

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и
сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о.зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«_____» _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Контроль качества электрической энергии в Восточных электрических
сетях филиала «Амурские электрические сети» АО «Дальневосточная
распределительная сетевая компания»

Исполнитель

студент группы 242об-3

(подпись, дата)

О.М. Сивоконь

Руководитель

профессор, доктор техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 78 стр, 11 рисунков, 17 таблиц, 24 источника, 19 формул.

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ПОКАЗАТЕЛЬ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТОЧКА КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ГИСТОГРАММА, ЭПЮРА НАПРЯЖЕНИЙ

Данная выпускная квалификационная работа посвящена изучению нормативно-правовой документации в области качества электроэнергии и представления результатов контроля КЭ.

В ходе выполнения работы были рассмотрены стандарты на КЭ стран, соседствующих с РФ, проведён сравнительный анализ действующего ГОСТ 32144 с утратившим силу ГОСТ 13109-97, произведён обзор измерителей КЭ, проведён структурный анализ сети, рассмотрены методики обработки результатов измерений, построены гистограммы показателей качества электроэнергии.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия
ВТО – Всемирная торговая организация
ИП – источник питания
КЛ – кабельная линия
КТП – комплектная трансформаторная подстанция
КЭ – качество электроэнергии
ЛЭП – линия электропередачи
ПБВ – переключение без возбуждения
ПК – пункт контроля
ПКЭ – показатель качества электроэнергии
ПМ – пункт мониторинга
ПС – подстанция
ТП – трансформаторная подстанция
РПН – регулирование под нагрузкой
РУ – распределительное устройство
РЭС – район электрических сетей
СИ – средство измерения
СКО – среднеквадратическое отклонение
СЭС – система электроснабжения
ТОП – точка общего присоединения
ЦП – центр питания
ЭМП – электромагнитная помеха
ЭП – электроприёмник
ЭЭС – электроэнергетическая система
ЭЭ – электрическая энергия

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	3
Введение	6
1 Влияние качества электроэнергии на функционирование электроприёмников и электроэнергетических систем	7
2 Нормативно-правовая база организации контроля качества электроэнергии в распределительных сетевых комплексах	11
2.1 Правовые аспекты стандартизации КЭ	11
2.2 История развития стандартов нормирования КЭ	12
2.3 Сравнительный анализ ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 32144-2013	13
2.4 Хронология стандартов организации контроля КЭ	17
2.5 Задачи контроля КЭ	18
2.6 Виды контроля КЭ	19
2.7 Выбор точки контроля КЭ	22
2.8 Требования к продолжительности измерений при проведении контроля КЭ	24
3 Сравнительный анализ нормирования КЭ в России и за рубежом	26
3.1 Действующие в мире стандарты КЭ	26
3.2 Отклонение напряжения электропитания	27
3.3 Отклонение частоты напряжения электропитания	28
3.4 Быстрые изменения напряжения электропитания	29
3.5 Несинусоидальность трёхфазной системы напряжений	30
3.6 Несимметрия трёхфазной системы напряжения	31
4 Технические средства, обеспечивающие контроль КЭ	32
4.1 Требования к средствам измерений при проведении контроля	32
4.2 Нормативное обоснование выбора СИ ПКЭ	34
4.3 Обзор средств измерений ПКЭ	35
5 Структурный анализ восточных электрических сетей	40
5.1 Структурный анализ сетей	40

5.2 Структурный анализ ИП и потребителей ЭЭ	48
6 Методика обработки результатов измерений	50
6.1 Графики изменений ПКЭ	50
6.2 Спектры высших гармонических составляющих напряжения и тока	50
6.3 Гистограмма	51
6.4 Результаты контроля провалов напряжения, перенапряжений и импульсов напряжений	54
7 Анализ показателей качества электроэнергии в Восточных электрических сетях	55
7.1 Методика проведения замеров	55
7.2 Образец применения обработки результатов измерений на примере ПС «Восток»	57
7.3 Общий анализ ПКЭ на выбранных объектах	63
7.4 Построение эпюры напряжений	65
Заключение	72
Библиографический список	73
Приложение А – Построение гистограмм	75

ВВЕДЕНИЕ

Российская энергетика в целом специфична по сравнению со структурой энергетики других стран и требует учёта данного фактора при составлении различных нормативных документов, таких как стандарт на качество электрической энергии. Необходимость этого кроется в том, что проблема качества электроэнергии в электрических сетях электроэнергетических систем и системах электроснабжения является одной из важнейших, определяющих надежность и эффективность электроснабжения потребителей.

Поэтому целью выпускной квалификационной работы является ознакомление с различными стандартами, регламентирующими нормирование КЭ и организацию контроля качества, изучение методик обработки данных, полученных в ходе измерений, для анализа КЭ на примере Амурских Восточных электрических сетей.

Актуальностью работы является ориентированность на соответствие действующим ныне стандартам в области качества электроэнергии, вступившим в силу после вступления РФ в состав ВТО.

Если в европейской части России плотность распределения нагрузки велика, то в изолированной системе Востока не так много крупных потребителей и центров мощных электрических нагрузок, к тому же зачастую они удалены друг от друга на значительные расстояния. По этой причине организации, передающие электроэнергию по единой электрической сети, вынуждены поддерживать завышенное напряжение электропитания, что негативно сказывается на потребителях, находящихся в непосредственной близости к энергоснабжающей компании. Другой стороной медали является большая протяжённость некоторых линий и соответственно пониженное значение напряжения в конце линии.

Для анализа сложившейся ситуации необходим контроль КЭ, на основе которого производится оценка соответствия/несоответствия КЭ в данной точке ГОСТ 32144 и разрабатываются мероприятия для нормализации КЭ.

1 ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПРИЁМНИКОВ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Качество электроэнергии представляет собой степень соответствия характеристик электрической энергии в данной точке электрической системы совокупности нормированных показателей КЭ[14].

Несоответствие показателей качества электроэнергии нормируемым в стандартах значениям приводит к ухудшению условий эксплуатации электрооборудования энергоснабжающих организаций и потребителей. Это может привести к преждевременному износу оборудования, выхода его из строя, снижению надёжности и устойчивости системы, возникновению угрозы безопасности людей и окружающей среды, что представляет собой электромагнитный и технологический ущерб, выраженные убытками в промышленности и бытовом секторе. В ходе исследований был установлен размер ущерба от низкого качества электроэнергии, измеряемые в миллиардах долларов. В статьях Чепмана Д. и Жежеленко И.В. приводятся следующие данные об ущербе, которые для наглядности сведём в таблицу.

Таблица 1 – Ежегодные убытки от низкого качества электроэнергии

Страна	Год	Убытки, млрд.дол.
СССР	1989	10
США	1992	13,3
Европа	2000	15-20
США	2001	15-24
Германия	2002	25
Канада	2002	12
Франция	2002	25
В мировом масштабе	2002	Около 100

Для обеспечения нормального функционирования электроэнергетической системы и электроприёмников потребителей, электроэнергия, как товар,

должна быть соответствующего качества, т.е. характеристики ЭЭ в данной точке ЭС не должны выходить за рамки, установленные нормированными ПКЭ.

К параметрам КЭ относят: отклонение напряжения и частоты электропитания, колебания напряжения, несимметрию напряжения трёхфазной системы, несинусоидальность напряжения и случайные события, которые можно представить как ЭМП. [13]

При положительном отклонении напряжения электропитания происходит перерасход электроэнергии, сокращается срок службы ламп накаливания, увеличивается реактивная мощность, потребляемая асинхронными двигателями. Снижение напряжения относительно номинального значения на 10-15 % приводит к увеличению длительности производственного процесса и часто ведёт к браку продукции, также существует вероятность незапуска двигателей, при дальнейшем снижении напряжения люминесцентные лампы могут не зажечься.

Отклонение частоты напряжения электропитания оказывает большое влияние на работу асинхронных двигателей, т.к. частота их вращения пропорциональна изменению частоты сети. Кроме того, пониженная частота в электрической сети влияет на срок службы оборудования, содержащего элементы со сталью (электродвигатели, трансформаторы), за счет увеличения тока намагничивания в таких аппаратах и дополнительного нагрева стальных элементов.

При несимметрии напряжения в трёхфазных сетях появляются дополнительные потери в их элементах, сокращается срок службы ламп и оборудования, снижаются экономические показатели работы.

Колебания напряжения оказывают отрицательное влияние на зрение человека и производительность технологических процессов. При колебаниях напряжения гаснут газоразрядные лампы, отпадают контакты магнитных пускателей, выходят из строя батареи статических конденсаторов, вентили преобразовательных агрегатов.

Высшие гармоники напряжения и тока вызывают дополнительные потери в электрических машинах и сетях, затрудняют использование средств компенсации реактивной мощности с помощью батарей конденсаторов, т.к. они взрываются из-за перегрева токами ВГ, сокращают срок службы изоляции в электрических машинах и аппаратах, являются причиной увеличения аварийности в кабельных линиях и сбоев в работе релейной защиты и автоматики.

Основной причиной отказов в работе микропроцессорных устройств и систем управления является возникновение ЭМП. Импульсное и временное перенапряжения могут привести к выходу из строя оборудования, а также несут угрозу безопасности человека. Провалы напряжения приводят к сбоям работы оборудования, браку продукции.

Помимо влияния свойств электроэнергии на работу электроприёмников, ЭП сами зачастую влияют на работу электрической сети. Согласно [2] искажающий потребитель – потребитель, имеющий энергопринимающие устройства с нелинейными электрическими характеристиками или с несимметричным или колебательным режимом работы, подключение которых к сети приводит или может привести к несинусоидальности, колебаниям напряжения или несимметрии трехфазной системы напряжений в электрической сети.

В процессе работы электроприемников характер нагрузки в сети может оставаться неизменным, изменяться в отдельных или всех фазах, сопровождаться появлением высших гармоник тока или напряжения. В связи с этим нагрузку в сети можно разделить на спокойную симметричную (преобладающее большинство трехфазных электроприемников), резкопеременную, несимметричную и нелинейную. Резкопеременная, несимметричная и нелинейная нагрузка относятся к специфическим нагрузкам.

Резкопеременная нагрузка характеризуется резкими набросами и провалами мощности или тока. Несимметричная нагрузка характеризуется неравномерной загрузкой фаз. Она вызывается однофазными и реже

трехфазными приемниками с неравномерной загрузкой фаз. При несимметричной нагрузке в сети возникают токи прямой, обратной и нулевой последовательности. Нелинейная нагрузка создается электроприемниками с нелинейной вольт-амперной характеристикой. При нелинейной нагрузке в сети появляются высшие гармоники тока или напряжения, искажается синусоидальная форма тока или напряжения.

Таким образом, источниками колебаний напряжения электропитания являются дуговая и контактная сварка, пуск мощных электродвигателей, компрессоров; рентгеновские аппараты, коммунально-бытовая нагрузка – кухонное оборудование, осветительные приборы, стиральные машины, водонагреватели.

К источникам несинусоидальности напряжений относят нелинейную нагрузку: выпрямительные установки, преобразователи частоты, люминесцентные и газоразрядные лампы, сварку.

Источники несимметрии напряжений – одно- и двухфазные ЭП, трёхфазные ЭП в несимметричном режиме, неполнофазные режимы.

2 НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА ОРГАНИЗАЦИИ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ КОМПЛЕКСАХ

2.1 Правовые аспекты стандартизации КЭ

Согласно ст. 38 [20] субъекты электроэнергетики, обеспечивающие поставки электрической энергии потребителям электрической энергии, в том числе энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики и территориальные сетевые организации (в пределах своей ответственности), отвечают перед потребителями электрической энергии за надежность обеспечения их электрической энергией и ее качество в соответствии с требованиями технических регламентов и иными обязательными требованиями.

При этом ответственность за надежность обеспечения электрической энергией и ее качество перед потребителями электрической энергии, энергопринимающие установки которых присоединены к объектам электросетевого хозяйства, которые не имеют собственника, собственник которых не известен или от права собственности на которые собственник отказался, несут организации, к электрическим сетям которых такие объекты присоединены.

В статье 542 [8] «Качество энергии» говорится о том, что качество подаваемой энергии должно соответствовать требованиям, установленным в соответствии с законодательством Российской Федерации, в том числе с обязательными правилами, или предусмотренным договором энергоснабжения.

В статье 7 [9] 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».

Так как поддержание определённого КЭ регламентировано государством, рассмотрим, применением каких стандартов выполняется данное требование.

2.2 История развития стандартов нормирования КЭ

Подходы к нормированию КЭ начали формироваться в Европе и США после окончания второй мировой войны, а в СССР во второй половине 60-х гг., когда инженерами и учёными была выявлена зависимость качества выпускаемой продукции от изменения характеристик электроэнергии.

В результате в СССР в 1970 был введён в действие ГОСТ 13109-67 «Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям», представляющий собой комплексную систему управления качеством продукции (услуг) коммунальных энергоснабжающих предприятий. Заменен в 1989 году на ГОСТ 13109-87 «Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения».

В 1997 году вышел стандарт ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», который определил основные показатели качества электрической энергии, их нормативные значения, интервалы усреднения и отчетный период. Важным пунктом в данном стандарте является то, что именно с 1997 года электроэнергия признаётся товаром и, как товар, должна соответствовать определённым стандартам.

С 01.01.2013 г. был утвержден для добровольного применения национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 54149-2010 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Считается, что стандарт разработан с учетом положений европейского стандарта EN50160-2010, а также специфических требований к электрическим сетям в России.

В связи с вступлением РФ во Всемирную торговую организацию прекратил свое действие ГОСТ 13109-97 и введен Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22.07. 2013 г. № 400-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» (EN 50160:2010, NEQ), являющийся аналогом ГОСТ Р 54149-2010.

2.3 Сравнительный анализ ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 32144-2013

Важным различием является область применения стандартов. Так в ГОСТ 13109-97 область применения – точка общего присоединения, которая представляет собой точку электрической сети общего назначения, электрически ближайшую к сетям рассматриваемого потребителя электрической энергии (входным устройствам рассматриваемого приемника электрической энергии), к которой присоединены или могут быть присоединены электрические сети других потребителей (входные устройства других приемников).

Для ГОСТ 32144-2013 область применения – это точка передачи электроэнергии, находящаяся на линии раздела объектов электроэнергетики между владельцами по признаку собственности или владения на ином предусмотренном законами основании, определенная в процессе технологического присоединения. Тем самым ответственность за надлежащее КЭ возлагается не только на энергоснабжающую организацию, но и потребителя.

Оценка соответствия показателей КЭ указанным нормам проводится в течение расчетного периода, равного 24 ч. для ГОСТ 13109-97 и 7 суткам непрерывного контроля для 32144-2013.

В требованиях ГОСТ 13109-97 не существовало различий норм ПКЭ для изолированных и синхронизированных энергосистем, что учтено в ГОСТе 32144, что смягчает требования к применению объектов распределённой генерации.

Значительное отличие действующего стандарта на КЭ кроется в таком ПКЭ как отклонение напряжения электропитания (установившееся отклонение напряжения в предыдущем ГОСТ). Если ГОСТ 13109-97 устанавливал как нормально допустимые ($\pm 5\%$) значения отклонения напряжения, так и предельные ($\pm 10\%$) на зажимах электроприёмников, то ГОСТ 32144-2013 ограничивает отклонение напряжения в пределах $\pm 10\%$ от номинального или согласованного значения напряжения в точке передачи электроэнергии. Сравнительный анализ нормирования ПКЭ в ГОСТ 32144-2013 и ГОСТ 13109-97 приведены в таблице 2.

Таблица 2 –Нормирование ПКЭ ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 32144-2013

Параметр КЭ	Показатель КЭ	ГОСТ 13109-97 (введен с 1999)	ГОСТ 32144-2013 (с 01.07.2014)
1	2	3	4
Отклонение частоты	Отклонение частоты, δf	нормально допустимое и предельно допустимое значения отклонения частоты равны $\pm 0,2$ и $\pm 0,4$ Гц соответственно	– в синхронизированных системах не более 0,2 Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц — в течение 100 % времени интервала в одну неделю. –в изолированных системах электроснабжения не более ± 1 Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и ± 5 Гц в течение 100 % времени интервала в одну неделю.
Медленные изменения напряжения	Отклонение напряжения, δU	нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения δU_y на выводах приемников электрической энергии ± 5 и ± 10 % от номинального	отклонение напряжения электропитания не более ± 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю

		напряжения	
--	--	------------	--

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Быстрые изменения напряжения	Кратковременная доза фликера, P_{st}	Предельно допустимое 1,38. Предельно допустимое при значительном зрительном напряжении: 1.	Не более 1,38 в течение 100 % времени интервала в одну неделю
	Длительная доза фликера, P_{lt}	Предельно допустимое 1. Предельно допустимое при значительном зрительном напряжении 0,74.	Не более 1,0 в течение 100 % времени интервала в одну неделю
Несинусоидальность напряжения	Коэф-т n-й гармонической составляющей напряжения, $K_{U(n)}$	Нормально допустимые значения $K_{U(n)}$ приведены в таблице 2 [1]; предельно допустимые значения не должны превышать значений, установленных в таблице 2, увеличенных в 1,5 раза	значения $K_{U(n)}$ не должны превышать значений, установленных в таблицах 1-3 [2], в течение 95% времени интервала в одну неделю и значений, установленных в табл. 1-3, увеличенных в 1,5 раза, в течение 100% времени каждого периода в одну неделю;
	Суммарный коэф-т гармонических составляющих напряжения, K_U	нормально допустимые и предельно допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения приведены в таблице 1 [1].	значения K_U не должны превышать значений, установленных в таблице 4 [2], в течение 95% времени интервала в одну неделю и значений, установленных в таблице 5 [2], в течение 100% времени интервала в одну неделю.

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
---	---	---	---

Несимметрия напряжений трёхфазной системы	Коэф-т несимметрии и по нулевой K_{0U} и обратной K_{2U} последовательности	Нормально допустимое и предельно допустимое значения коэффициентов несимметрии напряжений по нулевой и обратной последовательности равны 2,0 и 4,0 % соответственно.	Не должны превышать 2% в течение 95% времени интервала в одну неделю; не должны превышать 4% в течение 100% времени интервала в одну неделю.
---	---	--	---

При сравнении видно, что новый ГОСТ устанавливает более мягкие рамки ПКЭ, что позволяет легче добиться выполнения условий ГОСТ, а фактически снижает уровень КЭ на зажимах ЭП. Из этого можно сделать вывод о том, что внедряемые европейские стандарты должны быть адаптированы под специфику российской энергетики.

Таблица 3 – Интервалы усреднения измеряемых величин по ГОСТ 13109-97 и 32144-2013

Параметр КЭ	Показатель КЭ	ГОСТ 13109-97 (введен с 1999)	ГОСТ 32144-2013 (с 01.07.2014)
1	2	3	4
Отклонение частоты	Отклонение частоты, δf	значение основной частоты измерено в интервале 1 с., интервал усреднения 20 с.	значение основной частоты измерено в интервале 10 с.
Медленные изменения напряжения	Отклонение напряжения электропитания, δU	интервал усреднения 1 мин.	значения напряжения (основные интервалы времени – 10/12 периодов), усредненные в интервале времени 10 мин
Быстрые изменения напряжения	Кратковременная доза фликера, P_{st}	измеренная в интервале времени 10 мин	измеренная в интервале времени 10 мин
	Длительная доза фликера,	измеренная в интервале времени	измеренная в интервале времени 2 ч

	P_{It}	2 ч	
Несинусоидальность напряжения	Коэф-т n-й гармонической составляющей напряжения, K_U	интервал усреднения 3 с.	измерения в интервалах времени 10 периодов без промежутков между интервалами с последующим усреднением в интервале времени 10 мин
	Суммарный коэф-т гармонических составляющих напряжения, $K_{U(n)}$	интервал усреднения 3 с.	усредненное значение коэффициентов гармонических составляющих за 10 мин
Несимметрия напряжений трёхфазной системы	Коэффициент несимметрии по нулевой K_{0U} и обратной K_{2U} последовательности	интервал усреднения 3 с.	значения, усредненные в интервале времени 10 мин

Из таблицы видно, что требования к продолжительности проведения замеров стали жёстче.

2.4 Хронология стандартов организации контроля КЭ

Для предотвращения или ограничения негативных последствий пониженного качества электроэнергии необходимо, прежде всего, знать в какой точке сети наблюдается его искажение и уровень этого искажения. С этой целью проводят контроль качества электроэнергии.

В 2000 и в 2002 годах были выпущены два документа РД 153-34.0-15.501-00 и РД 153-34.0-15.502-2002 — «Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», которые определили процедуры выполнения измерений, обработки и представления результатов.

В 2008 году в мире был принят стандарт IEC 61000-4-30 «Методы измерения показателей качества электрической энергии», который определил требования на алгоритмы и методики измерения показателей качества

электроэнергии, а также стал ориентиром для многих производителей измерительных приборов.

В России методика выполнения измерений ранее была определена в ГОСТ Р 53333-2008, в 2013 на основе IEC 61000-4-30 введён в действие в качестве национального стандарта ГОСТ 30804.4.30 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерения показателей качества электрической энергии».

С 01.07.2014 г. введен в действие ГОСТ 32145-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», устанавливающий основные положения по организации и проведению контроля качества электроэнергии, который в том числе описывает формы протоколов измерений. Ориентирован на ГОСТ 13109-97.

С 01.01.2015 заменен на ГОСТ 33073-2014 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», адаптированный под действующий ГОСТ 32144-2013.

2.5 Задачи контроля КЭ

Контроль качества электроэнергии представляет собой процедуру проверки на соответствие ПКЭ установленным требованиям, указанным в технических регламентах, стандартах, договорах энергоснабжения, а также в иных документах.

Основными задачами контроля качества электрической энергии являются:

- обнаружение помех (искажения напряжения электропитания);
- оценивание их значения;
- фиксация измеренных частотных характеристик в целях обработки и отображения результатов;
- анализ измеренных значений ПКЭ и оценка их соответствия установленным требованиям;

– определение источника искажения.

При организации измерений качества электроэнергии необходимо обозначить цель измерений, исходя из которой будет выбрана точка электрической сети, где контролируется КЭ. Данная точка электрической сети является пунктом контроля КЭ. При выборе точки контроля КЭ, необходимо учитывать виды контроля КЭ.

2.6 Виды контроля КЭ

Согласно [3] выделяют следующие виды контроля:

1. Контроль КЭ в целях проверки соответствия ЭЭ нормам КЭ, установленным в ГОСТ 32144;
2. Контроль КЭ при проведении арбитражных испытаний;
3. Контроль КЭ при проведении сертификационных испытаний;
4. Инспекционный контроль сертифицированной ЭЭ;
5. Контроль КЭ в целях проверки выполнений требований к КЭ, установленных в договорах услуг по передаче и договорах купли/продажи ЭЭ;
6. Государственный надзор за качеством электроэнергии;
7. Мониторинг КЭ.

Контроль КЭ в целях проверки соответствия ЭЭ нормам КЭ, установленным в [2] проводится периодически. Периодичность измерений также устанавливается ГОСТ 32144. Контроль осуществляется органами государственного надзора, ответственными за электрохозяйство, испытательными лабораториями при сертификации КЭ.

При арбитражных испытаниях ЭЭ по претензии сетевой организации к потребителю электрической энергии или потребителя к сетевой организации при ухудшении КЭ, контроль проводится с целью проверки соответствия КЭ установленным требованиям для данных пунктов электрической сети и выявления стороны, виновной в ухудшении КЭ.

Сертификационные испытания проводятся аккредитованными в установленном порядке испытательными лабораториями (центрами) в целях сертификации электрической энергии.

Контроль КЭ при определении условий договора на оказание услуг по передаче электрической энергии – это контроль, осуществляемый с целью проверки соответствия значений ПКЭ требованиям, установленным в договоре между сетевой и энергоснабжающей (сбытовой) организацией или между двумя сетевыми организациями для согласованных пунктов контроля. [14]

Мониторинг КЭ представляет собой процедуры одиночных, периодических и непрерывных обследований КЭ и наблюдений за ПКЭ в установленных интервалах времени, проводимых в целях оценки существующего уровня КЭ, анализа, прогноза и принятия, при необходимости, соответствующих мер по результатам мониторинга. [3]

В зависимости от целей, решаемых при контроле и анализе КЭ, измерения ПКЭ могут иметь четыре формы:

- диагностический контроль;
- инспекционный контроль;
- оперативный контроль;
- коммерческий учет.

Целью диагностического контроля является обнаружение «виновника» ухудшения КЭ, определение допустимого вклада в нарушение требований стандарта по каждому ПКЭ, включение их в договор энергоснабжения, и, в конечном итоге, нормализация КЭ.

Диагностический контроль должен проводиться при оформлении и проверке выполнения условий на технологическое присоединение потребителя к электрической сети, при контроле условий, обозначенных в договоре на электроснабжение, а также при необходимости определения долевого вклада в ухудшение КЭ группы потребителей, присоединенных к общему центру питания. Диагностический контроль должен быть периодическим и предусматривать кратковременные (не более одной недели) измерения ПКЭ. При диагностическом контроле измеряют ПКЭ, а также токи и соответствующие им потоки мощности.

В том случае, если результаты диагностического контроля КЭ подтверждают факт искажения КЭ сети потребителем, выходящий за установленные стандартом нормы, то энергоснабжающая организация совместно с потребителем разрабатывает план мероприятий по нормализации КЭ. На период до реализации этих мероприятий на границе раздела электрических сетей потребителя и энергоснабжающей организации должны применяться оперативный контроль и коммерческий учет КЭ.

На последующих этапах диагностики КЭ, контрольными точками должны быть шины районных подстанций, к которым подключены кабельные или воздушные линии потребителей. Эти точки также позволяют оценить правильность работы устройств РПН трансформаторов, получить необходимые данные для сбора статистики и фиксации провалов напряжения и временных перенапряжений в электрической сети. Т. е. контролируется работа уже существующих средств обеспечения КЭ: синхронных компенсаторов, батарей статических конденсаторов и трансформаторов с устройствами РПН, линейных регуляторов, обеспечивающих заданные диапазоны отклонений напряжения, а также работа средств защиты и автоматики в электрической сети.

Инспекционный контроль КЭ осуществляется органами сертификации для получения информации о состоянии сертифицированной электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающей организации, о соблюдении условий и правил применения сертификата, с целью подтверждения того, что КЭ в течение времени действия сертификата продолжает соответствовать установленным требованиям.

Оперативный контроль КЭ востребован в условиях эксплуатации в тех точках электрической сети, где имеются и в ближайшее время не могут быть устранены искажения напряжения электропитания. Он необходим в точках присоединения тяговых подстанций железнодорожного и городского электрифицированного транспорта, подстанций предприятий имеющих ЭП с нелинейными характеристиками. Результаты оперативного контроля должны поступать по каналам связи на диспетчерские пункты электрической сети

энергоснабжающей организации и системы электроснабжения промышленного предприятия .

Коммерческий учет ПКЭ должен осуществляться на границе раздела электрических сетей потребителя и энергоснабжающей организации или в точках учёта потребляемой электроэнергии.[11]

2.7 Выбор точки контроля КЭ

Пункт контроля качества электрической энергии – это пункт электрической сети, в котором производят измерение КЭ при его контроле. К пунктам контроля качества электроэнергии относятся: точка передачи электроэнергии, граница раздела балансовой принадлежности, выводы электроприемника и другие точки сети, согласованные электроснабжающей организацией (ЭСО) с потребителем или поставщиком электроэнергии.

Точка коммерческого контроля качества электрической энергии, ТКЭ – это точка электрической сети, в которой при наличии претензий какой-либо из сторон договора будет проведена проверка соблюдения установленных требований к КЭ.

Рассмотрим пункты контроля (ПК) качества электрической энергии в электрических сетях сетевой организации. К ним относятся пункты входного контроля качества электроэнергии и пункты контроля качества электрической энергии, передаваемой потребителям.

В качестве пунктов входного контроля качества электрической энергии выбирают границы раздела балансовой принадлежности двух сетевых организаций или иные пункты, связывающие сети этих организаций и позволяющие выполнять измерения значений ПКЭ. Выбранные ПК указывают в договоре на оказание услуг по передаче электрической энергии.[14]

Согласно [3], рекомендации по выбору ПК, изложенные в пунктах 5.1.1-5.1.6 вышеуказанного стандарта, используют при проведении контроля КЭ по выполнению условий договоров на поставку/передачу ЭЭ, сертификационных испытаний ЭЭ и инспекционного контроля за сертифицированной продукцией.

Для проведения измерений положительного и отрицательного отклонений напряжения группируют распределительные линии, отходящие от ЦП, по доминирующему (если это возможно) характеру графиков нагрузки (линии с промышленной нагрузкой, линии с нагрузкой общественных, научных, коммерческих учреждений, жилых зданий и др.).

Затем выбирают в каждой из групп распределительных линий следующие ПК:

- точки передачи ЭЭ, потери напряжения до которых от ЦП являются минимальными и максимальными в рассматриваемой группе распределительных линий;
- точки передачи ЭЭ, графики нагрузки в которых резко отличаются от графика нагрузки ЦП.

Если невозможно организовать контроль КЭ в точке передачи ЭЭ данному пользователю электрической сети, то контроль КЭ проводят в ближайшей к ней доступной точке электрической сети, в которой возможно подключение СИ. При определении допустимых граничных значений положительного и отрицательного отклонений напряжения в данной точке учитывают потери напряжения на участке линии от ПК до точки передачи ЭЭ в режимах наименьших и наибольших нагрузок ЦП в соответствии с часами пиковой нагрузки, определенной системным оператором или измеренными графиками нагрузки.

В качестве ПК для измерений значений суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения, коэффициента n -й гармоники и коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности выбирают точки передачи ЭЭ потребителям электрической сети, являющимся источниками ухудшения КЭ (далее – искажающие потребители), а также ТОП искажающих и неискажающих потребителей.

В качестве ПК для измерений значений коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности выбирают точки передачи ЭЭ потребителям по четырехпроводным и пятипроводным трехфазным сетям,

например шины трехфазного ВРУ здания или шины 0,4 кВ ТП 6-35/0,4 кВ, или шкафа ШРС сети 0,4 кВ. Выбор конкретных ПК осуществляют с учетом результатов измерений токов в линиях 0,38 кВ и напряжений на шинах 0,4 кВ ТП, проводимых сетевой организацией при эксплуатации электрических сетей. При этом в первую очередь выбирают ПК, в которых была зарегистрирована наибольшая несимметрия фазных токов и напряжений.

Для измерений отклонения частоты выбирают любую удобную для контроля точку в рассматриваемой электрической сети.

В качестве ПК для контроля кратковременной и длительной доз фликера выбирают точки передачи ЭЭ, близко расположенные к ТОО искажающих и неискажающих потребителей ЭЭ. При этом ПК может быть выбран в системе электроснабжения потребителя (по согласованию с ним) в случае отсутствия технической возможности установки оборудования на объекте сетевой организации.

В качестве ПК при арбитражных испытаниях ЭЭ по претензии к КЭ выбирают точки передачи ЭЭ потребителю, заявившему претензию.

Органы государственного контроля (надзора) выбирают ПК в точках передачи ЭЭ по своему усмотрению.[3]

2.8 Требования к продолжительности измерений при проведении контроля КЭ

При проведении контроля КЭ в целях проверки соответствия ЭЭ нормам КЭ, установленным в ГОСТ 32144, в том числе при проведении арбитражных и сертификационных испытаний ЭЭ, а также испытаний при инспекционном контроле сертифицированной ЭЭ проводят непрерывные измерения значений ПКЭ по ГОСТ 30804.4.30, класс измерений А, в течение семи суток.

При проведении контроля КЭ в целях проверки выполнения требований к КЭ, установленных в договорах услуг по передаче и договорах купли/продажи ЭЭ, проводят непрерывные измерения по ГОСТ 30804.4.30, класс измерений А, значений ПКЭ, установленных в договорах, в течение времени и в условиях,

предусмотренных в указанных договорах, но не менее одной недели (семи суток).

Органы государственного контроля (надзора) устанавливают продолжительность непрерывных измерений значений ПКЭ не менее одной недели (семи суток).

Продолжительность непрерывных измерений ПКЭ при рассмотрении претензий к КЭ устанавливается соглашением между сетевой организацией и потребителем, но не менее одних суток.

Число маркированных данных, не учитываемых при оценке соответствия ПКЭ установленным нормам, не должно превышать 5% общего числа усредненных на 10-минутных интервалах значений ПКЭ в каждые сутки из общего периода времени непрерывных измерений.[3]

3 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НОРМИРОВАНИЯ КЭ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ

3.1 Действующие в мире стандарты КЭ

Так как проблемы с КЭ во всех странах схожие, но терминология применяется разная, наиболее наглядным будет сравнение по параметрам КЭ, с акцентом на ПКЭ, которым уделено особое внимание в стандартах или оказывающим наибольшее влияние на работу электрооборудования СЭС и электроприёмников.

В настоящее время в мире действует более 100 стандартов, определяющих нормирование ПКЭ, правила проведения замеров КЭ, предъявляющих требования по ЭМС к электрооборудованию.

Основополагающими являются стандарты, издаваемые Международной электротехнической комиссией (МЭК; англ. International Electrotechnical Commission, IEC). Ссылки на них отмечаются во всех национальных стандартах. Стоит отметить, что стандарты МЭК, принятые, как правило, Европейским сообществом, в основном распространяют свои требования на Европу и соседствующие с ней государства, тогда как в США и Японии принимаются далеко не все издания МЭК.

Так в странах Европейского союза принят стандарт EN 50160-2010 «Характеристики напряжения электричества, поставляемого системами распределения общего назначения» (EN 50160:2010 «Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks»). Этот стандарт поддерживается ассоциацией из двенадцати стран среди которых такие, как Германия, Италия, Польша, Великобритания, Бенилюкс, Норвегия, Дания.

В странах Северной и Южной Америки, а также в некоторых африканских странах принят американский стандарт IEEE Std 519-2014 «Гармоники в системах электроснабжения» (IEEE Std 519 «Harmonics in Power Systems»), сменивший Std 519 – 1992 . В новом официальном документе отмечается смягчение требований к нормированию КЭ. Стандарт разработан американским

национальным институтом стандартизации ANSI и институтом инженеров электриков и электронщиков IEEE.

Нормы качества электроэнергии Китайской Народной Республики изложены в стандартах GB/T 155432008 «Трёхфазное напряжение небаланса» (GB/T 15543 2008 «Power quality—Three-phase voltage) unbalance», GB/T 12325 «Отклонение напряжения» (GB/T 12325 «Power quality—Deviation of supply voltage»).

В странах СНГ принят межгосударственный стандарт ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

В связи с вступлением России в состав Всемирной торговой организации, а также торговлей с соседствующими государствами, целесообразно рассмотреть динамику развития нормирования КЭ за рубежом для анализа состояния конкурентоспособности отечественного рынка электроэнергии. Важными аспектами сравнения являются область применения стандарта и пределы нормирования ПКЭ.

Так в большинстве стран областью применения стандарта качества электрической энергии является точка общего присоединения, а именно точка электрической сети, ближайшая к зажимам электроприёмников потребителей. Также точка контроля качества электроэнергии может быть выбрана в ходе технологического присоединения и указана в договоре. К примеру, в России и Европе область применения стандарта – точка передачи электроэнергии потребителю, а в КНР и США – точка общего присоединения.

3.2 Отклонение напряжения электропитания

Таблица 4 – Отклонение напряжения электропитания от номинального (согласованного)

	EN 50160-2010	GB/T 12325	ГОСТ 32144-2013
$\delta U, \%$	$\pm 10 \%$	$\pm 7 \%$	$\pm 10 \%$

Из таблицы видно, что по данным параметрам нормирование происходит практически одинаково, ввиду учёта области применения стандарта. В таблице представлены значения для сети 220 В. Стоит отметить, что в КНР диапазон отклонений напряжения электропитания зависит от класса напряжения сети. Так, согласно [21] для сети номиналом 10 кВ и выше, отклонение напряжения на шинах ПС не должно превышать $\pm 10\%$ от номинального значения напряжения, тогда как для 220 кВ – $\pm 7\%$.

3.3 Отклонение частоты напряжения электропитания

Отклонение частоты – это отклонение значения основной частоты напряжения электропитания от ее номинального значения, Гц.

Отклонения частоты напряжения электропитания нормируется отдельно для синхронизированных и изолированных систем электроснабжения. Диапазон отклонений в синхронизированных системах различных стандартов варьируется от $\pm 0,2$ до $\pm 0,5$ Гц в течение 95 % времени интервала измерения и от $\pm 0,4$ до $- 3$ Гц в 100% времени измерений. Нормирование отклонения частоты является ключевым моментом в нормативно-правовом обосновании возможности подключения объектов распределённой генерации.

Для наглядности сведём требования Российского и Европейского стандартов в таблицу. Требования предъявляются к электрическим сетям систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного

Таблица 5 – Пределы отклонений частоты в синхронизированной системе

Стандарт	Отклонение частоты, δf	Интервал измерения	Отклонение частоты, δf	Интервал измерения
32144-2013	$\pm 0,2$ Гц	95 % в неделю	$\pm 0,4$ Гц	100 % в неделю
EN 50160-2010	$\pm 1\%$ ($\pm 0,5$ Гц)	99,5 % в год	+4/-6 % (+2 / -3 Гц)	100 % в неделю

Таблица 6 – Пределы отклонений частоты в изолированной системе

Стандарт	Отклонение	Интервал	Отклонение	Интервал

	частоты, δf	измерения	частоты, δf	измерения
32144-2013	± 1 Гц	95 % в неделю	± 5 Гц	100 % в неделю
EN 50160-2010	± 2 % (± 1 Гц)	95 % в неделю	± 15 % ($\pm 7,5$ Гц)	100 % в неделю

Помимо требований, предъявляемых ГОСТом на КЭ, в РФ на деятельность собственников или иных законных владельцев электростанций и объектов электросетевого хозяйства распространяются требования и правила ОАО «СО ЕЭС». Согласно [17] выделяются две синхронные зоны:

- 1) 1-я синхронная зона ЕЭС России: часть ЕЭС России, нормально работающая параллельно с энергосистемами стран СНГ и Балтии, включающая в себя все объединённые энергосистемы, кроме объединённой энергосистемы Востока.
- 2) 2-я синхронная зона ЕЭС России: часть ЕЭС России, включающая в себя объединённую энергосистему Востока, нормально работающая изолированно от 1-й синхронной зоны ЕЭС России.

Пределы отклонения частоты электропитания в первой синхронной зоне ЕЭС России не должны превышать отклонения в $\pm 0,05$ Гц при допустимом нахождении частоты в пределах $(50 \pm 0,2)$ Гц с последующим восстановлением частоты до уровня $(50 \pm 0,05)$ Гц за время не более 15 минут.

Значения пределов нормирования отклонений частоты в России значительно жёстче по сравнению с европейским стандартом.

3.4 Быстрые изменения напряжения электропитания

В большинстве стандартов быстрые изменения напряжения характеризуются дозой фликера.

В европейских странах, согласно [23] при нормальных условиях эксплуатации в течение каждого периода измерений в одну неделю длительная доза фликера, вызванная колебаниями напряжения, должна быть меньше или равна 1 для 95% времени измерений.

В странах СНГ кратковременная доза фликера не должна превышать значения 1,38 в 100 % времени интервала измерений, а длительная доза фликера не более 1.

3.5 Несинусоидальность трёхфазной системы напряжений

Несинусоидальность трёхфазной системы напряжений – отличие формы кривой напряжения от синусоидальной.

Искажение формы кривой напряжения вызывается возникновением несинусоидального тока, который в свою очередь генерируют различные нелинейные потребители.

В стандарте [24] США практикуется в течение многих лет – ограничение оценки гармонических токов до 50-й гармоники.

В СНГ значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения определяются до 40-го порядка в процентах напряжения основной гармонической составляющей U_1 .

В европейском стандарте рассматриваются гармоники по напряжению и току. Значения гармоник напряжения, не кратных 3 и порядком выше 13, находятся на стадии рассмотрения.

Нелинейные искажения ограничиваются пределами, задаваемыми коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения (K_U , THD).

Таблица 8 – Предел искажений синусоидальности в стандарте IEEE std 519

Напряжение в ТОП	Максимальный общий уровень искажений, THD, (%)
до 1 кВ	5-8
69 кВ и выше	3-5
69,001....161 кВ	1,5-2,5
161.001 кВ и выше	1-1,5

Таблица 9 – Значения K_U согласно ГОСТ 32144-2014

Интервал измерения в неделю	Значения K_U , в % при напряжениях			
	0,38 кВ	6-20 кВ	35 кВ	110-220 кВ

95 %	8,0	5,0	4,0	2,0
100 %	12,0	8,0	6,0	3,0

Таблица 10 – Европейский стандарт содержания гармоник в сети

Напряжение системы	более 35 кВ	менее 35 кВ
THD U[%]	1,5 %	3%

Также как и в Европе, в России рассматриваются высшие гармоники до 40-го порядка включительно, тогда как в США до 50. В ГОСТ 32144 в отличие от стандартов Европы и США не нормируются значения интергармонических составляющих тока и напряжения, и все пределы отклонений прописаны только по напряжению, тогда как в европейском и американском стандартах они рассматриваются как по напряжению, так и по току.

3.6 Несимметрия трёхфазной системы напряжения

Таблица 11 – несимметрия напряжений трёхфазной системы

Свойство или ПКЭ	EN 50160-2010	GB/T 15543	ГОСТ 32144-2013
Коэффициент несимметрии по обратной последовательности	не более 2 % в 95 % времени интервалов измерения в неделю и 4 % в 100 %	не более 2 % в 95 % времени интервалов измерения в неделю и 4 % в 100 %	не более 2 % в 95 % времени интервалов измерения в неделю и 4 % в 100 %
Коэффициент несимметрии по нулевой последовательности	–	не более 2 % в 95 % времени интервалов измерения в неделю и 4 % в 100 %	не более 2 % в 95 % времени интервалов измерения в неделю и 4 % в 100 %

Явным отличием является непризнание стандартом Европы факта наличия нулевой последовательности.

4 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ КОНТРОЛЬ КЭ

4.1 Требования к средствам измерений при проведении контроля КЭ

При выполнении измерений при контроле КЭ применяют СИ, соответствующие требованиям [4], класс измерений А, и [5], класс I, при интервалах усреднения результатов измерений, установленных в ГОСТ 32144, имеющие свидетельство (сертификат) об утверждении типа и свидетельство о поверке СИ ПКЭ. Измерения кратковременных и длительных доз фликера проводят с использованием фликерметра класса F1 по [6], имеющего свидетельство (сертификат) об утверждении типа и свидетельство о поверке.

Для оценки соответствия ПКЭ установленным требованиям СИ должны обеспечивать усреднение (объединение по времени) результатов измерений ПКЭ с учетом требований ГОСТ 30804.4.30, раздел 5, и проводить статистическую обработку объединенных результатов измерений ПКЭ (K_U , $K_{U(n)}$, K_{2U} , K_{0U} , $\delta U_{(+)}$, $\delta U_{(-)}$, Δf , P_{sb} , P_{lt}), за каждую неделю проведения испытаний, необходимую для определения соответствия требованиям ГОСТ 32144.[3]

Согласно [7]. СИ должны нормально функционировать в диапазоне температур от - 20°C до 40°C при относительной влажности до 90 %.

Также они должны сохранять работоспособность при провалах напряжения и перенапряжениях в диапазоне ± 40 % от номинального напряжения.

Уровень электромагнитной совместимости должен удовлетворять требованиям устойчивости к воздействию внешних помех.

Входные каналы средств измерения должны обеспечивать проведение измерений в трех фазах.

Средства измерения должны обеспечивать выявление кратковременных перенапряжений, провалов и отклонений измеряемых напряжений длительностью более 0,01 с. Также они должны обеспечивать накопление измерительной информации за время не менее 7 суток и хранение этой информации при отключенном питании не менее 15 суток.

Для контроля качества электроэнергии применяются трансформаторы тока и напряжения, используемые для питания цепей учета электроэнергии и (или) защит.

Так же к СИ предъявляются метрологические требования, представленные в [7].

Таблица 12 – Метрологические требования к СИ

Измеряемая величина	Метрологические характеристики		
	Диапазон измерений в ед.изм. величины	Предел допустимой абсолютной погрешности в ед. изм. величины	Предел допустимой относительной погрешности, %
Отклонение напряжения электропитания, %	± 20	$\pm 0,2$	
Отклонение частоты, Гц	± 5	$\pm 0,01$	
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения, %	0,1–1,0 1,0–30	$\pm 0,10$	± 10
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной (нулевой) последовательности, %	0–20	$\pm 0,2$	

Коэффициент гармонической составляющей напряжения, %	n-й	0,05–30 для $2 \leq n \leq 10$	$\pm 0,05$ при $K_{U(n)} < 1,0$	± 5 при $K_{U(n)} \geq 1,0$
		0,05–20 для $10 < n \leq 20$		
		0,05–10 для $20 < n \leq 30$		
		0,05–5 для $30 < n \leq 40$		
Кратковременная и длительная доза фликера, отн.ед.		0,2–10	± 5	
Длительность провала напряжения, с		0 – 60	0,02	

4.2 Нормативное обоснование выбора СИ ПКЭ

С 1999 по 2012 годы обязательная сертификация электроэнергии проводилась на соответствие ГОСТ 13109-97. Начиная с января 2013 года сертификация электрической энергии проводится на соответствие ГОСТ Р 54149-2010 по методике выполнения измерений ГОСТ Р 53333-2008. С 2014 года нормы и показатели КЭ устанавливает ГОСТ 32144-2013. Для выполнения измерений по новому стандарту должны применяться приборы и методы, соответствующие стандартам ГОСТ 30804.4.30 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерения показателей качества электрической энергии», ГОСТ 30804.4.7 «(МЭК 61000-4-7:2009) Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств, ГОСТ 33073-2014 «Электрическая энергия. Совместимость технических

средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Предприятия и организации, производящие поставку электроэнергии, обязаны её сертифицировать и выполнять необходимые виды контроля качества этого товара. Для этих целей применялись отечественные приборы – регистраторы и анализаторы ПКЭ, т.к. импортные приборы не соответствовали ГОСТ 13109-97. Казалось бы, с введением нового стандарта старые отечественные приборы применять нельзя, а можно использовать те, что соответствуют EN 50160:2010 (то есть импортные). Однако ГОСТ 32144-2013 неэквивалентен стандарту EN 50160:2010.

В связи с указанными изменениями нормативных требований у организаций, осуществляющих сертификацию или контроль качества электроэнергии, в 2012 году возникла необходимость смены приборного парка. Анализаторы ПКЭ разделяются на два вида: переносные и стационарные. Первые используются для выездных измерений в любых точках сети и при периодическом контроле, а вторые – для непрерывного контроля (мониторинга). При оценке соответствия электрической энергии нормам ПКЭ измерения должны проводиться по ГОСТ 33073-2013, класс А. Приборы класса А должны иметь более высокую точность измерений ПКЭ, а неопределенность измерения текущего времени не должна превышать 20 мс. Это предполагает необходимость синхронизации часов прибора со шкалой координированного времени через приемник сигналов ГЛОНАСС/GPS.

Помимо перечисленных выше стандартов, для получения достоверных данных средство измерений должно быть устойчиво к помехам, что отражено в ГОСТ 30804.4.2-2013 (IEC 61000-4-2:2008) «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний».

4.3 Обзор средств измерений ПКЭ

Отечественные производители, начавшие выпускать приборы, позволяющие проводить замеры по ГОСТ 32144-2013 и соответствующие ГОСТ 33073-2014: «Прорыв КЭ» (Научно-производственное предприятие «Прорыв», г. Петрозаводск), «РЕСУРС – UF2» (НПП Энерготехника, г. Пенза), Энерготестер ПКЭ-А («НПП Марсэнерго», г. Санкт-Петербург).

Среди импортных приборов, нашедших применение в России стоит отметить анализаторы КЭ Fluke (США, Нидерланды), Circutor (Испания), Metrel MI 2792A PowerQ4 Plus с токоизмерительными клещами S2051(Словения), PQM-702 (Sonel, Польша).[13]

Несмотря на то, что Fluke проводит измерения согласно американским или европейским стандартам в зависимости от места изготовления, он довольно-таки нередко используется частными фирмами, проводящими замеры КЭ. Заряда батареи хватает на 6 часов автономной работы, прибор очень чувствителен к температуре окружающей среды.

Metrel MI 2792A разработан в соответствии со стандартами ГОСТ 32144-2013 и ГОСТ 33073-2014.

PQM-702 адаптирован для работы в сложных погодных условиях, не восприимчив к электрическим полям (возможна установка непосредственно на ЛЭП). Есть возможность настройки измерителя и формирования протокола измерений согласно ГОСТ 32144-2013. [13]

РЕСУРС – ПКЭ 1.7 соответствует действующим стандартам КЭ. РЕСУРС – UF2М поддерживает запись измерений ПКЭ по ГОСТ 13109-97, ГОСТ 32144-2013.[10]

Энерготестер ПКЭ-А предназначен для измерений и регистрации основных показателей качества электрической энергии, установленных ГОСТ 32144-2013. Программа «Энергомониторинг ЭС» обеспечивает формирование протоколов контроля качества по форме ГОСТ 33073-2014.[13]

Зарубежные СИ, в основном, ориентированы на европейский стандарт КЭ EN 50160-2010, и так же, как и он, исключают коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности.

Первостепенно решающим фактором в выборе измерителей является соответствие действующим стандартам по нормированию и измерению ПКЭ. Немаловажную роль играет цена прибора, его надёжность, безотказность, срок гарантии поставщика, диапазон рабочих температур, объём записываемой информации, интерфейс, габариты, тип исполнения и масса, так как в основном используются переносные СИ.

Таблица 13 – Сравнение СИ по базовым критериям

СИ	Диапазон рабочих температур	Масса, кг.	Цена, руб.	Соответствие стандартам		
				ГОСТ 32144	ГОСТ 33073	ГОСТ 30804.4.30
Ресурс ПКЭ–1.7	-10..+50	2,5	84 000	+	+	+
Metrel MI 2792A	-10...+40	0,65	178 000	+	+	+
PQM-702	-20..+55	1,6	372 000	+	+	+
Fluke 435	0..+40	0,8	189 000	+	–	+
Прорыв КЭ-А	-5..+40	0,4	78000	+	–	+

Несмотря на то, что в некоторых руководствах по эксплуатации приборов указаны довольно широкие диапазоны рабочих температур, большинство измерителей относятся к 4-й группе рабочих условий применения (климатическое воздействие) по ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия», измерения, в основном, проводятся при температуре не ниже 0°C, что впрочем не имеет значения при установке СИ в помещении. При нагреве окружающего воздуха свыше 40°C существует риск выхода из строя батареи в приборах, работающих от источника бесперебойного питания.

Комплект поставки включает в себя, в основном, помимо самого прибора: руководство по эксплуатации, паспорт прибора, программное обеспечение,

GPS-приёмник. Дополнительно могут поставляться различные кабели, клещи, преобразователи, источники питания.

Оптимальным по критериям сравнения цена/качество является линейный ряд приборов «Ресурс», составляющий приборный парк измерителей АО ДРСК.

Ресурс-UF2M используется для сертификационных замеров. Так как прибор дорогостоящий и несколько габаритный, то его установка предусматривается в помещениях или при соответствующем надзоре.

Ресурс-UF2M обеспечивает высокую точность измерений силы тока без разрыва цепи с помощью токоизмерительных клещей, может работать с USB Flash-диск. Компании, закупавшие приборы, воспользовались возможностью модернизации приборов, выпущенных до 2013 года, для соответствия действующим стандартам

Функциональные возможности СИ включают:

- Измерение ПКЭ по ГОСТ 30804.4.30-2013 (класс А), ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 13109–97
- Измерение параметров напряжения, силы тока, угла фазового сдвига, мощности и энергии
- Регистратор результатов измерений
- Регистратор аварийных событий
- Определение выходной мощности измерительных трансформаторов напряжения
- Определение погрешности счетчиков электрической энергии на месте эксплуатации
- Сохранение результатов измерений на USB Flash-диске
- Запись архивных данных на USB Flash-диск
- Цифровой осциллограф.

Прибор обеспечивает хранение результатов измерений в зависимости от интервала усреднения от 7 до 90 суток.

Электропитание осуществляется от источника в диапазоне действующих значений напряжения от 86 до 265 В (АС) и диапазоне частоты от 45 до 55 Гц.

Потребляемая мощность не более 20 В·А. [10]

Для проведения замеров в структурных подразделениях филиалов АО ДРСК применяется СИ «Ресурс–ПКЭ», который представляет собой стационарный измеритель ПКЭ для непрерывного мониторинга качества электрической энергии.

Функциональные возможности прибора позволяют проводить измерения параметров напряжения, дозы фликера по [6]. Возможно применение прибора в автоматизированных информационно-измерительных системах контроля качества электрической энергии (АИИС КЭ).

Измеряемые параметры:

ПКЭ:

- Среднеквадратическое значение напряжения
- Отрицательное и положительное отклонения напряжения
- Установившееся отклонение напряжения
- Отклонение частоты
- Коэффициенты несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям
- Коэффициент искажения синусоидальности напряжения
- Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения (n изменяется от 2 до 50)
- Коэффициент m-ой интергармонической составляющей напряжения (m изменяется от 1 до 49)
- Длительность и глубина провала напряжения
- Длительность прерывания напряжения
- Длительность и коэффициент временного перенапряжения
- Кратковременная и длительная дозы фликера

Хранение результатов измерений от 9 суток до 1 года. [10]

5 СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ВОСТОЧНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

5.1 Структурный анализ сетей

В качестве объекта исследования в выпускной квалификационной работе было выбрано 12 ТП (КТП) классом напряжения 35/6/10 кВ, принадлежащих трём районам электрических сетей, а именно: Бурейскому, Завитинскому и Райчихинскому, входящих в состав структурного подразделения «Восточные электрические сети» филиала Амурские электрические сети АО ДРСК. Для того, чтобы определить ситуацию по СП в целом и оценить влияние близлежащих объектов на выбранные, проведём структурный анализ сети.

СП «Восточные электрические сети» включает в себя линии и подстанции номинальным напряжением 110/35/6/10 кВ, объединяет шесть районов электрических сетей (РЭС): Архаринский, Завитинский, Октябрьский, Бурейский, Райчихинский, Михайловский.

Восточный район электрических сетей включает в себя линии и подстанции номинальным напряжением 220/110/35/6/10 кВ.

Общее количество линий :74. Из них ВЛ-220 кВ – 8 шт, ВЛ-110 кВ – 6 шт, ВЛ-35 кВ – 60 шт

Характеристики линий 110,35 кВ, находящихся на обслуживании Амурских Восточных электрических сетей, сведём в таблицы .Описание их конфигураций проведём согласно [19].

Таблица 14 – Анализ сетей 110 кВ

№	Название линии	Марка провода,/ длина, км	Конфигурация	Функция
1.	ГРЭС – Михайловка	АС-120 – 72,0	Магистраль с двухсторонним питанием	Транзит
2.	Хвойная -	АС-120 – 36,7	Магистраль с	Транзит

	Озерная		двухсторонним питанием	
3.	Озерная – Полевая	АС-120 – 14,0	Магистраль с двухсторонним питанием	Транзит
4.	Тамбовка - Михайловка	АС-185 – 25,5	Магистраль с двухсторонним питанием	Транзит
5.	РГРЭС – Бурейск №1,2	2хАС-95 – 16,4	Двойная радиальная	
6.	Михайловка – Поярково	АС-95 – 55,7	Радиальная	

Анализ сетей 35 кВ проведём с учётом деления на районы электрических сетей.

Таблица 15 – Анализ сетей 35 кВ

№	Название линии	Марка провода, /сечение, длина, км	Конфигурация	Функция
Октябрьский РЭС				
1.	Варваровка – Озерная	АС-95/16 – 8,4	Магистраль с двухсторонним питанием	Разрыв на ПС Варваровка
2.	Озерная – Черемушки – Александровка	АС-95 /16 – 9,5 АС-95/16 – 18,64	Магистраль с двухсторонним	Разрыв на ПС Александровка, линия связи с

	– Степная	АС-70/11 – 21	питанием	Тамбовским РЭС
3.	Хвойная – Романовка – Новомихайлов ка – Белый Яр – Успеновка – Завитая	АС-95/16 – 15,3 АС-95/16 – 19 АС-95/16 – 6,2 АС-95/16 – 11 АС-95/16 – 14,29	Магистраль с двухсторонним питанием	Разрыв на ПС Хвойная, линия связи с Завитинским РЭС
4.	Хвойная – Смелое – Знаменка – Ромны	АС-50/8 – 28,37 АС-50/8/АС- 120/19 - 12 км/13,81 км АС-120/19/АС- 50/8 – 13,91 км / 13,34 км	Магистраль с двухсторонним питанием	Разрыв на ПС Хвойная, линия связи с Ромненским РЭС
5.	Хвойная – Таежная – Панино – Максимовка – Трудовая – Михайловка	АС-70/11 – 6,8 АС-95/16 – 19,4 АС-95/16 – 21,3 АС-95/16 – 29,5 АС-95/16 – 19,2	Магистраль с двухсторонним питанием	Разрыв на ПС Панино, линия связи с Михайловским РЭС
Архаринский РЭС				
1.	ГРЭС – Усть- Кивда с отп. Пионерская–	АС-120/АС- 95/АС-70 – 2,2 /6/3,8	Магистраль с двухсторонним питанием	Разрыв на ПС Спасск, линия связи с

	Спасск – Набережная – Архара	АС-70/11 – 9,8 АС-70/11 – 36 АС-120/19 – 8		Бурейским РЭС
2.	Архара – Отважное	АС-120/19 – 2,8	Радиальная	
3.	Набережная – Ленинское	АС-50/8 – 22,57	Радиальная	
4.	Ленинское – Касаткино	АС-50/8 – 35,87	Радиальная	
5.	Набережная – Иннокентьевка	АС-35/6,2 – 31,9	Радиальная	
6.	Спасск – Ярцево	АС-50/8 – 28,74	Радиальная	
Райчихинский РЭС				
1.	ГРЭС – А – Виноградовка – Винниково – Чесноково – Поярково с отп. на ПС Прибрежная	АС-120/19 – 19,53 АС-70/11 – 13 АС-70/11 – 25,85 АС-50/8 – 25,1 АС-50/8 – 25,35 Отп. АС-50 – 4,5	Магистраль с двухсторонним питанием	Разрыв на ПС Винниково, линия связи с Михайловским РЭС
2.	Восток –	АС-120/19 – 4 км	Магистраль с двухсторонним	

	Угольная №1 Восток – Угольная №2	АС-120/19 - 4 км	питанием	
3.	Восток – Новорайчиха №1 Восток – Новорайчиха №2	АС-120/19 – 7,5 АС-120/19 – 7,5	Магистраль с двухсторонним питанием	
4.	А – База – Энергетик – Обувная – Угольная с отп. на ПС Мебельная	АС-120/19 – 2,5 АС-120/19 – 4,15 АС-120/19 – 2,2 АС-120/19 – 4,9	Магистраль с двухсторонним питанием	Разрыв на ПС База
5.	ГРЭС – Широкий – А	АС-120/19 – 14,25 АС-120/19 – 9,1	Магистраль с двухсторонним питанием	
6.	А – Старая Райчиха	АС-120/АС-70 – 3,1 /13,4 км	Радиальная	
7.	Угольная – Мебельная	АС-185/29 – 1,63	Радиальная	
Завитинский РЭС				
1.	Завитая – Куприяновка –	АС-95/16 – 13,7 АС-95/16 – 18	Магистраль с двухсторонним	Разрыв на ПС Угольная, линия связи с

	Угольная		питанием	Райчихинским РЭС
2.	Куприяновка – Комплекс	АС-35/6,2 – 13,2	Радиальная	
3.	Завитая – Городская №1 Завитая – Городская №2	АС-95/16 – 3,7 АС-95/16 – 3	Радиальная Радиальная	
4.	Завитая – Болдыревка	АС-35/6,2 – 24,7	Радиальная	
Бурейский РЭС				
1.	ГРЭС – Малиновка – Бурейск	АС-120/19 – 15 АС-120/19 – 3	Магистраль с двухсторонним питанием	Разрыв на ПС Бурейск
2.	ГРЭС – Прогресс – Новорайчиха с отп. на ПС ЖБИ	2хАС-120/27 – 2,7 2хАС-120/27 – 12 , отп на ПС ЖБИ – 2хАС-120 – 0,8	Магистраль с двухсторонним питанием	
3.	Бурейск – Родионовка	АС-50/8 – 2,5	Радиальная	
4.	Л-1, Л-2	2хАС-120/27 – 1,7 км	Радиальная	
5.	Л-3, Л-4	2хАС-120/27 – 2	Радиальная	

		км		
Михайловский РЭС				
1.	Михайловка – Поярково с отпайками ПС Коршуновка, Зеленый Бор	АС-70/11 – 42,8 Отп. ПС Коршуновка – АС-35/6,2 – 6,7 Отп. на ПС Зеленый Бор – АС-120/17 – 4	Магистраль с двухсторонним питанием	Разрыв на ПС Поярково
2.	Михайловка – Ильиновка	АС-70/11 – 26,35	Радиальная	
3.	Поярково – Слава	АС-120/19 – 26,35	Радиальная	
4.	Винниково – Калинино	АС-70/11 – 19,2	Радиальная	

В ходе проведения структурного анализа ВЛ-110, 35 кВ было выявлено то, что:

– через Октябрьский РЭС по ВЛ-110 кВ осуществляется транзит мощности в Амурские центральные электрические сети от источника генерации Бурейская ГЭС. Линии классом напряжения 35 кВ отвечают условиям надёжности, так как выполнены магистралями с двусторонним питанием;

– в Архаринском РЭС преобладают радиальные линии, что снижает как надёжность электроснабжения потребителей, так и качество электрической энергии;

– в Райчихинском РЭС все ВЛ-35 кВ, за исключением одной, – магистральные с двухсторонним питанием, что, в принципе, допустимо по требованиям надёжности;

– в Завитинском РЭС 75% ВЛ 35 кВ – радиальные, что не позволяет выполнить резервирование потребителей, конфигурация сети не является надёжной;

– в Бурейском РЭС 3 из 5 ВЛ-35 – радиальные, также лишает возможности резервирования потребителей и значительно снижает надёжность сети;

– в Михайловском РЭС по ВЛ-110 кВ осуществляется транзит мощности в Амурские центральные электрические; в классе 35 кВ 3 из 4 линий – радиальные, данная конфигурация сети является не надёжной, т.к. отсутствует возможность для резервирования потребителей.

Всего в Восточных электрических сетях находится 4 ПС классом напряжения 110 кВ (из них 3 ПС 110/35/10 и одна 110/35/6), и 54 на класс напряжения 35 кВ, из которых со ступенью трансформации 35/10 кВ – 35 ПС, 35/6 кВ – 17 ПС и 2 ПС 35/0,4 кВ. Общее количество подстанций, включая 5 питающих ПС классом напряжения 220 кВ, – 63.

Все ПС в ВЭС являются двухтрансформаторными, с номинальной мощностью трансформаторов 1; 1,6; 2,5; 3,2; 4 МВА в классе напряжения 35 кВ и 6,3; 10 МВА на 110 кВ.

В Октябрьском РЭС все подстанции по типу являются проходными. ПС «Озёрная», «Смелое» и «Трудовая» имеют возможность резервирования по линиям 10 кВ от ПС «Варваровка», «Хвойная» и «Максимовка» соответственно.

В Архаринском РЭС 5 и 7 ПС 35 кВ по способу присоединения к сети тупиковые, резервное питание по линиям 10 кВ осуществляется от тупиковых подстанций, при обесточивании которых теряется возможность для резервирования потребителей, что позволяет сделать вывод о ненадёжности электроснабжения.

В Райчихинском РЭС только 2 ПС из 12 ПС-35 кВ по способу присоединения к сети тупиковые, не имеют резервного питания, что снижает надежность электроснабжения потребителей на данном участке сети, остальные ПС являются проходными, зарезервированы по линиям 6, 10 кВ.

В Завитинском РЭС 50 % подстанций 35 кВ по способу присоединения к сети тупиковые и имеют резервное питание по 10 кВ от тупиковых подстанций, что в случае обесточивания которых приводит к невозможности резервирования и снижению надёжности электроснабжения.

В Бурейском РЭС 4 из 9 ПС-35 кВ – тупиковые, не имеют резервного питания, что снижает надежность электроснабжения на данных участках сети и возможность резервирования потребителя;

В Михайловском РЭС из 10 ПС-35 – 3 ПС-35 кВ по способу присоединения тупиковые и имеют резервное питание по линиям 10 кВ ЗПС-35 кВ по способу присоединения отпаечные тупиковые с резервным питанием по 10 кВ от тупиковых подстанций, в случае обесточивания которых отпадает возможность для резервирования потребителей и снижается надежность электроснабжения в целом по району.

5.2 Структурный анализ ИП и потребителей ЭЭ

Амурская область богата водными, климатическими ресурсами и полезными ископаемыми, среди которых стоит отметить каменный и бурый уголь, а также золото. Благодаря им Амурская область обеспечивает электроэнергией себя и соседние регионы, а различные предприятия по добыче и переработке полезных ископаемых выступают в роли крупных потребителей.

В Амурской энергосистеме находятся объекты филиала ОАО «Русгидро»: Зейская ГЭС с установленной мощностью 1330 МВт и Бурейская ГЭС с установленной мощностью 2010 МВт, Райчихинская ГРЭС с установленной мощностью 102 МВт и Благовещенская ТЭЦ с установленной мощностью 280 МВт.

Источниками генерации в Амурских Восточных электрических сетях АО «ДРСК» являются Райчихинская ГРЭС и Бурейская ГЭС, от которых

электроэнергия передаётся по линиям 110 и 220 кВ на питающие ПС, где трансформируется и распределяется между ПС на класс напряжения ниже.

В свою очередь ПС и ТП обеспечивают электричеством потребителей различных категорий, включая угольные разрезы, фермы, воинские части, асфальтный, цементный заводы, завод по переработке сои, медицинские и учебные заведения.

Большую часть нагрузки выбранных ПС и ТП представляет собой коммунально-бытовой потребитель, по нескольким фидерам получают электроэнергию магазины, насосные станции, ателье, котельные, лаборатории и медицинские кабинеты лечебных учреждений.

6 МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

После анализа структуры сети и источников питания, необходимо понять, какие данные измерений будут иметь первостепенное значение, а также какие виды представления данных могут быть наиболее удобны для анализа КЭ с целью поиска причины его ухудшения.

Помимо протокола контроля КЭ существуют различные способы представления результатов измерений, которые сокращают объем информации о КЭ, но при этом сохраняют информативность и удовлетворяют задачам контроля и анализа.[18] Рассмотрим виды формирования результатов измерений.

6.1 Графики изменений ПКЭ

Анализ графиков изменения ПКЭ на оси времени $ПКЭ=f(t)$ является ПКЭ= $f(t)$ эффективным способом оценивания КЭ. Привязка к времени позволяет связать изменение значений ПКЭ в зависимости от изменений в схеме, изменения состава нагрузки, работы регулирующих устройств. При наличии графиков мощности нагрузки возможно сопоставление их с графиками изменения ПКЭ для оценки степени влияния нагрузки на КЭ в точке контроля. Проводя сравнение графиков мощности нагрузки и графиков изменения ПКЭ, приходят к выводу о выполнении/невыполнении закона встречного регулирования.

6.2 Спектры высших гармонических составляющих напряжения и тока

Спектр высших гармонических составляющих напряжения является компактной и весьма содержательной формой описания несинусоидального режима, так как содержит информацию о всех гармониках измеряемого сигнала. Чаще всего при анализе КЭ используются амплитудные спектры: по оси абсцисс откладывается порядок гармоники, по оси ординат – амплитуда гармоник в процентах. Амплитуда основной частоты всегда принимается за 100 %. В ряде случаев строятся фазовые и амплитудно-фазовые спектры, на

которых отражаются фазы гармоник.[18]

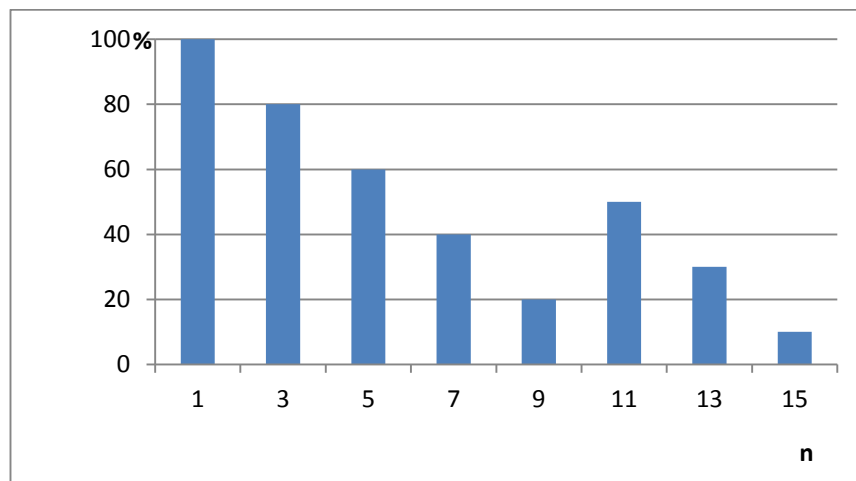


Рисунок 1 – Спектр гармоник тока

Получение результатов спектрального анализа может быть затруднено при наличии в сети различного типа мощных источников высших гармоник. Также усложняет анализ наличие наряду с несинусоидальностью несимметрии напряжений. В таком случае, для большей точности исследования, требуется проведение расчётов фактических вкладов каждого присоединения.

При предоставлении результатов измерений в спектральной форме отсутствует информация о закономерности изменений искажений во времени. Из-за этого анализ режимов на длительных временных интервалах необходимо проводить по совокупности спектров, соответствующим характерным режимам работы, и графикам зависимости коэффициента n -ой гармонической составляющей напряжения и суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения от времени для наиболее значимых гармоник.[18]

6.3 Гистограмма

Гистограмма – это графическое представление статистического ряда исследуемого ПКЭ, изменение которого носит случайный характер. Она является основной формой представления результатов измерений для оценки соответствия предъявляемым требованиям. Гистограмма значительно превосходит по информативности протокол измерений и может быть полезна при определении причин ухудшения КЭ[18].

При построении гистограмм необходимо выдержать нужное число

интервалов, так как при большом числе интервалов выявляются незакономерные события, а при малом сглаживаются характерные особенности распределения. В соответствии с [18] число интервалов l можно рассчитать по приближенной формуле:

$$l = \log_2 m \pm 1, \quad (1)$$

где m – число значений ПКЭ, полученных при измерениях.

В СИ число интервалов определено как заданное ГОСТ 32144-2013. Интервалы усреднения приведены в таблице 3.

Для анализа КЭ чаще всего рассматриваются следующие числовые характеристики гистограмм:

а) Среднее значение случайной величины (математическое ожидание). При статистическом определении вероятности его принимают приближенно равным среднему арифметическому измеренных значений. Для дискретно изменяющейся величины X_i (в данном случае ПКЭ):

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^m X_i}{m}, \quad (2)$$

где m – число измерений.

Математическое ожидание при оценке КЭ характеризует расположение гистограммы по отношению к заданным пределам допустимого диапазона изменения ПКЭ.

б) Рассеяние величины X (измеренных за 7 суток значений ПКЭ) относительно \bar{X} характеризует дисперсия:

$$D = \sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^m (X_i - \bar{X})^2}{m-1}, \quad (3)$$

где σ – среднеквадратическое отклонение.

Размерность среднеквадратического отклонения совпадает с размерностью математического ожидания, поэтому σ в расчётах используется чаще, чем D . Чем больше σ , тем шире гистограмма, так как больше диапазон изменений замеренных ПКЭ.

Для заключения о состоянии КЭ в точке контроля, необходимо значение

СКО сопоставить с допустимым диапазоном изменения ПКЭ. Для большинства кривых распределения (гистограмм) принято, что вероятность попадания в диапазон 5σ (для нормального закона распределения 4σ) может быть выбрана не менее 0,95. Таким образом, если σ на четверть превышает допустимый диапазон изменения ПКЭ кривой, соответствующей нормальному закону, или $\sigma > 1/5$ для остальных кривых, то можно утверждать о несоответствии ПКЭ установленным требованиям.

Для определения \bar{X} и D по гистограммам пользуются выражениями (4) и (5):

$$\bar{X} = \sum_{i=1}^m \dot{X}_i \cdot P_i \quad (4)$$

$$D = \sum_{i=1}^m (\dot{X}_i - \bar{X}) \cdot P_i, \quad (5)$$

где \dot{X}_i – значение середины i -го интервала;

P_i – вероятность на i -м интервале.

Существуют различные теоретические законы распределения случайных величин, описываемых соответствующими математическими выражениями. При анализе фактические гистограммы проверяют на соответствие наиболее близкому из законов распределения случайных величин. Если теоретический и фактический законы распределения совпадают, то пользуются аналитическим выражением для соответствующего теоретического закона. Наибольшее распространение при описании законов распределения δU , K_U , $K_{U(n)}$, K_{2U} , K_{0U} получили нормальный закон распределения (закон Гаусса), гамма-распределение и ряды Шарлье А-типа. Уравнение кривой нормального распределения имеет вид:

$$p(X) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(X-\bar{X})^2}{2\sigma^2}} \quad (6)$$

Если гистограмма ПКЭ аппроксимируется нормальным законом распределения случайной величины, то по значениям \bar{X} и σ может быть получена полная информация о ПКЭ в точке контроля. Если же гистограмма не может быть аппроксимирована ни одним из теоретических законов, то следует

перейти к отдельному анализу характерных режимов, таких как режим наибольших и наименьших нагрузок. [18]

Иногда при анализе режимов используют систему нескольких взаимно зависимых случайных величин, к примеру, таких как отклонение напряжения электропитания на шинах ПС и мощность нагрузки. Количественно вероятностная связь двух случайных величин X и Y определяется коэффициентом корреляции:

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^m (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{m\sigma_X\sigma_Y} \quad (7)$$

Если $\rho \rightarrow 1$, то существует положительная функциональная связь, при которой с ростом одной величины растёт и другая. Если $\rho \rightarrow -1$, то это отрицательная связь, при которой зависимые величины убывают. При $\rho \rightarrow 0$ величины не зависят друг от друга.

Недостатком гистограммы является отсутствие информации о закономерности измеряемых событий во времени. Для ликвидации этого минуса гистограммы используют совместно с графиками зависимости времени от измеренных показателей ($ПКЭ=f(t)$).

6.4 Результаты контроля провалов напряжения, перенапряжений и импульсов напряжений

Результаты обычно оформляются в виде таблиц, содержащих информацию о времени события и его характеристиках. При заполнении таблиц статистическими данными о провалах на длительных временных интервалах (месяц, год) также необходимо определять частоту их появления. [18]

Установление причин подобных явлений проводится с помощью сопоставления времени их появления с информацией о коротких замыканиях и коммутациях в сети, режимах работы мощных нагрузок и грозовой деятельности. Накопленные данные о подобных событиях позволяют принять целесообразные решения о применении средств защиты от этих явлений.

7 АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ВОСТОЧНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

7.1 Методика проведения замеров

Проведение замеров качества электроэнергии в распределительных сетях Амурской области осуществляется АО ДРСК. Периодический контроль качества проводится филиалами компании, производство сертификационных замеров обеспечивает служба контроля качества электроэнергии исполнительного аппарата.

Испытания по контролю качества проводятся согласно ГОСТ 33073 и руководству по эксплуатации средства измерения. В качестве средств измерений в АО ДРСК применяется линейный ряд приборов «Ресурс–UF», «Ресурс–ПКЭ» с использованием программного обеспечения «Ресурс UF2Plus».

Проведение замеров происходит по следующему алгоритму:

1. Перед проведением замеров в пункте контроля КЭ необходимо измерить температуру окружающей среды и влажность воздуха, а также частоту и напряжение электропитания, для того, чтобы перед подключением СИ убедиться в выполнении условий руководства по эксплуатации измерителя.

2. Установить СИ, скорректировать время и дату, задать необходимые уставки.

Для того чтобы установить измеритель с помощью компьютера, необходимо:

- Сформировать новый запрос, выбрав тип измерителя, протокола и параметры типа подключения;
- В выпадающей строке протокола выбрать тип данных (основные данные, неделя);
- Установить время начала замера. Обычно указывают время позже точного времени, т.к. прибор записывает значения, начиная с указанного времени, а не с момента установки.
- При необходимости ввести пароль для снятия уровня защиты.

3. Принять меры для исключения влияния электромагнитных помех на измерительные цепи СИ.

4. Проверить фазировку с помощью фазоуказателя или применяемого измерителя.

5. Убедиться в работоспособности собранной цепи, проверив текущие показания СИ.

6. Убедиться в выполнении процедуры внешней синхронизации времени СИ с помощью соответствующего устройства (приемника систем ГЛОНАСС или GPS). При установке измерителя в помещении антенна приёмника выводится из помещения наружу через окно, решетку или какое-либо другое отверстие.

В случае проведения испытаний в электрических сетях напряжением свыше 1000 сначала нужно определить тип трансформатора напряжения в ПК, номинальные напряжения вторичных обмоток ТН, класс точности, наличие действующего свидетельства о поверке или поверительного клейма, схему соединений нагрузок вторичных обмоток ТН.

Затем определить мощность нагрузки и коэффициент мощности вторичных цепей ТН в соответствии с методикой измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН или параметров вторичных цепей ТН, приведена в приложении Б [3]. Мощность нагрузки должна соответствовать установленным в описании типа или паспорте условиям применения ТН. В противном случае проводят мероприятия, обеспечивающие их выполнение (догрузка вторичных цепей, использование дополнительных измерительных ТН и др.).

После установки прибора на срок замера, установленный [2] и [3], условия испытаний ЭЭ в ПК контролируют с помощью поверенных СИ с определением наибольших и наименьших значений контролируемых параметров внешней среды.

По окончанию испытаний при просмотре архива (журнала событий) проверяют выполнение требования по числу маркированных данных и в случае

невыполнения этого требования испытания повторяют.

По завершению измерений файл, записанный на внутреннюю память прибора или внешний носитель, экспортируют в MS Excel для формирования протокола согласно [3].

В случае если маркированные данные превышают 5% от общего числа усредненных на 10-минутных интервалах значений ПКЭ в каждые сутки из общего периода времени непрерывных измерений, то результаты измерения считаются недействительными, замер проводится заново.

7.2 Образец применения обработки результатов измерений на примере ПС «Восток»

После экспорта данных с Ресурс-ПКЭ 1.7 в MS Excel, имеем результаты семисуточных замеров ПКЭ с соответствующими интервалами усреднений в табличной форме, а также графики изменения ПКЭ во времени.

Для наглядности представим результаты проведения замеров в виде гистограмм. Для этого из протоколов замеров в формате MS Excel выбираем столбец значений интересующего нас показателя КЭ, например, отклонение напряжения электропитания основные 2 часа, т.е. усреднение данных за каждые 2 часа измерений в день на протяжении 7 суток. Находим математическое ожидание $\delta\bar{U}$ по формуле (2), или с помощью функции «СРЗНАЧ». Для фазы А $\delta\bar{U}_a=12,72$.

Найдём среднеквадратическое отклонение по генеральной совокупности данных по следующей формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m (X_i - \bar{X})^2}{m}} \quad (8)$$

Или воспользуемся функцией «СТАНДОТКЛОН.Г» MS Excel, по которой среднеквадратическое отклонение $\sigma_{Ua}=2,12$. С учётом того, что для данной функции диапазон изменения кривой ПКЭ находится в пределах 5σ , то при превышении σ 1/5 диапазона, т.е. $2,12 > 2$, то уже по этому факту можно сделать вывод о несоответствии КЭ в точке передачи установленным нормам. Для того, чтобы определить частоту повторяемости явлений, построим гистограмму

отклонения напряжения.

С помощью функций «МИН» и «МАКС» находим наибольшее и наименьшее значение ПКЭ в столбце – диапазон изменений случайной величины.

Далее производим сортировку от наименьшего значения к наибольшему и разбиваем данные столбца на z -интервалов. Число интервалов z определяется по формуле Стерджесса (9):

$$m = 3,31 \lg n + 1 \quad (9)$$

В данном случае получим:

$$m = 3,31 \lg 80 + 1$$

$$m = 7$$

Подсчитаем количество значений m , попадающих в каждый j -й интервал. При правильном подсчёте сумма чисел попаданий равна числу наблюдений. Число попаданий в j -й интервал разделим на общее число наблюдений n и найдём частоту p^* :

$$p_j^* = \frac{m_j}{n} \quad (10)$$

Если расчёт выполнен верно, то сумма частот вероятностей равна 1.

Для решения задач, возникающих при исследовании систем электроснабжения, необходимо знать аналитическую зависимость между случайной величиной и вероятностью её попадания в j -й интервал. [15] В качестве высоты прямоугольника гистограммы примем плотность относительной частоты попадания случайной величины в j -й интервал $\varphi_j(x)$, которую рассчитаем по формуле:

$$\varphi(x) = h = \frac{p_j^*}{x_{j+1} - x_j} = \frac{p_j^*}{\Delta x} \quad (11)$$

Таким образом, получим статистический или вариационный ряд, который представляет собой таблицу, первая строка которой содержит количество значений (элементов) m , а вторая – их относительные частоты p_j^* .

Таблица 15 – Статистический ряд

Интервал	8,85–	10,33–	11,80–	13,28–	13,76–	16,24–	17,71–
$x_j \div x_{j+1} = \Delta x$	10,33	11,80	13,28	14,76	16,24	17,71	19,19
m_j	9	17	26	16	8	1	3
p_j^*	0,1125	0,2125	0,325	0,2	0,1	0,0125	0,0375
$\varphi_j(x)$	0,076	0,145	0,221	0,136	0,068	0,0085	0,0255

Далее в качестве оси абсцисс выбираем значения интервалов, в качестве высоты прямоугольника гистограммы – плотность относительной частоты попадания случайной величины в j -й интервал, и строим гистограмму распределения случайной величины отклонения напряжения для фазы А.

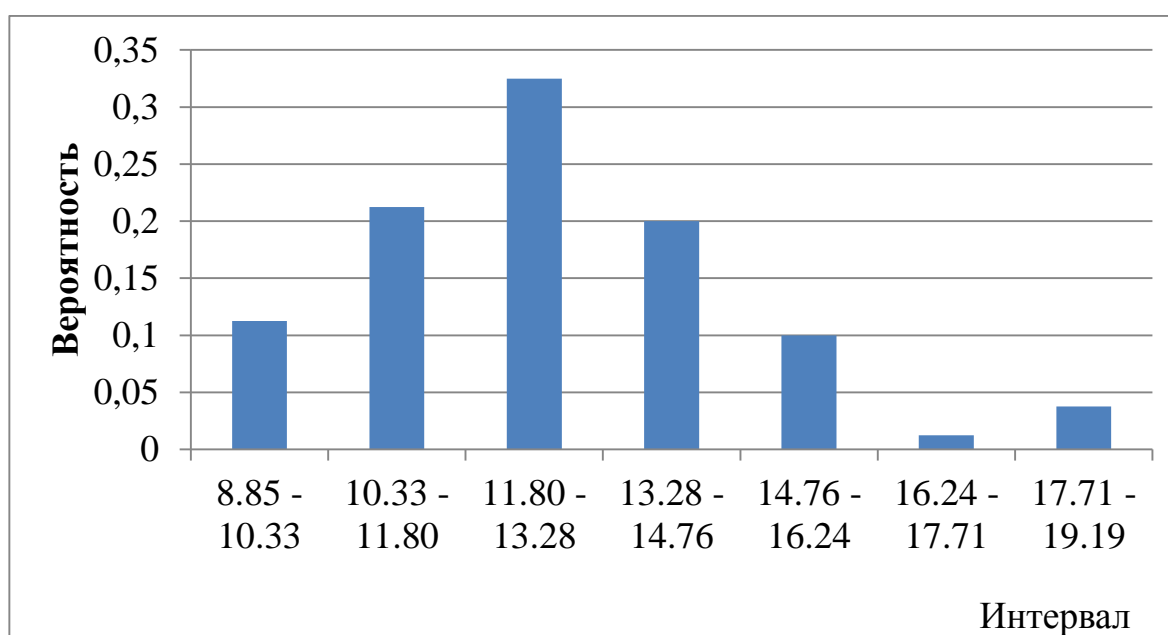


Рисунок 2 – Гистограмма отклонений напряжения фазы А, δU_a

Из приведённой гистограммы видно, наибольшее число фиксированных значений отклонения напряжения электропитания находится в диапазоне 11,8 – 13,28 % от номинального напряжения, что также подтверждается графиком нормального распределения плотности вероятности, приведённом ниже.

Для построения графиков нормального распределения в MS Excel используем отсортированные в порядке возрастания данные, вычисленные

математическое ожидание и дисперсию. В пустую ячейку вставляем функцию «НОРМРАСП» с указанием циклической ссылки на среднее значение и СКО, и по полученным данным строим графики. Для получения плавной кривой, сглаживаем построенную кривую с помощью линии тренда.



Рисунок 3 – График функции нормального распределения вероятности

Далее расчёты и построение гистограмм будем проводить в приложении «Онлайн-калькулятор гистограмм». Для этого введём понятие «квартиль».

Квартиль – структурная характеристика ряда распределения. Квартили представляют собой значение признака, делящее ранжированную совокупность на четыре равновеликие части. Различают квартиль первого порядка (нижний квартиль) и квартиль третьего порядка (верхний квартиль). Каждый из них отсекает соответственно $\frac{1}{4}$ и $\frac{3}{4}$ совокупности. [16] Квартиль удобен для анализа частот встречаемости тех или иных значений переменной.

Импортировав необходимые для расчёта данные в «Калькулятор гистограмм», получим результат, представленный в форме таблицы.

Таблица 16 – Результаты расчёта в программе «Калькулятор гистограмм»

Интервал	Число наблюдений	Процент	Вероятность
8.85 - 10.33	9	11,25	0,1125
10.33 - 11.80	17	21,25	0,2125

11.80 - 13.28	26	32,5	0,325
13.28 - 14.76	16	20	0,2
14.76 - 16.24	8	10	0,1
16.24 - 17.71	1	1,25	0,0125
17.71 - 19.19	3	3,75	0,0375

Также выводятся следующие расчётные данные:

Стандартное отклонение: 2,12

Среднее: 12,72

Первая квартиль: 11,21

Третья квартиль: 14,1.

По полученным интервалам и вероятности строим гистограммы.

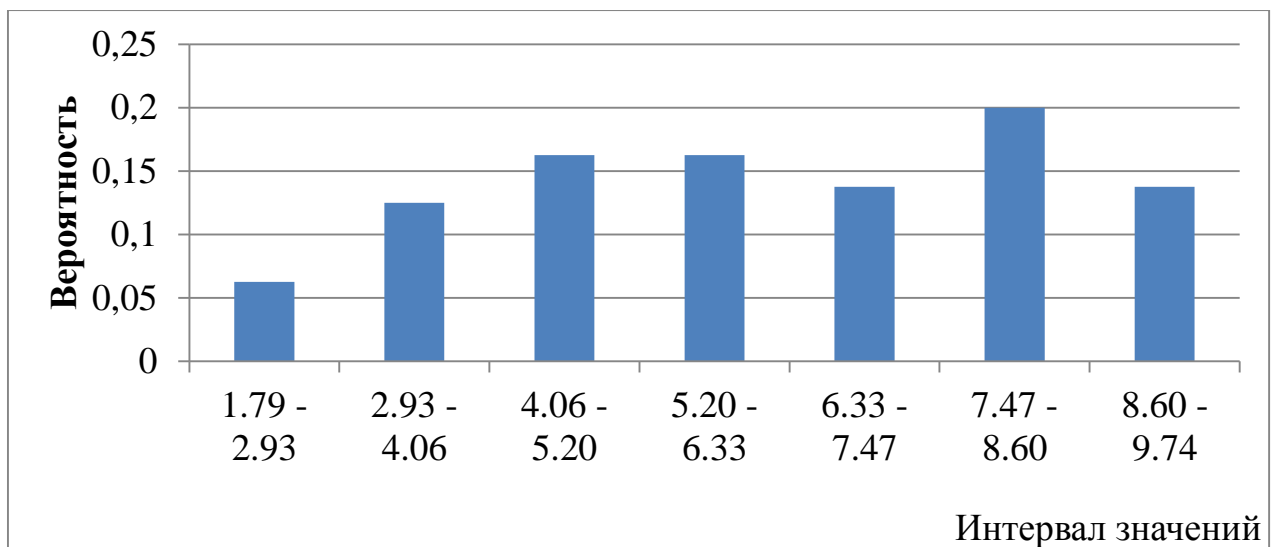


Рисунок 4 – Гистограмма отклонений напряжения фазы В

Судя по гистограмме требования ГОСТ 32144 выполняются, значения напряжения электропитания не выходят за установленные стандартом пределы.

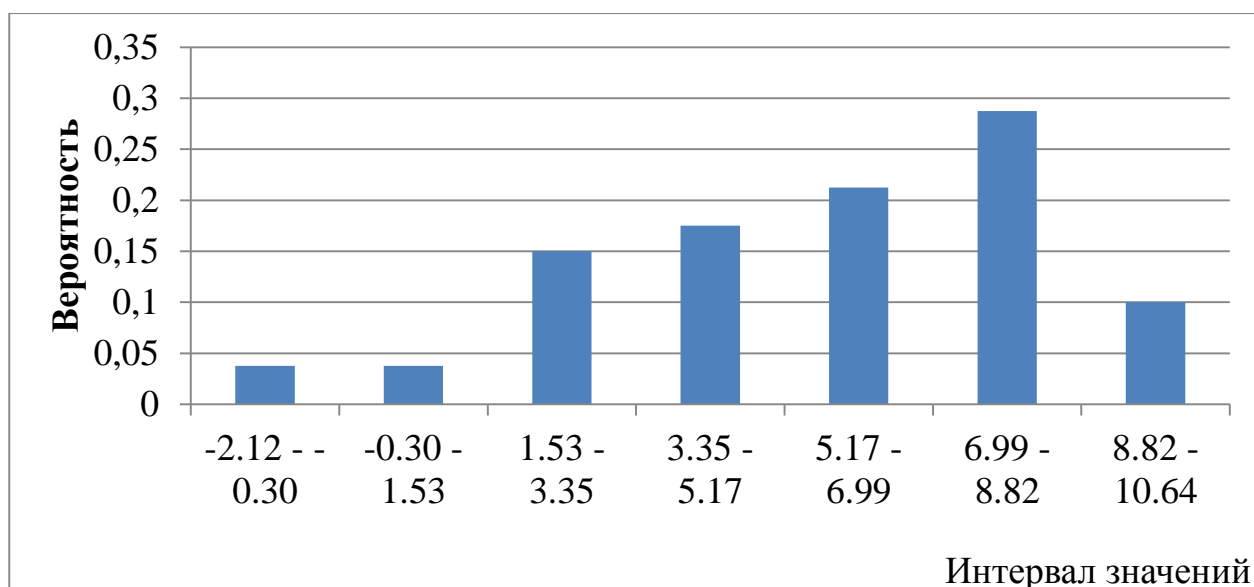


Рисунок 5 – Гистограмма отклонений напряжения фазы С

Из представленной на рис. 5 гистограммы следует, что отклонение напряжения фазы С незначительно выходит за рамки ГОСТ.

Исходя из представленных гистограмм и графиков, можно сделать вывод о том, что требования ГОСТ 32144 по отклонению напряжения применительно к фазе С ПС «Восток» выполняются, тогда как на фазе В выходят за предписанные стандартом границы, а на фазе А превышают почти в 2 раза, что говорит о суточных, сезонных или технологических изменениях нагрузки потребителей или изменении схемы или параметров электрической сети.

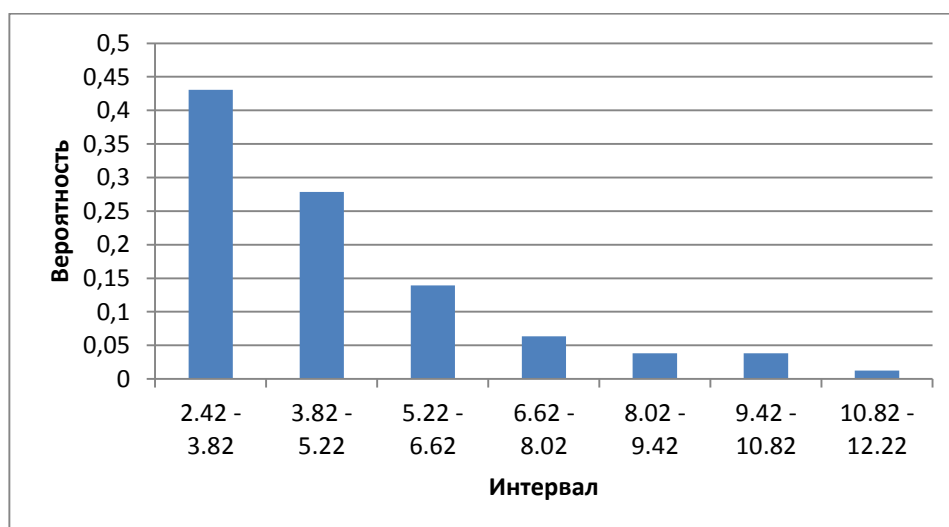


Рисунок 6 – Гистограмма коэффициента несимметрии по нулевой последовательности

По данной гистограмме видно, что требования ГОСТ по данному показателю превышены не только для 95 % интервалов измерений в неделю, но и для 100 %. Это может быть связано с неверным подключением СИ или обрывом нулевого проводника, из-за которого возникают временные перенапряжения между фазой и землей. Уровень таких перенапряжений при значительной несимметрии фазных нагрузок может достигать значений линейного напряжения, а длительность — нескольких часов.[2]

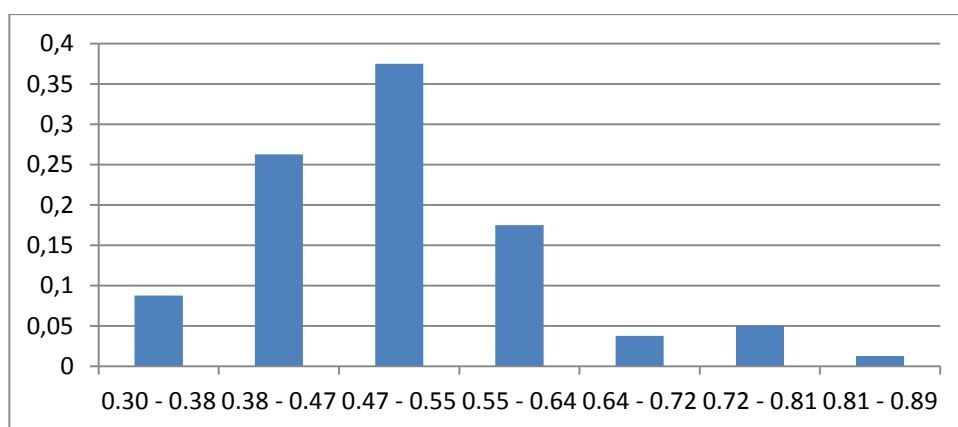


Рисунок 7 – Гистограмма коэффициента несимметрии по обратной последовательности

Для несимметрии напряжения по прямой последовательности требования ГОСТ выполняются.

По данным замеров имеют место быть провалы и прерывания напряжения электропитания, однако, необходимо учитывать, что для статистических оценок указанных характеристик требуется длительный мониторинг, до 1 года и более. Кратковременный периодический мониторинг для этой цели малоэффективен.[3]

7.3 Общий анализ КЭ на выбранных объектах

На остальных объектах исследования анализ КЭ был проведён согласно вышеописанному принципу оценки ПКЭ. На основе анализа гистограмм, графиков изменений ПКЭ, сформированных в протоколах замеров, таблиц с

данными измерений были сделаны выводы о соответствии/ несоответствии КЭ на данных ПС и ТП ГОСТ 32144, представленные в таблице. В таблицу вынесены основные показатели, превышение допустимых норм которыми встречается чаще всего. Знаком «+» обозначено соответствие ПКЭ стандарту, знаком «-» – превышение нормативных пределов.

Таблица 17 Результаты анализа ПКЭ

ТП или ПС		Отклонение напряжения, δU	Коэффициент несимметрии по нулевой последовательности, K_{0U}
База	ТП 1	-	-
	ТП 61	+	-
	ТН-10	+	-
Восток		-	-
ЖБИ	ТП 268	-	-
	ТН	-	-
Завитая	ТП 665	-	-
	ТП 778	-	-
Комплекс	ПС 1	+	-
	ПС 2	-	+
Куприяновка	ТП 32	-	+
	ТП 752	-	+
	ТН	-	+
Мебельная	ТП 76	-	-
	ТП 89	-	-
Н-Райчиха	ТП 214	-	-
	ТП 218	-	-
	ТН	-	-

Обувная	ТП 66	–	–
	ТП 179	–	–
Прогресс	ТП 224	+	+
	ТП 263	+	–
	ТН	+	–
Угольная	ТП 39	–	–
	ТП 133	–	–
Энергетик	ТП 119	+	+
	ТП 159	+	+

Исходя из положений, представленных в таблице можно сделать следующие выводы:

- Значения таких показателей как отклонение напряжения электропитания, коэффициент несимметрии по нулевой последовательности не соответствуют нормативным пределам на ТП 1, получающей питание от ПС База, Восток; ТП-266, ТП-268, запитанные по 18-му фидеру от ЖБИ; ТП-65 по фидеру 7 и ТП-778 от ПС Завитая; Комплекс; Куприяновка; ТП-76 и ТП-89 ПС Мебельная; Новорайчиха; ТП-166 и ТП-179 Обувная; ТП-133 ПС Угольная;
- Превышено значение коэффициента несимметрии напряжения по нулевой последовательности на ТП-61 ПС База, ТП-1 ПС Комплекс, ТП-263 ПС Прогресс;
- ПКЭ соответствуют установленным пределам стандарта на КЭ на ПС Прогресс и ПС Энергетик.

Стоит отметить, что для выявления закономерностей необходим непрерывный мониторинг КЭ, измерение характеристик нагрузки, сбор информации о коротких замыканиях и аварийных отключениях.

7.4 Построение эпюры напряжений

При наличии соответствующих данных о нагрузке эпюры напряжений строятся, в основном, для режима наибольших и наименьших нагрузок с целью

проверки выполнения закона встречного регулирования, согласно которому напряжение на шинах центра питания в режиме наибольших нагрузок должно быть не ниже $1,05U_{ном}$ и не выше номинального значения напряжения в режиме наименьших нагрузок.

Для построения эпюры напряжений рассчитаем потери напряжения на участках сети, представленной на рисунке 8.

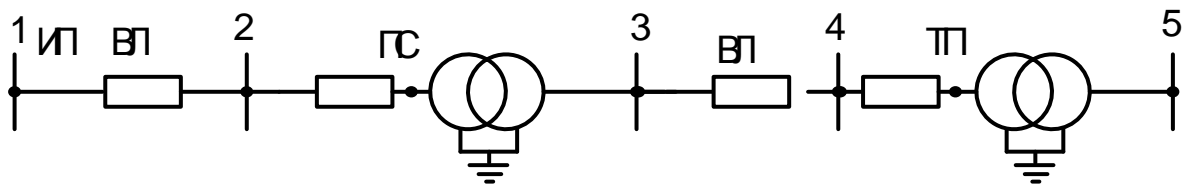


Рисунок 8 – Схема замещения сети

На представленной схеме замещения в качестве источника питания выступает РУ 35 кВ Райчихинской ГРЭС, от которого по ВЛ 35 кВ длиной 2,7 км, выполненной проводом АС-120/19, запитана ПС 35/6 кВ Прогресс, от которой в свою очередь отходит фидер № 6, по которому получает питание ТП-277 6/0,4 кВ. Фидер № 6 представляет собой ВЛ длиной 1,02 км, выполненную проводом АС-50. На ПС Прогресс установлены 2 трансформатора ТМН-6300/35 с диапазоном регулирования $\pm 6 \cdot 1,5 \%$. ТП-277 – однотрансформаторная, мощностью 160 кВА.

Сначала рассчитаем активное и реактивное сопротивление ВЛ по формулам:

$$r = r_0 \cdot l, \quad (12)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии, Ом/км

l – длина проводника, км

$$x = x_0 \cdot l, \quad (13)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км

$$r_{1-2} = 0,249 \cdot 2,7$$

$$r_{1-2} = 0,67 \text{ Ом}$$

$$x_{1-2} = 0,414 \cdot 2,7$$

$$x_{1-2} = 1,12 \text{ Ом}$$

Недостающие сопротивления трансформаторов найдём по формулам:

$$r_m = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2}, \quad (14)$$

где $\Delta P_{кз}$ – мощность короткого замыкания;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение высокой стороны трансформатора;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$x_m = \frac{u_{кз} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}}, \quad (15)$$

где $u_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, %.

$$r_{III} = \frac{2,6 \cdot 6^2}{160^2}$$

$$r_{III} = 0,0036 \text{ Ом}$$

$$x_{III} = \frac{4,5 \cdot 6^2}{100 \cdot 160}$$

$$x_{III} = 0,01 \text{ Ом}$$

Потери напряжения на участках сети рассчитаем по формуле:

$$\Delta U = \frac{r \cdot P + x \cdot Q}{U_{ном}}, \quad (16)$$

где r – активное сопротивление ВЛ или СТ;

x – индуктивное сопротивление ВЛ или СТ;

P – активная мощность, передаваемая по ВЛ;

Q – реактивная мощность, передаваемая по ВЛ.

Для предоставления результатов в виде процентов воспользуемся формулой:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\% \quad (17)$$

Для расчётов используем данные зимних замеров загрузки трансформаторов на ПС Прогресс: $P_T=2\ 194\ \text{кВА}$, $S_T=944\ \text{квар}$.

Потеря напряжения на участке сети РГРЭС ПС Прогресс составила:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{0,67 \cdot 2194,8 + 1,12 \cdot 944}{35}$$

$$\Delta U_{1-2} = 72,2\ \text{В}$$

$$\Delta U_{1-2,\%} = \frac{72,5}{35000} \cdot 100\%$$

$$\Delta U_{1-2,\%} = 0,21\ \%$$

Потери напряжения на участке 2-3 состоят из потерь в обмотках трансформатора и составляют:

$$\Delta U_{2-3} = \frac{1,4 \cdot 2194,8 + 14,6 \cdot 944}{35}$$

$$\Delta U_{2-3} = 481,5\ \text{В}$$

$$\Delta U_{2-3,\%} = \frac{481,5}{35000} \cdot 100\%$$

$$\Delta U_{2-3,\%} = 1,38\ \%$$

Так как на ПС установлен ТМН-6300/35 с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой, то при расчёте потерь напряжения в точке передачи и построении эпюры напряжения учтём надбавку в СТ 3 %.

Потеря напряжения на участке 3-4 ВЛ 6 кВ:

$$\Delta U_{3-4} = \frac{0,236 \cdot 105,28 + 0,418 \cdot 39,2}{6}$$

$$\Delta U_{3-4} = 6,87\ \text{В}$$

$$\Delta U_{3-4,\%} = \frac{6,87}{6000} \cdot 100\%$$

$$\Delta U_{3-4,\%} = 0,11\ \%$$

Потеря напряжения в трансформатор ТМ-160/6

$$\Delta U_{4-5} = \frac{0,0036 \cdot 105,28 + 0,01 \cdot 39,2}{6}$$

$$\Delta U_{4-5} = 0,128\ \text{В}$$

$$\Delta U_{4-5, \%} = \frac{0,128}{6000} \cdot 100\%$$

$$\Delta U_{4-5, \%} = 0,002 \%$$

Так как замер проводился 18.02.15-25.02.15, то производим расчёт для режима наибольших нагрузок, при котором напряжения на источнике питания (или центра питания) поддерживается не менее $1,05U_{ном}$. Тогда, согласно допущению примем на шинах РУ 35 кВ РГРЭС значение напряжения, равное:

$$U_{III} = 1,05 \cdot U_{ном} \quad (18)$$

$$U_{III} = 1,05 \cdot 35$$

$$U_{III} = 36,75 \text{ кВ}$$

Для расчёта отклонения напряжения на стороне низкого напряжения ТП-224 получим формулу:

$$\delta U = \Delta U_{III} - \Delta U_{1-2} - \Delta U_{2-3} + \Delta U - \Delta U_{3-4} - \Delta U_{4-5} \quad (19)$$

$$\delta U = 5 - 0,21 - 1,38 - 0,11 - 0,002$$

$$\delta U = 3,3$$

По полученным данным строим эпюру напряжений, штриховой линией показан уровень отклонения напряжения при его регулировании, а сплошной линией – без регулирования.

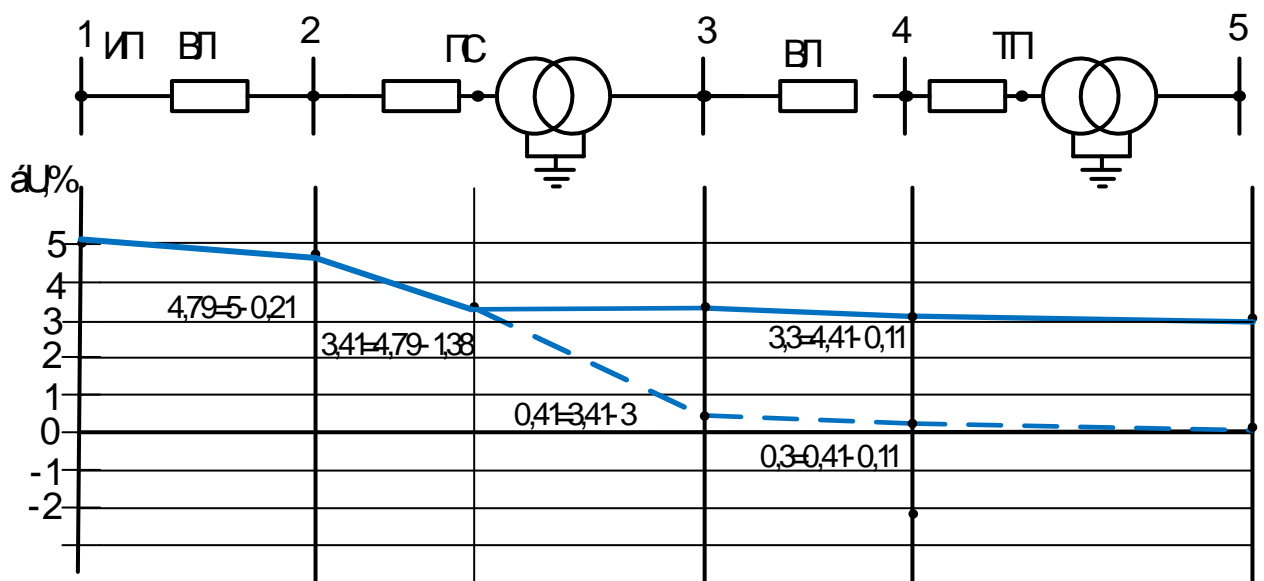


Рисунок 9 – Эпюра напряжений на участке сети РГРЭС – ТП-277

Из представленной эпюры видно, потери напряжения на данных участках сети невелики, и ГОСТ на качество электроэнергии полностью соблюдается, что говорит о выполнении законов регулирования напряжения.

В дальнейшем расчёты будем вести для режима наименьших нагрузок, так как последующие замеры проводились в весеннее и летнее время. Тогда, согласно закону встречного регулирования, значение напряжения источника (центра) питания примем равными номинальному.

Рассмотрим участок сети ПС 220/35/10 Завитая – ТП 32 Антоновка.

Проведём расчёт аналогично вышеприведённому примеру с учётом исходных данных для данного участка: напряжение на шинах РУ 35 кВ Завитая $U_{ном} = 35$ кВ, ВЛ 35 кВ «Завитая – Куприяновка» имеет длину 13,7 км, выполнена проводом марки АС 95/16; на ПС Куприяновка установлены 2 трансформатора ТМ-1600/35 с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения. Электроэнергия от ПС Куприяновка к ТП 32, где установлен трансформатор ТМ 160/10, поступает по ВЛ-10 кВ № 1, выполненной проводом АС 50/8 и имеющей длину 10,7 км. Получим:

$$\delta U = 0 - 0,42 - 0,42 - 0,04 - 0,0008$$

$$\delta U = -0,884$$

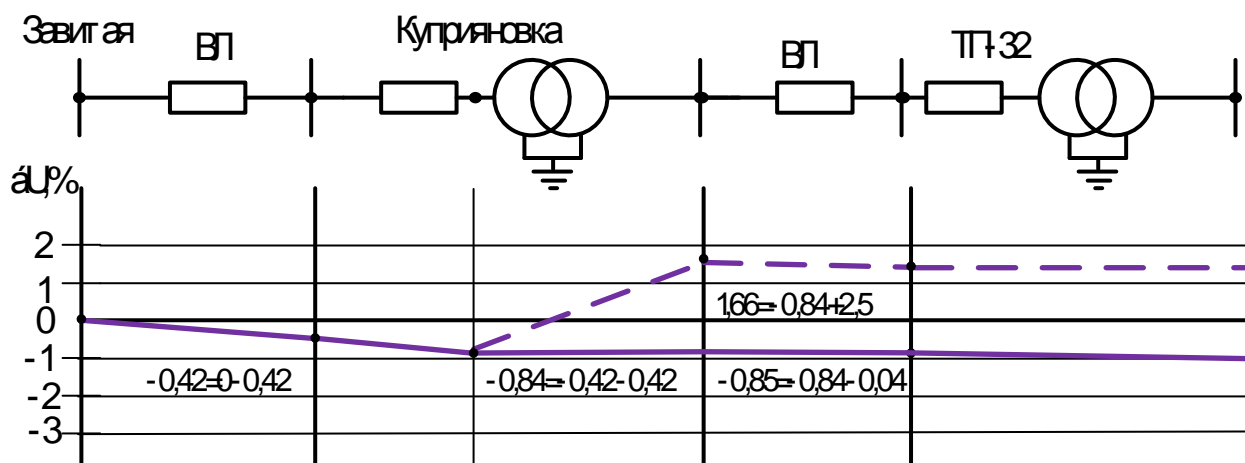


Рисунок 10– Эпюра напряжений участка сети ПС 220/35/10 Завитая – ТП 32

На данном участке сети в данное время регулирование напряжения с помощью ПБВ не требуется.

ПС Куприяновка является проходной, передающей часть мощности на

тупиковую ПС Комплекс. Оценим отклонение напряжения на участке сети «Куприяновка – Комплекс– ТП 769». Расстояние между ПС Куприяновка и ПС Комплекс составляет 13,2 км, линия выполнена проводом марки АС 95/16. На ПС Комплекс установлены 2 ТМ-1600/35. Электроэнергия на ТП 10/0,4 № 769 поступает по ВЛ длиной 0,72 км, выполненной проводом АС 50/8.

В данном случае ПС Куприяновка будем рассматривать как центр питания, тогда напряжение на высокой стороне ПС Куприяновка примем с учётом потерь напряжения в линии «Завитая – Куприяновка» (участок 1–2) :

$$\delta U = -4,27 - 3,25 - 3,32 + 2,50 - 1,16 - 0,63$$

В этом случае получим:

$$\delta U = -0,42 - 0,33 - 0,33 - 0,01 - 0,006$$

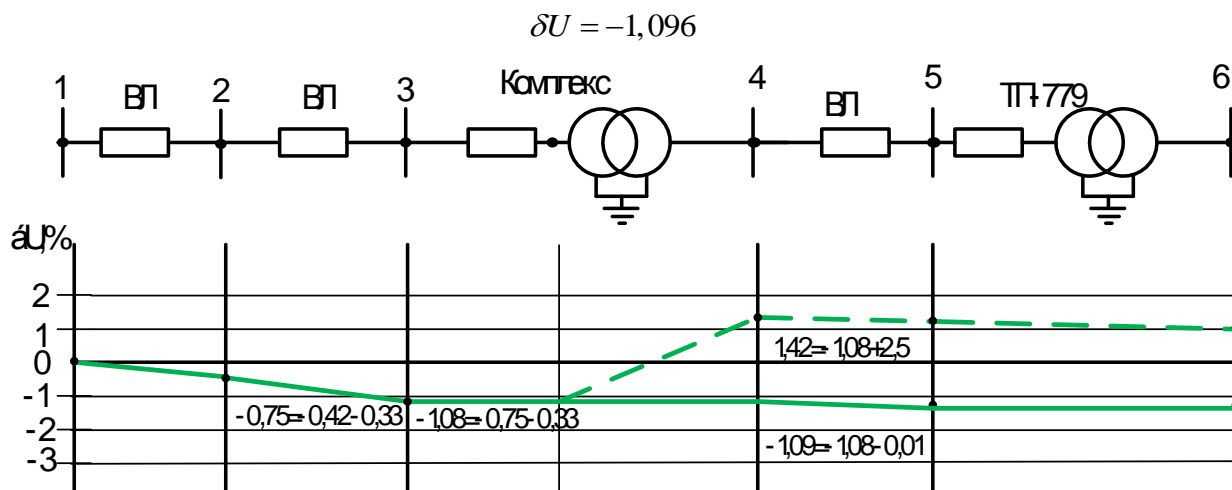


Рисунок 11 –Эпюра напряжений участка сети «Завитая – Комплекс – ТП 779»

Из эпюры видно, что на данном участке сети требования потери напряжения малы. В этом случае нет нужды в регулировании напряжения на ПС.

В целом, можно отметить, что по своей структуре сети находятся в удовлетворительном состоянии и способны обеспечить большую часть потребителей качественной электроэнергией. В большинстве случаев, для исследуемого района КЭ обуславливается уровнем напряжения на питающей ПС, поэтому для соответствия характеристик электроэнергии совокупности нормируемых ПКЭ необходимо локальное регулирование напряжения в сети, как централизованное, так и местное.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе была проведена обработка результатов замеров КЭ на примере ПС и ТП Амурских Восточных электрических сетей.

В ходе работы выполнены следующие задачи:

- проведён сравнительный анализ Российского стандарта на КЭ с зарубежными нормативными документами;
- проведён анализ ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 32144-2013;
- рассмотрена процедура проведения замеров КЭ;
- произведён обзор измерителей КЭ;
- проведён структурный анализ рассматриваемой сети;
- рассмотрена методика обработки результатов измерений;
- построены гистограммы ПКЭ;
- построены эпюры напряжений;
- сделаны выводы о соответствии КЭ в выбранных точках контроля стандарту на качество электроэнергии.

Для расчётов и построения гистограмм применялись приложения MS Excel и «Калькулятор гистограмм». Для расчётов использовались протоколы замеров за 2015 год.

По полученным результатам был сделан вывод о том, что в большинстве случаев требования ГОСТ не выполняются.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 13109–97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Требования к качеству эл. энергии в эл. сетях общего назначения. М.: Изд. стандартов. 1998.
2. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014.
3. ГОСТ 33073-2014. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2015.
4. ГОСТ 30804.4.30 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии (IEC 61000-4-30:2008, MOD).
5. ГОСТ 30804.4.7 «(МЭК 61000-4-7:2009) Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник.
6. ГОСТ Р 51317.4.15-2012. Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования (МЭК 61000-4-15:2010).
7. ГОСТ Р 8.655-2009 «Средства измерений показателей качества электроэнергии. Общие технические требования».
8. Гражданский кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 26.01.1996 № 14-ФЗ (ред. от 28.12.2013). Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
9. Закон РФ от 07.02.1992 N 2300-1 (ред. от 13.07.2015) «О защите прав потребителей». Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
10. НПП «Энерготехника». Измерение ПКЭ. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.entp.ru/catalog/pke/> (дата обращения: 20.04.16).

11. Основные задачи и виды контроля качества электроэнергии. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://torus.pp.ua/manuals/power/> (дата обращения: 28.04.16).
12. Приборы для оценки качества электроэнергии и прецизионные анализаторы электроснабжения. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.fluke.com/fluke/ruru/products/> (дата обращения: 25.03.16).
13. Приборы измерения показателей качества электрической энергии (ПКЭ). [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.vse-pke.ru> (дата обращения: 25.03.16).
14. Савина Н.В. Качество электроэнергии: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. –182 с.
15. Савина Н.В. Применение теории вероятностей и методов оптимизации в системах электроснабжения. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2007. – 271 с.
16. Статистика: учеб. / под ред. И. И. Елисейевой. – М. : Высшее образование, 2007. – С. 70.
17. СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС. Нормы и требования». [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://so-ups.ru/> (дата обращения: 17.04.16).
18. Управление качеством электроэнергии / под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Изд-во МЭИ, 2006.– 320 с.
19. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
20. Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ (ред. от 30.03.2016) «Об электроэнергетике».
21. GB/T 12325 «Power quality—Deviation of supply voltage».
22. GB/T 15543—2008 «Power quality—Three-phase voltage unbalance».
23. EN 50160:2010 «Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks».
24. IEEE Std 519–2014 «Harmonics in Power Systems».

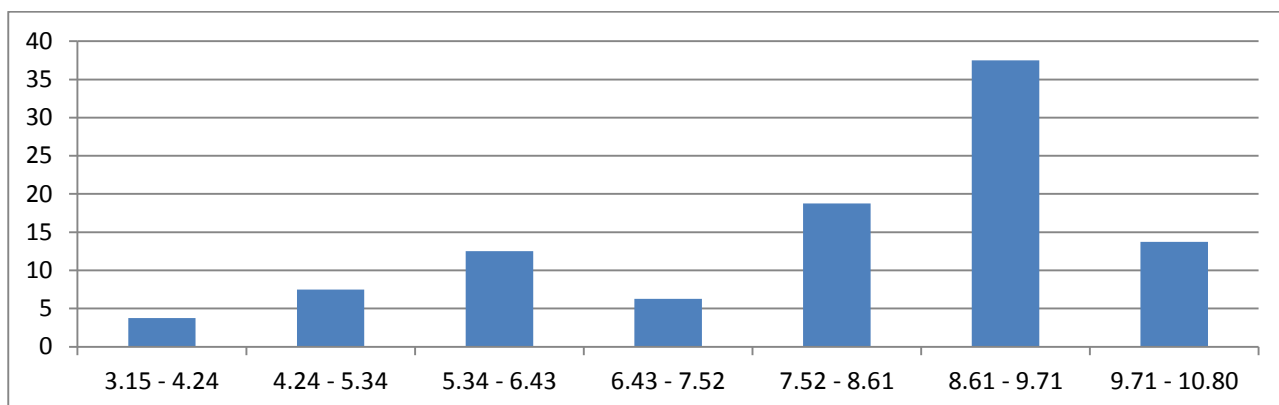
ПРИЛОЖЕНИЕ А

Построение гистограмм

ТП 61 ПС База

Отклонение напряжения фазы А

Интервал	Число наблюдений	Процент	
3.15 - 4.24	3	3,75	1.89Стандартное отклонение:
4.24 - 5.34	6	7,5	
5.34 - 6.43	10	12,5	
6.43 - 7.52	5	6,25	8.06Среднее:
7.52 - 8.61	15	18,75	6.45Первая квартиль:
8.61 - 9.71	30	37,5	9.41Третья квартиль:
9.71 - 10.80	11	13,75	



Фаза В

Интервал	Число наблюдений	Процент	p
5.13 - 6.08	4	5	0,05
6.08 - 7.02	10	12,5	0,125
7.02 - 7.97	8	10	0,1
7.97 - 8.91	7	8,75	0,0875
8.91 - 9.86	17	21,25	0,2125
9.86 - 10.80	22	27,5	0,275
10.80 - 11.75	12	15	0,15

1.63Стандартное отклонение:

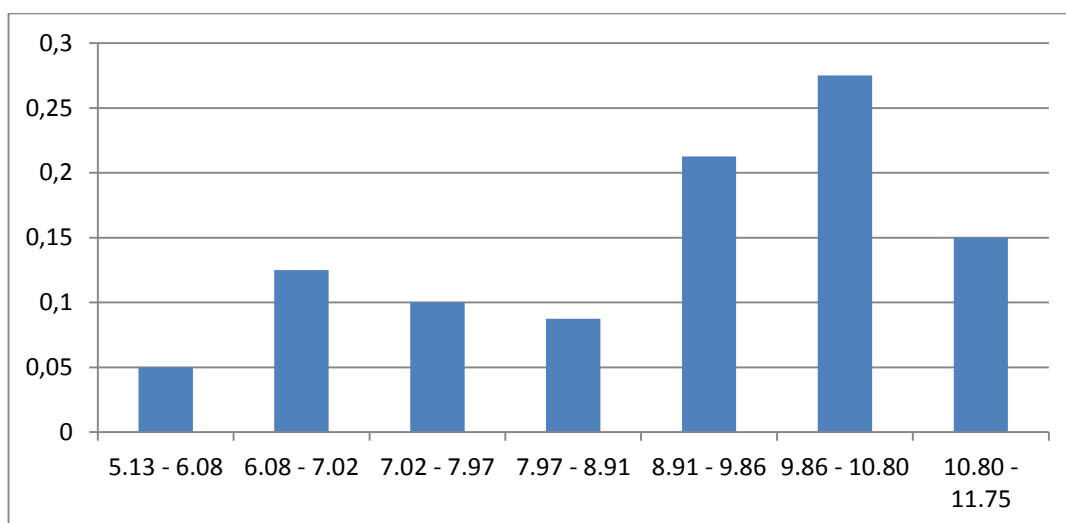
9.09Среднее:

7.66Первая квартиль:

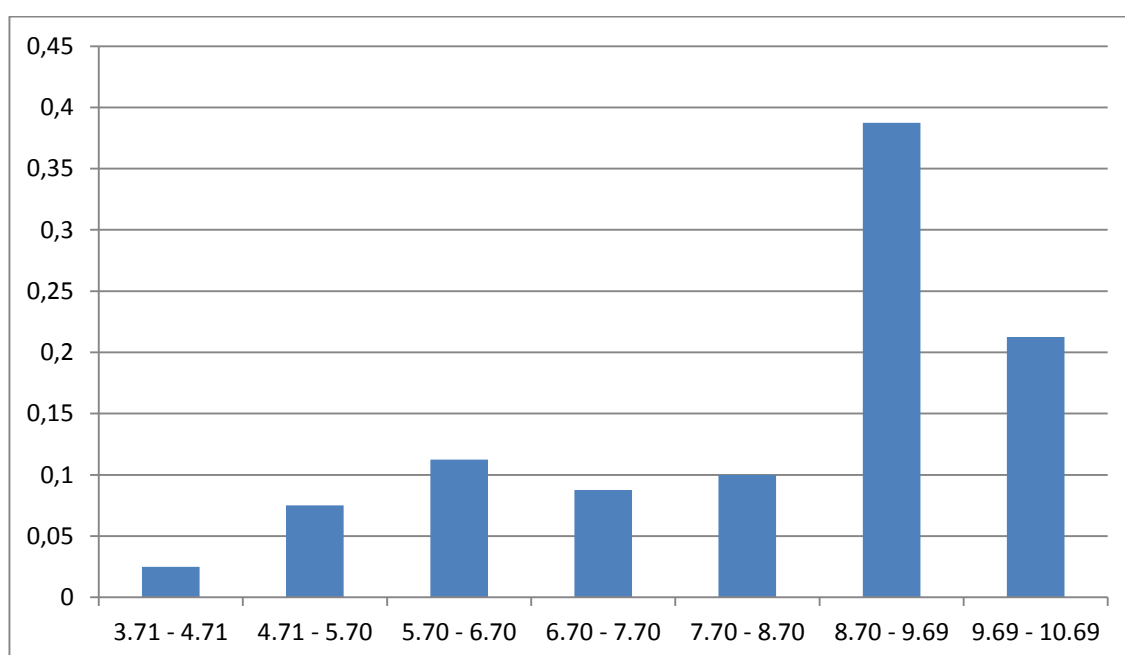
10.29Третья квартиль:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Построение гистограмм



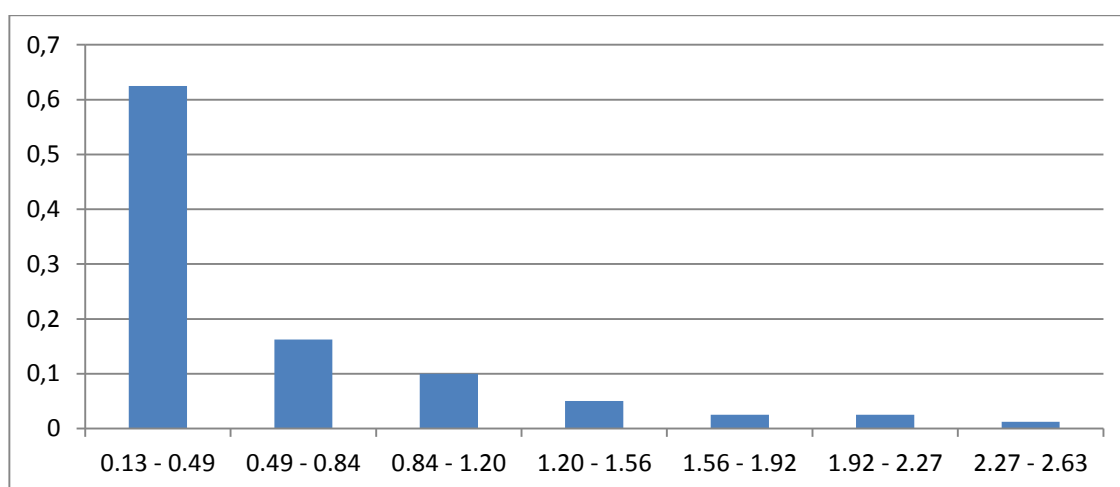
Фаза С	Интервал	Число наблюдений	Процент	p	
	3.71 - 4.71	2	2,5	0,025	
	4.71 - 5.70	6	7,5	0,075	
	5.70 - 6.70	9	11,25	0,1125	1.73Стандартное отклонение:
	6.70 - 7.70	7	8,75	0,0875	8.41Среднее:
	7.70 - 8.70	8	10	0,1	6.88Первая квартиль:
	8.70 - 9.69	31	38,75	0,3875	9.68Третья квартиль:
	9.69 - 10.69	17	21,25	0,2125	



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Построение гистограмм

Коэффициент несимметрии по нулевой последовательности							
Интервал	Число наблюдений		Процент	р			
0.13 - 0.49	50		62,5	0,625			
0.49 - 0.84	13		16,25	0,1625		0.50Стандартное отклонение:	
0.84 - 1.20	8		10	0,1		0.57Среднее:	
1.20 - 1.56	4		5	0,05		0.22Первая квартиль:	
1.56 - 1.92	2		2,5	0,025		0,74	
1.92 - 2.27	2		2,5	0,025			
2.27 - 2.63	1		1,25	0,0125			



Коэффициент несимметрии по обратной последовательности

Интервал	Число наблюдений	Процент	р			
0.25 - 0.31	7	8,75	0,0875			
0.31 - 0.37	15	18,75	0,1875			
0.37 - 0.43	28	35	0,35		0.10Стандартное отклонение:	
0.43 - 0.50	9	11,25	0,1125		0.44Среднее:	
0.50 - 0.56	10	12,5	0,125		0.37Первая квартиль:	
0.56 - 0.62	4	5	0,05		0,5	
0.62 - 0.68	7	8,75	0,0875			

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Построение гистограмм

