

**Министерство образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
Высшего профессионального образования  
«Амурский государственный университет»**



«Кадры для регионов»



ФГБОУ ВПО «Амурский государственный  
университет»

Учебное пособие подготовлено в рамках реализации проекта о подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и организаций регионов («Кадры для регионов»)

**И.В. Наумов**

# **УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

Учебное пособие

Благовещенск  
Издательство АмГУ  
2014

ББК 31.27я73

НЗ4

*Печатается по решению  
редакционно-издательского совета  
Амурского государственного  
университета*

***Разработано в рамках реализации гранта «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу предприятия-партнера ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»***

*Рецензенты:*

Заместитель начальника департамента - начальник отдела социальной политики ОАО "Дальневосточная распределительная сетевая компания" А.А. Гаврилов; доцент кафедры Автоматизации производственных процессов и электротехники АмГУ, Д.А. Теличенко, канд. техн. наук.

***Наумов И.В.***

**НЗ4 Управление качеством электрической энергии: учебн. пособие. – Благовещенск: изд-во АмГУ, 2014.- 111 с.**

Пособие соответствует требованиям ФГОС – 3 подготовки магистров по направлению 140400.68.

Рассмотрены причины ухудшения качества ЭЭ, требования государственного стандарта к показателям, характеризующим нормы качества, способы и технические средства нормализации этих показателей, а также вопросы управления качеством электрической энергии.

Изложены основные методы расчета устройств повышения качества.

Может быть использовано студентами других вузов электроэнергетических специальностей по программе подготовки бакалавров, а также аспирантами и научно-техническими работниками.

**В авторской редакции**

© Амурский государственный университет, 2014

© Наумов И.В., 2014

ISBN

## Оглавление

<b>Оглавление</b>	<b>3</b>
<b>Введение</b>	<b>5</b>
<b>ЧАСТЬ 1. ФОРМИРОВАНИЕ ПОДХОДА К УЧЁТУ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ</b>	<b>8</b>
1.1. Общие положения	8
1.2. Основные понятия и определения	12
1.3. Управление качеством электроэнергетики в зарубежных странах	18
1.4. Общие положения анализа качества электрической энергии	21
<b>ЧАСТЬ 2. ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ</b>	<b>26</b>
2.1. Режимы работы электрической сети и требования к качеству электрической энергии	26
2.2. Принятые условные обозначения и общие положения	28
2.3. Продолжительные изменения характеристик напряжения	29
2.3.1. Отклонение частоты	29
2.4. Медленные изменения напряжения	32
2.5. Колебания напряжения и фликер	37
2.5.1. Одиночные быстрые изменения напряжения	38
2.6. Несинусоидальность напряжения	41
2.7. Несимметрия напряжений в трёхфазных сетях	49
2.8. Случайные события	63
2.8.1. Прерывания напряжения	65
2.8.2. Провалы напряжения	63
2.8.3. Перенапряжения	65
2.8.4. Импульсное напряжение	65
<b>ЧАСТЬ 3. РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ</b>	<b>66</b>
3.1. Общие сведения	66

3.2. Расчёт отклонения напряжения	67
3.3. Расчёт колебаний напряжения	70
3.4. Расчёт несинусоидальности напряжения	71
3.5. Расчёт несимметрии напряжения	73
3.5.1. Общие положения	73
3.5.2. Расчёт показателей несимметрии токов им напряжений	74
3.5.3. Программа расчёта показателей качества электроэнергии и дополнительных потерь мощности при несимметричной нагрузке	78
<b>ЧАСТЬ 4. МЕТОДЫ АНАЛИЗА КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ</b>	<b>80</b>
4.1. Общие положения	80
4.2. Отклонение частоты	81
4.3. Отклонение напряжения	82
4.4. Несинусоидальность напряжения	85
4.5. Несимметрия напряжения	91
<b>ЧАСТЬ 5. Методики выполнения измерений ПКЭ</b>	<b>97</b>
5.1. Требования к погрешности измерений	97
5.2. Требования к средствам измерения	97
5.3. Методы измерения	98
5.4. Требования к квалификации операторов	98
5.5. Условия измерения	98
5.6. Выполнение измерений	102
5.7. Оформление результатов измерений	102
<b>ЧАСТЬ 6. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ШУНТОСИММЕТРИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА</b>	<b>104</b>
<b>Библиография</b>	<b>110</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Качество электроэнергии является составляющей электромагнитной совместимости (ЭМС), характеризующей электромагнитную среду. Под ЭМС понимают способность электротехнических средств нормально функционировать в данной электромагнитной среде (обстановке), не внося недопустимых электромагнитных помех (ЭМП) в эту среду и не испытывая таковых с ее стороны.

Нормы ПКЭ установлены ГОСТ Р 54149 – 2010 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Настоящий стандарт устанавливает нормы качества электрической энергии, которые являются уровнями электромагнитной совместимости. При соблюдении указанных норм гарантируется нормальное функционирование всех технических средств. Основным принципом обеспечения ЭМС в точке присоединения заключается в том, чтобы обеспечить как помехоустойчивость электроприемника (потребителя), так и ограничить уровень вносимых им электромагнитных помех.

Система управления качеством электроэнергии (КЭ) предусматривает выполнение ряда общеизвестных требований, обеспечивающих управляемость объектом, включая и человеческий фактор. К ним относятся:

- формирование структуры управления КЭ;
- правовое регулирование отношений в части обеспечения КЭ;
- разработка технических мероприятий на этапе проектирования и ввода в эксплуатацию нового присоединения;
- разработка методических требований;
- организационные задачи;
- контроль качества электроэнергии;
- договоры.

Управление качеством электроэнергии — это система методических, технических и организационных мероприятий, направленных на обеспечение электромагнитной совместимости в электрических сетях, которая позволяет: предупреждать нарушения вместо их обнаружения; управлять процессами вместо их прерывания; анализировать систематические и случайные действующие факторы; прогнозировать локальное и глобальное воздействие на процессы; обеспечить стабильность производства на основе управления; совершенствовать технологию и ее компьютеризацию. При управлении КЭЭ с помощью различных методов и технических средств достигаются такие характеристики электрической энергии, при которых обеспечивается удовлетворение требований потребителя.

За качество электрической энергии отвечают как поставщики электрической энергии, так и потребители, при этом взаимоотношения должны строиться на договорных отношениях, в том числе и в части разграничения ответственности за качество электроэнергии. Эти положения изложены в «Правилах функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 530, в котором устанавливается ответственность всех субъектов электроэнергетики на оптовом и розничном рынках за исполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по соответствующим договорам, «в том числе за надежность снабжения ЭЭ и ее качество в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями».

При управлении качеством ЭЭ необходимо решать ряд методических и организационных мероприятий.

Неотложными задачами методического обеспечения является разработка:

- методики расчета допустимого влияния потребителя на качество электроэнергии в точке общего присоединения;
- методики выбора мероприятий по ограничению влияния электроустановок потребителей на качество электроэнергии в точке общего присоединения;
- методики организации мониторинга качества электроэнергии в электрических сетях и выбор мест установки средств измерения ПКЭ, а также средств минимизации показателей качества ЭЭ;
- методики контроля и расчета основных ПКЭ.

Кроме того, необходимо решать и ряд организационных мероприятий, в частности создания испытательных и измерительных лабораторий, подготовки специалистов в структуре управления энергетическим хозяйством, формирования взаимоотношений на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Поэтому определенный интерес представляет зарубежный опыт при управлении КЭЭ.

# **ЧАСТЬ 1. Формирование подхода к учету качества ЭЭ**

## **1.1. Общие положения**

В статье 7 закона «О защите прав потребителей» установлено: “Потребитель имеет право на то, чтобы товар (работа, услуга) при обычных уровнях его использования, хранения, транспортировки и утилизации был безопасен для жизни, здоровья потребителя, окружающей среды, а также не причинял вред имуществу потребителя. Товар (работа, услуга), на которые законами или стандартами установлены требования, обеспечивающие безопасность жизни, здоровья, охрану окружающей среды и предотвращение причинения вреда имуществу потребителя, а также средства, обеспечивающие безопасность жизни, здоровья потребителя, подлежат обязательной сертификации в установленном порядке”.

Электрическая энергия, поставляемая энергоснабжающими организациями потребителям по договорам энергоснабжения, выступает как товар особого вида, характеризующийся совпадением во времени процессов производства, транспортирования и потребления и невозможностью его хранения и возврата. Вместе с тем, к электрической энергии, как к товару любого вида, применимо понятие «качество», т.к. электрическая энергия характеризуется совокупностью свойств, обуславливающих ее пригодность для обеспечения нормального функционирования технических средств (электрических, электронных, радиоэлектронных и других) потребителей электрической энергии. Электроэнергия как товар обладает рядом специфических свойств:

- она непосредственно используется при создании других видов продукции и оказывает существенное влияние на экономические показатели производства и качества выпускаемых изделий. Понятие качества электрической энергии отличается от понятия качества других товаров.



Качество электроэнергии (КЭ) проявляется через качество работы потребителей электроэнергии (ПЭ);

- качество электроэнергии на месте производства не гарантирует ее качество на месте потребления.

Характер самого производственного процесса существенно влияет на параметры качества электроэнергии. КЭ до и после включения потребителя в точке его присоединения может быть различно. По существу КЭ можно было бы характеризовать термином "Электромагнитная совместимость" (ЭМС). При этом под термином ЭМС понимается способность оборудования нормально функционировать в его электромагнитной среде, не создавая недопустимых электромагнитных помех для другого оборудования, функционирующего в этой среде.

Соблюдение электроснабжающими организациями и потребителями электроэнергии (ПЭ) показателей качества позволяет не только экономить топливно-энергетические ресурсы, но и другие виды материальных ресурсов, часть которых при низком уровне качества электроэнергии тратится на бракуемую и утилизируемую продукцию. В 1999 г. был введен в действие межгосударственный стандарт **ГОСТ 13109-97**. А в 2010 году введен в действие новый национальный стандарт РФ **ГОСТ Р 54149—2010**, который называется также, как и предыдущий стандарт: «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. НОРМЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ». Этот стандарт адаптирован измененному Европейскому аналогичному стандарту **EN 50160: 2010 (NEQ)**, принятому также в 2010 году.

Настоящий стандарт устанавливает показатели и нормы качества электрической энергии (КЭ) в точках передачи электрической энергии пользователям электрических сетей низкого, среднего и высокого

напряжений систем электроснабжения общего назначения переменного тока частотой 50 Гц.

Требования настоящего стандарта применяют при установлении норм КЭ в электрических сетях:

- систем электроснабжения общего назначения, присоединенных к Единой энергетической системе России,
- изолированных систем электроснабжения.

Требования настоящего стандарта применяют во всех режимах работы систем электроснабжения общего назначения, кроме режимов, обусловленных:

- обстоятельствами непреодолимой силы: землетрясениями, наводнениями, ураганами, пожарами, гражданскими беспорядками, военными действиями;
- опубликованием нормативно-правовых актов органов власти, устанавливающих правила временного энергоснабжения;
- введением временного электроснабжения пользователей электрических сетей в целях устранения неисправностей или выполнения работ по минимизации зоны и длительности отсутствия электроснабжения.

Настоящий стандарт предназначен для применения при установлении и нормировании показателей КЭ, связанных с характеристиками напряжения электропитания, относящимися к частоте, значениям и форме напряжения, а также к симметрии напряжений в трехфазных системах электроснабжения. Данные характеристики напряжения подвержены изменениям из-за изменений нагрузки, влияния кондуктивных электромагнитных помех, создаваемых отдельными видами оборудования, и возникновения неисправностей, вызываемых, главным образом, внешними событиями. В

результате возникают случайные изменения характеристик напряжения во времени в любой отдельной точке передачи электрической энергии пользователю электрической сети, а также случайные отклонения характеристик напряжения в различных точках передачи электрической энергии в конкретный момент времени.

Электрическая энергия используется во всех сферах жизнедеятельности человека, обладает совокупностью специфических свойств и непосредственно участвует в создании других видов продукции, влияя на их качество. Каждый электроприемник (ЭП) предназначен для работы при определенных параметрах электрической энергии: номинальных частоте, напряжении и т. п., поэтому для нормальной его работы должно быть обеспечено требуемое качество электрической энергии (КЭ). Учитывая непредсказуемость ряда явлений, влияющих на напряжение, не представляется возможным установить определенные допустимые границы значений для соответствующих характеристик напряжения. Поэтому изменения характеристик напряжения, связанные с такими явлениями, как, например, провалы и прерывания напряжения, перенапряжения и импульсные напряжения, в настоящем стандарте не нормируются. При заключении договоров на поставку или передачу электрической энергии следует учитывать статистические данные, относящиеся к таким характеристикам.

Нормы КЭ, установленные в настоящем стандарте, не рассматривают в качестве уровней электромагнитной совместимости для кондуктивных электромагнитных помех и предельных значений кондуктивных электромагнитных помех, создаваемых оборудованием электроустановок потребителей электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Нормы КЭ в электрических сетях, находящихся в собственности потребителей электрической энергии, должны соответствовать нормам КЭ, установленным настоящим стандартом. Таким образом, *качество*

*электроэнергии* определяется совокупностью характеристик электрической энергии, при которых ЭП могут нормально работать и выполнять заложенные в них функции. Важность проблемы повышения КЭ нарастает вместе с развитием и широким внедрением на производстве вентильных преобразователей и различных высокоэффективных технологических установок, таких как дуговые сталеплавильные печи, сварочные установки и др.

В быту в последние годы широкое распространение получили телевизоры, компьютеры и другие устройства, работающие на постоянном токе через вторичный источник питания и ухудшающие КЭ в питающей сети. В итоге возник своего рода парадокс: применение новых технологий, которые экономичны и технологически эффективны, которые улучшают жизнь людей, отрицательно сказывается на КЭ в электрических сетях.

## **1.2. Основные понятия и определения**

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

- **система электроснабжения общего назначения:** совокупность электроустановок и электрических устройств, предназначенных для обеспечения электрической энергией различных потребителей электрических сетей;
- **пользователь электрической сети:** сторона, получающая электрическую энергию от электрической сети либо передающая электрическую энергию в электрическую сеть. К пользователям электрических сетей относят сетевые организации и иных владельцев электрических сетей, потребителей электрической энергии, а также генерирующие организации;
- **распределительная электрическая сеть:** совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии между

пользователями электрической сети, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории;

- **сетевая организация:** организация, владеющая на праве собственности или на ином установленном федеральными законами основании объектами электросетевого хозяйства, с использованием которых оказывающая услуги по передаче электрической энергии и осуществляющая в установленном порядке технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, а также осуществляющая право заключения договоров по оказанию услуг по передаче электроэнергии с использованием объектов электросетевого хозяйства принадлежащих другим собственникам и иным законным владельцам и входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть;

- **номинальная частота:** номинальное значение частоты напряжения электропитания;

- **кондуктивная электромагнитная помеха:** электромагнитная помеха, распространяющаяся по проводникам электрической сети. В некоторых случаях электромагнитная помеха распространяется через обмотки трансформаторов и может действовать в электрических сетях с разными значениями напряжения. Кондуктивные электромагнитные помехи могут ухудшить качество функционирования устройств, электроустановок или систем или вызвать их повреждение;

- **точка передачи электрической энергии:** точка электрической сети, находящаяся на линии раздела объектов электроэнергетики между владельцами по признаку собственности или владения на ином предусмотренном федеральными законами основании, определенная в процессе технологического присоединения;

- **точка общего присоединения:** электрически ближайшая к конкретной нагрузке пользователя сети точка, к которой присоединены нагрузки других пользователей сети;
- **уровень электромагнитной совместимости в системе электроснабжения:** регламентированный уровень кондуктивной электромагнитной помехи, используемый в качестве опорного для координации между допустимым уровнем помех, вносимым техническими средствами пользователей электрических сетей, и уровнем помех, воспринимаемым техническими средствами, подключенными к электрической сети, без нарушения их нормального функционирования;
- **напряжение гармонической составляющей:** среднеквадратическое значение синусоидального напряжения, частота которого является кратной основной частоте напряжения электропитания;
- **напряжение интергармонической составляющей:** среднеквадратическое значение синусоидального напряжения, частота которого не является кратной основной частоте напряжения электропитания. Следует иметь в виду, что одновременно возникающие интергармонические составляющие на сближенных частотах могут образовать напряжение с широкополосным спектром;
- **напряжение сигналов в электрической сети:** напряжение сигналов, добавляемое к напряжению электропитания при передаче информации в распределительных электрических сетях и электроустановках потребителей электрической энергии;
- **быстрое изменение напряжения:** быстрое изменение среднеквадратического значения напряжения между двумя последовательными уровнями установившегося напряжения;

- **напряжение электропитания:** Среднеквадратическое значение напряжения в определенный момент времени в точке передачи электрической энергии пользователю электрической сети, измеряемое в течение установленного интервала времени.
- **согласованное напряжение электропитания  $U_c$ :** напряжение, отличающееся от стандартного номинального напряжения электрической сети по ГОСТ 29322, согласованное для конкретного пользователя электрической сети при технологическом присоединении в качестве напряжения электропитания;
- **низкое напряжение:** напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого не превышает 1 кВ;
- **среднее напряжение:** напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого превышает 1 кВ, но не превышает 35 кВ;
- **высокое напряжение:** напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого превышает 35 кВ, но не превышает 220 кВ;
- **частота напряжения электропитания:** частота повторения колебаний основной гармоники напряжения электропитания, измеряемая в течение установленного интервала времени;
- **опорное напряжение (при оценке провалов, прерываний напряжения и перенапряжений):** значение напряжения, применяемое в качестве основы при установлении остаточного напряжения, пороговых значений напряжения и других характеристик провалов, прерываний напряжения и перенапряжений, выраженное в вольтах или в процентах номинального напряжения. В соответствии с требованиями настоящего стандарта опорное напряжение (при оценке провалов, прерываний напряжения и перенапряжений) считают равным номинальному или согласованному напряжению электропитания;

- **прерывание напряжения:** ситуация, при которой напряжение в точке передачи электрической энергии меньше 5 % опорного напряжения;
- **импульсное напряжение:** перенапряжение, представляющее собой одиночный импульс или колебательный процесс (обычно сильно демпфированный), длительностью до нескольких мс;
- **провал напряжения:** временное уменьшение напряжения в конкретной точке электрической системы ниже установленного порогового значения;
- **длительность провала напряжения:** интервал времени между моментом, когда напряжение в конкретной точке системы электроснабжения падает ниже порогового значения начала провала напряжения, и моментом, когда напряжение возрастает выше порогового значения окончания провала напряжения;
- **пороговое значение окончания провала напряжения:** Среднеквадратическое значение напряжения в системе электроснабжения, установленное для определения окончания провала напряжения.
- **остаточное напряжение провала напряжения:** минимальное среднеквадратическое значение напряжения, отмеченное в течение провала напряжения;
- **пороговое значение начала провала напряжения:** среднеквадратическое значение напряжения в системе электроснабжения, установленное для определения начала провала напряжения;
- **перенапряжение:** временное возрастание напряжения в конкретной точке электрической системы выше установленного порогового значения;
- **длительность перенапряжения:** интервал времени между моментом, когда напряжение в конкретной точке системы электроснабжения возрастает



выше порогового значения начала перенапряжения, и моментом, когда напряжение падает ниже порогового значения окончания перенапряжения;

- **пороговое значение окончания перенапряжения:** среднеквадратическое значение напряжения в системе электроснабжения, установленное для определения окончания перенапряжения;

- **пороговое значение начала перенапряжения:** среднеквадратическое значение напряжения в системе электроснабжения, установленное для определения начала перенапряжения;

- **фликер:** ощущение неустойчивости зрительного восприятия, вызванное световым источником, яркость или спектральный состав которого изменяется во времени;

- **среднеквадратическое значение:** корень квадратный из среднеарифметического значения;

- **усреднение по времени:** усреднение нескольких последовательных значений конкретного показателя КЭ, измеренных на одинаковых интервалах времени, для получения значения показателя при большем интервале времени;

- **маркированные данные:** обозначение результатов измерений показателей КЭ и результатов их усреднения на временных интервалах, в пределах которых имели место прерывания, провалы напряжения или перенапряжения;

- **качество электрической энергии (КЭ):** степень соответствия характеристик электрической энергии в данной точке электрической системы совокупности нормированных показателей КЭ;

- **несимметрия напряжений:** состояние системы энергоснабжения трехфазного переменного тока, в которой среднеквадратические значения основных составляющих междуфазных напряжений или углы сдвига фаз между основными составляющими междуфазных напряжений не равны между собой;
- **производитель (поставщик) электрической энергии"** - собственник или иной законный владелец генерирующих объектов, осуществляющий производство электрической энергии (мощности) с целью ее продажи, либо иные юридические лица, являющиеся собственниками электрической энергии (мощности), производимой на генерирующих объектах, или обладающие правом осуществлять ее продажу;
- **точка поставки на розничном рынке** - место в электрической сети, находящееся на границе балансовой принадлежности энергопринимающих устройств покупателя (продавца) электрической энергии либо лица, в интересах которого он приобретает (продает) электрическую энергию, и являющееся местом исполнения обязательства по поставке электрической энергии и (или) оказанию услуг, используемым для определения объема взаимных обязательств субъектов розничного рынка по договорам купли-продажи (поставки) электрической энергии.

### **1.3. Управление качеством электроэнергии в зарубежных странах**

В течение последнего десятилетия внимание к качеству электроэнергии значительно возросло. Массовые отключения электроэнергии, которые произошли в США и Европе в 2003 году, поставили вопрос о первостепенном значении надежности и качества энергии.

Спрос на электроэнергию гарантированного качества имеет несколько фундаментальных причин:

- электроэнергия стала рассматриваться как товар, для которого гарантированное качество создает стимул и для покупателя, и для продавца. Поставщики энергии в ближайшем будущем будут способны дифференцировать предложения по цене энергии в зависимости от уровня ее качества;
- большое количество электроэнергии можно сэкономить, если постоянно следить за ее качеством;
- возросшее внимание к качеству электроэнергии состоит в отмене госконтроля на рынке электроэнергии во многих странах мира.

Работы, направленные на решение проблемы повышения уровня энергоэффективности и энергобезопасности при поставках электроэнергии, сейчас активно идут и в странах Евросоюза. Нормативы Совета Европейских Органов, регулирующих электроэнергию (CEER 2005) при поставках электрической энергии (ЭЭ) различают три аспекта качества:

- качество напряжения (качество электроэнергии, определяемое показателями качества ЭЭ);
- коммерческое качество (определяется индивидуальными договорными отношениями поставщика и потребителя электроэнергии);
- непрерывность, надежность, гарантированность поставок электрической энергии в соответствии с требованиями потребителя электроэнергии.

Основная разница между понятиями «качество напряжения (качество электроэнергии)» и «непрерывность поставок ЭЭ» состоит в том, что потребитель до определенного момента не воспринимает плохого качества электроэнергии, в то время как он реагирует на все прерывания в поставках электрической энергии. Поэтому потребитель электроэнергии не проявляет особого интереса к улучшению качества потребляемой ЭЭ, пока это качество не упадет до предельного уровня. В то же время потребитель стремится избежать любых прерываний в энергоснабжении.

Непрерывность поставок характеризуется количеством и продолжительностью сбоев в поставках электроэнергии.

В мировой практике широко применяются различные индикаторы непрерывности поставок ЭЭ как для отдельных потребителей электроэнергии, так и для системы электроснабжения в целом.

Так, например, для систем передачи электроэнергии в Великобритании, Венгрии, Италии, Норвегии, Чешской Республике, Греции, Португалии, Франции, Литве, Швеции, Эстонии, Ирландии, Германии и Голландии используются индикаторы SAIFI: Индекс Средней Частоты Перебоев Электроснабжения для Системы (количество в год); SAIDI: Индекс Средней Продолжительности Перебоев Электроснабжения для Системы (минуты). С 1 января 2005 года схема регулирования цены и качества электрической энергии полностью вступила в действие в Голландии. Великобритания, Норвегия и Италия разрабатывают подобные схемы, но их введение еще не планируется. Подобное состояние дел и во Франции, Бельгии, Германии, Швейцарии и Австрии.

Проблемы качества напряжения ведут к потерям в большинстве отраслей промышленности. Падения напряжения — главная причина потерь, за ними следует превышение напряжения, гармонические искажения и дисбаланс фаз.

Методы регулирования надежности поставок электрической энергии в Европе:

- общественный контроль (публикация информации о качестве поставок ЭЭ — косвенный метод). Идея такого контроля состоит в том, что о качестве электроэнергии судят клиенты, СМИ и т.д., что в конечном итоге заставляет компании поддерживать и, в случае необходимости, улучшать качество обслуживания;
- стандарты;
- интенсифицирующие (побудительные) схемы (тарифы, штрафы, премии).

В мировой практике решение проблемы качества поставок электроэнергии одновременно идет по двум направлениям: технологическому и нормативному.

1. Технологический подход предполагает развертывание территориальных систем контроля и управления качеством электроэнергии. Мониторинг на уровнях передачи и распределения электрической энергии осуществляется в Италии, Норвегии, Португалии, Словении, Нидерландах, Франции, Великобритании, Латвии.

Мониторинг на уровне передачи ЭЭ есть в Чешской Республике.

Мониторинг на уровнях распределения ЭЭ — в Венгрии.

Мониторинг на стадии развертывания системы — в Испании и Швеции.

2. Нормативный (законодательный) подход предполагает создание технических регламентов и стандартов, регламентирующих отношения поставщика и потребителя электроэнергии с учетом ее качества.

#### **1.4. Общие положения анализа качества электрической энергии**

Для анализа причин потенциальных несоответствий дополнительно могут быть использованы источники информации:

- проектная документация и технические условия на проектирование новых источников ЭЭ и на развитие электрических сетей;
- данные о предполагаемых потребителях ЭЭ новых сетевых объектов;
- выданные технические условия и заключенные договора энергоснабжения;
- расчеты режимов работы электрических сетей, в том числе с нагрузками искажающих потребителей для нормальных и ремонтных схем электроснабжения;
- результаты обследований выполнения правил технической эксплуатации;

– другие источники информации.

Анализ качества электрической энергии при нарушении требований к КЭ включает следующие операции:

– установление причин несоответствий;

– выявление объектов, режимы работы электрооборудования которых обусловили появление несоответствия в точке общего присоединения.

По результатам анализа принимают решения о корректирующих и (или) предупреждающих мероприятиях. После проведения соответствующих мероприятий должна быть оценена их результативность. Оценку результативности мероприятий качества выполняют на основе протоколов контроля КЭ, который должен быть проведен непосредственно после выполнения указанных мероприятий, а также, при необходимости, протоколов измерений с целью анализа КЭ. Для оценки результативности принятых мер в течение определенного периода времени, например, в течение года, следует использовать результаты планового периодического контроля КЭ или данные, получаемые от автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ).

В качестве пунктов контроля КЭ покупаемой энергоснабжающей организацией ЭЭ выбирают границы раздела балансовой принадлежности двух энергоснабжающих организаций или иные пункты, связывающие электрические сети этих организаций и позволяющие проводить измерения КЭ. Выбранные пункты контроля указывают в договоре энергоснабжения между этими энергоснабжающими организациями. Пунктами контроля КЭ, поставляемой потребителям, являются: ЦП, если он принадлежит электроснабжающей организации, в чьем ведении находится распределительная электрическая сеть (далее – распределительная сеть), и *характерные точки* в распределительной сети. Выбор контрольных пунктов

в распределительной сети для измерения установившегося отклонения напряжения следует производить в следующем порядке:

○ 1) сгруппировать распределительные линии, отходящие от ЦП, если это возможно, по доминирующему характеру графиков нагрузки (линии с промышленной нагрузкой и линии с нагрузкой общественных, научных, коммерческих учреждений, жилых зданий и др.);

2) выбрать в каждой из групп распределительных линий следующие контрольные пункты:

- ТКЭ с потребителями, соответствующие точкам электрической сети, потери напряжения от ЦП до которых являются минимальными и максимальными в рассматриваемой группе распределительных линий в режимах наименьших и наибольших нагрузок ЦП;

- ТКЭ с потребителями, график нагрузки которых резко отличен от графика нагрузки ЦП;

- шины 0,4 кВ трансформаторных подстанций (ТП) 6-35/0,4 кВ, от которых осуществляется электроснабжение бытовых потребителей, потери напряжения от ЦП до которых являются минимальными и максимальными в рассматриваемой группе распределительных линий в режимах наибольших и наименьших нагрузок ЦП или вводно-распределительное устройство к этим бытовым потребителям.

Если на подстанции энергоснабжающей организации установлен трансформатор, осуществляющий один и тот же закон регулирования напряжения для нескольких секций шин (трехобмоточный трансформатор, трансформатор с расщепленными обмотками), то пункты контроля выбирают в объединенной распределительной сети, присоединенной ко всем секциям (системам) шин вторичного напряжения данного трансформатора.

При выборе пунктов контроля для измерения установившегося отклонения напряжения следует использовать:

- расчеты с учетом прогнозируемого роста нагрузок или измерения потерь напряжения в электрических сетях напряжением 6-35 и 0,4 кВ в режимах наибольших и наименьших нагрузок ЦП;
- сведения о загрузке распределительных трансформаторов 6-35/0,4 кВ и данные о регулировочных ответвлениях, установленных на этих трансформаторах;
- результаты измерений токов в распределительных линиях и напряжений на шинах 0,4 кВ трансформаторов 6-35/0,4 кВ и др.

В качестве пунктов контроля в **распределительной электрической сети** для измерения показателей несинусоидальности и несимметрии напряжений по обратной последовательности следует выбирать ТОП (ТКЭ) с потребителями, являющимися источниками ухудшения качества электрической энергии (далее искажающие потребители). Дополнительно следует рассмотреть целесообразность контроля КЭ в ТОП (ТКЭ) с восприимчивыми потребителями, ближайшими к искажающим потребителям, и точки электрической сети с установленными статическими компенсирующими устройствами.

В качестве пунктов контроля коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности следует выбирать шины 0,4 кВ трансформаторов 6-35/0,4 кВ, питающих коммунально-бытовую нагрузку. В качестве пунктов контроля могут быть также выбраны шины трехфазного вводно-распределительного устройства жилого дома. При этом выбор конкретных пунктов контроля коэффициента несимметрии напряжения по нулевой последовательности осуществляют с учетом результатов измерений токов в линиях 0,4 кВ и напряжений на шинах 0,4 кВ трансформаторов 6-



35/0,4 кВ, проводимых энергоснабжающей организацией два раза в год в период наибольших и наименьших годовых нагрузок. При этом в первую очередь выбирают точки распределительной сети, в которых была зарегистрирована наибольшая несимметрия фазных токов и напряжений.

В качестве пунктов контроля отклонения частоты и провалов напряжения выбирают любой пункт электрических сетей, в том числе любые ТКЭ.

**В электрических сетях потребителей** в качестве пунктов контроля установившегося отклонения напряжения (дополнительно к пункту контроля закупаемой ЭЭ) рекомендуется выбирать выводы характерных электроприемников: *ближайшего* и *наиболее удаленного* к границе раздела, а также *выводы электроприемников*, характер нагрузки которых резко отличается от графиков нагрузки ЦП в интервалах времени наибольших и наименьших нагрузок, сообщаемых потребителю энергоснабжающей организацией. В качестве пунктов контроля показателей несинусоидальности и коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности (дополнительно к пункту контроля закупаемой ЭЭ) рекомендуется выбирать ТОП, к которым присоединены нелинейные и несимметричные электроприемники. В качестве пунктов контроля коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности следует выбирать шины 0,4 кВ трансформаторов 6-35/0,4 кВ, питающих одновременно трехфазную и однофазную нагрузки. В качестве пунктов контроля при сертификационных испытаниях установившегося отклонения напряжения выбирают пункт(ы) контроля качества закупаемой ЭЭ и выводы приемников электрической энергии бытовых потребителей, потери напряжения до которых являются минимальными и максимальными в режимах наибольших и наименьших нагрузок ЦП, или вводно-распределительные устройства к этим бытовым потребителям.

При этом при периодическом контроле КЭ рекомендуется, чтобы общая продолжительность непрерывного контроля ПКЭ составляла 7 суток.

Стоит отметить, что средства измерений должны:

- выдерживать на зажимах входных цепей и цепей сетевого питания длительное (не менее 24 ч) воздействие напряжения не менее удвоенного номинального значения;
- выдерживать на зажимах входных цепей и цепей сетевого питания воздействие грозовых импульсов напряжения до 6 кВ;
- обеспечивать защиту измерительной информации путем ограничения доступа к входным клеммам и органам управления, применением паролей, фиксацией в памяти моментов времени ввода команд, изменяющих режимы работы прибора.

## **ЧАСТЬ 2. ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

### **2.1. Режимы работы электрической сети и требования к качеству электрической энергии**

С точки зрения нормирования качества электрической энергии рассматриваются три основных режима:

*Нормальный режим* – установившийся режим работы электрической сети, при котором работают все элементы электрической сети, предусмотренные при планировании режима и обеспечивается электроснабжение всех потребителей ЭЭ, подключенных к электрической сети.

*Аварийный режим* – установившийся режим, возникающий при аварийном нарушении электроснабжения.

*Послеаварийный режим* установившийся режим, возникающий после аварийного отключения повреждённого элемента электрической сети и

продолжающийся до восстановления схемы электроснабжения, предусмотренной для нормального режима работы.

В 1997 г. постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.97 №1013 *электрическая энергия включена в перечень продукции, подлежащей обязательной сертификации* на основании статьи 7 закона Российской Федерации “О защите прав потребителей”. А любой продукт, подлежащий обязательной сертификации, должен соответствовать определённым требованиям, которые устанавливаются для рассмотренных выше режимов работы сети.

**Требование 1.** Значения ПКЭ в нормальном режиме работы электрической сети не должны выходить за пределы максимальных значений в 100% времени интервала измерений в одну неделю. При этом в течение не менее 95% времени интервала измерений в неделю значения ПКЭ не должны выходить за пределы нормальных значений.

**Требование 2.** Значения ПКЭ в послеаварийном режиме работы электрической сети не должны выходить за пределы максимальных значений в 100% времени интервала измерений в одну неделю.

**Требование 3.** При аварийных нарушениях электроснабжения допускается кратковременный выход значений ПКЭ за установленные пределы, в том числе снижение напряжения вплоть до нулевого уровня, отклонение частоты до 5 Гц, с последующим восстановлением их значений, установленных для послеаварийного режима.

**Требование 4.** На входах приёмников электроэнергии, являющихся источниками электромагнитных кондуктивных помех, допускаются значения ПКЭ в более широких диапазонах, чем установленные в данном стандарте, если это не приводит к нарушению норм стандарта на вводах других приёмников ЭЭ, подключенных к этой же электрической сети.

## 2.2. Принятые условные обозначения и общие положения

В настоящем стандарте приняты следующие обозначения:

$f_{nom}$  — номинальное значение частоты электропитания, Гц;

$\delta f$  — отклонение частоты, Гц;

$U_{nom}$  — номинальное напряжение электропитания, В, кВ;

$U_c$  — согласованное напряжение электропитания, В, кВ;

$U_0$  — напряжение, равное номинальному или согласованному напряжению электропитания, В, кВ;

$\delta U(-)$  — отрицательное отклонение напряжения электропитания, %  $U_0$ ;

$\delta U(+)$  — положительное отклонение напряжения электропитания, %  $U_0$ ;

$U_1$  — значение основной гармонической составляющей напряжения, В, кВ;

$KU(n)$  — коэффициент  $n$ -й гармонической составляющей напряжения, %  $U_1$ ;

$KU$  — суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения, %;

$K_{2U}$  — коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, %;

$K_{0U}$  — коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности, %;

$\Delta t_{п}$  — длительность провала (прерывания) напряжения, с;

$n$  — номер гармонической составляющей напряжения.

Изменения характеристик напряжения электропитания в точке передачи электрической энергии пользователю электрической сети, относящихся к частоте, значениям, форме напряжения и симметрии напряжений в трехфазных системах электроснабжения, подразделяют на две категории — продолжительные изменения характеристик напряжения и случайные события.

Продолжительные изменения характеристик напряжения электропитания представляют собой длительные отклонения характеристик напряжения от номинальных значений и обусловлены, в основном, изменениями нагрузки или влиянием нелинейных нагрузок.

Случайные события представляют собой внезапные и значительные изменения формы напряжения, приводящие к отклонению его параметров от номинальных.

Применительно к продолжительным изменениям характеристик напряжения электропитания, относящихся к частоте, значениям, форме напряжения и симметрии напряжений в трехфазных системах,

В настоящем стандарте установлены показатели и нормы КЭ.

## **2.3. Продолжительные изменения характеристик напряжения**

### **2.3.1. Отклонение частоты**

Показателем КЭ, относящимся к частоте, является отклонение значения основной частоты напряжения электропитания от номинального значения,  $\delta f$ , Гц:

$$\delta f = fm - f_{\text{ном}},$$

где  $fm$  — значение основной частоты напряжения электропитания, Гц, измеренное в интервале времени 10 с;

$f_{\text{ном}}$  — номинальное значение частоты напряжения электропитания, Гц.

Номинальное значение частоты напряжения электропитания в электрической сети равно 50 Гц.

Для указанного показателя КЭ установлены следующие нормы:

- отклонение частоты в *синхронизированных системах электроснабжения* не должно превышать  $\pm 0,2$  Гц в течение **95 %** времени интервала в одну неделю и  $\pm 0,4$  Гц — в течение **100 %** времени интервала в одну неделю;
- отклонение частоты в изолированных системах электроснабжения с автономными генераторными установками, не подключенных к синхронизированным системам передачи электрической энергии, не должно превышать  $\pm 1$  Гц в течение **95 %** времени интервала в одну неделю и  $\pm 5$  Гц — в течение **100 %** времени интервала в одну неделю.

Для потребителя важно знать, в какую очередь отключат его оборудование от сети при таком развитии событий (указывается при заключении договора электроснабжения), аргументированно требовать изменения очередности или иметь собственные резервные генерирующие мощности.

***Причина выхода показателя за пределы норм*** заключается в изменении величин генерируемой и (или) потребляемой мощности в энергосистеме. Повышение частоты происходит при резком сбросе нагрузки в системе электроснабжения, а снижение – при превышении активной мощности нагрузки мощности производимой генератором электрической станции.

### ***Влияние на работу различных ЭП***

1) Как известно, большинство основных технологических линий на промышленных предприятиях с непрерывным циклом производства оборудовано механизмами с постоянным и вентиляторным моментами сопротивлений. Приводами этих механизмов служат ***асинхронные***

*двигатели*. Частота вращения *роторов АД* пропорциональна изменению частоты сети, а *производительность технологических линий* зависит от **частоты вращения двигателя**. Наиболее чувствительны к снижению частоты *двигатели собственных нужд электрических станций*. Снижение частоты приводит к снижению их *производительности*, что сопровождается снижением располагаемой мощности генераторов, дальнейшим дефицитом активной мощности и снижением частоты. В итоге, как показывает практика, может возникнуть так называемая лавина частоты, следствием которой может стать *отключение электроснабжения целых районов*.

2) Кроме этого, пониженная частота в электрической сети отрицательно влияет на срок службы оборудования, содержащего *элементы со сталью (электрические машины, трансформаторы, реакторы)*, вследствие увеличения тока намагничивания и дополнительного нагрева стальных сердечников.

3) Следует также отметить, что отклонения частоты отрицательно влияют на работу *телевизионных приемников*, вызывая яркостные и геометрические фоновые искажения телевизионного изображения.

### ***Ответственность и меры компенсации***

Ответственность за поддержание в норме показателя «отклонение частоты», согласно ГОСТ, целиком лежит на *энергоснабжающих организациях*, в ведении которых находятся мощные генераторы. Для предотвращения общесистемных аварий, вызванных снижением частоты, используются комплектные устройства защиты с функцией автоматической частотной разгрузки (АЧР), отключающие часть менее ответственных потребителей. После ликвидации дефицита мощности устройства защиты выполняют функцию **частотного автоматического повторного включения (АПВЧ)**, что обеспечивает ввод отключенных потребителей и восстановление нормальной работы энергосистемы.

## 2.4. Медленные изменения напряжения

Медленные изменения напряжения электропитания (как правило, продолжительностью более 1 мин) обусловлены обычно изменениями нагрузки электрической сети. Показателями КЭ, относящимися к медленным изменениям напряжения электропитания, являются **отрицательное  $\delta U(-)$  и положительное  $\delta U(+)$  отклонения напряжения** электропитания в точке передачи электрической энергии от номинального/согласованного значения, %:

$$\delta U(-) = [(U_0 - U_m(-))/U_0]100;$$

$$\delta U(+) = [(U_m(+)) - U_0]/U_0]100,$$

где  $U_m(-)$ ,  $U_m(+)$  — действительные значения напряжения электропитания, меньшие  $U_0$  и большие  $U_0$  соответственно, усредненные в интервале времени 10 мин;  $U_0$  — напряжение, равное стандартному номинальному напряжению  $U_{ном}$  или согласованному напряжению  $U_c$ .

В сетях *однофазного* тока действительное значение напряжения определяется, как действующее значение напряжения основной частоты, без учёта гармонических составляющих напряжения, а в электрических сетях *трёхфазного тока* — как действующее значение напряжения прямой последовательности основной частоты:

$$U_{1(1)} = \frac{1}{3} \cdot [U_{AB(1)} + U_{BC(1)} + U_{CA(1)}]$$

В электрических сетях низкого напряжения стандартное номинальное напряжение электропитания  $U_{ном}$  равно 220 В (между фазным и нейтральным проводниками для однофазных и четырехпроводных трехфазных систем) и 380 В (между фазными проводниками для трех- и



четырёхпроводных трёхфазных систем). В электрических сетях среднего и высокого напряжений вместо значения номинального напряжения электропитания принимают согласованное напряжение электропитания  $U_c$ . Для указанных выше показателей КЭ установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю. Установленные нормы медленных изменений напряжения электропитания относятся к 1008 интервалам времени измерений по 10 мин каждый. Допустимые значения положительного и отрицательного отклонений напряжения в точках общего присоединения должны быть установлены сетевой организацией с учетом необходимости выполнения норм настоящего стандарта в точках передачи электрической энергии.

В электрической сети потребителя должны быть обеспечены условия, при которых отклонения напряжения питания на зажимах электроприемников не превышают установленных для них допустимых значений при выполнении требований настоящего стандарта к КЭ в точке передачи электрической энергии.

***Причины выхода показателя за пределы норм:***

- суточные, сезонные и технологические изменения токовой нагрузки (несимметрия фазных токов);
- изменение мощности генераторов и компенсирующих устройств;
- изменения схемы и параметров электрической сети.

## ***Влияние на работу различных ЭП:***

### ***1) Технологический процесс:***

- при снижении напряжения существенно ухудшается технологический процесс, увеличивается его длительность. Следовательно, *увеличивается себестоимость производства;*
- при повышении напряжения снижается срок службы оборудования, *повышается вероятность аварий;*
- при значительных отклонениях напряжения происходит *срыв технологического процесса.*

### ***2) Электропривод:***

- в случае снижения напряжения на зажимах двигателя уменьшается реактивная мощность намагничивания, при той же потребляемой мощности увеличивается ток двигателя, что вызывает ***перегрев изоляции***, повышенный износ изоляции приводит к сокращению ***срока службы двигателя;***
- при снижении напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя на 15 % момент снижается на 25 %. ***Двигатель может не запуститься или остановиться;***
- при длительной работе на напряжении 0,9·Uном срок службы двигателя снижается вдвое;
- при повышении напряжения на 1 % увеличивается потребляемая двигателем реактивная мощность на 3...7 %. Снижается эффективность работы привода и сети.

### 3) *Вентильные преобразователи:*

обычно имеют систему автоматического регулирования постоянного тока путем **фазового управления**. Угол регулирования автоматически изменяется прямо пропорционально изменению напряжения питающей сети. Повышение напряжения на 1 % приводит к **увеличению потребления реактивной мощности** преобразователем на (1,0 ... 1,5) %, что приводит к ухудшению коэффициента мощности.

### 4) *Электротермическое оборудование, электролизные и сварочные установки:*

Очень чувствительны к отклонениям напряжения. Отрицательные отклонения напряжения приводят к увеличению производственного процесса во времени, а иногда и к браку продукции.

### 5) *Освещение:*

Результаты опытов, проведенные с *лампами накаливания*, показывают следующее:

- при повышенном напряжении **снижается срок службы** ламп освещения, так при величине напряжения  $1,1 \cdot U_{ном}$  срок службы ламп накаливания снижается в 4 раза;
- при величине напряжения  $0,9 \cdot U_{ном}$  **снижается световой поток** ламп накаливания на 40 % и люминесцентных ламп на 15 %;
- при величине напряжения менее  $0,9 \cdot U_{ном}$  **люминесцентные лампы мерцают**, а при  $0,8 \cdot U_{ном}$  просто **не загораются**.

Следует также отметить одно простое, но очень важное правило, общее для любых ЭП: при повышении напряжения сверх номинального происходит

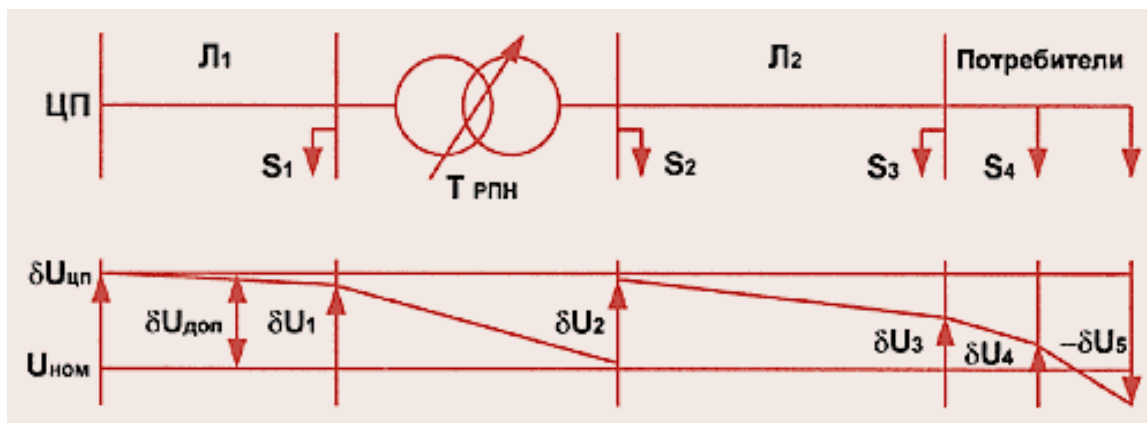
*перерасход электроэнергии* по сравнению с уровнем ее потребления в номинальном режиме работы электрооборудования.

### **Ответственность и меры компенсации:**

Согласно ГОСТ ответственность за поддержание отклонения напряжения в пределах норм лежит на энергоснабжающих организациях. Существуют два основных способа обеспечения требований по отклонениям напряжения в электрической сети.

**Первый способ** заключается в регулировании уровня напряжения в центре питания (ЦП) и у потребителя. Технически это осуществляется путем изменения коэффициента трансформации с помощью систем переключения витков обмоток трансформатора без возбуждения (ПБВ) и регулирования под нагрузкой (РПН). Диапазон регулирования у РПН составляет  $\pm 16\%$  с дискретностью  $1,78\%$ , а у ПБВ -  $\pm 5\%$ , с дискретностью  $2,5\%$ .

Также используются линейные регуляторы напряжения.



Из представленного рисунка видно, что требования по отклонениям напряжения для удаленных ЭП могут не выполняться. Автоматическая система РПН на трансформаторе может существенно исправить положение.

○ **Второй способ**, основанный на снижении потерь напряжения в питающих линиях, может быть реализован за счет снижения активного и реактивного сопротивлений. Снижение активного сопротивления достигается увеличением сечения проводов, а реактивного – применением устройств продольной емкостной компенсации (УПК). Продольная емкостная компенсация параметров линии заключается в последовательном включении конденсаторов в расщелку линии, благодаря чему уменьшается ее реактивное сопротивление. Эффективным средством регулирования напряжения являются источники реактивной мощности (ИРМ). Их воздействие основано на снижении перетоков реактивной мощности по линиям питающей сети, т. е. на снижении составляющей потерь напряжения. В качестве ИРМ используются синхронные двигатели, работающие в режиме перевозбуждения, конденсаторные батареи, синхронные компенсаторы и статические тиристорные компенсаторы.

## 2.5. Колебания напряжения и фликер

Колебания напряжения электропитания (как правило, продолжительностью менее 1 мин), в том числе одиночные быстрые изменения напряжения, обуславливают возникновение фликера.

Показателями КЭ, относящимися к колебаниям напряжения, являются кратковременная доза фликера *Pst*, измеренная в интервале времени 10 мин, и длительная доза фликера *Plt*, измеренная в интервале времени 2 ч, в точке передачи электрической энергии.

Для указанных показателей КЭ установлены следующие нормы:

- кратковременная доза фликера *Pst* не должна превышать значения **1,38**, длительная доза фликера *Plt* не должна превышать значения

**1,0** в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

При оценке соответствия электрической энергии нормам КЭ, относящимся к колебаниям напряжения, установленным в настоящем стандарте, должны быть проведены измерения по установленному стандарту, при этом маркированные данные не учитывают.

### **2.5.1. Одиночные быстрые изменения напряжения**

Одиночные быстрые изменения напряжения вызываются, в основном, резкими изменениями нагрузки в электроустановках потребителей, переключениями в системе либо неисправностями и характеризуются быстрым переходом среднеквадратического значения напряжения от одного установившегося значения к другому. Обычно одиночные быстрые изменения напряжения не превышают **5 %** в электрических сетях низкого напряжения и **4 %** — в электрических сетях среднего напряжения, но иногда изменения напряжения с малой продолжительностью до **10 %  $U_{ном}$**  и до **6 %  $U_c$**  соответственно могут происходить несколько раз в день.

Если напряжение во время изменения пересекает пороговое значение начала провала напряжения или перенапряжения, одиночное быстрое изменение напряжения классифицируют как провал напряжения или перенапряжение.

*Причины выхода этих показателей за пределы норм* состоят в использовании ЭП с быстропеременными режимами работы, сопровождающимися резкими изменениями мощности (главным образом реактивной) нагрузки. Наиболее распространенные ЭП, порождающие колебания напряжения, это:

- тяговые подстанции;
- приводы реверсивных прокатных станов;
- дуговые сталеплавильные печи;

- сварочные аппараты;
- электролизные установки.

### ***Влияние на работу электроустановок***

При резких изменениях токовой нагрузки происходит столь же резкое изменение эквивалентных параметров ЭП, в результате чего имеет место модуляция во времени амплитуд и фаз вынужденных составляющих мгновенного тока как основной, так и кратных ей высших несущих частот.

В некоторых случаях возможно также появление свободных составляющих. Все это естественным образом приводит к увеличению суммарных активных потерь в сети. К числу ЭП, чрезвычайно чувствительных к колебаниям напряжения, относятся ***осветительные приборы, особенно лампы накаливания и электронная техника***. Отрицательный эффект колебаний напряжения проявляется в следующем:

- 1) Колебания напряжения вызывают *мигание ламп накаливания* (фликер-эффект), что порождает неприятный психологический эффект у человека, утомление зрения и организма в целом. Это ведет к снижению производительности труда, а в ряде случаев и к травматизму;
- 2) Колебания напряжения нарушают нормальную работу и уменьшают срок службы *электронной аппаратуры: устройств телефонно-телеграфной связи, теле-, радио-, приемо-передающей аппаратуры, офисной и бытовой техники*.
- 3) При значительных колебаниях напряжения могут быть нарушены условия нормальной работы *электродвигателей*, возможно отпадание контактов *магнитных пускателей* с соответствующим отключением работающих двигателей.

4) Колебания напряжения с размахом (10 ... 15) % могут привести к выходу из строя *конденсаторных батарей, а также вентильных преобразователей.*

5) На металлургических заводах возможно *разрушение сердечников индукционных плавильных печей.* Снижается производительность *электролизных установок,* сокращается срок их службы вследствие повышенного износа анодов.

6) Колебания амплитуды и фазы напряжения вызывают колебания электромагнитного момента, активной и реактивной мощностей *синхронных генераторов блок-станций предприятий,* а это сказывается на экономичности работы станции.

7) Известны случаи возникновения неустойчивой работы систем *автоматического регулирования возбуждения и реактивной мощности синхронных генераторов и двигателей и даже ложной работы форсировки возбуждения.*

8) Колебания фазы напряжения вызывают *вибрации электродвигателей, механических конструкций и трубопроводной арматуры.* В последнем случае снижается усталостная прочность металла, сокращается срок его службы.

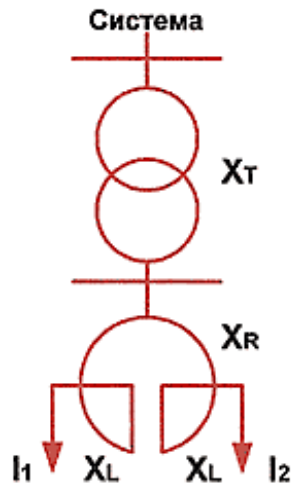
### ***Ответственность и меры компенсации***

Согласно ГОСТ виновниками возникновения колебаний напряжения являются потребители с **резкопеременной нагрузкой.** Их компенсация осуществляется путем применения быстродействующих источников реактивной мощности, способных компенсировать изменения реактивной мощности.

Для снижения влияния резкопеременной нагрузки на чувствительные ЭП применяют **способ разделения,** при котором резкопеременную и



чувствительную к колебаниям напряжения нагрузки присоединяют к разным трансформаторам. Также для этой цели применяют *трансформаторы с расщепленной обмоткой и сдвоенные реакторы*.



### *Применение сдвоенного реактора.*

Эффект использования сдвоенного реактора основан на том, что коэффициент взаимодействия между его обмотками  $K_M = 0$ , а падение напряжения в каждой секции:

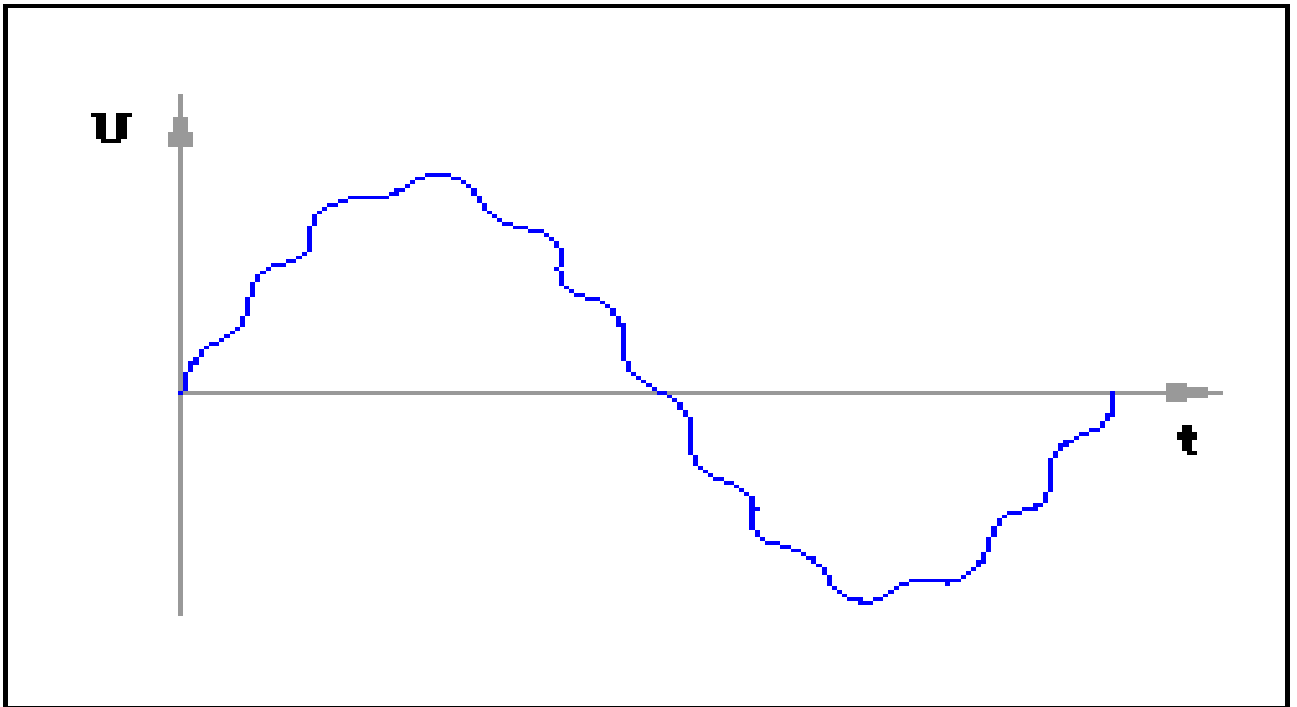
$$\Delta U_1 = jX_L \cdot (I_1 - K_M \cdot I_2);$$

$$\Delta U_2 = jX_L \cdot (I_2 - K_M \cdot I_1).$$

Падение напряжения за счет электромагнитной связи обмоток реактора снижается на 50 - 60 %.

## **2.6. Несинусоидальность напряжения**

Несинусоидальность напряжения - искажение синусоидальной формы кривой напряжения.



Электроприёмники с нелинейной вольтамперной характеристикой потребляют ток, форма кривой которого отличается от синусоидальной. А протекание такого тока по элементам электрической сети создаёт на них падение напряжения, отличное от синусоидального, это и является причиной искажения синусоидальной формы кривой напряжения. Например, полупроводниковые преобразователи потребляют ток трапециевидной формы, образно говоря - выхватывают из синусоиды кусочки прямоугольной формы.

Показателями КЭ, относящимися к гармоническим составляющим напряжения, являются:

- значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка  $KU(n)$  в процентах напряжения основной гармонической составляющей  $U_1$  в точке передачи электрической энергии;
- значение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения (отношения

среднеквадратического значения суммы всех гармонических составляющих до 40-го порядка к среднеквадратическому значению основной составляющей)  $KU$ , %, в точке передачи электрической энергии. Для указанных показателей КЭ установлены следующие нормы:

а) значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения  $KU(n)$ , усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать значений, установленных в таблицах 1—3, в течение 95 % времени интервала в одну неделю;

б) значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения  $KU(n)$ , усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать значений, установленных в таблицах 1—3, увеличенных в 1,5 раза, в течение 100 % времени каждого периода в одну неделю.

О т а б л и ц а 2.1 — Значения коэффициентов  $KU(n)$  нечетных гармонических составляющих напряжения, не кратных трем

Порядок гармонической составляющей $n$	Значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения $KU(n)$ , % $U_1$ , для напряжения электрической сети			
	0,38кВ	6-20 кВ	35 кВ	110-220 кВ
5	6	4	3	1,5
7	5	3	2,5	1
11	3,5	2	2	1
13	3	2	1,5	0,7
17	2	1,5	1	0,5
19	1,5	1	1	0,4
23	1,5	1	1	0,4
25	1,5	1	1	0,4

Т а б л и ц а 2.2 — Значения коэффициентов нечетных гармонических составляющих напряжения, кратных трем  $KU(n)$

Порядок гармонической составляющей $n$	Значения коэффициентов напряжения гармонических составляющих $KU(n)$ , % $U_1$ , для напряжения электрической сети			
	0,38кВ	6-20кВ	35 кВ	110-220
3	5	3	3	1,5
9	1,5	1	1	0,4
15	0,3	0,3	0,3	0,2
21	0,2	0,2	0,2	0,2
>21	0,2	0,2	0,2	0,2

Т а б л и ц а 2.3 — Значения коэффициентов напряжения четных гармонических составляющих  $KU(n)$

Порядок гармонической составляющей $n$	Значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения $KU(n)$ , % $U_1$ , для напряжения электрической сети			
	0,38 кВ	6-20 кВ	35 кВ	110-220кВ
2	2	1,5	1	0,5
4	1	0,7	0,5	0,3
6	0,5	0,3	0,3	0,2
8	0,5	0,3	0,3	0,2
10	0,5	0,3	0,3	0,2
12	0,2	0,2	0,2	0,2
>12	0,2	0,2	0,2	-

Т а б л и ц а 2.4 — Значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжения  $KU$

Значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжения $KU$ , %, для напряжения электрической сети			
0,38 кВ	6-20 кВ	35 кВ	110-220 кВ
8,0	5,0	4,0	2,0

Т а б л и ц а 2.5 — Значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжения  $KU$

Значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжения $KU$ , %, для напряжения электрической сети			
0,38 кВ	6-20 кВ	35 кВ	110-220 кВ
12,0	8,0	6,0	3,0

Уровень интергармонических составляющих напряжения электропитания увеличивается в связи с применением в электроустановках частотных преобразователей и другого управляющего оборудования. Допустимые уровни интергармонических составляющих напряжения электропитания находятся на рассмотрении.

**Причины выхода указанных показателей** за пределы норм состоят в использовании различных нелинейных ЭП, таких как:

- вентильные преобразователи;
- силовое электрооборудование с тиристорным управлением;
- дуговые и индукционные электропечи;
- люминесцентные лампы;
- установки дуговой и контактной сварки;
- преобразователи частоты;
- бытовая техника (компьютеры, телевизоры и др.).

### ***Влияние на работу ЭП***

1) Во *вращающихся машинах* гармоники напряжения и тока приводят к появлению добавочных потерь в обмотках ротора, в цепях статора, а также в стали статора и ротора. Потери в проводниках статора и ротора при этом больше, чем определяемые омическим сопротивлением, из-за вихревых токов и поверхностного эффекта. Токи утечки, вызываемые гармониками в торцевых зонах статора и ротора, также приводят к дополнительным потерям. Все это приводит к повышению общей температуры машины и к местным перегревам, наиболее вероятным в роторе, что может привести к очень серьезным последствиям. Также следует отметить, что при определенных условиях наложения гармоник может возникнуть механическая вибрация ротора.

2) В *трансформаторах* гармоники напряжения вызывают увеличение потерь на гистерезис, потерь, связанных с вихревыми токами в стали, и потерь в обмотках. Кроме того, сокращается срок службы изоляции.

Увеличение потерь в обмотках наиболее важно в случае преобразовательного трансформатора, так как наличие фильтра, присоединенного обычно к стороне переменного тока, не снижает гармоник тока в трансформаторе. Кроме того, могут наблюдаться локальные перегревы трансформаторного бака.

3) В батареях конденсаторов гармоники тока также приводят к добавочным потерям энергии. Вследствие этого происходит дополнительный нагрев конденсатора, который может привести к выходу последнего из строя. Также возможно повреждение конденсатора при возникновении гармонических резонансов в сети.

4) Гармоники могут нарушать работу *устройств защиты* или ухудшать их характеристики. Характер нарушения зависит от принципа работы устройства. Наиболее распространенными являются *ложные срабатывания*, которые наиболее вероятны в работе систем защиты, основанных на измерении сопротивлений.

5) Влияние гармоник на индукционные приборы измерения мощности и учета электроэнергии приводит к *увеличению погрешности результатов их измерений*.

6) Также следует отметить влияние гармоник, возникающих в силовых цепях, на сигналы *в линиях связи* (в частности, в телефонных линиях). Малый уровень шума приводит к определенному дискомфорту, при его увеличении часть передаваемой информации теряется, в исключительных случаях связь становится вообще невозможной.

### ***Ответственность и меры компенсации***

Способы снижения несинусоидальности напряжения можно разделить на три группы:

### ***1) схемные решения:***

- выделение нелинейных нагрузок на отдельную систему шин;
- группирование вентильных преобразователей по схеме умножения фаз;
- подключение нелинейной нагрузки к системе с большей мощностью короткого замыкания;

2) применение оборудования, характеризующегося ***пониженным уровнем генерации высших гармоник***: например «ненасыщающихся» трансформаторов и многофазных вентильных преобразователей;

### ***3) использование фильтровых устройств:***

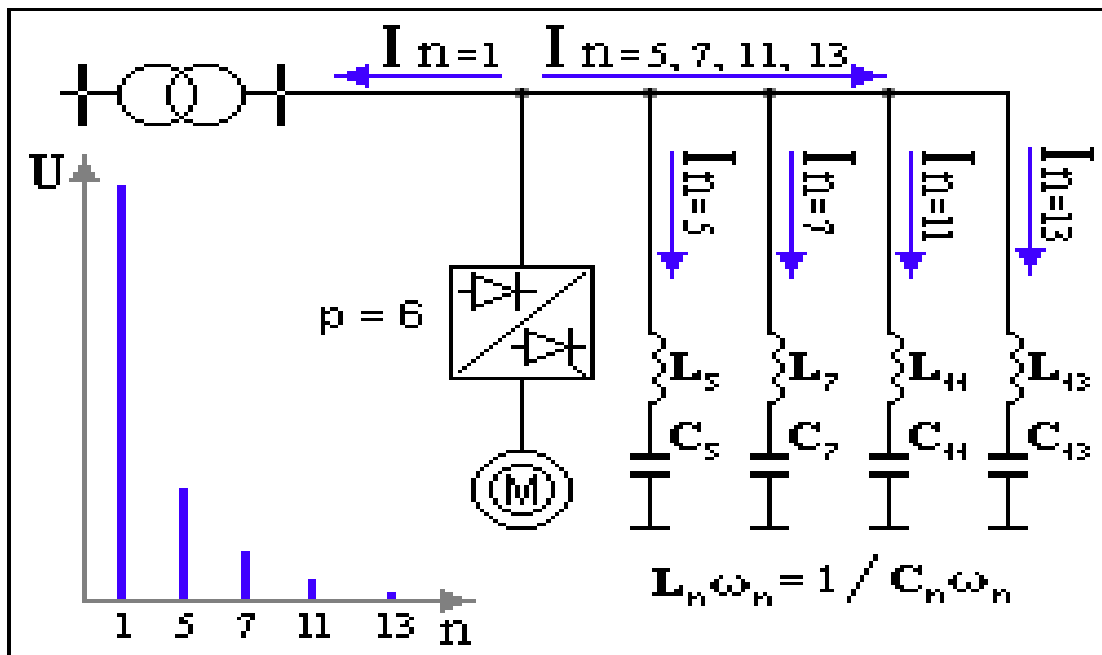
- параллельных узкополосных резонансных фильтров,
- фильтрокомпенсирующих и фильтросимметрирующих устройств (ФКУ и ФСУ).

Вентильный преобразователь (ВП) работает по 6-фазной схеме. Он генерирует во внешнюю сеть гармоники порядка:

$$n = (6n + 1)$$

При этом наибольшие амплитуды, как известно, имеют 5-я и 7-я гармоники. При установке резонансных фильтров, настроенных на частоты этих гармоник, последние не выходят в питающую сеть. L-C цепочка, включенная в сеть, образует колебательный контур, реактивное сопротивление которого для токов определённой частоты равно нулю.





Подбором величин  $L$  и  $C$  фильтр настраивается на частоту гармоники тока и замыкает её не пропуская в сеть. Набор таких контуров, специально настроенных на генерируемые данной нелинейной нагрузкой высшие гармоники тока, и образует фильтрокомпенсирующее устройство, которое не пропускает в сеть гармоники тока и компенсирует протекание реактивной мощности по сети.

## 2.7. Несимметрия напряжений в трехфазных системах

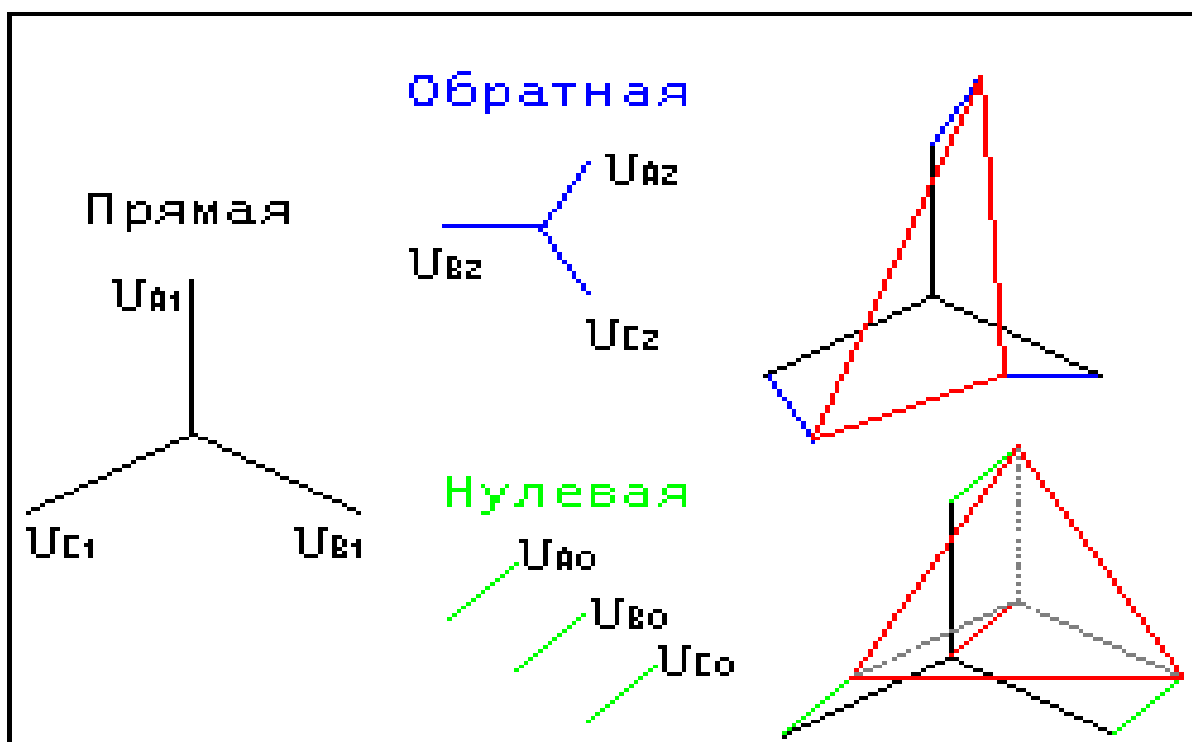
Несимметрия трехфазной системы напряжений обусловлена несимметричными нагрузками потребителей электрической энергии или несимметрией элементов электрической сети. 3 вида несимметрии токов:

- 1) статистическая несимметрия;
- 2) вероятностная несимметрия;
- 3) элементная несимметрия.

Показателями КЭ, относящимися к несимметрии напряжений в трехфазных системах, являются: коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности  $K_{2U}$  и коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности  $K_{0U}$ .

Для указанных показателей КЭ установлены следующие нормы:

- значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности  $K_{2U}$  и несимметрии напряжений по нулевой последовательности  $K_{0U}$  в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 2 % в течение 95 % времени интервала в одну неделю;



1) Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности:

$$K_{2U} = 100 \cdot \frac{U_{2(1)}}{U_{\text{нн}}} ,$$

где  $U_{2(1)}$  - действующее значение напряжения обратной последовательности основной частоты трёхфазной системы напряжений, В;  $U_{\hat{\hat{\hat{\delta}}}}$  - номинальное значение междуфазного напряжения, В.

**2) Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности:**

$$K_{0U} = 100 \cdot \frac{U_{0(1)}}{U_{\hat{\hat{\hat{\delta}}}}} = 100 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{U_{0(1)}}{U_{1(1)}},$$

где  $U_0$  - действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты, В;  $U_{\hat{\hat{\hat{\delta}}}}$  - номинальное фазное напряжение, В.

В этих выражениях:  $U_{2(1)} = 0,62 \cdot \left[ U_{\hat{A}(1)} - U_{\hat{B}(1)} \right];$

$$U_{0(1)} = 0,62 \cdot \left[ U_{\hat{A}.\hat{\delta}(1)} - U_{\hat{B}.\hat{\delta}(1)} \right],$$

где  $U_{\hat{A}(1)}, U_{\hat{B}(1)}$  - соответственно, наибольшее и наименьшее действующие значения из трёх междуфазных напряжений основной частоты, В;  $U_{\hat{A}.\hat{\delta}(1)}, U_{\hat{B}.\hat{\delta}(1)}$  - соответственно: наибольшее и наименьшее действующие значения из трёх фазных напряжений основной частоты, В.

### ***Влияние несимметрии напряжений на работу ЭП***

1) Несимметричные токи нагрузки, протекающие по элементам системы электроснабжения, вызывают в них несимметричные падения напряжения. Вследствие этого на выводах ЭП появляется несимметричная система напряжений. Отклонения напряжения у ЭП перегруженной фазы могут *превысить допустимые значения*. Кроме ухудшения режима напряжения у ЭП, при несимметричном режиме существенно *ухудшаются условия работы*

как самих ЭП, так и всех элементов сети, что ведет к снижению надежности работы электрооборудования и системы электроснабжения в целом.

2) Качественно отличается действие несимметричного режима от симметричного у таких распространенных трехфазных ЭП, как асинхронные двигатели (АД). Сопротивление обратной последовательности АД примерно в 5 раз меньше сопротивления прямой последовательности. Поэтому даже небольшая несимметрия напряжений вызывает значительные токи обратной последовательности, что ведет к *дополнительному нагреву статора и ротора*. Все это в итоге приводит к *ускоренному старению изоляции и уменьшению располагаемой мощности двигателя*

3) При несимметрии напряжений сети в *синхронных машинах* наряду с возникновением дополнительных потерь активной мощности и нагревом статора и ротора могут возникнуть *опасные вибрации* в результате появления знакопеременных вращающих моментов и тангенциальных сил, пульсирующих с двойной частотой сети.

4) В случае наличия токов обратной и нулевой последовательности увеличиваются суммарные токи в отдельных элементах сети, что приводит к *увеличению суммарных потерь мощности (энергии) и может быть недопустимо с точки зрения нагрева* (рассказать о коэффициенте потерь мощности).

5) Значительные токи нулевой последовательности, протекающие через нулевой проводник недостаточного сечения, могут вызвать *его сильный нагрев*. Зафиксирован ряд случаев возникновения пожаров в зданиях из-за перегрева нулевых проводников, сечение которых составляло 25 или 50 % фазного провода.

6) При постоянном протекании токов нулевой последовательности через *заземлители* последние высыхиваются, а их сопротивление увеличивается.

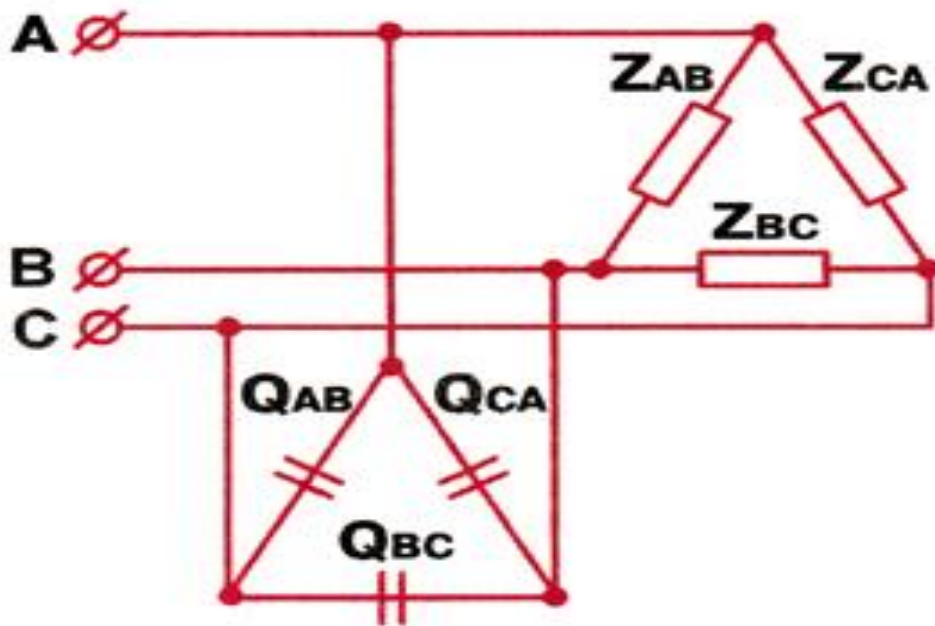
Это отрицательно воздействует на работу *систем релейной защиты и железнодорожной блокировки*, что может привести к очень тяжелым последствиям.

7) Несимметрия напряжений значительно ухудшает режимы работы *многофазных вентильных выпрямителей* из-за значительного увеличения пульсации выпрямленного напряжения, ухудшаются условия работы *систем импульсно-фазового управления тиристорных преобразователей*

8) *Конденсаторные установки* при несимметрии напряжений неравномерно загружаются реактивной мощностью по фазам, что делает невозможным полное использование их установленной мощности. Кроме того, конденсаторные установки в этом случае *усиливают уже существующую несимметрию*, так как выдача реактивной мощности в сеть в фазе с наименьшим напряжением будет меньше, чем в остальных фазах.

Снижение несимметрии напряжения достигается либо уменьшением сопротивления сети токам обратной и нулевой последовательности, либо снижением уровней этих токов. Учитывая, что сопротивления внешней сети одинаковы для токов прямой и обратной последовательности, снизить эти сопротивления возможно лишь путем подключения мощной однофазной нагрузки через отдельный трансформатор на шины с большой. Снижение систематической несимметрии в сетях низкого напряжения осуществляется рациональным распределением однофазных нагрузок между фазами с таким расчетом, чтобы сопротивления этих нагрузок были равны между собой.

Если несимметрия напряжения не может быть уменьшена путем схемных решений, то применяют симметрирующие устройства (СУ). В качестве таких устройств применяют несимметрично включенные конденсаторные батареи.



Для снижения несимметрии, которая является результатом случайных процессов, применяются автоматические СУ, которые состоят из конденсаторов и реакторов, собранных в параллельные группы и подключаемых в зависимости от изменения тока или напряжения обратной последовательности.

Разработан ряд СУ на базе трансформаторов, например, трансформаторов с вращающимся магнитным полем, представляющих собой несимметричную нагрузку или позволяющих осуществлять пофазное регулирование напряжения. Кроме того, в четырехпроводных электрических сетях 0,38 кВ применяются шунто-симметрирующие устройства нескольких типов.

Так как несимметрия токов и напряжений носит случайный характер и изменяется во времени в значительных пределах, то симметрирование режимов работы распределительных сетей с постоянной мощностью СУ будет не достаточно эффективным. Для повышения качества симметрирования токов и напряжений в электрических сетях необходимо использовать СУ с регулируемыми параметрами. Функционально автоматическое управление мощностью СУ может быть выполнено как с

помощью релейно-контактной аппаратуры, так и с применением бесконтактных элементов в различных функциях.

### Автоматическое управление СУ в функции времени суток

Наиболее простым способом автоматического управления СУ является управление в функции времени суток. Этот способ управления выполняется по специальному графику, зависящему от конкретной электрической сети в которой устанавливается СУ. В качестве датчиков при таком регулировании используется суточные реле времени. Недостатком данного способа управления СУ является невозможность реагирования на вероятностную составляющую несимметрии токов и напряжений в электрической сети.

### Автоматическое управление СУ в функции напряжения

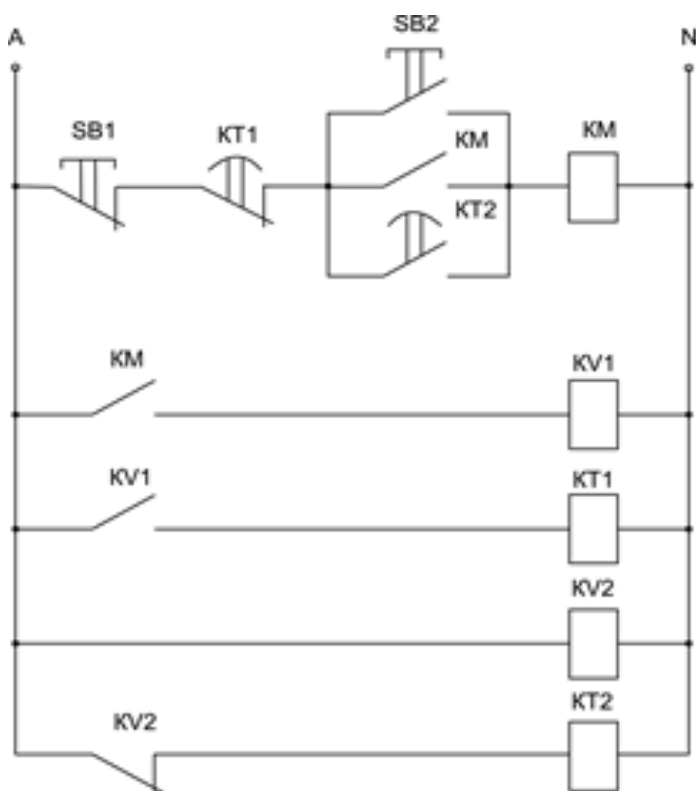


Рисунок 1 – Схема  
автоматического управления СУ  
в функции напряжения

○ На рисунке 1 изображена схема автоматического управления симметрирующим устройством в функции напряжения. Схема работает следующим образом. Если напряжение в наиболее загруженной фазе понижается, то срабатывает реле минимального напряжения KV2, которое контактами KV2 включает реле времени KT2. Замыкающие контакты этого реле KT2 с выдержкой времени подают напряжения на катушку магнитного пускателя KM, силовые контакты которого в цепи управления СУ подключают его к сети. В часы минимальных нагрузок и соответствующего возрастания напряжения в сети срабатывает реле максимального напряжения KV1. Контакты этого реле KV1 включают цепь катушки реле времени KT1, контакты которого KT1 с выдержкой времени (для отстройки от кратковременного изменения напряжения) отключают магнитный пускатель KM, что приводит к отключению СУ от сети. Данная схема не позволяет производить регулирование мощностью СУ.

### Автоматическое управление СУ в функции тока

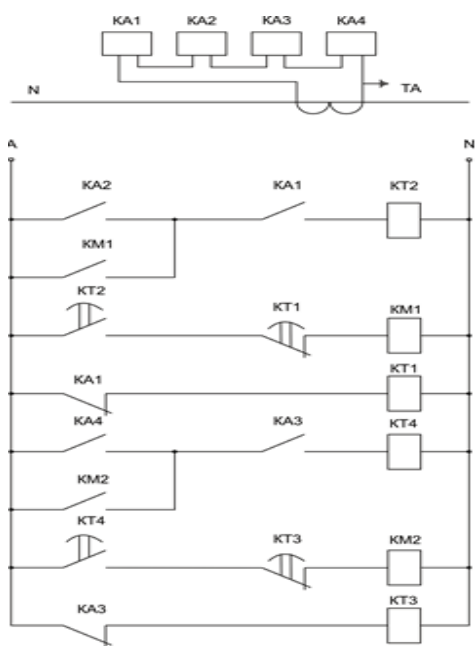


Рисунок 2 – Релейно-контактная схема автоматического управления СУ в функции тока



На рисунке 2 представлена релейно-контактная схема автоматического управления СУ, имеющим две ступени мощности в функции тока нулевого провода. Схема включает в себя четыре токовых реле КА1 – КА4 и четыре реле времени КТ1 – КТ4. Схема построена так, что при возрастании тока в нулевом проводе во вторичной цепи трансформатора тока ТА до срабатывания реле КА2 включается первая ступень мощности СУ, а до срабатывания реле КА4 – вторая ступень мощности СУ. Если ток в нулевом проводе снизится до тока срабатывания реле КА3 и ниже, то катушка реле КА3 теряет питание, в результате реле времени КТ3 своим размыкающим контактом КТ3 отключит цепь магнитного пускателя КМ 2 и соответственно вторую ступень мощности СУ. При уменьшении тока в нулевом проводе до тока срабатывания реле КА1 обесточивается катушка реле КА1. В результате реле времени КТ1 с выдержкой времени отключит цепь катушки магнитного пускателя КМ1 и первая секция СУ отключится от сети.

Недостатком схемы является то, что она выполнена с помощью релейно-контактной аппаратуры.

## Бесконтактная схема управления СУ

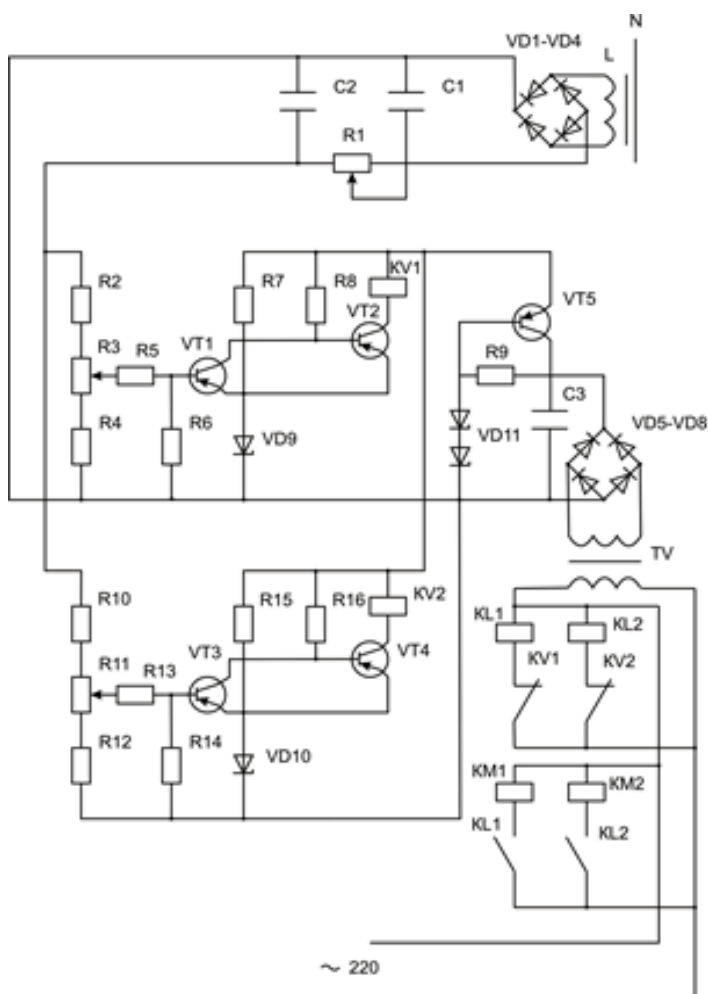


Рисунок 3 – Схема автоматического управления СУ в функции тока с применением бесконтактных элементов

Схема состоит из двух одинаковых участков схемы, первый – для управления первой ступенью мощности СУ; второй – для управления второй ступенью. При прохождении тока в нулевом проводе N в катушке L наводится ЭДС. Переменное напряжение, выпрямленное мостом, состоящим из четырех диодов VD1 – VD4 подается на конденсатор C1, служащий фильтром, и конденсатор C2, который заряжается через потенциометр R1, осуществляющий регулировку времени заряда. Напряжение с этого

конденсатора C2 подается на делитель напряжения R2-R3-R4 (R10-R11-R12). Делитель напряжения состоит из двух резисторов R2 (R10) и R4 (R12) и одного потенциометра R3 (R11), которым регулируется напряжение, подаваемое на базу транзистора VT1 (VT3). Если ток в нулевом проводе N невелик, то напряжение на конденсаторе C2 тоже будет незначительно. В этом случае транзистор VT1 (VT3) будет закрыт, так как напряжение на стабилитроне VD9 (VD10) будет приложено к базам этих транзисторов через резистор R5 (R13) и делитель R3 (R11) и R4 (R12). При этом транзистор VT2 (VT4) будет открыт и катушка реле напряжения KV1 (KV2) будет получать питание. При возрастании тока в нулевом проводе N напряжение на конденсаторе C2 также будет возрастать с выдержкой по времени, определяемой постоянной времени цепочки R1C2. Когда напряжение на конденсаторе достигнет определенного значения, напряжение, подаваемое с делителя R2-R3-R4 (R10-R11-R12) на базу транзистора VT1 (VT3), становится достаточным для его открытия, что соответственно вызывает закрытие транзистора VT2 (VT4) с последующим отключением катушки реле напряжения KV1 (KV2). Напряжение сравнения, в данной схеме можно плавно регулировать потенциометрами делителей R3 и R11. Реле напряжения KV1 и KV2 размыкающими контактами KV1 и KV2 соответственно включают катушки промежуточных реле KL1 и KL2 контакты KL1 и KL2 которых подают напряжение на катушки магнитных пускателей секций СУ – KM1 и KM2. Схема позволяет регулировать мощность СУ, она выполнена с применением бесконтактных элементов, что является достоинством. Момент включения ступени мощности можно плавно регулировать. По сравнению с рассмотренными выше схемами управления СУ, данная схема эффективна и надежна в работе. Она состоит из серийных элементов и проста в обслуживании.

Схема позволяет регулировать мощность СУ, она выполнена с применением бесконтактных элементов, что является достоинством. Момент

включения ступени мощности можно плавно регулировать. По сравнению с рассмотренными выше схемами управления СУ, данная схема эффективна и надежна в работе. Она состоит из серийных элементов и проста в обслуживании.

### Схема регулирования мощности электромагнитного ШСУ (шунто-симметрирующего устройства)

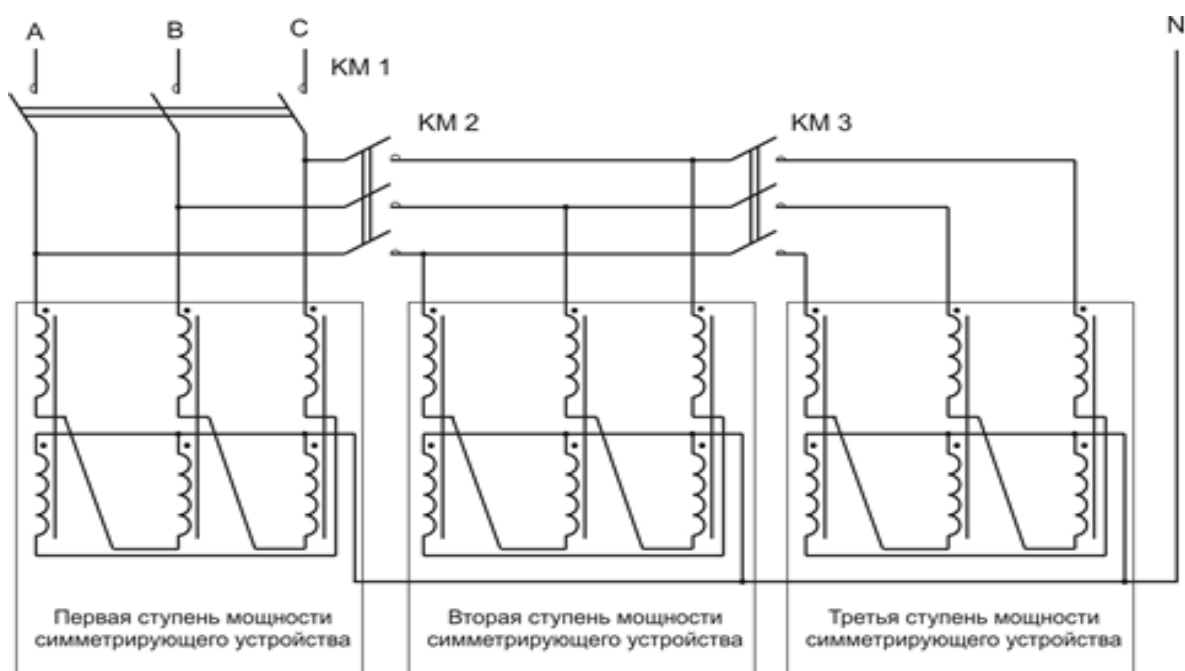


Рис. 1.- СУ для трехфазных сетей с нулевым проводом

СУ для трехфазных сетей с нулевым проводом состоит из трех трехфазных электромагнитных аппаратов, обмотки которых соединены по схеме встречный зигзаг, имеющих три фазных вывода и один нейтральный, причем каждый фазный вывод предназначен для подключения к фазным проводам сети, а нейтральный – к нулевому проводу. Каждый трехфазный электромагнитный аппарат образует одну ступень мощности симметрирующего устройства. На первой ступени мощности подключается первый трехфазный электромагнитный аппарат. При возрастании несимметрии токов и напряжений мощность устройства увеличивается. Это достигается путём подключения дополнительных одного или двух

трехфазных электромагнитных аппаратов к электрической сети. Предлагаемое устройство полностью отключается от сети при достижении тока в нулевом проводе минимальной величины, соответствующей допустимому значению несимметрии токов и напряжений, установленных ГОСТ Р 54149 - 2010.

Для управления мощностью СУ используется схема автоматического управления, которая осуществляет управление в функции тока нулевого провода (рисунок 2)

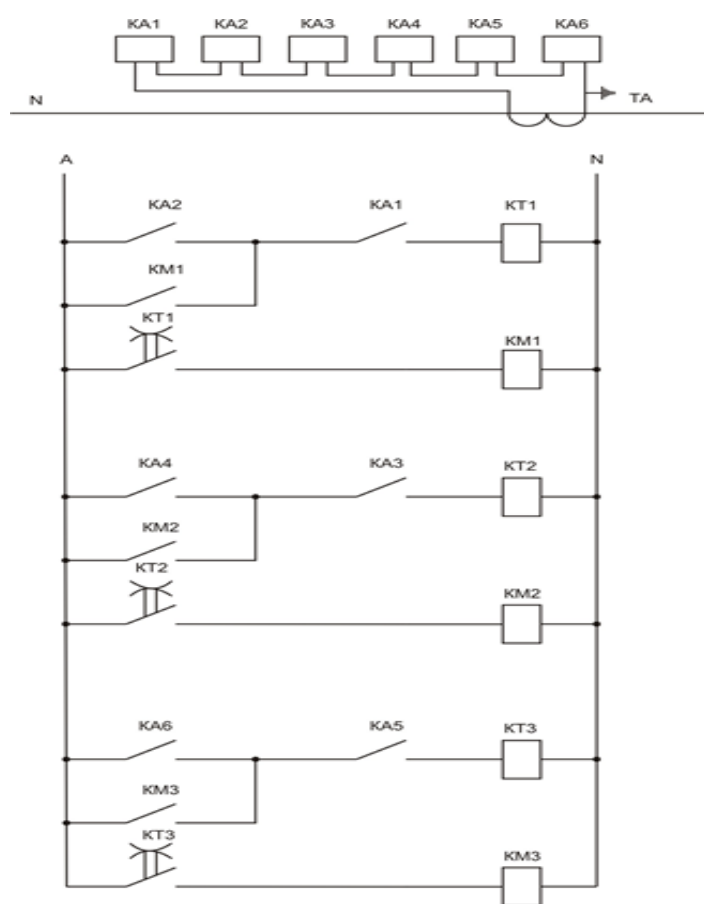


Рисунок 2 – Схема автоматического управления СУ

Схема включает в себя трансформатор тока ТА, шесть токовых реле КА1 – КА6, три реле времени КТ1 – КТ3 и три магнитных пускателя КМ1 – КМ3. Элементы КА1, КА2, КТ1 и КМ1 предназначены для управления первой ступенью мощности СУ; КА3, КА4, КТ2 и КМ2 – для управления второй

ступенью мощности СУ; КА5, КА6, КТ3 и КМ3 – для управления третьей ступенью мощности СУ.

Принцип работы устройства поясним на примере следующих значений уставок токовых реле КА1 – 1А, КА2 – 2А, КА3 – 3А, КА4 – 4А, КА5 – 5А, КА6 – 6А. При возрастании тока в нулевом проводе и во вторичной цепи трансформатора тока ТА до 1А замыкается замыкающий контакт реле КА1, при дальнейшем возрастании тока до 2А – сработает (замкнется) замыкающий контакт реле КА2, получит питание катушка реле времени КТ1, с выдержкой времени замыкается замыкающий контакт реле КТ1 и получает питание катушка магнитного пускателя КМ1. После этого магнитный пускатель замыкает свои силовые контакты КМ1 (рисунок 1) и в работу включается первая ступень мощности СУ. Отключение от сети первой ступени мощности СУ произойдет после снижения тока до значения 1А. При этом замыкающий контакт КА1 приходит в исходное положение (размыкается) и катушка реле времени КТ1 теряет питание, контакт КТ1 размыкается с выдержкой времени, катушка магнитного пускателя КМ1 теряет питание и силовые контакты пускателя КМ1 размыкаются (рисунок 1). При этом происходит отключение первой ступени СУ от сети. При снижении тока до 2А отключение не произойдет, т.к. замыкающий контакт реле КА2 блокируется вспомогательным контактом магнитного пускателя КМ1. Работа (подключение и отключение к сети) второй и третьей ступеней мощности СУ происходит аналогично: подключение второй ступени мощности происходит при достижении тока срабатывания реле КА4, равного 4А, а отключение – при снижении тока до 3А, т.е. при снижении тока ниже уставки токового реле КА3. Трансформатор тока ТА устанавливается в нулевой провод электрической сети 0.38 кВ и предназначен для подключения токовых реле КА1 – КА6. Третья ступень СУ подключается при возрастании тока до 6А, а отключение от сети происходит при снижении тока ниже значения 5А. Выдержка времени при

подключении и отключении ступеней мощности СУ осуществляется с помощью трех реле времени КТ1, КТ2 и КТ3 для предотвращения срабатывания ступеней устройства при кратковременных колебаниях нагрузки.

Таким образом, мощность СУ саморегулируется в функции тока нулевого провода и его параметры отстраиваются от уровня несимметрии в сети 0.38 кВ, имеющего место в данный момент времени. Поэтому качество симметрирования токов и напряжений в распределительной сети 0.38 кВ при использовании данного СУ будет выше, чем при использовании устройства с постоянной мощностью. Применение схемы автоматического управления СУ позволяет не только минимизировать симметричные составляющие токов обратной и нулевой последовательностей, но и значительно снизить потери мощности в самом устройстве от токов прямой последовательности за счет автоматического управления параметрами устройства.

## **2.8. Случайные события**

### **2.8.1. Прерывания напряжения**

Прерывания напряжения относят к создаваемым преднамеренно, если пользователь электрической сети информирован о предстоящем прерывании напряжения, и к случайным, вызываемым длительными или кратковременными неисправностями, обусловленными, в основном, внешними воздействиями, отказами оборудования или влиянием электромагнитных помех. Создаваемые **преднамеренно** прерывания напряжения, как правило, обусловлены проведением запланированных работ в электрических сетях.

**Случайные** прерывания напряжения подразделяют на *длительные* (длительность более 3 мин) и *кратковременные* (длительность не более 3 мин). Ежегодная частота длительных прерываний напряжения (длительностью более 3 мин) в значительной степени зависит от

особенностей системы электроснабжения (в первую очередь, применения кабельных или воздушных линий) и климатических условий. Кратковременные прерывания напряжения наиболее вероятны при их длительности менее нескольких секунд.

В трехфазных системах электроснабжения к прерываниям напряжения относят ситуацию, при которой напряжение меньше 5 % опорного напряжения во всех фазах. Если напряжение меньше 5 % опорного напряжения не во всех фазах, ситуацию рассматривают как *провал напряжения*.

### **2.8.2. Провалы напряжения**

Провалы напряжения обычно происходят из-за неисправностей в электрических сетях или в электроустановках потребителей, а также при подключении мощной нагрузки. Провал напряжения, как правило, связан с возникновением и окончанием короткого замыкания или иного резкого возрастания тока в системе или электроустановке, подключенной к электрической сети. В соответствии с требованиями настоящего стандарта провал напряжения рассматривается как электромагнитная помеха, интенсивность которой определяется как напряжением, так и длительностью. В трехфазных системах электроснабжения за начало провала напряжения принимают момент, когда напряжение хотя бы в одной из фаз падает ниже порогового значения начала провала напряжения, за окончание провала напряжения принимают момент, когда напряжение во всех фазах возрастает выше порогового значения окончания провала напряжения. Длительность провала напряжения может составлять от 10 мс до 1 мин.



### **2.8.3. Перенапряжения**

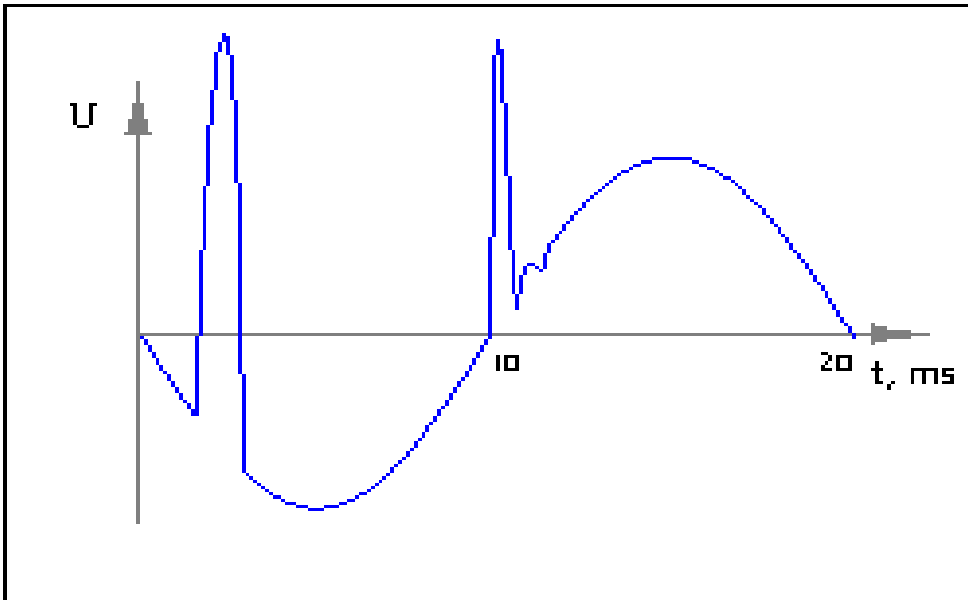
*Это есть Внезапное и значительное повышение напряжения (более 110 % Уном) длительностью более 10 миллисекунд.*

Перенапряжения, как правило, вызываются переключениями и отключениями нагрузки. Перенапряжения могут возникать между фазными проводниками или между фазными и защитным проводниками. В зависимости от устройства заземления короткие замыкания на землю могут также приводить к возникновению перенапряжения между фазными и нейтральным проводниками. В соответствии с требованиями настоящего стандарта перенапряжения рассматриваются как *электромагнитная помеха*, интенсивность которой определяется как напряжением, так и длительностью.

### **2.8.4. Импульсные напряжения**

Это есть резкое повышение напряжения длительностью менее 10 миллисекунд

Импульсные напряжения в точке передачи электрической энергии пользователю электрической сети вызываются, в основном, молниевыми разрядами или процессами коммутации в электрической сети или электроустановке потребителя электрической энергии. Время нарастания импульсных напряжений может изменяться в широких пределах (от значений менее 1 мкс до нескольких мс). Импульсные напряжения, вызванные молниевыми разрядами, в основном имеют большие амплитуды, но меньшие значения энергии, чем импульсные напряжения, вызванные коммутационными процессами, характеризующимися, как правило, большей длительностью. Величина импульса перенапряжения зависит от многих условий, но всегда значительна и может достигать многих сотен тысяч вольт.



○ максимальное мгновенное значение напряжения импульса:

$$\delta U_{*имп.} = \frac{U_{имп.}}{\sqrt{2} \cdot U_{ном.}},$$

где  $U_{имп.}$  - значение импульсного напряжения.

## ЧАСТЬ 3. РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЭ

### 3.1. Общие сведения

Одними из основных показателей качества электроэнергии являются: отклонения и колебания напряжения, а также несинусоидальность и несимметрия напряжения. В зависимости от вида электроприемников производится расчет или всех показателей качества или только некоторых.

Все 4 показателя качества определяются если на предприятии имеется электросварочная нагрузка и дуговые печи. Если на предприятии имеются прокатные станы, то определяются три показателя качества электроэнергии: отклонения, колебания и несинусоидальность напряжения.

Если на предприятии имеются преобразователи тока или частоты работающие в спокойном режиме нагрузки, то определяются два показателя качества: отклонения и несинусоидальность напряжения.

Если на предприятии имеются индукционные печи промышленной частоты, то определяются два показателя: отклонения и несимметрия напряжения.

Если на предприятии имеются трехфазные электроприемники с частными включениями, то определяются два показателя: отклонения и колебания напряжения.

### 3.2. Расчет отклонения напряжения

В соответствии с ГОСТ Р 54149-2010 на зажимах электроприемников допускается отклонение напряжения в пределах  $\pm 10\%$  от  $U_{ном}$  в течение 100% времени интервала измерения в одну неделю.

Для расчета необходимо составить упрощенную схему электроснабжения. Так как в данных проектах цеховые сети не составляются, то схему электроснабжения составляют до шин 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций. Пример схемы приведен на рис 3.1.

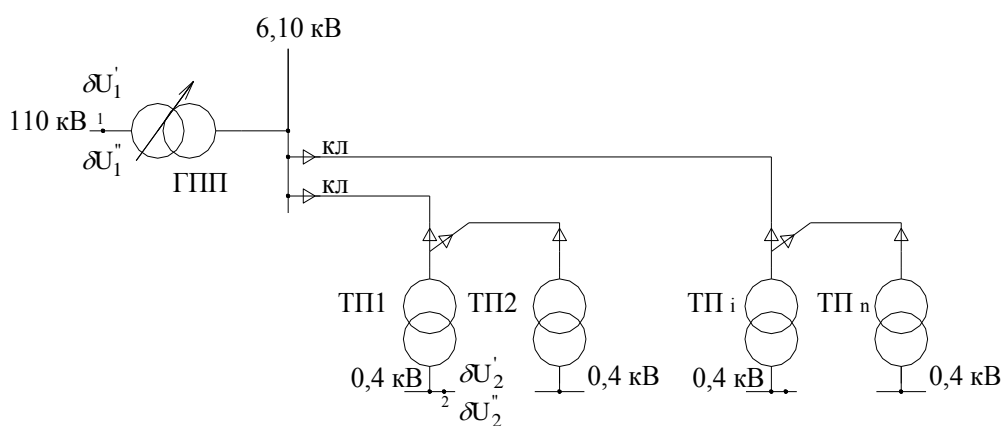


Рисунок 3.1. Упрощенная схема для расчета отклонений напряжения на шинах 0,4 кВ ТП

Для расчета должны быть заданы уровни или отклонения напряжения в т.1 (точка раздела сетей промышленного предприятия и энергосистемы)  $\delta U_1'$  в период максимума нагрузки предприятия и  $\delta U_1''$  в период минимума нагрузки предприятия. Целью расчета является определение отклонений напряжения в период максимума нагрузки  $\delta U_2'$  и минимума нагрузки  $\delta U_2''$  на шинах 0,4 кВ всех трансформаторных подстанций завода. Они определяются по следующим выражениям [16]:

$$\delta U_2' = \delta U_1' - \Delta U_{Т.ГПП}' + \delta U_{Т.ГПП}' - \Delta U_{КЛі}' - \Delta U_{Т.ТПі}' + \delta U_{Т.ТПі}' ,$$

$$\delta U_2'' = \delta U_1'' - \Delta U_{Т.ГПП}'' + \delta U_{Т.ГПП}'' - \Delta U_{КЛі}'' - \Delta U_{Т.ТПі}'' + \delta U_{Т.ТПі}'' ,$$

где  $\Delta U_{Т.ГПП}'$ ,  $\Delta U_{Т.ГПП}''$  - потери напряжения в трансформаторе ГПП в период максимума и минимума нагрузок, %;

$\Delta U_{Т.ТПі}'$ ,  $\Delta U_{Т.ТПі}''$  - потери напряжения в трансформаторе *i*-ой ТП в период максимума и минимума нагрузок, %;

$\delta U_{Т.ГПП}'$ ,  $\delta U_{Т.ГПП}''$  - добавки напряжения создаваемые переключателем РПН трансформатора ГПП в период максимума и минимума нагрузок, %;

$\delta U_{Т.ТПі}$  - добавка напряжения создаваемая трансформатором *i*-ой ТП, %;

$\Delta U_{КЛі}'$ ,  $\Delta U_{КЛі}''$  - потеря напряжения в кабельной линии от ГПП до *i*-ой ТП в период максимума и минимума нагрузок.

Потери напряжения в трансформаторах определяются по выражению

$$\Delta U_{\delta} = \frac{P_p \cdot R_{\delta} + Q_p \cdot x_{\delta}}{10 \cdot U_{\hat{\hat{i}}}^2} ,$$

где  $P_p$  и  $Q_p$  - активная и реактивная расчетная нагрузка трансформатора, кВт и квар;

$R_T, x_T$  - активное и индуктивное сопротивление трансформатора, Ом;

Потеря напряжения в кабельных линиях определяется по выражению:

$$\Delta U_{\text{кли}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рi}} \cdot L \cdot (R_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_{\text{ном}}} \cdot 100,$$

где  $I_{\text{рi}}$  - расчетный ток протекающий по кабельной линии, А;

$L$  - длина кабельной линии, км;

$R_0, x_0$  - активное и индуктивное сопротивление единицы длины кабеля, Ом/км.

Значения  $R_T$  и  $x_T$  определяются по формулам таблицы А.15 приложения А.

Значения  $R_0$  и  $x_0$  определяются по таблице А.4 приложения А.

При первоначальном расчете отклонений напряжения все отпайки трансформаторов на ГПП и ТП ставят на нулевую ступень, т.е. имеем  $\delta U_{\text{т.гпп}} = 5\%$  и  $\delta U_{\text{т.тп}} = 5\%$ .

При расчете потерь напряжения в трансформаторах и кабелях, за минимальную нагрузку принимается нагрузка равная  $0,25P_p$  или  $0,25I_{\text{рi}}$ .

После определения  $\delta U_2'$  и  $\delta U_2''$  проводят их проверку соответствия требованиям ГОСТ Р 54149-2010 ( $\pm 10\%$  от  $U_{\text{ном}}$ ).

Если на шинах 0,4 кВ 2-3 ТП  $\delta U_2'$  или  $\delta U_2''$  выходят за пределы  $\pm 10\%$  от  $U_{\text{ном}}$ , то небольшие отклонения напряжения, можно устранить за счет изменения положения переключателя ПБВ цеховых трансформаторов. У трансформаторов ТП за счет ПБВ можно получить следующие добавки напряжения, %:

$\Delta U_{\text{отп}}$	+5	+2,5	0	-2,5	-5
$\delta U_{\text{т.тп}}$	0	2,5	5	7,5	10

Если на всех ТП  $\delta U_2'$  или  $\delta U_2''$  выходят за  $\pm 10\%$  то регулирование следует производить за счет переключения ступеней РПН на

трансформаторах ГПП. Трансформаторы ГПП оснащенные РПН позволяют регулировать напряжение в пределах  $\pm 16\%$  от  $U_{ном}$ , число ступеней регулирования  $\pm 9 \times 1,78\%$ .

Расчет отклонений напряжения на шинах 0,4 ТП сводится в таблицу.

### 3.3. Расчет колебаний напряжения

Расчет колебаний напряжения от электросварочных установок производится в соответствии с рекомендациями.

Расчет колебаний напряжения от дуговых печей производится в следующей последовательности:

Определяется размах колебаний напряжения  $\delta U_t$  на шинах, где подключены ДСП:

для одиночной ДСП:

$$\delta U_t = \frac{S_{пт}}{S_{кз}} \cdot 100, \quad \%;$$

для группы ДСП:

$$\delta U_t = \frac{S_{пт \max} \cdot k_{п}}{S_{кз}} \cdot 100, \quad \%;$$

где  $S_{пт}$  - мощность печного трансформатора, МВА;

$S_{кз}$  - мощность 3-х фазного короткого замыкания на шинах где подключены ДСП, МВА;

$S_{пт \max}$  - мощность наибольшего печного трансформатора в группе, МВА;

$k_{п}$  - коэффициент учитывающий одновременность работы печей в группе из  $n$  печей.

Для печей одинаковой мощности  $k_{п} = \sqrt[4]{n}$ .

Для печей разной мощности:

$$k_{\Pi} = \sqrt[4]{\frac{\sum_{i=1}^n S_{\Pi i}}{S_{\Pi \max}}}, \quad \%$$

Колебания напряжения от ДСП считается допустимым, если соблюдается следующее неравенство:

$$\delta U_t \leq 1 \quad \%$$

Если  $\delta U_t$  получается более 1%, то необходимо предусмотреть мероприятия по снижению размахов напряжения. Эти мероприятия следующие:

- 1) разделение питания ДСП и других электроприемников чувствительных к колебаниям напряжения;
- 2) увеличение мощности питающих трансформаторов;
- 3) присоединение электроприемников создающих колебания и чувствительных к колебаниям на разные ветви трансформаторов с расщепленными обмотками;
- 4) применение специальных технических средств (быстродействующих статических компенсирующих устройств, сдвоенных реакторов, продольной компенсации и т.п.).

### 3.4. Расчет несинусоидальности напряжения

Расчет несинусоидальности напряжения от электросварочных установок производится в соответствии с рекомендациями.

Расчет несинусоидальности напряжения от дуговых печей производится в следующей последовательности:

Электродуговые печи являются источниками гармоник порядков  $n=2,3,4,5,\dots,7$ , и т.д.

При расчетах достаточно учитывать гармоники до 7-й, так как остальные гармоники малы.

Ток нечетных гармоник одной ДСП определяется по выражению:

$$I_{(n)} = \frac{S_{\text{СП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n^2},$$

где  $n$ - номер нечетной гармоники.

Ток второй гармоники можно принять равным току третьей гармоники.

Для группы печей одинаковой мощности:

$$I_{(n)\Sigma} = I_{(n)} \cdot \sqrt[4]{N};$$

где  $N$ - число печей в группе.

Для группы печей разной мощности:

$$I_{(n)\Sigma} = I_{(n)\text{max}} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{n=2}^N S_{\text{СП}i}}{S_{\text{СП. max}}}};$$

где  $I_{(n)\text{max}}$  - ток  $n$ -й гармоники печи наибольшей мощности ( $S_{\text{СП. max}}$ ).

Фазные напряжения  $n$ -й гармоники в расчетной точке:



$$U_{(n)} = I_{(n)} \Sigma \cdot n \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}};$$

Коэффициент искажения синусоиды напряжения на шинах от которых питаются ДСП определяется по выражению, %:

$$k_{\text{Up}} = \frac{1,1 \cdot 100 \cdot \sqrt{U_2^2 + U_3^2 + U_5^2 + U_7^2}}{U_{\text{НОМ}}};$$

Расчетный коэффициент искажения синусоиды напряжения сравнивается с допустимым по ГОСТ Р 54149-2010  $k_{\text{Уд}}$ .

Для сетей с  $U_{\text{НОМ}}=6-20$  кВ  $k_{\text{Уд}}=5\%$ .

Для сетей с  $U_{\text{НОМ}}=35$  кВ  $k_{\text{Уд}}=4\%$ .

Для сетей с  $U_{\text{НОМ}}=110-220$  кВ  $k_{\text{Уд}}=2\%$ .

Если расчетный коэффициент искажения синусоиды получается более допустимого, то необходимо применять фильтры высших гармоник.

### 3.5. Расчёт несимметрии напряжений

#### 3.5.1. Общие положения

Допускается определять значения напряжений обратной и нулевой последовательностей по приближенному выражению.

$$U_{2(1)i} = 0,62 \cdot (U_{\text{нб}(1)i} - U_{\text{нм}(1)i}),$$

$$U_{0(1)i} = 0,62 \cdot (U_{\text{нб.}\phi(1)i} - U_{\text{нм.}\phi(1)i}),$$

где  $U_{\text{нб}(1)i}$  и  $U_{\text{нм}(1)i}$  - соответственно наибольшее и наименьшее действующее значение из трех междуфазных напряжений основной частоты в  $i$  - м наблюдении,  $U_{\text{нб.}\phi(1)i}$  и  $U_{\text{нм.}\phi(1)i}$  - соответственно наибольшее и наименьшее из действующих значений фазных напряжений основной частоты в  $i$  - м наблюдении.

Однако более точное определение значений  $U_{1(1)i}$ ;  $U_{2(1)i}$  и  $U_{0(1)i}$  возможно лишь при использовании метода симметричных составляющих. Согласно этому методу, несимметричная трехфазная система может быть представлена в виде трех симметричных, образующих прямую  $\dot{U}_1$ , обратную  $\dot{U}_2$  и нулевую  $\dot{U}_0$  последовательности.

В результате исследований установлено, что каждому проценту величины коэффициента несимметрии напряжений соответствует 1,73% дополнительного отклонения напряжения.

В свою очередь отклонение напряжения также приводит к дополнительным потерям мощности и сокращению срока службы электрооборудования.

### **3.5.2. Расчет показателей несимметрии токов и напряжений**

Для расчета симметричных составляющих и показателей несимметрии токов и напряжений в четырехпроводной сети нами был использован модульный метод, предложенный профессором Косоуховым Ф.Д. Практическое измерение начальных фаз токов и напряжений в сетях затруднительно и приводит к значительным погрешностям в определении симметричных составляющих несимметричной системы токов и напряжений. Поэтому в условиях эксплуатации электрических сетей определение симметричных составляющих и показателей несимметрии токов и напряжений целесообразно производить по результатам измерений модулей токов и напряжений. Такой метод расчета комплексных симметричных составляющих и показателей несимметрии токов называется модульным\*.

Данный метод заключается в следующем. Четырехугольник, образованный токами  $\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C, \underline{I}_N$  представляется как совокупностью двух треугольников токов (рис . 3.2).

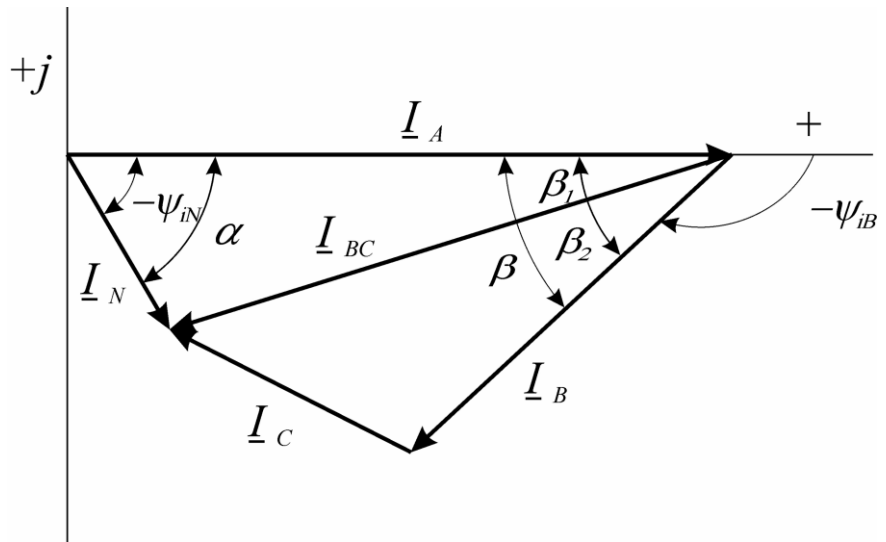


Рис 3.2. Векторная диаграмма несимметричной системы токов четырехпроводной сети

Кроме трех линейных токов и тока в нулевом проводе дополнительно измеряем модуль суммарного комплексного тока (рис. 3.3):

$$\underline{I}_{BC} = \underline{I}_B + \underline{I}_C = I_{BC} \cdot e^{j\psi_{BC}} \quad (3.1)$$

\* Впервые модульный метод предложен профессором Ф.Д. Косоуховым в 1984 г.

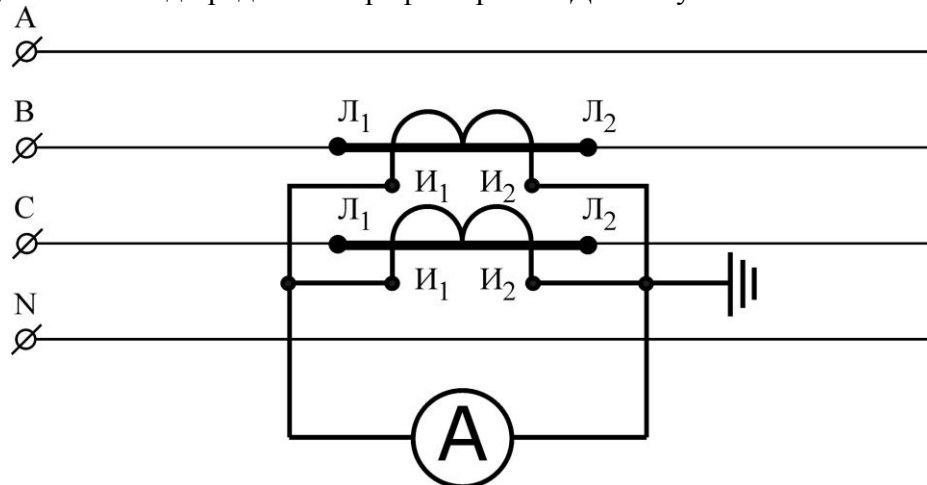


Рис. 3.3. Схема измерения суммарного тока  $I_{BC}$

В этом случае четырехугольник токов  $\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C, \underline{I}_N$  разделяется на два треугольника токов  $\underline{I}_A, \underline{I}_{BC}, \underline{I}_N$  и  $\underline{I}_B, \underline{I}_C, \underline{I}_{BC}$ , для каждого из которых углы однозначно выражаются через стороны с помощью следующих выражений:

$$\left. \begin{aligned} \cos \beta_1 &= \frac{I_A^2 + I_{BC}^2 - I_N^2}{2 \cdot I_A \cdot I_{BC}} = \frac{b_1}{I_A}; \\ \cos \beta_2 &= \frac{I_B^2 + I_{BC}^2 - I_C^2}{2 \cdot I_B \cdot I_{BC}} = \frac{b_2}{I_B}; \\ \cos \gamma &= \frac{I_A^2 - I_{BC}^2 + I_N^2}{2 \cdot I_A \cdot I_N} = \frac{d}{I_N}, \end{aligned} \right\} \quad (3.2)$$

где:

$$\begin{aligned} b_1 &= \frac{I_A^2 + I_{BC}^2 - I_N^2}{2 \cdot I_{BC}}; \\ b_2 &= \frac{I_B^2 + I_{BC}^2 - I_C^2}{2 \cdot I_{BC}}; \\ d &= \frac{I_A^2 - I_{BC}^2 + I_N^2}{2 \cdot I_A}. \end{aligned}$$

Учитывая, что  $\psi_{iA} = 0$ ,  $\psi_{iN} = \gamma$ ,  $-\psi_{iB} = 180^\circ - \beta$ ,  $\beta = \beta_1 + \beta_2$ , после преобразования, выражения для симметричных составляющих токов выглядят следующим

образом:

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_1 &= \frac{1}{6 \cdot I_A} \cdot \left\{ 3 \cdot I_A^2 - I_A \cdot (d + \sqrt{3} \cdot e) + 2\sqrt{3} \cdot g \right\} + j \cdot \left[ \sqrt{3} \cdot I_A^2 - I_A \cdot (\sqrt{3} \cdot d - e) - 2\sqrt{3} \cdot h \right]; \\ \underline{I}_2 &= \frac{1}{6 \cdot I_A} \cdot \left\{ 3 \cdot I_A^2 - I_A \cdot (\sqrt{3} \cdot e - d) - 2\sqrt{3} \cdot g \right\} - j \cdot \left[ \sqrt{3} \cdot I_A^2 - I_A \cdot (\sqrt{3} \cdot d + e) - 2\sqrt{3} \cdot h \right]; \\ \underline{I}_0 &= \frac{1}{3} \cdot (d - j \cdot e) \quad , \end{aligned} \right\} \quad (3.3)$$

где:

$$g = b_1 \cdot c_1 + b_2 \cdot c_1; \quad h = b_1 \cdot b_2 - c_1 \cdot c_2; \quad c_1 = \sqrt{I_A^2 - b_1^2}; \quad c_2 = \sqrt{I_B^2 - b_2^2}; \quad e = \sqrt{I_N^2 - d^2}.$$

Используя выражения (3.3), находим комплексные коэффициенты несимметрии прямой и обратной последовательностей токов:

$$K_{2i} = \frac{\underline{I}_2}{\underline{I}_1}; \quad K_{0i} = \frac{\underline{I}_0}{\underline{I}_1}. \quad (2.4)$$

Полученные выражения позволяют определить коэффициент увеличения потерь мощности  $K_P$  по выражению:

$$K_P = 1 + K_{2I}^2 + K_{0I}^2 (1 + 3r_N / r_\Phi)$$

Аналогичным путем определяются симметричные составляющие напряжений обратной и нулевой последовательностей, которые позволяют осуществить расчёт коэффициентов обратной и нулевой последовательностей напряжения.

### 3.5.3. Программа расчёта показателей качества электроэнергии и дополнительных потерь мощности в сети 0,38 кВ при несимметричной нагрузке

На основании модульного метода расчёта, была разработана компьютерная программа «Несимметрия», позволяющая оценить уровень искажения качества электрической энергии и дополнительных потерь мощности, обусловленных несимметричным изменением токовой нагрузки в электрической распределительной сети.

Данная программа позволяет рассчитать коэффициенты обратной и нулевой последовательностей напряжения, а также коэффициент потерь мощности за любой интервал времени. Одновременно осуществляется построение временных диаграмм изменения этих коэффициентов. Следует отметить, что при синхронизации измерительного комплекса с вычислительным блоком возможна визуализация изменения исследуемых коэффициентов «online».

Программа написана на языке программирования Delphi -7.

Работа с программой осуществляется в следующей последовательности. Для использования программы создается файл в программе Excel, в который заносятся исходные данные в виде таблицы (рис. 3.3).

N= 9			K= 22			St= 1				
Ua	Ub	Uc	Uab	Ubc	Uca	Ia	Ib	Ic	In	Ibc
226,781	227,868	223,942	394,998	390,943	389,421	64,380	47,558	19,964	66,955	34,117
226,665	227,998	224,110	394,917	391,354	389,405	64,446	47,613	19,952	67,047	34,201
226,697	227,836	224,337	394,607	391,457	389,779	66,464	47,609	19,968	68,445	34,156
226,461	227,765	224,355	394,235	391,543	389,565	66,855	47,618	19,951	68,744	34,183
226,404	227,998	224,207	394,534	391,653	389,207	65,932	47,641	19,945	68,141	34,231
226,225	228,323	224,234	394,706	392,132	388,856	64,567	47,705	19,921	67,265	34,368
226,168	228,285	224,349	394,531	392,250	388,946	64,589	47,784	19,918	67,295	34,441

и т.д....

Рис. 3.3. Таблица исходных данных

где N – начальное время снятия замеров (в примере с 9 часов);  
 K – время окончания снятия замеров (в примере в 22 часа);;  
 St – интервал времени между измерениями;  
 Ua – напряжение фазы А, (Вольт);

$U_b$  – напряжение фазы А, (Вольт);  
 $U_c$  – напряжение фазы А, (Вольт);  
 $U_{ab}$  – напряжение между фазами А и В, (Вольт);  
 $U_{ab}$  – напряжение между фазами А и В, (Вольт);  
 $U_{ab}$  – напряжение между фазами А и В, (Вольт);  
 $I_a$  – ток в фазе А, (Ампер);  
 $I_b$  – ток в фазе В, (Ампер);  
 $I_c$  – ток в фазе С, (Ампер);  
 $I_n$  – ток в нулевом проводе N, (Ампер);  
 $I_{bc}$  – ток в фазах ВС, (Ампер).

После ввода исходных данных, файл сохраняется с присвоением ему имени, например «измерения 1».

Ввод данных можно также совершить в самой программе, используя окно «исходные данные» (рис. 3.4):

Для того чтобы начать работу с программой, необходимо зайти в каталог, где она установлена и запустить файл nesimetria. После появляется основное окно программы, представленное на рис. 3.4. В меню «файл» выбирается команда «загрузить» и указывается, созданный ранее файл (в данном примере «измерения 1»). Если же ввод исходных данных произведён, непосредственно в открывшемся окне программы, то их необходимо сохранить (меню «файл», команда «сохранить исходные данные»).

Далее, после нажатия клавиши меню «сервис» (команда «решить»), или кнопки F9 на клавиатуре, программа производит вычисления.

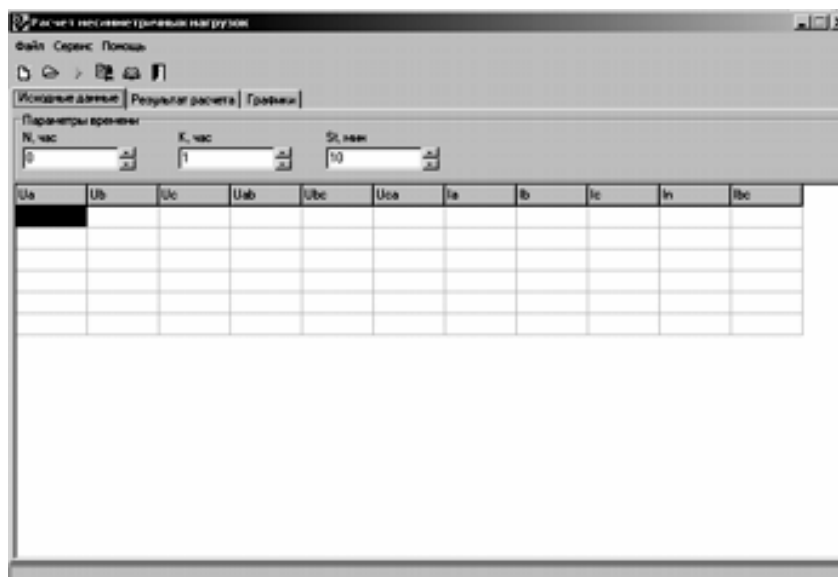


Рис. 3.4. Основное окно программы

Для просмотра результатов расчета в основном окне выбирается вкладку программы «результат расчета». Для сохранения результатов расчета в меню «файл» выбирается команда «сохранить результат решения».

По результатам решения и исходным данным программа строит графики, которые можно просмотреть, выбрав вкладку «графики». Для сохранения графиков нужно нажать правую кнопку мыши на соответствующем графике.

## **ЧАСТЬ 4. МЕТОДЫ АНАЛИЗА КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

### **4.1 Общие положения**

Анализ качества электрической энергии проводят при наличии претензий или замечаний от потребителей, а также в случае выявления существующих или потенциальных несоответствий по результатам:

- входного контроля КЭ;
- периодического контроля КЭ;
- технологического контроля КЭ, проводимого энергоснабжающей организацией (ЭСО) в питающих и распределительных электрических сетях;
- испытаний ЭЭ органами государственного надзора;
- сертификационных испытаний ЭЭ и испытаний при инспекционном надзоре за сертифицированной ЭЭ.

Для анализа причин потенциальных несоответствий дополнительно могут быть использованы источники информации:

- проектная документация и технические условия на проектирование новых источников ЭЭ и на развитие электрических сетей;
- данные о предполагаемых потребителях ЭЭ новых сетевых объектов;
- выданные технические условия и заключенные договора энергоснабжения;



- расчеты режимов работы электрических сетей, в том числе с нагрузками искажающих потребителей для нормальных и ремонтных схем электроснабжения;

- результаты обследований выполнения правил технической эксплуатации;

- другие источники информации.

Анализ качества электрической энергии при нарушении требований к КЭ включает следующие операции:

- установление причин несоответствий;

- выявление объектов, режимы работы электрооборудования которых обусловили появление несоответствия в ТОП.

По результатам анализа принимают решения о корректирующих и (или) предупреждающих мероприятиях.

После проведения соответствующих мероприятий должна быть оценена их результативность.

Оценку выполняют на основе протоколов контроля КЭ, который должен быть проведен непосредственно после выполнения указанных мероприятий, а также, при необходимости, протоколов измерений с целью анализа КЭ.

Для оценки результативности принятых мер в течение определенного периода времени, например, в течение года, следует использовать результаты планового периодического контроля КЭ или данные, получаемые от автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ).

## **4.2 Отклонение частоты**

Причинами несоответствий по отклонению частоты  $\Delta f$  могут быть:

- отсутствие достаточного резерва мощности и пропускной способности элементов сети;

- ошибки в планировании диспетчерских графиков спроса и предложения в активной мощности, в подборе электростанций для размещения первичного резерва, в том числе – необходимого при аварийных

нарушениях баланса мощности, в планировании дополнительных резервов пропускной способности линий для выдачи первичного резерва при внезапных нарушениях баланса;

– несвоевременность предоставления резерва мощности для его использования в режимах первичного, вторичного или третичного регулирования в соответствии с заданными системным оператором требованиями.

Выяснение причин несоответствия проводится на основе анализа информации, получаемой от АСДУ, в том числе:

– телеинформации (телеизмерений параметров режима в контрольных точках, телесигнализации состояния основного коммутационного оборудования и элементов вторичной коммутации на энергообъектах, команд телеуправления и телерегулирования и др.);

– данных суточной диспетчерской ведомости о балансах активной и реактивной мощности в контрольных точках;

– данных автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ);

– оперативно – технологической информации (данных о балансах электрической и тепловой энергии, запасах топлива, гидроресурсов, прогнозе нагрузок, информации о нарушении диспетчерского графика и др.).

### **4.3 Отклонение напряжения**

Причинами несоответствий по установившемуся отклонению напряжения  $\delta U_y$  могут быть:

– неверно выбранный коэффициент трансформации трансформатора 6–10/0,4 кВ или не проведенное своевременно сезонное переключение отпаек этих трансформаторов;

– разнородность нагрузок линий 0,38 кВ и несовместимость требований потребителей к  $\delta U_y$  на шинах 0,4 кВ трансформаторов 6–10/0,4 кВ;

- значительная несимметрия фазных нагрузок в сетях 0,4 кВ;
- значительные потери напряжения в распределительной сети, превышающие предельные значения, установленные в [2, приложение А, раздел А.4];
- отсутствие трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) в центре питания (ЦП) распределительной сети;
- отсутствие автоматического регулятора напряжения (АРН) в ЦП или его неиспользование;
- некорректная работа АРН или неправильно выбранный закон регулирования напряжения в ЦП;
- разнородность нагрузок распределительных линий 6–10 кВ и несовместимость требований потребителей всей распределительной сети к  $\delta U_y$  на шинах ЦП;
- ошибки в планировании диспетчерских графиков спроса и предложения в реактивной мощности;
- отсутствие договорных отношений или некорректно определенные договорные условия по допустимому диапазону  $\delta U_y$  в ТКЭ;
- неверно заданные уставки регулирующих устройств на генераторах, повышающих трансформаторах и автотрансформаторах связи, отсутствие или недостаточное использование специальных устройств в межсистемных линиях и питающих сетях энергосистем, регулирующих реактивную мощность (синхронных компенсаторов, батарей статических компенсаторов и шунтирующих реакторов), пониженная пропускная способность питающих сетей и др.;
- превышение потребителем разрешенной ему мощности или нарушение договорных условий с ЭСО по использованию специальных средств, регулирующих реактивную мощность (батарей статических конденсаторов, синхронных двигателей).

Для выявления причин несоответствия по  $\delta U_y$  и разработки возможных корректирующих и предупреждающих мероприятий рекомендуется последовательно выполнить следующие операции.

1) Провести анализ протоколов измерений  $\delta U_y$  в рассматриваемой точке сети. При анализе протоколов измерений  $\delta U_y$  следует:

– сопоставить полученные результаты с допустимыми пределами изменений  $\delta U_y$  и установить вид несоответствия по  $\delta U_y$  – значения, большие верхних или меньшие нижних допустимых пределов;

– установить потенциальную возможность появления несоответствия по  $\delta U_y$  через определенный интервал времени, оценивая близость полученных результатов измерений  $\delta U_y$  к допустимым пределам и возможность выхода результатов измерений за указанные допустимые пределы диапазона изменений  $\delta U_y$  при прогнозируемых изменениях режимов работы электрической сети;

– сопоставить ширину допустимого и фактического диапазона изменений  $\delta U_y$  в рассматриваемой точке сети;

– определить интервалы времени суток, в которых отмечены нарушения по  $\delta U_y$ , т.е. выходы результатов измерений за указанные допустимые пределы диапазона изменений  $\delta U_y$ .

2) В случае, когда ширина фактического диапазона изменений  $\delta U_y$  в рассматриваемой ТОП не превышает ширину допустимого диапазона, то следует рассмотреть возможность применения местных средств регулирования напряжения, устраняющих причины несоответствия по  $\delta U_y$ , в том числе – средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, установленных у потребителей, присоединенных к ТОП.

3) Если ширина фактического диапазона изменений  $\delta U_y$  в рассматриваемой точке сети превышает ширину допустимого диапазона или возможные местные средства регулирования напряжения не устраняют причину несоответствия по  $\delta U_y$ , следует проверить соответствие

фактической нагрузки присоединенных к ТОП потребителей суммарной нагрузке, заданной при расчете требуемого режима напряжения в сети, и оценить возможность влияния суммарной полной нагрузки потребителей в ТОП на режим напряжения в этой точке по соотношению (в процентах):

$$(S_{H\Sigma}/S_{K3.HM}) \cdot 100 \leq 0,5. \quad (4.1)$$

4) В случае, когда соотношение (4.1) выполняется, то влиянием суммарной нагрузки потребителей, присоединенных к ТОП, на режим напряжения можно пренебречь.

5) Если соотношение (4.1) не выполняется, следует провести одновременный анализ протоколов измерений, полученных во всех характерных точках распределительной сети, с выявлением интервалов времени нарушения установленных требований, и выбрать возможные централизованные и местные способы и средства регулирования напряжения.

6) Если применение установленных в сети средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности не приведет к устранению несоответствия по  $\delta U_y$ , то должны быть разработаны корректирующие мероприятия, снижающие потери напряжения в электрической сети.

#### **4.4. Несинусоидальность напряжения**

Основными причинами потенциальных и существующих несоответствий по несинусоидальности напряжения (по  $K_U$  и  $K_{U(n)}$ ) могут быть:

– развитие инфраструктуры электрических сетей (схем, оборудования и параметров питающих и распределительных сетей) без учета существующей несинусоидальности напряжения и возможных новых источников несинусоидальности;

– присоединение источников несинусоидальности и источников реактивной мощности, в том числе резонансных фильтров, к существующим

электрическим сетям ЭСО без учета их возможного влияния на искажение синусоидальности напряжения в сети;

– отсутствие договорных условий между ЭСО и потребителями с искажающими электроприемниками, оказывающими влияние на уровень несинусоидальности напряжения в ТОП;

– отсутствие расчетов напряжений высших гармоник в электрических сетях, к которым присоединены потребители с искажающими электроприёмниками, при возможных переключениях, вызванных плановыми ремонтами или аварийными режимами.

Появление потенциальных несоответствий по  $K_U$  и  $K_{U(n)}$  можно спрогнозировать, оценивая близость полученных результатов измерений к допустимым пределам и возможность их нарушения при планируемых изменениях режимов работы электрической сети, а также на основе информации, перечисленной в 4.1.

Источником несинусоидальности напряжения в электрических сетях является электрооборудование и электроприемники с нелинейной вольт(вебер)-амперной характеристикой, к которым относят:

– преобразовательные установки различных видов (выпрямители, инверторы, частотные преобразователи, регуляторы напряжения, электроподвижной состав переменного и постоянного тока и т.д.);

– аппараты с электрической дугой или аппараты, использующие электрический разряд (дуговые печи, сварочные установки, люминесцентное освещение и т.д.);

– установки с магнитными цепями, работающими в режиме насыщения (трансформаторы, дроссели с сердечником и т.д.);

– вращающиеся машины (генераторы, двигатели).

Несинусоидальность напряжения в точке общего присоединения (ТОП) может создаваться как искажающими ЭП потребителей, непосредственно присоединенных к ТОП, так и оборудованием ЭСО, работающим в режимах, способствующих проявлению

нелинейности их вольт-амперных характеристик или появлению резонансных режимов.

Кроме того, через электрическую сеть ЭСО на несинусоидальность напряжения в рассматриваемой ТОП могут оказывать влияние искажающие ЭП потребителей, присоединенных к другим точкам ЭСО.

Для выявления причин несоответствия в ТОП по  $K_U$  и  $K_{U(n)}$  определяют фактический вклад (ФВ) в значения  $K_U$  и  $K_{U(n)}$ , оказываемый искажающими ЭП (электрооборудованием) каждого объекта, присоединенного к рассматриваемой ТОП, а также фактический уровень искажений синусоидальности напряжений, генерируемый в ТОП из вышерасположенных сетей ЭСО.

Для этого следует выполнить операции, указанные ниже.

1) Определить ТОП, ближайшую к точке, в которой выявлено несоответствие по  $K_U$  и  $K_{U(n)}$ , и измерить одновременно следующие величины:

- коэффициенты  $n$ -ых гармонических составляющих тока  $K_{I(n)k}$  в каждой  $k$ -ой линии, присоединенной к ТОП (в процентах);

- токи  $I_{(I)k}$  основной частоты в каждой  $k$ -ой линии, присоединенной к ТОП (в амперах);

- коэффициенты  $n$ -ых гармонических составляющих суммарного тока  $K_{I(n)\Sigma}$  в присоединении ТОП к вышерасположенным сетям ЭСО (в процентах);

- суммарный ток  $I_{(I)\Sigma}$  основной частоты в присоединении ТОП к вышерасположенным сетям ЭСО (в амперах);

- коэффициенты  $n$ -ых гармонических составляющих  $K_{U(n)\text{ТОП}}$  напряжения в ТОП (в процентах);

- напряжение основной частоты  $U_{(1)\text{ТОП}}$  в ТОП (в вольтах);

- фазовые углы сдвига  $\Phi_{UI(n)k}$  между  $n$ -ми гармоническими составляющими напряжения в ТОП и тока в каждой  $k$ -ой линии, присоединенной к ТОП;

- фазовые углы сдвига  $\Phi_{UI(n)\Sigma}$  между  $n$ -ми гармоническими составляющими напряжения в Топ и суммарного тока в присоединении Топ к вышерасположенным сетям ЭСО.

Определение гармонических составляющих тока и напряжения производится пересчетом по формулам:

$$I_{(n)k} = K_{I(n)k} * I_{(1)k} / 100$$

$$\text{или } I_{(n)\Sigma} = K_{I(n)\Sigma} * I_{(1)\Sigma} / 100 ,$$

$$U_{(n)\text{топ}} = K_{U(n)\text{топ}} * U_{(1)\text{топ}} / 100.$$

2) При невозможности проведения одновременных измерений коэффициентов  $n$ -ых гармонических составляющих тока в каждой  $k$ -ой линии, питающей потребителей, особенно при несимметрии нагрузок отдельных потребителей, следует провести измерения  $K_{I(n)k}$  и  $I_{(1)k}$  в тех линиях, к которым присоединены объекты с искажающими ЭП, оказывающими влияние на несинусоидальность напряжения в Топ.

Для выявления таких объектов следует:

1) Вычислить значение  $a$  как отношение разрешенной мощности объекта к наименьшей мощности короткого замыкания в Топ (в процентах):

$$a = (S_{\text{разр}}/S_{\text{кз.нм}}) \cdot 100, \quad (4.4)$$

Допустимые значение отношения  $a_{\text{доп}}$  для Топ в электрических сетях:

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

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

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



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

2) Вычислить значение  $a_1$  как отношение суммарной установленной мощности искажающих ЭП объекта к наименьшей мощности короткого замыкания в ТОП (в процентах):

$$a_1 = (S_{\text{иск}} / S_{\text{кз.нм}}) \cdot 100. \quad (4.5)$$

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

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

Если  $k$ -ая линия питает **несколько** объектов, то расчеты по формулам (4.4) и (4.5) проводят для эквивалентного объекта, состав нагрузок которого является суммой нагрузок отдельных объектов с учетом типов конкретных ЭП.

3) Для данных, полученных в соответствии с п.п.1), 2), следует определить на каждом интервале усреднения, равном 3 с, расположение источников  $n$ -ых гармонических составляющих токов следующим образом:

1) В случае, когда фазовый угол сдвига  $\varphi_{UI(n)k}$  между  $n$ -ой гармонической составляющей  $U_{(n)\text{топ}}$  напряжения в ТОП и  $n$ -ой гармонической составляющей  $I_{(n)k}$  тока  $k$ -ой линии больше  $90^\circ$  или меньше минус  $90^\circ$ , то объект, присоединенный к  $k$ -ой линии, на рассматриваемом интервале усреднения **содержит** источник  $n$ -ой гармонической составляющей  $I_{(n)k}$  тока.

2) Если фазовый угол сдвига  $\varphi_{UI(n)k}$  между  $n$ -ой гармонической составляющей  $U_{(n)\text{топ}}$  напряжения в ТОП и  $n$ -ой гармонической

составляющей  $I_{(n)k}$  тока  $k$ -ой линии меньше  $90^\circ$  или больше минус  $90^\circ$ , то объект, присоединенный к  $k$ -ой линии, на рассматриваемом интервале усреднения **не содержит** источник  $n$ -ой гармонической составляющей  $I_{(n)k}$  тока и эквивалентен пассивному элементу с сопротивлением  $Z_{(n)k}$ .

3) Аналогично, если фазовый угол сдвига  $\varphi_{UI(n)\Sigma}$  между  $n$ -ой гармонической составляющей  $U_{(n)\text{ТОП}}$  напряжения в ТОП, и  $n$ -ой гармонической составляющей  $I_{(n)\Sigma}$  суммарного тока в присоединении ТОП к вышерасположенным сетям ЭСО больше  $90^\circ$  или меньше минус  $90^\circ$ , то на рассматриваемом интервале усреднения ЭСО **содержит** источник  $n$ -ой гармонической составляющей  $I_{(n)\Sigma}$  тока.

4) Если фазовый угол сдвига  $\varphi_{UI(n)\Sigma}$  между  $n$ -ой гармонической составляющей  $U_{(n)\text{ТОП}}$  напряжения в ТОП и  $n$ -ой гармонической составляющей  $I_{(n)\Sigma}$  суммарного тока в присоединении ТОП к вышерасположенным сетям ЭСО меньше  $90^\circ$  или больше минус  $90^\circ$ , то на рассматриваемом интервале усреднения ЭСО **не содержит** источник  $n$ -ой гармонической составляющей  $I_{(n)\Sigma}$  суммарного тока, и может быть представлена пассивным элементом с сопротивлением  $Z_{(n)\Sigma}$ .

Расположение источников гармонических составляющих тока может быть определено также по знаку активной мощности  $P_{(n)}$   $n$ -ой гармоники:

1) Если активная мощность  $n$ -ой гармоники  $P_{(n)k}$ , измеряемая в  $k$ -ой линии, имеет отрицательный знак, то на рассматриваемом интервале усреднения потребитель, присоединенный к  $k$ -ой линии, **содержит** источник  $n$ -ой гармонической составляющей  $I_{(n)k}$  тока.

2) Если активная мощность  $n$ -ой гармоники  $P_{(n)k}$ , измеряемая в  $k$ -ой линии, имеет положительный знак, то на рассматриваемом интервале усреднения данный потребитель **не содержит** источник  $n$ -ой гармонической составляющей  $I_{(n)k}$  тока.

3) Аналогично, если активная мощность  $n$ -ой гармоники  $P_{(n)\Sigma}$ , измеряемая в присоединении ТОП к вышерасположенным электрическим

сетям ЭСО, имеет отрицательный знак, то на рассматриваемом интервале усреднения ЭСО **содержит** источник  $n$ -ой гармонической составляющей  $I_{(n)\Sigma}$  суммарного тока.

4) Если активная мощность  $n$ -ой гармоники  $P_{(n)\Sigma}$ , измеряемая в присоединении ТОП к вышерасположенным электрическим сетям ЭСО, имеет положительный знак, то ЭСО на рассматриваемом интервале усреднения **не содержит** источник  $n$ -ой гармонической составляющей  $I_{(n)\Sigma}$  суммарного тока.

Для определения фактического вклада, вносимого источником  $n$ -ой гармонической составляющей тока в искажение синусоидальности напряжения в ТОП на расчетном интервале времени, равном 24 ч, следует провести статистическую обработку результатов определения фактических вкладов, полученных на интервалах усреднения 3 с.

Наибольшее значение фактического вклада и значение фактического вклада, соответствующее вероятности 95 %, полученные в результате статистической обработки данных за каждые сутки, следует сравнить с соответствующими предельно допустимым и нормально допустимым значениями допустимого вклада, установленного для искажающих ЭП  $k$ -го объекта.

Если фактический вклад превышает допустимый, то существующее несоответствие по  $K_U$  и  $K_{U(n)}$  полностью или частично обусловлено наличием искажающих ЭП у данного объекта.

#### **4.5 Несимметрия напряжений**

Основными причинами появления несоответствий по  $K_{0U}$  могут являться:

- несимметрия нагрузок по фазам в электрических сетях 0,22/0,38 кВ;
- значительные сопротивления элементов схемы замещения, в том числе
- сопротивление нулевой последовательности линий и распределительных трансформаторов 6–10/0,4 кВ.

Причиной потенциальных несоответствий по  $K_{0U}$  может быть проектирование распределительных сетей 0,22/0,38 кВ без учета несимметрии фазных нагрузок.

К источникам несимметрии напряжений и токов относят следующие:

– нетранспонированные линии электропередачи и неравномерно присоединенные однофазные бытовые нагрузки, создающие систематическую несимметрию напряжений;

– дуговые сталеплавильные печи, однофазные печи электрошлакового переплава, электроподвижной состав переменного тока, однофазные сварочные агрегаты, одновременно включающиеся по фазам бытовые нагрузки и др., создающие случайную несимметрию напряжений.

Несимметрия напряжений в ТОП может создаваться как искажающими ЭП потребителей, непосредственно присоединенных к ТОП, так и оборудованием ЭСО, работающим в режимах, способствующих появлению несимметрии напряжений в ТОП.

Кроме того, через электрическую сеть ЭСО на несимметрию напряжений в рассматриваемой ТОП могут оказывать влияние искажающие ЭП потребителей, присоединенных к другим точкам этой электрической сети ЭСО.

Для выявления причин существующего несоответствия по  $K_{2U}$ , обнаруженного в ТОП напряжением 6 кВ и выше, определяют фактический вклад в значения  $K_{2U}$ , оказываемый несимметричными ЭП (электрооборудованием) каждого объекта, присоединенного к рассматриваемой ТОП, а также фактический уровень несимметрии напряжений, генерируемый в ТОП из вышерасположенных сетей ЭСО.

Для этого следует выполнить операции, указанные ниже.

1) Измерить одновременно следующие величины:

- коэффициенты обратной последовательности тока  $K_{2Lk}$  в каждой  $k$ -ой линии, присоединенной к ТОП (в процентах);

- токи  $I_{1(1)k}$  прямой последовательности основной частоты в каждой  $k$ -ой линии, присоединенной к ТОП (в амперах);

- коэффициент обратной последовательности суммарного тока  $K_{2I\Sigma}$  всех  $k$  линий в присоединении ТОП к вышерасположенным сетям ЭСО (в процентах);

- суммарный ток  $I_{1(1)\Sigma}$  прямой последовательности основной частоты всех  $k$  линий в присоединении ТОП к вышерасположенным сетям ЭСО (в амперах);

- коэффициент обратной последовательности  $K_{2U_{\text{ТОП}}}$  напряжения в ТОП (в процентах);

- напряжение прямой последовательности основной частоты  $U_{1(1)\text{ТОП}}$  в ТОП (в вольтах);

- фазовые углы сдвига  $\varphi_{U_{12}k}$  между напряжением обратной последовательности в ТОП и током обратной последовательности в каждой  $k$ -ой линии;

- фазовый угол сдвига  $\varphi_{U_{12\Sigma}}$  между напряжением обратной последовательности в ТОП и суммарным током обратной последовательности в присоединении ТОП к вышерасположенным электрическим сетям ЭСО.

Определение тока и напряжения обратной последовательности производится пересчетом по формулам:

$$I_{2k} = K_{2Ik} * I_{1(1)k} / 100$$

$$\text{или } I_{2\Sigma} = K_{2I\Sigma} * I_{1(1)\Sigma} / 100,$$

$$U_{2\text{ТОП}} = K_{U_{2\text{ТОП}}} * U_{1(1)\text{ТОП}} / 100.$$

2) При невозможности проведения одновременных измерений коэффициентов обратной последовательности тока  $K_{2Ik}$  в каждой  $k$ -ой линии,

питающей потребителей, следует провести измерения  $K_{2k}$  и  $I_{I(1)k}$  только в тех линиях, к которым присоединены объекты с искажающими ЭП, оказывающими влияние на несимметрию напряжений в ТОП.

При этом в числитель формулы (4.5) следует подставить установленную мощность несимметричных нагрузок.

3) Для данных, полученных в соответствии с п.п. 1) 2), следует определить на каждом интервале усреднения, равном 3 с, расположение источников обратной последовательности следующим образом:

а) В случае, когда фазовый угол сдвига  $\varphi_{UI2k}$  между напряжением обратной последовательности  $U_{2\text{топ}}$  в ТОП и током обратной последовательности  $I_{2k}$  в  $k$ -ой линии больше  $90^\circ$  или меньше минус  $90^\circ$ , то объект, присоединенный к  $k$ -ой линии, на рассматриваемом интервале усреднения **содержит** источник обратной последовательности  $I_{2k}$  тока.

б) Если фазовый угол сдвига  $\varphi_{UI2k}$  между напряжением обратной последовательности  $U_{2\text{топ}}$  в ТОП и током обратной последовательности  $I_{2k}$  в  $k$ -ой линии меньше  $90^\circ$  или больше минус  $90^\circ$ , то объект, присоединенный к  $k$ -ой линии, на рассматриваемом интервале усреднения **не содержит** источник тока обратной последовательности и эквивалентен пассивному элементу с сопротивлением  $Z_{2k}$ .

в) Аналогично, если фазовый угол сдвига  $\varphi_{UI2\Sigma}$  между напряжением обратной последовательности  $U_{2\text{топ}}$  в ТОП, и током обратной последовательности  $I_{2\Sigma}$  в присоединении ТОП к вышерасположенным сетям ЭСО больше  $90^\circ$  или меньше минус  $90^\circ$ , то на рассматриваемом интервале усреднения ЭСО **содержит** источник тока обратной последовательности.

г) Если фазовый угол сдвига  $\varphi_{UI2\Sigma}$  между напряжением обратной последовательности  $U_{2\text{топ}}$  в ТОП и током обратной последовательности  $I_{2\Sigma}$  в присоединении ТОП к вышерасположенным сетям ЭСО меньше  $90^\circ$  или больше минус  $90^\circ$ , то на рассматриваемом

интервале усреднения ЭСО **не содержит** источник тока обратной последовательности, и может быть представлена пассивным элементом с сопротивлением  $Z_{2\Sigma}$ .

Расположение источников тока обратной последовательности может быть определено также по знаку активной мощности по обратной последовательности  $P_{2k}$ :

1) Если активная мощность по обратной последовательности  $P_{2k}$ , измеряемая в  $k$ -ой линии, имеет отрицательный знак, то потребитель, присоединенный к  $k$ -ой линии, на рассматриваемом интервале усреднения **содержит** источник тока обратной последовательности.

2) Если активная мощность по обратной последовательности  $P_{2k}$ , измеряемая в  $k$ -ой линии, имеет положительный знак, то на рассматриваемом интервале усреднения данный потребитель **не содержит** источник тока обратной последовательности.

3) Аналогично, если активная мощность по обратной последовательности  $P_{2\Sigma}$ , измеряемая в присоединении ТОП к вышерасположенным электрическим сетям ЭСО, имеет отрицательный знак, то на рассматриваемом интервале усреднения ЭСО **содержит** источник тока обратной последовательности.

4) Если активная мощность по обратной последовательности  $P_{2\Sigma}$ , измеряемая в присоединении ТОП к вышерасположенным электрическим сетям ЭСО, имеет положительный знак, то ЭСО на рассматриваемом интервале усреднения **не содержит** источник тока обратной последовательности.

Для определения фактического вклада, вносимого источником тока обратной последовательности в искажение симметрии напряжений в ТОП на расчетном интервале времени, равном 24 ч, следует провести статистическую обработку результатов определения фактических вкладов, полученных на интервалах усреднения 3 с. Наибольшее значение фактического вклада и значение фактического вклада, соответствующее вероятности 95 %, и

полученные в результате статистической обработки данных за каждые сутки, следует сравнить с соответствующими предельно допустимым и нормально допустимым значениями допустимого вклада, установленного для искажающих ЭП  $k$ -го объекта.

Если фактический вклад превышает допустимый, то существующее несоответствие по  $K_{2U}$  полностью или частично обусловлено наличием искажающих ЭП у данного объекта.

Для определения причин несоответствий по  $K_{0U}$  следует:

– провести одновременные измерения коэффициента несимметрии  $K_{0U}$  по нулевой последовательности, фазных напряжений  $U_A, U_B, U_C$ , и токов  $I_A, I_B, I_C$ , а также тока  $I_0$  в нулевом проводе;

– произвести статистическую обработку результатов измерений с помощью программного обеспечения, прилагаемого к средству измерений, и получить математические ожидания токов нагрузок по фазам ( $I_A, I_B, I_C$ ) и в нулевом проводе ( $I_0$ );

Если выполняется соотношение:

$$I_0 > (0,05 - 0,07) \cdot (I_A + I_B + I_C), \quad (4.9)$$

то причиной несоответствия может быть неравномерность присоединения нагрузок по фазам.

Если соотношение (4.9) не выполняется, то причиной несоответствия может быть значительное сопротивление  $Z_0$  четырехпроводной сети по нулевой последовательности.

Сопротивление сети по нулевой последовательности определяют из соотношения:

$$Z_0 = (\sqrt{3} K_{0U} / (U_{I(I)\text{топ}} * I_0)) 100. \quad (4.10)$$



При больших значениях  $Z_0$  принимают решения о возможных мероприятиях по его уменьшению (увеличению сечения нулевого провода воздушных линий электропередачи, замене кабельных линий и трансформаторов, установке шунто-симметрирующих устройств).

## **ЧАСТЬ 5. МЕТОДИКИ ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ**

### **5.1 Требования к погрешности измерений**

Измеряемые величины, применяемые при анализе КЭ, а также пределы и погрешности измерений этих величин (без учета коэффициентов трансформации и погрешности трансформаторов напряжения и тока) приведены в табл. 5.1.

### **5.2 Требования к средствам измерений**

При испытаниях ЭЭ с целью анализа КЭ, а также при допуске в эксплуатацию искажающих электроустановок, должны использоваться средства измерений показателей качества электрической энергии, соответствующие определенным требованиям, и имеющие при измерении величин, используемых при анализе КЭ, метрологические характеристики не хуже приведенных в табл. 5.2.

При проведении испытаний ЭЭ с целью рассмотрения причин претензий должны использоваться трансформаторы напряжения ТН и тока ТТ класса точности не хуже 0,5, поверенные в установленном порядке, с указанием в протоколах поверки значения погрешностей в зависимости от тока (для ТТ) или нагрузки (для ТН) вторичных цепей.

При проведении испытаний ЭЭ с целью определения технических условий или договорных условий с потребителем, а также при измерениях с целью разработки корректирующих и предупреждающих мероприятий допускается использовать средства измерений, погрешность которых не превышает установленную в табл. 5.2 для средств измерений, подключаемых непосредственно к электрическим сетям 220/380 В.

### **5.3 Метод измерений**

При выполнении измерений используют метод непосредственной оценки ПКЭ и величин, перечисленных в табл. 5.1.

При измерениях с целью анализа КЭ в трёхфазных четырехпроводных и однофазных электрических сетях следует измерять фазные напряжения и фазные токи, в трехфазных трёхпроводных сетях – напряжения между фазными проводами и землей и фазные токи.

### **5.4 Требования к квалификации операторов**

К выполнению измерений могут быть допущены лица, имеющие квалификацию в соответствии с Межотраслевыми правилами по технике безопасности.

Анализ результатов измерений и оформление протоколов должны производиться специалистами со средним специальным и высшим образованием, в области управления режимами работы электрической сети.

### **5.5 Условия измерений**

Измерения с целью анализа КЭ проводят в любых режимах работы систем электроснабжения за исключением аварийных режимов.

При измерениях обеспечивают выполнение рабочих условий применения используемых СИ.

Таблица 5.1- Измеряемые величины, пределы и погрешности измерений

Наименование измеряемой величины $X$			Номи- нальное значени е $X_{\text{ном}}$	Пределы измерений		Предел допускаемой погрешности измерений	
				$X_{\text{мин}}$	$X_{\text{макс}}$	абсолютно й $\Delta X$	относи- тельно й $\delta X$ , %
1 Напряжение $U_{(1)}$ (действующее значение основной частоты), В			57,735	46,19	69,28	$\pm 0,12$	—
			220	176,0	264,0	$\pm 0,44$	
2 Ток $I_{(1)}$ (действующее значение основной частоты), А			1	0,02	1,00	$\pm 0,002$	—
			5	0,10	5,00	$\pm 0,01$	
3 Напряжение $U_{1(1)}$ (основной частоты прямой последовательности), В			57,735	46,19	69,28	$\pm 0,12$	—
			220	176,0	264,0	$\pm 0,44$	
4 Ток $I_{1(1)}$ (основной частоты прямой последовательности), А			1	0,02	1,00	$\pm 0,002$	—
			5	0,10	5,00	$\pm 0,01$	
5 Коэффициент $K_{U(n)}$ $n$ -ой гармонической составляющей напряжения, %			—	0,1	15	$\pm 0,05^{1)}$	$\pm 5^{2)}$
6 Коэффициент $K_{I(n)}$ $n$ -ой гармонической составляющей тока, %			—	0,1	50	$\pm 0,15^{3)}$	$\pm 5^{4)}$
7 Фазовый угол $\varphi_{UI(n)}$ между напряжением и током $n$ -ой гармонической составляющей			0°	-180°	180°	$\pm 3^\circ$	—
8 Коэффициент несимметрии $K_{2U}$ напряжений по обратной последовательности, %			—	0,1	15	$\pm 0,2$	—
9 Коэффициент несимметрии $K_{2I}$ токов по обратной последовательности, %			—	0,1	50	$\pm 1,0$	—
10 Фазовый угол сдвига между составляющими $\varphi_{UI2}$ напряжения и тока обратной последовательности			0°	-180°	180°	$\pm 3^\circ$	—
11 Коэффициент несимметрии $K_{0U}$ напряжений по нулевой последовательности, %			—	0,1	15	$\pm 0,3$	—
12 Коэффициент несимметрии $K_{0I}$ токов по нулевой последовательности, %			—	0,1	50	$\pm 1,0$	—
13 Мощность	активная $P$ , Вт полная $S$ , В·А	$P_{\text{ном}}$ $S_{\text{ном}}$	57,74	$0,1 \cdot P_{\text{ном}}$	$1,2 \cdot P_{\text{ном}}$	$\pm 0,005 \cdot P_{\text{ном}}$	
			220,0	$0,1 \cdot S_{\text{ном}}$	$1,2 \cdot S_{\text{ном}}$		

14 Активная мощность $n$ -ой ( $n$ – от 2 до 40) гармонической составляющей $P_{(n)}^{(5)}$ , Вт	288,7	$0,003 \cdot P_{\text{H}}^{\text{OM}}$	$0,05 \cdot P_{\text{HO}}^{\text{M}}$	–	$\pm 10$
15 Активная мощность обратной последовательности $P_2^{(5)}$ , Вт	1100,0	$0,01 \cdot P_{\text{HO}}^{\text{M}}$	$0,1 \cdot P_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,0025 \cdot P_{\text{НОМ}}$	
<p>1)– при <math>K_{U(n)} &lt; 1</math> %;</p> <p>2)– при <math>K_{U(n)} \geq 1</math> %;</p> <p>3)– при <math>K_{I(n)} &lt; 3</math> %;</p> <p>4)– при <math>K_{I(n)} \geq 3</math> %;</p> <p>5)– см. таблицу 5.2</p>					

Таблица 5.2–Метрологические характеристики СИ, применяемых при анализе КЭ

Наименование измеряемой величины $X$	Пределы измерений		Пределы допускаемой основной погрешности			Время усреднения, с		
			$X_{\text{мин}}$	$X_{\text{макс}}$	абсолютной $\Delta X$		относительной $\delta X, \%$	приведенной $\gamma X, \%$
1 Напряжение $U_{(1)}$ (действующее значение основной частоты), В	$U_{\text{НОМ}}$	$\frac{57,73}{5}$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}}$	$1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{M}}$	–	–	$\pm 0,2$	60
		$\frac{220,0}{0}$						
2 Ток $I_{(1)}$ (действующее значение основной частоты), А	$I_{\text{НОМ}}$	$\frac{1}{5}$	$0,02 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$1,0 \cdot I_{\text{НОМ}}$	–	–	$\pm 0,2$	60
3 Напряжение $U_{1(1)}$ (основной частоты прямой последовательности), В	$U_{\text{НОМ}}$	$\frac{57,73}{5}$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}}$	$1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{M}}$	–	–	$\pm 0,2$	60
		$\frac{220,0}{0}$						
4 Ток $I_{1(1)}$ (основной частоты прямой последовательности), А	$I_{\text{НОМ}}$	$\frac{1}{5}$	$0,02 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$1,0 \cdot I_{\text{НОМ}}$	–	–	$\pm 0,2$	60
5 Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности $K_{2U}, \%$			0,1	15	$\pm 0,2$	–	–	3
6 Коэффициент несимметрии $K_{2I}$ токов по обратной последовательности, %			0,1	50	$\pm 0,5$	–	–	3
7 Фазовый угол $\varphi_{U2}$ между			$-180^\circ$	$+180^\circ$	$\pm 3^\circ$	–	–	3

составляющими напряжения $U_2$ и тока $I_2$ обратной последовательности									
8 Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности $K_{0U}, \%$				0,1	15	$\pm 0,2$	–	–	3
9 Коэффициент несимметрии токов по нулевой последовательности $K_{0I}, \%$				0,1	20	$\pm 0,5$	–	–	3
10 Коэффициенты искажения синусоидальности $K_U$ и $n$ -ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}, \%$				0,1	15	$\pm 0,05^{1)}$	$\pm 5^{2)}$	–	3
11 Коэффициенты искажения синусоидальности $K_I$ и $n$ -ой гармонической составляющей тока $K_{I(n)}, \%$				0,1	15	$\pm 0,15^{3)}$	$\pm 5^{4)}$	–	3
12 Фазовый угол $\varphi_{UI(n)}$ между напряжением $U_{(n)}$ и током $I_{(n)}$ $n$ -ой гармонической составляющей				$-180^\circ$	$180^\circ$	$\pm 3^\circ$	–	–	3
13 Мощность	активная $P$ , Вт полная $S$ , В·А	$P_{НОМ}$ $S_{НОМ}$	57,7 4	$0,01 \cdot P_{НОМ}$ $0,01 \cdot S_{НОМ}$	$1,2 \cdot P_{НОМ}$ $1,2 \cdot S_{НОМ}$	–	–	$\pm 0,5$	3
			220, 0	$0,003 \cdot P_{НОМ}$ $0,05 \cdot P_{НОМ}$	$0,05 \cdot P_{НОМ}$ $0,1 \cdot P_{НОМ}$	–	$\pm 10$	–	
14 Активная мощность $n$ -ой ( $n$ – от 2 до 40) гармонической составляющей $P_{(n)}^{5)}$ , Вт			288, 7						
15 Активная мощность обратной последовательности $P_2^{5)}$ , Вт			1100, 0	$0,01 \cdot P_{НОМ}$	$0,1 \cdot P_{НОМ}$	–	–	$\pm 5,0$	
<p>1)– при <math>K_{U(n)} &lt; 1 \%</math>;  2)– при <math>K_{U(n)} \geq 1 \%</math>;  3)– при <math>K_{I(n)} &lt; 3 \%</math>;  4)– при <math>K_{I(n)} \geq 3 \%</math>;  5)– см. таблицу 5.1</p>									

## **5.6 Выполнение измерений**

Выполнение измерений производят в соответствии с инструкцией по эксплуатации используемого СИ.

Климатические условия окружающей среды должны контролироваться средствами измерений с классом точности не хуже 2,0.

Продолжительность измерений с целью анализа – не менее 7 дней. По согласованию между сторонами (потребителями и ЭСО) допускается уменьшение общей продолжительности измерений, но не менее, чем до 1 суток.

Перед завершением измерений проверяют выполнение требований по суммарному перерыву в измерениях. В случае невыполнения требований измерения повторяют.

## **5.7 Оформление результатов измерений**

Результаты измерений с целью анализа КЭ оформляются в виде «Протокола испытаний электрической энергии с целью анализа КЭ по следующим показателям \_\_\_\_\_» (далее – протокол).

В протоколе приводят следующие данные:

а) наименование и адрес испытательной лаборатории (организации или подразделения), проводившей измерения КЭ;

б) наименование и адрес организации (подразделения энергоснабжающей организации), являющейся заказчиком испытаний (измерений) КЭ;

в) наименование и адрес объекта испытаний (пункта контроля качества ЭЭ);

г) наименование и адрес (номер) центра питания, распределительного пункта, трансформаторной подстанции и т. д.;

д) цель испытаний (категория испытаний – арбитражные, претензионные и др.), наименование и номер нормативной документации

(ГОСТ Р 54149-2010 или договор энергоснабжения с указанием пунктов, устанавливающих допустимые значения ПКЭ);

е) сроки проведения испытаний (год, месяц, число, время начала и окончания измерений);

ж) методика испытаний (нормативный документ, устанавливающий методы испытаний при анализе КЭ);

и) средства измерений:

- тип прибора для измерения необходимых для анализа характеристик КЭ, заводской номер, сведения о погрешностях, дата последней поверки, срок действия свидетельства о поверке;

- тип измерительного трансформатора напряжения (ТН), заводской номер, класс точности, сведения о погрешностях ТН, срок действия свидетельства о поверке;

- протокол измерения нагрузки ТН;

- тип измерительного трансформатора тока (ТТ), заводской номер, класс точности, сведения о погрешностях ТТ, срок действия свидетельства о поверке;

к) условия выполнения измерений:

- температура окружающего воздуха, °С;

- относительная влажность воздуха, %;

- атмосферное давление, (мм рт. ст.) – только для сертификационных и арбитражных испытаний;

л) требования к показателям качества электроэнергии в пункте контроля;

м) заключение по результатам измерений с целью анализа КЭ (причина несоответствия, фактический вклад от каждого из субъектов и фактический вклад со стороны ЭСО, возможные мероприятия и др.).

В приложениях к протоколу приводятся результаты измерений необходимых характеристик КЭ в пункте контроля за каждые 24 ч, описание мер, принятых для поддержания необходимых условий измерений, а

также дополнительные сведения, необходимость представления которых определяют испытательная организация и (или) заказчик.

## ЧАСТЬ 6. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ШУНТОСИММЕТРИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

Проведенный анализ средств симметрирования напряжений и токов в электрических сетях 0,38 кВ, работающих объективно в несимметричном режиме, позволил установить, что наиболее эффективным средством является использование электромагнитных шунтосимметрирующих устройств, обладающих минимально-возможным сопротивлением токам нулевой последовательности (см. раздел 2.7).

Данное устройство электромагнитного типа, выполняется на трехстержневом магнитопроводе со схемой соединения обмоток "встречный зигзаг".

Известно, что коэффициент магнитной связи катушек, расположенных на одном общем сердечнике, равен 1, а на разных -  $\frac{1}{3}$ , поэтому взаимная индуктивность катушек:  $M_{aa} = M_{bb} = M_{cc} = L$ ,  $M_{ab} = M_{bc} = M_{ca} = \frac{1}{3}L$ .

Тогда система уравнений, составленная на основании законов Кирхгофа для указанных на схеме направлений токов и встречного включения обмоток, будет иметь вид:

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_A \left( 2r + \frac{4}{3} j\omega L \right) - \underline{I}_B \frac{2}{3} j\omega L - \underline{I}_C \frac{2}{3} j\omega L &= \underline{U}_A; \\ -\underline{I}_A \frac{2}{3} j\omega L + \underline{I}_B \left( 2r + \frac{4}{3} j\omega L \right) - \underline{I}_C \frac{2}{3} j\omega L &= \underline{U}_B; \\ \underline{I}_A \frac{2}{3} j\omega L - \underline{I}_B \frac{2}{3} j\omega L + \underline{I}_C \left( 2r + \frac{4}{3} j\omega L \right) &= \underline{U}_C. \end{aligned} \right\} \quad (6.1)$$



Решая эту систему уравнений относительно токов, получим:

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_A &= (\underline{U}_A \underline{Z}_\alpha^2 + \underline{U}_B \underline{Z}_\beta^2 + \underline{U}_C \underline{Z}_\beta^2) (\underline{Z}_\Delta^3)^{-1}; \\ \underline{I}_B &= (\underline{U}_A \underline{Z}_\beta^2 + \underline{U}_B \underline{Z}_\alpha^2 + \underline{U}_C \underline{Z}_\beta^2) (\underline{Z}_\Delta^3)^{-1}; \\ \underline{I}_C &= (\underline{U}_A \underline{Z}_\beta^2 + \underline{U}_B \underline{Z}_\beta^2 + \underline{U}_C \underline{Z}_\alpha^2) (\underline{Z}_\Delta^3)^{-1}, \end{aligned} \right\} \quad (6.2)$$

где

$$\begin{aligned} \underline{Z}_\alpha^2 &= r^2 + \frac{1}{3} (j4rwL - w^2 L^2); \quad \underline{Z}_\beta^2 = \frac{1}{3} (jrwL - w^2 L^2); \\ \underline{Z}_\Delta^3 &= 2r(r^2 - w^2 L^2 + 2rwL) \end{aligned}$$

Запишем систему уравнений (5.2) в матричной форме

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \\ \underline{I}_C \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} \underline{Z}_\alpha^2 & \underline{Z}_\beta^2 & \underline{Z}_\beta^2 \\ \underline{Z}_\beta^2 & \underline{Z}_\alpha^2 & \underline{Z}_\beta^2 \\ \underline{Z}_\beta^2 & \underline{Z}_\beta^2 & \underline{Z}_\alpha^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \\ \underline{U}_C \end{pmatrix} \cdot (\underline{Z}_\Delta^3)^{-1} \quad (6.3)$$

или в сокращенной форме

$$[\underline{I}] = [\underline{Z}^{-1}] \cdot [\underline{U}]. \quad (6.4)$$

Перейдем от фазных координат к симметричным:

$$[\underline{I}_s] = [S]^{-1} \cdot [\underline{Z}^{-1}] \cdot [S] \cdot [\underline{U}_s] \quad (6.5)$$

Произведя перемножение матриц, после соответствующих преобразований получим:

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_0 \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} \underline{Z}_\gamma^2 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_\alpha^2 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_f^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_0 \end{pmatrix}, \quad (6.6)$$

где  $\underline{Z}_\gamma^2 = \underline{Z}_\alpha^2 - \underline{Z}_\beta^2$ ;  $\underline{Z}_f^2 = \underline{Z}_\alpha^2 + 2\underline{Z}_\beta^2$

Следовательно, симметричные составляющие токов устройства:

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_{\partial 1} &= \underline{Z}_\gamma^2 \underline{U}_1 (\underline{Z}_\Delta^3)^{-1}; \\ \underline{I}_{\partial 2} &= \underline{Z}_\gamma^2 \underline{U}_2 (\underline{Z}_\Delta^3)^{-1}; \\ \underline{I}_{\partial 0} &= \underline{Z}_f^2 \underline{U}_0 (\underline{Z}_\Delta^3)^{-1}, \end{aligned} \right\} \quad (6.7)$$

Из равенств (2.84) находим входные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности ЭШСУ. Сопротивление прямой и обратной последовательностей

$$\underline{Z}_{\partial 1} = \underline{Z}_{\partial 2} = \underline{Z}_\Delta^3 (\underline{Z}_\gamma^2)^{-1} = 2(r + j\omega L). \quad (6.8)$$

Сопротивление нулевой последовательности:

$$\underline{Z}_{\partial 0} = \underline{Z}_{\Delta}^3 (\underline{Z}_f^2)^{-1} = 2r. \quad (6.9)$$

Выразим  $r$  из выражения (5.9):

$$R = U_{max} / I_{max} = 438 / 150,1 = 2,92 \text{ Ом.}$$

$$\underline{Z}_{\partial 0} = 2 * 2,92 = 5,84 \text{ Ом.}$$

Таким образом, входное сопротивление нулевой последовательности ЭШСУ равно только активному сопротивлению.

Модуль сопротивления прямой последовательности

$$\underline{Z}_{\partial 1} = 2\sqrt{r^2 + w^2 L^2}. \quad (6.10)$$

Найдем  $L$ :

$$L = X_L / w = 1,01 / 314 = 0,0032 \text{ Гн.}$$

$$\underline{Z}_{\partial 1} = 2\sqrt{8,52 + 0,89} = 2 * 3,06 = 6,14 \text{ Ом.}$$

Выразив  $wL$  через добротность катушки  $g = wL / r$ , получим:

$$\underline{Z}_{\partial 1} = 2r\sqrt{1 + g^2}. \quad (6.11)$$

$$\underline{Z}_{\partial 1} = 2 * 2,92\sqrt{1 + 0,32^2} = 6,132 \text{ Ом.}$$

Разделив (6.11) на (6.9), получим

$$\underline{Z}_{\partial 1} / \underline{Z}_{\partial 0} = \sqrt{1 + g^2}. \quad (6.12)$$

Так как обычно для катушек со стальным сердечником  $g^2 \gg 1$ , то

$$\underline{Z}_{\partial 1} / \underline{Z}_{\partial 0} \cong g, \quad (6.13)$$

т.е. ЭШСУ., имеет сопротивление прямой последовательности в  $g$  раз больше сопротивления нулевой.

Определим мощность данного устройства. В системе координат симметричных составляющих она определяется по выражению

$$\underline{S}_{\Delta} = 3(\underline{U}_1 \underline{I}_{\Delta 1} + \underline{U}_2 \underline{I}_{\Delta 2} + \underline{U}_0 \underline{I}_{\Delta 0}) \quad (6.14)$$

Пренебрегая  $\underline{U}_2$ , и учитывая, что  $\underline{U}_0 = k_U \underline{U}_1$ ,  $\underline{I}_{\Delta 1} = \underline{U}_1 / \underline{Z}_{\Delta 1}$  и  $\underline{I}_{\Delta 0} = \underline{U}_0 \underline{Z}_{\Delta 0}$ , после соответствующих преобразований получим:

$$\underline{S}_{\Delta} = 3 \frac{U_1^2}{2r} (g^2 + k_U^2 - jg^{-1}) \quad (6.15)$$

где  $k_U$  - коэффициент несимметрии напряжений.

Отсюда активная реактивная и полная мощности соответственно равны:

$$\left. \begin{aligned} P_{\Delta} &= 3 \frac{U_1^2}{R} (g^{-2} + k_U^2); \\ Q_{\Delta} &= 3 \frac{U_1^2}{R} g^{-1}; \\ S_{\Delta} &= \frac{3U_1^2}{R} [g^{-4} + k_U^4 + g^{-2}(1 + 2k_U)]^{\frac{1}{2}} \end{aligned} \right\} \quad (6.16)$$

где  $R = 2r$  - активное сопротивление ЭШСУ. Величиной  $g^{-4}$  и  $k_U^4$  можно пренебречь, тогда:

$$S_{\Delta} = \frac{3U_1^2}{R} g^{-1} \sqrt{1 + 2k_U^2} \quad (6.17)$$

Подставляем полученные данные в выражения (5.16):

$$P_{\mathcal{E}} = 3(18,6^2 / 5,84(1/0,32^2 + 0,096^2)) = 1738,1 \text{ Вт} \approx 1,73 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\mathcal{E}} = (3 * 18,6^2) / (0,096 * 0,32) = 33480 \text{ Вар} \approx 33,48 \text{ кВар.}$$

$$S_{\mathcal{E}} = 33480 \sqrt{1 + 2 * 0,0096^2} = 33781,32 \text{ ВА} \approx 33,78132 \text{ кВА.}$$

Зависимость относительной мощности ЭШСУ  $S_{\mathcal{E}}^*$  от его сопротивления нулевой последовательности  $Z_{\mathcal{E}}^*$ , находится по выражению:

$$S_{\mathcal{E}}^* = R^{-1} g^{-1} \sqrt{1 + 2k_U^2} \quad (6.18)$$

$$S_{\mathcal{E}} = (1/0,031) \sqrt{1 + 2 * 0,096^2} = 32,54 \text{ кВА.}$$

Из расчетов видно, что выбор ЭШСУ по минимально возможной величине сопротивления нулевой последовательности приводит к завышению его мощности в несколько раз. Следовательно, на практике необходимо использовать устройства с максимально возможным сопротивлением  $Z_{\mathcal{E}0}$ , т.е. таким, при котором будет обеспечено требуемое качество напряжения, тогда мощность устройства будет минимальной.

Так как ЭШСУ должно иметь малое сопротивление нулевой последовательности, а добротность катушек таких устройств обычно не превышает 6...8, то, как видно из (6.16), реактивная мощность устройства может достигать значительной величины, что отрицательно скажется на режиме работы сети.

Из (6.16) видно, что добротность катушек  $g$  в значительной степени определяет и активную мощность устройства  $P_{\mathcal{E}}$ , а, следовательно, и потери энергии в нем. Так как включение в сеть устройства должно обеспечить определенный экономический эффект, то, очевидно, что выбор  $g$  необходимо производить на основании экономических критериев.

## Библиография

1. ГОСТ Р 54149 – 2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Текст]. – Москва. Стандартинформ, 2012.- 16С.
2. Наумов И.В., Балышев О. А. Оптимизация проектирования и развития систем сельского электроснабжения. Монография.-Иркутск, издательство "ИрГСХА", 2001.- 151 С.
3. Наумов И.В., Лукина Г.В., Сукъясов С.В., Подъячих С.В. Методика расчёта показателей несимметрии токов и напряжений в сети 0,38 кВ с симметрирующим устройством. ВЕСТНИК АлтГАУ им. И.И. Ползунова № 2, Барнаул, 2001.
4. Наумов И.В., Балышев О.А. Управление системой электроснабжения (СЭС) по принципу иерархии. В кн.: Знание – в практику / Сб. научн. трудов ИрГТУ, вып. 3, Иркутск, 2002.
5. Наумов И.В. , Лукина Г.В. Качество электрической энергии в пригородных сетях напряжением 0,38 кВ. Объединённый научный журнал / Электротехника, № 2, Москва, 2002.
6. Наумов И.В. Снижение потерь и повышение качества электрической энергии в сельских распределительных сетях 0,38 кВ с помощью симметрирующих устройств. Диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук, Иркутск, 2002.- 387 С.
7. Naumov I.V., Balishev O.A. Optimization of development of spatially distributed electric networks. 2005 IEEE St. Petersburg PowerTech Conference. ISBN 5-93208-034-0.
8. Наумов И.В. Электроснабжение. Учебное пособие для самостоятельной работы студентов вузов. / Допущено УМО вузов по агроинженерному образованию № 07-8а/45 от 02.06.2003 г. - Иркутск, 2003, изд-во ИрГСХА - 188 С.- 188 С.

Учебное издание

**Наумов Игорь Владимирович**  
*профессор кафедры энергетики ФГБОУ ВПО «АмГУ»,  
доктор технических наук*

**Управление качеством электрической энергии.**

Учебное пособие.

---

Издательство АмГУ. Формат 60x84/16. Усл. печ. л. 6,94. Заказ 552