принадлежащей исследуемому потребителю (рисунок 2.5).

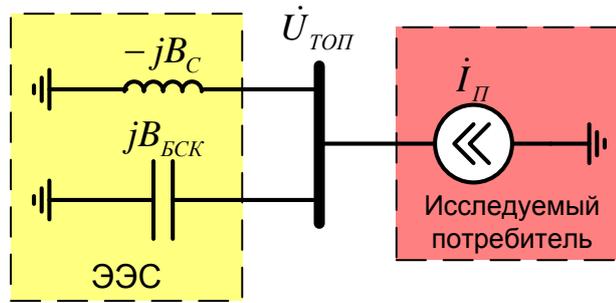


Рисунок 2.5 – К пояснению случая  $K_{выг} = 0$

При этом наблюдается резонанс токов, при котором напряжение искажения многократно увеличивается [32, 70]. В таком случае  $K_{вл.П}$  стремится к  $-\infty$ , поэтому потребитель однозначно виновен в искажении напряжения в ТОП. Это очевидно, поскольку помимо него в схеме на рисунке 2.5 источники искажения напряжения отсутствуют. При этом не имеет значения, каковы мощности потребителя и ЭЭС и превышено допустимое по [22, 27] напряжение искажения  $U_{иск.доп.}$  или нет. Потребитель должен принять меры по снижению своего автономного напряжения искажения  $U_{П}^{авт.}$  до допустимой согласно (2.14) величины.

- 2) В этом случае токи искажения потребителя и ЭЭС равны по величине и противоположны по фазе. Напряжение искажения в ТОП  $U_{ТОП}$  при этом равно нулю, и проблема с КЭЭ, на первый взгляд, отсутствует. Однако изменение тока искажения или отключение одного из потребителей приведёт к появлению  $U_{ТОП}$ , которое может превысить допустимую по [22, 27] величину  $U_{иск.доп.}$ . При расчёте коэффициента влияния получаем неопределённость следующего вида:

$$K_{вл.П} = 1 - \frac{U_{П}^{авт.}}{K_{выг} U_{иск.доп.}} = 1 - \frac{\frac{I_{П}}{0}}{+\infty \cdot U_{иск.доп.}} = 1 - \frac{\infty}{\infty}.$$

Искажающий потребитель не может быть невиновным в появлении напряжения искажения. Поэтому раскроем неопределённость таким образом, чтобы  $K_{вл.П}$  стремился к  $-\infty$ , как и в рассмотренных ранее случаях для искажающего потребителя. Такое избавление от неопределённости

обоснованно, поскольку нулевая проводимость искажающего потребителя, обуславливающая бесконечно большое число в числителе, стабильна, а бесконечность в знаменателе при малейшем изменении модулей векторов тока или угла между ними обратится в конечное число, и неопределённость обратится в бесконечность.

- 3) Случай возможен при реактивных проводимостях ЭЭС и потребителя, аналогичных примеру на рисунке 2.5 (случай параллельного резонанса при выполнении условия  $|jB_{II}| = |-jB_C|$ ). Коэффициент влияния равен:

$$K_{вл. II} = 1 - \frac{U_{II}^{aem.}}{K_{выг} U_{иск. доп.}} = 1 - \frac{\frac{0}{Y_{II}}}{0 \cdot U_{иск. доп.}} = 1 - \frac{0}{0}.$$

В результате получена неопределённость. Поскольку неискажающий потребитель не должен быть виновен в появлении недопустимого напряжения искажения, раскроем неопределённость таким образом, чтобы  $K_{вл. II}$  был равен 1. Нулевой ток неискажающего потребителя в числителе остаётся постоянным, а ноль в знаменателе при малейшем изменении модулей проводимостей или их аргументов обратится в отличное от нуля число, и неопределённость вида  $\frac{0}{0}$  раскроется как ноль.

- 4) Случай  $K_{выг} = 0$  возможен при реактивных проводимостях ЭЭС и потребителя, аналогичных приведённому на рисунке 2.5. Потребитель в таком случае будет считаться однозначно виновным в появлении искажения напряжения, причём количественное выражение степени его влияния при  $K_{сy} = 0$  будет таким же, как у искажающих потребителей ( $K_{вл. II} \rightarrow -\infty$  в обоих случаях). Полученное несоответствие будет прокомментировано далее.

При промежуточных  $K_{выг}$  знак и значение  $K_{вл. II}$  будут определяться со-

отношением между  $U_{II}^{aem.} = \frac{I_{II}}{Y_{II}}$  и произведением  $K_{выг} \cdot U_{иск. доп.}$ . Потребитель при этом может оказаться как невиновным в недопустимом искаже-

нии напряжения (если  $U_{\Pi}^{aem.} < K_{выг} U_{иск.дон.}$  и  $K_{вл.П} > 0$ ), так и виновным (если  $U_{\Pi}^{aem.} > K_{выг} U_{иск.дон.}$  и  $K_{вл.П} < 0$ ).

- 5) При  $K_{выг} = 0$  коэффициент влияния стремится к  $-\infty$ . Потребитель в таком случае будет считаться однозначно виновным в появлении искажения напряжения, причём количественное выражение степени его влияния при  $K_{сч} = 0$  будет таким же, как у искажающих потребителей.

При  $K_{выг} = +\infty$  коэффициент влияния равен 1. Потребитель в таком случае считается невиновным в появлении искажения напряжения, причём количественное выражение степени его влияния при  $K_{сч} = 0$  будет таким же, как у неискажающих потребителей ( $K_{вл.П} = 1$  в обоих случаях).

При промежуточных  $K_{выг}$  потребитель может вновь оказаться как невиновным в недопустимом искажении напряжения (при  $K_{вл.П} > 0$ ), так и виновным (при  $K_{вл.П} < 0$ ).

Обобщая результаты, приведённые в таблице 2.1, можно сделать следующие выводы:

1. Искажающий потребитель любой мощности, представленный в СЗ только током искажения, независимо от параметров внешней сети, наличия в ней источников искажения и уровня напряжения искажения в ТОП, всегда имеет  $K_{вл.П} \rightarrow -\infty$  и признаётся однозначно виновным в появлении напряжения искажения. Коэффициент выгоды при этом не играет роли, поскольку любое изменение режима, приводящее к уменьшению  $K_{выг}$ , может увеличить напряжение искажения в ТОП и обнаружить тех искажающих потребителей, токи искажения которых ранее компенсировались другими потребителями с источниками искажений большей или равной мощности.

Иначе говоря, подключение к ЭЭС искажающих потребителей любой мощности с нулевой проводимостью на ВГ недопустимо. Ещё на стадии

проектирования и составления технических условий на подключение искажающих потребителей необходимо принятие мер, снижающих  $U_{\Pi}^{авт.}$  до допустимого по [22, 27] значения. Это может быть увеличение доли неискажающих нагрузок у потребителя, установка фильтров ВГ и/или симметрирующих устройств, которые представлены в СЗ проводимостью, снижающей  $U_{\Pi}^{авт.}$ .

2. Неискажающий потребитель любого характера, представленный в СЗ только проводимостью, всегда имеет  $K_{вл.номр} = 1$  и не может быть виновным в появлении недопустимого напряжения искажения.
3. Один и тот же смешанный потребитель в зависимости от взаимного расположения векторов тока искажения  $\dot{I}_{\Pi}$  и проводимости  $\underline{Y}_{\Pi}$  относительно одноимённых параметров ЭЭС (иначе говоря, при разных  $K_{выг}$ ), может считаться либо виновным, либо невиновным в появлении недопустимого напряжения искажения в ТОП. Это некорректно, поскольку потребитель может отвечать только за значения своих собственных параметров  $\dot{I}_{\Pi}$  и  $\underline{Y}_{\Pi}$ , а о величинах и фазах тока искажения ЭЭС  $\dot{I}_C$  и её проводимости  $\underline{Y}_C$  ему в общем случае может быть ничего не известно. Как следствие, коэффициент выгоды не должен входить в число параметров, контролируемых потребителями и определяющих их влияние на искажение напряжения.

По указанной в последнем пункте причине предлагается определять коэффициент влияния потребителя при  $K_{выг} = 1$ . Проверим допустимость такого подхода.

Из выражения (2.6) для определения коэффициента выгоды следует, что значение  $K_{выг} = 1$  возможно только при  $K_{CY} = K_{CI} = 1$ . Иначе говоря, такой коэффициент выгоды соответствует случаю, когда все токи искажения в СЗ совпадают по фазе, равно как и все проводимости. Это означает, что при определении модуля напряжения искажения может быть использована формула:

$$U_{ТОП} = \frac{I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_k + \dots + I_N}{Y_1 + Y_2 + Y_3 + \dots + Y_k + \dots + Y_N} = \frac{\sum_{m=1}^N I_m}{\sum_{m=1}^N Y_m}, \quad (2.16)$$

где  $N$  – количество присоединений к ТОП.

Задача доказательства правомерности использования  $K_{\text{быз}} = 1$  при определении коэффициента влияния отдельного потребителя сводится к доказательству того, что если в соответствии с условием допустимости режима по искажению напряжения (2.14) для каждого  $k$ -го потребителя выполняется неравенство  $U_k^{\text{авт.}} \leq U_{\text{иск.доп.}}$ , то будет выполнено и условие  $U_{ТОП} \leq U_{\text{иск.доп.}}$ .

Запишем для отдельно взятого  $k$ -го потребителя:

$$\frac{I_k}{Y_k} \leq U_{\text{иск.доп.}},$$

откуда:

$$I_k \leq Y_k U_{\text{иск.доп.}}. \quad (2.17)$$

Просуммировав токи искажения и проводимости всех  $N$  присоединений к ТОП получим неравенство:

$$\sum_{m=1}^N I_m \leq \sum_{m=1}^N Y_m \cdot U_{\text{иск.доп.}},$$

или:

$$\frac{\sum_{m=1}^N I_m}{\sum_{m=1}^N Y_m} \leq U_{\text{иск.доп.}}. \quad (2.18)$$

С другой стороны, из (2.1) и (2.8) получаем, что:

$$\frac{\left| \sum_{m=1}^N i_m \right|}{\left| \sum_{m=1}^N Y_m \right|} \leq U_{\text{иск.доп.}}. \quad (2.19)$$

Сравнивая (2.18) и (2.19), можно сделать вывод, что для обеспечения допустимости режима при  $K_{\text{быз}} = 1$  следует доказать, что:

$$\frac{\left| \sum_{m=1}^N \dot{i}_m \right|}{\left| \sum_{m=1}^N \underline{Y}_m \right|} \leq \frac{\sum_{m=1}^N I_m}{\sum_{m=1}^N Y_m}. \quad (2.20)$$

Рассмотрим в отдельности числители и знаменатели левой и правой части (2.20). Очевидно, что модуль суммы векторов не может быть больше суммы модулей векторов, поэтому  $\left| \sum_{m=1}^N \dot{i}_m \right| \leq \sum_{m=1}^N I_m$ . Несовпадение токов по фазе при этом всегда улучшает ПКЭ в ТОП, поскольку при этом уменьшается числитель в левой части (2.19).

Иначе дело обстоит с проводимостями. Они находятся в знаменателях, а потому при значительном несовпадении аргументов проводимостей условие (2.20) может быть нарушено.

Отсюда следует важный вывод, которым должна руководствоваться ЭСО при планировании режимов и подключении новых потребителей. Для автономной оценки влияния  $k$ -го потребителя на искажение напряжения без учёта характера СЗ энергосистемы и других потребителей (при  $K_{\text{выг}} = 1$ ) с использованием в качестве критерия допустимости неравенства  $U_k^{\text{авт.}} \leq U_{\text{иск.доп.}}$ . ЭСО должна обеспечить такой режим, чтобы характеры проводимостей ЭСО и потребителя были примерно одинаковыми (соблюдалось условие  $K_{\text{CY}} \approx 1$ ). Значения  $K_{\text{выг}}$  больше 1 положительно сказываются на КЭЭ в узле электрической сети, приводя к частичной или полной компенсации тока искажения эквивалентной СЗ. Вместе с тем значения  $K_{\text{выг}} < 1$  нежелательны, поскольку приводят к увеличению напряжения искажения.

При необходимости подключения потребителя с неискажающими нагрузками, характер которых значительно отличается от характера проводимости ЭЭС (например, при подключении потребителя с батареей конденсаторов к ЭЭС с индуктивным характером результирующей проводимости), обязательны уточняющие расчёты несимметричных и несинусоидальных режимов с определением ре-

ального значения  $K_{\text{внз}}$  во всех возможных режимах работы потребителя и ЭЭС (оценка минимального и максимального  $K_{\text{внз}}$ ).

В других, более вероятных случаях, когда характеры неискажающих нагрузок потребителя и ЭЭС практически одинаковы, неравенство (2.20) будет выполняться, а следовательно, для обеспечения неперевышения напряжения искажения в ТОП  $U_{\text{ТОП}}$  допустимого по [22, 27] значения  $U_{\text{иск.доп}}$  для каждого  $k$ -го участника СЭС должно выполняться неравенство  $U_k^{\text{асм.}} \leq U_{\text{иск.доп}}$ .

Таким образом, каждый  $k$ -й потребитель несёт ответственность только за автономное напряжение искажения  $U_k^{\text{асм.}}$ , которое определяется только модулями параметров его СЗ: тока искажения  $I_k$  и проводимости  $Y_k$ . ЭСО, которой известен состав и характер нагрузок подключенных к ТОП потребителей, отвечает за величину коэффициента выгоды  $K_{\text{внз}}$ , характеризующего взаимное расположение векторов параметров СЗ потребителей и самой ЭСО. Это обеспечит однозначное разделение ответственности за поддержание требуемого КЭЭ между участниками СЭС и обеспечит соответствие ПКЭ требованиям [22, 27] во всех режимах работы.

Разработанный метод согласуется с методикой оценки влияния потребителей на искажение напряжения, описанной в работах [45, 63], где для оценки влияния потребителя на уровень ВГ используется понятие «мощность искажения». Мощность искажения  $D_{I_n}$  обусловлена взаимодействием напряжения 1-й гармоники  $U_1$  с током  $n$ -й гармоники  $I_n$ :

$$D_{I_n} = U_1 I_n. \quad (2.21)$$

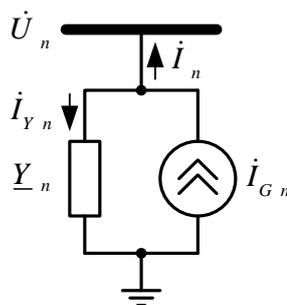


Рисунок 2.6 – Представление узла сети при анализе режима гармоники  $n$

Генерация мощности искажения (ГМИ) нелинейными нагрузками в узел сети равна искажающей мощности эквивалентного источника тока узла в соответствии с рисунком 2.6 равна:

$$D_{G_n} = U_1 I_{G_n}. \quad (2.22)$$

Для учета фазовых сдвигов гармоник тока используется комплексное значение ГМИ для гармоники  $n$ :

$$\dot{D}_{G_n} = U_1 \dot{I}_{G_n}. \quad (2.23)$$

Входная мощность искажения (ВМИ) соответствует мощности искажения проводимости двухполюсника при  $K_{U_n} = 1\%$ :

$$\dot{D}_{Y_n} = 0,01 \cdot U_1^2 \underline{Y}_n. \quad (2.24)$$

Допустимая входная мощность искажения (ДВМИ) для узла равна мощности искажения проводимости узла при допустимом коэффициенте гармоники  $K_{U_n \text{ доп.}}$ :

$$\dot{D}_{Y_n \text{ доп.}} = K_{U_n \text{ доп.}} \dot{D}_{Y_n}. \quad (2.25)$$

Напряжение гармоники  $n$  исследуемого узла при представлении сети активным двухполюсником равно:

$$U_n = \frac{\dot{I}_{G_n}}{\underline{Y}_n}. \quad (2.26)$$

Коэффициент гармонической составляющей напряжения равен:

$$K_{U_n} = \frac{U_n}{U_1} \cdot 100 = \frac{|\dot{I}_{G_n}|}{0,01 \cdot U_1 \cdot |\underline{Y}_n|} \cdot \frac{U_1}{U_1} = \frac{|\dot{D}_{G_n}|}{|\dot{D}_{Y_n}|}. \quad (2.27)$$

Условие  $K_{U_n} \leq K_{U_n \text{ доп.}}$  будет выполняться, если:

$$|\dot{D}_{G_n}| \leq K_{U_n \text{ доп.}} |\dot{D}_{Y_n}|,$$

или

$$|\dot{D}_{G_n}| \leq |\dot{D}_{Y_n \text{ доп.}}|. \quad (2.28)$$

Преобразуем выражение (2.28) с учётом (2.22), (2.24), (2.25):

$$\begin{aligned}
 U_1 I_{G n} &\leq K_{U_{n \text{ don.}}} \cdot 0,01 \cdot U_1^2 Y_n ; \\
 U_1 I_{G n} &\leq \frac{U_{n \text{ don.}}}{U_1} \cdot U_1^2 Y_n ; \\
 I_{G n} &\leq U_{n \text{ don.}} Y_n .
 \end{aligned} \tag{2.29}$$

Окончательно получаем:

$$\frac{I_{G n}}{Y_n} \leq U_{n \text{ don.}} . \tag{2.30}$$

Если ввести понятие автономного напряжения  $n$ -й гармоники  $U_{n \text{ авт.}} = \frac{I_{G n}}{Y_n}$ ,

которое создавал бы данный субъект системы электроснабжения в узле сети при условии автономной работы, то формула (2.30) примет вид:

$$U_{n \text{ авт.}} \leq U_{n \text{ don.}} . \tag{2.31}$$

Выражение (2.31) полностью соответствует условию (2.14) при  $K_{\text{внг}} = 1$ , соответствующему автономной оценке влияния потребителя на искажение напряжения в узле сети.

Таким образом, предлагаемый в работе метод имеет несколько важных преимуществ в сравнении с рассмотренными в главе 1 подходами к оценке влияния, а именно:

- метод корректно работает при наличии нескольких источников искажения в ТОП, поскольку оценка допустимости влияния потребителя на КЭЭ производится автономно с использованием его собственных параметров при  $K_{\text{внг}} = 1$ ;
- метод применим для потребителей любой мощности, способных оказать влияние на уровень ВГ и несимметрии напряжений в ТОП;
- метод позволяет реализовать чёткое и однозначное разделение ответственности между потребителями и ЭСО за поддержание КЭЭ. Потребители несут ответственность за собственные автономные напряжения искажения  $U_k^{\text{авт.}}$  по каждой контролируемой ВГ и по ОП основной частоты.

- ты. ЭСО, гарантирующая потребителям нормативное качество электрической энергии, несёт ответственность за коэффициент выгоды  $K_{\text{выг}}$  по каждой ВГ и ОП основной частоты, характеризующий выгоду совместной работы ЭСО и потребителей в целях снижения напряжений искажения;
- при резонансных процессах в электрической сети метод позволяет корректно разделить ответственность за ухудшение ПКЭ между участниками СЭС. При резонансе в сетях потребителя виновником ухудшения КЭЭ признаётся потребитель, так как его автономное напряжение за счёт уменьшения собственной проводимости при резонансе превысит допустимое значение. В случае резонанса между нагрузками различных потребителей и элементами ЭСО ухудшение КЭЭ обусловлено ЭСО, поскольку она не обеспечила необходимое значение коэффициента выгоды совместной работы потребителей.

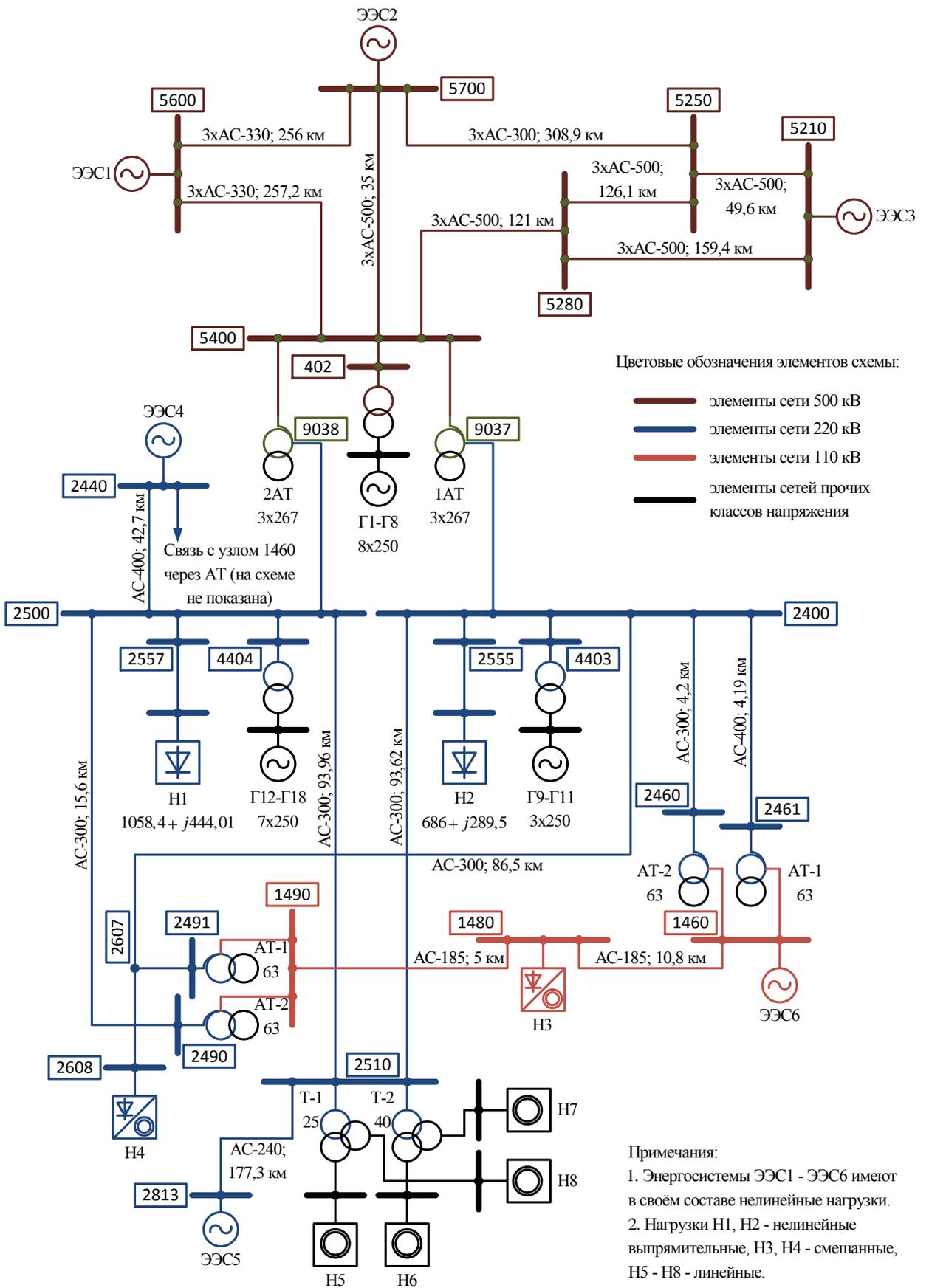
#### **2.4. Верификация метода с использованием модели электроэнергетической системы**

Для верификации предлагаемого метода оценки влияния потребителей на искажение напряжения использована расчётная модель реальной энергосистемы. Модель ЭЭС создана при помощи программного комплекса «Качество», разработанного на кафедре электрических станций, сетей и систем ИргТУ [60]. Комплекс программ позволяет выполнять расчёт несинусоидальных и несимметричных режимов в электрических системах любых классов напряжения в детерминированной и вероятностной постановках.

Для проверки модели ЭЭС выполнены измерения ПКЭ в энергосистеме, получена высокая степень соответствия расчётных данных с результатами измерений. Дальнейшие исследования несинусоидальных и несимметричных режимов выполнялись на модели.

На рисунке 2.7 представлен фрагмент расчётной схемы ЭЭС, используемый в качестве примера для верификации метода. Наиболее мощными источниками

искажений в схеме на рисунке 2.7 являются нагрузки Н1 и Н2, генерирующие нечётные гармоники тока, характерные для 12-пульсной схемы выпрямления [32]. Для проверки разработанного метода выбрана 11-я гармоника. На рисунке 2.7, а приведены параметры элементов фрагмента схемы, типы нагрузок и источников питания, а на рисунке 2.7, б – уровни фазных напряжений 11-й гармоники в узлах схемы по результатам расчёта.



а)

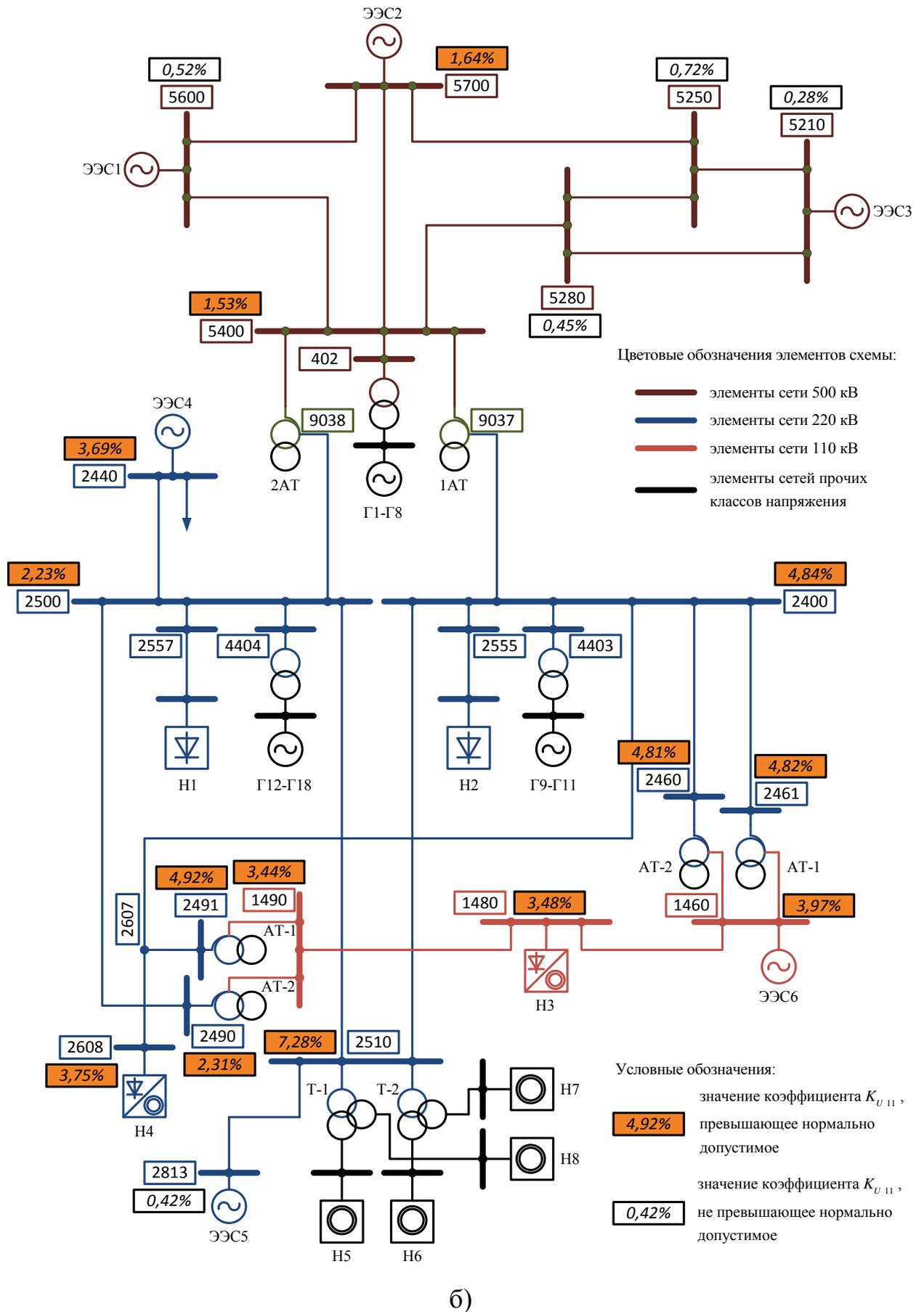


Рисунок 2.7 – Фрагмент расчётной схемы энергосистемы с параметрами её элементов (а) и уровнями напряжений 11-й гармоник в узлах схемы (б)

Для проверки работоспособности метода необходимо знать параметры эквивалентных СЗ в виде активного двухполюсника [63] для всех присоединений каждого узла. Для определения эквивалентных тока искажения  $\dot{I}$  и проводимости  $\underline{Y}$  анализируемых присоединений предлагается использовать метод двух измерений [62], описанный в п.1.3. Для создания значительного изменения параметров режима, достаточного для экспериментального определения параметров СЗ, к анализируемому узлу  $i$  в расчётной модели ЭЭС подключается конденсаторная батарея (КБ) большой ёмкости. После этого для каждого  $k$ -го присоединения узла  $i$  на  $n$ -й гармонике рассчитываются параметры эквивалентной СЗ:

$$\dot{I}_{\text{эксн. } n k} = \frac{\dot{U}'_{i n} \dot{I}''_{T n k} - \dot{U}''_{i n} \dot{I}'_{T n k}}{\dot{U}''_{i n} - \dot{U}'_{i n}}; \underline{Y}_{\text{эксн. } n k} = \frac{\dot{I}''_{T n k} - \dot{I}'_{T n k}}{\dot{U}''_{i n} - \dot{U}'_{i n}}, \quad (2.32)$$

где  $\dot{I}'_{T n k}$  – ток  $n$ -й гармоники на присоединении  $k$ -го потребителя до подключения КБ,  $\dot{U}'_{i n}$  – напряжение  $n$ -й гармоники в узле  $i$  до подключения КБ,  $\dot{I}''_{T n k}$  и  $\dot{U}''_{i n}$  – те же параметры после подключения КБ.

По рассчитанным параметрам СЗ  $\dot{I}_{\text{эксн. } n k}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксн. } n k}$  выполняется расчёт автономного напряжения  $n$ -й гармоники  $U_{n k}^{\text{авт.}}$  и коэффициента влияния для  $n$ -й гармоники  $K_{\text{вл. } n k}$  по каждому  $k$ -му присоединению. Исходные данные для расчёта и промежуточные результаты приведены в приложении Б.

Рассмотрим узел 2510 на рисунке 2.7, б. Напряжение 11-й гармоники в узле превышает нормально и предельно допустимые значения по [22, 27]. По (2.32) для каждого из присоединений узла по параметрам режима на 11-й гармонике рассчитаны параметры эквивалентной СЗ, автономные напряжения и коэффициенты влияния (см. п. Б.1 приложения Б). Основные результаты расчёта представлены на рисунке 2.8.

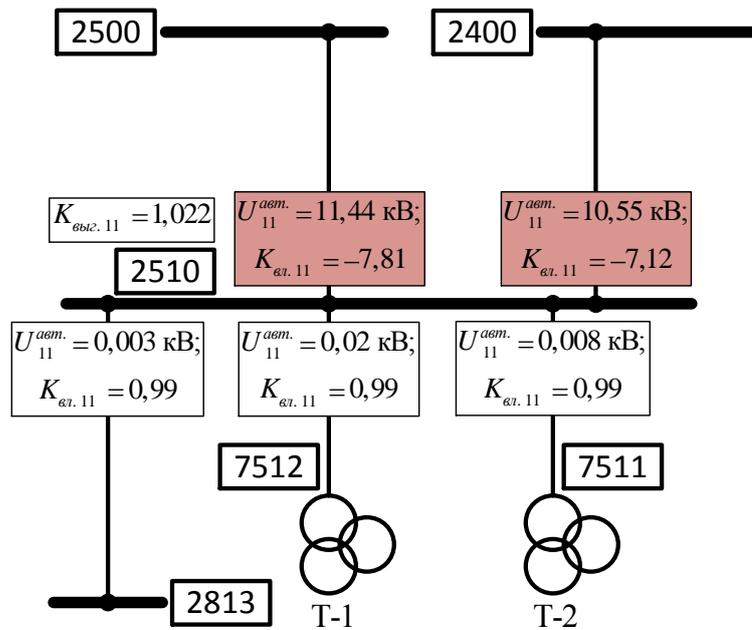


Рисунок 2.8 – Результаты расчёта автономных напряжений и коэффициентов влияния по 11-й гармонике для присоединений узла 2510

Рисунок 2.8 показывает, что неискажающие нагрузки Н5-Н8, питающиеся от трансформаторов Т-1 и Т-2 подстанции (ПС), не оказывают недопустимого влияния на уровень 11-й гармоники на шинах ВН ПС и имеют коэффициенты влияния, близкие к единице. Источником недопустимого увеличения 11-й гармоники является питающая сеть: присоединения обеих питающих линий имеют отрицательные коэффициенты влияния по 11-й гармонике.

На рисунке 2.9 представлены результаты аналогичного расчёта для узла 5400 с номинальным напряжением 500 кВ. Напряжение 11-й гармоники в нём выходит за пределы нормально допустимого по [22, 27] значения. Обусловлено это низким значением коэффициента выгодности, который для данного узла меньше единицы. По этой причине, несмотря на то что автономные напряжения ни одного из присоединений не превышают допустимое значение по [22, 27] (см. п. Б.2 приложения Б), коэффициент влияния обоих автотрансформаторов оказался отрицательным. В свою очередь, автотрансформаторы 1АТ и 2АТ соединяют узел 5400 с шинами подключения мощных искажающих нагрузок Н1 и Н2.

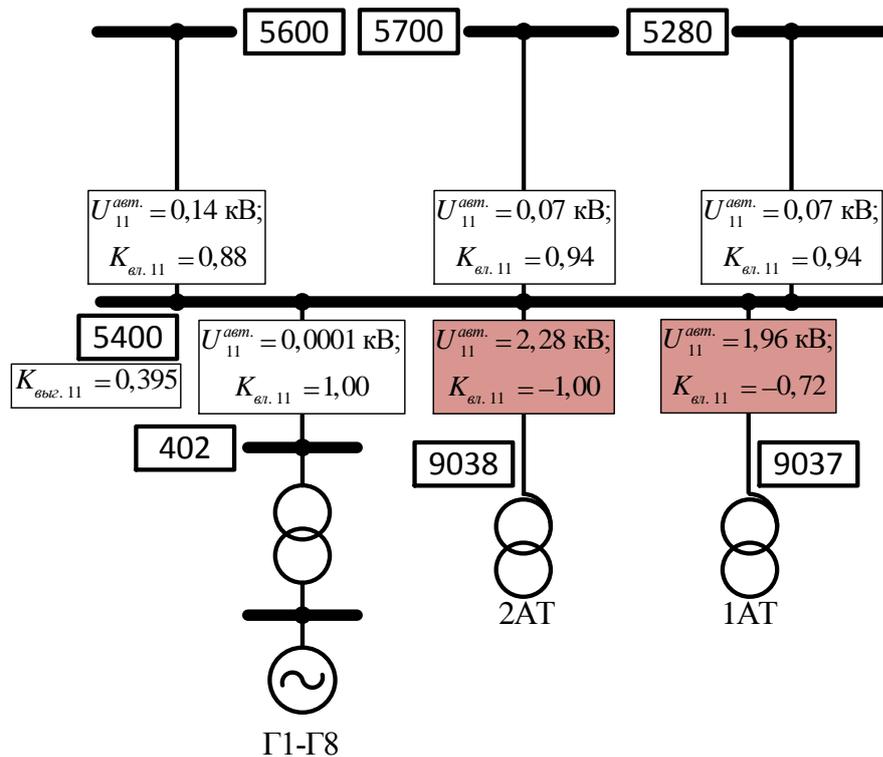


Рисунок 2.9 – Результаты расчёта автономных напряжений и коэффициентов влияния по 11-й гармонике для присоединений узла 5400

По рисунку 2.9 видно, что все три линии 500 кВ, связывающие узел 5400 с энергосистемами, содержащими источники искажений, имеют положительные коэффициенты влияния, близкие к единице. Следует также отметить, что обобщённые генераторы Г1-Г8, подключенные к узлу 5400 через трансформатор, имеют почти нулевое автономное напряжение 11-й гармоники, что свидетельствует о том, что они не являются виновниками появления недопустимого напряжения 11-й гармоники.

Результаты расчёта автономных напряжений и коэффициентов влияния по 11-й гармонике для узла 2500 приведены на рисунке 2.10 (см. п. Б.3 приложения Б).

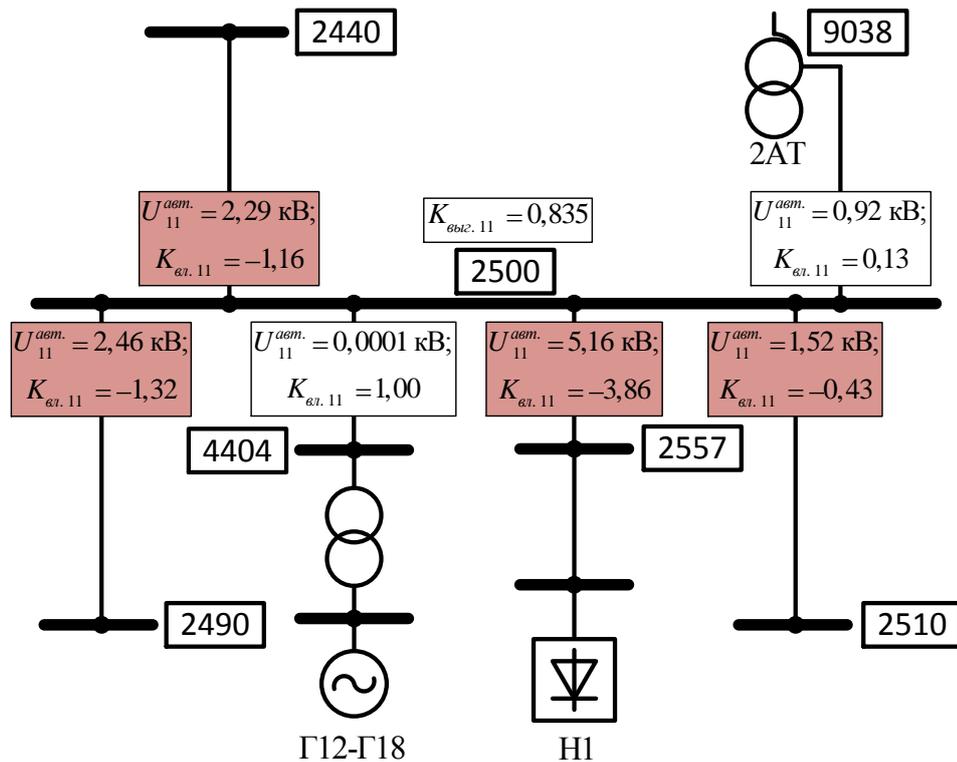


Рисунок 2.10 – Результаты расчёта автономных напряжений и коэффициентов влияния по 11-й гармонике для присоединений узла 2500

Наибольший по модулю отрицательный коэффициент влияния имеет нагрузка Н1, являющаяся искажающей. Однако присоединения 2500-2490, 2500-2510 и 2500-2440 также имеют отрицательные коэффициенты влияния для 11-й гармоники с меньшим модулем. Это объясняется наличием кольцевых связей между узлами 2500 и 2400 через 1АТ и 2АТ, через ВЛ 220 кВ 2400-2510 и 2500-2510, а также другие ветви, образующие кольцо и не показанные на фрагменте схемы. В свою очередь, в узле 2400 находится искажающая нагрузка Н2 соизмеримой с Н1 мощности. Генераторы Г12-Г18, как и в узле 5400, имеют равные нулю автономные напряжения 11-й гармоники.

Таким образом, предлагаемый в работе метод позволяет корректно оценить влияние искажающих, неискажающих и смешанных нагрузок на уровень искажений напряжения в электрической сети. Однозначная оценка влияния потребителя по величинам автономного напряжения искажения и коэффициента влияния может быть проведена непосредственно в узле подключения потребителя к электрической сети. Если искажающая нагрузка подключена к удалённой точке сети, то

необходима локализация источника искажений напряжения путём поиска присоединений с наибольшими автономными напряжениями искажения, передвижения к шинам, питающим такие присоединения, и анализа нагрузок на этих шинах.

Также решение задачи оценки влияния искажающих потребителей на ПКЭ осложняется при наличии кольцевых связей между источником питания и нагрузкой, как показывает пример для узла 2500 на рисунке 2.10. В качестве возможного варианта решения проблемы в действующих ЭЭС может быть предложено определение параметров эквивалентной СЗ не для каждой из ветвей кольца в отдельности, а с использованием векторной суммы токов в присоединениях, образующих кольцевую связь с искажающей нагрузкой. Однако окончательное решение данной задачи потребует дополнительных исследований и обоснований.

В целом же оценка влияния потребителей различных типов в точке их непосредственного подключения к электрической сети выполняется корректно, что подтверждается в том числе и на модели реальной ЭЭС.

## **2.5. Нормирование тока искажения потребителей с нелинейными и несимметричными нагрузками**

### **2.5.1. Подходы к нормированию тока искажения в отечественной и зарубежной практике**

В стандартах [22, 27] КЭЭ в части таких характеристик, как несинусоидальность и несимметрия напряжений, нормируется введением допустимых значений коэффициентов  $K_U$ ,  $K_{U_n}$ ,  $K_{2U}$  и  $K_{0U}$ . При этом токи искажения, генерируемые нелинейными и несимметричными нагрузками, в [22] и [27] не нормируются.

Однако несмотря на наличие действующих стандартов для норм ПКЭ типа EN 50160:2010, аналогичных отечественным [22, 27], связанным с напряжением, при ограничении уровней ВГ и несимметрии за рубежом используют также нормирование токов искажения. По этой причине, как правило, проблема недопустимого искажения напряжения решается ещё на стадии проектирования электроустановок потребителей за счёт ограничения эмиссии гармонических составляющих токов и токов ОП. Так, за рубежом приняты нормативные документы [93, 94], ус-

танавливающие допустимые уровни эмиссии токов ВГ электроустановками потребителей, подключаемыми к сетям среднего, высокого и сверхвысокого напряжений. Вместе с тем приняты международные стандарты [90 – 92] и аналогичные им отечественные документы [23 – 25], устанавливающие допустимые уровни эмиссии гармонических составляющих тока низковольтными техническими средствами (ТС) с потребляемым током до 75 А на фазу. Эти документы являются единственными в России, устанавливающими нормы на допустимые значения токов ВГ, которые, однако, не зависят от мощности нагрузки. К примеру, для ТС классов А и D согласно [23] максимально допустимое значение тока 3-й гармоники составляет 2,30 А независимо от мощности ТС.

Таким образом, в нормативных документах нет подхода к нормированию допустимых токов искажения, который учитывал бы мощность искажающей нагрузки и обоснованное фактическое влияние её тока искажения на напряжение искажения в ТОО. Кроме того, методы нормирования токов искажения [23 – 25, 90 – 94] и напряжений искажения [22, 27], несмотря на общую область применения, в явном виде не согласованы друг с другом.

### **2.5.2. Метод определения допустимого тока искажения потребителей с нелинейными и несимметричными нагрузками**

Метод оценки влияния потребителей на искажение напряжения, представленный в работе, позволяет одновременно с нормированием автономного напряжения искажения, создаваемого каждым  $k$ -м потребителем, ограничивать и ток искажения, генерируемый его нелинейными и/или несимметричными электроприёмниками. Предлагаемый метод изложен в работах [14, 73, 85].

Ранее из условия допустимости режима по напряжению искажения получено неравенство (2.12) для  $k$ -го потребителя, подключенного к ТОО:

$$K_{\text{выз}} U_{\text{иск.доп.}} Y_k - I_k \geq 0. \quad (2.33)$$

При соблюдении каждым потребителем условия (2.33) допустимое по [22, 27] напряжение искажения  $U_{\text{иск.доп.}}$  не будет превышено. Назовём условие (2.33) достаточным условием соблюдения требований [22, 27].

Проводимость  $k$ -го участника СЭС на ВГ или для токов ОП может быть получена пересчётом относительно проводимости на основной частоте для токов ПП:

$$Y_k = K_{Y_k} Y_{k\ 50\ 1}, \quad (2.34)$$

где  $K_{Y_k}$  – коэффициент пересчёта,  $Y_{k\ 50\ 1}$  – проводимость  $k$ -го участника СЭС на основной частоте для токов ПП. Известно, что активная и реактивная составляющие проводимостей нагрузок и элементов ЭЭС имеют различные характеры зависимостей от частоты [32, 45, 63]. Однако в силу того, что выражение (2.33) и его модификации записываются для вещественных величин (модулей), рассчитываемых, как правило, для номинальной или установленной мощности потребителя, то различный характер зависимости действительной и мнимой составляющих проводимости от частоты не имеет в данном случае принципиального значения.

Подставив (2.34) в (2.33), умножив и разделив обе части (2.33) на величину номинального напряжения ТОО  $U_{ном}$ , получим:

$$\frac{K_{выг} U_{иск.доп.} K_{Y_k} U_{ном} Y_{k\ 50\ 1}}{U_{ном}} - I_k \geq 0. \quad (2.35)$$

Обозначим допустимый коэффициент напряжения искажения  $K_{иск.доп} = \frac{U_{иск.доп.}}{U_{ном}}$ . В общем виде это допустимая по [22, 27] величина коэффициента  $K_{U\ n}$  или  $K_{2U}$  в относительных единицах. Также известно, что  $Y_{k\ 50\ 1} U_{ном} = I_{k\ нагр.}$  – ток неискажающей нагрузки ПП на основной частоте. Перепишем (2.35):

$$I_k \leq K_{выг} K_{иск.доп} K_{Y_k} I_{k\ нагр.}. \quad (2.36)$$

Отсюда для каждого  $k$ -го потребителя достаточным условием допустимости режима по гармоническим составляющим напряжения будет соблюдение неравенства:

$$I_{k\ n} \leq K_{выг} K_{Y_k} \frac{K_{U\ n\ НД}}{100\%} I_{k\ нагр.}, \quad (2.37)$$

где  $I_{k n}$  – ток искажения потребителя на рассматриваемой  $n$ -ой гармонике.

Достаточное условие допустимости режима по несимметрии напряжений для каждого  $k$ -го участника СЭС:

$$I_{k 2} \leq K_{\text{выг}} K_{Y_k} \frac{K_{2\text{УНД}}}{100\%} I_{k \text{нагр.}}, \quad (2.38)$$

где  $I_{k 2}$  – ток ОП, генерируемый участником СЭС.

Таким образом, допустимое значение тока искажения в обоих случаях не является постоянным, а определяется допустимой величиной напряжения искажения по [22, 27], задаваемой коэффициентами  $K_{U n}$  или  $K_{2U}$ , значением тока неискажающей нагрузки участника СЭС  $I_{k \text{нагр.}}$ , коэффициентом пересчёта  $K_{Y_k}$  и коэффициентом выгоды  $K_{\text{выг}}$ .

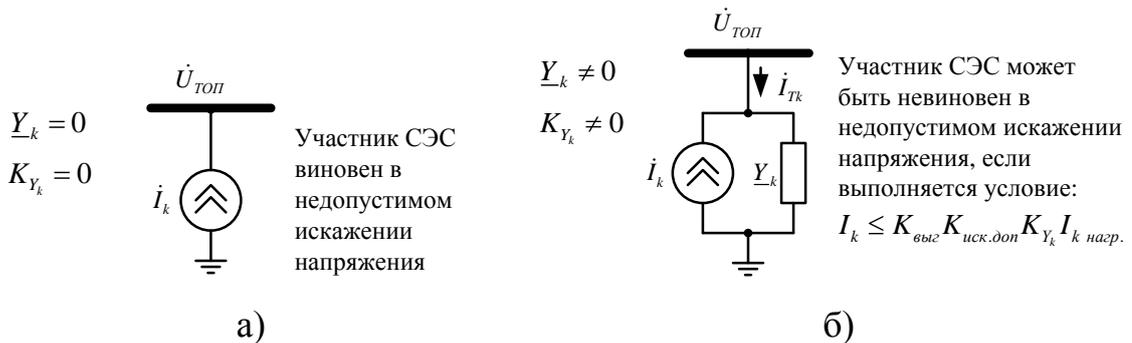


Рисунок 2.11 – К пояснению достаточного условия допустимости режима по высшим гармоникам или для обратной последовательности

Из анализа выражения (2.37) следует, что если  $k$ -й потребитель представлен на рассматриваемой  $n$ -ой ВГ только током искажения ( $Y_k = 0$ , рисунок 2.11, а), то коэффициент пересчёта  $K_{Y_k n} = 0$ , а следовательно, и допустимый ток ВГ  $I_{k n}$  также равен нулю независимо от мощности потребителя. То же заключение можно сделать и при анализе выражения (2.38). Эти выводы подтверждают целесообразность введения достаточного условия допустимости режима в виде (2.33) для выполнения неравенства (2.11).

Если потребитель представлен в СЗ только током искажения, то он признаётся однозначно виновным в появлении недопустимого искажения напряжения в

ТОП и должен либо снизить до нуля величину тока искажения (например, за счёт перехода на схему выпрямления большей пульсности), либо увеличить проводимость, например, за счёт установки фильтро- или симметро-компенсирующих устройств, представляемых в СЗ проводимостями (рисунок 2.11, б).

Таким образом, преобразование достаточного условия допустимости режима по искажению напряжения (2.12) приводит к двум равнозначным результатам: либо к введению ограничения (2.14) для автономного напряжения искажения, создаваемого каждым участником СЭС, либо к нормированию тока искажения в СЗ потребителя, выражаемого неравенством (2.36). Условия (2.14) и (2.36) являются достаточными для соблюдения неравенства (2.12).

Результаты вывода необходимых и достаточных условий допустимости режима приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Условия допустимости режима по высшим гармоникам или для обратной последовательности

Условия допустимости режима	Запись через напряжения	Запись через токи
Необходимое	$U_{ТОП} \leq U_{иск.доп.}$	$I_{\Sigma}^A \leq K_{выг} U_{иск.доп.} Y_{\Sigma}^A$
Достаточное (для каждого $k$ -го участника СЭС)	$U_k^{асм.} \leq K_{выг} U_{иск.доп.}$	$I_k \leq K_{выг} K_{иск.доп} K_{Y_k} I_{k нагр.}$

Для количественной оценки влияния  $k$ -го участника СЭС на искажение напряжения в ТОП ранее введено понятие коэффициента влияния (2.15), который также может быть выражен через токи:

$$K_{вл.k} = 1 - \frac{U_k^{асм.}}{K_{выг} U_{иск.доп.}} = \frac{K_{выг} K_{иск.доп} K_{Y_k} I_{k нагр.} - I_k}{K_{выг} K_{иск.доп} K_{Y_k} I_{k нагр.}} = 1 - \frac{I_k}{K_{выг} K_{иск.доп} K_{Y_k} I_{k нагр.}}. \quad (2.39)$$

Коэффициент влияния, полученный по выражению (2.39), полностью идентичен коэффициенту (2.15), выраженному через напряжения.

Приведённые в таблице 2.2 результаты, на первый взгляд, могут подтверждать критиковавшийся ранее в работе метод оценки влияния потребителей на искажение напряжения по мощности потребителя. Фактически привязка допусти-

мого тока искажения потребителя к его мощности не ставит целью выявление доминирующих и маломощных искажающих потребителей. Влияние потребителей на искажение напряжения может быть одинаково положительным или отрицательным вне зависимости от мощности. Согласование допустимого тока искажения с током нагрузки даёт возможность учесть положительное влияние линейных и симметричных нагрузок искажающего потребителя на КЭЭ в ТОП.

## 2.6. Выводы

В главе предложен метод оценки влияния потребителей на несинусоидальность и несимметрию напряжений в электрической сети.

Существующие методы оценки влияния потребителей на искажение напряжения по вкладам или долям потребителей в общем напряжении основаны на предположении об аддитивности напряжения искажения. Показано, что напряжение искажения не может быть однозначно разделено между участниками СЭС пропорционально их влиянию, что подтверждает некорректность метода ДВ, отмеченную и в других работах.

Предложенный метод учитывает особенности действующих подходов и нормативных документов, согласно которым каждый потребитель должен обеспечить электромагнитную совместимость собственных электроустановок в части эмиссии токов искажения во внешнюю сеть, а ЭСО при этом несёт ответственность за ПКЭ в узлах электрической сети, которые обусловлены, в том числе, совместной работой потребителей. С помощью разработанного метода возможно качественно и количественно оценить влияние каждого потребителя на появление недопустимого напряжения ВГ или ОП. Качественная оценка влияния потребителя выполняется при помощи автономного напряжения искажения  $U_k^{asm.}$ , количественная оценка – при помощи коэффициента влияния  $K_{вл.k}$ . Знак коэффициента влияния характеризует допустимость влияния потребителя, а сравнение коэффициентов влияния различных потребителей позволяет оценить, чьё положительное или отрицательное влияние на напряжение искажения в ТОП больше, а чьё меньше.

Проведён анализ предложенного метода для потребителей различных типов: неискажающих, искажающих и смешанных. Установлено, что:

1. Неискажающий потребитель при любом характере нагрузок во внешней ЭЭС не может быть виновен в искажении напряжения и имеет  $K_{вл.k} = 1$ .
2. Искажающий потребитель любой мощности признаётся виновным в ухудшении КЭЭ и имеет  $K_{вл.k} \rightarrow -\infty$ . При этом не имеет значения, как расположен вектор его тока искажения относительно эквивалентного тока искажения ЭЭС. Даже если эти токи компенсируют друг друга, и напряжение искажения в ТОП мало, то потребитель виновен в ухудшении КЭЭ и должен принять меры по уменьшению собственного тока искажения.
3. Смешанный потребитель может оказывать как положительное, так и отрицательное влияние на КЭЭ в зависимости от автономного напряжения искажения  $U_k^{авт.}$ . Последнее зависит только от параметров потребителя и не зависит от взаимного расположения векторов токов искажения и проводимостей потребителя и ЭЭС.

При автономной нормализации ПКЭ за счёт ограничения эмиссии токов искажения, очевидно, может недопустимо увеличиться ПКЭ в узле электрической сети, в результате чего возникает вопрос о согласованности предложенного подхода оценки влияния искажающих потребителей на КЭЭ. Однако при отсутствии компенсации вносимых искажений любое изменение режима, например, отключение искажающего потребителя также приведёт к увеличению напряжения искажения в ТОП. Установлено, что автономная оценка влияния, когда каждый участник СЭС несёт ответственность только за собственные параметры СЗ ( $U_k^{авт.}$ ), сделает возможной нормализацию КЭЭ во всех режимах ЭЭС и выявит тех искажающих потребителей, которые в нормальном режиме не ухудшали КЭЭ по причине компенсации вносимых ими искажений за счёт других потребителей. Для этого при оценке допустимости влияния  $k$ -го участника СЭС на искажение на-

пряжения предложено принимать  $K_{\text{выг}} = 1$ , при этом условие допустимости вносимых потребителем искажений примет вид:

$$U_k^{\text{авт.}} \leq U_{\text{иск.доп.}}$$

Показано, что если автономное напряжение каждого потребителя не превышает допустимое напряжение ВГ или ОП основной частоты, то напряжение в ТОП также не превысит допустимой величины. Для этого необходимо соблюдение условия практически полного совпадения аргументов проводимостей потребителя и ЭЭС ( $K_{\text{св}} \approx 1$ ). Ответственность за это предложено закрепить за ЭСО. При подключении новых потребителей и в эксплуатации ЭСО должна выполнить расчёты ПКЭ для возможных режимов работы ЭЭС и потребителей и подтвердить, что подключение потребителя или выполнение переключений не вызовет недопустимого ухудшения КЭЭ. При этом значения  $K_{\text{выг}}$  больше 1 положительно сказываются на КЭЭ в узле электрической сети, приводя к частичной или полной компенсации тока искажения эквивалентной СЗ. Значения  $K_{\text{выг}} < 1$  нежелательны, поскольку приводят к увеличению напряжения искажения.

Таким образом, устанавливается однозначное разделение ответственности между потребителями и ЭСО за поддержание нормативного КЭЭ. Каждый  $k$ -й потребитель несёт ответственность за поддержание автономного напряжения искажения  $U_k^{\text{авт.}}$  в пределах допустимой величины  $U_{\text{иск.доп.}}$ . ЭСО, которой известен состав и характер нагрузок подключенных к ТОП потребителей, отвечает за величину коэффициента выгоды  $K_{\text{выг}}$ , характеризующего взаимное расположение векторов параметров СЗ потребителей и самой ЭСО.

Выполнена верификация разработанного метода на модели реальной ЭЭС с помощью программного комплекса «Качество». Установлено, что метод позволяет корректно оценивать влияние искажающих, неискажающих и смешанных потребителей на уровень напряжений ВГ в узлах подключения потребителей.

Метод согласован с подходами, использующими понятие «мощность искажения» для оценки влияния потребителей на искажения напряжения. Показано, что условие ограничения генерации мощности искажения эквивалентно нормиро-

ванию автономного напряжения искажения нелинейной нагрузки. Метод также корректно работает в условиях резонанса, может быть применён для неограниченного количества потребителей в ТОП.

Предлагаемый метод оценки влияния потребителей на искажение напряжения исходит из положения о том, что мера влияния потребителя на напряжение ВГ или ОП в ТОП инвариантна относительно его мощности. Иначе говоря, искажающие потребители даже несоизмеримой мощности признаются одинаково виновными в появлении напряжения искажения. Такой подход обуславливает необходимость выполнения каждым искажающим потребителем мероприятий по снижению эмиссии токов ВГ и ОП в сеть, что для внешней относительно потребителя ЭЭС будет выражаться в снижении задающего тока искажающего потребителя до нуля или близкого к нему значения и одновременном увеличении проводимости.

При этом разумным видится подход, предложенный в зарубежных нормативных документах и принятый в отечественных стандартах, когда ток искажения, генерируемый нелинейным или несимметричным потребителем во внешнюю сеть, снижается не до нуля, а до установленного допустимого значения. Однако в указанных документах значение допустимого тока не зависит от мощности нагрузки на основной частоте и априори не учитывает возможное компенсирующее влияние её проводимости. Кроме того, подходы к ограничению токов искажения и напряжений искажения не согласованы друг с другом.

На основе разработанного метода оценки влияния потребителей на искажение напряжения предлагается метод нормирования токов искажения, позволяющий установить связь между наибольшим допустимым током искажения нелинейных и несимметричных нагрузок потребителя и током (мощностью) неискажающих нагрузок того же потребителя с учётом допустимого напряжения искажения. Такой подход делает возможным подключение к электрической сети искажающих потребителей, токи искажения которых превышают допустимые значения, при условии увеличения ими проводимости на ВГ или для токов ОП, например, за счёт установки фильтров ВГ, симметрирующих устройств или подключения мощной неискажающей нагрузки. Получены необходимое и достаточ-

ное условия допустимости токов искажения, генерируемых нелинейными и несимметричными потребителями.

Однако, как неоднократно указывалось в работе, оценка влияния потребителя на КЭЭ в части несимметрии и несинусоидальности напряжений невозможна без определения параметров СЗ потребителей и ЭСО. Решению этой задачи посвящена следующая глава.

### 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ПОГРЕШНОСТЕЙ МЕТОДА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ УМЕНЬШЕНИЯ ПОГРЕШНОСТЕЙ

#### 3.1. Задача определения параметров схем замещения потребителей

Для оценки влияния потребителей любых типов на искажение напряжения необходимо знать параметры их СЗ: ток искажения и проводимость при использовании метода активного двухполюсника [63].

В случае с проектом СЭС эти параметры могут быть определены по известным из [6, 32, 44, 45, 63] соотношениям. Очевидно, что параметры СЗ потребителей и ЭСО для токов ВГ и ОП на основной частоте будут отличаться от аналогичных параметров для токов ПП частотой 50 Гц. В [32, 44, 63] приведены подробные сведения о расчёте параметров СЗ различных элементов ЭЭС и нагрузок для ВГ и для токов ОП.

Для расчётной оценки влияния  $k$ -го потребителя на КЭЭ следует рассмотреть самый тяжёлый в плане влияние на ПКЭ режим: одновременно при максимальном генерируемом потребителем токе искажения и наименьшей проводимости для данного тока искажения, когда  $U_k^{авт.}$  максимально. Полученное автономное напряжения искажения потребителя следует сравнить с допустимым по [22, 27] и сделать вывод о допустимости влияния потребителя на КЭЭ в части несинусоидальности или несимметрии напряжений.

Однако в настоящее время в эксплуатации находится большое количество мощных нелинейных и несимметричных нагрузок [8, 9, 12, 59, 63, 64], чьё автономное напряжение искажения, определённое в наиболее тяжёлом режиме, заведомо превышает допустимое по [22, 27] значение. В случае с отечественными ЭЭС это обусловлено тем, что многие искажающие нагрузки введены в эксплуатацию в середине XX века [64], в то время как первый стандарт на нормы КЭЭ принят в 1967 году [22]. Инструкция по анализу КЭЭ, действовавшая в России до 2006 года, введена гораздо позже – в 2002 году [57]. Большинство мощных иска-

жающих нагрузок не имеют реализованных технических решений по уменьшению эмиссии токов искажения во внешнюю сеть, либо объём выполненных для этого мероприятий недостаточен [53, 71, 87].

Нетрудно установить, что при случайном изменении режима работы  $k$ -го потребителя возможны периоды времени, когда  $U_k^{авт.} \leq U_{иск.доп.}$  и когда  $U_k^{авт.} > U_{иск.доп.}$ . Это означает, что в разные интервалы времени влияние потребителя на КЭЭ может быть допустимым или недопустимым. Это приводит к неоднозначной оценке влияния потребителя на ПКЭ и вызывает необходимость оценивать влияние потребителей на искажение напряжения в действующей ЭЭС не в проектной постановке, а в реальном времени.

Кроме того, априорные данные о параметрах СЗ пассивных элементов ЭЭС и о токах искажения, генерируемых искажающими потребителями различных типов, либо оказываются неточными, либо отсутствуют вовсе [32, 87]. Это также обуславливает важность задачи экспериментального определения параметров потребителей на ВГ и для токов ОП в реальном времени.

### **3.2. Метод экспериментального определения параметров схем замещения потребителей**

Очевидно, что экспериментальное определение параметров СЗ возможно при измерении некоторых параметров режима: токов, напряжений, мощностей, по которым с помощью определённых математических операций могут быть определены параметры СЗ.

В работе используется метод экспериментального определения параметров СЗ, основанный на двух измерениях параметров режима: напряжения искажения в ТОП  $\dot{U}$  и тока искажения  $\dot{I}_T$  на присоединении исследуемого потребителя (рисунок 3.1).

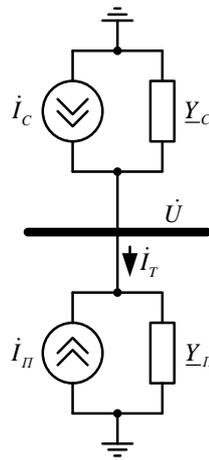


Рисунок 3.1 – Преобразованная схема замещения субъектов, подключенных к точке общего присоединения

Данная СЗ составляется для каждой анализируемой ВГ и для ОП основной частоты. По измеренным параметрам режима рассчитываются экспериментально определённые ток искажения и проводимость:

$$\dot{i}_{\text{эксп.}} = \frac{\dot{U}'\dot{I}_T'' - \dot{U}''\dot{I}_T'}{\dot{U}'' - \dot{U}'}; \underline{Y}_{\text{эксп.}} = \frac{\dot{I}_T'' - \dot{I}_T'}{\dot{U}'' - \dot{U}'}, \quad (3.1)$$

где  $\dot{U}'$  и  $\dot{I}_T'$  – параметры режима при первом измерении;  $\dot{U}''$  и  $\dot{I}_T''$  – те же величины при втором измерении. В зависимости от причин, вызвавших изменение режима, возможно определение параметров СЗ участников СЭС в соответствии с таблицей 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты использования метода экспериментального определения параметров схем замещения при различных причинах изменения режима

Событие	Результат определения параметров СЗ по формуле (3.1)
Изменения параметров СЗ не произошло	Параметры СЗ получить невозможно
Изменились параметры СЗ только внешней ЭЭС	$\dot{i}_{\text{эксп.}} = \dot{I}_{\Pi}; \underline{Y}_{\text{эксп.}} = \underline{Y}_{\Pi}$
Изменились параметры СЗ только исследуемого потребителя	$\dot{i}_{\text{эксп.}} = -\dot{I}_{\Pi}; \underline{Y}_{\text{эксп.}} = -\underline{Y}_{\Pi}$
Изменились параметры СЗ как внешней ЭЭС, так и исследуемого потребителя	Рассчитанные величины не несут полезной информации

Особенностью такого метода определения параметров СЗ являются малые изменения параметров режима  $\dot{U}$  и  $\dot{I}_T$ , сопоставимые с погрешностью их измерения. По этой причине в [106] известна реализация метода при преднамеренном изменении параметров режима за счёт включения или отключения определённых нагрузок (чаще всего конденсаторных батарей), расположенных у исследуемого потребителя или во внешней ЭЭС. В первом случае операции с нагрузкой приведут к изменению параметров СЗ потребителя, что сделает возможным определение параметров СЗ внешней ЭЭС. Во втором варианте размещения коммутируемой нагрузки становится возможным определение параметров СЗ потребителя. Очевиден тот факт, что подключаемая нагрузка должна иметь достаточно большую мощность, чтобы вызвать значительное изменение параметров режима, заведомо превышающее «естественные» изменения измеряемых величин.

Как правило, метод при условии значительного изменения параметров режима обладает низкой погрешностью и позволяет довольно точно определять параметры СЗ потребителя и/или внешней ЭЭС [106]. Однако область применения такой модификации метода ограничена. Во-первых, коммутации нагрузки единичны, что не позволяет применять этот метод в реальном времени для непрерывного определения параметров СЗ. Во-вторых, в ЭЭС и/или у потребителя необходимо наличие нагрузки, которую можно подключать или отключать без ухудшения надёжности электроснабжения и без появления недопустимых отклонений ПКЭ от допустимых значений (например, значительных отклонений напряжения при включении или отключении конденсаторных батарей). Это вступает в противоречие с необходимостью получить значительные изменения параметров режима при коммутации нагрузки. По указанным причинам, применение метода определения параметров СЗ при преднамеренном изменении параметров режима ограничено разовыми измерениями.

Необходим метод определения параметров СЗ, который позволял бы решать поставленную задачу без выполнения коммутаций за счёт «естественного» изменения параметров режима. Изменения называем естественными условно, по-

сколькo они также вызваны коммутациями и изменением мощности нагрузок в ЭЭС, однако производимыми не специально для определения параметров СЗ, а по технологическим и иным причинам. В этой связи перспективным вариантом представляется определение параметров СЗ отдельного потребителя, подключенного к мощной ЭЭС. Последняя имеет в своём составе большое количество различных нагрузок, состав и мощность которых непрерывно и независимо меняются. При этом очевидно, что отдельно взятый потребитель меняет свои параметры с меньшей вероятностью, чем эквивалентная внешняя ЭЭС. По представленным в таблице 3.1 данным видно, что если параметры СЗ внешней сети меняются с большей вероятностью, чем параметры исследуемого потребителя, то рассчитанные по (1.19) величины  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$  с большой вероятностью должны соответствовать значениям параметров СЗ исследуемого потребителя  $\dot{I}_{\Pi}$  и  $\underline{Y}_{\Pi}$ . На этом предположении базируется рассматриваемый далее в работе подход к экспериментальному определению параметров СЗ потребителей.

Очевидно, что при естественных изменениях параметров режима возможны случаи, когда изменений напряжения и тока искажения недостаточно для достоверного определения параметров СЗ. Возможны также случаи, когда одновременно меняются параметры СЗ потребителя и ЭЭС, в результате чего рассчитанные величины  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$  не несут полезной для определения параметров СЗ информации. Также не вызывает сомнений, что при малых «естественных» изменениях параметров режима большую роль будет играть погрешность измерения последних, поскольку она становится соизмеримой с величиной изменения напряжения и тока искажения, а в некоторых случаях даже превышает её.

Необходимо исследовать влияние указанных факторов на точность экспериментального определения параметров СЗ при естественных изменениях параметров режима. Математические модели для исследований разработаны при помощи языка программирования системы MATLAB. Различные этапы исследования и совершенствования метода экспериментального определения параметров СЗ подробно отражены в работах [13, 15, 17, 60, 72, 74, 75, 79, 86].

### 3.3. Исследование погрешностей метода экспериментального определения параметров схем замещения потребителей

Для оценки применимости описанного подхода к определению параметров СЗ отдельного потребителя при естественных изменениях параметров режима необходимо установить, как зависит точность определения параметров  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$ , вычисляемых по формулам (1.19), от величины изменения параметров режима  $\dot{U}$  и  $\dot{I}_T$  за время между двумя последовательными измерениями и от погрешности их измерения.

Для оценки точности определения параметров СЗ отдельного потребителя принято, что за время между измерениями меняются только параметры СЗ системы  $\dot{I}_C$  и  $\underline{Y}_C$  на рисунке 3.1. В соответствии с таблицей 3.1 рассчитываемые по (1.19) величины в таком случае будут соответствовать параметрам СЗ потребителя  $\dot{I}_C$  и  $\underline{Y}_C$ , погрешность определения которых необходимо оценить.

Исследования проведены на математической модели, описывающей СЗ на рисунке 3.1. Для определённости приняты следующие исходные параметры СЗ системы и потребителя:

- ЭЭС:  $\dot{I}_{\text{исх.С}} = 500e^{j10^\circ}$  А,  $\underline{Y}_{\text{исх.С}} = 0,1e^{-j85^\circ}$  См;
- потребитель:  $\dot{I}_{\text{исх.П}} = 15e^{j60^\circ}$  А,  $\underline{Y}_{\text{исх.П}} = 0,01e^{-j20^\circ}$  См.

Работы по исследованию погрешностей разбиты на два этапа:

1. Исследование зависимости погрешности определения параметров СЗ потребителя от величины изменения параметров СЗ системы  $\dot{I}_C$  и  $\underline{Y}_C$  и, как следствие, от величины изменения параметров режима  $\dot{U}$  и  $\dot{I}_T$ . Параметры режима при этом измеряются без погрешностей.
2. Исследование зависимости погрешности определения параметров СЗ потребителя от величины изменения параметров СЗ системы (и косвенно параметров режима), а также от погрешностей измерения параметров режима  $\dot{U}$  и  $\dot{I}_T$ .

### 3.3.1. Исследование влияния величины изменения параметров режима на точность определения параметров схемы замещения потребителя

Блок-схема математической модели для исследования зависимости погрешности определения параметров СЗ потребителя от величины изменения параметров СЗ системы (параметров режима) представлена на рисунке 3.2 (код программы в п. В.1 приложения В). Исходные значения параметров СЗ системы равны  $\dot{I}_{исх.С}$  и  $\underline{Y}_{исх.С}$ . Принято, что параметры СЗ системы меняются случайно. Приращение параметров СЗ ЭЭС меняется по нормальному закону с математическим ожиданием, равным нулю. При этом среднеквадратичное отклонение (СКО) приращения равно одной трети заданных диапазонов изменения параметров  $\delta_{I_C}$  и  $\delta_{Y_C}$  (в соответствии с правилом «трёх сигм» из [5]), отнесённых к модулю исходного вектора тока системы  $I_{исх.С}$  или проводимости системы  $Y_{исх.С}$  соответственно. Моделирование производилось методом статистических испытаний, для чего разыгрывалось  $N$  измерений (не менее 2000), для каждого из которых рассчитаны параметры режима  $\dot{U}$  и  $\dot{I}_T$  и искомые параметры  $\dot{I}_{эксп.}$  и  $\underline{Y}_{эксп.}$ , скомпонованные в вектора длиной  $N - 1$ .

Погрешность определения параметров СЗ потребителя равна:

$$\varepsilon_I = \sqrt{\left(\frac{\operatorname{Re} \dot{I}_{эксп.сред} - \dot{I}_{исх.П}}{I_{исх.П}}\right)^2 + \left(\frac{\operatorname{Im} \dot{I}_{эксп.сред} - \dot{I}_{исх.П}}{I_{исх.П}}\right)^2} \cdot 100\%;$$

$$\varepsilon_Y = \sqrt{\left(\frac{\operatorname{Re} \underline{Y}_{эксп.сред} - \underline{Y}_{исх.П}}{Y_{исх.П}}\right)^2 + \left(\frac{\operatorname{Im} \underline{Y}_{эксп.сред} - \underline{Y}_{исх.П}}{Y_{исх.П}}\right)^2} \cdot 100\%,$$
(3.2)

где  $\dot{I}_{эксп.сред}$  и  $\underline{Y}_{эксп.сред}$  – средние значения (математические ожидания) величин  $\dot{I}_{эксп.}$  и  $\underline{Y}_{эксп.}$ .

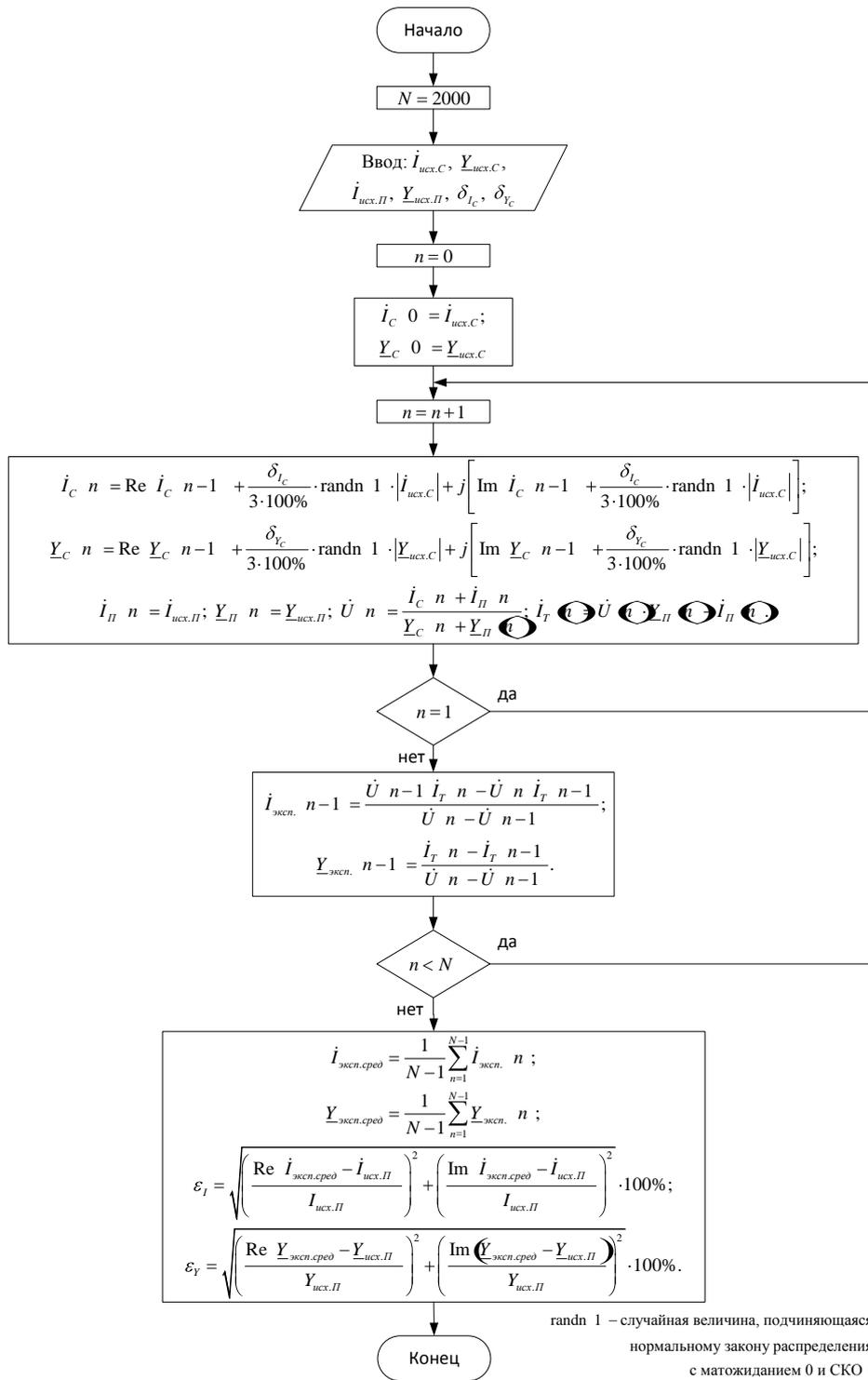


Рисунок 3.2 – Блок-схема программы для исследования зависимости погрешностей определения параметров схемы замещения потребителя от величины изменения параметров схемы замещения системы (параметров режима) при измерении параметров режима без погрешностей

Проведены расчёты для величин  $\delta_{I_C}$  и  $\delta_{Y_C}$  в диапазоне от 0,5% до 50%. Установлено, что относительное отклонение математических ожиданий величин

$\dot{I}_{\text{эксн.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксн.}}$  от исходных параметров СЗ потребителя имеет порядок около  $10^{-12}$  процента, т. е. находится в пределах вычислительной точности ПК. Таким образом, величина изменения параметров СЗ системы (параметров режима) на точность определения параметров СЗ при отсутствии погрешности измерений параметров режима практически не влияет.

В качестве примера на рисунке 3.3 приведены на комплексной плоскости величины  $\dot{I}_{\text{эксн.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксн.}}$  при  $\delta_{I_C} = \delta_{Y_C} = 10\%$ . Точки на комплексной плоскости, полученные в каждой из  $N-1$  пар измерений, практически сливаются в одну, соответствующую исходному параметру потребителя  $\dot{I}_{\text{исх.П}}$  или  $\underline{Y}_{\text{исх.П}}$ .

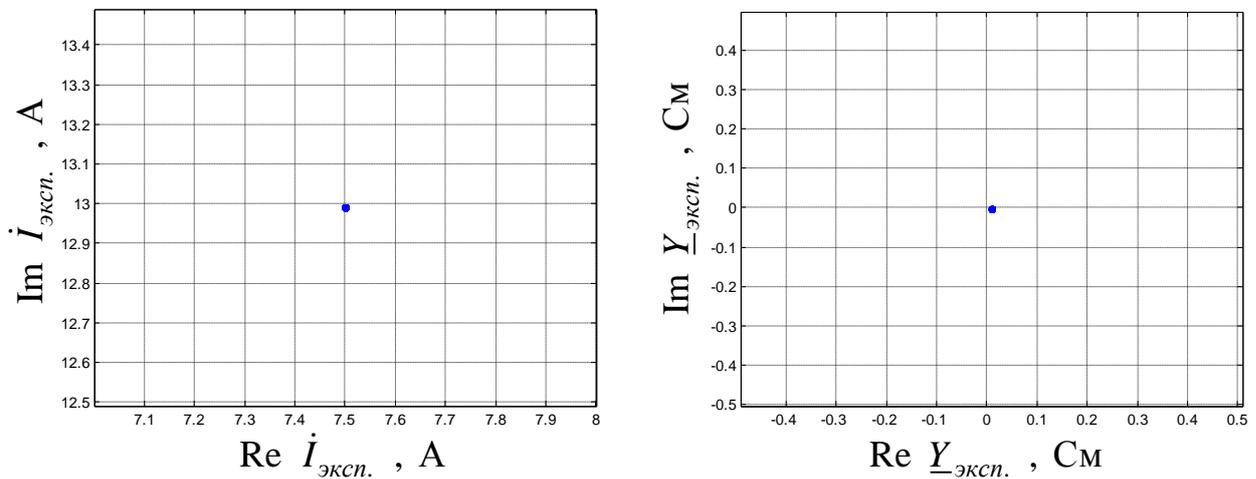


Рисунок 3.3 – Параметры схемы замещения потребителя на комплексной плоскости, определённые при нулевой погрешности измерения параметров режима для

$$\delta_{I_C} = \delta_{Y_C} = 10\%$$

### 3.3.2. Исследование влияния величины изменения параметров режима и погрешности их измерения на точность определения параметров схемы замещения потребителя

Блок-схема математической модели для исследования зависимости погрешности определения параметров СЗ потребителя от величины изменения параметров СЗ системы (параметров режима) и от погрешностей измерения параметров режима представлена на рисунке 3.4. Схема аналогична приведённой на рисунке

3.2 с тем отличием, что к рассчитанным параметрам режима  $\dot{U}$  и  $\dot{I}_T$  добавляется случайная погрешность измерения, распределённая по нормальному закону с математическим ожиданием, равным нулю, и СКО, равным одной трети от заданной относительной величины погрешности измерения напряжения  $\delta_U$  или тока  $\delta_I$ . В результате рассчитываются «измеренные» параметры режима  $\dot{U}_{изм.}$  и  $\dot{I}_{T изм.}$ , имеющие случайную погрешность измерения.

Следует отметить, что на точность определения параметров СЗ потребителя значительное влияние оказывает только случайная составляющая погрешности измерения параметров режима. Систематическая составляющая погрешности измерения  $\dot{U}$  и  $\dot{I}_T$  в формулах (1.19) практически исключается. Действительно, если предположить, что погрешность измерения параметров режима постоянна, и принять полную погрешность измерения напряжения искажения равной  $\Delta\dot{U}_{пост.}$ , а полную погрешность измерения тока искажения на присоединении исследуемого потребителя –  $\Delta\dot{I}_{T пост.}$ , то при предположении, что изменения параметров режима достаточно малы, получим:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{экс.} &= \frac{\dot{U}' + \Delta\dot{U}_{пост.} \quad \dot{I}_T'' + \Delta\dot{I}_{T пост.} \quad - \quad \dot{U}'' + \Delta\dot{U}_{пост.} \quad \dot{I}_T' + \Delta\dot{I}_{T пост.}}{\dot{U}'' + \Delta\dot{U}_{пост.} \quad - \quad \dot{U}' + \Delta\dot{U}_{пост.}} = \\ &= \frac{\dot{U}'\dot{I}_T'' - \dot{U}''\dot{I}_T' + \dot{U}'\Delta\dot{I}_{T пост.} + \dot{I}_T''\Delta\dot{U}_{пост.} - \dot{U}''\Delta\dot{I}_{T пост.} - \dot{I}_T'\Delta\dot{U}_{пост.}}{\dot{U}'' - \dot{U}'} \approx \frac{\dot{U}'\dot{I}_T'' - \dot{U}''\dot{I}_T'}{\dot{U}'' - \dot{U}'}; \\ \underline{Y}_{экс.} &= \frac{\dot{I}_T'' + \Delta\dot{I}_{T пост.} \quad - \quad \dot{I}_T' + \Delta\dot{I}_{T пост.}}{\dot{U}'' + \Delta\dot{U}_{пост.} \quad - \quad \dot{U}' + \Delta\dot{U}_{пост.}} = \frac{\dot{I}_T'' - \dot{I}_T'}{\dot{U}'' - \dot{U}'} \end{aligned}$$

Параметры СЗ при малых изменениях параметров режима, измеренных с систематической погрешностью, определяются практически так же, как по токам и напряжениям, измеренным без погрешностей. Таким образом, систематическая составляющая погрешности измерения  $\dot{U}$  и  $\dot{I}_T$  на точность определения параметров СЗ практически не влияет и поэтому в математической модели не учитывается.

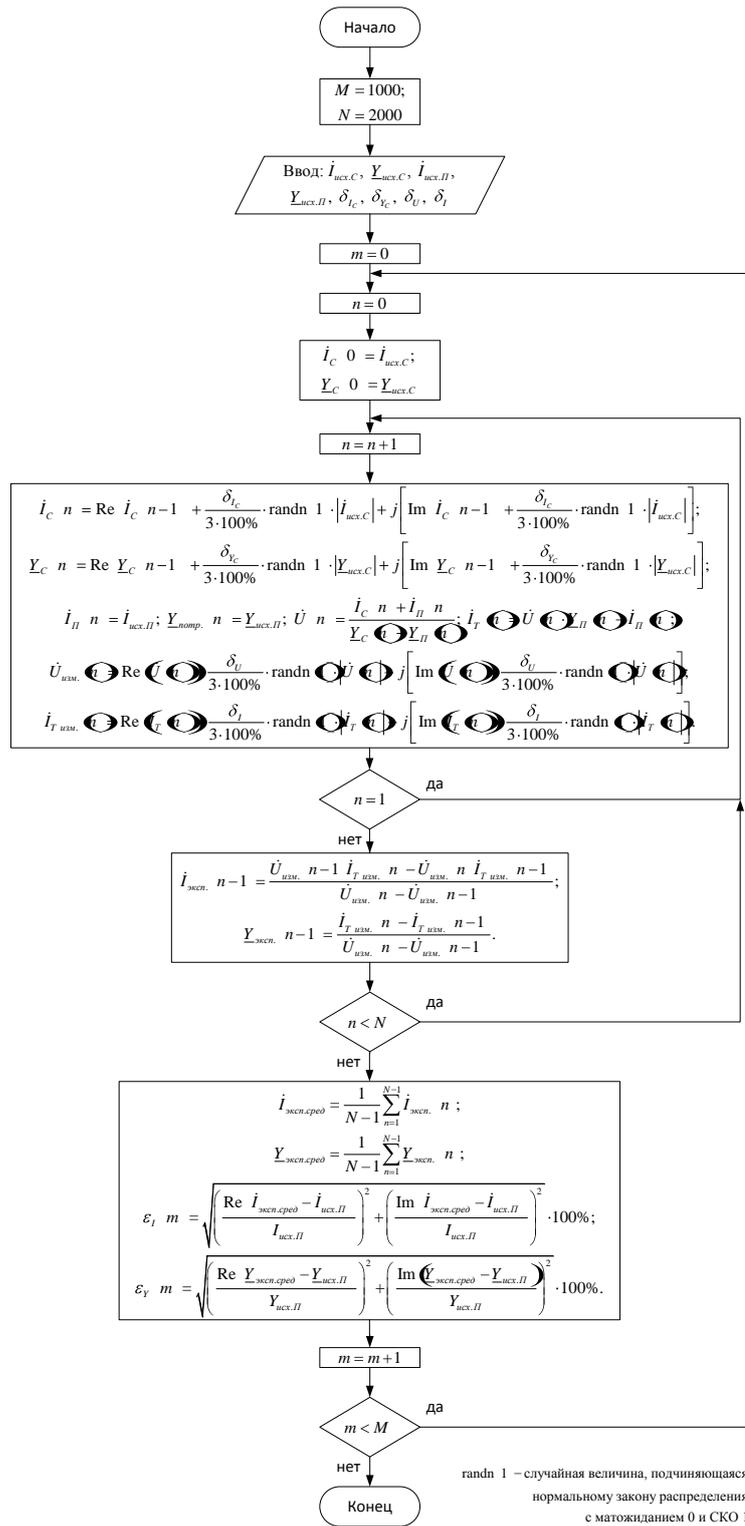


Рисунок 3.4 – Блок-схема программы для исследования зависимости погрешностей определения параметров схемы замещения потребителя от величины изменения параметров схемы замещения системы (параметров режима) и от погрешности измерения параметров режима

Из приведённых выше выражений также следует, что при определении параметров СЗ с использованием измеренных с погрешностью напряжений и токов

погрешность вычисления проводимости всегда будет меньше, чем погрешность вычисления тока искажения.

*Примечание.* Один из распространённых приборов для измерения ПКЭ «Ресурс-UF2М» имеет метрологические характеристики, представленные в таблице 3.2 [37].

Таблица 3.2 – Метрологические характеристики измерителя показателей качества электроэнергии «Ресурс-UF2М»

Наименование измеряемой величины	Пределы допускаемой основной погрешности	
	абсолютной	относительной, %
Коэффициент $n$ -ой гармонической составляющей напряжения, %	$\pm 0,05$ при $K_{U_n} < 1,0$	$\pm 5,0$ при $K_{U_n} \geq 1,0$
Коэффициент $n$ -ой гармонической составляющей тока, %	$\pm(0,03 + 0,02 K_{I_n})$	–

Из таблицы 3.2 следует, что погрешность измерения напряжения ВГ  $U_n$  будет составлять:

- при  $K_{U_n} < 1\%$  –  $\delta_U = \pm 0,05\% \cdot \frac{U_1}{100\%} = \pm 0,0005 \cdot U_1$  ;
- при  $K_{U_n} \geq 1\%$  –  $\delta_U = \pm 0,05 \cdot U_n$  ,

где  $U_1$  – напряжение основной гармоники.

Погрешность измерения тока ВГ  $I_n$  , соответственно, равна:

$$\delta_I = \pm \left( 0,03 + 2 \frac{I_n}{I_1} \right) \% \cdot \frac{I_1}{100\%} = \pm 0,0003 \cdot I_1 + 0,02 \cdot I_n \text{ ,}$$

где  $I_1$  – ток основной гармоники.

В качестве примера на рисунке 3.5 приведены на комплексной плоскости величины  $\dot{I}_{\text{экс.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{экс.}}$  при  $\delta_{I_c} = \delta_{Y_c} = 10\%$  и  $\delta_U = \delta_I = 5\%$  . Величины  $\dot{I}_{\text{экс.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{экс.}}$

заметно рассредоточились на комплексной плоскости в сравнении с рисунком 3.3, когда погрешность измерения параметров режима равна нулю.

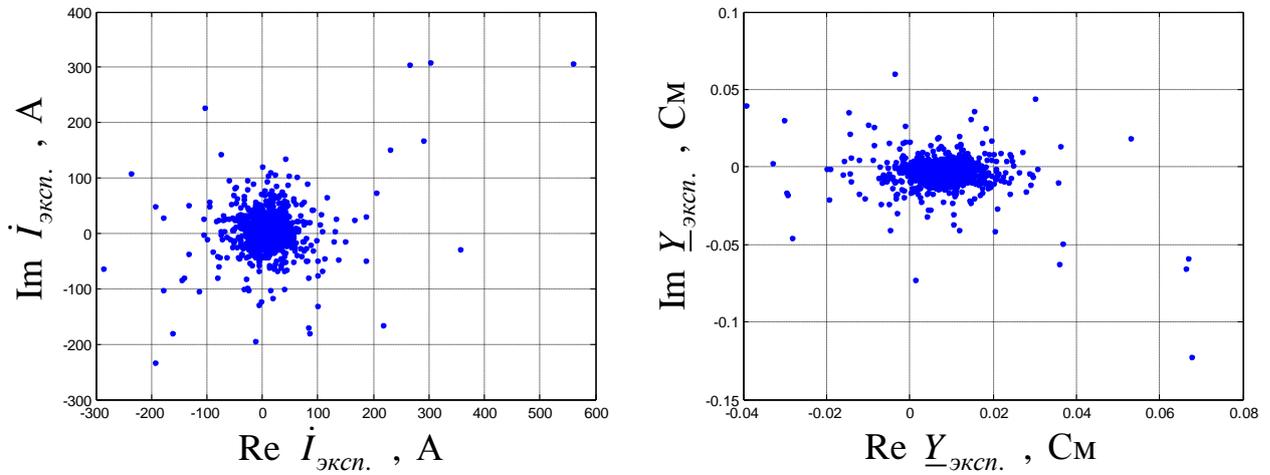


Рисунок 3.5 – Параметры схемы замещения потребителя на комплексной плоскости, определённые при  $\delta_{I_c} = \delta_{Y_c} = 10\%$  и  $\delta_U = \delta_I = 5\%$

Для получения общей закономерности в соответствии с блок-схемой на рисунке 3.4 проведено  $M$  серий испытаний (не менее 1000) для получения не отдельных величин погрешностей определения параметров СЗ потребителя, а законов их распределения в зависимости от заданной величины диапазона изменения параметров режима и от погрешности их измерений. На рисунке 3.6 в виде гистограмм представлены некоторые законы распределения погрешностей определения тока искажения и проводимости потребителя для разных диапазонов изменения параметров режима и разных погрешностей их измерения.

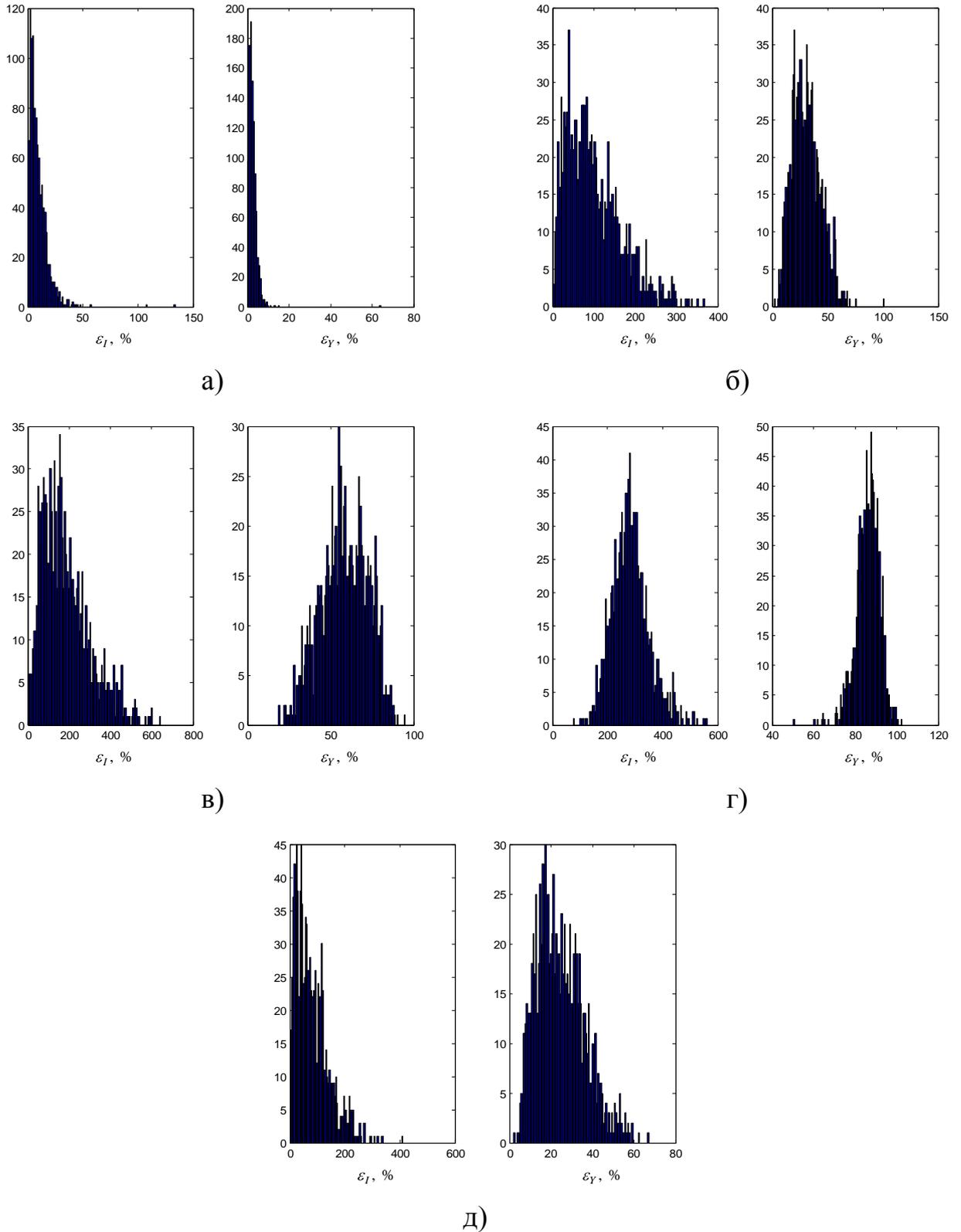


Рисунок 3.6 – Характерные гистограммы погрешностей определения параметров схемы замещения потребителя при следующих параметрах модели:

- а)  $\delta_{I_c} = \delta_{Y_c} = 10\%$  ,  $\delta_U = \delta_I = 1\%$  ; б)  $\delta_{I_c} = \delta_{Y_c} = 10\%$  ,  $\delta_U = \delta_I = 5\%$  ; в)  $\delta_{I_c} = \delta_{Y_c} = 10\%$  ,  $\delta_U = \delta_I = 10\%$  ; г)  $\delta_{I_c} = \delta_{Y_c} = 2\%$  ,  $\delta_U = \delta_I = 5\%$  ; д)  $\delta_{I_c} = \delta_{Y_c} = 20\%$  ,  $\delta_U = \delta_I = 5\%$

Для обобщения результатов и получения зависимостей погрешности экспериментального определения параметров СЗ потребителя от погрешности измерения параметров режима и от величины диапазона их изменения предложен обобщённый алгоритм на основе блок-схемы на рисунке 3.4 (код представлен в п. В.2 приложения В). При принятых ранее параметрах  $M = 1000$  и  $N = 2000$  построение графиков для определённого набора параметров  $\delta_{I_c}$ ,  $\delta_{Y_c}$ ,  $\delta_U$  и  $\delta_I$  приводит к многократному увеличению объёма вычислений при реализации алгоритма. Так, только для одного сочетания параметров  $\delta_{I_c}$ ,  $\delta_{Y_c}$ ,  $\delta_U$  и  $\delta_I$  необходимо разыграть  $1000 \cdot 2000 = 2\,000\,000$  событий. По этой причине количество испытаний в серии  $N$  и количество серий  $M$  для одной комбинации  $\delta_{I_c}$ ,  $\delta_{Y_c}$ ,  $\delta_U$  и  $\delta_I$  значительно уменьшено.

На рисунке 3.7 приведены графики, отображающие зависимость погрешности экспериментального определения параметров СЗ потребителя от погрешности измерения параметров режима  $\delta_U$  и  $\delta_I$  и от величины диапазона их изменения (диапазона изменения параметров СЗ системы  $\delta_{I_c}$  и  $\delta_{Y_c}$ ) при  $M = N = 150$ . Для упрощения принято, что  $\delta_U = \delta_I$ ,  $\delta_{I_c} = \delta_{Y_c}$ .

Увеличение количества циклов  $N$  в серии статистических испытаний и увеличение количества серий  $M$  приведёт к уменьшению вероятности промахов при оценке погрешностей определения параметров СЗ потребителя, в результате чего могут быть получены более гладкие графики, чем приведенные на рисунке 3.7.

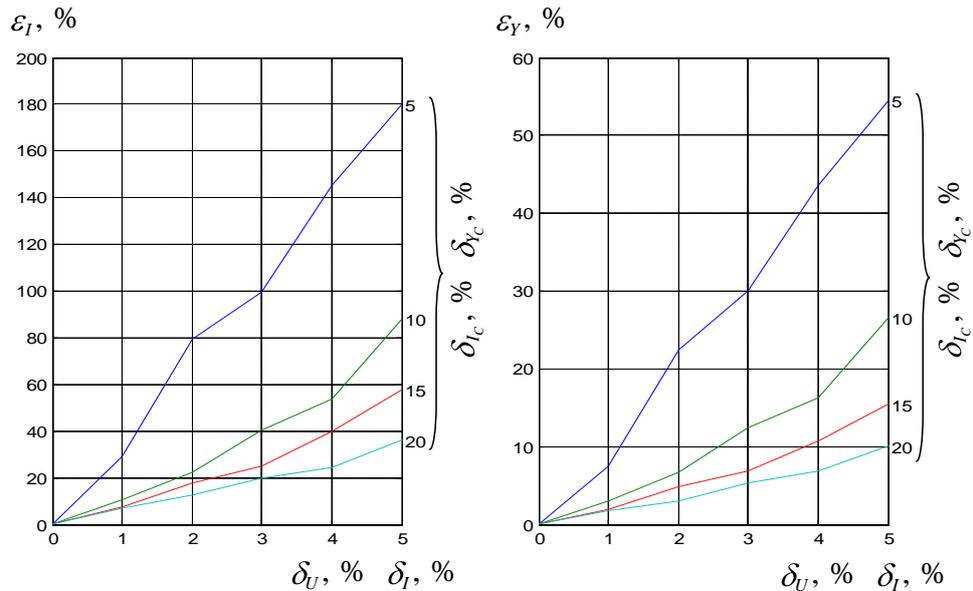


Рисунок 3.7 – Графики зависимостей погрешности экспериментального определения параметров схемы замещения потребителя  $\varepsilon_I$  и  $\varepsilon_Y$  от погрешности измерения параметров режима  $\delta_U$  и  $\delta_I$  и от величины диапазона изменения параметров схемы замещения системы  $\delta_{Ic}$  и  $\delta_{Yc}$  при  $M = N = 150$

Очевидно, что вид зависимостей погрешности определения параметров СЗ потребителя от параметров  $\delta_{Ic}$ ,  $\delta_{Yc}$ ,  $\delta_U$  и  $\delta_I$  будет меняться при изменении исходных параметров СЗ  $\dot{I}_{\text{исх.С}}$ ,  $\underline{Y}_{\text{исх.С}}$ ,  $\dot{I}_{\text{исх.П}}$  и  $\underline{Y}_{\text{исх.П}}$ . Полученные на рисунке 3.7 графики применимы только для указанного набора вероятных исходных параметров СЗ потребителя и ЭЭС, однако могут быть получены для любого другого сочетания параметров  $\dot{I}_{\text{исх.С}}$ ,  $\underline{Y}_{\text{исх.С}}$ ,  $\dot{I}_{\text{исх.П}}$  и  $\underline{Y}_{\text{исх.П}}$  при помощи разработанной исследовательской программы.

По результатам исследования погрешностей экспериментального определения параметров СЗ потребителя на математической модели установлено следующее:

1. При отсутствии погрешности измерений параметров режима величина диапазона изменения параметров режима практически не влияет на точность определения параметров СЗ (рисунок 3.3).
2. При учёте погрешности измерения токов и напряжений установлено, что при одной и той же погрешности измерения параметров режима по-

грешность определения параметров СЗ потребителя будет тем больше, чем меньше величина диапазона изменения параметров СЗ системы (рисунки 3.6, 3.7).

3. Результаты испытаний, приведённые на рисунке 3.7 для заданных исходных параметров СЗ потребителя и ЭЭС, показывают, что для погрешности измерения токов и напряжений 5%, сопоставимой с погрешностью существующих измерительных приборов (без учёта погрешностей, вносимых измерительными трансформаторами, контрольными кабелями и пр.), математическое ожидание погрешности определения параметров СЗ потребителя при разном размахе изменения параметров СЗ системы составит от 36 до 180% для тока искажения и от 10 до 55% для проводимости. Такие значения погрешностей исключают достоверное определение параметров СЗ потребителя. Экспериментальное определение параметров СЗ с погрешностью не более 5% возможно в случае, если погрешность измерения токов и напряжений будет менее 1%, а величина диапазона изменения этих же параметров режима будет составлять не менее 20% от их среднего значения за период измерений.

Одновременное выполнение вышеизложенных требований к погрешности измерения параметров режима и к величине их изменения в реальных энергосистемах практически невыполнимо. Кроме того, исследование влияния величины диапазона изменения параметров СЗ и погрешности измерений параметров режима проведено для упрощенного случая, когда изменялись только параметры СЗ системы. В реальной ТОП непрерывно и независимо меняются как параметры СЗ ЭЭС, так и параметры СЗ потребителя, причём закон изменения этих случайных величин не всегда соответствует нормальному [63]. Таким образом, учёт возможности изменения параметров СЗ потребителя (в том числе и одновременного с ЭЭС изменения) приведёт к ещё большему увеличению погрешности определения параметров СЗ.

Описанные проблемы делают невозможным решение задачи экспериментального определения параметров СЗ потребителя без применения методов,

уменьшающих погрешность измерения параметров режима и/или исключаящих из данных для анализа те пары измерений, за время между которыми параметры режима не менялись или менялись незначительно. В конечном счёте, метод, который позволит уменьшить погрешность экспериментального определения параметров СЗ потребителя до приемлемых значений (например, в пределах 5-10%), сделает возможным решение задачи оценки влияния потребителей на искажение напряжения в ТОП в реальном времени.

### 3.4. Способы уменьшения погрешностей метода экспериментального определения параметров схем замещения потребителей

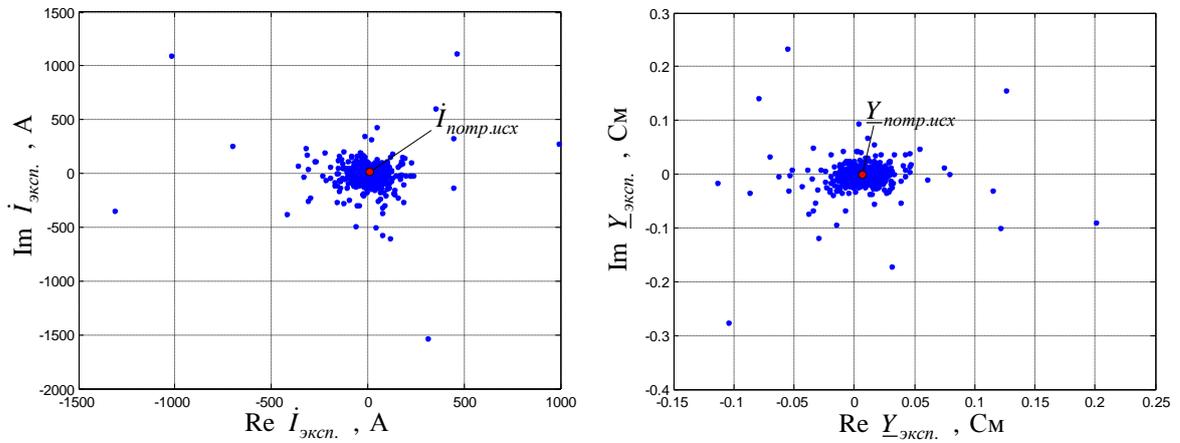
Для исследования различных способов уменьшения погрешности определения параметров СЗ потребителя с помощью математической модели, блок-схема которой приведена на рисунке 3.4, сгенерирован набор значений параметров режима  $\dot{U}_{изм.}$  и  $\dot{I}_{Т изм.}$ , соответствующий погрешности измерения параметров режима  $\delta_U = \delta_I = 5\%$  и диапазону изменения параметров СЗ системы  $\delta_{I_c} = \delta_{Y_c} = 10\%$ . Данные величины, как отмечено ранее, характерны для большинства измерений параметров режима современными приборами в действующих ЭЭС. Число измерений  $N$  принято равным 2000.

Исходные параметры СЗ потребителя и ЭЭС приняты теми же, что и для математической модели в предыдущем примере:

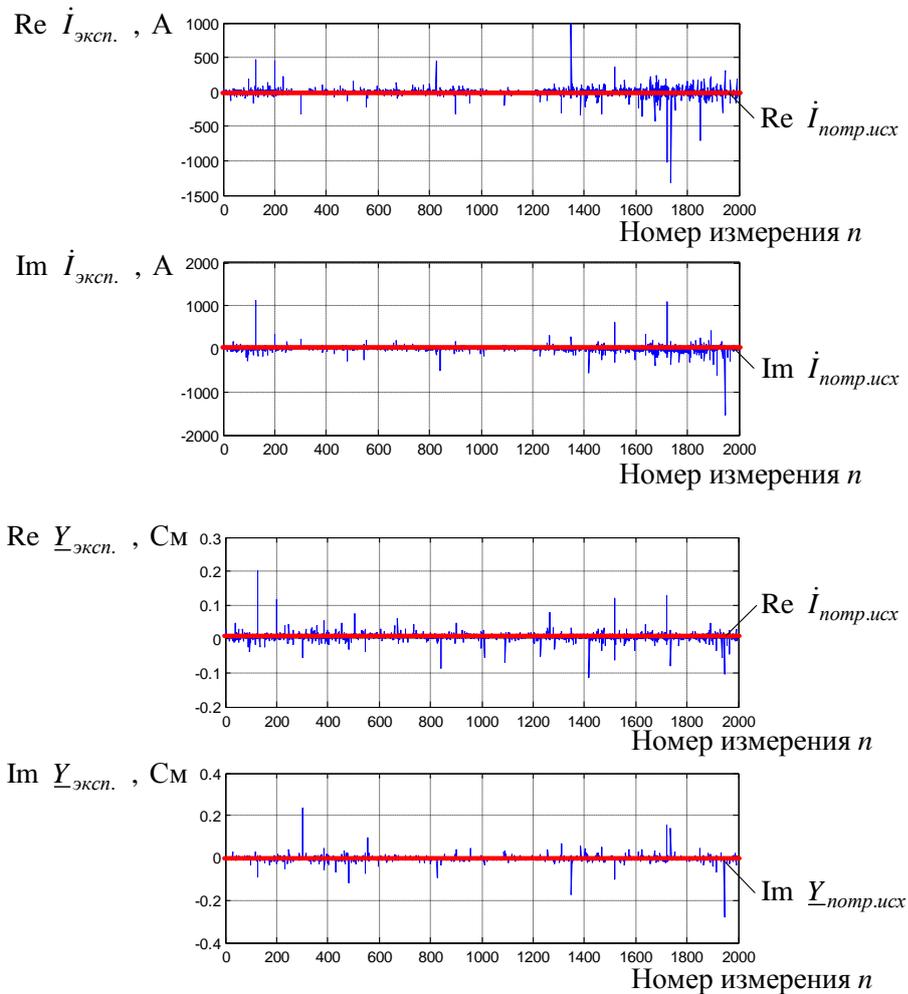
- для ЭЭС:  $\dot{I}_{исх.С} = 500e^{j10^\circ}$  А,  $\underline{Y}_{исх.С} = 0,1e^{-j85^\circ}$  См;
- для потребителя:  $\dot{I}_{исх.П} = 15e^{j60^\circ}$  А,  $\underline{Y}_{исх.П} = 0,01e^{-j20^\circ}$  См.

При помощи формул (1.19) для каждой пары следующих друг за другом измерений параметров режима  $\dot{U}_{изм.}$  и  $\dot{I}_{Т изм.}$  определены 1999 значений параметров  $\dot{I}_{эксп.}$  и  $\underline{Y}_{эксп.}$ , которые при изменении только параметров ЭЭС должны соответствовать исходным параметрам исследуемого потребителя  $\dot{I}_{исх.П}$  и  $\underline{Y}_{исх.П}$ . Результаты расчёта величин  $\dot{I}_{эксп.}$  и  $\underline{Y}_{эксп.}$  без предварительной обработки приведены на ри-

сунке 3.8 на комплексной плоскости и в виде графиков зависимости активной и реактивной составляющих  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$  от номера измерения (от времени).



а)



б)

Рисунок 3.8 – Результаты расчёта величин  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$ , представленные на комплексной плоскости (а) и в виде графиков изменения величин во времени (б)

По рисунку 3.8 невозможно достоверно определить оставшиеся постоянными параметры СЗ потребителя. Действительно, в соответствии с рисунком 3.7 для тех же исходных параметров СЗ потребителя и ЭЭС и при  $\delta_U = \delta_I = 5\%$  и  $\delta_{I_c} = \delta_{Y_c} = 10\%$  погрешность определения параметров  $\dot{I}_{\text{экс.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{экс.}}$  составляет 94,7% и 27,0% соответственно.

### 3.4.1. Усреднение результатов расчёта параметров схем замещения потребителей

В качестве наиболее очевидного варианта предложено усреднять параметры  $\dot{I}_{\text{экс.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{экс.}}$  за определённый интервал времени. Так, один из распространённых измерителей ПКЭ «Ресурс-UF2М» имеет минимальный интервал между последовательными измерениями напряжения и тока равный 0,16 с [37]. Согласно [22], усреднение ПКЭ, связанных с несинусоидальностью и несимметрией напряжений должно выполняться за каждые 3 секунды. Таким образом, в случае с прибором «Ресурс-UF2М» объединению подлежат 18 последовательных измерений.

Применим полученный результат к графикам величин  $\dot{I}_{\text{экс.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{экс.}}$  и усредним каждые 18 последовательных измерений, получив в результате области параметров СЗ на комплексной плоскости на рисунке 3.9 (код программы в п. В.3 приложения В).

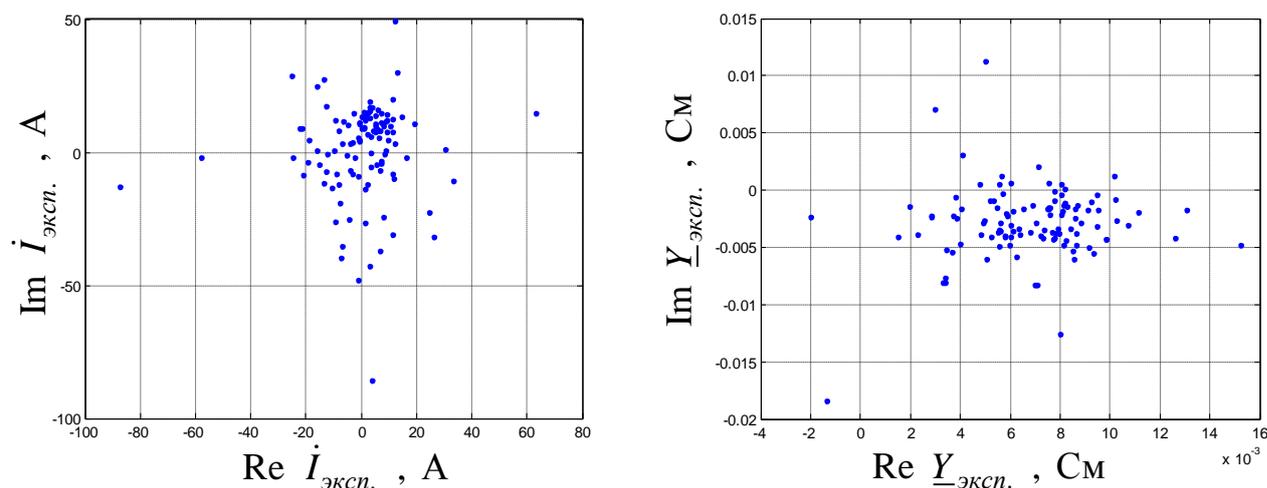


Рисунок 3.9 – Результаты усреднения величин  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$  за каждые 18 измерений

Полученные графики также характеризуются значительными отклонениями усреднённых значений  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$  от ожидаемых. Погрешность определения тока искажения потребителя при усреднении за каждые 18 измерений составляет  $\varepsilon_I = 94,8\%$ , погрешность определения проводимости  $\varepsilon_Y = 27,1\%$ . В таблице 3.3 представлены погрешности определения параметров СЗ потребителя при усреднении  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$  за другое количество измерений.

Таблица 3.3 – Погрешности определения параметров схемы замещения потребителя при усреднении величин  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$

Количество точек для усреднения	$\varepsilon_I, \%$	$\varepsilon_Y, \%$
10	94,6	27,1
20	94,0	26,8
30	94,0	26,8
50	92,8	26,6
100	84,0	25,8
200	76,8	25,6
300	76,8	25,6
500	56,9	23,4

Согласно таблице 3.3 усреднение результатов экспериментального определения параметров СЗ за большее количество измерений приводит к незначительному уменьшению погрешности. Однако в целом усреднение величин  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$  существенно не увеличивает точность определения параметров СЗ исследуемого потребителя.

### **3.4.2. Исключение из расчёта пар последовательных измерений с минимальными и максимальными изменениями параметров режима**

Для повышения точности определения параметров СЗ предложено исключать из расчёта те пары измерений, в которых изменение параметров режима минимально. В формулах (1.19) изменение напряжения искажения  $\dot{U}' - \dot{U}''$  находится в знаменателе, следовательно, его влияние на результат расчёта  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$  нелинейно, и поэтому малые изменения напряжения искажения приводят к значительному увеличению рассчитываемых параметров СЗ. В общем случае чем больше будет изменение параметров режима за время между двумя измерениями, тем меньшим будет отношение случайной составляющей погрешности измерения параметра режима к реальной величине изменения напряжения искажения  $\dot{U}_{\text{изм}}$  или тока  $\dot{I}_{T \text{ изм}}$ . При прочих одинаковых условиях, как показано ранее, это приводит к увеличению точности определения параметров СЗ потребителя.

Как установлено в ходе анализа результатов измерений напряжений и токов ВГ с малым интервалом усреднения, для измерительных приборов также характерны т. н. «промахи» [40, 63], характеризующиеся резким изменением измеряемой величины относительно её среднего значения в сторону увеличения или уменьшения. По этой причине чрезмерно большие изменения напряжения искажения и тока искажения могут быть идентифицированы как промахи, а потому также нуждаются в исключении из дальнейшего анализа, как и малые изменения измеряемых величин.

Реализованы два алгоритма (п. В.4 в приложении В):

- 1) исключение из исходных данных для расчёта  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$  пар измерений с минимальными и максимальными для серии испытаний значениями модуля изменения напряжения искажения  $|\dot{U}'_{\text{изм.}} - \dot{U}''_{\text{изм.}}|$ ;
- 2) исключение из исходных данных для расчёта  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$  пар измерений, в которых для серии испытаний одновременно модули изменения напряжения искажения  $|\dot{U}'_{\text{изм.}} - \dot{U}''_{\text{изм.}}|$  и тока искажения на присоединении потребителя  $|\dot{I}'_{T \text{ изм.}} - \dot{I}''_{T \text{ изм.}}|$  имеют минимальные и максимальные значения.

При реализации алгоритмов все  $N-1$  пар следующих друг за другом измерений упорядочены по возрастанию величин модулей разности напряжений для первого алгоритма или по возрастанию величины

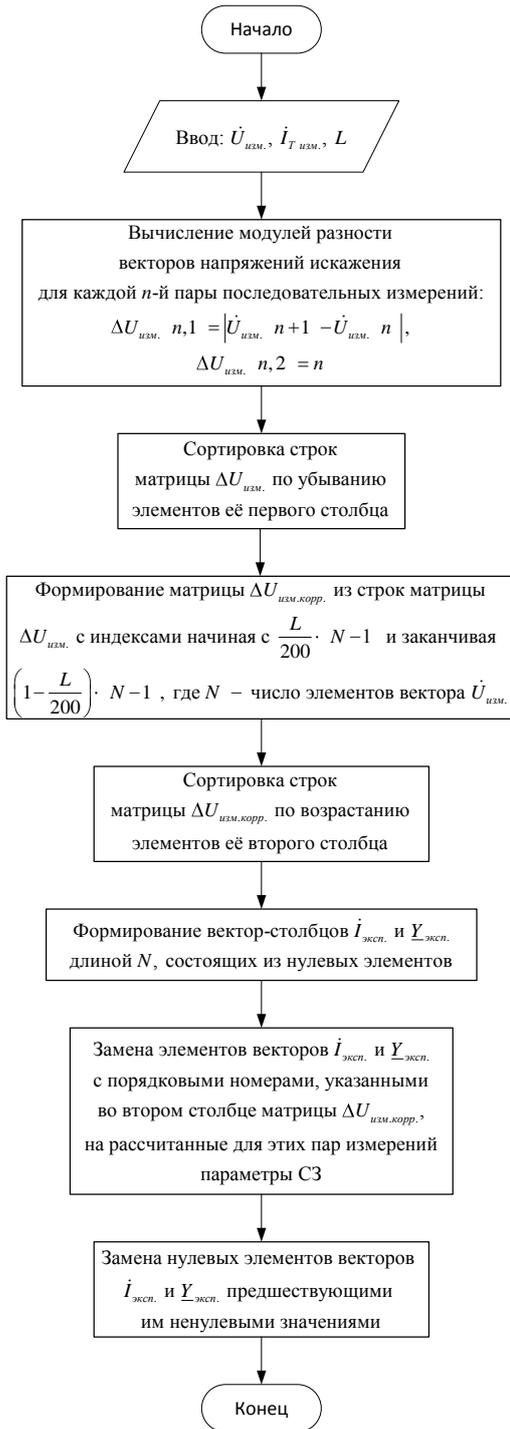
$$\frac{|\dot{U}'_{\text{изм. } n+1} - \dot{U}''_{\text{изм. } n}| \cdot N}{\left| \sum_{n=1}^N \dot{U}'_{\text{изм. } n} \right|} + \frac{|\dot{I}'_{T \text{ изм. } n+1} - \dot{I}''_{T \text{ изм. } n}| \cdot N}{\left| \sum_{n=1}^N \dot{I}'_{T \text{ изм. } n} \right|} \text{ для второго алгоритма. По-}$$

сле этого  $L\%$  пар измерений с минимальными и максимальными значениями указанных величин исключаются из данных для расчёта параметров СЗ, а вместо соответствующих этим парам величин  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$  записываются предшествующие значения параметров СЗ (либо нуль, если из расчёта исключается самая первая пара измерений параметров режима).

Алгоритм, аналогичный приведённому, может быть реализован несколько иначе. Из исходных данных для расчёта  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$  могут исключаться те пары измерений, в которых модули изменения напряжения искажения оказались меньше или больше определённой величины от модуля среднего значения напряжения искажения за установленное время измерений. Аналогичным образом может быть сформулирован и алгоритм 2. При этом изменение реализации алгоритма практически не влияет на результаты его применения.

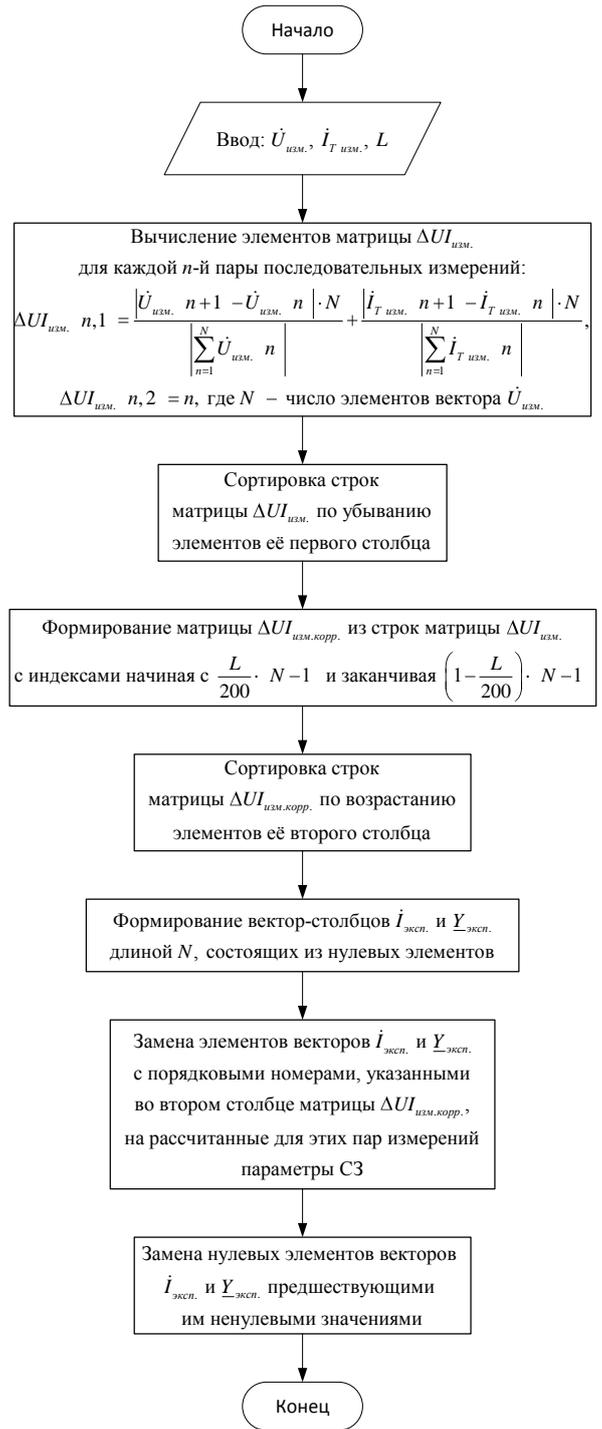
Упрощенные блок-схемы алгоритмов приведены на рисунке 3.10.

Алгоритм 1



а)

Алгоритм 2



б)

Рисунок 3.10 – Упрощенные блок-схемы алгоритмов исключения из расчёта пар последовательных измерений с минимальными и максимальными изменениями напряжения искажения (а) и напряжения и тока искажения одновременно (б)

На рисунке 3.11 представлены результаты расчёта параметров СЗ при исключении из расчёта 10% пар измерений с минимальными и максимальными зна-

чениями модулей изменения напряжения искажения  $\dot{U}_{изм.}$ , а на рисунке 3.12 – при исключении 10% пар измерений с наибольшими и наименьшими значениями модулей изменения  $\dot{U}_{изм.}$  и  $\dot{I}_{Т изм.}$  одновременно.

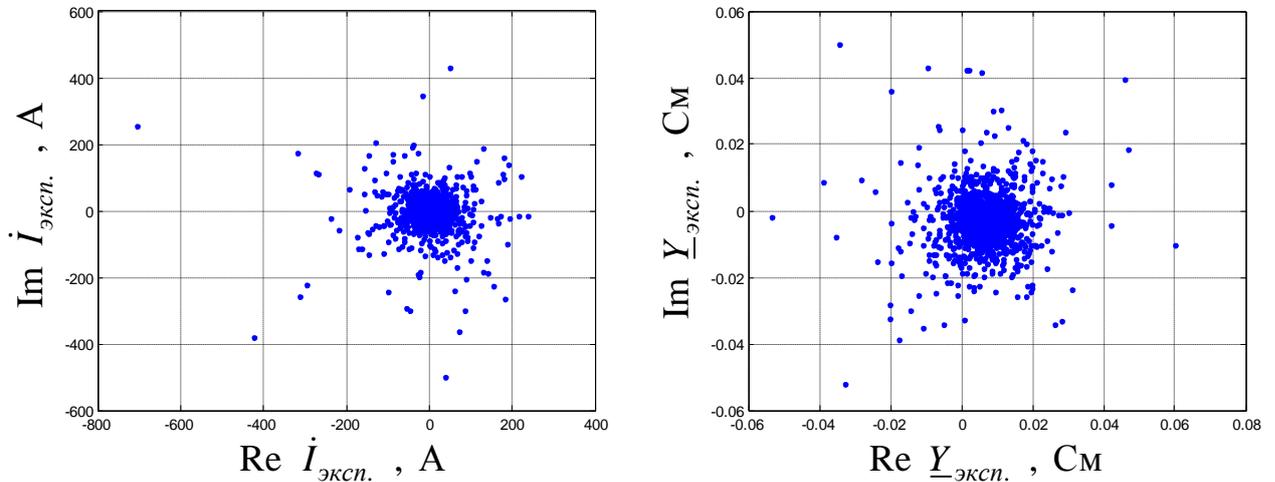


Рисунок 3.11 – Результаты расчёта величин  $\dot{I}_{эксп.}$  и  $\underline{Y}_{эксп.}$  при исключении из исходных данных 10% пар измерений с минимальными и максимальными значениями модулей изменения напряжения искажения  $\dot{U}_{изм.}$

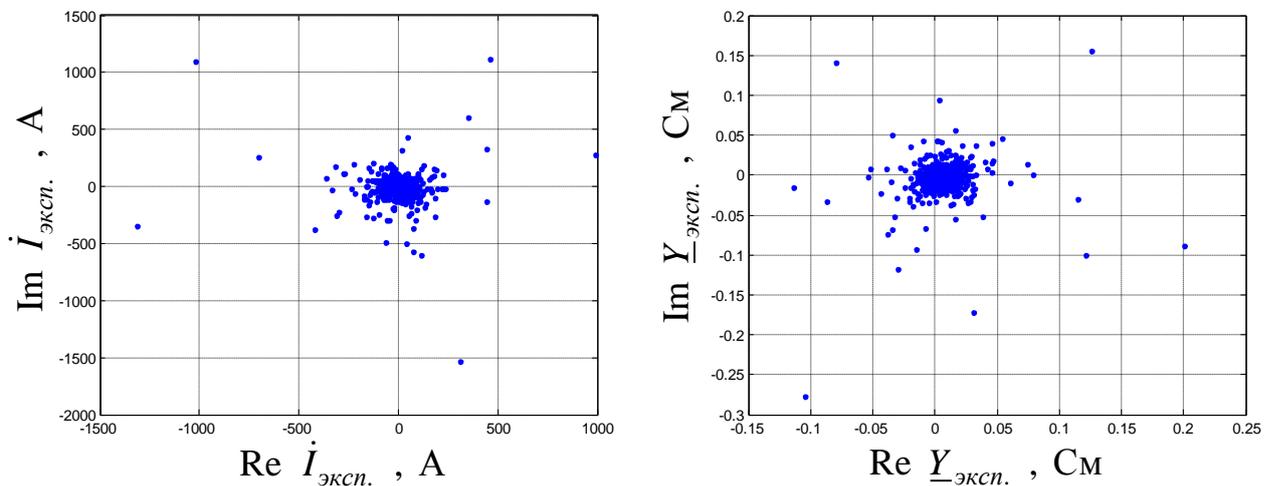


Рисунок 3.12 – Результаты расчёта величин  $\dot{I}_{эксп.}$  и  $\underline{Y}_{эксп.}$  при исключении из исходных данных 10% пар измерений с минимальными и максимальными значениями модулей изменения  $\dot{U}_{изм.}$  и  $\dot{I}_{Т изм.}$  одновременно

Погрешность определения параметров СЗ при исключении из исходных данных 10% пар измерений с минимальными и максимальными модулями изменения напряжения (алгоритм 1, рисунок 3.11) составляет для тока искажения  $\varepsilon_I = 90,9\%$  и для проводимости  $\varepsilon_Y = 27,7\%$ . При исключении 10% пар измерений, в которых суммы модулей относительных изменений напряжения искажения и тока искажения на присоединении потребителя имеют наименьшие и наибольшие значения (алгоритм 2, рисунок 3.12), погрешности определения параметров СЗ составят  $\varepsilon_I = 105,4\%$  и  $\varepsilon_Y = 24,7\%$ , т. е. окажутся больше, чем в первом алгоритме. Результаты расчёта погрешностей определения параметров СЗ при другом количестве исключённых пар измерений с минимальными и максимальными изменениями параметров режима представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Погрешности определения параметров схемы замещения при исключении пар измерений с минимальными и максимальными изменениями параметров режима

Исключение из расчёта пар измерений с минимальными и максимальными модулями изменения напряжения искажения (алгоритм 1)			Исключение из расчёта пар измерений с минимальными и максимальными суммами модулей относительных изменений напряжения и тока искажения (алгоритм 2)		
Процент исключаемых пар измерений	$\varepsilon_I, \%$	$\varepsilon_Y, \%$	Процент исключаемых пар измерений	$\varepsilon_I, \%$	$\varepsilon_Y, \%$
1	94,1	26,6	1	94,0	26,9
5	93,5	27,8	5	94,4	24,7
10	90,9	27,7	10	105,4	24,7
20	79,0	26,0	20	127,5	28,6
30	87,8	28,0	30	135,2	30,2
50	101,6	26,7	50	126,3	27,3
80	93,4	26,1	80	148,6	34,1
90	171,8	37,8	90	138,1	28,5

В соответствии с таблицей 3.4 исключение из исходных данных различного количества пар измерений с наибольшими и наименьшими изменениями парамет-

ров режима по предложенным алгоритмам не приводит к увеличению точности определения параметров СЗ, а в некоторых случаях, напротив, увеличивает погрешность определения этих параметров.

### 3.4.3. Пропуск последовательных измерений с изменениями параметров режима меньше заданной величины

Поскольку предыдущий рассмотренный метод дал неудовлетворительные результаты по снижению погрешностей определения параметров СЗ, предложено использовать аналогичный метод, использующий несколько иной способ обработки исходных параметров режима. Суть его заключается в том, что параметры СЗ определяются не по последовательным измерениям параметров режима, а по тем измерениям, для которых модуль векторной разности параметров режима (напряжений искажения или напряжений и токов искажения одновременно) превышает определённую величину. Реализованы два алгоритма (п. В.5 в приложении В):

- 1) за определённое количество измерений (в рассматриваемом примере это 2000 измерений) фиксируются наибольшее и наименьшее значения модулей напряжения искажения  $U_{изм.}$ . После этого рассчитывается разность между этими значениями (размах изменения напряжения искажения). Далее происходит перебор измерений параметров режима начиная с 1-го. Если модуль векторной разности напряжений в 1-м и 2-м измерении меньше заданных  $D\%$  от размаха изменения напряжения, то второе измерение пропускается, и аналогичная процедура сравнения выполняется для 1-го и 3-го измерения. Если же модуль векторной разности окажется больше  $D\%$  от размаха изменения напряжения, то для крайних измерений по формулам (1.19) определяются параметры СЗ  $I_{экс.}$  и  $Y_{экс.}$ . После этого в качестве стартового измерения используется 2-е измерение. Аналогичная процедура выполняется для всего массива измерений;
- 2) алгоритм аналогичен предыдущему с тем отличием, что критерием отбора параметров режима для расчёта параметров СЗ является одновремен-

ное превышение модуля разности напряжений искажения над величиной  $D\%$  от размаха изменения напряжения искажения и модуля разности токов искажения на присоединении потребителя над величиной  $D\%$  от размаха изменения тока искажения. Для упрощения алгоритма доли размаха изменения напряжения искажения и тока искажения приняты одинаковыми.

Блок-схемы алгоритмов приведены на рисунке 3.13.

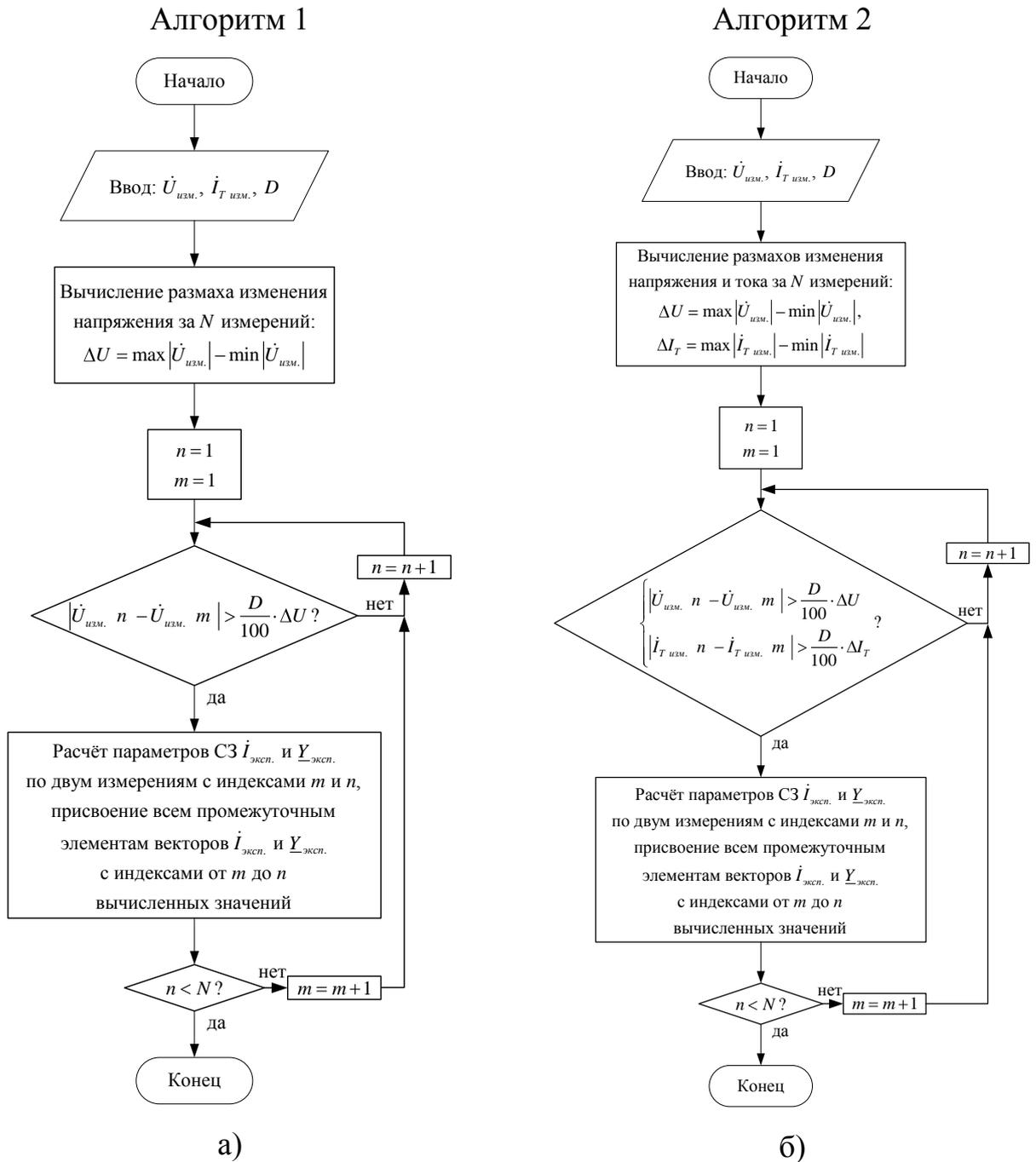


Рисунок 3.13 – Упрощенные блок-схемы алгоритмов пропуска последовательных измерений с изменениями напряжения искажения (а) и напряжения и тока искажения (б) меньше заданной величины

На рисунке 3.14 представлены результаты определения параметров СЗ при реализации алгоритма 1 (рисунок 3.13, а) с параметром  $D = 10\%$ , а на рисунке 3.15 – при реализации алгоритма 2 (рисунок 3.13, б) с параметром  $D = 10\%$ .

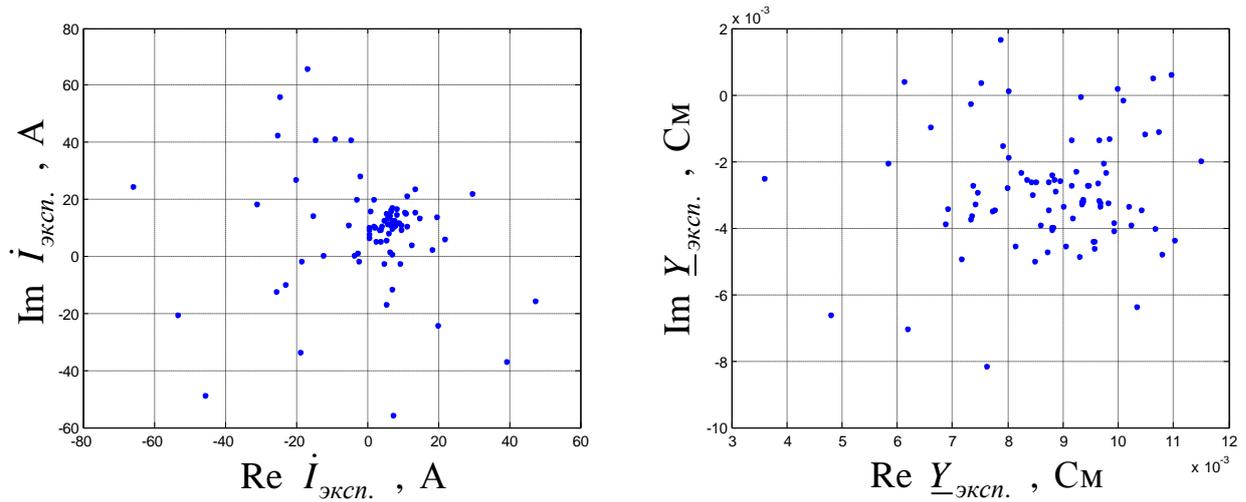


Рисунок 3.14 – Результаты расчёта величин  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$  при реализации алгоритма пропуска последовательных измерений с изменениями напряжения искажения

$\dot{U}_{\text{изм.}}$  меньше величины  $D = 10\%$  от размаха его изменения

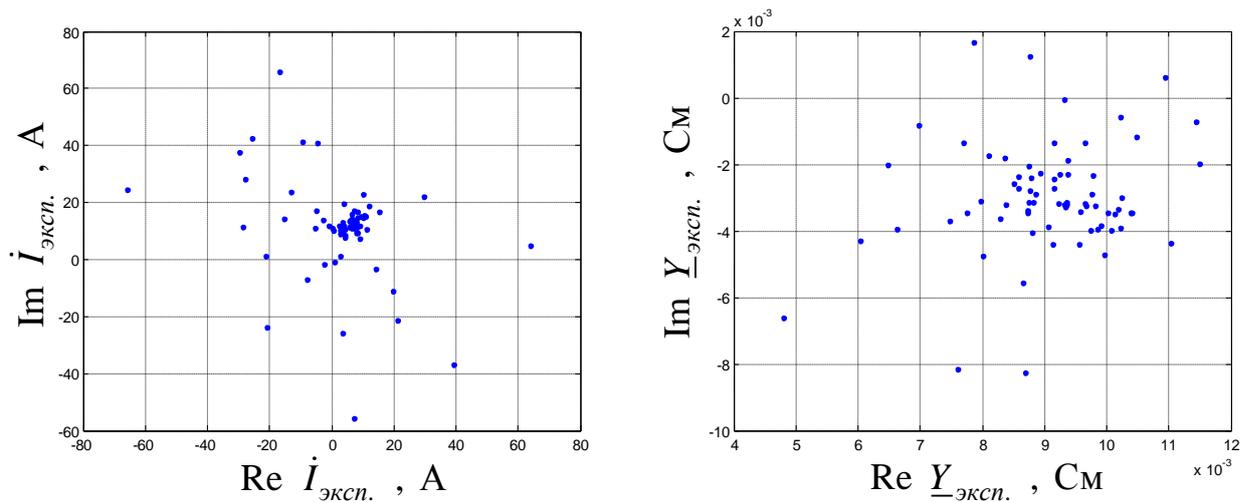


Рисунок 3.15 – Результаты расчёта величин  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$  при реализации алгоритма пропуска последовательных измерений с изменениями напряжения искажения  $\dot{U}_{\text{изм.}}$  и тока искажения  $\dot{I}_{T \text{ изм.}}$  меньше величины  $D = 10\%$  от размаха их изменения

Погрешность определения параметров СЗ по алгоритму 1 при  $D = 10\%$  (рисунок 3.14) составляет для тока искажения  $\varepsilon_I = 22,7\%$  и для проводимости  $\varepsilon_Y = 3,6\%$ . При реализации алгоритма 2 с параметром  $D = 10\%$  (рисунок 3.15), погрешности определения параметров СЗ составят  $\varepsilon_I = 18,1\%$  и  $\varepsilon_Y = 3,4\%$ , т. е. ста-

нут меньше, чем в первом алгоритме. Результаты расчёта погрешностей определения параметров СЗ при разных параметрах  $D$  представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Погрешности определения параметров схемы замещения при пропуске последовательных измерений с малыми изменениями параметров режима

Алгоритм 1 (рисунок 3.13, а)			Алгоритм 2 (рисунок 3.13, б)		
Параметр $D$ , %	$\varepsilon_I$ , %	$\varepsilon_Y$ , %	Параметр $D$ , %	$\varepsilon_I$ , %	$\varepsilon_Y$ , %
1	70,9	20,3	1	54,9	13,9
5	36,3	8,7	5	16,4	3,4
10	22,7	3,6	10	18,1	3,4
20	15,4	4,8	20	5,9	2,8
30	13,1	3,0	30	13,1	3,0
40	15,4	3,5	40	15,4	3,5
50	31,5	5,3	50	31,5	5,3
60	37,0	8,1	60	37,0	8,1

Как показывают данные таблицы 3.5, применение алгоритма 2 более эффективно в сравнении с алгоритмом 1 при малом количестве исключаемых данных (малом параметре  $D$ ). При больших значениях  $D$  алгоритмы 1 и 2 работают с одинаковыми погрешностями. Наименьшая погрешность определения параметров СЗ достигнута при использовании алгоритма 2 с параметром  $D = 20\%$ .

В целом применение алгоритмов пропуска последовательных измерений с малыми изменениями параметров режима оказывается эффективным для повышения точности экспериментального определения параметров СЗ потребителя.

#### **3.4.4. Фильтрация случайной составляющей погрешности измерения параметров режима при помощи сглаживания графиков напряжения и тока**

Для увеличения точности определения параметров СЗ предлагается рассмотреть методы, которые позволяют уменьшить случайную составляющую погрешности измерений параметров режима: напряжения искажения  $\dot{U}_{изм.}$  и тока ис-

кажения на присоединении исследуемого потребителя  $\dot{I}_{T \text{ изм.}}$ . Исключение этой составляющей позволит оставить в исходных данных для расчёта  $\dot{I}_{\text{эсп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эсп.}}$ , по большей части, только те изменения параметров режима, которые вызваны изменением параметров СЗ ЭЭС, а не погрешностью измерений.

Рассмотрим некоторые методы минимизации случайной составляющей погрешности измерения параметров режима.

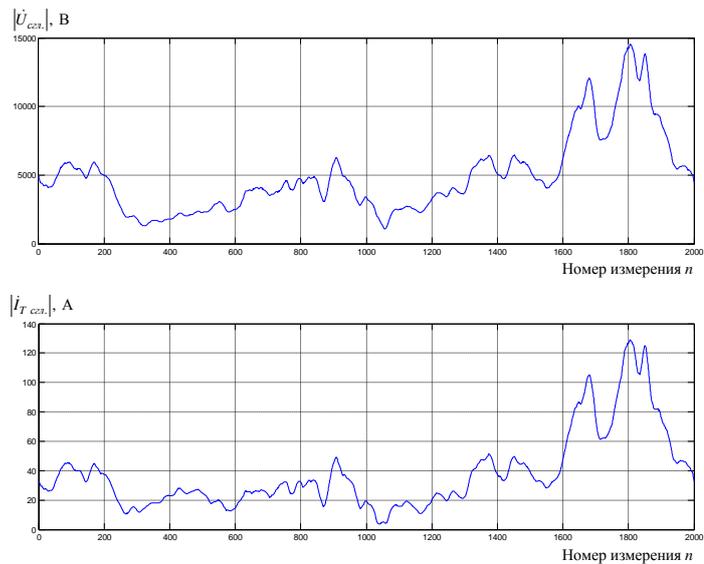
### 3.4.4.1. Сглаживание графиков напряжения и тока методом скользящего среднего

В методе скользящего среднего исходные данные – параметры режима  $\dot{U}_{\text{изм.}}$  и  $\dot{I}_{T \text{ изм.}}$ , измеренные с погрешностью, сглаживаются отдельно для активной и реактивной составляющих по следующим формулам [81]:

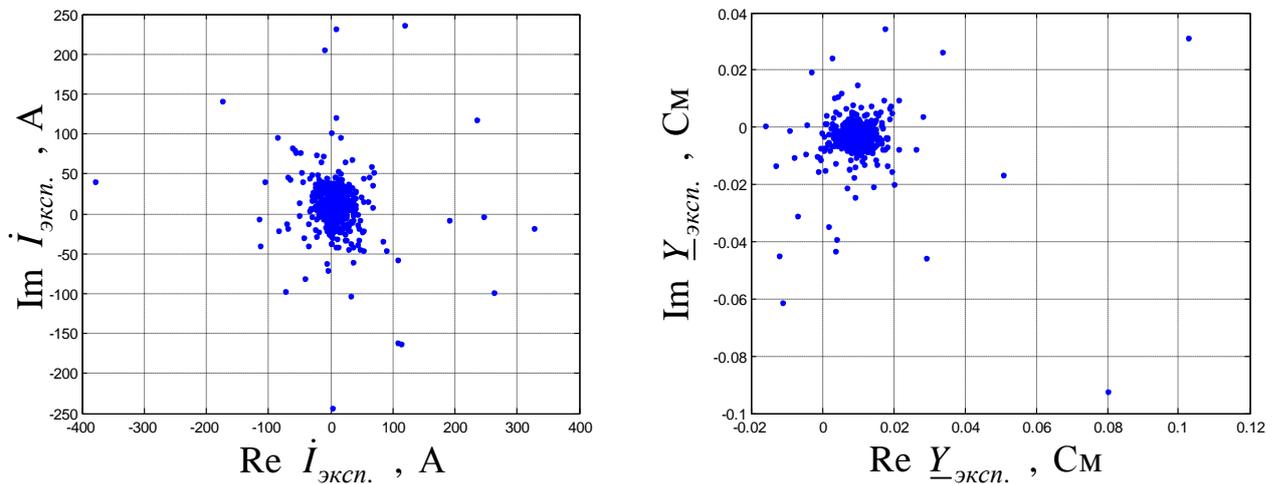
$$\begin{aligned} U_{a \text{ сгл. } i} &= \frac{1}{2K+1} \sum_{k=i-K}^{i+K} \text{Re } \dot{U}_{\text{изм. } i+k} ; U_{p \text{ сгл. } i} = \frac{1}{2K+1} \sum_{k=i-K}^{i+K} \text{Im } \dot{U}_{\text{изм. } i+k} ; \\ I_{Ta \text{ сгл. } i} &= \frac{1}{2K+1} \sum_{k=i-K}^{i+K} \text{Re } \dot{I}_{T \text{ изм. } i+k} ; I_{Tp \text{ сгл. } i} = \frac{1}{2K+1} \sum_{k=i-K}^{i+K} \text{Im } \dot{I}_{T \text{ изм. } i+k} , \end{aligned} \quad (3.3)$$

где  $2K+1$  – число точек, выбираемых для сглаживания, т. е. слева и справа от текущей  $i$ -й точки выбирается по  $K$  точек. Число точек, участвующих в сглаживании, должно быть нечетным. Данные, расположенные в точках, близких к границам интервала измерений (в рассматриваемом примере это 2000 точек), не сглаживаются, т. к. недостаточно точек справа или слева от текущей, в которой в данный момент производится сглаживание.

Число точек для сглаживания графиков напряжения искажения и тока принято равным 19 по аналогии с интервалом усреднения в п. 3.4.1 (код программы в п. В.6 приложения В). Результаты сглаживания графиков методом скользящего среднего и результаты определения параметров СЗ по сглаженным графикам параметров режима представлены на рисунке 3.16.



а)



б)

Рисунок 3.16 – Графики изменения во времени действующих значений напряжения искажения  $|\dot{U}_{cgl}|$  и тока искажения  $|\dot{I}_{T\ cgl}|$ , сглаженных методом скользящего среднего за каждые 19 измерений (а), и определённые по данным графикам параметры схемы замещения  $\dot{I}_{эксп.}$  и  $\underline{Y}_{эксп.}$  (б)

Погрешность экспериментального определения тока искажения потребителя при использовании сглаживания графиков изменения параметров режима во времени методом скользящего среднего за каждые 19 точек составляет  $\varepsilon_I = 7,5\%$ , а погрешность определения проводимости –  $\varepsilon_Y = 1,5\%$ . Результаты оценки погреш-

ностей определения параметров СЗ при использовании другого количества точек для сглаживания графиков напряжения и тока методом скользящего среднего представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Погрешности определения параметров схемы замещения потребителя при сглаживании графиков напряжения и тока методом скользящего среднего

Количество точек $2K+1$ для сглаживания	$\varepsilon_I, \%$	$\varepsilon_U, \%$
11	13,3	3,0
21	3,6	1,2
31	4,7	1,2
51	1,8	0,4
101	1,6	0,4
201	0,4	0,1
301	0,5	0,4
501	2,2	0,9

Согласно таблице 3.6 с увеличением количества точек данных, по которым выполняется сглаживание графиков напряжения и тока, погрешность определения параметров СЗ потребителя уменьшается. Минимальная погрешность зафиксирована при  $2K+1$  в диапазоне от 201 до 301. Представленный способ уменьшения погрешностей определения параметров СЗ является наиболее эффективным из ранее рассмотренных.

#### **3.4.4.2. Кусочно-линейная аппроксимация графиков тока и напряжения методом наименьших квадратов**

Для кусочно-линейной аппроксимации графиков напряжения и тока использован усовершенствованный метод, предложенный в [8, 9]. В работах описан метод кусочно-линейной аппроксимации произвольного дискретного сигнала с неизвестными узлами аппроксимации. Предложены алгоритмы двух видов:

- последовательного исключения узлов с окончанием по достижению заданной дисперсии аппроксимации;
- последовательного исключения узлов с окончанием по достижению заданного числа узлов.

Для определения дисперсии помехи в быстроизменяющихся напряжении или токе искажения в [8, 9] предложена специальная методика, базирующаяся на кусочно-линейной аппроксимации. Дисперсию помехи (погрешности измерения) предлагается определять по формуле:

$$D_{rand} = 2\sigma_a^2 M / 2, \quad (3.4)$$

где  $D_{rand}$  – дисперсия помехи;  $\sigma_a^2 M / 2$  – дисперсия аппроксимации зашумленного сигнала при числе узлов аппроксимации, равном  $M / 2$ ;  $M$  – число точек исходного сигнала.

Поскольку в качестве аппроксимируемого сигнала используется слабomeняющееся напряжение искажения или ток искажения на присоединении потребителя с заранее определённым и постоянным математическим ожиданием, то дисперсия погрешности измерения сопоставима с дисперсией изменения напряжения  $\dot{U}_{изм.}$  или тока  $\dot{I}_{Т изм.}$ . По этой причине алгоритм, использующий в качестве условия окончания исключения узлов заданную дисперсию аппроксимации, даёт неточные результаты, исключая наряду с погрешностью измерений также полезные изменения исходного сигнала.

Для сравнения с другими методами уменьшения погрешностей в работе принят алгоритм последовательного исключения узлов с окончанием по достижению заданного числа узлов (коды программ в п. В.7 приложения В). Блок-схема алгоритма приведена на рисунке 3.17 [8].

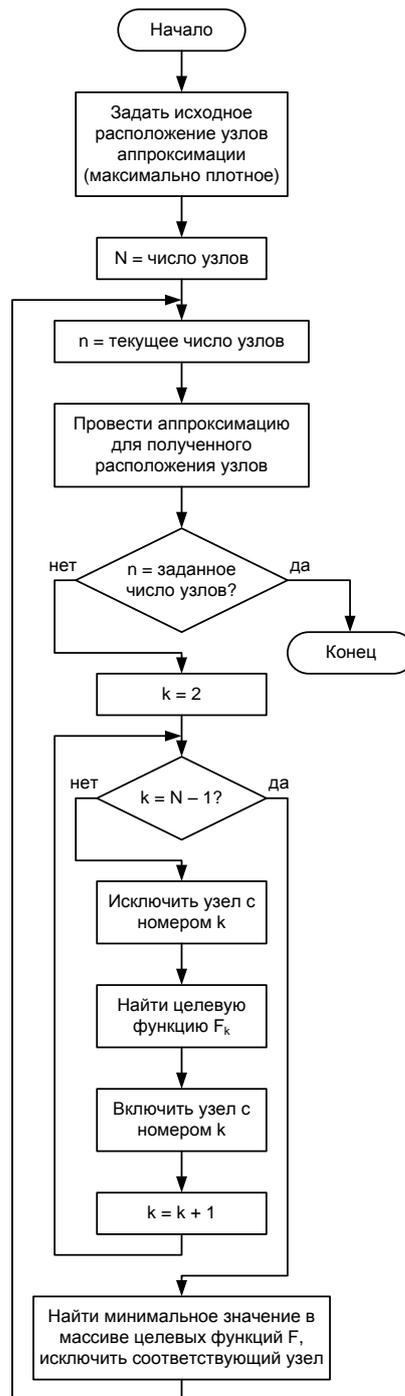
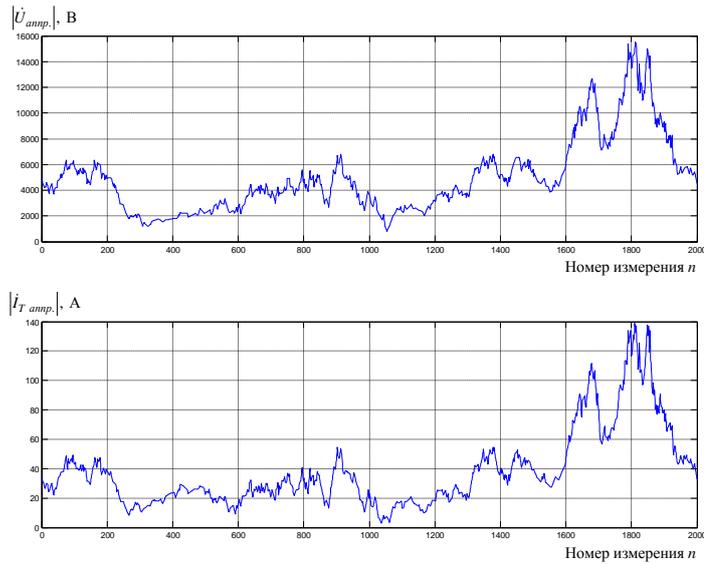
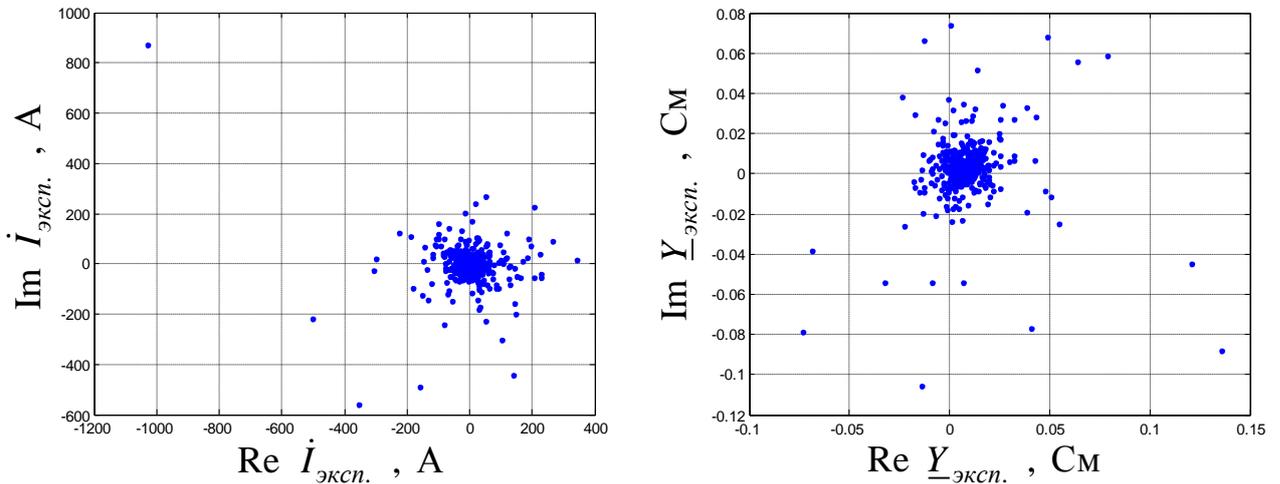


Рисунок 3.17 – Блок-схема алгоритма последовательного исключения узлов с окончанием по достижению заданного числа узлов

Для серии из 2000 измерений выполнена кусочно-линейная аппроксимация графиков напряжения искажения и тока на присоединении потребителя, измеренных с погрешностью, с количеством узлов аппроксимации, равным 500. Результаты аппроксимации представлены на рисунке 3.18, а; на рисунке 3.18, б приведены полученные по этим данным параметры  $S \dot{I}_{\text{экс.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{экс.}}$ .



а)



б)

Рисунок 3.18 – Графики изменения во времени действующих значений напряжения искажения  $|\dot{U}_{ангр.}|$  и тока искажения  $|\dot{I}_{T\ ангр.}|$ , полученных методом кусочно-линейной аппроксимации при числе узлов аппроксимации, равном 500 (а), и определённые по данным графикам параметры схемы замещения  $\dot{I}_{эксп.}$  и  $\underline{Y}_{эксп.}$  (б)

Погрешность определения тока искажения в СЗ потребителя при использовании кусочно-линейной аппроксимации графиков напряжения искажения и тока искажения на присоединении потребителя с числом узлов аппроксимации, равным четверти от общего числа точек (измерений), составила  $\varepsilon_I = 130,2\%$ , а по-

грешность определения проводимости –  $\varepsilon_y = 67,3\%$ . Погрешности при другом числе узлов аппроксимации представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Погрешности определения параметров схемы замещения потребителя при использовании кусочно-линейной аппроксимации графиков напряжения и тока

Число узлов аппроксимации	$\varepsilon_I, \%$	$\varepsilon_y, \%$
50	151,4	59,1
100	135,9	63,8
200	133,1	61,5
300	140,7	63,4
500	130,2	67,3
1000	150,3	64,8
1500	150,3	64,8

Как показывают результаты, приведённые в таблице 3.7, использование кусочно-линейной аппроксимации графиков напряжения и тока практически не влияет на точность определения параметров СЗ: она низка при любом числе узлов аппроксимации. Кроме того, вычислительная сложность алгоритма последовательного исключения узлов достаточно высока, что приводит к увеличению времени обработки каждого набора измерений. Так, при использовании ПК с двухъядерным процессором 2x1,6 ГГц и 2 Гб ОЗУ время, необходимое для кусочно-линейной аппроксимации набора из 2000 измерений векторов напряжения и тока с числом узлов аппроксимации, равным 500, составляет 95,5 с.

Столь большое время обработки данных практически исключает возможность использования алгоритма для экспериментального определения параметров СЗ потребителя в реальном времени с помощью цифровых измерительных приборов.

Стоит также отметить, что в отличие от представленного в работе примера использования алгоритма кусочно-линейной аппроксимации, где для расчёта параметров  $\dot{I}_{\text{эксн.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксн.}}$  использовались все последовательные точки аппроксими-

рованных графиков, в [8, 9] рассматривался метод, когда для расчёта параметров СЗ использовались только те пары измерений токов и напряжений искажения, которые соответствуют узлам аппроксимации. В [9] показано, что погрешность определения параметров СЗ при использовании только узлов аппроксимации для их расчёта существенно ниже, чем при использовании всех точек графиков, как в данной работе. Однако вычислительная сложность алгоритма аппроксимации в обоих случаях делает его практически непригодным для использования в реальном масштабе времени.

### 3.4.4.3. Сглаживание графиков напряжения и тока при помощи фильтра Савицкого-Голея

Одним из перспективных методов сглаживания графиков напряжения и тока является метод Савицкого-Голея [99, 100], основанный на известном методе наименьших квадратов [31]. Фильтр позволяет извлекать полезную информацию из зашумленных экспериментальных данных, при этом практически не искажая резкие изменения полезного сигнала в отличие от многих методов сглаживания [83].

Сглаженные при помощи фильтра Савицкого-Голея сигналы определяются по формулам, записанным отдельно для активной и реактивной составляющих напряжения и тока [99, 100]:

$$\begin{aligned} U_{a\text{ сгл. }i} &= \frac{1}{h} \sum_{k=i-M}^{i+M} a_k \operatorname{Re} \left[ \dot{U}_{\text{изм. }i+k} \right]; & U_{p\text{ сгл. }i} &= \frac{1}{h} \sum_{k=i-M}^{i+M} a_k \operatorname{Im} \left[ \dot{U}_{\text{изм. }i+k} \right]; \\ I_{Ta\text{ сгл. }i} &= \frac{1}{h} \sum_{k=i-M}^{i+M} a_k \operatorname{Re} \left[ \dot{I}_{T\text{ изм. }i+k} \right]; & I_{Tp\text{ сгл. }i} &= \frac{1}{h} \sum_{k=i-M}^{i+M} a_k \operatorname{Im} \left[ \dot{I}_{T\text{ изм. }i+k} \right], \end{aligned} \quad (3.5)$$

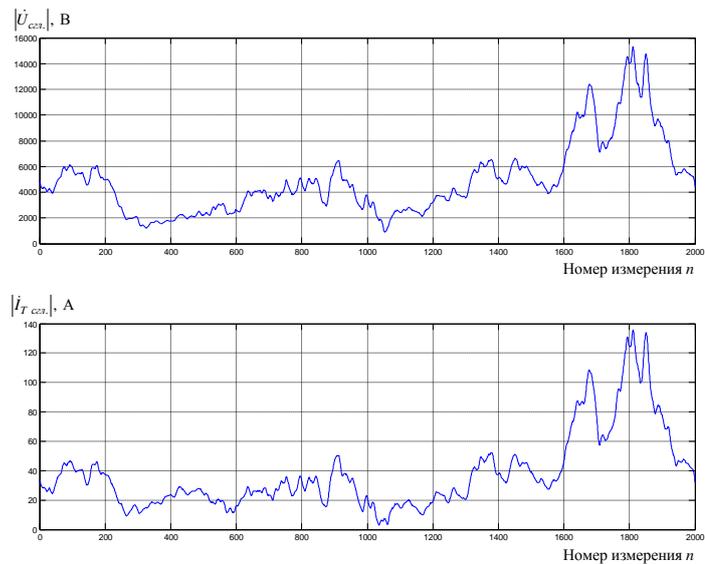
где  $h$  – нормирующий коэффициент,  $a_k$  – коэффициенты, зависящие от степени  $N$  аппроксимирующего полинома. В таблице 3.8 в качестве примера приведены коэффициенты  $a_k$  для аппроксимирующего полинома степени  $N = 3$  при нечётном числе точек для сглаживания  $2M+1$  до 9 включительно.

Таблица 3.8 – Коэффициенты фильтра Савицкого-Голея для сглаживания графиков аппроксимирующим полиномом степени  $N = 3$

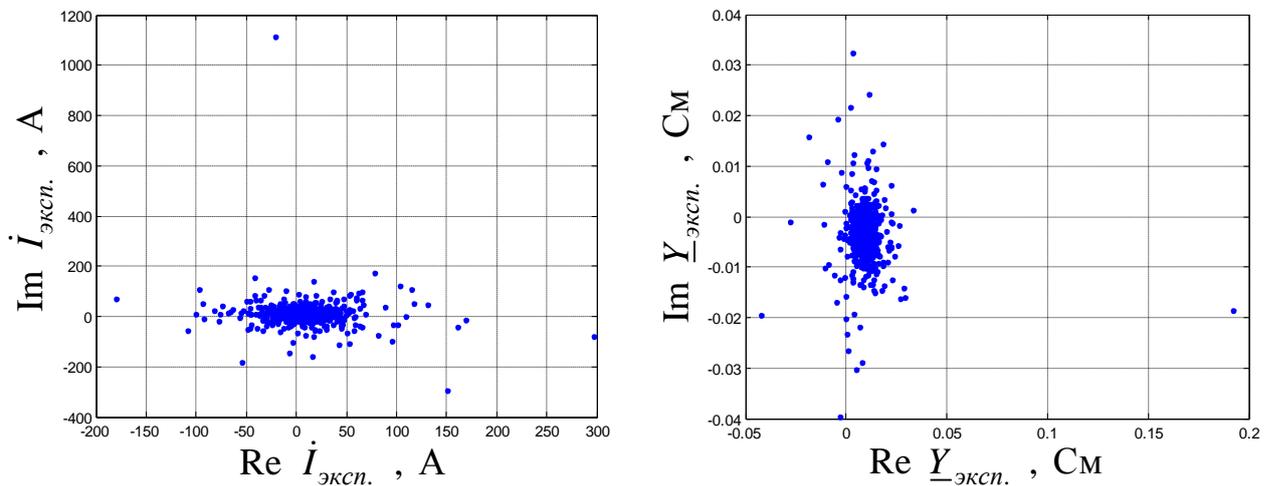
Порядковый номер коэффициента	Значения коэффициентов $a_k$		
	$2M+1 = 5$	$2M+1 = 7$	$2M+1 = 9$
-4	–	–	-21
-3	–	-2	14
-2	-3	3	39
-1	12	6	54
0	17	7	59
1	12	6	54
2	-3	3	39
3	–	-2	14
4	–	–	-21
Нормирующий коэффициент $h$	35	21	231

Алгоритм расчёта коэффициентов  $a_k$  при степенях  $N$  аппроксимирующего полинома и числе точек  $2M+1$ , отличных от приведённых в таблице 3.8, подробно описан в работах [99, 100]. При выборе степени аппроксимирующего полинома  $N$  на единицу меньше, чем количество точек  $2M+1$  в «окне» для расчёта полинома, сглаживания графиков напряжения и тока не будет [100].

В качестве примера на рисунке 3.19 представлены результаты обработки графиков напряжения искажения и тока искажения на присоединении потребителя при помощи фильтра Савицкого-Голея с параметрами  $2M+1 = 19$ ,  $N = 3$  и результаты расчёта параметров СЗ  $\dot{I}_{\text{эксн.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксн.}}$ . Алгоритм программы, использующей фильтр Савицкого-Голея, приведён в п. В.8 приложения В.



а)



б)

Рисунок 3.19 – Графики изменения во времени действующих значений напряжения искажения  $|\dot{U}_{ccl}|$  и тока искажения  $|\dot{I}_{T\ ccl}|$ , сглаженных при помощи фильтра Савицкого-Голея с параметрами  $2M+1 = 19$ ,  $N = 3$  (а), и определённые по графикам параметры схемы замещения  $\dot{I}_{эксп.}$  и  $\underline{Y}_{эксп.}$  (б)

Погрешности определения параметров СЗ потребителя при использовании фильтра Савицкого-Голея с параметрами  $2M+1 = 19$ ,  $N = 3$  для сглаживания графиков напряжения искажения и тока искажения на присоединении потребителя составили  $\varepsilon_I = 6,0\%$ ,  $\varepsilon_Y = 2,1\%$ . Результаты расчёта погрешностей определения

параметров СЗ при других параметрах  $2M+1$  и  $N$  приведены в таблице 3.9 и на рисунке 3.20.

Таблица 3.9 – Погрешности определения параметров схемы замещения потребителя при сглаживании графиков напряжения и тока с помощью фильтра Савицкого-Голея

Количество точек $2M+1$ для усреднения	$\varepsilon_I, \%$ , при степени полинома $N$ , равной				$\varepsilon_U, \%$ , при степени полинома $N$ , равной			
	1	2	3	5	1	2	3	5
11	13,1	17,0	17,1	34,7	2,9	4,2	4,2	10,6
21	3,5	6,6	6,3	8,3	1,1	1,8	1,8	3,0
31	4,5	6,8	6,9	11,0	1,1	1,6	1,6	2,8
51	1,6	4,5	4,5	4,1	0,4	1,0	0,9	0,6
101	1,6	1,1	0,9	0,6	0,4	0,3	0,3	0,6
201	0,9	0,3	0,2	2,3	0,2	0,1	0,2	0,8
301	0,5	0,9	1,0	0,7	0,3	0,2	0,2	0,3
501	2,3	1,0	1,0	1,0	1,0	0,4	0,3	0,3

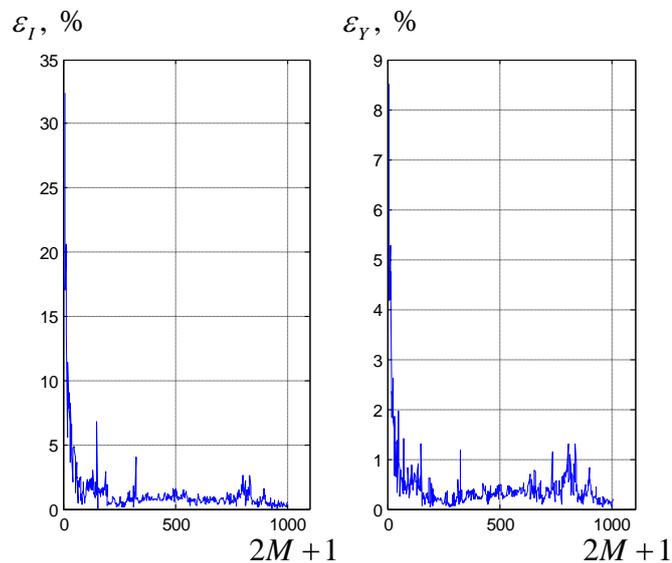


Рисунок 3.20 – Зависимость погрешностей определения параметров схемы замещения потребителя при сглаживании графиков напряжения и тока с помощью фильтра Савицкого-Голея от количества точек  $2M+1$  при степени полинома  $N = 2$

В соответствии с таблицей 3.9 наименьшая погрешность определения параметров СЗ, как правило, имеет место при малых степенях аппроксимирующего полинома ( $N$  от 1 до 3). Рисунок 3.20 показывает, что при малом числе точек для усреднения  $2M+1$  (меньше 100) имеют место большие погрешности определения параметров СЗ. Как и в случае с методом скользящего среднего, уменьшение погрешности определения параметров СЗ наблюдается при увеличении числа точек для усреднения. Наименьшая погрешность экспериментального определения параметров СЗ зафиксирована при  $2M+1 = 201$ ,  $N = 2$  и  $N = 3$  и составляет 0,2–0,3% для тока искажения потребителя и 0,1–0,2% для проводимости потребителя. Представленный способ уменьшения погрешностей определения параметров СЗ является наиболее эффективным из ранее рассмотренных.

### 3.4.5. Комбинированный алгоритм обработки параметров режима

Выполнен анализ методов, позволяющих уменьшить погрешность экспериментального определения параметров СЗ потребителя. В таблице 3.10 представлены наименьшие зафиксированные погрешности определения параметров СЗ исследуемого потребителя при использовании различных методов уменьшения погрешностей.

Таблица 3.10 – Минимальные погрешности определения параметров схемы замещения исследуемого потребителя при использовании различных вариантов уменьшения погрешностей

Метод уменьшения погрешностей	$\varepsilon_I \text{ min, \%}$	$\varepsilon_Y \text{ min, \%}$
Усреднение результатов определения параметров СЗ	56,9	23,4
Исключение из исходных данных пар измерений с минимальными и максимальными модулями изменения напряжения искажения	79,0	26,0
Исключение из исходных данных пар измерений с минимальными и максимальными модулями изменения напряжения и тока искажения	94,0	24,7
Пропуск последовательных измерений с малыми изменениями напряжения искажения	13,1	3,0

Метод уменьшения погрешностей	$\varepsilon_I \text{ min, \%}$	$\varepsilon_U \text{ min, \%}$
Пропуск последовательных измерений с малыми изменениями напряжения и тока искажения	5,9	2,8
Сглаживание графиков напряжения и тока методом скользящего среднего	0,4	0,1
Кусочно-линейная аппроксимация графиков напряжения и тока	130,2	59,1
Сглаживание графиков напряжения и тока при помощи фильтра Савицкого-Голея	0,2	0,1

По результатам, приведённым в таблице 3.10, наименьшую погрешность определения параметров СЗ дают методы сглаживания графиков напряжения и тока методом скользящего среднего и при помощи фильтра Савицкого-Голея и метод, использующий пропуск последовательных измерений с минимальными изменениями напряжения и тока искажения одновременно.

На основании проведённого сравнительного анализа вариантов повышения точности экспериментального определения параметров СЗ предлагается комбинированный алгоритм обработки данных на базе методов с наименьшей погрешностью. Упрощенная блок-схема алгоритма приведена на рисунке 3.21. Программная реализация предлагаемого метода также выполнена с помощью языка программирования системы MATLAB (п. В.9 в приложении В).

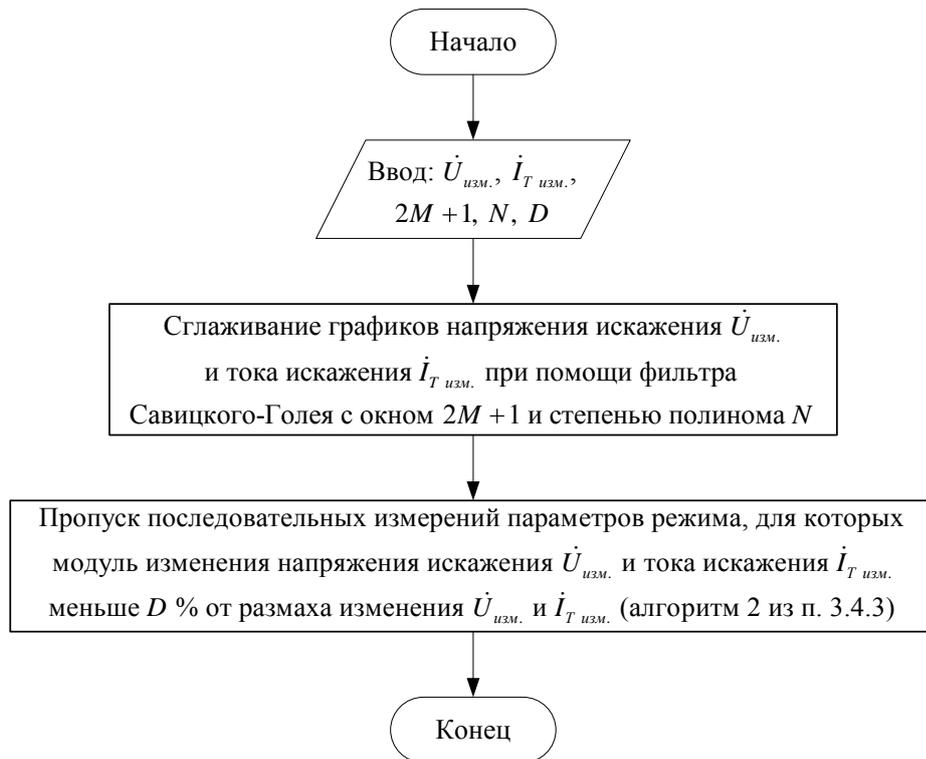


Рисунок 3.21 – Упрощенная блок-схема комбинированного алгоритма

Результаты экспериментального определения параметров СЗ потребителя при использовании предлагаемого алгоритма обработки исходных данных с параметрами  $2M+1 = 501$ ,  $N = 2$ ,  $D = 30\%$  представлены на рисунке 3.22.

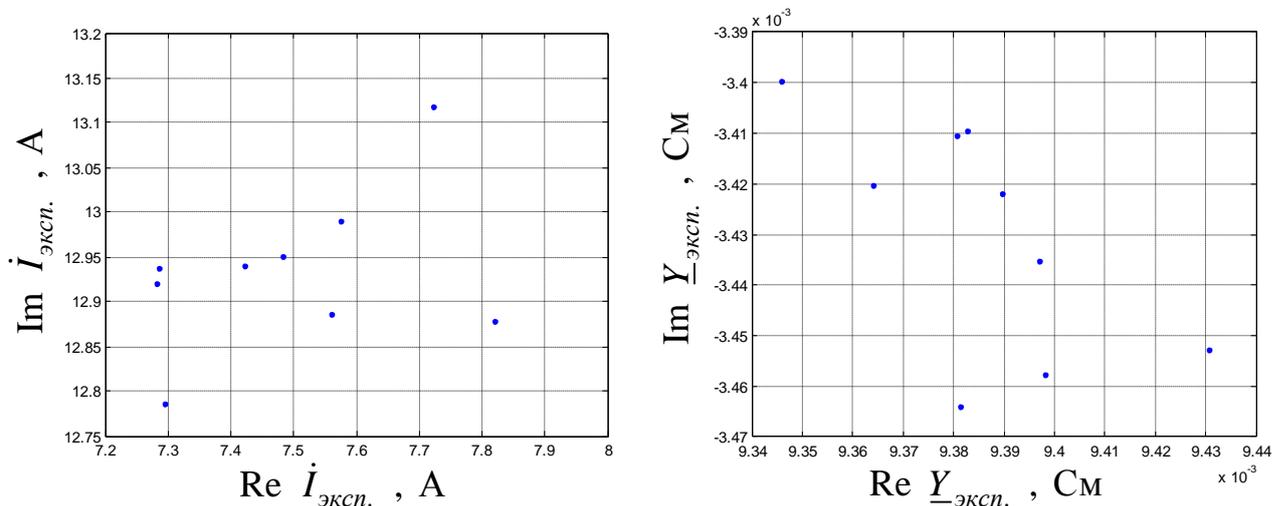


Рисунок 3.22 – Результаты расчёта величин  $\dot{I}_{эксп.}$  и  $\underline{Y}_{эксп.}$  при реализации предлагаемого алгоритма обработки данных с параметрами  $2M+1 = 501$ ,  $N = 2$ ,  $D = 30\%$

Погрешность определения параметров СЗ потребителя при использовании предлагаемого метода обработки параметров режима с параметрами  $2M+1 = 501$ ,

$N = 2$ ,  $D = 30\%$  составляет 0,20% для тока искажения потребителя и 0,05% для проводимости потребителя. Полученные погрешности меньше приведённых в таблице 3.10, что указывает на большую точность предложенного метода по сравнению с другими рассмотренными алгоритмами. Достоинством комбинированного алгоритма является то, что диапазон, в котором находятся экспериментально определённые параметры СЗ потребителя (рисунок 3.22), гораздо меньше аналогичного диапазона при использовании других методов (рисунки 3.9, 3.11, 3.12, 3.14, 3.15, 3.16, 3.18, 3.19), что указывает на лучшую фильтрацию «промахов» при определении параметров СЗ.

Следует учесть, что при работе с экспериментальными данными даже при тех же погрешностях измерения параметров режима и при аналогичном характере изменения параметров, что и на математической модели, погрешность определения параметров СЗ будет больше ввиду того, что параметры СЗ исследуемого потребителя также изменяются во времени, хотя и с меньшей вероятностью, чем параметры СЗ ЭЭС. Поиск комбинированного алгоритма с погрешностью меньшей, чем у известных алгоритмов обработки параметров режима, выполнялся с целью получить дополнительный запас по точности при обработке реальных экспериментальных данных.

Стоит отметить, что обработанные с использованием комбинированного алгоритма параметры режима используются только для экспериментального определения параметров СЗ исследуемого потребителя, но не для анализа режимов на ВГ и ОП основной частоты.

### **3.5. Выводы**

В главе представлено решение задачи определения параметров СЗ потребителей на ВГ и для токов ОП основной частоты. В проектной постановке задача не представляет принципиальной сложности; в главе рассмотрен вопрос экспериментального определения параметров СЗ потребителей в виде активного двухполюсника – тока искажения и проводимости.

За основу при решении задачи взят метод, использующий измерения напряжения искажения в ТОП и тока искажения на присоединении исследуемого потребителя в двух режимах.

Поскольку в большинстве случаев, представляющих практический интерес, исследуемый потребитель имеет мощность и количество нагрузок гораздо меньше, чем во внешней сети, то за время между двумя последовательными измерениями параметров режима более вероятно изменение параметров СЗ именно внешней сети, а не потребителя. В результате этого с большой вероятностью могут быть определены параметры СЗ исследуемого потребителя.

Отличие предлагаемого в работе способа использования метода от распространённых вариантов заключается в том, что для измерения параметров СЗ не выполняется специальных коммутаций нагрузок (как правило, конденсаторных батарей) у потребителя или во внешней сети. Для определения параметров СЗ предлагается использовать «естественные» изменения параметров режима, вызванные технологическими переключениями или изменениями режимов работы потребителей.

Для исследования погрешностей метода и определения области его применения создана математическая модель ТОП, в которой для упрощения анализа могут меняться параметры только внешней относительно исследуемого потребителя сети. Установлено, что при измерении параметров режима  $\dot{U}$  и  $\dot{I}_T$  без погрешностей точность определения параметров СЗ исследуемого потребителя соответствует вычислительной точности ПК, т. е. на математической модели погрешность определения параметров СЗ отсутствует. При этом диапазон изменения величин  $\dot{U}$  и  $\dot{I}_T$  не оказывает влияния на погрешность определения параметров СЗ.

При измерении параметров режима с погрешностью, распределённой по нормальному закону, погрешность определения параметров СЗ потребителя значительно увеличивается. Одновременно с этим величины изменений напряжения искажения и тока искажения на присоединении исследуемого потребителя оказывают влияние на величину погрешности экспериментального определения пара-

метров СЗ. Установлено, что экспериментальное определение параметров СЗ с погрешностью не более 5% возможно в случае, если погрешность измерения тока  $\dot{I}_T$  и напряжения  $\dot{U}$  будет менее 1%, а величина диапазона изменения этих параметров режима будет составлять не менее 20% от их среднего значения за период измерений. Такие требования к точности измерений параметров режима на ВГ и для токов ОП в эксплуатации практически невыполнимы.

Проведён поиск и сравнительный анализ методов уменьшения погрешности определения параметров СЗ. Рассмотрены усреднение результатов во времени, исключение из исходных данных пар измерений с минимальными и максимальными изменениями параметров режима, пропуск последовательных измерений параметров режима с малыми изменениями напряжений и токов, сглаживание графиков напряжения и тока методами скользящего среднего, при помощи кусочно-линейной аппроксимации и фильтра Савицкого-Голея. При помощи расчётно-го эксперимента на математической модели ТОП установлено, что наименьшая погрешность экспериментального определения параметров СЗ достигается при использовании методов сглаживания графиков напряжения и тока методом скользящего среднего и при помощи фильтра Савицкого-Голея (погрешности на математической модели от 0,1%), а также при применении метода, использующего пропуск последовательных измерений параметров режима с минимальными изменениями напряжения и тока искажения одновременно (погрешность на математической модели от 2,8%). Последний алгоритм предложен в работе впервые.

Для увеличения точности экспериментального определения параметров СЗ предложен комбинированный алгоритм, сочетающий в себе фильтр Савицкого-Голея, применяемый к исходным графикам тока и напряжения искажения, и алгоритм пропуска последовательных измерений с малыми изменениями параметров режима. Относительная погрешность экспериментального определения параметров СЗ на математической модели при погрешностях измерения параметров режима, соответствующих реальным, составила 0,05% при использовании комбинированного алгоритма.

Полученные величины погрешностей определения параметров СЗ количественно характеризуют только принятое в работе исходное сочетание параметров СЗ потребителя и ЭЭС. Соотношение между погрешностями отдельных методов при изменении исходных параметров СЗ сохраняется. Прошедшие обработку параметры режима используются только для экспериментального определения параметров СЗ; для анализа режимов на ВГ и ОП основной частоты применяются исходные параметры режима.

Для проверки работоспособности предложенного комбинированного алгоритма обработки параметров режима, повышающего точность экспериментального определения параметров СЗ, необходима обработка данных, полученных в результате натурных экспериментов.

## 4. ВЕРИФИКАЦИЯ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОГО МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ПОТРЕ- БИТЕЛЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ИХ ВЛИЯНИЯ НА ИСКАЖЕНИЕ НА- ПРЯЖЕНИЯ

### 4.1. Описание условий и средств измерения

Для верификации предложенного алгоритма повышения точности определения параметров СЗ проведены измерения параметров режима (токов и напряжений искажения) на физической модели ЭЭС и в действующей энергосистеме.

Все натурные эксперименты выполнены при помощи измерителей ПКЭ «Ресурс-UF2М» (зав. номера 2872, 3134, свидетельства о поверке приведены в приложении Г). Измеритель ПКЭ имеет 4 входа для измерения напряжений фаз А, В, С и N относительно друг друга и земли с возможностью непосредственного включения в сеть 0,4 кВ или во вторичные цепи трансформаторов напряжения с номинальным вторичным напряжением 100 В. Измерения токов фаз А, В и С выполнены без разрыва токовых цепей при помощи токоизмерительных клещей с номинальным током 5 А.

Измеритель ПКЭ «Ресурс-UF2М» позволяет измерять действующие значения и фазы всех гармонических составляющих токов и напряжений с 1-й по 40-ю с интервалами усреднения 0,16 с, 3 с и 1 мин [37]. Измерения, выполненные с интервалами усреднения 3 с и 1 мин., малопригодны для экспериментального определения параметров СЗ потребителей рассматриваемым в работе методом, поскольку за столь большие интервалы времени происходит одновременное изменение параметров СЗ как внешней ЭЭС, так и потребителя. Для верификации метода использованы измерения с интервалом усреднения 0,16 с. Поскольку за такое малое время между двумя последовательными измерениями изменение параметров СЗ исследуемого потребителя практически исключено, а изменение параметров внешней ЭЭС с большим количеством меняющихся нагрузок, напротив, весьма вероятно, то предполагается, что в рассчитанных за каждые 0,16 с величинах  $\dot{I}_{\text{эсп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эсп.}}$  преобладают параметры СЗ исследуемого потребителя.

Измерения для определения параметров СЗ потребителей выполнялись кратковременно, продолжительность каждого измерения составляла от 80 секунд до 11,5 минут. В качестве напряжения искажения  $\dot{U}$  и тока искажения на присоединении исследуемого потребителя  $\dot{I}_T$  при анализе причин появления несимметрии использованы напряжение и ток ОП основной частоты. При анализе несинусоидальности напряжений для сокращения объёма обрабатываемых данных вместо фазных токов и напряжений ВГ использованы симметричные составляющие ПП, ОП или НП, полученные по известным из [67] формулам. При этом напряжения и токи нечётных ВГ образуют симметричные трёхфазные системы прямой (для 7-й, 13-й, 19-й и др. гармоник), обратной (гармоники с номерами 5, 11, 17 и т. д.) или нулевой (гармоники с номерами 3, 9, 15 и т. д.) последовательности [67]. Для анализа использовалась только доминирующая на исследуемой ВГ последовательность.

Коды программ для получения исходных данных из файлов в формате Microsoft Excel, формируемых программой UF2Plus для измерителей ПКЭ «Ресурс-UF2М», и компоновки матриц гармонических составляющих токов и напряжений в симметричных координатах приведены в п. В.10 приложения В.

#### 4.2. Предварительная обработка результатов измерений

Для предварительной обработки результатов измерений с целью исключения недостоверных данных использована модифицированная методика, представленная в работе [63]. Измерения оцениваются по следующим признакам:

- наличию выбросов;
- величинам нулевой составляющей;
- уровню напряжения гармоник.

На наличие выбросов одновременно контролируются напряжения и токи ВГ с номерами  $n$  от 2 до 40. Если имеется выброс хотя бы по одному из параметров режима, то измерение по исследуемой  $n$ -й гармонике считается имеющим выброс, выделяется в особую группу и не участвует в последующих обработках.

В качестве критерия наличия выброса используется соотношение:

$$x \geq MX + K_M CX, \quad (4.1)$$

где  $x$  – случайное значение из массива  $X$  параметра режима (напряжения  $\dot{U}$  или тока искажения  $\dot{I}_T$ );  $MX$  – среднее значение для массива  $X$ ;  $CX$  – стандартное отклонение для массива  $X$ ;  $K_M$  – коэффициент для оценки выброса. В [63] для оценки выбросов используется значение  $K_M = 4$ .

Контроль качества измерений на основании оценки составляющих нулевой последовательности токов и напряжений гармоник проводится по выражению:

$$x_0 \geq 0,5 x_1 + x_2. \quad (4.2)$$

где  $x_1$  – значение из массива  $X$  параметров режима для ПП;  $x_2$  и  $x_0$  – то же для ОП и НП соответственно. Условие не проверяется для нечётных гармоник с номерами, кратными трём, а также при анализе несимметрии напряжений на основной частоте.

В качестве признака малой величины сигнала ВГ выбраны условия  $U_n < 0,0005U_1$  и  $I_n < 0,0003I_1$ , которые соответствуют допустимой абсолютной погрешности при измерении  $K_{U_n}$  и  $K_{I_n}$  для прибора «Ресурс-UF2М» согласно [37]. Для токов ОП основной частоты условия для идентификации малых величин измеряемых параметров режима записываются в виде  $U_2 < 0,0015U_1$ ,  $I_2 < 0,002I_1$  по [37]. Если более половины измерений имеет уровень меньше погрешности измерения, то параметры распределения определяются с большими ошибками и такие измерения являются сомнительными.

Для выполнения предварительной обработки исходных данных реализована исследовательская программа, аналогичная описанной в [63]. Код программы приведён в п. В.11 приложения В.

### 4.3. Результаты измерений на физической модели энергосистемы

Измерения на физической модели ЭЭС выполнены в лаборатории Корпоративного учебно-исследовательского центра ОАО «Иркутскэнерго» на стенде ЭЭ1-СНЗАК-С-К. Схема подключения измерителя ПКЭ «Ресурс-UF2М» к стенду приведена на рисунке 4.1.

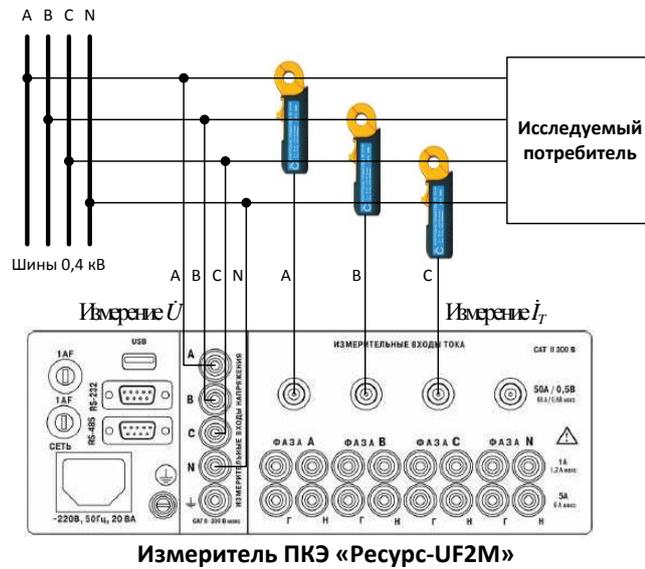


Рисунок 4.1 – Схема подключения прибора «Ресурс-UF2M» для измерения параметров режима на физической модели энергосистемы

Далее представлены некоторые результаты экспериментального определения параметров СЗ различных нагрузок на физической модели ЭЭС с применением предложенного метода. Оптимальные параметры комбинированного алгоритма для обработки результатов измерений на физической модели ЭЭС найдены в главе 3 и составили  $2M+1 = 201$ ,  $N = 2$ ,  $D = 10\%$ . Коды программ для обработки измеренных прибором «Ресурс-UF2M» параметров режима при помощи комбинированного алгоритма приведены в п. В.9 приложения В.

#### 4.3.1. Активно-емкостная нагрузка

На рисунке 4.2 представлены результаты расчёта величин  $\dot{I}_{\text{экс.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{экс.}}$  для активно-емкостной нагрузки на 5-й гармонике для токов ОП без предварительной обработки исходных данных.

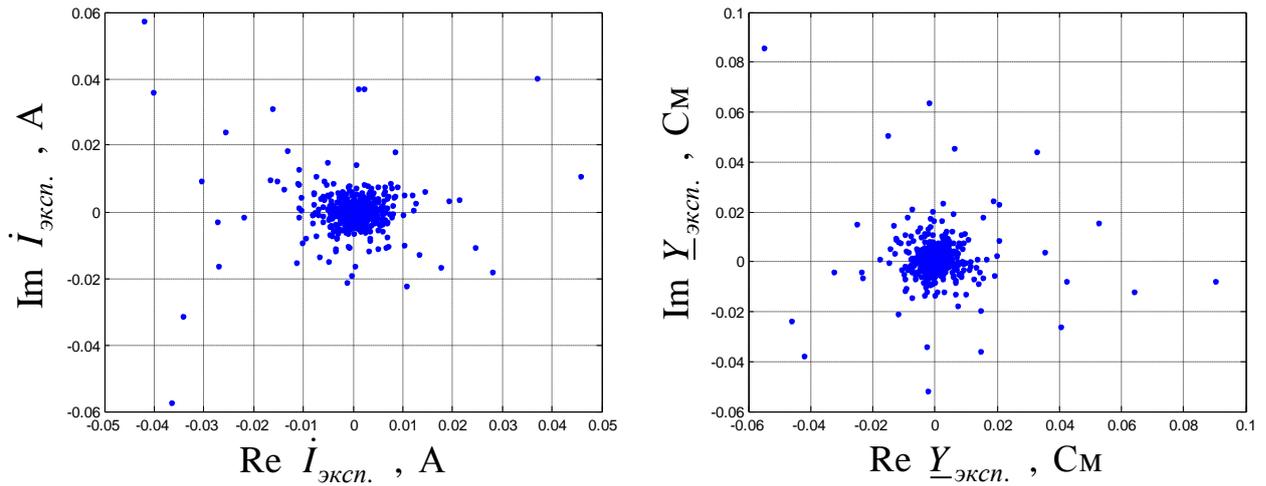


Рисунок 4.2 – Результаты определения параметров схемы замещения активно-емкостной нагрузки на 5-й гармонике для токов обратной последовательности без использования предварительной обработки исходных данных

Графики на рисунке 4.2 аналогичны результатам, полученным в ходе статистических испытаний на математической модели Топ без использования предварительной обработки исходных данных. При этом достоверное определение параметров СЗ невозможно без математической обработки исходных данных.

В таблице 4.1 представлены результаты предварительной обработки исходных данных по модифицированной методике [63] с использованием программы, приведённой в п. В.11 приложения В.

Таблица 4.1 – Результаты предварительной обработки параметров режима на 5-й гармонике, измеренных на присоединении активно-емкостной нагрузки

Исходное количество измерений параметров режима	728
Количество измерений, отбракованных по одному из условий:	
– наличие выбросов	0
– величина составляющей напряжения нулевой последовательности	2
– недостаточный уровень напряжения гармоники	0
Количество измерений параметров режима для расчёта параметров схем замещения	726

Результаты применения комбинированного алгоритма представлены на рисунке 4.3. В дальнейшем параметры  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  и  $\underline{Y}_{\text{эксп.}}$  без предварительной обработки приводиться не будут.

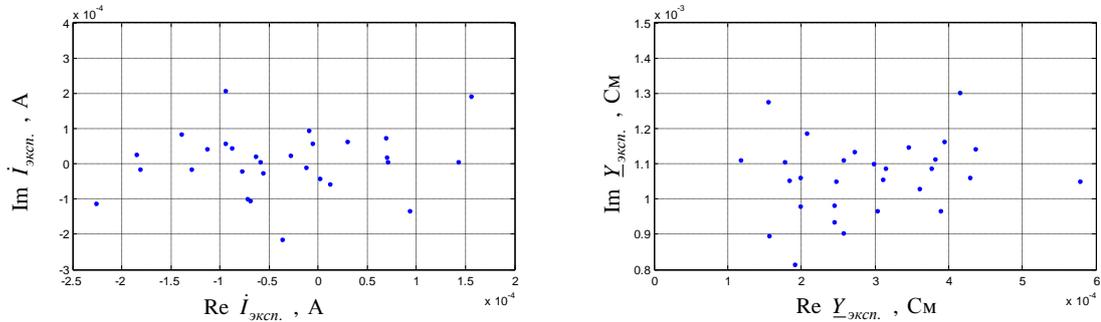


Рисунок 4.3 – Результаты определения параметров схемы замещения активно-емкостной нагрузки на 5-й гармонике для токов обратной последовательности с использованием комбинированного метода

Математические ожидания параметров СЗ исследуемого потребителя составили  $\dot{I}_{\text{эксп.сред.}} = -2,36 + j1,32 \cdot 10^{-5} \text{ A}$ ,  $\underline{Y}_{\text{эксп.сред.}} = 2,88 + j10,43 \cdot 10^{-4} \text{ См}$ .

Ввиду заведомо известного линейного характера данного типа нагрузки, что практически также подтверждается отсутствием тока искажения в СЗ, проводимость потребителя на 5-й гармонике для токов ОП может быть найдена по закону Ома для средних значений тока и напряжения ОП 5-й гармоники за время измерений:

$$\underline{Y}_{25} = \frac{\dot{I}_{T25}}{\dot{U}_{25}} = 2,46 + j10,27 \cdot 10^{-4} \text{ См}. \quad (4.3)$$

Проводимость, найденная с использованием закона Ома, отличается от  $\underline{Y}_{\text{эксп.сред.}}$  на 4,26%.

Среднее за время измерений автономное напряжение искажения 5-й гармоники ОП для данной нагрузки составляет:

$$U_{\text{авт.сред.}} = \frac{I_{\text{эксп.сред.}}}{Y_{\text{эксп.сред.}}} = 0,03 \text{ В}. \quad (4.4)$$

Согласно [22, 27], нормально допустимое значение напряжения 5-й гармоники для сети 0,38 кВ составляет 13,16 В (6% относительно фазного напряжения

220 В). Автономное напряжение активно-емкостной нагрузки не превышает допустимое значение, что говорит о её допустимом влиянии на уровень ВГ.

### 4.3.2. Выпрямительная нагрузка

В качестве выпрямительной нагрузки использована известная шестипульсная схема Ларионова [32] на диодах, нагруженная на лампы накаливания с общим сопротивлением 1,8 кОм. Пример результата определения параметров СЗ на 7-й гармонике для токов ПП представлен на рисунке 4.4.

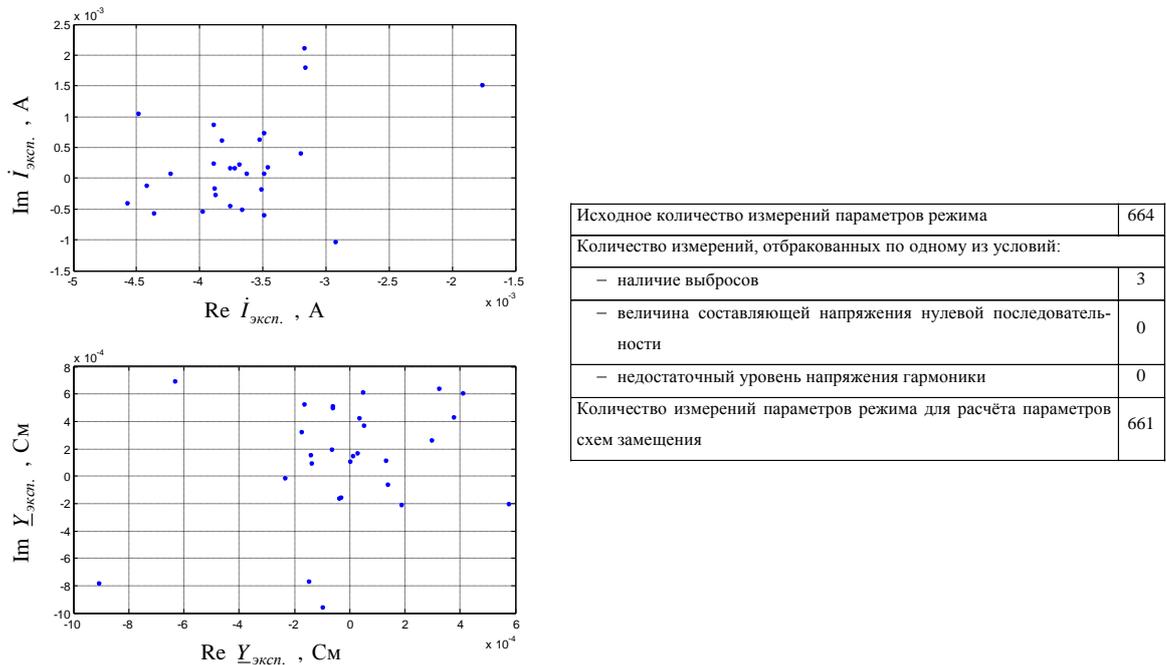


Рисунок 4.4 – Результаты определения параметров схемы замещения выпрямительной нагрузки на 7-й гармонике для токов прямой последовательности с использованием комбинированного метода

Математические ожидания параметров СЗ исследуемого потребителя составили  $\dot{I}_{\text{экс.сред.}} = -36,7 + j2,9 \cdot 10^{-4}$  А,  $\underline{Y}_{\text{экс.сред.}} = 0,2 + j92,0 \cdot 10^{-6}$  См.

Выпрямитель в СЗ на ВГ согласно [98, 102] представляется источником тока. При этом его проводимость практически равна нулю, что подтверждается результатами эксперимента на рисунке 4.4. Ввиду равенства нулю проводимости значение тока искажения в СЗ должно быть равно току на присоединении потребителя, взятому с противоположным знаком (по причине выбранного при измере-

ниях положительного направления тока от шин к нагрузке). Среднее за время измерений значение тока ПП 7-й гармоники на присоединении выпрямительной нагрузки составило  $\dot{I}_{T17} = 36,3 - j4,2 \cdot 10^{-4}$  А. Расхождение между этим током и величиной  $\dot{I}_{\text{экс.сред.}}$ , вычисленное по формуле (3.2), составляет 3,72%.

Среднее за время измерений автономное напряжение искажения выпрямительной нагрузки для 7-й гармоники составляет 40,02 В, что превышает допустимое значение 10,97 В. Выпрямительная нагрузка оказывает недопустимое влияние на уровень 7-й гармоники в узле её подключения.

### 4.3.3. Смешанная нагрузка

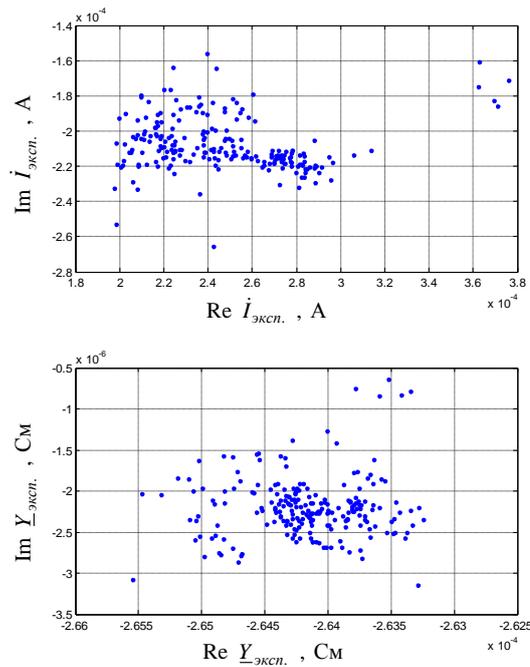
В качестве смешанной нагрузки, содержащей как источники тока ВГ, так и линейную проводимость, использовано испытательное устройство РЕТОМ-51, генерирующее ток 7-й гармоники ПП и подключенное в сеть 0,4 кВ параллельно с осветительной нагрузкой. Результат определения параметров СЗ смешанной нагрузки на 7-й гармонике для токов ПП представлен на рисунке 4.5.

Математические ожидания параметров СЗ исследуемого потребителя составили  $\dot{I}_{\text{экс.сред.}} = 2,49 - j2,09 \cdot 10^{-4}$  А,  $\underline{Y}_{\text{экс.сред.}} = -2,64 - j0,02 \cdot 10^{-4}$  См.

Полученный отрицательный знак у действительной части проводимости обусловлен выбором условного положительного направления тока от шин к нагрузке. Проводимость линейной осветительной нагрузки для токов ПП 7-й гармоники также определена по закону Ома при непосредственном нагружении её источника тока 7-й гармоники и составила:

$$\underline{Y}_{17} = \frac{\dot{I}_{T17}}{\dot{U}_{17}} = 2,51 - j0,01 \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

Проводимость, найденная с использованием закона Ома, отличается от  $\underline{Y}_{\text{экс.сред.}}$  на 5,05%.



Исходное количество измерений параметров режима	480
Количество измерений, отбракованных по одному из условий:	
– наличие выбросов	0
– величина составляющей напряжения нулевой последовательности	0
– недостаточный уровень напряжения гармоники	0
Количество измерений параметров режима для расчёта параметров схем замещения	480

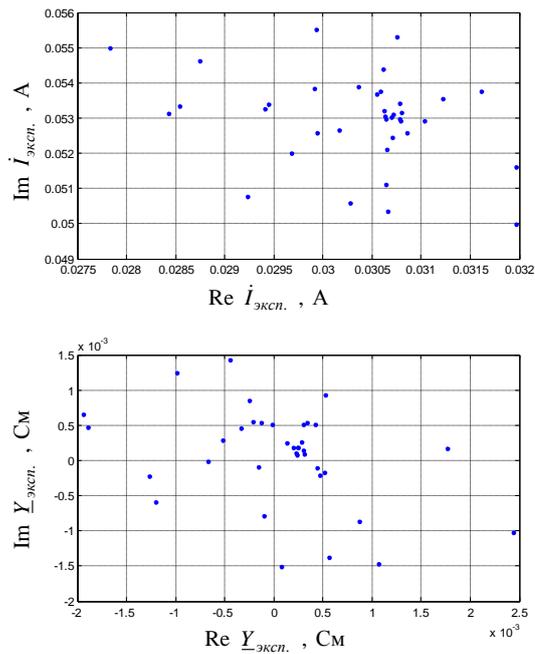
Рисунок 4.5 – Результаты определения параметров схемы замещения смешанной нагрузки на 7-й гармонике для токов прямой последовательности с использованием комбинированного метода

Модуль тока 7-й гармоники, генерируемого устройством РЕТОМ-21 во время натурного эксперимента, составлял  $3,42 \cdot 10^{-4}$  А. Расхождение между этим значением и результатом экспериментального определения тока искажения при помощи комбинированного алгоритма составляет 4,95 %.

Среднее за время измерений автономное напряжение искажения смешанной нагрузки для 7-й гармоники составляет 1,23 В, что не превышает допустимое значение 10,97 В. Смешанная нагрузка не оказывает недопустимого влияния на уровень 7-й гармоники в узле её подключения.

#### 4.3.4. Несимметричная нагрузка

В качестве несимметричной нагрузки использована однофазная осветительная нагрузка, включенная на фазное напряжение  $U_C$ . Результат определения параметров СЗ нагрузки для токов ОП представлен на рисунке 4.6.



Исходное количество измерений параметров режима	1344
Количество измерений, отбракованных по одному из условий:	
– наличие выбросов	1
– недостаточный уровень напряжения обратной последовательности	0
Количество измерений параметров режима для расчёта параметров схем замещения	1343

Рисунок 4.6 – Результаты определения параметров схемы замещения однофазной осветительной нагрузки на основной частоте для токов обратной последовательности с использованием комбинированного метода

Математические ожидания параметров СЗ исследуемого потребителя составили  $\dot{I}_{\text{эксп.сред.}} = 30,1 + j53,1 \cdot 10^{-3} \text{ A}$ ,  $Y_{\text{эксп.сред.}} = -8,6 + j6,9 \cdot 10^{-5} \text{ См}$ .

По причине отсутствия у исследуемого потребителя симметричной нагрузки в СЗ для токов ОП на основной частоте он должен быть представлен нулевой проводимостью и ненулевым током искажения. Согласно методу симметричных составляющих [67] ток ОП на основной частоте определяется по выражению:

$$\dot{I}_{21} = \frac{1}{3} \dot{I}_{A1} + \dot{a}^2 \dot{I}_{B1} + \dot{a} \dot{I}_{C1} = \frac{1}{3} \dot{a} \dot{I}_{C1}. \quad (4.5)$$

Средний за время измерений ток ОП на присоединении однофазной нагрузки составил  $\dot{I}_{21} = -30,2 - j52,9 \cdot 10^{-3} \text{ A}$ . Математическое ожидание экспериментально определённого тока искажения  $\dot{I}_{\text{эксп.сред.}}$  и взятая с обратным знаком величина тока  $\dot{I}_{21}$  отличаются на 0,37%.

Среднее за время измерений автономное напряжение искажения однофазной нагрузки для ОП на основной частоте составляет 553,59 В, что превышает

допустимое значение 4,39 В. Однофазная несимметричная нагрузка оказывает недопустимое влияние на уровень напряжения ОП основной частоты в узле её подключения.

#### **4.4. Результаты измерений в действующей энергосистеме**

Измерения на действующих энергообъектах выполнялись в период с 2009 по 2013 г. в Иркутской энергосистеме. Измерения проведены на Ново-Зиминской и Усть-Илимской ТЭЦ, Братской ГЭС, ПС 220 кВ КРУЭ 5-й серии Иркутского алюминиевого завода, ПС 500 кВ «Тайшет», ПС 220 кВ «Киренга», ПС 110 кВ «Гидростроитель», ПС 0,4 и 6 кВ ОАО «Ангарский завод полимеров» и др. Объекты для измерений представлены:

- линейными участниками СЭС (синхронные генераторы и двигатели, асинхронные двигатели, шунтирующие реакторы и др.);
- нелинейными нагрузками (выпрямительные агрегаты алюминиевых заводов, асинхронные двигатели с преобразователями частоты, двигатели постоянного тока, подключенные через выпрямители, и др.);
- несимметричными нагрузками (нагрузки тяговых ПС);
- смешанными нагрузками.

Схема подключения измерителя ПКЭ «Ресурс-UF2М» ко вторичным цепям трансформаторов напряжения и тока приведена на рисунке 4.7.

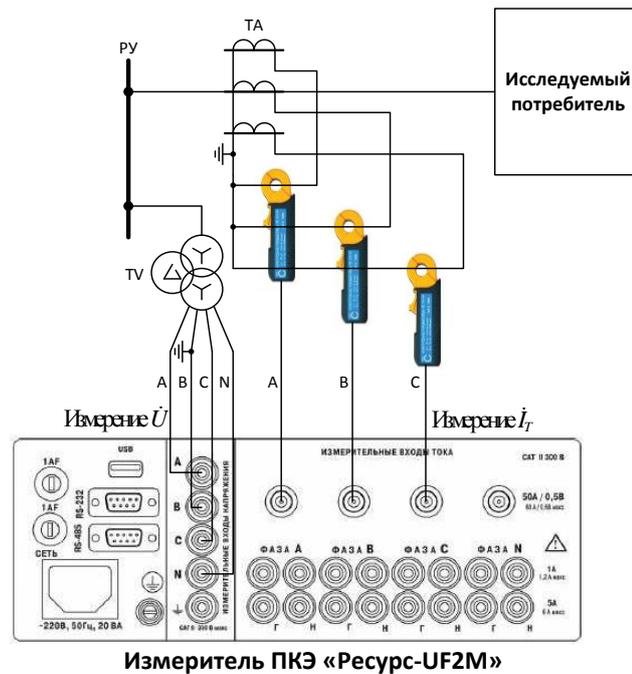
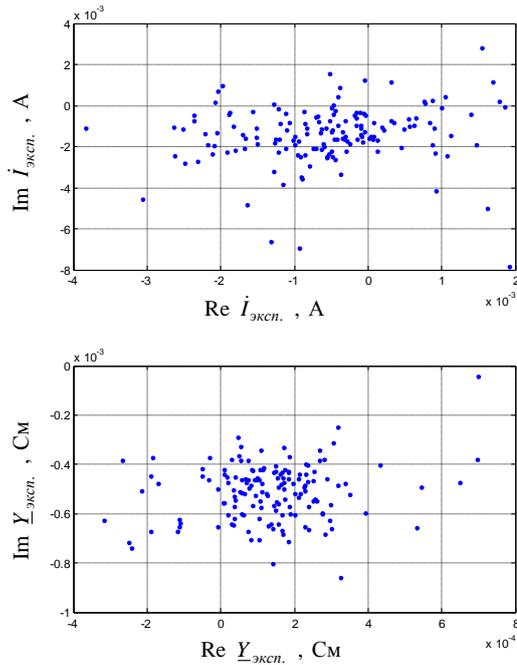


Рисунок 4.7 – Схема подключения прибора «Ресурс-UF2M» для измерения параметров режима в действующей энергосистеме

Далее представлены примеры результатов экспериментального определения параметров СЗ различных нагрузок в действующей ЭЭС с применением предложенного комбинированного метода. Параметры комбинированного алгоритма для обработки результатов измерений в действующей ЭЭС приняты теми же, что на физической модели ЭЭС, и составили  $2M+1 = 201$ ,  $N = 2$ ,  $D = 10\%$ .

#### 4.4.1. Шунтирующий реактор

В качестве примера линейной нагрузки приведены результаты определения параметров СЗ шунтирующего реактора 10 кВ. Результат определения параметров СЗ реактора на 13-й гармонике для токов ПП представлен на рисунке 4.8.



Исходное количество измерений параметров режима	1744
Количество измерений, отбракованных по одному из условий:	
– наличие выбросов	0
– величина составляющей напряжения нулевой последовательности	0
– недостаточный уровень напряжения гармоники	11
Количество измерений параметров режима для расчёта параметров схем замещения	1733

Рисунок 4.8 – Результаты определения параметров схемы замещения шунтирующего реактора на 13-й гармонике для токов прямой последовательности с использованием комбинированного метода

Математические ожидания параметров СЗ исследуемого потребителя составили  $\dot{I}_{\text{эксп.сред.}} = -0,5 - j1,5 \cdot 10^{-3}$  А,  $\underline{Y}_{\text{эксп.сред.}} = 1,20 - j5,11 \cdot 10^{-4}$  См.

Ток искажения линейной нагрузки практически равен нулю, что подтверждается результатом эксперимента. Проводимость реактора на 13-й гармонике для токов ПП, определённая по закону Ома аналогично (4.3), равна:

$$\underline{Y}_{113} = \frac{\dot{I}_{T113}}{\dot{U}_{113}} = 0,86 - j5,01 \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

Найденная по закону Ома проводимость отличается от  $\underline{Y}_{\text{эксп.сред.}}$  на 6,97%.

Среднее за время измерений автономное напряжение искажения, создаваемое шунтирующим реактором на 13-й гармонике, составляет 3,01 В, что не превышает допустимое значение 115,47 В. Шунтирующий реактор не оказывает недопустимого влияния на уровень 13-й гармоники на шинах 10 кВ ПС.

#### 4.4.2. Выпрямительный агрегат алюминиевого завода

Примером искажающей (нелинейной) нагрузки являются выпрямительные агрегаты алюминиевых заводов, служащие для питания электролизёров. На рисунке 4.9 представлены результаты определения параметров СЗ для токов ОП на 11-й гармонике нагрузки ВЛ 220 кВ, питающей электролизную серию алюминиевого завода.

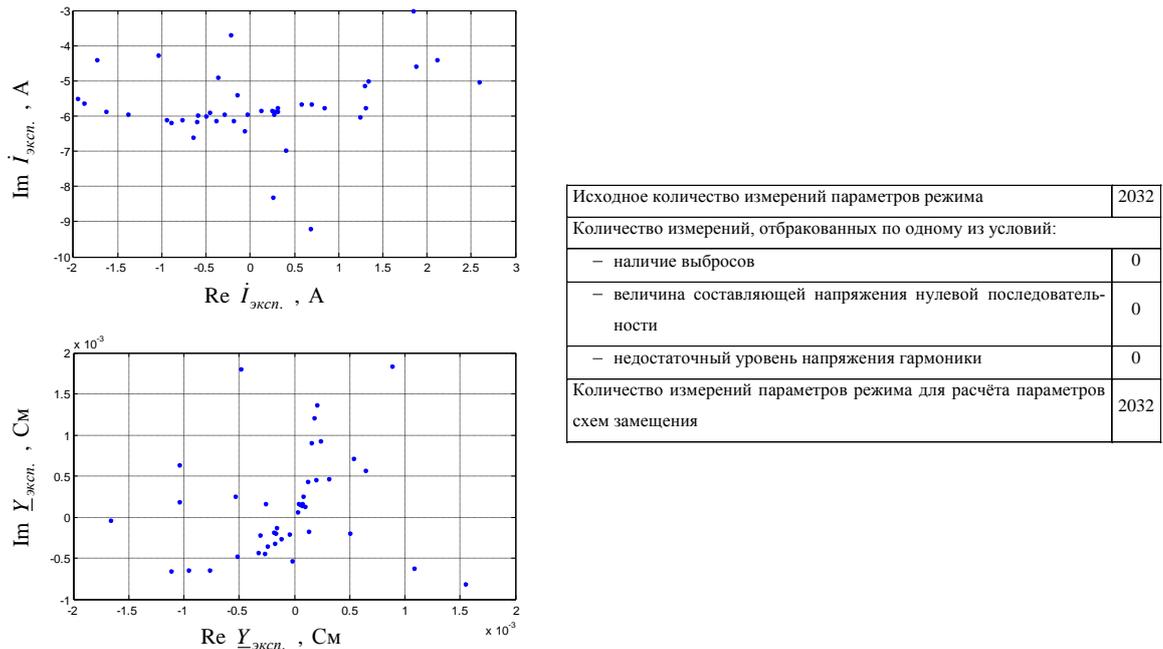


Рисунок 4.9 – Результаты определения параметров схемы замещения нагрузок ВЛ 220 кВ, питающей электролизную серию алюминиевого завода, на 11-й гармонике для токов обратной последовательности с использованием комбинированного метода

Математические ожидания параметров СЗ исследуемого потребителя составили  $\dot{I}_{\text{эксп.сред.}} = 0,35 - j5,86 \text{ А}$ ,  $\underline{Y}_{\text{эксп.сред.}} = 7,9 + j20,3 \cdot 10^{-5} \text{ См}$ .

Ожидаемая проводимость искажающего потребителя равна нулю, что практически подтверждается измерениями. При этом величина тока искажения  $\dot{I}_{\text{эксп.}}$  должна быть равна взятому с противоположным знаком току ОП 11-й гармоники на присоединении потребителя  $\dot{I}_{T211}$ . Среднее за время измерений значение тока

$\dot{I}_{T211}$  составляет  $0,03 + j5,99$  А. С учётом знака отличие от тока  $\dot{I}_{\text{эксн.сред.}}$  составляет 6,70%.

Среднее за время измерений автономное напряжение искажения, создаваемое электролизной серией алюминиевого завода на 11-й гармонике на шинах 220 кВ питающей ПС, составляет 26950 В, что превышает допустимое значение 1270,2 В. Выпрямительный агрегат оказывает недопустимое влияние на уровень 11-й гармоники на шинах 220 кВ.

#### 4.4.3. Синхронный генератор

Результат определения параметров СЗ гидрогенератора 1Г типа СВ-1190/250-48 на 11-й гармонике для токов ОП представлен на рисунке 4.10.

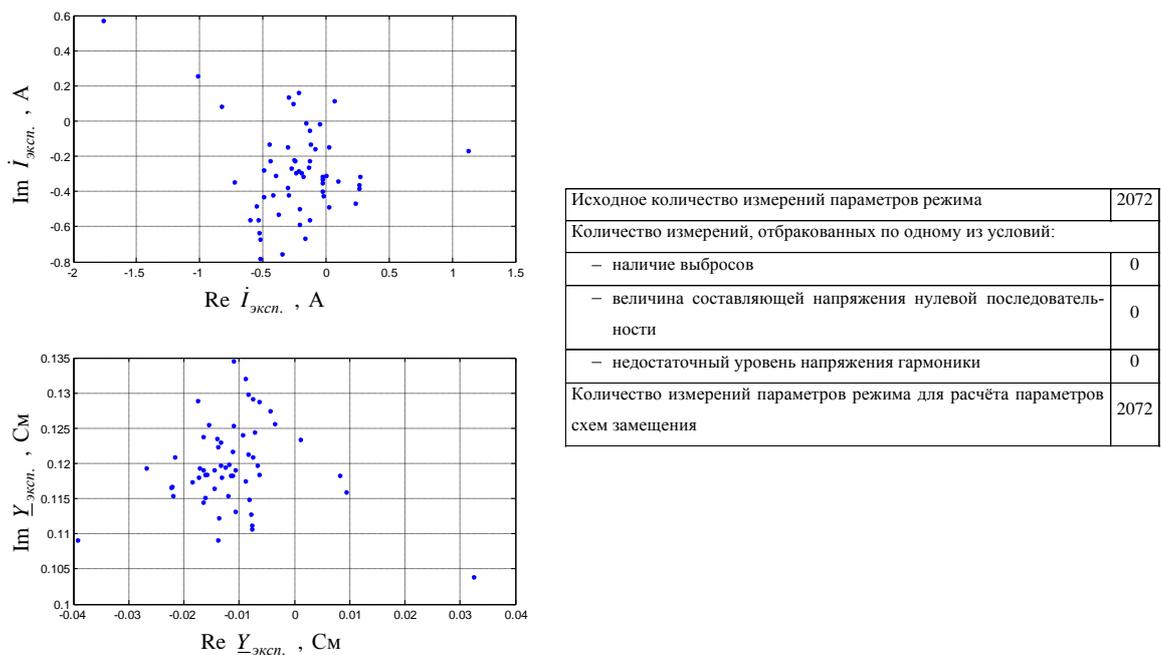


Рисунок 4.10 – Результаты определения параметров схемы замещения гидрогенератора 1Г на 11-й гармонике для токов обратной последовательности с использованием комбинированного метода

Математические ожидания параметров СЗ исследуемого потребителя составили  $\dot{I}_{\text{эксн.сред.}} = -0,09 - j0,23$  А,  $Y_{\text{эксн.сред.}} = -0,014 + j0,117$  См.

Реальные параметры СЗ генератора противоположны найденным математическим ожиданиям по причине того, что положительное направление тока при

измерении параметров режима на присоединении генератора выбрано от генератора к шинам.

Собственный ток искажения генератора на 11-й гармонике не равен нулю, что подтверждается в [32, 36]. Однако ввиду его малости в сравнении с током генератора на основной частоте даже при неучёте тока искажения проводимость генератора, определённая по закону Ома аналогично формуле (4.3), будет близка к экспериментально определённой (расхождение результатов составляет 5,36%):

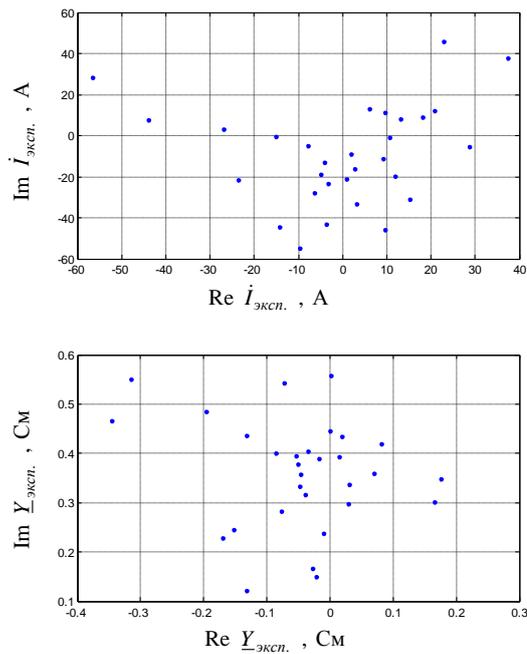
$$\underline{Y}_{211} = \frac{\dot{I}_{T211}}{\dot{U}_{211}} = -0,014 + j0,111 \text{ См.}$$

Среднее за время измерений автономное напряжение искажения, создаваемое генератором 1Г на 11-й гармонике, составляет 2,10 В, что не превышает допустимое значение 181,87 В. Гидрогенератор не оказывает недопустимого влияния на уровень 11-й гармоники на его шинах.

#### 4.4.4. Смешанная нагрузка тяговой подстанции

На рисунке 4.11 представлены результаты определения параметров СЗ нагрузки на стороне 27,5 кВ трансформатора тяговой ПС для токов ОП основной частоты. Нагрузка имеет как симметричную часть (местная нагрузка потребителей, базовая симметричная часть тяговой нагрузки), так и несимметричную (несимметричная часть тяговой нагрузки).

Математические ожидания параметров СЗ исследуемого потребителя составили  $\dot{I}_{\text{экс.сред.}} = -3,50 - j15,87 \text{ А}$ ,  $\underline{Y}_{\text{экс.сред.}} = -0,069 + j0,337 \text{ См}$ . Однако тяговая нагрузка является переменной, поэтому экспериментально полученные графики тока искажения  $\dot{I}_{\text{экс.}}$  характеризуются значительными колебаниями во времени. По этой причине величина  $\dot{I}_{\text{экс.сред.}}$  не характеризует величину размаха изменения тока искажения  $\dot{I}_{\text{экс.}}$ .



Исходное количество измерений параметров режима	3472
Количество измерений, отбракованных по одному из условий:	
– наличие выбросов	0
– недостаточный уровень напряжения обратной последовательности	0
Количество измерений параметров режима для расчёта параметров схем замещения	3472

Рисунок 4.11 – Результаты определения параметров схемы замещения нагрузки на стороне 27,5 кВ трансформатора тяговой подстанции на основной частоте для токов обратной последовательности с использованием комбинированного метода

Выполнить проверку правильности определения параметров СЗ в этом случае не представляется возможным ввиду неизвестного соотношения между симметричной и искажающей нагрузками на стороне 27,5 кВ трансформатора тяговой ПС. Пример представлен для подтверждения возможности применения разработанного алгоритма для смешанной нагрузки в действующей ЭЭС.

Среднее за время измерений автономное напряжение искажения ОП основной частоты, создаваемое смешанной нагрузкой тяговой ПС, составляет 47,24 В, что не превышает допустимое значение 317,54 В. Смешанная нагрузка не оказывает недопустимого влияния на уровень напряжений ОП основной частоты на шинах 27,5 кВ ПС.

*Примечание.* Результаты экспериментального определения параметров СЗ потребителей могут быть представлены в виде графиков изменения во времени токов искажения и проводимостей. При условии стабильного характера нагрузок результаты определения параметров СЗ также можно представить в виде гисто-

грамм за определённое время измерений (например, за 10 минут по [27]). На гистограммах по горизонтальной оси отмечают величины тока искажения (в А) или проводимости (в См), а по вертикальной оси – количество точек графика экспериментально определённых параметров СЗ, попадающих в интервал значений, ограниченных столбцом гистограммы. Таким образом, абсцисса столбца с максимальной ординатой соответствует математическому ожиданию величины  $I_{\text{эсп.}}$  или  $Y_{\text{эсп.}}$ .

В дополнение к представленным данным в приложении Д приведены результаты определения параметров СЗ некоторых потребителей в действующей энергосистеме.

#### 4.5. Выводы

Для верификации предложенного комбинированного алгоритма обработки параметров режима выполнены измерения на физической модели ЭЭС и на объектах действующей энергосистемы с помощью измерителя ПКЭ «Ресурс-UF2М» с интервалом усреднения измеряемых величин 0,16 с. Для предварительной обработки исходных данных использована модифицированная методика с применением критериев наличия выбросов, величины нулевой составляющей и уровня напряжения гармоник. Для измерений выбраны такие потребители, характер нагрузок которых (искажающие, неискажающие, смешанные) известен и параметры СЗ которых могут быть определены косвенными методами. Результаты экспериментального определения параметров СЗ некоторых нагрузок физической модели ЭЭС и в действующей ЭЭС с применением комбинированного алгоритма представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты экспериментального определения параметров схемы замещения нагрузок физической модели энергосистемы и в действующей энергосистеме с применением комбинированного алгоритма

Описание нагрузки на присоединении	Номер анализируемой гармоника и её симметричная составляющая	Параметры СЗ, экспериментально определённые при помощи комбинированного алгоритма	Параметры СЗ, определённые косвенными методами	Расхождение между результатами определения параметров СЗ, %	Автономное напряжение искажения $U^{act}$ , В	Нормально допустимое по [22, 27] напряжение искажения $U^{иск.доп.}$ , В	Коэффициент влияния $K_{вл.}$ , о. е.
Физическая модель ЭЭС							
Активно-емкостная нагрузка	5, ОП	$-2,36 + j1,32 \cdot 10^{-5} \text{ А}$ , $2,88 + j10,43 \cdot 10^{-4} \text{ См}$	$2,46 + j10,27 \cdot 10^{-4} \text{ См}$	4,26	0,03	13,16	0,998
Выпрямительная нагрузка	7, ПП	$36,7 - j2,9 \cdot 10^{-4} \text{ А}$ , $-0,2 - j92,0 \cdot 10^{-6} \text{ См}$	$36,3 - j4,2 \cdot 10^{-4} \text{ А}$	3,72	<b>40,02</b>	<b>10,97</b>	<b>-2,6</b>
Смешанная нагрузка	7, ПП	$-2,49 + j2,09 \cdot 10^{-4} \text{ А}$ , $2,64 + j0,02 \cdot 10^{-4} \text{ См}$	$3,42 \cdot 10^{-4} \text{ А}$ , $2,51 - j0,01 \cdot 10^{-4} \text{ См}$	5,05	1,23	10,97	0,888
Однофазная нагрузка	1, ОП	$-30,1 - j53,1 \cdot 10^{-3} \text{ А}$ , $8,6 - j6,9 \cdot 10^{-5} \text{ См}$	$-30,2 - j52,9 \cdot 10^{-3} \text{ А}$	0,37	<b>553,59</b>	<b>4,39</b>	<b>-125</b>
Объекты действующей ЭЭС							
Шунтирующий реактор 10 кВ	13, ПП	$-0,5 - j1,5 \cdot 10^{-3} \text{ А}$ , $1,20 - j5,11 \cdot 10^{-4} \text{ См}$	$0,86 - j5,01 \cdot 10^{-4} \text{ См}$	6,97	3,01	115,47	0,974
Общезаводская нагрузка электролизной серии алюминиевого завода (освещение, двигатели переменного тока, ПК и т. п.)	7, ПП	$0,2353 + j0,1226 \text{ А}$ , $0,0052 - j0,0232 \text{ См}$	$0,0052 - j0,0245 \text{ См}$	5,19	11,16	173,21	0,936
ВЛ 220 кВ, питающая серию электролизёров алюминиевого завода (1-е измерение)	11, ОП	$-0,35 + j5,86 \text{ А}$ , $-7,9 - j20,3 \cdot 10^{-5} \text{ См}$	$0,03 + j5,99 \text{ А}$	6,70	<b>26950</b>	<b>1270,2</b>	<b>-20,2</b>
ВЛ 220 кВ, питающая серию электролизёров алюминиевого завода (2-е измерение)	11, ОП	$4,0592 - j0,4339 \text{ А}$ , $0,0013 - j0,0040 \text{ См}$	$4,2625 - j0,5595 \text{ А}$	5,56	<b>9706</b>	<b>1270,2</b>	<b>-6,6</b>

Описание нагрузки на присоединении	Номер анализируемой гармоника и её симметричная составляющая	Параметры СЗ, экспериментально определённые при помощи комбинированного алгоритма	Параметры СЗ, определённые косвенными методами	Расхождение между результатами определения параметров СЗ, %	Автономное напряжение искажения $U^{aut.}$ , В	Нормально допустимое по [22, 27] напряжение искажения $U_{иск.доп.}$ , В	Коэффициент влияния $K_{вл.}$ , о. е.
Двигатель постоянного тока 6 кВ 500 кВт, включенный через выпрямитель	5, ОП	$2,3536 + j0,7352$ А, $0,0012 - j0,0004$ См	$2,3135 + j0,7976$ А	3,03	<b>1949,4</b>	<b>138,56</b>	<b>-13,1</b>
Асинхронный двигатель 6 кВ 500 кВт, включенный через тиристорный преобразователь частоты	7, ПП	$-0,5229 - j0,3901$ А, $0,0018 + j0,0004$ См	$-0,5289 - j0,4294$ А	5,84	<b>353,80</b>	<b>103,92</b>	<b>-2,4</b>
Гидрогенератор 1Г	11, ОП	$0,09 + j0,23$ А, $0,014 - j0,117$ См	$0,014 - j0,111$ См	5,36	2,10	181,87	0,988
Турбогенератор ТГ-3	11, ОП	$-0,509 - j0,836$ А, $0,0189 - j0,1457$ См	$0,0109 - j0,1458$ См	5,47	6,66	121,24	0,945
Турбогенератор Г-1	13, ПП	$-0,5694 + j0,1292$ А, $0,0061 - j0,1034$ См	$0,0046 - j0,1031$ См	1,48	5,64	121,24	0,953
Синхронный двигатель 6 кВ 2500 кВт	5, ОП	$-0,0764 + j0,0314$ А, $0,0018 - j0,0150$ См	$0,0021 - j0,0144$ См	4,61	5,48	138,56	0,960
Смешанная нагрузка на шинах 0,4 кВ ПС	7, ПП	$0,0652 + j0,2956$ А, $0,1723 - j0,6747$ См	–	–	0,43	10,97	0,961
Ввод 27,5 кВ трансформатора тяговой ПС	1, ОП	$3,50 + j15,87$ А, $0,069 - j0,337$ См	–	–	47,24	317,54	0,851

Согласно таблице 4.2 во всех случаях характеры проводимостей неискажающих участников СЭС соответствуют ожидаемым, а расхождение между результатами определения параметров СЗ при использовании предложенного в работе комбинированного алгоритма и при использовании известных косвенных методов не превышает 6,97%. Представленный метод позволяет определить параметры СЗ не только искажающей или неискажающей нагрузки, но и смешанной нагрузки, выделяя в ней искажающую и неискажающую части.

Сравнение автономного напряжения искажения  $U^{aut.}$ , рассчитанного по экспериментально определённым току искажения и проводимости, с допустимым

значением напряжения  $U_{иск.доп.}$  позволяет сделать вывод о допустимости или недопустимости влияния нагрузок исследуемого потребителя на уровень ВГ и несимметрии напряжений в узле его подключения к электрической сети. В таблице 4.2 жирным шрифтом выделены потребители с отрицательными коэффициентами влияния  $K_{вл}$ , оказывающие недопустимое влияние на уровень ВГ и несимметрии в узле их подключения.

Таким образом, предложенный усовершенствованный метод экспериментального определения параметров СЗ потребителей позволяет оценить их влияние на искажение напряжения в реальном времени при помощи разработанного метода оценки влияния.

Очевидно, что для широкого внедрения метода в ЭЭС необходим пересмотр нормативно-правовых документов в сфере КЭЭ и законодательное установление ответственности потребителя за недопустимое ухудшение КЭЭ.

Алгоритм определения параметров СЗ потребителей в действующих ЭЭС может быть реализован при помощи модифицированных измерителей КЭЭ как в ходе периодического контроля ПКЭ, так и в режиме непрерывного контроля (мониторинга). Во втором варианте определение параметров СЗ может выполняться с применением цифровых приборов учёта электроэнергии с модифицированным программным обеспечением (прошивкой). Результаты измерений станут доказательством виновности или невиновности потребителя в недопустимом искажении напряжения.

Также очевидна необходимость законодательного введения экономического стимулирования потребителей к реализации мероприятий по нормализации КЭЭ как на стадии подключения к ЭСО, так и для потребителей, уже находящихся в эксплуатации. Это могут быть, к примеру, надбавки к тарифу на потребляемую электроэнергию для искажающих потребителей и скидки для неискажающих потребителей, применявшиеся ранее. Такой подход позволит искажающим потребителям выбрать один из двух вариантов нормализации КЭЭ: индивидуальный (за счёт снижения  $U^{asm.}$ ) или централизованный (силами ЭСО на средства взимаемых

штрафов). Во втором, более предпочтительном случае выбираются оптимальные количество, мощность и узлы установки средств нормализации КЭЭ.

Однако выбор оптимальной системы взаимоотношений между потребителями и ЭСО в области КЭЭ является самостоятельной научной проблемой, выходящей за рамки задач данной работы, и требует отдельного исследования.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлено решение актуальной задачи оценки влияния потребителей на искажение напряжения, реализуемое с применением усовершенствованного метода экспериментального определения параметров СЗ.

В результате диссертационного исследования выполнено следующее:

1. Проведённый обзор распространённых методов оценки влияния потребителей на искажение напряжения выявил несовершенство существующих методов. Рассмотрены методы оценки влияния потребителей на КЭЭ по мощности потребителя, по направлению (знаку) активной мощности искажения, по ДВ или ФВ, по изменению ПКЭ при включении или отключении потребителя, а также метод локализации источников искажения с использованием генератора эталонной помехи. Отмечено, что для оценки влияния потребителей на уровень ВГ и несимметрии необходимо определить параметры СЗ участников СЭС. Представлены описание и анализ метода экспериментального определения параметров СЗ потребителей на ВГ и для токов ОП с по двум измерениям параметров режима.
2. Подтверждена некорректность использования ДВ для анализа КЭЭ, и с учётом этого разработан метод оценки влияния потребителей на искажение напряжения. Для качественной оценки влияния участника СЭС на КЭЭ предложено использовать автономное напряжение искажения, для количественной оценки вводится понятие коэффициента влияния. Метод согласован с действующими подходами к обеспечению КЭЭ и электромагнитной совместимости в ЭЭС, изложенными в нормативно-правовых документах. Для каждого потребителя предлагается ввести ответственность за поддержание автономного напряжения искажения в допустимых пределах. ЭСО при этом отвечает за контроль и поддержание коэффициента выгоды, характеризующего фазовые соотношения между параметрами СЗ участников СЭС. Это необходимо для предотвращения ухудшения ПКЭ при подключении новых потребителей и в эксплуатации

онных режимах. Метод проверен на модели реальной ЭЭС с потребителями различных типов и при различных параметрах сети, его корректность подтверждена во всех рассмотренных случаях.

3. На основе метода оценки влияния потребителей на искажение напряжения разработан метод нормирования токов искажения потребителей с учётом их мощности. Получены равнозначные и согласованные условия допустимости режима в форме неравенства напряжений искажения и в форме неравенства токов искажения. Метод нормирования токов позволяет установить связь между наибольшим допустимым током искажения нелинейных и несимметричных нагрузок потребителя и мощностью его неискажающих нагрузок.
4. Исследованы погрешности метода экспериментального определения параметров СЗ потребителей на ВГ и для токов ОП. Установлены зависимости погрешностей метода от погрешностей измерения параметров режима и от диапазона их изменения. Результаты исследования показали, что экспериментальное определение параметров СЗ с погрешностью не более 5% возможно в случае, если погрешность измерения токов и напряжений составляет менее 1%, а величина диапазона изменения этих параметров составляет не менее 20% от их среднего значения за период измерений. При существующих в ЭЭС погрешностях измерительных трактов и диапазонах изменения напряжений и токов ВГ и ОП выполнение указанных требований и достоверное определение параметров СЗ без дополнительной обработки параметров режима невозможно.
5. Исследованы методы уменьшения погрешностей экспериментального определения параметров СЗ, среди которых усреднение результатов во времени, исключение из исходных данных пар измерений с минимальными и максимальными изменениями параметров режима, пропуск последовательных измерений параметров режима с малыми изменениями напряжений и токов, сглаживание графиков напряжения и тока методами скользящего среднего, при помощи кусочно-линейной аппроксимации и

фильтра Савицкого-Голея. На наборе данных, полученных с помощью математической модели, определены погрешности каждого из методов и отобраны методы с минимальными погрешностями.

6. Разработаны алгоритмы повышения точности экспериментального определения параметров СЗ, использующие пропуск последовательных измерений параметров режима с изменениями, меньшими заданной величины. Результаты расчётного эксперимента показали, что погрешности при использовании разработанных алгоритмов меньше погрешностей метода усреднения результатов измерений во времени и метода кусочно-линейной аппроксимации графиков напряжения и тока и составляют 2,8% на математической модели.
7. Для повышения точности экспериментального определения параметров СЗ разработан комбинированный алгоритм обработки параметров режима в реальном времени на базе фильтра Савицкого-Голея и метода, основанного на пропуске последовательных измерений напряжения и тока с изменениями меньше заданной величины. Погрешность определения параметров СЗ при использовании комбинированного алгоритма на математической модели составляет 0,05%, что меньше погрешностей других рассмотренных методов (от 0,1%).
8. Выполнена верификация разработанного комбинированного алгоритма при измерениях на физической модели ЭЭС и в действующей ЭЭС для потребителей с известными характеристиками нагрузок. Расхождение между результатами экспериментального определения параметров СЗ нагрузок в действующей ЭЭС с помощью комбинированного алгоритма и результатами косвенных методов определения параметров СЗ не превышает 6,97%. По параметрам СЗ рассчитаны автономные напряжения искажения и коэффициенты влияния потребителей и сделаны выводы об их влиянии на искажение напряжения по анализируемому ПКЭ.

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

<b>ВГ</b>	– высшие гармоники;
<b>ВЛ</b>	– воздушная линия;
<b>ВН</b>	– высокое напряжение;
<b>ГЭС</b>	– гидроэлектростанция;
<b>ДВ</b>	– долевого вклад;
<b>КЗ</b>	– короткое замыкание;
<b>КЛ</b>	– кабельная линия;
<b>КРУЭ</b>	– комплектное элегазовое распределительное устройство;
<b>КЭЭ</b>	– качество электрической энергии;
<b>НП</b>	– нулевая последовательность;
<b>ОП</b>	– обратная последовательность;
<b>ПК</b>	– персональный компьютер;
<b>ПКЭ</b>	– показатель качества электрической энергии;
<b>ПП</b>	– прямая последовательность;
<b>ПС</b>	– подстанция;
<b>СЗ</b>	– схема замещения;
<b>СКО</b>	– среднеквадратичное отклонение;
<b>СЭС</b>	– система электроснабжения;
<b>ТОП</b>	– точка общего присоединения;
<b>ТЭЦ</b>	– теплоэлектроцентраль;
<b>ФВ</b>	– фактический вклад;
<b>ЭП</b>	– электроприёмник;
<b>ЭСО</b>	– энергоснабжающая организация;
<b>ЭЭС</b>	– электроэнергетическая система.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллазянов, Э. Ю. Учёт вклада потребителей в изменение показателей качества электроэнергии / Э. Ю. Абдуллазянов, Л. В. Ахметвалеева, С. В. Безуглый, А. И. Федотов // IX симпозиум «Электротехника 2030. Перспективные технологии электроэнергетики», 29-31 мая 2007 года. – Москва: ВЭИ, 2007.
2. Амелькина, Н. А. Определение фактического вклада несимметричных потребителей в искажение качества электроэнергии в точке общего присоединения / Н. А. Амелькина, С. С. Бодрухина, С. А. Цырук // Электрика. – 2005. – №4.
3. Анчарова, Т. В. Оценка влияния эмиссии высших гармонических составляющих напряжения и тока от бытовых электроприемников на питающую сеть / Т. В. Анчарова, С. С. Бодрухина, С. А. Цырук, С. А. Янченко // Промышленная энергетика. – 2012. – №9.
4. Афанасенко, А. С. Оценка влияния потребителей и энергоснабжающей организации на искажение напряжения в точке общего присоединения / А. С. Афанасенко, Д. С. Федосов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2011. – № 11(58). – С. 190-193.
5. Афанасьев, В. В. Теория вероятностей в вопросах и задачах: Учебное пособие / В. В. Афанасьев. – Ярославль: ЯГПУ им. К. Д. Ушинского, 2004. – 246 с.
6. Баглейбтер, О. И. Методы расчета цепей с нелинейными нагрузками / О. И. Баглейбтер, А. А. Устинов // Энергетика – управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: Сборник трудов 3-ей всероссийской научно-технической конференции с международным участием. – Благовещенск, 2003.
7. Баглейбтер, О. И. О влиянии погрешностей средств измерений на точность определения параметров искажающих элементов электрической сети / О. И. Баглейбтер // Энергетика – управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: Сборник трудов 3-ей всероссийской научно-технической конференции с международным участием. – Благовещенск, 2003.

8. Баглейбтер, О. И. Разработка математических моделей и методов для оценки влияния участников системы электроснабжения на качество электроэнергии : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.13.18 : защищена 26.10.06 / О. И. Баглейбтер. – Иркутск, 2006. – 20 с. : ил.

9. Баглейбтер, О. И. Разработка математических моделей и методов для оценки влияния участников системы электроснабжения на качество электроэнергии : дис. ... канд. техн. наук : 05.13.18 : защищена 26.10.06 / О. И. Баглейбтер. – Иркутск, 2006. – 214 с.

10. Бессонов, Л. А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи / Л. А. Бессонов. – 11-е изд., испр. и доп. – М. : Гардарики, 2007. – 701 с. : ил.

11. Вагин, Г. Я. О необходимости приведения нормативных документов по электромагнитной совместимости и качеству электрической энергии к требованиям международных стандартов / Г. Я. Вагин, А. А. Севостьянов // Промышленная энергетика. – 2010. – №11.

12. Висящев А. Н., Тигунцев С. Г. Влияние потребителей на искажение напряжения // Электрические станции. – 2002. – №7.

13. Висящев, А. Н. Исследование погрешностей экспериментального определения параметров схемы замещения потребителя на высших гармониках / А. Н. Висящев, Д. С. Федосов // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: мат-лы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (Иркутск, 22-26 апреля 2013 г.): в 2 т. / Под общ. ред. В. В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013. – Том 2. – С. 26-31.

14. Висящев, А. Н. К вопросу о нормировании токов искажения участников системы электроснабжения с нелинейными и несимметричными нагрузками / А. Н. Висящев, Д. С. Федосов // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием / Под общ. ред. В. В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2012. – С. 272-277.

15. Висящев, А. Н. Метод определения параметров схем замещения потребителей для оценки их влияния на искажение напряжения в электрической сети / А. Н. Висящев, Д. С. Федосов // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием (Иркутск, 26-30 апреля 2011 г.). – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2011. – С. 321-325.

16. Висящев, А. Н. Определение ДВП электрической энергии в ухудшение её качества / А. Н. Висящев, И. И. Луцкий, С. Г. Тигунцев, О. И. Баглейбтер // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: Тезисы докладов ежегодной Международной научно-технической конференции. – Иркутск : ИрГТУ, 2000.

17. Висящев, А. Н. Определение параметров схем замещения участников системы электроснабжения для оценки их влияния на искажение напряжения в точке общего присоединения / А. Н. Висящев, Д. С. Федосов // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием (Иркутск, 26-30 апреля 2010 г.) / под общ. ред. В. В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2010. – С. 262-266.

18. Висящев, А. Н. Оценка влияния потребителей и энергоснабжающей организации на искажение напряжения в электрической сети / А. Н. Висящев, Д. С. Федосов // Электроэнергетика глазами молодёжи: научные труды международной научно-технической конференции: сборник статей. В 3 т. – Самара: СамГТУ, 2011. Т. 3. – С. 134-138.

19. Висящев, А. Н. Оценка влияния участников системы электроснабжения на искажение напряжения в точке общего присоединения / А. Н. Висящев, Д. С. Федосов // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием (Иркутск, 26-30 апреля 2010 г.) / под общ. ред. В. В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2010. – С. 266-271.

20. Выгодский, М. Я. Справочник по высшей математике / М. Я. Выгодский. – М.: АСТ: Астрель, 2006. – 991 с.
21. Гамазин, С. И. Определение фактического вклада потребителя в искажение параметров качества электрической энергии / С. И. Гамазин, В. А. Петрович, В. Н. Никифорова // Промышленная энергетика. – 2003. – №1.
22. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Взамен ГОСТ 13109-87 ; введ. 1999-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1997. – 31 с.
23. ГОСТ Р 51317.3.2-2006. Совместимость технических средств электромагнитная. Эмиссия гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе). Нормы и методы испытаний. – Введ. 2007-07-01. – М. : Стандартиформ, 2007. – 23 с.
24. ГОСТ Р 51317.3.4-2006. Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение эмиссии гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током более 16 А, подключаемыми к низковольтным системам электроснабжения. Нормы и методы испытаний. – Введ. 2007-07-01. – М. : Стандартиформ, 2007. – 9 с.
25. ГОСТ Р 51317.3.12-2006. Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение гармонических составляющих тока, создаваемых техническими средствами с потребляемым током более 16 А, но не более 75 А (в одной фазе), подключаемыми к низковольтным системам электроснабжения общего назначения. Нормы и методы испытаний. – Введ. 2007-07-01. – М. : Стандартиформ, 2007. – 19 с.
26. ГОСТ Р 51317.4.30-2008. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии. – Введ. 2010-01-01. – М. : Стандартиформ, 2009. – 54 с.
27. ГОСТ Р 54149-2010. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в систе-

мах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2013-01-01. – М. : Стандартинформ, 2012. – 15 с.

28. Гражданский кодекс Российской Федерации . Часть вторая: [официальный текст]. – Принят 26.01.1996 по состоянию на 06.12.2007 // Собрание законодательства РФ. – 1996. – №5.

29. Гудков, В. В. Проблемы контроля показателей качества электрической энергии / В. В. Гудков // КАБЕЛЬ-news. – 2010. – №2.

30. Гусева, Е. Н. Поправки в законодательство / Е. Н. Гусева // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2013. – №6(21).

31. Джиган, В. И. Многообразие алгоритмов адаптивной фильтрации по критерию наименьших квадратов / В. И. Джиган // Современная электроника. – 2008. – №3.

32. Жежеленко, И. В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий / И. В. Жежеленко. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2000. – 331 с. : ил.

33. Железко, Ю. С. Применение скидок и надбавок к тарифам за качество электроэнергии / Ю. С. Железко, С. А. Живов // Промышленная энергетика. – 1990. – №11.

34. Зыкин, Ф. А. Определение степени участия нагрузок в снижении качества электроэнергии / Ф. А. Зыкин // Электричество. – 1992. – №11.

35. Зыкин, Ф. А. Энергетические процессы в системах электроснабжения с нагрузками, ухудшающими качество электроэнергии / Ф. А. Зыкин // Электричество. – 1987. – №12.

36. Иванов-Смоленский, А. В. Электрические машины: учебник для вузов. В 2 т. Т. 2 / А. В. Иванов-Смоленский. – 3-е изд., стереот. – М. : Издательский дом МЭИ, 2006. – 532 с. : ил.

37. Измерители показателей качества электрической энергии «Ресурс-UF2». Руководство по эксплуатации : БГТК.411722.009 РЭ. – Пенза : НПП «Энерготехника» 2012.

38. Карташев, И. И. Исследование влияния источников высших гармоник на качество электроэнергии в электроэнергетических системах 220–500 кВ / И. И. Карташев, Р. Р. Насыров, Б. В. Олексюк, М. Г. Симуткин, В. Н. Тульский, Р. Г. Шамонов // Электричество. – 2013. – №1.
39. Карташев, И. И. Определение фактического вклада потребителя в задачах расчёта за электроэнергию с учётом её качества / И. И. Карташев, В. Н. Тульский, Р. Г. Шамонов // Энергосистема: управление, качество, безопасность: Сборник докладов всероссийской научно-технической конференции, 26-28 сентября 2001 г. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2001.
40. Кассандрова, О. Н. Обработка результатов наблюдений / О. Н. Кассандрова, В. В. Лебедев. – М. : Наука, 1970. – 104 с.
41. Коровкин, Н. В. Метод локализации источника помехи в электрической схеме / Н. В. Коровкин, А. С. Адалев // Известия РАН. Энергетика. – 2009. – №4.
42. Коровкин, Н. В. Проблемы поиска источника помех в электросетях общего назначения / Н. В. Коровкин, Р. В. Приходченко, В. А. Тухас // Технологии электромагнитной совместимости. – 2011. – №1(36).
43. Коровкин, Н. В. Технология локализации источников помех в энергосистемах / Н. В. Коровкин, Г. С. Лысенко // Известия РАН. Энергетика. – 2013. – №2.
44. Куликов, Ю. А. Переходные процессы в электрических системах: учеб. Пособие / Ю. А. Куликов. – Новосибирск : НГТУ, М. : Изд-во АСТ, 2003. – 283 с.
45. Курбацкий, В. Г. Качество электроэнергии и электромагнитная совместимость технических средств в электрических сетях: Учебное пособие / В. Г. Курбацкий. – Братск: БрГТУ, 1999.– 220 с.
46. Куско, Александр. Качество энергии в электрических сетях / А. Куско, М. Томпсон: пер. с англ. Рабодзея А. Н. – М. : Додэка-XX1, 2008. – 336 с. : ил.

47. Ларин, А. Н. Методика прогнозирования показателей качества электрической энергии на электрифицированном участке магистральной железной дороги переменного тока / А. Н. Ларин // Транспорт Урала. – 2007. – №4(15).
48. Майер, В. Я. Методика определения долевых вкладов потребителя и энергоснабжающей организации в ухудшение качества электроэнергии / В. Я. Майер, Зения // Электричество. – 1994. – №9.
49. Майер, В. Я. Методика определения долевых вкладов электропотребителя и энергоснабжающей организации в снижение качества электроэнергии при несимметрии напряжений и токов / В. Я. Майер, Зения, А. Н. Ткач // Известия ВУЗов. – 1991. – №1.
50. Миль, И. А. Использование отраслевой системы стандартизации для повышения качества электроэнергии в РФ / И. А. Миль // Электричество. – 2013. – №6.
51. Никифорова, В. Н. Метод определения фактического вклада субъекта, имеющего искажающие электроприёмники, обусловившие несоответствие показателей качества электроэнергии / В. Н. Никифорова, А. Н. Лушнова // Технологии электромагнитной совместимости. – 2002. – №1(4).
52. О порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию [Электронный ресурс] : инструкция Роскомцен №01-17/1443-11, Минтопэнерго РФ №ВК-7539 от 30.11.1993 (ред. от 13.04.1995). – URL: <http://www.referent.ru/1/2604>.
53. Пехотина, И. Б. Особенности несинусоидальных режимов в схеме электроснабжения Братского алюминиевого завода / И. Б. Пехотина, С. В. Пехотин // Энергосистема: управление, качество, безопасность: Сборник докладов всероссийской научно-технической конференции, 26-28 сентября 2001 г. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2001.
54. Поддубных, Л. Ф. Модель определения скидок и надбавок к тарифу за компенсацию реактивной мощности и качество электроэнергии / Л. Ф. Поддубных // Электричество. – 1994. – №6.

55. Правила пользования электрической и тепловой энергией. – Утв. приказом Минэнерго СССР от 06.12.1981 №310. – Изм. и доп. от 23.12.1988, 23.11.1989, 14.07.1992. – URL: <http://www.jurbase.ru/posr/docum947>.
56. Правила применения скидок и надбавок к тарифам за качество электроэнергии. – Утв. 14.05.1991. – М. : Главгосэнергонадзор, 1991.
57. РД 153-34.0-15.501-00, РД 153-34.0-15.502-2002. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электропитания общего назначения : в 2 ч. – М. : Энергосервис, 2003. – Ч. 1-2.
58. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : РАО «ЕЭС России», 1998. – 131 с.
59. Рогов, Г. В. Комплексное повышение качества электроэнергии в сложных сетях / Г. В. Рогов // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – №4.
60. Рыжикова, А. Е. Математическая модель для расчёта несинусоидальных режимов в схеме внешнего электроснабжения производства поликристаллического кремния / А. Е. Рыжикова, Д. С. Федосов // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: мат-лы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (Иркутск, 22-26 апреля 2013 г.): в 2 т. / Под общ. ред. В. В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013. – Том 2. – С. 68-72.
61. Сендерович, Г. А. Определение долевого участия субъектов в ответственности за нарушение симметрии напряжений / Г. А. Сендерович // Наукові праці Донецького національного технічного університету. – 2011. – №11(186).
62. Смирнов, С. С. Вклад потребителя в уровни напряжений высших гармоник в узлах электрической сети / С. С. Смирнов, Л. И. Коверникова // Электричество. – 1996. – №1.
63. Смирнов, С. С. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения / С. С. Смирнов. – Новосибирск: Наука, 2010. – 327 с.

64. Смирнов С. С. Нормализация уровней напряжения высших гармоник в сетях высокого напряжения / С. С. Смирнов, Л. И. Коверникова // *Электричество*. – 2000. – №11.
65. Смирнов, С. С. О вкладе сети и потребителя в показатели качества электроэнергии, характеризующие несинусоидальность напряжения / С. С. Смирнов, Л. И. Коверникова // *Вестник Уральского государственного технического университета – УПИ*. – 2004. – №12(42).
66. Смирнов, С. С. Свойства активных мощностей гармоник искажающих нагрузок / С. С. Смирнов // *Электричество*. – 2010. – №9.
67. Теоретические основы электротехники : учеб. для вузов. В 3 т. Т. 1 / К. С. Демирчян [и др.]. – 4-е изд. –СПб [и др.] : Питер, 2004. – 462 с.
68. Тигунцев, С. Г. Оценка вклада потребителя в искажение напряжения в узле энергоснабжающей организации / С. Г. Тигунцев, И. И. Луцкий // *Технологии электромагнитной совместимости*. – 2002. – №1(4).
69. Уилльямс, Т. ЭМС для разработчиков продукции / Т. Уилльямс. – М. : Издательский дом «Технологии», 2003. – 540 с.
70. Управление качеством электроэнергии / И. И. Карташев, В. Н. Тульский, Р. Г. Шамонов и др.; под ред. Ю. В. Шарова. – М. : Издательский дом МЭИ, 2006. – 320 с. : ил.
71. Федосов, Д. С. Исследование схем выпрямления переменного тока на алюминиевых заводах / Д. С. Федосов, А. Н. Пудов, Р. Ю. Медведев // *Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием / Под общ. ред. В. В. Федчишина*. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2012.
72. Федосов, Д. С. Методы уменьшения погрешностей экспериментального определения параметров схем замещения потребителей на высших гармониках / Д. С. Федосов // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. – 2013. – № 11(82).
73. Федосов, Д. С. Нормирование токов искажения участников системы электроснабжения с нелинейными и несимметричными нагрузками с учётом их

мощности / Д. С. Федосов // Электроэнергетика глазами молодёжи: научные труды III международной научно-технической конференции: сборник статей. В 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. Т. 2. – С. 434-438.

74. Федосов, Д. С. Определение параметров схем замещения Ново-Зиминской и Усть-Илимской ТЭЦ на высших гармониках / Д. С. Федосов, В. Ю. Александров // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием (Иркутск, 26-30 апреля 2011 г.). – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2011. – С. 369-372.

75. Федосов, Д. С. Определение параметров схемы замещения пятой серии Иркутского алюминиевого завода на высших гармониках / Д. С. Федосов, Е. В. Граховский // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием (Иркутск, 26-30 апреля 2011 г.). – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2011. – С. 373-376.

76. Федосов, Д. С. Оценка влияния потребителей и энергоснабжающей организации на искажение напряжения в точке общего присоединения / Д. С. Федосов // Энергетика. Инновационные направления в энергетике. CALS-технологии в энергетике: Материалы V Всероссийской научно-технической интернет-конференции (1-30 ноября 2011 г.). – Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2012. – С. 66-76.

77. Федосов, Д. С. Оценка влияния потребителей на искажение синусоидальности и симметрии напряжений в точке общего присоединения / Д. С. Федосов // Международный научно-исследовательский журнал. – 2012. – № 5 (5). – С. 123-125.

78. Федосов, Д. С. Оценка влияния участников системы электроснабжения на искажение напряжения в точке общего присоединения / Д. С. Федосов // Итоги диссертационных исследований. Том 3. – Материалы III Всероссийского конкурса молодых учёных. – М.: РАН, 2011. – С. 161-171.

79. Федосов, Д. С. Экспериментальное определение параметров схем замещения потребителей на высших гармониках для оценки их влияния на искаже-

ние синусоидальности напряжения / Д. С. Федосов, Р. Ю. Медведев, А. И. Сидоренко // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием / Под общ. ред. В. В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2012. – С. 283-288.

80. Федотов, А. И. Долевой вклад потребителей в изменение показателей качества электроэнергии / А. И. Федотов, Э. Ю. Абдуллазянов, Ю. А. Рылов, Л. В. Ахметвалеева // Проблемы энергетики. – 2006. – №3-4.

81. Chou, Ya-Lun. Statistical Analysis for Business and Economics / Ya-Lun Chou. Appleton & Lange, 1989.

82. Cristaldi, L. Harmonic power flow analysis for the measurement of the electric power quality / L. Cristaldi, A. Ferrero // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Vol. 44, June 1995.

83. Curve Fitting Toolbox User's Guide [Электронный ресурс]. – The MathWorks, Inc., 2001-2004. – URL: [http://cda.psych.uiuc.edu/matlab\\_pdf/curve\\_fit.pdf](http://cda.psych.uiuc.edu/matlab_pdf/curve_fit.pdf).

84. Fedosov, D. S. Assessment of the influence of power consumers on the distortion of the voltage at the PCC / D. S. Fedosov // Proceedings No.2 «The Power Grid of the Future» in the scope of the Russian Federation Decree No. 220 «Measures to Attract Leading Scientists to Russian Educational Institutions» (Grant NO. № 11.G34.31.0044.). – Magdeburg: OvGU, 2013. – Pp. 12-15.

85. Fedosov, D. S. Distortion current limits for power supply system members with nonlinear and unbalanced loads / D. S. Fedosov // Proceedings «Smart Grid for Efficient Energy Power System for the Future», Vol. I. – Magdeburg-Irkutsk: OvGU, 2012. – P.79-84.

86. Fedosov, D. S. Methods for error minimization by experimental identification of power consumer parameters for higher harmonics / D. S. Fedosov // Proceedings No.3 «The Power Grid of the Future» in the scope of the Russian Federation Decree No. 220 «Measures to Attract Leading Scientists to Russian Educational Institutions» (Grant NO. № 11.G34.31.0044.). – Magdeburg: OvGU, 2013. – Pp. 9-13.

87. Fedosov, D. S. Research of multipulse rectification circuits for alternating current by the example of Taishet aluminum plant / D. S. Fedosov // Proceedings «Smart Grid for Efficient Energy Power System for the Future», Vol. I. – Magdeburg-Irkutsk: OvGU, 2012.
88. George, T. A. Harmonic power flow determination using the Fast Fourier Transform / T. A. George, D. Bones // IEEE 1990 Summer Meeting, paper 90 SM 316-0 PWRD (CC 02 IWD 9051).
89. Gretsch, R. Interaction of Active Compensators and Rectifier Loads / R. Gretsch, Ch. Kushnarew // CIRED 1997, Paper 2.4.
90. IEC 61000-3-2 ed3.2. Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-2: Limits – Limits for harmonic current emissions (equipment input current  $\leq 16$  A per phase).
91. IEC 61000-3-4 ed1.0. Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-4: Limits – Limitation of emission of harmonic currents in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A.
92. IEC 61000-3-12 ed2.0. Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-12: Limits – Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current  $>16$  A and  $\leq 75$  A per phase.
93. IEC/TR 61000-3-6 ed2.0. Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems.
94. IEEE Std 519-1992. IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.
95. Inoue, M. Simple estimations for finding the generating source of a harmonic current and its equivalent circuit / M. Inoue // Trans. IEE of Japan, Vol. 101-B, No. 8, August 1981 (CC02 IWD 8305).
96. Li, Chun. A “Critical Impedance”-Based Method for Identifying Harmonic Sources / Chun Li, Wilsun Xu, Thavatchai Tayjasanant // IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, No. 2, April 2004.

97. Perera, S. A study on the identification of major harmonic sources in power systems / S. Perera, V. J. Gosbell, B. Sneddon // School of electrical, Computer and Telecommunications Engineering University of Wollongong, NSW 2522.
98. Review of methods for measurement and evaluation of the harmonic emission level from an individual distorting load // CIGRE 36.05 / CIRED 2 Joint WG CC02 (Voltage Quality), January 1999.
99. Savitzky, Abraham. Smoothing and Differentiation of Data by Simplified Least Squares Procedures / Abraham Savitzky, Marcel J. E. Golay // Analytical Chemistry, Vol. 36, No. 8, July 1964.
100. Schafer, Ronald. What Is a Savitzky-Golay Filter? / Ronald W. Schafer // IEEE Signal Processing Magazine. July 2011.
101. Swart, P. H. On techniques for localization of sources producing distortion in three-phase networks / P. H. Swart, M. J. Case, J. D. Van Wyk // European Transactions on Electrical Power Engineering, Vol. 6, No. 6, November/December 1996.
102. Visyashev, A. N. Assessing of the influence of power consumers and power supply organization on voltage distortion at the point of common coupling / A. N. Visyashev // Proceedings «Smart Grid for Efficient Energy Power System for the Future», Vol. I. – Magdeburg-Irkutsk: OvGU, 2012.
103. Wilson. Use of harmonic power flow calculation to locate harmonic sources. Contribution to Group 36, CIGRE 92, 02.09.92 (CC02 IWD 92157).
104. Xu, Wilsun. A Method for Determining Customer and Utility Harmonic Contributions at the Point of Common Coupling / Wilsun Xu, Yilu Liu // IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, No. 2, April 2000.
105. Xu, Wilsun. An Investigation on the Validity of Power-Direction Method for Harmonic Source Determination / Wilsun Xu, Xian Liu, Yilu Liu // IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, No. 1, January 2003.
106. Yang, H. Assessing the Harmonic Emission Level from one Particular Customer / H. Yang, P. Pirotte, A. Robert // PQA 94, Amsterdam, Paper B-2.08 (CC02 IWD 9465).

## **ПРИЛОЖЕНИЕ А**

**Сведения об использовании результатов диссертационного исследования**



ИРКУТСКАЯ  
ЭЛЕКТРОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ

Открытое акционерное общество «Иркутская электросетевая компания» (ОАО «ИЭСК»)

25.10.2013 № 006-05/177  
На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_



### АКТ

об использовании результатов диссертационного исследования

Настоящим удостоверяется, что результаты, содержащиеся в диссертационной работе Федосова Дениса Сергеевича «Разработка метода оценки влияния потребителей на искажение напряжения в электрической сети», а именно:

- метод оценки влияния потребителей на искажение напряжения в точке общего присоединения,
- метод экспериментального определения параметров схем замещения участников системы электроснабжения на высших гармониках и для токов обратной последовательности,

использовались при выполнении работ по договорам с ОАО «ИЭСК»:

- № 29/11-ИЦ от 22.12.2011 г. «Разработка метода снижения коэффициента не-синусоидальности и гармонических составляющих»,
- № 22/12 от 01.11.2012 г. «Измерение показателей качества электрической энергии на ПС «Гидростроитель» и ПС «Киренга» Северных электрических сетей ОАО «ИЭСК»»

для определения причин появления недопустимых искажений напряжения и разработки мероприятий по нормализации показателей качества электрической энергии в Северных электрических сетях ОАО «ИЭСК».

Директор по развитию бизнеса  
и инновационным технологиям

Шипачев А.В.

Русапов Р.В.  
797-410

**Министерство образования и науки РФ**  
**ФГБОУ ВПО Иркутский государственный технический университет**

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по научной работе

Гешков В. В.

« 10 » 09

2013

**АКТ**

внедрения в учебный процесс кафедры электрических станций, сетей и систем  
 ФГБОУ ВПО «Иркутский государственный технический университет»  
 результатов кандидатской диссертации аспиранта Федосова Дениса Сергеевича  
 на тему «Разработка метода оценки влияния потребителей на искажение  
 напряжения в электрической сети»

Мы, нижеподписавшиеся, комиссия в составе председателя – зав. кафедрой электрических станций, сетей и систем, к. т. н., доцента Федчишина В. В. и членов комиссии – профессора кафедры ЭССиС, д. т. н. Кудряшева Г. С. и доцента кафедры ЭССиС, к. т. н. Акишина Л. А., удостоверяем, что результаты диссертационного исследования Федосова Д. С., а именно метод оценки влияния потребителей на искажение напряжения и усовершенствованный метод экспериментального определения параметров схем замещения потребителей на высших гармониках и для токов обратной последовательности внедрены в учебный процесс кафедры при проведении лекционных и лабораторных занятий курсов «Качество электроэнергии в электроэнергетических системах», «Электромагнитная совместимость в электроэнергетике» для студентов, бакалавров и магистрантов.

Председатель:

Зав. кафедрой ЭССиС,  
к.т.н., доцент

Федчишин В. В.

Члены комиссии:

Кафедра ЭССиС, д. т. н., профессор

Кудряшев Г. С.

Кафедра ЭССиС, к. т. н., доцент

Акишин Л. А.



№1 в России по созданию ИТ-инфраструктур\*

111033, Москва, ул. Волочаевская, д.5, к.1  
Т: (495) 974 2274 | Ф: (495) 974 2277  
E-mail: [croc@croc.ru](mailto:croc@croc.ru)  
[www.croc.ru](http://www.croc.ru)Исх. № 000120  
от «05» июля 2013 года**Корпоративный учебно-исследовательский  
центр ОАО "Иркутскэнерго"- ИРГТУ**

Кому

**Директору****Хвискову Андрею Ильичу****Уважаемый Андрей Ильич!**

Компания КРОК давно и успешно работает с Федеральной Сетевой Компанией, в том числе в сфере автоматизации технологических процессов. В настоящее время в ОАО ФСК готовится проект по мониторингу и управлению качеством электроэнергии. Компания КРОК высоко оценивает разработки и подходы Вашей компании в этой области и предлагает совместное участие в данном проекте. В качестве первого шага предлагаем сделать совместную презентацию по подходам и техническим аспектам реализации системы мониторинга и управления качеством электроэнергии для специалистов и руководителей компании ОАО ФСК.

Просим Вас командировать Ваших специалистов в лице Висящева А.Н. и Федосова Д.С. для участия в данном мероприятии.

**Генеральный директор  
ЗАО «КРОК инкорпорейтед»**Исполнитель С.Н.Тертичников  
Тел. (495) 974-22-74 доб. 6750**Б.Л. Бобровников**

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Результаты расчёта автономных напряжений искажения и коэффициентов влияния для модели электроэнергетической системы

#### Б.1. Узел 2510

Таблица Б.1 – Результаты расчёта напряжения в узле 2510 и токов в ветвях, примыкающих к узлу 2510, до подключения конденсаторной батареи (КБ)

Анализируемая гармоника: 11 Напряжение гармоники в узле: $7.972 - j4.668$ кВ		
Ветвь	Ток гармоники в продольном сопротивлении, А	Ток гармоники в поперечной проводимости, примыкающей к узлу, А
2510 – 2400	$-4.2890 - j5.8360$	$-6.4520 - j11.0170$
2510 – 2500	$-9.9670 - j12.5230$	$-6.4750 - j11.0570$
2510 – 2813	$-6.6240 - j16.2620$	$-7.5040 - j12.8140$
2510 – 7511	$0.2130 - j0.2140$	$0.0020 + j0.0040$
2510 – 7512	$0.2390 - j0.0470$	$0.0010 + j0.0020$

Таблица Б.2 – Результаты расчёта напряжения в узле 2510 и токов в ветвях, примыкающих к узлу 2510, после подключения КБ

Анализируемая гармоника: 11 Проводимость КБ для токов гармоники: $j0.009091$ См Напряжение гармоники в узле: $2.101 + j1.984$ кВ		
Ветвь	Ток гармоники в продольном сопротивлении ветви, А	Ток гармоники в поперечной проводимости ветви, примыкающей к узлу, А
2510 – 2400	$-3.0240 + j10.2990$	$2.7420 - j2.9030$
2510 – 2500	$-10.7510 + j2.9070$	$2.7520 - j2.9130$
2510 – 2813	$4.3020 - j3.4150$	$3.1890 - j3.3760$
2510 – 7511	$0.0830 + j0.0450$	$-0.0010 + j0.0010$
2510 – 7512	$0.0350 + j0.0680$	$-0.0010 + j0.0010$

Таблица Б.3 – Результаты расчёта параметров схем замещения присоединений узла 2510, их автономных напряжений искажения и коэффициентов влияния для 11-й гармоники

Ветвь	Ток искажения, А	Проводимость, мСм	Автономное напряжение 11-й гармоники, кВ	Допустимое напряжение 11-й гармоники, кВ	Коэффициент влияния, о. е.
2510 – 2400	$-8.2893 - j10.5331$	$1.2691 - j 0.0718$	10.5446	1.27	-7.1247
2510 – 2500	$-15.7642 - j 2.4815$	$1.3623 - j 0.3026$	11.4358		-7.8114
2510 – 2813	$0.0009 + j0.0007$	$0.2707 + j0.2739$	0.0030		0.9977
2510 – 7511	$0.0001 + j0.0002$	$0.0316 + j0.0088$	0.0076		0.9941
2510 – 7512	$0.0005 + j0.0000$	$0.0249 - j0.0084$	0.0179		0.9862

Коэффициент выгоды для узла 2510: 1.022

## Б.2. Узел 5400

Таблица Б.4 – Результаты расчёта напряжения в узле 5400 и токов в ветвях, примыкающих к узлу 5400, до подключения КБ

Анализируемая гармоника: 11		
Напряжение гармоники в узле: $1.6102 - j1.0845$ кВ		
Ветвь	Ток гармоники в продольном сопротивлении, А	Ток гармоники в поперечной проводимости, примыкающей к узлу, А
5400 – 5280	$-14.109 - j27.577$	$-56.2190 - j83.4660$
5400 – 5600	$-6.646 - j5.663$	$-29.4030 - j43.6530$
5400 – 5700	$-70.265 - j157.897$	$-16.1950 - j24.0440$
5400 – 9037	$18.368 + j47.819$	$0.0020 + j0.0020$
5400 – 9038	$-14.065 + j14.637$	$0.0020 + j0.0020$
5400 – 402	$-15.061 - j22.422$	$0.0370 + j0.0550$

Таблица Б.5 – Результаты расчёта напряжения в узле 5400 и токов в ветвях, примыкающих к узлу 5400, после подключения КБ

Анализируемая гармоника: 11 Проводимость КБ для токов гармоника: $j0.009091$ См Напряжение гармоника в узле: $1.7683 - j0.9012$ кВ		
Ветвь	Ток гармоника в продольном сопротивлении ветви, А	Ток гармоника в поперечной проводимости ветви, примыкающей к узлу, А
5400 – 5280	$-11.146 - j29.955$	$-46.7150 - j91.6620$
5400 – 5600	$-5.839 - j6.216$	$-24.4320 - j47.9400$
5400 – 5700	$-52.026 - j169.554$	$-13.4570 - j26.4050$
5400 – 9037	$19.237 + j56.058$	$0.0010 + j0.0030$
5400 – 9038	$-14.097 + j24.419$	$0.0010 + j0.0030$
5400 – 402	$-12.507 - j24.619$	$0.0310 + j0.0600$

Таблица Б.6 – Результаты расчёта параметров схем замещения присоединений узла 5400, их автономных напряжений искажения и коэффициентов влияния для 11-й гармоника

Ветвь	Ток искажения, А	Проводимость, мСм	Автономное напряжение 11-й гармоника, кВ	Допустимое напряжение 11-й гармоника, кВ	Коэффициент влияния, о. е.
5400 – 5280	$2.0089 + j1.7189$	$0.5548 - j36.1514$	0.0731	2.87	0.9359
5400 – 5600	$-3.0123 - j1.2881$	$0.4479 - j23.0956$	0.1418		0.8756
5400 – 5700	$5.2022 + j1.6032$	$12.7340 + j73.5575$	0.0729		0.9360
5400 – 9037	$-48.0481 - j46.9110$	$28.1134 - j19.4987$	1.9627		-0.7216
5400 – 9038	$-91.9091 - j5.0886$	$30.5093 - j26.4787$	2.2786		-0.9987
5400 – 402	$-0.0007 + j0.0019$	$0.0175 + j13.9465$	0.0001		0.9999

Коэффициент выгоды для узла 5400: 0.395

**Б.3. Узел 2500**

Таблица Б.7 – Результаты расчёта напряжения в узле 2500 и токов в ветвях, примыкающих к узлу 2500, до подключения КБ

Анализируемая гармоника: 11 Напряжение гармоника в узле: $2.8143 + j0.0611$ кВ		
Ветвь	Ток гармоника в продольном сопротивлении, А	Ток гармоника в поперечной проводимости, примыкающей к узлу, А
2500 – 2557	$-33.2530 - j4.6070$	0
2500 – 2440	$6.7490 + j8.7560$	$0.0400 - j1.8400$
2500 – 2490	$2.3080 + j1.5900$	$0.0180 - j0.8400$
2500 – 2510	$9.9670 + j12.5230$	$0.0850 - j3.9030$
2500 – 9038	$14.1340 - j14.6710$	0
2500 – 4404	$0.4190 - j17.1210$	$0.1510 - j6.9480$

Таблица Б.8 – Результаты расчёта напряжения в узле 2500 и токов в ветвях, примыкающих к узлу 2500, после подключения КБ

Анализируемая гармоника: 11 Проводимость КБ для токов гармоника: $j0.009091$ См Напряжение гармоника в узле: $2.101 + j1.984$ кВ		
Ветвь	Ток гармоника в продольном сопротивлении ветви, А	Ток гармоника в поперечной проводимости ветви, примыкающей к узлу, А
2500 – 2557	$-49.7570 - j16.8450$	0
2500 – 2440	$1.8010 + j11.6270$	$1.3160 - j0.8790$
2500 – 2490	$1.3920 + j2.5270$	$0.6010 - j0.4020$
2500 – 2510	$1.8560 + j14.1940$	$2.7910 - j1.8650$
2500 – 9038	$23.6900 + j2.3640$	0
2500 – 4404	$12.2650 - j8.1460$	$4.9680 - j3.3190$

Таблица Б.9 – Результаты расчёта параметров схем замещения присоединений узла 2500, их автономных напряжений искажения и коэффициентов влияния для 11-й гармоники

Ветвь	Ток искажения, А	Проводимость, мСм	Автономное напряжение 11-й гармоники, кВ	Допустимое напряжение 11-й гармоники, кВ	Коэффициент влияния, о. е.
2500 – 2557	$-32.9166 + j28.2811$	$0.0632 - j8.4108$	5.1596	1.27	-3.8637
2500 – 2440	$0.7329 - j6.0605$	$2.1575 - j1.5648$	2.2905		-1.1592
2500 – 2490	$0.8142 - j1.3639$	$0.5324 - j0.3673$	2.4561		-1.3152
2500 – 2510	$2.9437 - j6.0619$	$2.5442 - j3.6274$	1.5209		-0.4337
2500 – 9038	$4.6340 - j5.7338$	$3.2167 + j7.3204$	0.9220		0.1309
2500 – 4404	$-0.0005 + j0.0001$	$0.0169 + j3.6151$	0.0001		0.9999

Коэффициент выгоды для узла 2500: 0.835

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Разработанные исследовательские программы

#### В.1. Программа для исследования влияния диапазона изменения параметров режима на точность экспериментального определения параметров схемы замещения потребителя

```

clear;
I_S(1)=500*exp(j*10*pi/180);
Y_S(1)=0.1*exp(-j*85*pi/180);
I_P(1)=15*exp(j*60*pi/180);
Y_P(1)=0.01*exp(-j*20*pi/180);
delta_I=10;
delta_Y=10;
numbers=2000;
U(1)=(I_S(1)+I_P(1))/(Y_S(1)+Y_P(1));
I_T(1)=U(1)*Y_P(1)-I_P(1);
for m=2:numbers;
    if m==1
        I_S(m)=real(I_S(1))+delta_I*randn(1)*abs(I_S(1))/100/3+j*(imag(I_S(1)) + del-
        ta_I*randn(1)*abs(I_S(1))/100/3);
        Y_S(m)=real(Y_S(1))+delta_Y*randn(1)*abs(Y_S(1))/100/3+j*(imag(Y_S(1)) + del-
        ta_Y*randn(1)*abs(Y_S(1))/100/3);
    else
        I_S(m)=real(I_S(m-1))+delta_I*randn(1)*abs(I_S(1))/100/3+j*(imag(I_S(m-1)) + del-
        ta_I*randn(1)*abs(I_S(1))/100/3);
        Y_S(m)=real(Y_S(m-1))+delta_Y*randn(1)*abs(Y_S(1))/100/3+j*(imag(Y_S(m-1)) + del-
        ta_Y*randn(1)*abs(Y_S(1))/100/3);
    end;
    I_P(m)=I_P(1);
    Y_P(m)=Y_P(1);
    U(m)=(I_S(m)+I_P(m))/(Y_S(m)+Y_P(m));
    I_T(m)=U(m)*Y_P(m)-I_P(m);
end;
U_sr=mean(abs(U));
U_sko=std(abs(U));
delta_U=3*U_sko*100/U_sr;
I_T_sr=mean(abs(I_T));
I_T_sko=std(abs(I_T));
delta_I_T=3*I_T_sko*100/I_T_sr;
for m=1:numbers-1;
    Y_izm(m)=(I_T(m+1)-I_T(m))/(U(m+1)-U(m));
    I_izm(m)=(U(m)*I_T(m+1)-U(m+1)*I_T(m))/(U(m+1)-U(m));
end;
delta_Y_izm=sqrt((real(mean(Y_izm)-Y_P(1))*100/real(Y_P(1)))^2+(imag(mean(Y_izm)-
Y_P(1))*100/imag(Y_P(1)))^2);
delta_I_izm=sqrt((real(mean(I_izm)-I_P(1))*100/real(I_P(1)))^2+(imag(mean(I_izm)-
I_P(1))*100/imag(I_P(1)))^2);
figure(1);
title('Y_izm');
plot(real(Y_izm), imag(Y_izm), '.');
xlim([real(Y_P(1))-0.5, real(Y_P(1))+0.5]);
ylim([imag(Y_P(1))-0.5, imag(Y_P(1))+0.5]);
grid on;
figure(2);
title('I_izm');
plot(real(I_izm), imag(I_izm), '.');
xlim([real(I_P(1))-0.5, real(I_P(1))+0.5]);
ylim([imag(I_P(1))-0.5, imag(I_P(1))+0.5]);
grid on;
% figure(3);
% subplot(1,2,1), hist(abs(U));
% subplot(1,2,2), hist(abs(I_T));
% plot(1:length(Y_izm), real(Y_izm), 1:length(Y_izm), imag(Y_izm));

```

## В.2. Программа для исследования влияния диапазона изменения параметров режима и погрешности их измерения на точность экспериментального определения параметров схемы замещения потребителя

```

clear;
%Параметры системы и потребителя:
I_S=500*exp(j*10*pi/180);
Y_S=0.1*exp(-j*85*pi/180);
I_P=15*exp(j*60*pi/180);
Y_P=0.01*exp(-j*20*pi/180);
%Диапазоны изменения тока искажения и проводимости системы, в %
diap=[5:5:20];
%Погрешности измерения напряжения и тока, в %
pogr=[0:1:5];
%Количество точек в каждом цикле
numbers=150;
%Количество циклов для построения закона распределения погрешности
%определения параметров
cycles=150;
for k=1:length(pogr);
    for l=1:length(diap);
        delta_U=pogr(k);
        delta_I_T=pogr(k);
        delta_I=diap(l);
        delta_Y=diap(l);
        for n=1:cycles;
            for m=1:numbers;
                if m==1
                    I_S(m)=real(I_S)+delta_I*randn(1)*abs(I_S)/100/3+j*(imag(I_S) + del-
ta_I*randn(1)*abs(I_S)/100/3);
                    Y_S(m)=real(Y_S)+delta_Y*randn(1)*abs(Y_S)/100/3+j*(imag(Y_S) + del-
ta_Y*randn(1)*abs(Y_S)/100/3);
                else
                    I_S(m)=real(I_S(m-1)) + delta_I*randn(1)*abs(I_S)/100/3+j*(imag(I_S(m-1)) +
delta_I*randn(1)*abs(I_S)/100/3);
                    Y_S(m)=real(Y_S(m-1)) + delta_Y*randn(1)*abs(Y_S)/100/3+j*(imag(Y_S(m-1)) +
delta_Y*randn(1)*abs(Y_S)/100/3);
                end;
                I_P(m)=I_P;
                Y_P(m)=Y_P;
                U(m)=(I_S(m)+I_P(m))/(Y_S(m)+Y_P(m));
                I_T(m)=U(m)*Y_P(m)-I_P(m);
                U(m)=real(U(m))+delta_U*randn(1)*abs(U(m))/100/3+j*(imag(U(m)) + del-
ta_U*randn(1)*abs(U(m))/100/3);
                I_T(m)=real(I_T(m))+delta_I_T*randn(1)*abs(I_T(m))/100/3+j*(imag(I_T(m)) + del-
ta_I_T*randn(1)*abs(I_T(m))/100/3);
            end;
            clear I_S;
            clear Y_S;
            clear I_P;
            clear Y_P;
            clear U;
            clear I_T;
            for m=1:numbers-1;
                Y_izm(m)=(I_T(m+1)-I_T(m))/(U(m+1)-U(m));
                I_izm(m)=(U(m)*I_T(m+1)-U(m+1)*I_T(m))/(U(m+1)-U(m));
            end;
            clear U;
            clear I_T;
            delta_Y_izm=sqrt((real(mean(Y_izm))-Y_P)*100/abs(Y_P))^2+(imag(mean(Y_izm))-
Y_P)*100/abs(Y_P))^2);
            delta_I_izm=sqrt((real(mean(I_izm))-I_P)*100/abs(I_P))^2+(imag(mean(I_izm))-
I_P)*100/abs(I_P))^2);
            delta_Y_izm(n)=delta_Y_izm;
            delta_I_izm(n)=delta_I_izm;
            clear delta_Y_izm;
            clear delta_I_izm;
        end;
        pogr_Y_izm(k,l)=mean(delta_Y_izm);
        pogr_I_izm(k,l)=mean(delta_I_izm);
        clear delta_Y_izm;
        clear delta_I_izm;
    end;
end;

```

```

subplot(1,2,1), plot(pogr,pogr_I_izm);
grid on;
for n=1:length(diap);
    text(max(pogr)+0.05,pogr_I_izm(size(pogr_I_izm,1),n),num2str(diap(n)));
end;
subplot(1,2,2), plot(pogr,pogr_Y_izm);
grid on;
for n=1:length(diap);
    text(max(pogr)+0.05,pogr_Y_izm(size(pogr_Y_izm,1),n),num2str(diap(n)));
end;

```

### В.3. Программа для усреднения во времени результатов расчёта параметров схемы замещения потребителя

```

Y_P=0.01*exp(j*-20*pi/180);
I_P=15*exp(j*60*pi/180);
window=[10 20 30 50 100 200 300 500];
for l=1:length(window);
    chislo_60s=floor(length(I_izm_)/window(l));
    I_prom=zeros(1,chislo_60s);
    Y_prom=zeros(1,chislo_60s);
    for m=1:chislo_60s;
        for n=1:window(l);
            I_prom(m)=I_prom(m)+I_izm_((m-1)*window(l)+n);
            Y_prom(m)=Y_prom(m)+Y_izm_((m-1)*window(l)+n);
        end;
        I_prom(m)=I_prom(m)/window(l);
        Y_prom(m)=Y_prom(m)/window(l);
    end;
    for m=1:chislo_60s;
        for n=1:window(l);
            I_60s((m-1)*window(l)+n)=I_prom(m);
            Y_60s((m-1)*window(l)+n)=Y_prom(m);
        end;
    end;
    % subplot(2,2,1), plot(real(I_60s));
    % grid on;
    % subplot(2,2,3), plot(imag(I_60s));
    % ylim([4 13]);
    % grid on;
    % subplot(2,2,2), plot(real(Y_60s));
    % ylim([0.0076 0.01]);
    % grid on;
    % subplot(2,2,4), plot(imag(Y_60s));
    % grid on;
    delta_Y_izm(l)=sqrt((real(mean(Y_60s)-Y_P)*100/abs(Y_P))^2+(imag(mean(Y_60s)-
Y_P)*100/abs(Y_P))^2);
    delta_I_izm(l)=sqrt((real(mean(I_60s)-I_P)*100/abs(I_P))^2+(imag(mean(I_60s)-
I_P)*100/abs(I_P))^2);
    clear Y_60s;
    clear I_60s;
end;

```

### В.4. Программа для исключения из расчёта пар последовательных измерений параметров режима с минимальными и максимальными изменениями параметров режима

#### Программа для исключения из расчёта пар измерений с минимальными и максимальными изменениями напряжения

```

Y_P=0.01*exp(j*-20*pi/180);
I_P=15*exp(j*60*pi/180);
percent=[1 5 10 20 30 50 80 90];

```

```

% percent=10;
for l=1:length(percent);
    for m=1:length(U_)-1;
        delta_U(m,1)=abs(U_(m+1)-U_(m));
        delta_U(m,2)=m;
    end;
    delta_U_sort=sortrows(delta_U);
    n_pairs=floor(length(U_)*percent(l)/100);
    delta_U_sort_cut=delta_U_sort(floor(n_pairs/2)+1:length(delta_U_sort)-floor(n_pairs/2),:);
    delta_U_sort_cut=sortrows(delta_U_sort_cut,2);
    I_izm_iskl=zeros(length(I_izm_),1);
    Y_izm_iskl=zeros(length(Y_izm_),1);
    for m=1:length(delta_U_sort_cut);
        I_izm_iskl(delta_U_sort_cut(m,2))=I_izm_(delta_U_sort_cut(m,2));
        Y_izm_iskl(delta_U_sort_cut(m,2))=Y_izm_(delta_U_sort_cut(m,2));
    end;
    clear delta_U_sort_cut;
    for m=2:length(I_izm_iskl);
        if I_izm_iskl(m)==0;
            I_izm_iskl(m)=I_izm_iskl(m-1);
        end;
        if Y_izm_iskl(m)==0;
            Y_izm_iskl(m)=Y_izm_iskl(m-1);
        end;
    end;
    subplot(2,2,1), plot(real(I_izm_iskl));
    % grid on;
    subplot(2,2,3), plot(imag(I_izm_iskl));
    % grid on;
    subplot(2,2,2), plot(real(Y_izm_iskl));
    % grid on;
    subplot(2,2,4), plot(imag(Y_izm_iskl));
    % grid on;
    delta_Y_izm(l)=sqrt((real(mean(Y_izm_iskl))-Y_P_)*100/abs(Y_P_)^2+(imag(mean(Y_izm_iskl))-
Y_P_)*100/abs(Y_P_)^2);
    delta_I_izm(l)=sqrt((real(mean(I_izm_iskl))-I_P_)*100/abs(I_P_)^2+(imag(mean(I_izm_iskl))-
I_P_)*100/abs(I_P_)^2);
    clear Y_izm_iskl;
    clear I_izm_iskl;
end;

```

### Программа для исключения из расчёта пар измерений с минимальными и максимальными изменениями напряжения и тока одновременно

```

Y_P_=0.01*exp(j*-20*pi/180);
I_P_=15*exp(j*60*pi/180);
percent=[1 5 10 20 30 50 80 90];
% percent=10;
for l=1:length(percent);

    for m=1:length(U_)-1;
        delta_U(m,1)=abs(U_(m+1)-U_(m))/abs(mean(U_))+abs(I_T_(m+1)-I_T_(m))/abs(mean(I_T_));
        delta_U(m,2)=m;
    end;
    delta_U_sort=sortrows(delta_U);
    n_pairs=floor(length(U_)*percent(l)/100);
    delta_U_sort_cut=delta_U_sort(floor(n_pairs/2)+1:length(delta_U_sort)-floor(n_pairs/2),:);
    delta_U_sort_cut=sortrows(delta_U_sort_cut,2);
    I_izm_iskl=zeros(length(I_izm_),1);
    Y_izm_iskl=zeros(length(Y_izm_),1);
    for m=1:length(delta_U_sort_cut);
        I_izm_iskl(delta_U_sort_cut(m,2))=I_izm_(delta_U_sort_cut(m,2));
        Y_izm_iskl(delta_U_sort_cut(m,2))=Y_izm_(delta_U_sort_cut(m,2));
    end;
    clear delta_U_sort_cut;
    for m=2:length(I_izm_iskl);
        if I_izm_iskl(m)==0;
            I_izm_iskl(m)=I_izm_iskl(m-1);
        end;
        if Y_izm_iskl(m)==0;
            Y_izm_iskl(m)=Y_izm_iskl(m-1);
        end;
    end;
    subplot(2,2,1), plot(real(I_izm_iskl));
    % grid on;
    subplot(2,2,3), plot(imag(I_izm_iskl));
    % grid on;
    subplot(2,2,2), plot(real(Y_izm_iskl));
    % grid on;

```

```

% grid on;
% subplot(2,2,4), plot(imag(Y_izm_iskl));
% grid on;
delta_Y_izm(1)=sqrt((real(mean(Y_izm_iskl)-Y_P_)*100/abs(Y_P_))^2+(imag(mean(Y_izm_iskl)-
Y_P_)*100/abs(Y_P_))^2);
delta_I_izm(1)=sqrt((real(mean(I_izm_iskl)-I_P_)*100/abs(I_P_))^2+(imag(mean(I_izm_iskl)-
I_P_)*100/abs(I_P_))^2);
clear Y_izm_iskl;
clear I_izm_iskl;
end;

```

## В.5. Программа для пропуска последовательных измерений параметров режима с изменениями меньше заданной величины

### Программа для пропуска последовательных измерений параметров режима с изменениями напряжения меньше заданной величины

```

Y_P_=0.01*exp(j*-20*pi/180);
I_P_=15*exp(j*60*pi/180);
percent=[1 5 10 20 30 40 50 60];
% percent=10;
for l=1:length(percent);

    razm_U=abs(max(U_)-min(U_));
    clear I_izm;
    clear Y_izm;
    n=1;
    for m=1:length(U_)
        if abs(U_(n)-U_(m))>=percent(l)*razm_U/100;
            I_izm(n:m)=(U_(m)*I_T_(n)-U_(n)*I_T_(m))/(U_(n)-U_(m));
            Y_izm(n:m)=(I_T_(n)-I_T_(m))/(U_(n)-U_(m));
            n=m;
        end;
    end;

% subplot(2,2,1), plot(real(I_izm));
% grid on;
% subplot(2,2,3), plot(imag(I_izm));
% grid on;
% subplot(2,2,2), plot(real(Y_izm));
% grid on;
% subplot(2,2,4), plot(imag(Y_izm));
% grid on;
delta_Y_izm(1)=sqrt((real(mean(Y_izm)-Y_P_)*100/abs(Y_P_))^2+(imag(mean(Y_izm)-
Y_P_)*100/abs(Y_P_))^2);
delta_I_izm(1)=sqrt((real(mean(I_izm)-I_P_)*100/abs(I_P_))^2+(imag(mean(I_izm)-
I_P_)*100/abs(I_P_))^2);
end;

```

### Программа для пропуска последовательных измерений параметров режима с изменениями напряжения и тока меньше заданной величины

```

Y_P_=0.01*exp(j*-20*pi/180);
I_P_=15*exp(j*60*pi/180);
percent=[1 5 10 20 30 40 50 60];
% percent=10;
for l=1:length(percent);
    razm_U=abs(max(U_)-min(U_));
    razm_I_T=abs(max(I_T_)-min(I_T_));
    clear I_izm;
    clear Y_izm;
    n=1;
    for m=1:length(U_)
        if abs(U_(n)-U_(m))>=percent(l)*razm_U/100 & abs(I_T_(n)-I_T_(m))>=percent(l)*razm_I_T/100;
            I_izm(n:m)=(U_(m)*I_T_(n)-U_(n)*I_T_(m))/(U_(n)-U_(m));
            Y_izm(n:m)=(I_T_(n)-I_T_(m))/(U_(n)-U_(m));
            n=m;
        end;
    end;

% subplot(2,2,1), plot(real(I_izm));
% grid on;

```

```

% subplot(2,2,3), plot(imag(I_izm));
% grid on;
% subplot(2,2,2), plot(real(Y_izm));
% grid on;
% subplot(2,2,4), plot(imag(Y_izm));
% grid on;
delta_Y_izm(1)=sqrt((real(mean(Y_izm)-Y_P_)*100/abs(Y_P_))^2+(imag(mean(Y_izm)-
Y_P_)*100/abs(Y_P_))^2);
delta_I_izm(1)=sqrt((real(mean(I_izm)-I_P_)*100/abs(I_P_))^2+(imag(mean(I_izm)-
I_P_)*100/abs(I_P_))^2);
end;

```

## В.6. Программа для сглаживания графиков напряжения и тока методом скользящего среднего

```

U_izm=U_;
I_T_izm=I_T_;
Y_P_=0.01*exp(j*-20*pi/180);
I_P_=15*exp(j*60*pi/180);
points=[11 21 31 51 101 201 301 501];
for l=1:length(points);
    U_sgl=smooth(U_izm,points(l));
    I_T_sgl=smooth(I_T_izm,points(l));
    for m=1:length(U_sgl)-1;
        Y_izm(m)=(I_T_sgl(m+1)-I_T_sgl(m))/(U_sgl(m+1)-U_sgl(m));
        I_izm(m)=(U_sgl(m)*I_T_sgl(m+1)-U_sgl(m+1)*I_T_sgl(m))/(U_sgl(m+1)-U_sgl(m));
    end;
    % figure(1)
    % subplot(2,1,1), plot(abs(U_sgl));
    % grid on;
    % subplot(2,1,2), plot(abs(I_T_sgl));
    % grid on;
    % figure(2)
    % subplot(2,2,1), plot(real(I_izm));
    % grid on;
    % subplot(2,2,3), plot(imag(I_izm));
    % grid on;
    % subplot(2,2,2), plot(real(Y_izm));
    % grid on;
    % subplot(2,2,4), plot(imag(Y_izm));
    % grid on;
    delta_Y_izm(1)=sqrt((real(mean(Y_izm)-Y_P_)*100/abs(Y_P_))^2+(imag(mean(Y_izm)-
Y_P_)*100/abs(Y_P_))^2);
    delta_I_izm(1)=sqrt((real(mean(I_izm)-I_P_)*100/abs(I_P_))^2+(imag(mean(I_izm)-
I_P_)*100/abs(I_P_))^2);
end;

```

## В.7. Программа для выполнения кусочно-линейной аппроксимации графиков напряжения и тока

```

Y_P_=0.01*exp(j*-20*pi/180);
I_P_=15*exp(j*60*pi/180);
% knots=[50 100 200 300 500 1000 1500];
knots=500;
for l=1:length(knots);
    t1=cputime;
    [A_U,B_U,U_izm_approx,tau_U,sse_U,stat_U]=linapprox_n_breaks_erase_coherent
([1:length(U)]',U_',knots(l),1);
    [A_I_T,B_I_T,I_T_izm_approx,tau_I_T,sse_I_T,stat_I_T]=linapprox_n_breaks_erase_coherent
([1:length(I_T)]',I_T_',knots(l),1);
    t2=cputime;
    t2-t1
    % figure(1)
    % subplot(2,1,1), plot(abs(U_izm_approx));
    % grid on;
    % subplot(2,1,2), plot(abs(I_T_izm_approx));

```

```

% grid on;
for m=1:length(U_izm_approx)-1;
    Y_izm(m)=(I_T_izm_approx(m+1)-I_T_izm_approx(m))/(U_izm_approx(m+1)-U_izm_approx(m));
    I_izm(m)=(U_izm_approx(m)*I_T_izm_approx(m+1)-
U_izm_approx(m+1)*I_T_izm_approx(m))/(U_izm_approx(m+1)-U_izm_approx(m));
end;
% figure(2)
% subplot(2,2,1), plot(real(I_izm));
% grid on;
% subplot(2,2,3), plot(imag(I_izm));
% grid on;
% subplot(2,2,2), plot(real(Y_izm));
% grid on;
% subplot(2,2,4), plot(imag(Y_izm));
% grid on;
delta_Y_izm(1)=sqrt((real(mean(Y_izm)-Y_P_)*100/abs(Y_P_))^2+(imag(mean(Y_izm)-
Y_P_)*100/abs(Y_P_))^2);
delta_I_izm(1)=sqrt((real(mean(I_izm)-I_P_)*100/abs(I_P_))^2+(imag(mean(I_izm)-
I_P_)*100/abs(I_P_))^2);
end;

```

### Программа для кусочно-линейной аппроксимации графика при неизвестном расположении узлов аппроксимации с окончанием по условию достижения заданного числа узлов (автор Баглейбтер О. И.)

```

function [A,B,Ya,tau,sse,stat]=linaproxim_n_breaks_erase_coherent(X,Y,n,dens)
L=length(X);
stat=[];
tau=round(linspace(1,L,round(L/(1+dens))))';
tic;
[A,B,Ya,sse]=lelesq_coherent(X,Y,tau);
t=toc;
stat(end+1,:)= [length(tau)-1,sse,t];
while length(tau)>n+1
    A_1_2=A(1:end-1);
    B_1_2=B(1:end-1);
    A_2_3=A(2:end);
    B_2_3=B(2:end);
    A_1_3=(Ya(tau(3:end))-Ya(tau(1:end-2)))/(X(tau(3:end))-X(tau(1:end-2)));
    B_1_3=- (Ya(tau(3:end))*X(tau(1:end-2))-Ya(tau(1:end-2))*X(tau(3:end)))/(X(tau(3:end))-
X(tau(1:end-2)));
    dA1_r=real(A_1_2-A_1_3);
    dB1_r=real(B_1_2-B_1_3);
    dA1_i=imag(A_1_2-A_1_3);
    dB1_i=imag(B_1_2-B_1_3);
    dx1_1=tau(2:end-1)-tau(1:end-2);
    dx1_2=tau(2:end-1).^2-tau(1:end-2).^2;
    dx1_3=tau(2:end-1).^3-tau(1:end-2).^3;
    a1_r=dA1_r.^2/6-dA1_r.*dB1_r+dB1_r.^2;
    b1_r=-dA1_r.^2/2+dA1_r.*dB1_r;
    c1_r=dA1_r.^2/3;
    a1_i=dA1_i.^2/6-dA1_i.*dB1_i+dB1_i.^2;
    b1_i=-dA1_i.^2/2+dA1_i.*dB1_i;
    c1_i=dA1_i.^2/3;
    dA2_r=real(A_2_3-A_1_3);
    dB2_r=real(B_2_3-B_1_3);
    dA2_i=imag(A_2_3-A_1_3);
    dB2_i=imag(B_2_3-B_1_3);
    dx2_1=tau(3:end)-tau(2:end-1);
    dx2_2=tau(3:end).^2-tau(2:end-1).^2;
    dx2_3=tau(3:end).^3-tau(2:end-1).^3;
    a2_r=dA2_r.^2/6-dA2_r.*dB2_r+dB2_r.^2;
    b2_r=-dA2_r.^2/2+dA2_r.*dB2_r;
    c2_r=dA2_r.^2/3;
    a2_i=dA2_i.^2/6-dA2_i.*dB2_i+dB2_i.^2;
    b2_i=-dA2_i.^2/2+dA2_i.*dB2_i;
    c2_i=dA2_i.^2/3;
    F=a1_r.*dx1_1+b1_r.*dx1_2+c1_r.*dx1_3+a2_r.*dx2_1+b2_r.*dx2_2+c2_r.*dx2_3+a1_i.*dx1_1 +
b1_i.*dx1_2+c1_i.*dx1_3+a2_i.*dx2_1+b2_i.*dx2_2+c2_i.*dx2_3;
    tau(find(F==min(F))+1)=[];
    tic;
    [A,B,Ya,sse]=lelesq_coherent(X,Y,tau);
    t=toc;
    stat(end+1,:)= [length(tau)-1,sse,t];
end;

```

## Программа для кусочно-линейной аппроксимации графика при фиксированном расположении узлов аппроксимации (автор Баглейбтер О. И.)

```
function [a,b,y_a,sse]=lelesq_coherent(x,y,tau)
n=length(tau);
if n<3
    error('Length of tau is less than 3');
end
A=zeros(n,3);
B=zeros(n,1);
N=diff(tau);
dx=x(2)-x(1);
A(1,2)=1/(6*N(1))+1/2+N(1)/3;
A(2:end-1,2)=1./(6*N(1:end-1))+N(1:end-1)/3+1./(6*N(2:end))+N(2:end)/3;
A(end,2)=1/(6*N(end))+1/2+N(end)/3;
A(2:end,1)=N(1:end)/6-1./(6*N(1:end));
A(1:end-1,3)=A(2:end,1);
X1=zeros(size(x));
X2=zeros(size(x));
for k=1:n-1
    X1(tau(k):tau(k+1)-1)=x(tau(k):tau(k+1)-1)-x(tau(k));
    X2(tau(k):tau(k+1)-1)=x(tau(k):tau(k+1)-1)-x(tau(k+1));
end
X1(end)=x(end)-x(tau(end-1));
XY1=X1.*y;
XY2=X2.*y;
sum_XY1=zeros(n-1,1);
sum_XY2=zeros(n-1,1);
for k=1:n-1
    sum_XY1(k)=sum(XY1(tau(k):tau(k+1)-1));
    sum_XY2(k)=sum(XY2(tau(k):tau(k+1)-1));
end
sum_XY1(end)=sum_XY1(end)+XY1(end);
sum_XY1=sum_XY1./N;
sum_XY2=sum_XY2./N;
sum_XY1=[0;sum_XY1];
sum_XY2=[sum_XY2;0];
B=sum_XY1-sum_XY2;
delta=zeros(n,1);
lambda=zeros(n,1);
delta(1)=-A(1,3)/A(1,2);
lambda(1)=B(1)/A(1,2);
for k=2:n-1
    delta(k)=-A(k,3)/(A(k,2)+A(k,1)*delta(k-1));
    lambda(k)=(B(k)-A(k,1)*lambda(k-1))/(A(k,2)+A(k,1)*delta(k-1));
end
delta(n)=0;
lambda(n)=(B(n)-A(n,1)*lambda(n-1))/(A(n,2)+A(n,1)*delta(n-1));
Y=zeros(n,1);
Y(n)=lambda(n);
for k=n-1:-1:1
    Y(k)=delta(k)*Y(k+1)+lambda(k);
end
a=zeros(n-1,1);
b=zeros(n-1,1);
y_a=zeros(size(y));
a(:,1)=(Y(2:end)-Y(1:end-1))./(x(tau(2:end))-x(tau(1:end-1)));
b(:,1)=(Y(1:end-1).*x(tau(2:end))-Y(2:end).*x(tau(1:end-1)))./(x(tau(2:end))-x(tau(1:end-1)));
y_a=interp1(x(tau),Y,x);
sse=sum((y_a-y).*conj(y_a-y));
```

## В.8. Программа для сглаживания графиков напряжения и тока при помощи фильтра Савицкого-Голея

```
U_izm=U;
I_T_izm=I_T;
Y_P=0.01*exp(j*-20*pi/180);
I_P=15*exp(j*60*pi/180);
points=[11 21 31 51 101 201 301 501];
for l=1:length(points);
    degree=[1 2 3 5];
    for n=1:length(degree);
```

```

U_sgl=sgolayfilt(U_izm,degree(n),points(1));
I_T_sgl=sgolayfilt(I_T_izm,degree(n),points(1));
for m=1:length(U_sgl)-1;
    Y_izm(m)=(I_T_sgl(m+1)-I_T_sgl(m))/(U_sgl(m+1)-U_sgl(m));
    I_izm(m)=(U_sgl(m)*I_T_sgl(m+1)-U_sgl(m+1)*I_T_sgl(m))/(U_sgl(m+1)-U_sgl(m));
end;
% figure(1)
% subplot(2,1,1), plot(abs(U_sgl));
% grid on;
% subplot(2,1,2), plot(abs(I_T_sgl));
% grid on;
% figure(2)
% subplot(2,2,1), plot(real(I_izm));
% grid on;
% subplot(2,2,3), plot(imag(I_izm));
% grid on;
% subplot(2,2,2), plot(real(Y_izm));
% grid on;
% subplot(2,2,4), plot(imag(Y_izm));
% grid on;
delta_Y_izm(1,n)=sqrt((real(mean(Y_izm)-Y_P_)*100/abs(Y_P_))^2+(imag(mean(Y_izm)-
Y_P_)*100/abs(Y_P_))^2);
delta_I_izm(1,n)=sqrt((real(mean(I_izm)-I_P_)*100/abs(I_P_))^2+(imag(mean(I_izm)-
I_P_)*100/abs(I_P_))^2);
end;
end;

```

## В.9. Программа для реализации комбинированного алгоритма обработки параметров режима

### Программа для реализации комбинированного алгоритма на математической модели

```

U_izm=U;
I_T_izm=I_T;
Y_P_=0.01*exp(j*-20*pi/180);
I_P_=15*exp(j*60*pi/180);
points=501;
degree=1;
percent=30;
U_sgl=sgolayfilt(U_izm,degree,points);
I_T_sgl=sgolayfilt(I_T_izm,degree,points);
razm_U=abs(max(U_sgl)-min(U_sgl));
razm_I_T=abs(max(I_T_sgl)-min(I_T_sgl));
clear I_izm;
clear Y_izm;
n=1;
for m=1:length(U_)
    if abs(U_sgl(n)-U_sgl(m))>=percent*razm_U/100 & abs(I_T_sgl(n)-I_T_sgl(m))>=percent*razm_I_T/100;
        I_izm(n:m)=(U_sgl(m)*I_T_sgl(n)-U_sgl(n)*I_T_sgl(m))/(U_sgl(n)-U_sgl(m));
        Y_izm(n:m)=(I_T_sgl(n)-I_T_sgl(m))/(U_sgl(n)-U_sgl(m));
        n=m;
    end;
end;
subplot(2,2,1), plot(real(I_izm));
grid on;
subplot(2,2,3), plot(imag(I_izm));
grid on;
subplot(2,2,2), plot(real(Y_izm));
grid on;
subplot(2,2,4), plot(imag(Y_izm));
grid on;
delta_Y_izm=sqrt((real(mean(Y_izm)-Y_P_)*100/abs(Y_P_))^2+(imag(mean(Y_izm)-Y_P_)*100/abs(Y_P_))^2);
delta_I_izm=sqrt((real(mean(I_izm)-I_P_)*100/abs(I_P_))^2+(imag(mean(I_izm)-I_P_)*100/abs(I_P_))^2);

```

### Программа для реализации комбинированного алгоритма на измеренных параметрах режима, прошедших предварительную обработку

```

function [Y_izm_filt, I_izm_filt]=sav_golay_new_Unu(U_nu, I_T_nu, points, degree, percent);
%Расчёт параметров СЗ без предварительной обработки
for m=1:length(U_nu)-1;
    Y_izm(m)=(I_T_nu(m+1)-I_T_nu(m))/(U_nu(m+1)-U_nu(m));

```

```

I_izm(m)=(U_nu(m+1)*I_T_nu(m)-U_nu(m)*I_T_nu(m+1))/(U_nu(m)-U_nu(m+1));
t_(m)=0.16*m;
end;
U_sgl=sgolayfilt(U_nu,degree,points);
I_T_sgl=sgolayfilt(I_T_nu,degree,points);
razm_U=abs(max(U_sgl)-min(U_sgl));
razm_I_T=abs(max(I_T_sgl)-min(I_T_sgl));
clear I_izm_filt;
clear Y_izm_filt;
n=1;
for m=1:length(U_sgl)
    if abs(U_sgl(n)-U_sgl(m))>=percent*razm_U/100 & abs(I_T_sgl(n)-I_T_sgl(m))>=percent*razm_I_T/100;
        I_izm_filt(n:m)=(U_sgl(m)*I_T_sgl(n)-U_sgl(n)*I_T_sgl(m))/(U_sgl(n)-U_sgl(m));
        Y_izm_filt(n:m)=(I_T_sgl(n)-I_T_sgl(m))/(U_sgl(n)-U_sgl(m));
        n=m;
    end;
end;
for m=1:length(I_izm_filt)
    t(m)=0.16*m;
end;
% Сглаживание ступенчатых графиков фильтром Савицкого-Голея
% for i=1:1;
% %     Y_izm_filt=sgolayfilt(Y_izm_filt,1,19);
% %     I_izm_filt=sgolayfilt(I_izm_filt,1,19);
%     Y_izm_filt=smooth(Y_izm_filt,501);
%     I_izm_filt=smooth(I_izm_filt,501);
% end;
figure(1)
subplot(2,3,1), plot(t_, abs(I_izm));
% title('|I_i_z_m|, A');
% xlabel('Time, s');
grid on;
subplot(2,3,2), plot(t_, real(I_izm));
% title('Re(I_i_z_m), A');
% xlabel('Time, s');
grid on;
subplot(2,3,3), plot(t_, imag(I_izm));
% title('Im(I_i_z_m), A');
% xlabel('Time, s');
grid on;
subplot(2,3,4), plot(t_, abs(Y_izm));
% title('|Y_i_z_m|, Ohm^-^1');
% xlabel('Time, s');
grid on;
subplot(2,3,5), plot(t_, real(Y_izm));
% title('Re(Y_i_z_m), Ohm^-^1');
% xlabel('Time, s');
grid on;
subplot(2,3,6), plot(t_, imag(Y_izm));
% title('Im(Y_i_z_m), Ohm^-^1');
% xlabel('Time, s');
grid on;
figure(2)
subplot(2,3,1), plot(t, abs(I_izm_filt));
% title('|I_i_z_m_filt|, A');
% xlabel('Time, s');
grid on;
subplot(2,3,2), plot(t, real(I_izm_filt));
% title('Re(I_i_z_m_filt), A');
% xlabel('Time, s');
grid on;
subplot(2,3,3), plot(t, imag(I_izm_filt));
% title('Im(I_i_z_m_filt), A');
% xlabel('Time, s');
grid on;
subplot(2,3,4), plot(t, abs(Y_izm_filt));
% title('|Y_i_z_m_filt|, Ohm^-^1');
% xlabel('Time, s');
grid on;
subplot(2,3,5), plot(t, real(Y_izm_filt));
% title('Re(Y_i_z_m_filt), Ohm^-^1');
% xlabel('Time, s');
grid on;
subplot(2,3,6), plot(t, imag(Y_izm_filt));
% title('Im(Y_i_z_m_filt), Ohm^-^1');
% xlabel('Time, s');
grid on;
figure(3)
subplot(2,3,1), hist(abs(I_izm_filt));
title('|I_i_z_m_filt|, A');

```

```

subplot(2,3,2), hist(real(I_izm_filt));
title('Re(I_i_z_m_f_i_l_t), A');
subplot(2,3,3), hist(imag(I_izm_filt));
title('Im(I_i_z_m_f_i_l_t), A');
subplot(2,3,4), hist(abs(Y_izm_filt));
title('|Y_i_z_m_f_i_l_t|, Ohm^-^1');
subplot(2,3,5), hist(real(Y_izm_filt));
title('Re(Y_i_z_m_f_i_l_t), Ohm^-^1');
subplot(2,3,6), hist(imag(Y_izm_filt));
title('Im(Y_i_z_m_f_i_l_t), Ohm^-^1');
I_mean=mean(I_izm_filt)
Y_mean=mean(Y_izm_filt)

```

## В.10. Программа для формирования массивов параметров режима, получаемых в результате измерений прибором «Ресурс-UF2М»

```

function [U_1 U_2 U_0 I_T_1 I_T_2 I_T_0]=extract_harmonics(filename);
ALL=xlsread(filename, 'Основные');
razmer=size(ALL);
U_A_abs(:,1)=ALL(9:razmer(1),3);
U_B_abs(:,1)=ALL(9:razmer(1),4);
U_C_abs(:,1)=ALL(9:razmer(1),5);
U_A_phase(:,1)=ALL(9:razmer(1),26);
U_B_phase(:,1)=ALL(9:razmer(1),27);
U_C_phase(:,1)=ALL(9:razmer(1),28);
I_T_A_abs(:,1)=ALL(9:razmer(1),18);
I_T_B_abs(:,1)=ALL(9:razmer(1),19);
I_T_C_abs(:,1)=ALL(9:razmer(1),20);
I_T_A_phase(:,1)=ALL(9:razmer(1),33);
I_T_B_phase(:,1)=ALL(9:razmer(1),34);
I_T_C_phase(:,1)=ALL(9:razmer(1),35);
A=xlsread(filename, 'Фаза A');
B=xlsread(filename, 'Фаза B');
C=xlsread(filename, 'Фаза C');
for nu=2:40;
    U_A_abs(:,nu)=A(:,nu+1);
    U_A_phase(:,nu)=A(:,nu+40);
    I_T_A_abs(:,nu)=A(:,nu+79);
    I_T_A_phase(:,nu)=A(:,nu+118);
    U_B_abs(:,nu)=B(:,nu+1);
    U_B_phase(:,nu)=B(:,nu+40);
    I_T_B_abs(:,nu)=B(:,nu+79);
    I_T_B_phase(:,nu)=B(:,nu+118);
    U_C_abs(:,nu)=C(:,nu+1);
    U_C_phase(:,nu)=C(:,nu+40);
    I_T_C_abs(:,nu)=C(:,nu+79);
    I_T_C_phase(:,nu)=C(:,nu+118);
end;
chislo_izmerenij=size(U_A_abs);
chislo_izmerenij=chislo_izmerenij(1);
for nu=1:40;
    for m=1:chislo_izmerenij;
        U_A(m,nu)=U_A_abs(m,nu)*exp(j*U_A_phase(m,nu)*pi/180);
        I_T_A(m,nu)=I_T_A_abs(m,nu)*exp(j*I_T_A_phase(m,nu)*pi/180);
        U_B(m,nu)=U_B_abs(m,nu)*exp(j*U_B_phase(m,nu)*pi/180);
        I_T_B(m,nu)=I_T_B_abs(m,nu)*exp(j*I_T_B_phase(m,nu)*pi/180);
        U_C(m,nu)=U_C_abs(m,nu)*exp(j*U_C_phase(m,nu)*pi/180);
        I_T_C(m,nu)=I_T_C_abs(m,nu)*exp(j*I_T_C_phase(m,nu)*pi/180);
    end;
end;
pov=exp(j*120*pi/180);
for nu=1:40;
    for m=1:chislo_izmerenij;
        U_1(m,nu)=(1/3)*(U_A(m,nu)+pov*U_B(m,nu)+pov*pov*U_C(m,nu));
        U_2(m,nu)=(1/3)*(U_A(m,nu)+pov*pov*U_B(m,nu)+pov*U_C(m,nu));
        U_0(m,nu)=(1/3)*(U_A(m,nu)+U_B(m,nu)+U_C(m,nu));
        I_T_1(m,nu)=(1/3)*(I_T_A(m,nu)+pov*I_T_B(m,nu)+pov*pov*I_T_C(m,nu));
        I_T_2(m,nu)=(1/3)*(I_T_A(m,nu)+pov*pov*I_T_B(m,nu)+pov*I_T_C(m,nu));
        I_T_0(m,nu)=(1/3)*(I_T_A(m,nu)+I_T_B(m,nu)+I_T_C(m,nu));
    end;
end;
end;

```

## В.11. Программа для предварительной обработки параметров режима

### Программа для предварительной обработки результатов измерения напряжений и токов ВГ

```

function [U_prep, I_T_prep, n1, n2, n3]=preprocessing_Unu(U_1, U_2, U_0, I_T_1, I_T_2, I_T_0, nu);
if nu==1 | nu==7 | nu==13 | nu==19 | nu==25 | nu==31 | nu==37;
    U_nu=U_1(:,nu);
    I_T_nu=I_T_1(:,nu);
elseif nu==5 | nu==11 | nu==17 | nu==23 | nu==29 | nu==35;
    U_nu=U_2(:,nu);
    I_T_nu=I_T_2(:,nu);
elseif nu==3 | nu==9 | nu==15 | nu==21 | nu==27 | nu==33 | nu==39;
    U_nu=U_0(:,nu);
    I_T_nu=I_T_0(:,nu);
else;
    disp('Расчёт в симметричных координатах невозможен!');
end;

%Проверка наличия выбросов
U_mean=mean(abs(U_nu));
I_T_mean=mean(abs(I_T_nu));
U_sko=std(abs(U_nu));
I_T_sko=std(abs(I_T_nu));
Km=4;

n=0;
for m=1:length(U_nu);
    if (abs(U_nu(m))>(U_mean-Km*U_sko) & abs(U_nu(m))>(U_mean+Km*U_sko)) & (abs(I_T_nu(m))>(I_T_mean-
Km*I_T_sko) & abs(I_T_nu(m))>(I_T_mean+Km*I_T_sko));
        n=n+1;
        U_prep1(n,1)=U_nu(m);
        U_prep1(n,2)=m;
        I_T_prep1(n,1)=I_T_nu(m);
        I_T_prep1(n,2)=m;
    end;
end;
n1=length(U_nu)-length(U_prep1);

%Оценка величины напряжения нулевой последовательности
n=0;
for m=1:length(U_nu);
    if nu==3 | nu==9 | nu==15 | nu==21 | nu==27 | nu==33 | nu==39;
        n=n+1;
        U_prep2(n,1)=U_nu(m);
        U_prep2(n,2)=m;
        I_T_prep2(n,1)=I_T_nu(m);
        I_T_prep2(n,2)=m;
    elseif abs(U_0(m,nu))<0.5*(abs(U_1(m,nu))+abs(U_2(m,nu)));
        n=n+1;
        U_prep2(n,1)=U_nu(m);
        U_prep2(n,2)=m;
        I_T_prep2(n,1)=I_T_nu(m);
        I_T_prep2(n,2)=m;
    end;
end;
n2=length(U_nu)-length(U_prep2);

%Проверка абсолютной величины напряжений и токов
n=0;
for m=1:length(U_nu);
    if abs(U_nu(m))>0.0005*abs(U_1(m,1)) & abs(I_T_nu(m))>0.0003*abs(I_T_1(m,1));
        n=n+1;
        U_prep3(n,1)=U_nu(m);
        U_prep3(n,2)=m;
        I_T_prep3(n,1)=I_T_nu(m);
        I_T_prep3(n,2)=m;
    end;
end;
n3=length(U_nu)-length(U_prep3);

%Формирование массивов обработанных параметров режима
U_prep_ind=intersect(U_prep1(:,2),U_prep2(:,2));
I_T_prep_ind=intersect(U_prep_ind,U_prep3(:,2));
for m=1:length(U_prep_ind)
    U_prep(m)=U_nu(U_prep_ind(m));

```

```

end;
I_T_prep_ind=intersect(I_T_prep1(:,2),I_T_prep2(:,2));
I_T_prep_ind=intersect(I_T_prep_ind,I_T_prep3(:,2));
for m=1:length(U_prep_ind)
    I_T_prep(m)=I_T_nu(I_T_prep_ind(m));
end;

```

## Программа для предварительной обработки результатов измерения напряжений и токов ОП основной частоты

```

function [U_prep, I_T_prep]=preprocessing_U2(U_1, U_2, U_0, I_T_1, I_T_2, I_T_0);
U_nu=U_2(:,1);
I_T_nu=I_T_2(:,1);

%Проверка наличия выбросов
U_mean=mean(abs(U_nu));
I_T_mean=mean(abs(I_T_nu));
U_sko=std(abs(U_nu));
I_T_sko=std(abs(I_T_nu));
Km=4;

n=0;
for m=1:length(U_nu);
    if (abs(U_nu(m))>(U_mean-Km*U_sko) & abs(U_nu(m))>(U_mean+Km*U_sko)) & (abs(I_T_nu(m))>(I_T_mean-
Km*I_T_sko) & abs(I_T_nu(m))>(I_T_mean+Km*I_T_sko));
        n=n+1;
        U_prep1(n,1)=U_nu(m);
        U_prep1(n,2)=m;
        I_T_prep1(n,1)=I_T_nu(m);
        I_T_prep1(n,2)=m;
    end;
end;

%Проверка абсолютной величины напряжений и токов
n=0;
for m=1:length(U_nu);
    if abs(U_nu(m))>0.0015*abs(U_1(m,1)) & abs(I_T_nu(m))>0.002*abs(I_T_1(m,1));
        n=n+1;
        U_prep2(n,1)=U_nu(m);
        U_prep2(n,2)=m;
        I_T_prep2(n,1)=I_T_nu(m);
        I_T_prep2(n,2)=m;
    end;
end;

%Формирование массивов обработанных параметров режима
U_prep_ind=intersect(U_prep1(:,2),U_prep2(:,2));
for m=1:length(U_prep_ind)
    U_prep(m)=U_nu(U_prep_ind(m));
end;
I_T_prep_ind=intersect(I_T_prep1(:,2),I_T_prep2(:,2));
for m=1:length(U_prep_ind)
    I_T_prep(m)=I_T_nu(I_T_prep_ind(m));
end;

```

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Свидетельства о поверке измерителей показателей качества электроэнергии  
«Ресурс-UF2М»

Федеральное государственное учреждение  
«Пензенский центр стандартизации,  
метрологии и сертификации»  
(ФГУ «ПЕНЗЕНСКИЙ ЦСМ»)

РЕГИСТР  
РСМ  
ИСО 9000

## СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПОВЕРКЕ

№ Р-09- 05995

Действительно до “ 13 ” мая 2011г

Средство измерений Измеритель показателей качества  
наименование, тип

электрической энергии «Ресурс- UF2МВ- 4П15- 5»  
отсутствует

серия и номер клейма предыдущей поверки (если такие серия и номер имеются)

заводской номер 2872

принадлежащее ООО НПП «Энерготехника»  
наименование юридического (физического) лица, ИПН

ИНН 5835068978

поверено и на основании результатов первичной поверки признано  
пригодным к применению.

Поверительное клеймо 

Начальник отдела  О.С. Мамедов  
подпись инициалы, фамилия

Поверитель  Т.Н. Долматова  
подпись инициалы, фамилия

“ 13 ” мая 2009г

05995

ООО «Электрокомплект»

# СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПОВЕРКЕ

№ 11-0702

Действительно до « 29 » июля 2013 г

Средство измерений Измеритель показателей качества  
наименование, тип  
электрической энергии «Ресурс-UF2М-3Т52-5-100-1000»  
отсутствует  
серия и номер клейма предыдущей поверки (если такие серия и номер имеются)

заводской номер 3134

принадлежащее ООО НПП «Энерготехника»  
наименование юридического (физического) лица, ИНН  
ИНН 5829042379

поверено и на основании результатов первичной поверки  
признано пригодным к применению.

Поверительное клеймо



Начальник  
метрологической службы

подпись

Н.В. Широкова

Поверитель

подпись

Т.Ю. Власова

« 29 »

июля

2011 г

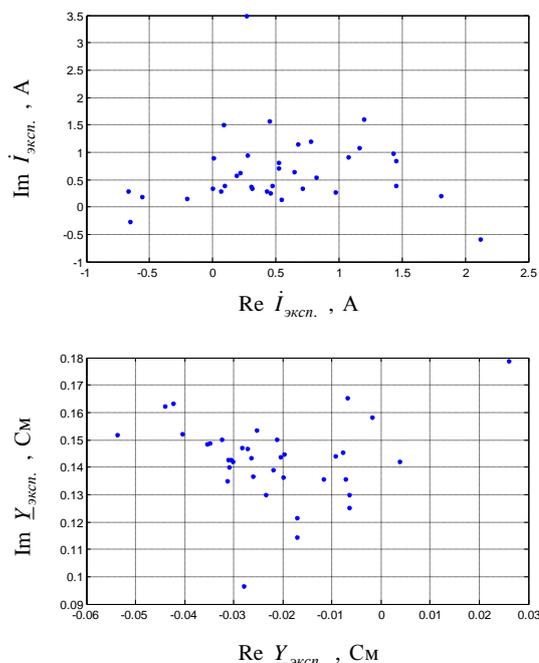
ООО «Электрокомплект» с ограниченной  
ответственностью

*Электро*  
**КОМПЛЕКТ**

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Результаты экспериментального определения параметров схем замещения субъектов действующей энергосистемы

#### Д.1. Турбогенератор ТГ-3



Исходное количество измерений параметров режима	816
Количество измерений, отбракованных по одному из условий:	
– наличие выбросов	0
– величина составляющей напряжения нулевой последовательности	0
– недостаточный уровень напряжения гармоники	0
Количество измерений параметров режима для расчёта параметров схем замещения	816

Рисунок Д.1 – Результаты определения параметров схемы замещения турбогенератора ТГ-3 на 11-й гармонике для токов обратной последовательности с использованием комбинированного метода

Математические ожидания параметров СЗ исследуемого потребителя составили  $\dot{I}_{\text{эксп.сред.}} = 0,509 + j0,836 \text{ А}$ ,  $\underline{Y}_{\text{эксп.сред.}} = -0,0189 + j0,1457 \text{ См}$ .

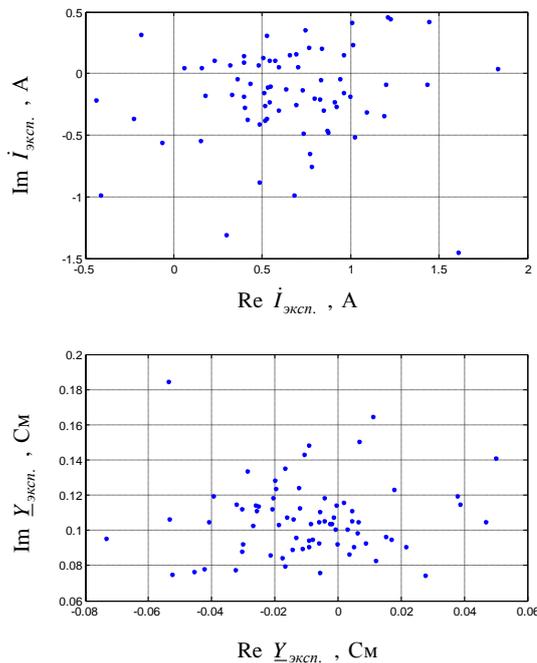
Реальные параметры СЗ генератора противоположны найденным математическим ожиданиям по причине того, что положительное направление тока при измерении параметров режима на присоединении генератора выбрано от генератора к шинам.

Ввиду малости собственного тока искажения в сравнении с током генератора на основной частоте даже при неучёте тока искажения проводимость генератора, определённая по закону Ома, будет близка к экспериментально определённой (расхождение результатов составляет 5,47%):

$$\underline{Y}_{211} = \frac{\dot{I}_{T211}}{\dot{U}_{211}} = -0,0109 + j0,1458 \text{ См.}$$

Среднее за время измерений автономное напряжение искажения, создаваемое генератором ТГ-3 на 11-й гармонике, составляет 6,66 В, что не превышает допустимое значение 121,24 В. Турбогенератор не оказывает недопустимого влияния на уровень 11-й гармоники на его шинах.

## Д.2. Турбогенератор Г-1



Исходное количество измерений параметров режима	2104
Количество измерений, отбракованных по одному из условий:	
– наличие выбросов	0
– величина составляющей напряжения нулевой последовательности	0
– недостаточный уровень напряжения гармоники	0
Количество измерений параметров режима для расчёта параметров схем замещения	2104

Рисунок Д.2 – Результаты определения параметров схемы замещения турбогенератора Г-1 на 13-й гармонике для токов прямой последовательности с использованием комбинированного метода

Математические ожидания параметров СЗ исследуемого потребителя составили  $\dot{I}_{\text{экс.сред.}} = 0,5694 - j0,1292 \text{ А}$ ,  $\underline{Y}_{\text{экс.сред.}} = -0,0061 + j0,1034 \text{ См}$ .

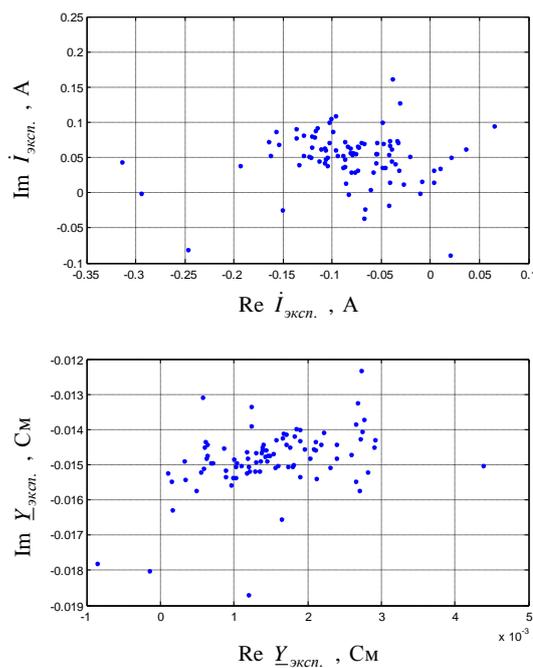
Реальные параметры СЗ генератора противоположны найденным математическим ожиданиям по причине того, что положительное направление тока при измерении параметров режима на присоединении генератора выбрано от генератора к шинам.

Ввиду малости собственного тока искажения в сравнении с током генератора на основной частоте даже при неучёте тока искажения проводимость генератора, определённая по закону Ома, будет близка к экспериментально определённой (расхождение результатов составляет 1,48%):

$$\underline{Y}_{113} = \frac{\dot{I}_{T113}}{\dot{U}_{113}} = -0,0046 + j0,1031 \text{ См.}$$

Среднее за время измерений автономное напряжение искажения, создаваемое генератором Г-1 на 13-й гармонике, составляет 5,64 В, что не превышает допустимое значение 121,24 В. Турбогенератор не оказывает недопустимого влияния на уровень 13-й гармоники на его шинах.

### Д.3. Синхронный двигатель 6 кВ 2500 кВт



Исходное количество измерений параметров режима	2704
Количество измерений, отбракованных по одному из условий:	
– наличие выбросов	0
– величина составляющей напряжения нулевой последовательности	0
– недостаточный уровень напряжения гармоники	0
Количество измерений параметров режима для расчёта параметров схем замещения	2704

Рисунок Д.3 – Результаты определения параметров схемы замещения синхронного двигателя 6 кВ 2500 кВт на 5-й гармонике для токов обратной последовательности с использованием комбинированного метода

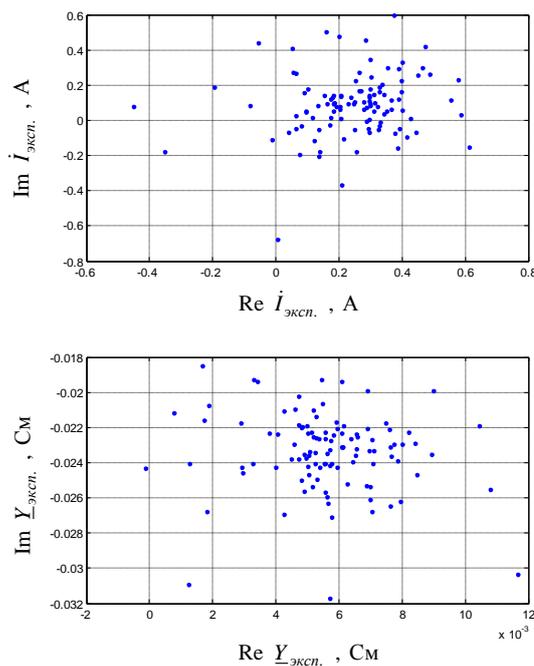
Математические ожидания параметров СЗ исследуемого потребителя составили  $\dot{I}_{эксп.сред.} = -0,0764 + j0,0314 \text{ А}$ ,  $\underline{Y}_{эксп.сред.} = 0,0018 - j0,0150 \text{ См}$ .

Ввиду малости собственного тока искажения в сравнении с током двигателя на основной частоте даже при неучёте тока искажения проводимость генератора, определённая по закону Ома, будет близка к экспериментально определённой (расхождение результатов составляет 4,61%):

$$\underline{Y}_{2,5} = \frac{\dot{I}_{T2,5}}{\dot{U}_{2,5}} = 0,0021 - j0,0144 \text{ См.}$$

Среднее за время измерений автономное напряжение искажения, создаваемое нагрузкой на 5-й гармонике, составляет 5,48 В, что не превышает допустимое значение 138,56 В. Синхронный двигатель не оказывает недопустимого влияния на уровень 5-й гармоники в узле его подключения.

#### Д.4. Общезаводская нагрузка электролизной серии алюминиевого завода (освещение, двигатели переменного тока, ПК и т. п.)



Исходное количество измерений параметров режима	2648
Количество измерений, отбракованных по одному из условий:	
– наличие выбросов	0
– величина составляющей напряжения нулевой последовательности	0
– недостаточный уровень напряжения гармоники	0
Количество измерений параметров режима для расчёта параметров схем замещения	2648

Рисунок Д.4 – Результаты определения параметров схемы замещения общезаводской нагрузки электролизной серии алюминиевого завода на 7-й гармонике для токов прямой последовательности с использованием комбинированного метода

Математические ожидания параметров СЗ исследуемого потребителя составили  $\dot{I}_{\text{эксп.сред.}} = 0,2353 + j0,1226 \text{ А}$ ,  $\underline{Y}_{\text{эксп.сред.}} = 0,0052 - j0,0232 \text{ См}$ .

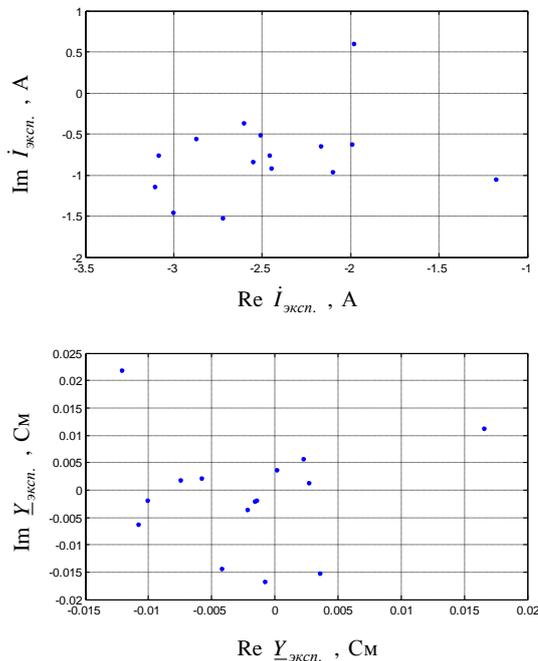
Ток искажения линейной нагрузки практически равен нулю, что подтверждается результатом эксперимента. Проводимость исследуемого потребителя на 7-й гармонике для токов ПП, определённая по закону Ома, равна:

$$\underline{Y}_{17} = \frac{\dot{I}_{T17}}{\dot{U}_{17}} = 0,0052 - j0,0245 \text{ См.}$$

Найденная по закону Ома проводимость отличается от  $\underline{Y}_{\text{экс.сред.}}$  на 5,19%.

Среднее за время измерений автономное напряжение искажения, создаваемое исследуемой нагрузкой на 7-й гармонике, составляет 11,16 В, что не превышает допустимое значение 173,21 В. Общезаводская нагрузка не оказывает недопустимого влияния на уровень 7-й гармоники на шинах 10 кВ электролизной серии алюминиевого завода.

#### Д.5. Двигатель постоянного тока 6 кВ 500 кВт, включенный через выпрямитель



Исходное количество измерений параметров режима	2912
Количество измерений, отбракованных по одному из условий:	
– наличие выбросов	0
– величина составляющей напряжения нулевой последовательности	0
– недостаточный уровень напряжения гармоники	0
Количество измерений параметров режима для расчёта параметров схем замещения	2912

Рисунок Д.5 – Результаты определения параметров схемы замещения двигателя постоянного тока 6 кВ 500 кВт, включенного через выпрямитель, на 5-й гармонике для токов обратной последовательности с использованием комбинированного метода

Математические ожидания параметров СЗ исследуемого потребителя составили  $\dot{I}_{\text{экс.сред.}} = -2,3536 - j0,7352 \text{ А}$ ,  $\underline{Y}_{\text{экс.сред.}} = -0,0012 + j0,0004 \text{ См}$ .

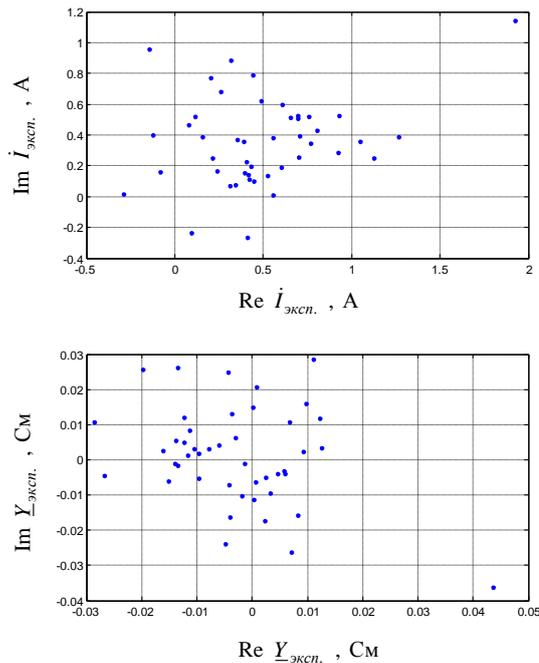
Ожидаемая проводимость искажающего потребителя равна нулю, что практически подтверждается измерениями. При этом величина тока искажения  $\dot{I}_{\text{экс.}}$  должна быть равна взятому с противоположным знаком току ОП 5-й гармоники на присоединении потребителя  $\dot{I}_{T25}$ . Среднее за время измерений значение тока  $\dot{I}_{T25}$  составляет  $2,3135 + j0,7976 \text{ А}$ . С учётом знака отличие от тока  $\dot{I}_{\text{экс.сред.}}$  составляет 3,03%.

Среднее за время измерений автономное напряжение искажения, создаваемое нагрузкой на 5-й гармонике, составляет 1949,4 В, что превышает допустимое значение 138,56 В. Двигатель постоянного тока, включенный через выпрямитель, оказывает недопустимое влияние на уровень 5-й гармоники на шинах 6 кВ.

#### **Д.6. Асинхронный двигатель 6 кВ 500 кВт, включенный через тиристорный преобразователь частоты**

Математические ожидания параметров СЗ исследуемого потребителя составили  $\dot{I}_{\text{экс.сред.}} = 0,5229 + j0,3901 \text{ А}$ ,  $\underline{Y}_{\text{экс.сред.}} = -0,0018 - j0,0004 \text{ См}$ .

Ожидаемая проводимость искажающего потребителя равна нулю, что практически подтверждается измерениями. При этом величина тока искажения  $\dot{I}_{\text{экс.}}$  должна быть равна взятому с противоположным знаком току ПП 7-й гармоники на присоединении потребителя  $\dot{I}_{T17}$ . Среднее за время измерений значение тока  $\dot{I}_{T17}$  составляет  $-0,5289 - j0,4294 \text{ А}$ . С учётом знака отличие от тока  $\dot{I}_{\text{экс.сред.}}$  составляет 5,84%.



Исходное количество измерений параметров режима	2680
Количество измерений, отбракованных по одному из условий:	
– наличие выбросов	0
– величина составляющей напряжения нулевой последовательности	0
– недостаточный уровень напряжения гармоники	0
Количество измерений параметров режима для расчёта параметров схем замещения	2680

Рисунок Д.6 – Результаты определения параметров схемы замещения асинхронного двигателя 6 кВ 500 кВт на 7-й гармонике для токов прямой последовательности с использованием комбинированного метода

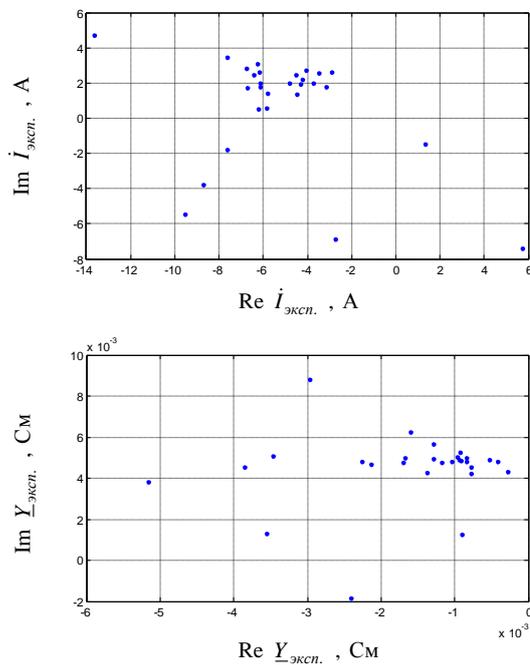
Среднее за время измерений автономное напряжение искажения, создаваемое нагрузкой на 7-й гармонике, составляет 353,80 В, что превышает допустимое значение 103,92 В. Асинхронный двигатель, включенный через тиристорный преобразователь частоты, оказывает недопустимое влияние на уровень 7-й гармоники на шинах 6 кВ.

### Д.7. ВЛ 220 кВ, питающая серию электролизёров алюминиевого завода (2-е измерение)

Математические ожидания параметров СЗ исследуемого потребителя составили  $\dot{I}_{эксп.сред.} = -4,0592 + j0,4339$  А,  $\underline{Y}_{эксп.сред.} = -0,0013 + j0,0040$  См.

Ожидаемая проводимость искажающего потребителя равна нулю, что практически подтверждается измерениями. При этом величина тока искажения  $\dot{I}_{эксп.}$  должна быть равна взятому с противоположным знаком току ОП 11-й гармоники на присоединении потребителя  $\dot{I}_{T2\ 11}$ . Среднее за время измерений значение тока

$\dot{I}_{T211}$  составляет  $4,2625 - j0,5595$  А. С учётом знака отличие от тока  $\dot{I}_{\text{эксн.сред.}}$  составляет 5,56%.

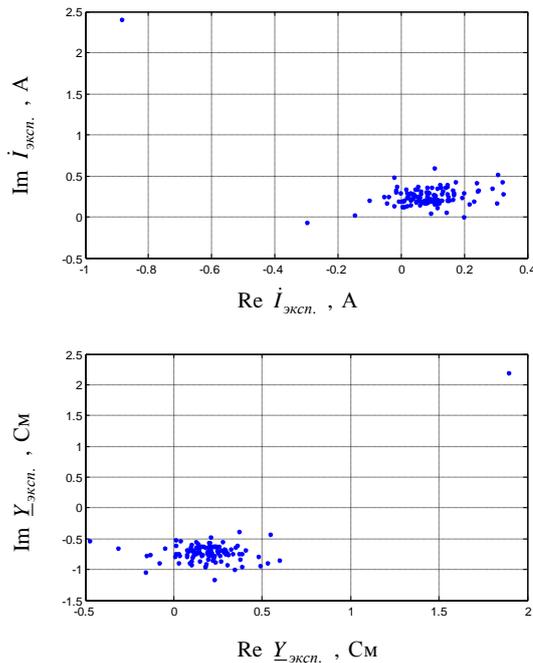


Исходное количество измерений параметров режима	2136
Количество измерений, отбракованных по одному из условий:	
– наличие выбросов	0
– величина составляющей напряжения нулевой последовательности	0
– недостаточный уровень напряжения гармоники	0
Количество измерений параметров режима для расчёта параметров схем замещения	2136

Рисунок Д.7 – Результаты определения параметров схемы замещения нагрузки ВЛ 220 кВ, питающей электролизную серию алюминиевого завода, на 11-й гармонике для токов обратной последовательности с использованием комбинированного метода

Среднее за время измерений автономное напряжение искажения, создаваемое электролизной серией алюминиевого завода на 11-й гармонике на шинах 220 кВ, составляет 9706 В, что превышает допустимое значение 1270,2 В. Выпрямительный агрегат оказывает недопустимое влияние на уровень 11-й гармоники на шинах 220 кВ.

### Д.8. Смешанная нагрузка на шинах 0,4 кВ подстанции



Исходное количество измерений параметров режима	4168
Количество измерений, отбракованных по одному из условий:	
– наличие выбросов	0
– величина составляющей напряжения нулевой последовательности	0
– недостаточный уровень напряжения гармоника	0
Количество измерений параметров режима для расчёта параметров схем замещения	4168

Рисунок Д.8 – Результаты определения параметров схемы замещения смешанной нагрузки на шинах 0,4 кВ подстанции на 7-й гармонике для токов прямой последовательности с использованием комбинированного метода

Математические ожидания параметров СЗ исследуемого потребителя составили  $\underline{I}_{\text{эксп.сред.}} = 0,0652 + j0,2956 \text{ А}$ ,  $\underline{Y}_{\text{эксп.сред.}} = 0,1723 - j0,6747 \text{ См}$ .

Выполнить проверку правильности определения параметров СЗ в этом случае не представляется возможным ввиду неизвестного соотношения между линейной и нелинейной нагрузками на стороне 0,4 кВ ПС. Пример представлен для подтверждения возможности применения разработанного алгоритма для смешанной нагрузки.

Среднее за время измерений автономное напряжение искажения, создаваемое исследуемой нагрузкой на 7-й гармонике, составляет 0,43 В, что не превышает допустимое значение 10,97 В. Общезаводская нагрузка не оказывает недопустимого влияния на уровень 7-й гармоники на шинах 0,4 кВ ПС.