

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки / специальности)

Цифровые технологии в электроэнергетике
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Разработка автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учёта электроэнергии на ПС 220 кВ

Обучающийся

А.А. Павлов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Егорова

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

В бакалаврской работе рассматриваются вопросы разработки автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии на ПС 220 кВ в связи с заменой здания ЗРУ-10 кВ и установкой новых 17 ячеек.

Рассмотрены основные автоматизированные функции, обеспечиваемые применением АИИС КУЭ. Составлен перечень точек коммерческого и технического учёта электрической энергии и вычислены длины вторичных измерительных цепей для подключения элементов системы. Произведён выбор и проверка измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также соединительных проводов к ним. Определена структура системы АИИС КУЭ, а также состав компонентов, входящих в нижний и верхний уровень системы. Определён перечень оборудования, материалов, для организации АИИС КУЭ, а также места расположения компонентов системы. Составлен перечень требований к счётчикам электрической энергии и аппаратно-программным средствам. Составлена методика вычисления баланса электроэнергии по подстанции для контроля достоверности учёта энергоресурсов. Рассмотрены способы передачи информации в центр сбора и обработки данных, а также методы защиты технических средств от различного вида воздействий. Организация электроснабжения системы АИИС КУЭ предусмотрена от разных секций системы собственных нужд. В качестве резервного источника бесперебойного питания предусмотрены ИБП. Выполнен расчёт средней наработки на отказ и среднего времени восстановления компонентов системы.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объёмом 67 страниц, содержит 5 таблиц и 4 рисунка. Список используемых источников содержит 29 наименований, в том числе 5 на английском языке. Графическая часть работы состоит из шести листов, выполненных на формате А1.

Annotation

The bachelor's thesis examines the development of an automated information-measuring system for commercial electricity metering at a 220 kV substation in connection with the replacement of the 10 kV indoor switchgear building and the installation of new 17 cells.

The main automated functions provided by the use of AIIS KUE are considered. A list of points for commercial and technical metering of electrical energy has been compiled and the lengths of secondary measuring circuits for connecting system elements have been calculated. Current and voltage measuring transformers, as well as connecting wires to them, were selected and tested. The structure of the AIIS KUE system, as well as the composition of the components included in the lower and upper levels of the system, have been determined. A list of equipment, materials for organizing AIIS KUE, as well as the location of system components has been determined. A list of requirements for electric energy meters and hardware and software has been compiled. A methodology has been compiled for calculating the balance of electricity at a substation to monitor the reliability of energy accounting. Methods for transmitting information to the data collection and processing center, as well as methods for protecting technical equipment from various types of influences are considered. The organization of power supply to the AIIS KUE system is provided from different sections of the auxiliary system. UPS are provided as a backup uninterruptible power supply. The mean time between failures and the mean recovery time of system components were calculated.

The bachelor's thesis consists of an explanatory note of 67 pages, contains 5 tables and 4 figures. The list of sources used contains 29 titles, including 5 in English. The graphic part of the work consists of six sheets, made in A1 format.

Содержание

Введение.....	6
Перечень сокращений и обозначений.....	10
1 Основные технические решения	12
1.1 Организация учёта электроэнергии	12
1.1.1 Основные функции, выполняемые АИИС КУЭ.....	12
1.1.2 Проектные решения по расстановке на ПС 220 кВ счётчиков коммерческого и технического учёта.....	12
1.1.3 Ориентировочная длина вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения	15
1.1.4. Методика выбора и проверки трансформаторов тока	15
1.1.5 Методика выбора и проверки трансформаторов напряжения	20
1.2 Структура АИИС КУЭ ПС 220 кВ	25
1.2.1 Компоненты АИИС КУЭ, входящих в нижний и средний уровень	27
1.2.2 Решения по вычислению баланса электроэнергии по подстанции. Алгоритм вычисления баланса электроэнергии ПС 220 кВ и контроль достоверности учёта	32
1.3 Средства и способы связи для информационного обмена между компонентами системы	34
1.3.1 Организация каналов связи от счётчиков на верхний уровень	34
1.3.2 Организация каналов связи обмена информацией.....	35
1.3.3 Информационный обмен ИВК со смежными системами.....	35
1.4 Решения по режимам функционирования системы	36
1.5 Решения по мониторингу и диагностированию работы системы.....	37
1.6 Размещение технических средств АИИС КУЭ.....	37
1.7 Решения по защите применяемых компонентов АИИС КУЭ.....	38
1.7.1 Решения по защите технических средств АИИС КУЭ.....	39

1.7.2 Решения по защите информации от несанкционированного доступа.....	39
1.7.3 Решения по защите от влияния внешних воздействий.....	43
1.7.4 Решения по сохранности информации при авариях	44
1.8 Решения по электропитанию компонентов АИИС КУЭ	45
1.9 Решения по организации эксплуатации оборудования АИИС КУЭ	47
1.9.1 Техническое обслуживание и ремонт оборудования АИИС КУЭ	47
1.9.2 Решения по эксплуатации АИИС КУЭ	49
2 Проектная оценка надёжности АИИС КУЭ	52
2.1 Перечень оцениваемых параметров.....	52
2.2 Исходные данные для расчёта надёжности элементов ИИК	53
2.3 Методика расчёта.....	53
2.4 Расчёт показателей надёжности	55
2.4.1 Расчет интенсивности отказов элементов ИИК и ИВКЭ	55
2.4.2 Расчет показателей надёжности (ПН) ИИК.....	57
2.4.3 Расчет показателей надёжности ИВКЭ	58
2.4.4 Расчет показателей надёжности АИИС.....	59
Заключение	61
Список используемой литературы и используемых источников.....	64

Введение

На 2020-2024г.г. запланированы мероприятия по реконструкции ЗРУ 10 кВ подстанции 220 кВ.

На подстанции располагается капитальное здание ОПУ и ЗРУ для которого, в ходе технического перевооружения, предусматривается реконструкция (в объеме демонтажа помещений ЗРУ и мастерской с возведением капитальной наружной стены здания ОПУ и ЗРУ со стороны помещения мастерской), строительство нового кирпичного здания закрытого распределительного устройства (ЗРУ-10 кВ) на месте, освободившемся в результате реконструкции здания ОПУ и ЗРУ (демонтажа помещений мастерской и ЗРУ). Далее по тексту «Здание ОПУ и ЗРУ» будет именоваться «Здание ЗРУ-10 кВ».

В бакалаврской работе рассматриваются вопросы разработки автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии на ПС 220 кВ в связи с заменой здания ЗРУ-10 кВ и установкой новых 17 ячеек.

Намечаемый срок окончания реконструкции ПС 220 кВ – 2024 г.

ПС 220 кВ расположена в Амурской области и предназначена для электроснабжения промышленных и городских потребителей района по ВЛ 110, 35 и КЛ 10 кВ.

Технические решения по реконструкции приняты в соответствии с требованиями норм, правил, инструкций и государственных стандартов, действующих на территории Российской Федерации.

В ходе реконструкции планируется выполнить следующие виды работ:

- реконструкция здания ЗРУ-10 кВ ПС 220 кВ с установкой нового здания ЗРУ-10 кВ на месте существующей мастерской, количество ячеек – 28 шт., ЗРУ 10 кВ принято по схеме 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин» с дополнительным

временным питанием от автотрансформатора АТ-2 на время реконструкции [13];

- установка литых изолированных токопроводов 10 кВ для связей между зданием ЗРУ-10 кВ и трансформаторами ТЗ, Т4;
- установка двух сухих трансформаторов собственных нужд 10/0,4 кВ мощностью 630 кВА взамен существующих ТСН-3, ТСН-4;
- организация заземления, молниезащиты и собственных нужд здания ЗРУ-10 кВ.

Выполнение этих работ потребует модернизации системы АИИС КУЭ.

Потребность в электрической мощности при эксплуатации проектируемого здания ЗРУ-10 кВ (обеспечение собственных нужд) составляет 44,49 кВА в летний сезон.

Выбор параметров основного электротехнического оборудования здания ЗРУ-10 кВ выполнен исходя из следующих условий окружающей среды, приведенных в таблице 1.

Таблица 1 - Условия окружающей среды в районе расположения подстанции

Показатель	Значение
а) «Температура воздуха:	-
1) абсолютная минимальная	минус 48,0 °С
2) абсолютная максимальная	40,0 °С
3) среднегодовая	0,3 °С
4) средняя наиболее холодной пятидневки	минус 41,0 °С
5) средняя наиболее холодных суток» [21]	минус 43,0 °С
б) зимняя вентиляционная	минус 29,5 °С
б) Скорость ветра:	III район
1) возможная 1 раз в 25 лет с 10 минутным интервалом осреднения на высоте 10 метров (согласно ПУЭ изд.7)	32 м/с
2) возможная 1 раз в 5 лет с 10 минутным интервалом осреднения на высоте 10 метров (согласно СНиП 2.01.07-85)	22 м/с
в) Толщина стенки гололеда:	III район
1) повторяемостью 1 раз в 25 лет плотностью 0,9 г/см ³ на высоте 10 метров (согласно ПУЭ изд.7)	20 мм
2) повторяемостью 1 раз в 5 лет плотностью 0,9 г/см ³ на высоте 10 метров (согласно ПУЭ изд.7)	10 мм
г) Степень загрязнённости атмосферы	II

Выбор параметров основного электротехнического оборудования выполнен исходя из следующих условий:

- максимального длительного тока в нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах, с учетом перегрузочной способности оборудования;
- «напряжения присоединений;
- отключающей способности оборудования;
- термической и электродинамической стойкости к токам короткого замыкания» [2].

«АИИС КУЭ ПС 220 кВ предназначена для обеспечения:

- измерений количества электроэнергии, получаемой и отпускаемой по расчетным (коммерческим) и техническим присоединениям энергообъекта;
- автоматизированного сбора данных измерений;
- анализа полноты и достоверности данных измерений;
- обработки и хранения данных измерений, их передачи по необходимым уровням иерархии системы;
- расчета учетных показателей и обеспечение регламентированного доступа функциональных служб смежных субъектов ОРЭ к данным учета электроэнергии;
- расчетов за транспортируемую электроэнергию и приобретаемую на ОРЭ электроэнергию для компенсации потерь;
- формирования отчетных документов» [12].

АИИС КУЭ ПС 220 кВ является многоуровневой, с иерархической распределённой обработкой информации.

Уровни системы:

- первый уровень - ИИК, включающий в себя ТТ, ТН, вторичные измерительные цепи, счетчики и блоки дополнительного питания счетчиков;

- второй уровень – УСПД (RTU 325L), каналы сбора данных со счётчиков, коммуникационную аппаратуру.

Объектом сбора первичной учетной информации являются счетчики электроэнергии, установленные в специализированных шкафах.

Количество портов УСПД рассчитано с учетом возможного добавления в систему дополнительных точек учета.

Целью бакалаврской работы является обеспечение надежного функционирования системы АИИС КУЭ на ПС 220 кВ.

Для достижения поставленной цели в бакалаврской работе будут решены следующие задачи:

- разработаны основные технические решения по организации АИИС КУЭ на ПС 220 кВ;
- проведена проектная оценка надёжности системы АИИС КУЭ.

Перечень сокращений и обозначений

АИИС КУЭ - Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии;

АСУ ТП - Автоматизированная система управления технологическим процессом;

ГСИ - Государственная система обеспечения единства измерений;

ЕТССЭ - Единая технологическая сеть связи электроэнергетики;

ЗИП - Запасное имущество и принадлежности;

ИАСУ КУ - Интегрированная автоматизированная система управления коммерческим учетом;

ИВК - Информационно-вычислительный комплекс;

ИИК - Измерительно-информационный комплекс;

ИС - Измерительная система;

КУ - Коммерческий учет;

МИ - Методика выполнения измерений;

НСД - Несанкционированный доступ;

АО «АТС» - Акционерное общество "Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии;

ОРЭ - Оптовый рынок электроэнергии;

ОУС - Окружной узел связи;

ПА - Параметр автоматизации;

ПЗ - Параметр защищенности;

ПН - Параметр надежности;

ПО - Программное обеспечение;

ПОН - Программа обеспечения надежности;

ПУЭ - Правила устройства электроустановок;

ПФ - Параметр функциональности;

РД - Руководящий документ;

РМГ - Рекомендация по межгосударственной стандартизации;

РУС - Региональный узел связи;
РФ - Российская Федерация;
СО - Системный оператор;
СОЕВ - Система обеспечения единого времени;
ТЗ - Техническое задание;
УСВ - Устройство синхронизации времени;
УСПД - Устройство сбора и передачи данных;
ФСК - Федеральная сетевая компания;
ЦСМС - Центр стандартизации, метрологии и сертификации;
ЦСОД - Центр сбора и обработки данных;
ЭВМ - Электронная вычислительная машина.

1 Основные технические решения

1.1 Организация учёта электроэнергии

1.1.1 Основные функции, выполняемые АИИС КУЭ

АИИС КУЭ ПС 220 кВ обеспечивает выполнение следующих автоматизированных функций:

- измерение электроэнергии;
- архивирование данных по электроэнергии и средствам измерения;
- предоставление интерфейсов доступа к архивной информации;
- удалённое конфигурирование и настройка параметров элементов АИИС ПС 220 кВ.
- «выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции» [28];
- обработка измеренных данных;
- хранение данных об измеренных величинах в счетчике в течение не менее 35 дней;
- «обеспечение защиты оборудования и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ» [24].

1.1.2 Проектные решения по расстановке на ПС 220 кВ счётчиков коммерческого и технического учёта

В соответствии с принципиальной электрической схемой ПС 220 кВ и схемой распределения устройств ИТС по трансформаторам тока и трансформаторам напряжения в настоящей работе предусматривается замена

и установка на подстанции счётчиков коммерческого и технического учёта электроэнергии в следующих точках учёта, указанных в таблице 2.

Таблица 2 - Характеристика реконструируемых информационно-измерительных комплексов электроэнергии АИИС КУЭ ПС 220 кВ

№ точек учета	Наименование присоединения	Вид энергии	Счетчик электроэнергии		Трансформатор тока			Трансформатор напряжения			Место установки ТН
			Тип счетчика	Кл. точн.	Тип ТТ	Кл. точн.	ктр	Тип ТН	Кл. точн.	ктр	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коммерческий учёт											
39	ф.114 Резерв (яч.114)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _Н =10 кВ	0,5 S	100/5	ТН U _Н =10 кВ	0,5	10 /0, 1	ЗРУ 10 кВ, Шкаф яч. 103
28	ф.113 «Монолит» (яч.113)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _Н =10 кВ	0,5 S	50/5				
29	ф.112 «ТУСМ» (яч.112)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _Н =10 кВ	0,5 S	50/5				
30	ф.111 «Консервный завод» (яч.111)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _Н =10 кВ	0,5 S	100/5				
31	ф.110 «Эл.котельная» (яч.110)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _Н = 10 кВ	0,5 S	100/5				
32	ф.109 «НПР Вымпелком» (яч.109)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _Н =10 кВ	0,5 S	100/5				
33	ф.108 «РПБ» (яч.108)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _Н =10 кВ	0,5 S	50/5				
34	ТСН-1 (яч.107)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _Н =10 кВ	0,5 S	100/5				
35	ф.106 «Городские сети» (яч.106)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _Н =10 кВ	0,5 S	100/5				
36	ф.105 «с.Васильевка» (яч.105)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _Н =10 кВ	0,5 S	100/5				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
61	ф.214 Резерв (яч.214)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _H =10 кВ	0,5 S	100/5	ТН U _H = 10 кВ	0,5	10 /0, 1	ЗРУ 10 кВ, Шкаф яч. 203
40	ф.213 «Монолит» (яч.213)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _H =10 кВ	0,5 S	50/5				
41	ф.212 «ТУСМ» (яч.212)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _H =10 кВ	0,5 S	50/5				
42	ф.211 «Консервный завод» (яч.211)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _H =10 кВ	0,5 S	100/5				
54	ф.210 «Эл.котельная» (яч.210)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _H =10 кВ	0,5 S	100/5				
55	ф.209 «НПР Вымпелком» (яч.209)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _H =10 кВ	0,5 S	100/5				
56	ф.208 «РПБ» (яч.208)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _H =10 кВ	0,5 S	50/5				
57	ф.206 «Городские сети» (яч.206)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _H =10 кВ	0,5 S	100/5				
58	ф.205 «с.Васильевка» (яч.205)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _H =10 кВ	0,5 S	100/5				
59	ТСН-2 (яч.204)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _H = 10 кВ	0,5 S	100/5				
62	ф.202 Резерв (яч.202)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _H = 10 кВ	0,5 S	100/5				
Технический учёт											
37	В-10 Т-3 (яч.104)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _H =10 кВ	0,5 S	500/5	ТН U _H = 10 кВ	0,5	10 /0, 1	ЗРУ 10 кВ, Шкаф яч. 203
38	В-10 АТ-2 (яч.102)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _H =10 кВ	0,5 S	500/5				
60	В-10 Т-4 (яч.207)	акт., реакт.		0,5 S/0, 1	ТТ-10 U _H =10 кВ	0,5 S	500/5				

Всего предусмотрено 21 точка коммерческого учета и 3 технического.

1.1.3 Ориентировочная длина вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения

Ориентировочные длины измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения, определённые на основании «Схемы генерального плана ПС 220 кВ», приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Ориентировочная длина вторичных измерительных цепей

Наименование измерительных комплексов	Длина цепи от измерительного ТТ до зажимов L ₁ , м	Длина цепи от зажимов до счётчика L ₂ , м
Измерительные трансформаторы тока (сторона 10 кВ)		
Ф-10 кВ	1	1
Измерительные трансформаторы напряжения (сторона 10 кВ)		
Трансформатор напряжения ТН-6-1	1	25
Трансформатор напряжения ТН-6-2	1	25

Суммарная длина кабелей составляет 54 метра.

1.1.4. Методика выбора и проверки трансформаторов тока

«Трансформаторы тока (ТТ) выбираются по номинальному напряжению, номинальным первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности, и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при коротких замыканиях.

Номинальный первичный ток выбирается с учётом параметров основного оборудования, его перегрузочной способности и токов рабочего и форсированного режима линий, в которые включаются ТТ» [8].

Допускается применение ТТ с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке ТТ будет составлять не менее 40% номинального тока счётчика, а при минимальной рабочей нагрузке – не менее 5% (п. 1.5.17 ПУЭ) [18].

Нагрузка вторичных обмоток измерительных трансформаторов, к которым присоединяются счётчики, не должна превышать номинальных значений.

«Согласно ГОСТ 7746-2015 номинальная вторичная нагрузка $Z_{2н}$ – полное сопротивление внешней вторичной цепи ТТ, имеющей коэффициент мощности $\cos\varphi = 0,8$, при котором гарантируется класс точности ТТ» [8].

Выбранные ТТ проверяют на соответствие классу точности, сопоставляя расчётную нагрузку Z_2 с допустимой $Z_{2.дон}$. Определяют максимальную кратность $m_{расч}$ и по кривым предельной кратности или по 10%-ным кривым находят $Z_{2.дон}$ с учётом сопротивления проводов, приборов и схемы их соединения.

Максимальная кратность вторичного тока n , которая может быть во вторичной обмотке при номинальной нагрузке $Z_{2н}$, соответствует максимальному вторичному току $I_{2max} = n \cdot I_{2н}$. По значению I_{2max} проверяют надёжность работы токовых защит и измерительных приборов при больших токах к.з.

«В расчётах нагрузок вторичных цепей ТТ используются следующие параметры:

Кабель цепей измерения:

- тип;
- сечение F (мм²);
- удельное сопротивление ρ (Ом·мм²/м) ($\rho = 0,0175$ для Cu);
- длина L (м).

Сопротивление проводов и кабелей в зависимости от схемы соединения ТТ рассчитывается по формуле:

- при включении электросчётчика и приборов на одну фазу:

$$R_{np} = (2L \cdot \rho) / F \text{ Ом}; \quad (1)$$

- при включении электросчётчика и приборов на три фазы по схеме «звезды» [8]:

$$R_{np} = (L \cdot \rho) / F \text{ Ом}; \quad (2)$$

- при включении электросчётчика и приборов на две фазы по схеме неполной звезды:

$$R_{np} = (\sqrt{3} \cdot L \cdot \rho) / F \text{ Ом}. \quad (3)$$

«Сопротивление приборов рассчитывается по формуле» [8]:

$$R_{приб} = S_{приб} / I_{втор.ТТ}^2 \text{ Ом}. \quad (4)$$

«Расчетное переходное сопротивление контактов: $R_{перех} = 0,015$ Ом (при каждом дополнительно включенном приборе сопротивление контактов увеличивается на $0,005$ Ом).

Полная внешняя нагрузка на ТТ, приведённая к клеммным выводам вторичной обмотки ТТ, рассчитывается по формуле» [8]:

$$Z_{полн} = Z_2 = R_{np} + R_{приб} + R_{перех} \text{ Ом}; \quad (5)$$

«Активная мощность 3-фазной симметричной сети, измеряемая счётчиком, для 3- фазного 3-элементного четырёхпроводного счётчика, Вт» [8]:

$$P_{зф} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_\phi \cdot \cos\varphi, \quad (6)$$

где $P_{зф}$ - активная мощность 3-фазной сети,

U_n – линейное напряжение;

I_ϕ – ток фазы;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности.

Наименьшее допустимое сечение проводов по условию погрешности, мм²:

$$F = (L \cdot \rho) / R_{np} \quad (7)$$

То же по условию механической прочности (п.3.4.4 ПУЭ, 6-ое изд.):

- медных 2,5 мм²;
- алюминиевых 4,0 мм².

«Сопротивление реле и приборов, определяется из каталога на соответствующую аппаратуру непосредственно или пересчётом по имеющимся в каталоге данным о потребляемой мощности и токе по формуле:

$$S_{приб} = S / I^2 \quad (8)$$

где S - мощность, потребляемая реле или прибором при токе I , максимально загруженной фазы.

Вводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных целях коммерческого учёта, должны быть защищены от несанкционированного доступа» [8].

Расчёт нагрузки вторичной обмотки измерительного трансформатора тока в цепях 10 кВ.

Счётчики электрической энергии в измерительных комплексах 10 кВ устанавливаются в ЗРУ 10 кВ, в шкафах соответствующих ячеек.

Полное сопротивление вторичной нагрузки в цепях ТТ равно:

$$Z_{2ном} = R_{сч} + R_{конт.} + R_{монт.пров.}, \quad (9)$$

где « $R_{сч} = \frac{S_{ном.}}{I^2} = \frac{0,003}{5^2} = 0,00012$ Ом – сопротивление счётчика;

$R_{конт.} = 0,1$ Ом – суммарное переходное сопротивление контактов» [8].

«Сопротивление монтажного провода определяется по формуле» [8]:

$$R_{\text{монт.пров}} = R_0 \cdot L, \quad (10)$$

где R_0 Ом/км – электрическое сопротивление токопроводящих жил на длине 1 км при 20°C (справочник на электрические кабели, провода и шнуры 5-ое изд.);

L - фактическая длина кабеля от трансформатора тока до счётчика в ячейке ЗРУ-10 кВ, равная сумме длин L_1 от трансформатора тока до зажимов и L_2 - от зажимов в ячейке ЗРУ-10 кВ до счётчика.

$$L = L_1 + L_2; \quad (11)$$

$$L = 1 \text{ м} + 1 \text{ м} = 2 \text{ м} = 0,002 \text{ км}.$$

По условиям прочности согласно п.3.4.4 ПУЭ 6-ое изд. жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения для токовых цепей - 2,5 мм² (для меди).

В работе принимаем сечение жил медного кабеля 2,5 мм², для которых R_0 равно 7,41 Ом/км (справочник на электрические кабели провода и шнуры, 5-ое изд.).

$$R_{\text{монт.пров}} = 7,41 \cdot 0,002 = 0,015 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление вторичной нагрузки в цепях ТТ:

$$Z_{2\text{ном}} = 0,00012 + 0,1 + 0,015 = 0,11512 \text{ Ом}.$$

Мощность вторичной нагрузки для ТТ с $I_{2\text{ном}} = 5\text{А}$:

$$S_{2\text{ном}} = 0,11512 \cdot 52 = 2,878 \text{ ВА}.$$

Номинальную мощность вторичной нагрузки обмотки класса точности 0,5S принимаем равной $S_{ном} = 5 \text{ ВА}$.

Проверяем требование ГОСТ 7746-2015 по нижнему пределу вторичной нагрузки:

$$0,25 \cdot 5 \text{ ВА} < 2,878 \text{ ВА} < 5 \text{ ВА}.$$

Требование выполняется.

Расчёт приведён для одной из ячеек 10 кВ, остальные присоединения 10 кВ рассчитываются аналогичным образом.

1.1.5 Методика выбора и проверки трансформаторов напряжения

«Трансформаторы напряжения (ТН) для питания измерительных приборов и реле выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, схеме соединения обмоток и конструктивному выполнению.

В уточнённых расчётах определение нагрузки ТН ведётся по наиболее нагруженной фазе ТН (по которой проходит наибольший ток). Потребляемые мощности (нагрузки от приборов и реле) выражаются в вольт-амперах. Суммирование нагрузок в практических расчётах производится арифметически без учёта коэффициентов мощности отдельных нагрузок (за исключением отдельных случаев, когда $S_{расч} > S_{ном}$); неравномерность нагрузок по фазам учитывается приближённо в зависимости от схемы соединения. Все нагрузки, включённые на междуфазные напряжения, приводятся к напряжению 100 В, а включённые на фазные напряжения – к напряжению $100/\sqrt{3}$ В.

Классы точности характеризуются наибольшими допускаемыми ГОСТ погрешностями напряжения и угловой при условии, что вторичная нагрузка может измениться в пределах $(0,25-1,0)S_{ном}$, при $\cos\varphi = 0,8$, при первичном напряжении $U_{1н} \pm 10\%$, частоте 50 Гц. Для ТН установлены четыре класса точности: 0,2; 0,5; 1; 3» [7].

Номинальная мощность нагрузки ТН в требуемом классе точности должна быть не меньше расчётной мощности нагрузки:

$$S_{ном} \geq S_{расч} = \sum(S_{приб} + S_{реле}). \quad (12)$$

«В отдельных случаях, когда $S_{расч} > S_{ном}$ во избежание необоснованного завышения мощности ТН следует учитывать $\cos\varphi$ нагрузки, считая по формуле» [7]:

$$S_{расч} = \sqrt{(\sum P_2)^2 + (\sum Q_2)^2}, \quad (13)$$

где $\sum P_2$ и $\sum Q_2$ суммы активных и реактивных нагрузок соответственно.

Если погрешность ТН не имеет значения для работы приборов и реле, то принимают:

$$S_{max} > S_{расч}, \quad (14)$$

где S_{max} – максимально допустимая мощность ТН по условию нагрева.

«Вводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных целях коммерческого учёта, должны быть защищены от несанкционированного доступа» [7].

Определение мощности вторичных цепей трансформатора напряжения для учёта электрической энергии.

Допустимое падение напряжения, согласно ПУЭ п.3.4.5, при условии включения всех защит и приборов должны составлять: для счетчиков коммерческого учёта электроэнергии – не более 0,25%.

«Расчёт потерь напряжения во вторичных цепях измерительных ТН ведётся без учёта реактивной составляющей сопротивления, так как разводка цепей напряжения внутри здания выполняется медным кабелем и обеспечивает $\cos\varphi$ лучше 0,8.

Счётчики подключены по схеме «Звезда с нулём». При этом расчёт можно проводить для одной отдельно взятой фазы (все три фазы симметрично одинаковы). При такой схеме в нулевом проводе все токи компенсируются и результирующая равна нулю (ток не протекает), поэтому в расчёте потерь учитываются только фазные провода» [7].

В расчётах нагрузок вторичных цепей ТН используются следующие параметры:

Кабель цепей измерения:

- тип;
- сечение F (мм²);
- удельное сопротивление ρ (Ом·мм²/м) ($\rho = 0,0175$ для Cu и $0,0286$ – для Al);
- длина L (м).

Потребляемая мощность каждой параллельной цепи счётчика - 2 ВА.
Сопротивление электромагнитного расцепителя автоматических выключателей цепей ТН – 2,7 ВА.

Количество счётчиков, подключённых к трансформатору напряжения:

- в нормальном режиме работы;
- в режиме резервирования (при выводе трансформатора напряжения другой секции в ремонт).

Определение мощности вторичных цепей трансформатора напряжения для учёта электрической энергии в цепях 10 кВ.

Количество счётчиков, подключённых к трансформатору напряжения:

- в нормальном режиме работы – 12 шт (в данном случае рассматривается ТН-10-2, подключенный ко 2 СШ ЗРУ 10 кВ, так как к нему подключено большее количество счетчиков, чем к ТН-10-1);
- в режиме резервирования (при выводе трансформатора напряжения другой секции в ремонт) – 24 шт.

Мощность наиболее нагруженной фазы трансформатора напряжения:

- в нормальном режиме работы:

$$S_{н.ф.ТН} = \max (S_a, S_b, S_c). \quad (15)$$

$$S_{н.ф.ТН} = 1,2 \text{ ВА} \times 12 = 14,2 \text{ ВА}.$$

– в режиме резервирования:

$$S_{н.ф.ТН} = \max (S_a, S_b, S_c). \quad (16)$$

$$S_{н.ф.ТН} = 1,2 \text{ ВА} \times 22 = 26,4 \text{ ВА}.$$

Расчётная мощность трансформатора напряжения в режиме резервирования – $S_{раб.ТН} = 26,4 \text{ ВА}$.

Принимаем номинальную мощность $S_{ном.ТН} = 50 \text{ ВА}$. Для нормального режима $S_{н.ф.ТН} = 14,2 \text{ ВА}$. Условие $0,25S_{ном.ТН} < S_{н.ф.ТН} < S_{ном.ТН}$ выполнено.

$$12,5 \text{ ВА} < 14,2 \text{ ВА} < 50 \text{ ВА}.$$

В режиме резервирования:

$$S_{н.ф.ТН} = 26,4 \text{ ВА},$$

$$S_{ном.ТН} = 50 \text{ ВА}.$$

Условие $0,25S_{ном.ТН} < S_{н.ф.ТН} < S_{ном.ТН}$ выполнено.

$$12,5 \text{ ВА} < 26,4 \text{ ВА} < 50 \text{ ВА}.$$

Выбор сечений жил кабелей во вторичных цепях трансформаторов напряжения по учёту электрической энергии в цепях 10 кВ.

Мощность наиболее нагруженной фазы трансформатора напряжения посчитана в предыдущем пункте и равна 26,4 ВА.

Коэффициент включения счётчика для трёхэлементных счётчиков $K_{сч} =$
 3. Питание счётчиков по цепям напряжения предусмотрено отдельным

кабелем. Допустимое сопротивление провода кабеля при выполнении условия:

$$\Delta U. = 0,25U_n \text{ (для ТН класс 0,2 – 0,25\% по ПУЭ).}$$

$$R_{доп.} = \Delta U_{доп.} \cdot U_{ном.} / K_{сч} \cdot S_{н.ф.ТН}, \quad (17)$$

$$R_{доп.} = 0,144 \cdot 57,8 / 3 \cdot 26,4 = 0,1051 \text{ Ом.}$$

Из найденного допустимого сопротивления провода кабеля определим расчётное сечение жил кабеля по формуле:

$$F = (L \cdot \rho) / R_{пр}, \quad (18)$$

где $L = 1+25=26$ м – длина кабеля от ячейки ТН в ЗРУ-10 кВ до шкафа счётчиков;

ρ - удельная проводимость выбранного материала проводов ($\rho=0,0175$ для меди).

Расчётное сечение жил кабеля:

$$F = 0,0175 \cdot \frac{26}{0,1051} = 4,5 \text{ мм}^2.$$

Согласно расчётному сечению, кабель от ячейки ТН в ЗРУ-10 кВ до счётчиков в ячейках принимается сечением 6 мм².

Сопротивление кабеля на этом участке:

$$R_{каб1} = \frac{0,0175 \cdot 25}{6} = 0,073 \text{ Ом.}$$

Падение напряжения на этом участке:

$$\Delta U_{\text{каб}} = \frac{R_{\text{каб1}} \cdot K_{\text{сх}} \cdot S_{\text{нф.тн}}}{U_{\text{ном}}}, \quad (19)$$

$$\Delta U_{\text{каб}} = \frac{0,073 \cdot 3 \cdot 26,4}{57,8} = 0,1 \text{ В.}$$

Падение напряжения в измерительной цепи удовлетворяет условию:

$$\Delta U_{\text{каб}} = 0,1 \text{ В} < \Delta U_{\text{доп}} = 0,144 \text{ В.}$$

1.2 Структура АИИС КУЭ ПС 220 кВ

АИИС КУЭ ПС 220 кВ представлена, как иерархическая распределённая система, работающая синхронно с технологическими процессами, оснащённая средствами сбора, обработки, регистрации, хранения и передачи информации.

Верхним уровнем АИИС КУЭ представлены АРМаи и серверами баз данных (БД).

Синхронизация времени приборов учёта производится посредством УССВ, принимающего сигналы точного времени от системы ГЛОНАСС, интегрируемого в АИИС КУЭ ПС 220 кВ через УСПД.

«Связь между счётчиками на ПС 220 кВ осуществляется по интерфейсу RS-485.

На подстанции для возможности тестирования, параметрирования аппаратуры АИИС КУЭ предусмотрено автоматизированное рабочее место, включённое в локально- вычислительную сеть подстанции» [25].

Нижний уровень АИИС КУЭ организован посредством счётчиков электроэнергии класса точности 0,2S для присоединений 220 и 110 кВ, по которым осуществляется учёт электроэнергии, трансформаторов тока класса точности 0,2S, и трансформаторов напряжения класса точности 0,2. «Для присоединений 35 и 10 кВ используются счётчики классом точности 0,2S, ТТ классом точности 0,5S и ТН классом точности 0,5. Также, на ЩСН учёт

электроэнергии организован посредством счётчиков электроэнергии класса точности 0,5S, ТТ классом точности 0,5S.

Электронные счётчики электрической энергии имеют 2 цифровых интерфейса RS-485» [24]. Один из них служит для передачи информации на средний уровень в УСПД. Через этот интерфейс осуществляется также синхронизация счётчиков с единым общесистемным временем. Другой интерфейс предполагается использовать для прямого доступа к счётчику и является резервным.

Счётчики имеют встроенные резервные источники питания на литиевых батареях; резервное питание от внешнего источника однофазной сети переменного тока напряжением 110 В. Резервное питание подаётся индивидуально к каждому счётчику от шкафа ШГП по параллельной цепи.

Счётчики по присоединениям 220, 110 и 35 кВ размещаются в ОПУ в отдельных шкафах по соответствующим присоединениям. Счётчики по присоединениям 10 кВ устанавливаются в ЗРУ–10 кВ в шкафах соответствующих ячеек.

Перечень оборудования и материалов для АИИС КУЭ приведён в таблице 4.

Таблица 4 - Перечень оборудования и материалов для АИИС КУЭ

Наименование	Количество	Ед. измерения
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный A1802-RALQ- 4GB-DW-4	24	шт.
Разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	48	шт.
Клеммник испытательный	24	шт.
Преобразователь интерфейса FO/Ethernet	2	шт.
Преобразователь 4-порт RS422/485 в Ethernet Moxa NPORT 5430i	2	шт.
Оптический кросс	1	шт.
Блок дополнительного питания счётчиков	1	шт.
Шкаф ТКУ (переоснащение/замена шкафа ТКУ-2)	1	шт.
Стабилизатор напряжения	1	шт.
ЗИП		
Счётчик электрической энергии	2	шт.

Продолжение таблицы 4

Наименование	Количество	Ед. измерения
Разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	4	шт.
Клеммник испытательный	2	шт.
Адаптер дополнительного питания счётчиков АТ-4012	2	шт.
Стрипер KNIPEX KN-1221180	3	шт.
Токоизмерительные клещи Kyoritsu	1	шт.
Ноутбук Lenovo ThinkPad E15 (Intel Core i5 10210U1600MHz/ 15.6"/1920x1080/8GB/256GB SSD/1000GB HDD/DVD нет/AMD Radeon RX 640 2GB/Wi-Fi/Bluetooth/Windows 10 Pro) или аналог	1	шт.
Преобразователь 4-порт RS422/485 в Ethernet Moxa NPORT 5430i	1	шт.
Набор электромонтажного инструмента КВТ НИЭ-04 (32 предм.)	1	шт.
Кабельная продукция		
Кабель интерфейсный RS-485/232	100	м
Кабель оптический	200	м

Всего понадобятся 121 шт оборудования и 300 м кабеля.

1.2.1 Компоненты АИИС КУЭ, входящих в нижний и средний уровень

Нижний уровень составляют компоненты ИИК.

В состав ИИК входят:

- «измерительные трансформаторы напряжения;
- измерительные трансформаторы тока;
- многофункциональные микропроцессорные счётчики электрической энергии с двумя цифровыми интерфейсами с классом точности 0,2S и 0,5S» [24].

Основные технические характеристики и функциональные возможности электронного счётчика электроэнергии предоставляются производителем счётчика.

«ИИК должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учёта;

- автоматическое выполнение измерений времени (имеет встроенные часы и позволяет синхронизировать время с ИВКЭ);
- автоматическую регистрацию событий, сопровождающих процессы измерения в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- безопасность хранения информации и программного обеспечения в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 и ГОСТ Р 51275» [10], [11];
- «конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- диагностику работы технических средств.

Информация со счётчиков может быть считана как локально, так и дистанционно через интерфейс RS-485» [24]. Счётчики подключаются к УСПД по цифровому интерфейсу с преобразованием интерфейса RS-485 в Ethernet с возможностью опроса с 30 минутным интервалом или другим интервалом по желанию заказчика.

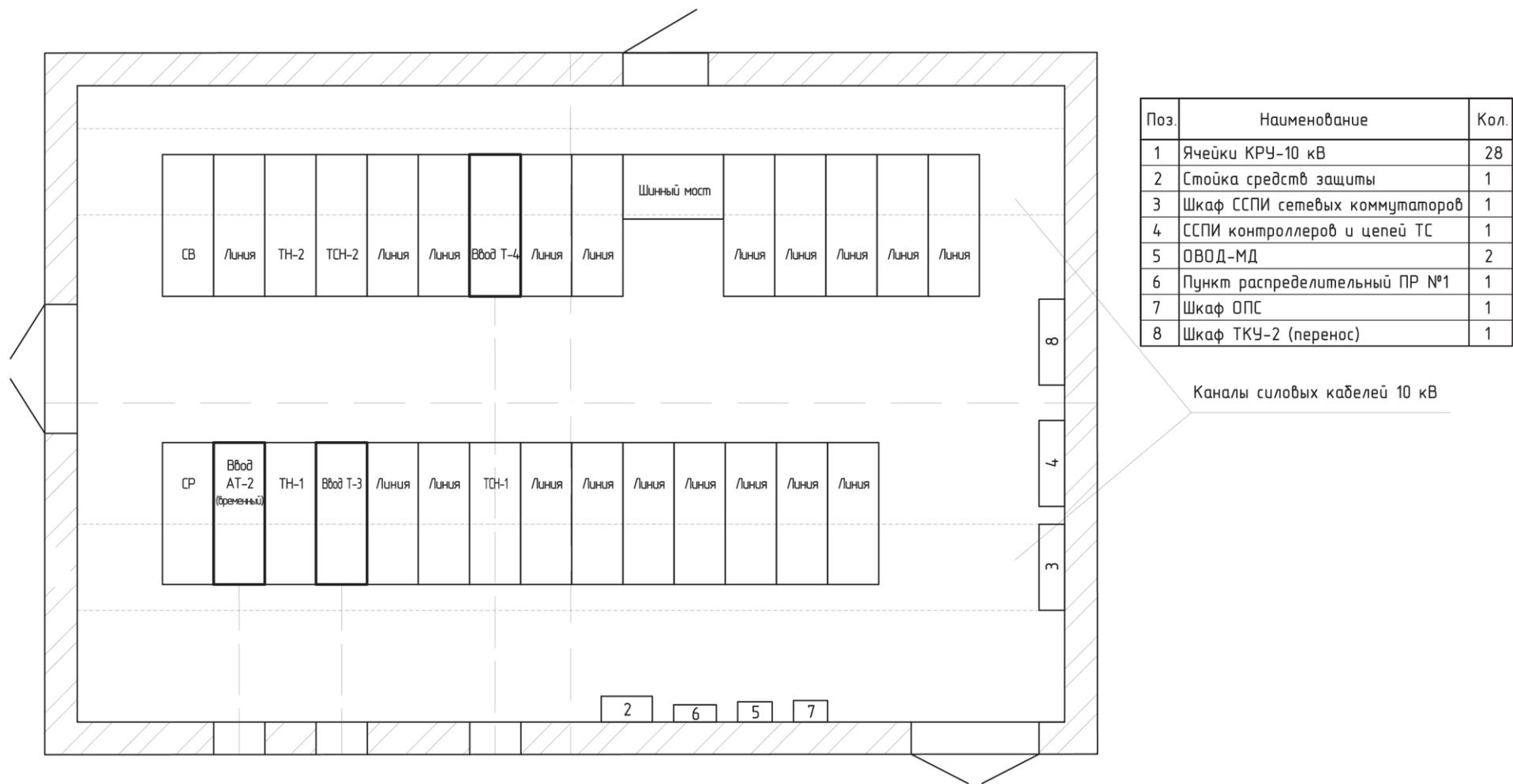
«Счётчики должны быть зарегистрированы в Госреестре средств измерений России и соответствовать требованиям, предъявляемым к счётчикам в Приложениях к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка» [22].

Применяемые счётчики должны обеспечивать:

- «межповерочный интервал не менее 12 лет;
- среднюю наработку на отказ - не менее 100 000 часов» [24];
- - класс точности - 0,2S/0,5; 0,5S/0,5; 2,0; 2,5.

План размещения проектируемого оборудования АИИС КУЭ приведён на рисунке 1.

«Измерительные цепи счётчиков коммерческого учёта подключаются к вторичным цепям ТТ и ТН через испытательные переходные коробки. Конструкция коробки обеспечивает возможность пломбирования её крышки» [2].



Поз.	Наименование	Кол.
1	Ячейки КРУ-10 кВ	28
2	Стойка средств защиты	1
3	Шкаф ССПИ сетевых коммутаторов	1
4	ССПИ контроллеров и цепей ТС	1
5	ОВОД-МД	2
6	Пункт распределительный ПР №1	1
7	Шкаф ОПС	1
8	Шкаф ТКУ-2 (перенос)	1

Каналы силовых кабелей 10 кВ

Рисунок 1 - План размещения проектируемого оборудования АИИС КУЭ

«Помимо этого, испытательная переходная коробка обеспечивает возможность закорачивания вторичных цепей ТТ без отключения токовых цепей счётчика и без отключения цепей напряжения в каждой фазе счётчиков при их замене или поверке, а также включения образцового счётчика без отсоединения проводов и кабелей счётчика ИИК. На крышки коробок наносятся надписи наименований присоединений» [8]. Испытательные переходные коробки размещены в шкафах установки счётчиков электрической энергии.

«Аппаратно-программные средства, используемые в АИИС КУЭ для расчётного учёта электроэнергии, подлежат Государственному метрологическому контролю и надзору. Достоверность предоставляемых данных должна обеспечиваться соответствием средств измерений требованиям Госстандарта, то есть применением:

- серийно выпускаемых измерительных трансформаторов, поставляемых с метрологическими характеристиками в соответствии с ГОСТ 7746-2015 и ГОСТ 1983- 2015» [7];
- «счётчиков, средств измерения, имеющих сертификат об утверждении типа средств измерений;
- классы точности измерительных ТТ (ТН) – не хуже 0,5S (0,5)» [24].

«Требования к счётчикам электрической энергии.

Счётчики для коммерческого учёта ПС соответствуют следующим требованиям:

- ГОСТ 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,5S и 0,5» [9];
- обеспечения реверсивного учёта для ИИК;
- класс точности не хуже 0,5S;
- обеспечения возможности подключения резервного источника питания 220В и автоматического переключения на источник резервного питания при исчезновении основного питания;

- наличия энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров;
- наличия 2-х цифровых интерфейсов для использования одного из них для передачи данных в АИИС КУЭ смежных субъектов;
- наличия энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже ± 5.0 секунды в сутки с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе СОЕВ);
- наличия «Журнала событий», фиксирующего время и даты наступления событий.

«В «Журнале событий» должны фиксироваться:

- попытки несанкционированного доступа;
- связи со счётчиком, приведших к каким-либо изменениям данных; изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- отклонения тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов; отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания» [24];
- обеспечения защиты от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом обеспечивается на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.);

Обеспечение автоматической самодиагностики с формированием обобщённого сигнала в «Журнале событий»:

- измерительного блока; вычислительного блока; таймера;
- блока питания; дисплея;
- блока памяти (подсчёт контрольной суммы).

1.2.2 Решения по вычислению баланса электроэнергии по подстанции. Алгоритм вычисления баланса электроэнергии ПС 220 кВ и контроль достоверности учёта

Для контроля достоверности учёта электроэнергии на подстанции назначается комиссия, которая составляет баланс и оформляет акт поступления и отпуска электроэнергии по показаниям счётчика на 24.00 ч. местного времени последних суток отчётного месяца, снятым персоналом подстанции. Состав комиссии утверждается приказом. Порядок её назначения определяется местной инструкцией.

В баланс должны включаться следующие сведения:

- поступление электроэнергии на шины подстанции (W_n);
- отпуск электроэнергии (W_o);
- расход электроэнергии на собственные ($W_{сн}$) и хозяйственные нужды ($W_{хн}$) подстанции, и производственные нужды ($W_{пн}$);
- потери электроэнергии в силовых трансформаторах подстанции ($\Delta W_{тр}$).

Все составляющие баланса, кроме потерь электроэнергии в силовых трансформаторах, должны быть измерены счётчиками расчётного и технического учёта и соответствовать номенклатуре элементов расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, хозяйственные нужды электростанций и электрических сетей.

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах следует определять расчётным путём.

Значение фактического небаланса $НБ_{фп}$ следует определять по формуле:

$$НБ_{фп} = \frac{W_n - W_o - W_{сн} - W_{хн} - W_{пн} - \Delta W_{тр}}{W_n} \cdot 100\%, \quad (20)$$

Полученное значение фактического небаланса следует сравнить со значением допустимого небаланса. Значение допустимого небаланса следует определять по формуле:

$$НБ_{Д} = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^k \delta_{ni}^2 \cdot d_{ni}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{oi}^2 \cdot d_{oi}^2} \cdot 100\%, \quad (21)$$

где δ_{ni} (δ_{oi}) – суммарная относительная погрешность i -го измерительного комплекса, состоящего из ТН, ТТ и счётчика, учитывающего поступившую;

d_{ni} (d_{oi}) – доля электроэнергии, поступившей (отпущенной) через i -тый измерительный комплекс;

k – число измерительных комплексов, учитывающих электроэнергию, поступившую (отпущенную) на шины (с шин) электростанции;

m – число измерительных комплексов, учитывающих отпущенную (поступившую) электроэнергию (в том числе на собственные и хозяйственные нужды электростанции).

Долю электроэнергии, учтённой i -м измерительным комплексом, следует определять по формуле:

$$d_i = \frac{W_i}{W_{n(o)}}, \quad (22)$$

где W_i - количество электроэнергии, учтённой i -м измерительным комплексом за отчётный период;

$W_{n(o)}$ - суммарное количество электроэнергии, поступившей (отпущенной) на шины (с шин) электростанции за отчётный период.

Предел допустимой относительной погрешности i -го измерительного комплекса определяется по формуле:

$$\delta_i = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_n^2 + \delta_{oc}^2}, \quad (23)$$

где δ_I, δ_U - пределы допустимых значений относительной погрешности соответственно ТТ (ГОСТ 7746-2015) и ТН (ГОСТ 1983-2015), %;

δ_n - предел допустимых ПУЭ потерь напряжения в линиях присоединения счётчиков к ТН, %;

δ_{oc} - предел допустимой основной погрешности электронного счётчика (ГОСТ 52323-2005), %.

При этом должно быть $НБ_{фн} \leq НБ_{д}$.

Если значение фактического небаланса превышает его допустимое значение, персоналу энергообъекта необходимо выявить причины этого и принять меры по их устранению.

1.3 Средства и способы связи для информационного обмена между компонентами системы

1.3.1 Организация каналов связи от счётчиков на верхний уровень

Каналы связи от счётчиков на верхний уровень организованы по ВОЛС и VSAT.

Передача информации со счётчика производится в цифровом виде по запросу с верхнего уровня. Запрос на выдачу информации о приращениях электроэнергии поступает автоматически с периодичностью 30 минут или в произвольное время по команде оператора.

Запрос на выдачу информации о журналах событий поступает автоматически с периодичностью один раз в сутки или в произвольное время по команде оператора.

УСПД уровня ИВКЭ осуществляет синхронизацию времени часов счётчиков с сервером ИВК верхнего уровня посредством приемника сигналов точного времени ГЛОНАСС.

1.3.2 Организация каналов связи обмена информацией

Данные с вновь устанавливаемых счетчиков будут передаваться в шкаф УСПД по двум магистралям интерфейса RS-485. Данные с существующих счетчиков будут собираться по двум магистралям интерфейса RS-485 в шкафах ТКУ и затем передаваться в шкаф УСПД по двум оптическим линиям связи.

Информация АИИС КУЭ по проектируемому оборудованию ПС 220 кВ будет передаваться по следующим каналам [26]:

- по цифровому каналу (основной канал ВОЛС) в ЦСОД МЭС и ПМЭС;
- по существующему резервному каналу спутниковой связи (передача данных происходит по цифровому интерфейсу с помощью существующего спутникового терминала VSAT (Very Small Aperture Terminal) – малые спутниковые наземные станции). Информация АИИС КУЭ по проектируемому оборудованию ПС 220 кВ будет передаваться по существующему каналу спутниковой связи (резервный канал) в ЦСОД АИИС КУЭ ПАО «ФСК ЕЭС».

1.3.3 Информационный обмен ИВК со смежными системами

Архитектура программного обеспечения, используемого в АИИС КУЭ, разработана на основе принципов взаимодействия открытых систем с обеспечением санкционированного доступа на базе международных стандартов на программно- аппаратные интерфейсы.

«Выходными данными ИВК являются электронные документы для ИВК формата XML, содержащие результаты измерений, состояния средств измерений. Поток выходной информации формируется по данным, полученным из средств измерений. Дополнительный набор выходных данных ИВК формируется запросами на конфигурацию и квитанциями о приеме сообщений ИВК в формате протоколов TSP/IP.

Выходными данными уровня ИВК являются:

- результаты 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- результаты суточного сбора измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 минут);
- результаты месячного сбора измеренных данных о приращениях электроэнергии;
- данные по состоянию технических и программных средств коммерческого учета (журналы событий, статусы работоспособности измерительных каналов)» [23];
- данные о состоянии оборудования АИИС КУЭ (АРМ, УСПД, электросчетчика, каналобразующей аппаратуры).

1.4 Решения по режимам функционирования системы

«Технические средства обеспечивают функционирование круглосуточно в автоматическом режиме.

Предусмотрены следующие режимы работы:

- штатный режим функционирования (режим 1) - все компоненты системы исправны и работают (на все компоненты, предусматривающие питание, подается питание с необходимыми характеристиками; каналы связи работают с предусмотренными характеристиками и т.д.);
- аварийный режим (режим 2) – отдельные компоненты или часть компонентов вышла из строя, или вышла из строя часть каналов связи;
- поверочный режим (режим 3) – часть работающего (и нормально функционирующего) оборудования выводится на время из состава ИИК с целью поверки и при необходимости замены;
- режим модернизации (режим 4) – расширяется состав технических или программных средств, или производится их модернизация.

При любом из вышеуказанных режимов (1-4) работа не прекращается, т.е. выход из строя отдельных компонент системы не сказывается на работе других компонентов. При этом подразумеваются только те случаи, когда об аварийном состоянии компонента можно судить по его системе диагностики, или на компонент не подается предусмотренное питание.

При выходе из строя каналов связи (в режимах 2-4) первичная информация по коммерческому учету автоматически восстанавливается во всех компонентах системы после восстановления работоспособности каналов связи.

Для поверочного режима (режима – 3) должны быть предусмотрены механизмы замены счетчиков и измерительных трансформаторов.

При режиме модернизации (режим – 4) не должна останавливаться работа остальных компонент, если таковое не предусмотрено соответствующими инструкциями или требованиями техники безопасности» [24].

1.5 Решения по мониторингу и диагностированию работы системы

«Встроенные функции диагностирования имеют микропроцессорные технические средства системы. В качестве основ для диагностики используются журналы событий счетчиков и промконтроллера, имеющие интерфейс цифрового обмена информацией» [24].

1.6 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Как уже отмечалось в пункте 3.2, аппаратура АИИС КУЭ располагается следующим образом: в отдельных шкафах в помещении ОПУ размещаются счётчики по присоединениям 220, 110 и 35кВ, по присоединениям 10 кВ счётчики устанавливаются в ЗРУ-10 кВ в шкафах соответствующих ячеек.

«При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ», «Межотраслевым правилам по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок»» [3], [4], [16].

При компоновке шкафов, на которых устанавливаются: счётчики, коробки испытательные переходные, разветвители интерфейсов, учитывается наличие удобных и доступных зон работы по высоте шкафа. Высота от пола до испытательной коробки предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м.

«В соответствии с «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей» в шкафах с устройствами ИИК после их монтажа выполняются мероприятия» [17]:

- «под каждым средством учёта (счётчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учёт;
- на лицевой и оборотной сторонах шкафов устройств учёта электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных аппаратах – надписи или маркировка согласно схемам.

Помещения, в которых устанавливаются шкафы учёта, соответствуют требованиям ГОСТ и исключают прямое попадание влаги, а также образования конденсата» [17].

1.7 Решения по защите применяемых компонентов АИИС КУЭ

«В работе предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним» [2].

1.7.1 Решения по защите технических средств АИИС КУЭ

«Для защиты технических средств АИИС КУЭ ПС 220 кВ в работе предусматривается использование специальных материалов и вспомогательных устройств.

Наиболее чувствительные к механическим воздействиям и повреждениям технические средства АИИС КУЭ монтируются в специальных шкафах, предохраняющих устройства от внешних воздействий.

На этапе опытной эксплуатации АИИС КУЭ должна быть проведена ревизия средств учёта электрической энергии в соответствии с «Положением о порядке проведения ревизии и маркирования специальными знаками визуального контроля средств электрической энергии» от 16.10.98 г.» [14]. «В ходе ревизии все средства учёта электроэнергии подлежат пломбированию или маркированию специальными знаками визуального контроля» [14].

1.7.2 Решения по защите информации от несанкционированного доступа

Обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа должно соответствовать требованиям «Положения о технической политике ПАО «ФСК ЕЭС».

«Для защиты данных УСПД от несанкционированного доступа в его программе предусмотрена система паролей. Система паролей состоит из имени пользователя и его пароля. Любой из пользователей, который допущен к работе с программой, должен быть включён в список пользователей программы. Для каждого пользователя устанавливаются свои права доступа.

Программная защита УСПД состоит из двух уровней паролей:

- а) первый – служит для общего доступа к устройству связи и используется совместно с «Идентификационным номером» УСПД;
- б) второй – позволяет организовать следующие уровни доступа:
 - 1) только чтение параметров УСПД;
 - 2) запись (корректирование) параметров УСПД;
 - 3) чтение профиля нагрузки;

4) изменение профиля нагрузки.

Возможны различные комбинации этих уровней» [29].

На этапе сбора информации выполняются следующие мероприятия:

- выводы вторичных обмоток трансформаторов тока и трансформаторов напряжения закрываются защитными кожухами и пломбируются;
- шкафы трансформаторов напряжения, ящики зажимов трансформаторов тока и шкафы учёта запираются на замки и пломбируются;
- счётчики электрической энергии, находящиеся в шкафах учёта пломбируются.

Для предотвращения утечки информации по электрическому каналу на кабельном промежутке «счётчик – УСПД» используются меры по защите информации:

- пароль счётчика и его индивидуальный сетевой идентификатор на основе серийного заводского номера при включении в цепь счётчика, перехватки и искажения данных;
- все информационные кабели проходят по охраняемой территории по кабельным каналам и лоткам в целях предотвращения снятия индукционных характеристик с кабельных линий.

Требования к защите информации на этапе хранения.

Система защиты базы данных должна обеспечить бесперебойность работы базы данных и эффективное противодействие намеренным и ненамеренным деструктивным воздействиям. На этапе хранения информации рекомендуется использовать следующие механизмы обеспечения информационной безопасности:

- сопровождение пользователей;
- использование различных видов привилегий;
- сопровождение паролей;
- использование меток безопасности;

- аудит системы;
- шифрование данных в базе данных (при необходимости).

Требования к защите информации при информационном обмене

Для организации защиты данных при обмене рекомендуется использовать специальные дополнительные средства защиты (межсетевые экраны, средства шифрования трафика, VPN, антивирусные, проверки передаваемых данных, обеспечения доверенной информационной среды).

«Для защиты от несанкционированного доступа внутренних клиентов к информации, хранимой и обрабатываемой информацией, должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- каждому пользователю, которому по должностным обязанностям необходим доступ к информационной системе, должна быть назначена уникальная «учетная запись пользователя» [24];
- каждый пользователь информационной системы обязан установить и регулярно модифицировать пароль доступа к информационной системе;
- для каждого пользователя должны определяться права доступа к тем или иным ресурсам информационной системы.

Для защиты от несанкционированного доступа внешних клиентов к информации, хранимой и обрабатываемой информационной системой, необходимо выполнять следующие требования:

- каждому внешнему клиенту информационной системы должна быть назначена уникальная «учетная запись пользователя»;
- каждому внешнему клиенту должен быть назначен пароль доступа, который подтверждает права на использование информации под данной учетной записью;
- для каждого внешнего клиента информационной системы должны определяться права доступа к тем или иным ресурсам информационной системы;

- для обеспечения защиты от внешнего несанкционированного доступа необходимо использовать следующие возможности;
- определение набора IP адресов внешних клиентов, которые имеют право пользования данными и службами информационной системы, в случае если внешние клиенты имеют выделенный IP адрес в глобальной сети Интернета;
- определение графика доступа к ресурсам информационной системы;
- определение протокола для связи внешних клиентов с информационной системой;
- определение правил протоколов, которые позволяют внешним клиентам получать доступ к ресурсам информационной системы только с определенных IP адресов, только по определенному протоколу и в соответствии с определенным графиком доступа;
- определение фильтров приложений, IP-пакетов;
- службы, предоставляющие доступ к данным информационной системы, должны проверять права внешних пользователей;
- формирование журналов.

Мероприятия по выявлению и предотвращению утечки информации.

Для выявления утечки информации требуется проводить следующие мероприятия:

- производить сбор и анализ информации о подключениях внутренних пользователей к ресурсам, расположенным за пределами организации и внешних пользователей к ресурсам информационной системы;
- проверять журналы безопасности информационной системы, которые позволяют определить были ли попытки несанкционированного доступа к службам информационной системы;
- с помощью специализированного антивирусного программного обеспечения производить контроль входящего и исходящего

трафика организации, а также запускаемого программного обеспечения на наличие вирусов.

Для предотвращения утечки информации необходимо проводить следующие мероприятия:

- блокировать все попытки подключения к службам информационной системы, предпринимаемые незарегистрированными пользователями;
- блокировать запуск всего программного обеспечения, которое заражено компьютерными вирусами;
- производить проверку всей входящей и исходящей почты на наличие вирусов и в случае обнаружения предпринимать попытки «лечения». Если «лечение» невозможно, данное почтовое сообщение удалять и вместо него клиенту отправлять уведомление о возникшей ситуации.

Для поддержания надлежащего уровня систем обеспечения безопасности информационной системы, должны быть проведены следующие мероприятия:

- поддерживать связь с производителями используемого программного обеспечения для своевременного получения обновлений и получения ответов на вопросы, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации;
- отслеживать новости, публикуемые в электронных Интернет изданиях, на предмет появления новых возможностей, обхода системы безопасности информационной системы организации;
- «производить периодическое тестирование системы безопасности;
- изучать и внедрять новые технологии, повышающие безопасность информационной системы организации» [24].

1.7.3 Решения по защите от влияния внешних воздействий

«На подстанции в процессе коммутации электрооборудования, коротких замыканиях, грозовых перенапряжениях, при коммутациях различных катушек соленоидов, контакторов, реле, при работе радиопередатчиков,

включении усилителей поисковой связи и др., возникают сильные электромагнитные поля. Воздействуя на вторичные цепи, эти поля возбуждают в них импульсные помехи с высоким уровнем напряжения и токов, которые, попадая в устройства АИИС, могут приводить к повреждению этих устройств или вызывать их неправильную работу» [22].

«Для снижения уровня помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений, в соответствии с «Методическими указаниями по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех» (РД 34.20.116-93), в работе предусматривается применение в качестве информационного кабеля, для передачи данных от счётчиков до УСПД, экранированного кабеля» [19]. Для обеспечения выполнения требований по пожарной безопасности кабели измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения выбираются с изоляцией из материалов, не распространяющих горение.

1.7.4 Решения по сохранности информации при авариях

«В АИИС КУЭ должна обеспечиваться целостность и сохранность данных при отключении электропитания, при выходе из строя отдельных комплексов и модулей, включая выход из строя измерительного оборудования и каналов связи.

АИИС КУЭ должна оставаться работоспособной при электропитании оборудования системы от источников бесперебойного электропитания, обеспечивающих на выходе напряжение 220 В с частотой 50 ± 2 Гц и допустимыми отклонениями напряжения $\pm 20\%$.

При отключениях электропитания, отказах технических средств, измерительного оборудования и каналов связи в комплексах АИИС КУЭ должна быть обеспечена процедура блокирования записи ложной информации.

После восстановления электропитания, должна быть обеспечена процедура восстановления требуемого объёма информации по всей иерархии АИИС КУЭ до времени, определённого регламентом.

Для достижения сохранности информации содержимое баз данных ИВК должно копироваться на внешние носители информации» [24].

При выявлении отказов АИИС КУЭ, необходимо обеспечить:

- целостность и корректность ранее сохранённой информации;
- восстановление работоспособности системы до истечения регламентного времени предоставления информации в ИАСУ КУ, установленного в стандарте АО «АТС»;
- отсутствие ложной информации при любых аварийных ситуациях.

При возникновении аварийных ситуаций, связанных с выходом из строя каналов связи, сохранность информации обеспечивается собственной «памятью» счётчика. Гарантия временной привязки информации, хранящейся в счётчике, обеспечивается точностью хода встроенных часов – составляющей $\pm 0,5$ с/сутки, не более.

В случае, когда авария каналов связи не устранена в течении суток, синхронизация времени счётчиков ПС 220 кВ производится с помощью переносного компьютера или другого устройства имеющего встроенные часы с точность хода не хуже ± 3 мин. в год (0,5 секунд в сутки). Перед установкой времени в счётчике, время переносного компьютера необходимо синхронизировать с единым временем АИИС КУЭ.

При восстановлении работоспособности после произошедшего сбоя осуществляется опрос счётчиков, при котором запрашиваются все несобранные данные.

1.8 Решения по электропитанию компонентов АИИС КУЭ

Организация электропитания компонентов АИИС КУЭ формируется в соответствии с документом СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» [23] и РМ4-4-85 «Системы автоматизации технологических процессов. Проектирование систем электропитания»

Пособие к ВСН 205-84/ММСС СССР [20]. «Электропитание всех устройств ПТК должно производиться от двух независимых источников или от собственных источников (модулей) электропитания, получающих энергию от электросети подстанции» [20].

Первичными независимыми источниками электропитания ПТК компонентов АИИС КУЭ на ПС 220 кВ должны являться разные секции системы СН переменного тока с напряжением $\sim 380/220\text{В}$;

Для сети собственных нужд переменного тока необходимо использовать сеть напряжением $\sim 380/220\text{ В}$ с глухозаземлённой нейтралью.

«Технические средства должны сохранять работоспособность при:

- независимых или одновременных изменениях напряжения сетей переменного и постоянного тока на $\pm 25\%$ длительностью до 100 мс при электропитании ПТК от сети переменного тока;
- при длительных перерывах электропитания в одной из двух сетей переменного тока при электропитании ПТК от двух сетей переменного тока.

Устройства ПТК должны иметь защиту от подачи напряжения постоянного тока обратной полярности. Устройства ПТК не должны повреждаться или ложно срабатывать при подключении и (или) отключении одной из двух сетей первичного электропитания» [23].

Резервное электропитание ПТК АИИС КУЭ на подстанции обеспечивается от источника бесперебойного питания (ИБП) и аккумуляторных батарей, встроенных в ИБП.

Ёмкость аккумуляторных батарей, используемых для резервного электропитания, должна быть достаточной для того, чтобы, в случае полного прекращения электроснабжения от сети, обеспечить питание расчётной нагрузки для ПТК АИИС КУЭ в течении 2 часов.

Устройства бесперебойного питания должны входить в объём поставки ПТК АИИС КУЭ. Контроль, диагностика и управление ИБП осуществляется по цифровому интерфейсу ИБП.

Для цепей питания должен использоваться трёхжильный кабель, где третья жила должна использоваться в качестве защитного нулевого проводника.

По правилам техники безопасности обязательно обеспечить заземление всего оборудования, относящегося к устройствам сбора, обработки и передачи информации.

1.9 Решения по организации эксплуатации оборудования АИИС КУЭ

1.9.1 Техническое обслуживание и ремонт оборудования АИИС КУЭ

«Оперативным персоналом для первичных средств учёта и вторичных цепей должны производиться следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- 1) внешний осмотр ТТ, ТН и счётчиков на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;
- 2) проверка на следы утечки масла в ТН;
- 3) осмотр знаков визуального контроля на предмет механических повреждений или срыва.

б) ежемесячно:

- 1) в тёмное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы с ящиков зажимов ТТ, ТН и счётчиков в следующих случаях:

- возникновение пожара;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство с записью в оперативном журнале» [17].

Оперативным персоналом, для УСПД, серверного и коммуникационного оборудования, должны проводиться ремонтно-профилактические работы и мероприятия, которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998г. «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств» с использованием фирменных инструментов и расходных материалов [15].

Ежедневная профилактика должна включать в себя:

- внешний осмотр шкафа УСПД и серверного шкафа, а также остального оборудования с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединённых или не полностью присоединённых электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;
- «проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации на предмет отказов оборудования в процессе выполнения возложенных на него задач» [15].

Полугодовое обслуживание должно включать ежедневное обслуживание, а также следующие работы:

- очистка от пыли и грязи внутренних объёмов шкафов УСПД и серверного шкафа;
- «для ИБП, находящихся в горячем резерве, производить зарядку батарей» [15].

Текущий ремонт должен включать в себя ежедневное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:

- проведение диагностики и локализация неисправности устройств;
- полное тестирование и выявление неисправных устройств;

- ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт должен осуществляться путём замены неисправных устройств на исправные из состава ЗИП.

«Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно должен ставить в известность руководство и совместно с ним принимать решение по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической информацией» [15].

1.9.2 Решения по эксплуатации АИИС КУЭ

Эксплуатацию и функционирование системы обеспечивает специализированное подразделение - служба эксплуатации, включающее в свой состав:

- службу общесистемного обеспечения;
- службу прикладного обеспечения;
- службу инженерного обеспечения;
- службу организационного обеспечения.

Допускается привлечение подрядных специализированных организаций и фирм для проведения сложных работ по обслуживанию и эксплуатации АИИС КУЭ ПС 220 кВ.

Персонал, непосредственно взаимодействующий с системой АИИС КУЭ, подразделяется на пользователей и эксплуатационно-обслуживающий персонал АИИС КУЭ.

Пользователями являются лица из числа руководства административно-технического персонала предприятия.

Для обеспечения работоспособности системы АИИС КУЭ на предприятии должны быть введены штатные единицы и сформирован эксплуатационно-обслуживающий персонал АИИС КУЭ, который обычно находится в оперативно-диспетчерском подчинении Главного инженера предприятия.

Обеспечение функционирования счётчиков может выполняться лицами из службы релейной защиты или автоматики, находящихся в подчинении начальника службы РЗА.

Выводы по разделу.

АИИС КУЭ ПС 220 кВ обеспечивает выполнение следующих основных автоматизированных функций:

- измерение электроэнергии;
- архивирование данных по электроэнергии и средствам измерения;
- предоставление интерфейсов доступа к архивной информации.

В соответствии с принципиальной электрической схемой ПС 220 кВ и схемой распределения устройств ИТС по трансформаторам тока и трансформаторам напряжения определены точки коммерческого и технического учёта электроэнергии.

По схеме генерального плана ПС 220 кВ определены ориентировочные длины вторичных измерительных цепей.

«Трансформаторы тока были выбраны по номинальному напряжению, номинальным первичному и вторичному токам, по роду установки, конструкции, классу точности, и проверены на термическую и электродинамическую стойкость при коротких замыканиях» [8].

В соответствии с п.3.4.4 ПУЭ минимальное сечение медных проводов по механической прочности было принято равным 2,5 мм².

«Трансформаторы напряжения для питания измерительных приборов и реле были выбраны по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, схеме соединения обмоток и конструктивному выполнению» [7].

Верхний уровень АИИС КУЭ представлен автоматизированным рабочим местом и серверами баз данных.

Нижний уровень АИИС КУЭ организован посредством счётчиков электроэнергии. Для присоединений 35 и 10 кВ используются счётчики классом точности 0,2S, ТТ классом точности 0,5S и ТН классом точности 0,5.

Электронные счётчики электрической энергии имеют 2 цифровых интерфейса RS-485. Один из них служит для передачи информации на средний уровень в УСПД. Другой интерфейс предполагается использовать для прямого доступа к счётчику и является резервным.

Счётчики по присоединениям 220, 110 и 35 кВ размещаются в ОПУ, а счётчики по присоединениям 10 кВ устанавливаются в ЗРУ–10 кВ в шкафах соответствующих ячеек.

Определен перечень оборудования и материалов для организации АИИС КУЭ.

Составлен перечень требований к счетчикам электрической энергии и аппаратно-программным средствам.

Определен порядок вычисления баланса электроэнергии по подстанции для контроля достоверности учёта электроэнергии.

Информация из АИИС КУЭ в ЦСОД МЭС будет передаваться по ВОЛС, а в качестве резервного канала будет использован существующий канал спутниковой связи.

Организация электропитания компонентов АИИС КУЭ предусмотрена от двух независимых источников питания, которыми являются разные секции системы СН. Резервное электропитание ПТК АИИС КУЭ на подстанции обеспечивается от источника бесперебойного питания (ИБП) и аккумуляторных батарей, встроенных в ИБП и рассчитанных на 2 часа непрерывной работы.

2 Проектная оценка надёжности АИИС КУЭ

2.1 Перечень оцениваемых параметров

Рекомендуемыми показателями надёжности АИИС КУЭ (согласно СТО АТС 02.07.4, п.6.1) являются:

- «средняя наработка на отказ (T_0);
- среднее время восстановления ($T_в$).

Согласно Техническим требованиям к автоматизированным информационно-измерительным системам коммерческого учета электроэнергии (мощности) субъектов ОРЭ (Приложение № 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка), утвержденных АО «АТС» предписывается» [24]:

- а) «значения показателей надёжности ИВКЭ рекомендуется иметь не ниже заданных:
 - 1) средняя наработка на отказ - не менее 35000 часов;
 - 2) среднее время восстановления - не более 24 часов (при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя).
- б) надёжность ИИК, определяется как совокупность надёжности измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии. В качестве показателей надёжности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2015 и ГОСТ 7746-2015, выбираются средний срок службы и средняя наработка до отказа.
- в) значения показателей надёжности счетчиков электроэнергии рекомендуется иметь не ниже заданных:
 - 1) средняя наработка на отказ - не менее 35000 часов;
 - 2) среднее время восстановления - не более 7 суток (при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя)» [1].

2.2 Исходные данные для расчёта надёжности элементов ИИК

«При проведении расчетов надежности элементов АИИС используются данные, приведенные в документации их изготовителей и разработчиков, а также в справочниках» [1]. Исходные данные приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные для расчета надежности ПС 220 кВ

Наименование	Кол-во	Состояние после отказа	Источник данных	Средняя наработка на отказ, ч	Время восстановления, ч
ТТ	63	Невосстанавливаемые	Справка	219 000	168
ТН	8	Невосстанавливаемые	Справка	219 000	168
Счетчик	63	Восстанавливаемый	Справка	120 000	168
УСПД	1	Восстанавливаемый	Справка	100 000	24
Маршрутизатор	1	Восстанавливаемый	Справка	250 000	24
УССВ	1	Восстанавливаемый	Справка	50 000	-

Показатели средней наработки на отказ и время восстановления оборудования выбраны по аналогам.

2.3 Методика расчёта

«Средняя наработка до отказа - математическое ожидание наработки объекта до первого отказа. Среднюю наработку до отказа T_1 вычисляют по формуле:

$$T_1 = \int_0^{\infty} t f(t) dt = \int_0^{\infty} [1 - F(t)] dt, \quad (24)$$

где $F(t)$ - функция распределения наработки до отказа,

$f(t)$ - плотность распределения наработки до отказа.

T_1 выражается через вероятность безотказной работы:

$$T_1 = \int_0^{\infty} P(t) dt, \quad (25)$$

где P - вероятность безотказной работы.

Статистическая оценка для средней наработки до отказа дается формулой:

$$F(t) = \frac{n(t)}{N}; \quad (26)$$

где N - число работоспособных объектов при $t = 0$;

$n(t)$ - число объектов, отказавших на отрезке от 0 до t » [6].

Статистическая оценка для среднего времени восстановления дается формулой:

$$T_B = \frac{1}{\Lambda} \sum \frac{1}{T_{oi} \cdot \mu_i}; \quad (27)$$

или

$$T_B = \frac{1}{\Lambda} \sum \frac{T_{Bi}}{T_{oi}}; \quad (28)$$

где Λ - величина среднего потока отказов системы;

T_{oi} - «среднее время наработки на отказ i -того элемента системы;

T_{ei} - среднее время восстановления i -того элемента системы» [6].

Средняя интенсивность отказов определяется как:

$$\lambda = \frac{1}{T_o}; \quad (29)$$

где T_0 – среднее время наработки на отказ соответствующего элемента.

Поскольку АИИС КУЭ является восстанавливаемым изделием непрерывного действия, выходной эффект от применения которого пропорционален суммарной продолжительности работоспособного состояния, то «в соответствии с ГОСТ 27.003-90 основным показателем надежности является коэффициент готовности K_G , связанный со средним временем наработки на отказ T_0 и средним временем восстановления работоспособного состояния T_B определяемый соотношением» [6]:

$$K_G = \frac{T_0}{T_0 + T_B}; \quad (30)$$

В соответствии с ГОСТ 27.002-89 коэффициент готовности представляет собой «вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается» [5].

2.4 Расчёт показателей надёжности

2.4.1 Расчет интенсивности отказов элементов ИИК и ИВКЭ

«При расчете показателей надежности элементов АИИС рассчитываются интенсивности отказов – обратные величины наработки на отказ/до отказа.

ТТ имеет время наработки до отказа 219 000 ч., следовательно» [27]:

$$\lambda_{TT} = \frac{1}{T_{CP}}; \quad (31)$$

$$\lambda_{ТТ} = \frac{1}{219000} = 4,56 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч.}$$

«ТН имеет время наработки до отказа 219 000 ч., следовательно» [27]:

$$\lambda_{ТН} = \frac{1}{T_{CP}}; \quad (32)$$

$$\lambda_{ТН} = \frac{1}{219000} = 4,56 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч.}$$

«Счётчик имеет время наработки до отказа 120000 ч., следовательно» [27]:

$$\lambda_{СЧ} = \frac{1}{T_{CP}}; \quad (33)$$

$$\lambda_{СЧ} = \frac{1}{120000} = 8,33 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч.}$$

«УСПД имеет время наработки до отказа 100000 ч., следовательно» [27]:

$$\lambda_{УСПД} = \frac{1}{T_{CP}}; \quad (34)$$

$$\lambda_{УСПД} = \frac{1}{100000} = 1 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

«Коммутатор имеет время наработки до отказа 250000 ч., следовательно» [27]:

$$\lambda_{\text{маршрутизатор}} = \frac{1}{T_{CP}}; \quad (35)$$

$$\lambda_{\text{маршрутизатор}} = \frac{1}{250000} = 4 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч.}$$

«Конвертер имеет время наработки до отказа 250 000 ч., следовательно»
[27]:

$$\lambda_{\text{конвертер}} = \frac{1}{T_{CP}}; \quad (36)$$

$$\lambda_{\text{конвертер}} = \frac{1}{250000} = 4 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч.}$$

УССВ имеет время наработки до отказа 50000 ч., следовательно:

$$\lambda_{\text{УССВ}} = \frac{1}{T_{CP}}; \quad (37)$$

$$\lambda_{\text{УССВ}} = \frac{1}{50000} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

2.4.2 Расчет показателей надёжности (ПН) ИИК

«ИИК включает в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения, догрузочное сопротивление, счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов» [1].

На рисунке 2 представлена структурная схема ИИК.

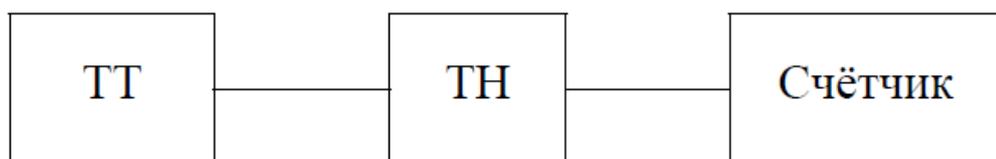


Рисунок 2 - Структурная схема ИИК

$$\lambda_{ИИК} = 63\lambda_{ТТ} + 8\lambda_{ТН} + 63\lambda_{СЧ}; \quad (38)$$

$$\lambda_{ИИК} = (63 \cdot 4,56 + 8 \cdot 4,56 + 63 \cdot 8,33) \cdot 10^{-5} = 848,55 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч};$$

$$T_{O_ИИК} = 1178 \text{ ч.}$$

Время восстановления АИИС определяется элементом, имеющим наибольшее значение времени восстановления.

$$T_B = 168 \text{ ч.}$$

$$K_{Г_ИИК} = \frac{T_{O_ИИК}}{T_{O_ИИК} + T_B}; \quad (39)$$

$$K_{Г_ИИК} = \frac{1178}{1178 + 168} = 0,875.$$

2.4.3 Расчет показателей надёжности ИВКЭ

ИВКЭ включает в себя взаимосвязи ИБП, УСПД, преобразователь интерфейсов (конвертер), маршрутизатор, УССВ, и с точки зрения надёжности рассматривается как сумма показателей надёжности вышеперечисленных элементов.

На рисунке 3 представлена структурная схема ИВКЭ.

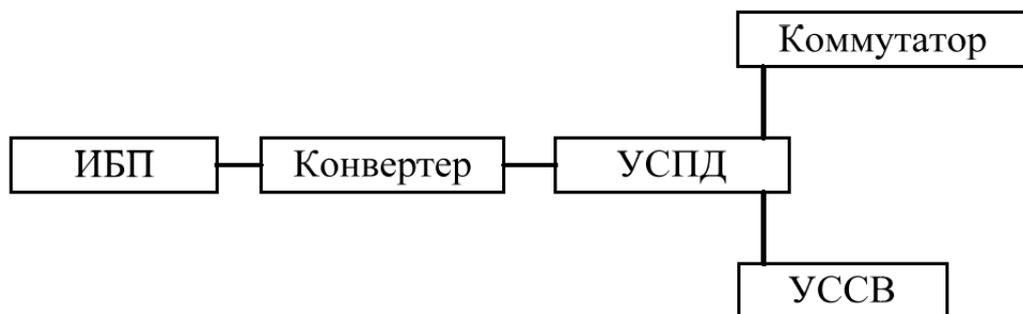


Рисунок 3 - Структурная схема ИВКЭ

$$\lambda_{ИВКЭ} = \lambda_{ИБП} + \lambda_{конвертер} + \lambda_{УСПД} + \lambda_{комм} + \lambda_{УССВ}; \quad (40)$$

$$\lambda_{ИВКЭ} = (1,3 + 4 + 10 + 4 + 20) \cdot 10^{-6} = 39,3 \cdot 10^{-6};$$

$$T_{O_ИВКЭ} = \frac{1}{\lambda_{ИВКЭ}}; \quad (41)$$

$$T_{O_ИВКЭ} = \frac{1}{39,3 \cdot 10^{-6}} = 25445 \text{ ч.}$$

Время восстановления АИИС определяется элементом, имеющим наибольшее значение времени восстановления:

$$T_B = 24 \text{ ч};$$

$$K_{Г_ИВКЭ} = \frac{T_{O_ИВКЭ}}{T_{O_ИВКЭ} + T_B}; \quad (42)$$

$$K_{Г_ИВКЭ} = \frac{25445}{25445 + 24} = 0,999.$$

Полученные значения показателей надежности удовлетворяют требованиям АО «АТС» по надежности для ИВКЭ.

2.4.4 Расчет показателей надежности АИИС

Расчетное значение интенсивности отказов АИИС представляет собой сумму интенсивностей отказов последовательно соединенных следующих компонентов.

На рисунке 4 представлена структурная схема АИИС.

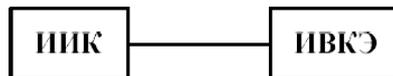


Рисунок 4 - Структурная схема АИИС

$$\lambda_{АИИС} = \lambda_{ИИК} + \lambda_{ИВКЭ}; \quad (43)$$

$$\lambda_{АИИС} = (848,55 + 39,3) \cdot 10^{-6} = 887,85;$$

Таким образом, расчетная средняя наработка на отказ АИИС составляет:

$$T_{O_АИИС} = \frac{1}{\lambda_{АИИС}}; \quad (44)$$

$$T_{O_АИИС} = \frac{1}{887,85 \cdot 10^{-6}} = 1126 \text{ ч.}$$

Время восстановления АИИС определяется элементом, имеющим наибольшее значение времени восстановления:

$$T_B = 168 \text{ ч,}$$

$$K_{Г_АИИС} = \frac{T_{O_АИИС}}{T_{O_АИИС} + T_B}; \quad (45)$$

$$K_{Г_АИИС} = \frac{1126}{1126 + 168} = 0,87.$$

Выводы по разделу.

Согласно Техническим требованиям к автоматизированным информационно-измерительным системам коммерческого учета электроэнергии (мощности) субъектов ОРЭ устанавливаются требования к минимальным значениям средней наработки на отказ и среднему времени восстановления компонентов системы.

При проведении расчетов надежности элементов АИИС использовались данные, приведенные в документации их изготовителей и разработчиков, а также в справочниках.

Выполнен расчет показателей надёжности ИИК, ИВКЭ и АИИС в целом. Полученные значения показателей надежности удовлетворяют требованиям АО «АТС» по надежности.

Заключение

Целью бакалаврской работы являлось обеспечение надежного функционирования системы АИИС КУЭ на ПС 220 кВ.

Для достижения поставленной цели в бакалаврской работе были решены следующие задачи:

- разработаны основные технические решения по организации АИИС КУЭ на ПС 220 кВ;
- проведена проектная оценка надёжности системы АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ ПС 220 кВ обеспечивает выполнение следующих основных автоматизированных функций:

- измерение электроэнергии;
- архивирование данных по электроэнергии и средствам измерения;
- предоставление интерфейсов доступа к архивной информации.

В соответствии с принципиальной электрической схемой ПС 220 кВ и схемой распределения устройств ИТС по трансформаторам тока и трансформаторам напряжения определены точки коммерческого и технического учёта электроэнергии.

По схеме генерального плана ПС 220 кВ определены ориентировочные длины вторичных измерительных цепей.

«Трансформаторы тока были выбраны по номинальному напряжению, номинальным первичному и вторичному токам, по роду установки, конструкции, классу точности, и проверены на термическую и электродинамическую стойкость при коротких замыканиях» [8].

В соответствии с п.3.4.4 ПУЭ минимальное сечение медных проводов по механической прочности было принято равным 2,5 мм².

«Трансформаторы напряжения для питания измерительных приборов и реле были выбраны по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, схеме соединения обмоток и конструктивному выполнению» [7].

Верхний уровень АИИС КУЭ представлен автоматизированным рабочим местом и серверами баз данных.

Нижний уровень АИИС КУЭ организован посредством счётчиков электроэнергии. Для присоединений 35 и 10 кВ используются счётчики классом точности 0,2S, ТТ классом точности 0,5S и ТН классом точности 0,5.

Электронные счётчики электрической энергии имеют 2 цифровых интерфейса RS-485. Один из них служит для передачи информации на средний уровень в УСПД. Другой интерфейс предполагается использовать для прямого доступа к счётчику и является резервным.

Счётчики по присоединениям 220, 110 и 35 кВ размещаются в ОПУ, а счётчики по присоединениям 10 кВ устанавливаются в ЗРУ–10 кВ в шкафах соответствующих ячеек.

Определен перечень оборудования и материалов для организации АИИС КУЭ.

Составлен перечень требований к счетчикам электрической энергии и аппаратно-программным средствам.

Определен порядок вычисления баланса электроэнергии по подстанции для контроля достоверности учёта электроэнергии.

Информация из АИИС КУЭ в ЦСОД МЭС будет передаваться по ВОЛС, а в качестве резервного канала будет использован существующий канал спутниковой связи.

«В работе рассмотрены методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним» [12].

Организация электропитания компонентов АИИС КУЭ предусмотрена от двух независимых источников питания, которыми являются разные секции системы СН. Резервное электропитание ПТК АИИС КУЭ на подстанции обеспечивается от источника бесперебойного питания (ИБП) и аккумуляторных батарей, встроенных в ИБП и рассчитанных на 2 часа непрерывной работы.

Согласно Техническим требованиям к автоматизированным информационно-измерительным системам коммерческого учета электроэнергии (мощности) субъектов ОРЭ устанавливаются требования к минимальным значениям средней наработки на отказ и среднему времени восстановления компонентов системы.

При проведении расчетов надежности элементов АИИС использовались данные, приведенные в документации их изготовителей и разработчиков, а также в справочниках.

Выполнен расчет показателей надёжности ИИК, ИВКЭ и АИИС в целом.

Полученные значения показателей надежности удовлетворяют требованиям АО «АТС» по надежности.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Биллингтон Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат. 2008. 288с.
2. Васильев А. А. Электрическая часть станций и подстанций. М.: Энергия. 2000. 608 с.
3. ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Изделия электротехнические. Общие требования безопасности. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200008440> (дата обращения: 12.04.2024). 106
4. ГОСТ 12.3.019-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200009523> (дата обращения: 17.04.2024). 105
5. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004984> (дата обращения: 17.04.2024). 116
6. ГОСТ 27.003-90 Надежность в технике (ССНТ). Состав и общие правила задания требований по надежности URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006967> (дата обращения: 08.04.2024). 115
7. ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136398> (дата обращения: 17.04.2024). 103
8. ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136399> (дата обращения: 17.04.2024). 100
9. ГОСТ 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,5S и 0,5. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200039104> (дата обращения: 15.04.2024). 104

10. ГОСТ Р 51275 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200057516> (дата обращения: 17.04.2024). 102
11. ГОСТ Р 52069.0 Защита информации. Система стандартов. Основные положения. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200102287> (дата обращения: 17.04.2024). 101
12. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции: учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.
13. Марков В.С. Главные электрические схемы и схемы питания собственных нужд электростанций и подстанций: учебное пособие. Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2020. 192 с. ISBN 978-5-9729-0403-7. URL: <https://znanium.com/catalog/product/1167711> (дата обращения: 02.11.2023). 11
14. Положение о порядке проведения ревизии и маркирования специальными знаками визуального контроля средств учета электрической энергии. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901719833> (дата обращения: 14.03.2024). 109
15. Постановление №28 от 23 июля 1998г. Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств. URL: <https://base.garant.ru/1577249/> (дата обращения: 14.03.2024). 112
16. ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200007226> (дата обращения: 16.02.2024). 107
17. Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901839683?marker=6540IN> (дата обращения: 18.02.2024). 108

18. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. Москва: ИНФРА-М, 2023. 832 с. ISBN 978-5-16-018172-1. URL: <https://znanium.com/catalog/product/1910868> (дата обращения: 02.11.2023).
19. РД 34.20.116-93 Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200031853> (дата обращения: 18.02.2024). 110
20. РМ4-4-85 Системы автоматизации технологических процессов. Проектирование систем электропитания. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200057215> (дата обращения: 18.02.2024). 111
21. СНиП 2.01.01-82 Строительная климатология и геофизика. URL: <https://docs.cntd.ru/document/9053801> (дата обращения: 02.11.2023). 13
22. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства URL: <https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.044-2010.pdf> (дата обращения: 02.11.2023).
23. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.248-2017_.pdf (дата обращения: 02.11.2023).
24. Технические требования к автоматизированным информационно-измерительным системам коммерческого учета электроэнергии (мощности) субъектов ОПЭ. URL: <http://petroenergocenter.ru/articles/avt2-2/> (дата обращения: 28.01.2024). 114
25. Brando G., Cervone A., Del Pizzo A., Dannier A., Bova B. A Distribution Power Electronic Transformer with MMC // Applied Sciences. 2018 PP. 1-12.
26. Hase Y. Handbook of Power System Engineering. England: John Wiley & Sons, 2011. 401 p.

27. Hickey R.B., Robert B. Electrical Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-Hill Companies, 2012. 575 p.
28. Whitaker J.C. AC power systems. 4rd ed. California: CRC Press is an imprint of Taylor & Francis Group, 2014. 428 p.
29. Zamboti M., Fortes M.Z., Fernandes H.S., Moura M.B., Guadelupe P., Fernandes N.C. Software to manage transformers using intelligent electronic device // Ingenieria e Investigacion. 2016. V 36. N 1. PP. 85-89.