

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт
Механико-технологический факультет
Кафедра машиностроение автоматика и электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
к.т.н. доцент
_____ К.М. Виноградов
_____ 2018 г.

ВНЕДРЕНИЕ АСКУЭ В СИСТЕМУ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ЭЛЕКТРОДНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.03.02.2018.051.00.00.ПЗ.ВКР

Консультант
Безопасность жизнедеятельности
к.т.н. доцент
_____ В.Г. Некрутов
_____ 2018 г.

Руководитель работы
к.ф.м.н. доцент
_____ В.И. Сафонов
_____ 2018 г.

Автор работы
студент группы ДО-508
_____ В.А. Солодухин
_____ 2018 г.

Нормоконтролер
доцент
_____ В.Д. Константинов
_____ 2018 г.

Челябинск 2018

АННОТАЦИЯ

Солодухин В.А. Внедрение АСКУЭ в систему электроснабжения электродного предприятия – г.Челябинск: ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)», кафедра МАиЭ; 2018 г., 75 с., 6 ил., библиогр, список – 20 найм, 9 листов чертежей ф. А1.

В выпускной квалификационной работе разработана автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии в систему электроснабжения электродного предприятия.

Цели, назначение и область использования системы

Измерение количества электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии (ОРЭ).

Основные цели создания системы

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- контроль заданного режима потребления электроэнергии;
- оперативный контроль работы энергетических объектов (повышение надежности энергообъектов);
- снижение потерь и исключение возможности хищений электроэнергии;
- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию);
- обеспечение точной, достоверной и оперативной информации об энергопотреблении, привязанной к календарному времени;
- санкционированному предоставлению результатов измерений.

					13.03.02.2018.051.00.00.ПЗ.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Солодухин В.А.			Внедрение АСКУЭ в систему электроснабжения электродного предприятия	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Сафонов В.И.					6	75
Н. Контр.						ЮУрГУ (НИУ) Кафедра МАиЭ		
Утверд.		Виноградов К.М						

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	12
1.1 Общее положения.....	12
1.2 Счетчик электрической энергии «ПСЧ-4ТМ»	12
1.3 Счетчик электрической энергии «Power Logic»	14
1.4 Сравнение технических характеристик «ИВК»	15
Выводы по разделу один.....	18
2 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОБЪЕКТА И ПРЕДМЕТА АВТОМАТИЗАЦИИ.....	19
2.1 Характеристика объекта автоматизации.....	19
2.2 Характеристика существующей системы электроснабжения.....	21
2.3 Характеристика существующей системы учета.....	23
Выводы по разделу два.....	23
3 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ И РЕШЕНИЯ.....	24
3.1 Измерительно информационный комплекс.....	24
3.2 Информационно – вычислительный комплекс электроустановки...	24
3.3 Система обеспечения единого времени.....	29
3.4 Решения по взаимосвязям АСКУЭ со смежными системами.....	30
3.5 Решения по режимам функциональности системы	33
3.6 Состав функций, реализуемых системой.....	33
3.7 Решение по комплексу технических средств и его размещению на объекте.....	34
3.8 Решение по составу информации, объёму и способам её организации к видам машинных носителей.....	34
3.9 Решение по составу программных средств	36
Выводы по разделу три.....	36
4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ К ВВОДУ СИСТЕМЫ В ДЕЙСТВИЕ.....	37
4.1 Защита информации.....	37
4.2 Защита от несанкционированного доступа.....	38
4.3 Метрологическое обеспечение.....	40
4.4 Расчет сечения кабеля от ТТ до счетчика.....	43
4.5 Обоснование применения трансформатора тока.....	46
4.6 Обоснование применения трансформаторов напряжения.....	49
4.7 Определение относительной погрешности измерительных каналов	51
Выводы по разделу четыре.....	57

ОГЛАВЛЕНИЕ

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

5 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	58
5.1 Методика сравнения вариантов (с АСКУЭ и без).....	58
5.2 Эффект от внедрения АСКУЭ.....	59
Выводы по разделу пять.....	63
6 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	64
6.1 Расчет общего освещения.....	64
6.2 Электробезопасность и обеспечение безопасности в электроустановках.....	66
6.3 Обеспечение безопасности при чрезвычайных ситуациях на пожаро – взрывоопасных объектах.....	70
Выводы по разделу шесть.....	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	74
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	75

ВВЕДЕНИЕ

Вопрос автоматизации коммерческих систем учета электроэнергии представляет собой комплекс важных национальных экономических проблем, правильное решение которых означает большую экономику денежных и материальных ресурсов. Эти проблемы всегда занимали важное место в общем комплексе вопросов, решаемых энергетиками промышленных предприятий.

В связи с переходом на рыночную экономику возникла необходимость в повышении эффективности управления энергопотреблением, поскольку она отвечает экономическим интересам поставщиков и потребителей электроэнергии. Одним из направлений решения этой проблемы является точный контроль и учет электроэнергии. Это направление должно обеспечить значительную часть общего энергосбережения, потенциал которого составляет более 1/3 от общего потребления энергии в настоящее время.

Одним из важнейших компонентов рынка электроэнергии является его инструментарий, который представляет собой совокупность систем, устройств, устройств, каналов связи, алгоритмов и т. д. Для мониторинга и контроля параметров потребления энергии. Основой для формирования и развития инструментальной поддержки являются автоматизированные системы мониторинга и учета потребления электроэнергии.

Развитие рынка электроэнергии на основе метода управления экономикой потребовало создания полномасштабных иерархических систем: автоматизированных систем измерения электроэнергии (ASIE), учета потребления и продаж электроэнергии (ACSA), диспетчерского управления (ASDU), контроль потребления энергии и учет (ASKUE). Главной особенностью метода экономического управления является учет потребления энергии в качестве основного канала, который контролирует рынок электроэнергии, который, в свою очередь, представлен сочетанием фактического технологического процесса (производство, передача, распределение и потребление электроэнергии), бухгалтерский и финансовый процесс потребления энергии, а также политико-экономические (отражающие текущую политику в области использования энергии). Это является необходимым условием для управления рынком электроэнергии путем создания единой интегрированной системы управления энергией на основе ASIE, ASAPSE, ASDU и ASKUE. Основные принципы построения AMRI измерения на основе цифровых методов обработки. Цифровые интерфейсы для передачи измеренных параметров. Глубокое архивирование основных измерений в измерителе. Контроль надежности и полноты данных на всех уровнях системы. Диагностика состояния системы. Резервирование каналов связи.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

Параллельная синхронно-асинхронная обработка данных. Иерархическое построение системы. Возможность распределенной обработки данных. Защита информации на всех уровнях системы. Параллельный сбор данных. Масштабируемость и масштабируемость.

Управление доступностью системы на этапе проектирования. Система построена из типичных утвержденных подсистем, которые объединены в необходимую структуру. Подход к созданию ASCAE основан на синтезе типичных решений и совместной работе с клиентом при выборе наилучшего варианта для каждого конкретного случая.

Это достигается благодаря таким характеристикам AMR, как гибкая настройка любого объекта, масштабируемость, использование цифровых и импульсных счетчиков в рамках единой системы, мониторинг и мониторинг в реальном времени и другие. Задачи учета потребления и преимущества автоматизированных систем мониторинга электроэнергии. Основной задачей AMR является точное и быстрое измерение количества потребляемой и передаваемой энергии и энергии, гарантируя, что эти измерения могут храниться в течение любого периода времени и доступ к этим данным для расчета с поставщиком или потребителем.

Кроме того, возможны все действия с учетом ежедневных, зональных и других тарифов. Кроме того, важным компонентом является возможность анализа потребления (передачи) энергии и энергии. Внедрение интегрированных систем для коммерческого учета энергоресурсов позволяет быстро получать данные об энергопотреблении, обеспечивает постоянную экономию энергоресурсов и финансовых затрат, а также помогает значительно снизить затраты на рабочую силу для сбора, передачи, документирования информации, сокращения технических потери электроэнергии, график отправки грузов.

Таким образом, основной целью внедрения AMRMS является снижение технических и коммерческих потерь энергоресурсов за счет повышения точности и надежности учета энергетических ресурсов, сокращения времени сбора и обработки данных. ASKUE позволяет выполнять точный анализ и планировать потребление энергоресурсов, включая возможность использования оптимального тарифа и поставщика в течение определенного периода времени.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

АИИС – Автоматизированная информационно-измерительная система
АИИСКУЭ – Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АСКУЭ – Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
АСУ – Автоматизированная система управления
АРМ – Автоматизированное рабочее место
АТС – Автоматическая телефонная станция
БД – База данных
ВЛ – Воздушная линия
ГСИ – Государственная система обеспечения единства измерений Единая сеть связи электроэнергетики
ИАСУКУ – Интегрированная автоматизированная система управления коммерческим учетом
ИВК – Информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ – Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК – Измерительно-информационный комплекс
ИИС – Информационно-измерительная система
КУ – Коммерческий учет
ЛВС – Локальная вычислительная сеть
МВИ – Методика выполнения измерений
ОАО «АТС» – Открытое акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электрической энергии»
НСД – Несанкционированный доступ
ОРЭ – Оптовый рынок электроэнергии
ОДУ – Объединенное диспетчерское управление
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
РДУ – Региональное диспетчерское управление
РМГ – Рекомендация по межгосударственной стандартизации
РСК – Региональная сетевая компания
РФ – Российская Федерация
СО – Системный оператор
СОЕВ – Система обеспечения единого времени
СУБД – Система управления базой данных
ТЗ – Техническое задание

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

1.1 Общие положения

В зарубежных странах, так же как и в России для повышения точности и надежности учета электроэнергии и мощности, контроля заданного режима потребления электроэнергии, оперативного контроля работы энергетических объектов (повышения надежности энергообъектов), снижение потерь и исключение возможности хищений электроэнергии, межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию), обеспечения точной, достоверной и оперативной информации об энергопотреблении, привязанной к календарному времени, применяют средства автоматизации.

Таблица 1.1 – Виды счетчиков

Модель	Фирма изготовитель	Страна
ПСЧ-4ТМ.05	ТК Метрия	Россия
iEM3000	Schneider Electric	Франция

При таком многообразии оборудования на рынке естественно возникает вопрос о выборе. Выбор оборудования представляет собой достаточно трудную задачу, аналогичную поиску оптимального решения в условиях многокритериальности. Ниже приводится примерный перечень критериев оборудования, которые в первую очередь должны интересовать пользователя.

1.2 Счётчик электрической энергии «ПСЧ-4ТМ»



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.051.00.00ПЗ

Лист

12

Рисунок 1.1 – Счётчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Многофункциональные приборы сочетающие микропроцессорный счетчик электрической энергии и прибор для измерения параметров трехфазной сети, предназначенные для технического и коммерческого учета электрической энергии, потоков мощности в энергосистемах, на промышленных предприятиях, межсистемных перетоков и работающие как автономно, так и в составе автоматизированных систем контроля и управления потреблением электроэнергии (АСКУЭ).

Таблица 1.2 – Характеристика счетчика

Наименование параметров	Значение (величина)
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	0,5S / 1,0
Номинальное напряжение, В	3x57,7/100 или 3x120...230/208...400
Номинальная сила тока, А	1 или 5
Максимальная сила тока, А	1,5 или 7,5
Ток чувствительности, м А	0,001 Iном
Частота в сети, Гц	50±2,5
Активная / полная потребляемая мощность каждой параллельной цепью счетчика, Вт/В А не более для Uном = 57,7 В для Uном = 220 В	0,8 / 1,5 1,0 / 2,0
Количество тарифов	4
Количество тарифных зон	12
Скорость обмена, бод:	
по интерфейсу RS - 485	300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600
по оптопорту	9600
Количество импульсных выходов (общий плюс)	4
Передаточное число имп. / кВт ч (имп. / квар ч)	от 1250 до 800000
Сохранность данных при перерывах питания, лет :	
постоянной информации (EEPROM)	100
оперативной информации	10

Окончание таблицы 1.2

Наименование параметров	Значение (величина)
Защита информации	два уровня доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов
Диапазон рабочих температур, 0С:	от -40 до +60
Масса счетчика, кг	не более 1,5

1.3 Счётчик электрической энергии «PowerLogic»



Рисунок 1.2 – PowerLogic

Счетчики электроэнергии PowerLogic серии iEM3000 сочетают в себе оптимальную стоимость и расширенный функционал. Они монтируются на DIN-рейку и идеальны для субучета и распределения затрат.

В сочетании с такими системами связи, как Smartlink, серия iEM3000 позволяет легко интегрировать измерения электрических распределительных систем в системы управления энергопотреблением заказчика. Это правильный выбор счетчика электроэнергии по правильной цене для эффективной работы.

Характеристики:

- Класс точности – 1
- Соответствие стандартам EN50470-3, МЭК 61557-12, МЭК 62053-21/22, МЭК 62053-23, ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52322-2005
- Графический дисплей

- Компактные размеры (5 модулей по 18мм) с двойной фиксацией на DIN-рейку
 - Возможность пломбировки и многоуровневый пароль
 - WAGES (учет воды, тепла, газа)
 - Цифровой выход может быть запрограммирован для вывода сигнализации перегрузки по мощности, либо как импульсный выход
- Преимущества:
- Всего десять моделей прямого и трансформаторного включения, отвечающие большинству эксплуатационных задач
 - Компактные размеры в пять модулей (по 18 мм) обеспечивают значительную экономию места в шкафу
 - Графический дисплей и интуитивно понятный пользовательский интерфейс
 - Высокая точность измерений (Класс 1,0 и 0,5S)
 - Высокая качество исполнения прибора, возможность пломбировки
 - Защита многоуровневым паролем
 - Эффективно:
 - Большое количество измеряемых параметров
 - Многотарифность (до 6 тарифов)
 - Расширенные коммуникационные возможности (цифровые входы-выходы, импульсный выход, RS-485)

1.4 Сравнение технических характеристик ИВК

Таблица 1.3 – Сравнение информационно вычислительных комплексов

Модель	Фирма изготовитель	Страна
ИКМ Пирамида	ТК Метрия	Россия
ЕМЦС-Э	Schneider Electric	Франция



Рисунок 1.3 – ИКМ Пирамида

- выполнение измерений приращений активной и реактивной электроэнергии на заданных интервалах времени (1, 3, 5, 15, 30, 60 минут);
- сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учёта;
- сбор различных параметров энергоресурсов;
- сбор регистраторов состояния средств и объектов измерения;
- сбор данных о состоянии объектов автоматизации;
- управление состояниями объектов автоматизации;
- расчёт различных параметров по данным с приборов учета (группы, баланс, тарифы...);
- ведение системы единого времени в ИИС (измерение времени, синхронизация времени, коррекция времени), с возможностью автоматической синхронизации по сигналам проверки времени, при подключении к ИВК «ИКМ-Пирамида» устройств синхронизации времени;
- хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных с настраиваемой глубиной хранения;
- контроль достоверности данных;
- ведение «Журналов событий»;
- подготовка данных в различных форматах для передачи их внешним организациям (пользователям информации);
- приём данных в различных форматах от внешних организаций (поставщиков информации);
- подготовка отчёта в XML-формате для передачи требуемых данных по электронной почте в ЦСОИ субъектов рынка электроэнергии;
- возможность использования средств электронной цифровой подписи (ЭЦП) для передачи пользователям и другим заинтересованным субъектам результатов измерений и данных о состоянии объектов и средств измерений;
- безопасность хранения данных и программного обеспечения в соответствии с ГОСТ Р 52069.0-2003;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- защита от несанкционированного доступа, обеспеченная путём пломбирования и использования программных паролей.
- Информационно-вычислительный комплекс для учёта и контроля электрической энергии "ЕМЦС-Э" на базе контроллеров фирмы "Шнейдер Электрик"

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

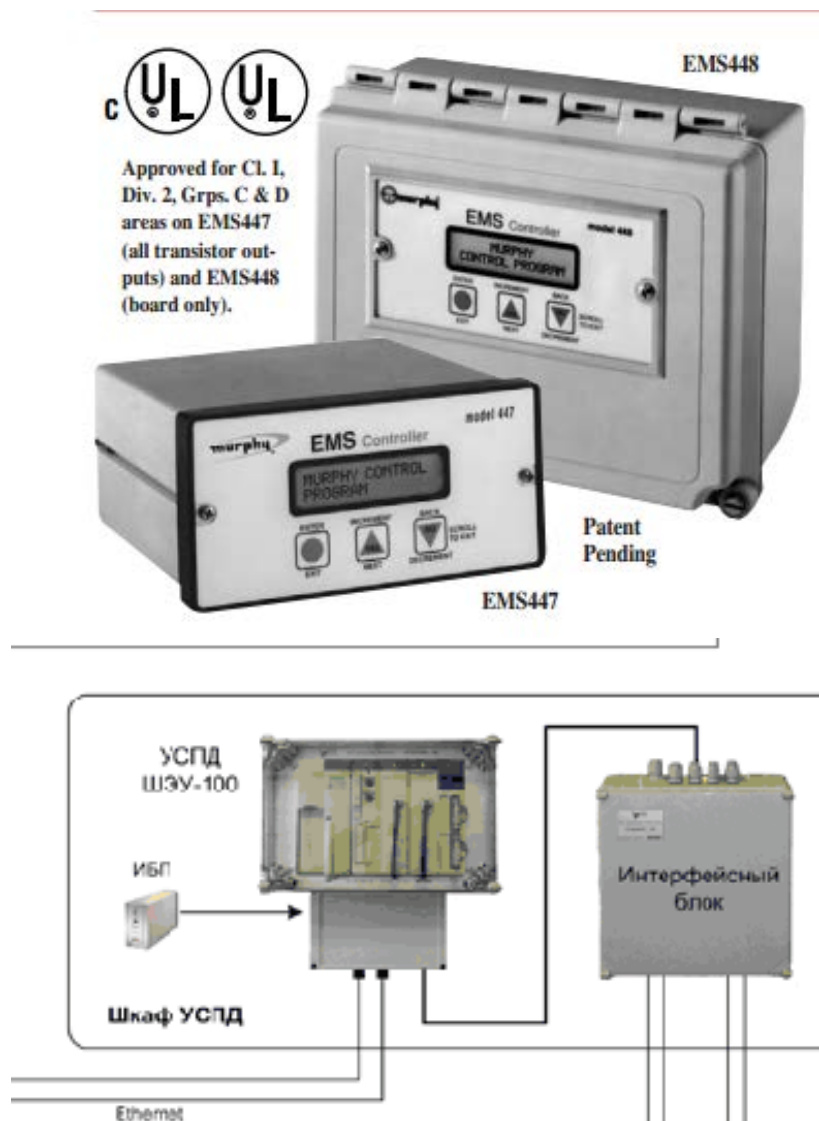


Рисунок 1.4 – Система автоматизированного управления и контроля "EMCS"

Компания "Шнейдер Электрик", история которой насчитывает более 165 лет, входит в число крупнейших мировых производителей электротехнического оборудования и средств автоматизации. Среди продукции компании "Шнейдер Электрик" – программируемые контроллеры (PLC), интерфейсы визуализации "человек-машина" (HMI); преобразователи частоты вращения для асинхронных электродвигателей; пускорегулирующая аппаратура, датчики и многое другое. Одним из центральных направлений является создание и внедрение систем распределения электроэнергии среднего и низкого напряжения. Система автоматизированного управления и контроля электроэнергии **EMCS** (Electrical Monitoring and Control System) разработана фирмой "Шнейдер Электрик" для управления электрическими сетями на крупных промышленных объектах (нефтяная, газовая, нефтехимическая промышленность, шахты, цементные заводы и т.д.). АСУ **EMCS**, будучи модульной развивающейся системой, основанной на передовых технологиях, может быть легко адаптирована к особенностям любого объекта.

ИВК "ЕМЦС-Э" обеспечивает регистрацию, хранение и отображение следующей информации:

- показаний счётчиков;
- средних мощностей на интервале усреднения 1; 3, 5, 15, 30 и 60 мин.;
- потребления активной и реактивной энергии (включая обратный переток) за сутки, неделю, месяц, квартал, год;
- активной и реактивной энергии нарастающим итогом (включая обратный переток) с начала суток, недели, месяца, квартала, года;
- журналов событий;
- данных о состоянии средств измерений;
- данных о состоянии объектов измерений.

Выводы по разделу один

Современные отечественные счётчики так же выпускаются как прямого включения, так и через ТТ, не уступающих по характеристикам зарубежным счётчикам.

Применение в отечественных сетях информационно вычислительных комплексов обходятся в три раза дешевле, и не уступают в характеристиках, что и обуславливает их выбор.

На сегодняшний день системы АСКУЭ являются востребованными так как позволяют повысить уровень безопасности, занимают значительно меньше площади, потребляют меньше электроэнергии, уменьшают объем строительно-монтажных работ и снижают эксплуатационные работы. Исследуя современные системы можно с уверенностью сказать данные системы эффективны и безопасны.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

2 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОБЪЕКТА И ПРЕДМЕТА АВТОМАТИЗАЦИИ

2.1 Характеристика объекта автоматизации

Дата основания: 1954 год

Старт проекта по строительству новой анодной фабрики на Челябинском электродном заводе был дан в июле 2011 года. Установленное оборудование позволяет выпускать продукцию, соответствующую мировым стандартам. Первый независимый производитель анодов в России, сертифицирован в соответствии с международным стандартом качества ISO 9001, удостоен золотой награды швейцарской группы Editorial Office за "Технологию и Качество".

Продукция: Обожженные аноды для алюминиевых электролизеров. Основные клиенты: Анодные блоки востребованы в странах СНГ и Ближнего Востока

Челябинские предприятия Группы «ЭНЕРГОПРОМ» создали Единый экологический центр

Группа «ЭНЕРГОПРОМ» утвердила проект создания Единого экологического центра, он дополнит госсистему контроля за выбросами и объединит экологические стратегии двух челябинских предприятий.

Система менеджмента ОАО «ЭПМ-ЧЭЗ» сертифицирована международными аудиторами

Справочная информация:

В июле 2012 г. на Челябинском электродном заводе открылась анодная фабрика. Впервые с советских времен введено в эксплуатацию массовое производство обожженных анодов для алюминиевой промышленности.

Челябинское производство является уникальным, поскольку не входит в состав алюминиевого комплекса, как это принято в России и за рубежом. Потребителями АО «ЭПМ-ЧЭЗ» являются производители первичного алюминия в России и Ближнем Востоке.

Продукция Челябинского электродного завода производится только из сырья, произведенного в России. Поставщиками нефтяного кокса являются Волгоградский, Омский и Пермский нефтеперерабатывающие заводы. Поставщиком каменноугольного пека – Магнитогорский металлургический завод, расположенный по соседству в Челябинской области.

Анодные блоки Челябинского электродного завода соответствуют мировым стандартам качества. Технологические условия производства и производимая продукция прошли аудит со стороны зарубежных компаний R&D Carbon (Швейцария), SCCR PTY (Австралия), имеющих мировой авторитет в области производства анодов.

Лаборатория завода, в которой подтверждается качество продукции, оснащена современным оборудованием швейцарского производства. Ежедневно анодные блоки проходят испытания на соответствие стандартам се-

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

рии ISO, созданной комитетом Международной Организации по Стандартизации.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

С 2012 по 2016 годы в перепрофилирование производства и запуск проекта «Анодная фабрика» было инвестировано 821 млн рублей. В результате настройки и отработки высокотехнологичного процесса, не имеющего аналогов в стране, производственная мощность по выпуску анодных блоков в 2017 году достигла 58 тыс. тонн. Это позволит заводу стать крупнейшим налогоплательщиком.

13 марта 2018 изменилось фирменное наименование предприятия. Из формы собственности было исключено слово «открытое» и наименованием эмитента стало: Акционерное общество «ЭНЕРГОПРОМ – Челябинский электродный завод».

Несмотря на то, что объем выбросов АО «ЭПМ-ЧЭЗ» в общем объеме выбросов от промышленных предприятий города незначительный (меньше 0,07 %), завод занимает активную позицию в вопросе улучшения экологической обстановки. Для этого на предприятии наряду с обязательными выполняются дополнительные экологические мероприятия, позволяющие в период НМУ снизить выбросы завода до 30%.

Также на предприятии разработана и внедрена система оперативного оповещения о наступлении НМУ (с помощью SMS) с целью необходимости незамедлительных экологических действий.

В 2014 году на участке мехобработки завода внедрен проект по усовершенствованию системы нарезки анодных блоков так называемым «мокрым способом». Проект «Вовлечение пульпы с участка механической обработки на участок прокалки и склада сырья» заключается в «без отходном» вторичном использовании сырья.

Экологический эффект от внедрения нового способа механической обработки позволил снизить выбросы АО «ЭПМ-ЧЭЗ» по пыли органической на 30% и на 5 % от общего объема выбросов завода.

Кроме того, благодаря реализованным мероприятиям снизились затраты на вывоз пульпы – 516 тысяч рублей в год, снизились риски по проверкам контрольных органов (загрязнение почвы) – 1,5 млн руб. Экономический эффект от вовлечения пульпы в прокалочную печь составил более 16 млн руб. в год.

В настоящее время на «ЭМП-ЧЭЗ» работают 460 человек, которые обеспечены стабильной заработной платой, социальными гарантиям. В следующем году планируется увеличить на 11% количество рабочих мест – до 520 чел.

С крупнейшими вузами ЮУрГУ и ЧелГУ заключены договоры о прохождении производственной практики, с возможностью дальнейшего трудоустройства. Цель таких мероприятий – привлечение на производство молодых специалистов.

Основной задачей в 2017 году стало повышение удовлетворенности персонала по социально-значимым объектам завода.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Для сотрудников завода создаются комфортные и безопасные условия труда, только за последний год на эти цели было направлено около 23 млн руб.

Социальная политика предприятия направлена также на охрану здоровья сотрудников, организацию их отдыха, промышленную и экологическую безопасность, пенсионное обеспечение, создание и развитие многозвенной централизованной социальной инфраструктуры. На все это за последние пять лет было выделено более 20 млн рублей, причем каждый год сумма увеличивается.

Кроме того, компания ежегодно оказывает благотворительную поддержку «Социально-реабилитационному центру для несовершеннолетних детей», подшефной школе № 24 г. Челябинска.

2017 году ОАО «Энергопром – Челябинский электродный завод» выпустило 70 тыс. т продукции. Как сообщают в пресс-службе предприятия, это почти на 40% выше планового показателя, который, в свою очередь, чуть выше объемов прошлого года. «В целом производство углеграфитовой продукции приближается к масштабам начала 2000-х годов, когда отгрузка составляла 80-90 тыс. т в год», - говорится в сообщении компании.

По основной продукции – анодным блокам – план удалось перевыполнить почти на 10 тыс. т, благодаря увеличению заказа от объединенной компании «Русал», а также появлению в портфеле заказов нового потребителя – турецкой Eti Aluminium.

2.2 Характеристика существующей системы электроснабжения

Границы балансовой принадлежности сетей и эксплуатационной ответственности сторон определены между ФГУП «ЧЭЗ», Златоустовскими электрическими сетями Филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго», а также Филиалом ОАО «Челябоблкоммунэнерго» Установлены счетчики электроэнергии, измерительные трансформаторы тока и напряжения, существуют единые электрические цепи для подключения счетчиков к одному трансформатору напряжения.

- Электросчетчики подключены к трансформатору напряжения посредством единой электрической цепи для подключения электросчетчиков к одному трансформатору напряжения, при этом к части электросчетчиков кабель подсоединен без испытательных коробок (специализированных клеммников), которые должны располагаться около счетчика.
- Часть клеммников, входящих в состав единой электрической цепи для подключения электросчетчиков к одному трансформатору напряжения, не опломбированы (не промаркированы).
- Не обеспечена защита всей единой электрической цепи для подключения электросчетчиков к одному трансформатору напряжения от несанкционированного доступа, что является обязательным условием при использовании данной схемы подключения счетчика к измерительному трансформатору напряжения.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

- В измерительных цепях информационно - измерительных каналов точек измерений не предусмотрена возможность замены электросчётчика и подключения образцового счетчика без отключения присоединения (установка испытательных коробок, блоков и т.п.).
- Вторичные измерительные цепи не защищены от несанкционированного доступа.
- Информационные и измерительные цепи не промаркированы, либо промаркированы не в соответствии с техническими требованиями.
- Не все счетчики имеют возможность проводить учет активной и реактивной энергии (интегрированной реактивной мощности).
- Часть счетчиков - индукционные, не имеющие цифрового выхода.
- Часть счетчиков электроэнергии не имеют 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.
- Часть счетчиков не имеют возможности обеспечивать подключение по одному или нескольким цифровым интерфейсам компонентов АИИС, в том числе для автономного считывания, удалённого доступа и параметрирования.
- Часть счетчиков не оснащены энергонезависимыми часами, обеспечивающими ведение даты и времени (точность хода не хуже ± 5.0 секунды в сутки с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе СОЕВ)
- Часть счетчиков не имеют технологического регистратора фиксирующего время и даты наступления событий.
- Часть счетчиков не оснащены защитой от несанкционированного изменения параметров, а также от записи. (Защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.)).
- Отсутствует система обеспечения единого времени.
- Данная архитектура АИИС не обеспечивает хранение избыточной информации.
- Низкий уровень унификации. Средства, входящие в состав АИИС, разных производителей, типов и модификаций.
- Средства АИИС не имеют идентификационных обозначений.
- Отсутствует комплект ЗИП.
- Оборудование АИИС не защищено автоматическими выключателями.
- Отсутствует эксплуатационная документация как на АИИС в целом, так и на составляющие с компоненты.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

2.3 Характеристика существующей системы учёта

Объектом автоматизации является ОАО «Челябинский электродный завод».

Таблица 2 – Характеристики основных компонентов АИИС КУЭ.

№	Наименование объекта	Кол-во счётчиков	Тип счётчика	Кол-во УСПД	Тип УСПД	Тип ИВК	Кол-во ИВК
1	ГПП110/6 кВ	5	ПСЧ-4ТМ.05	1	ИКМ «Пирамида»	Сервер	1
2	РП-1	1	ПСЧ-4ТМ.05				
3	РП-2	2	ПСЧ-4ТМ.05				
4	РП-4	1	ПСЧ-4ТМ.05				
5	РП-7	3	ПСЧ-4ТМ.05				
6	РП-8	1	ПСЧ-4ТМ.05				
7	КТП-160	1	ПСЧ-4ТМ.05				

Выводы по разделу два

На основании вышеперечисленного можно сделать вывод о несоответствии существующей системы учета техническим требованиям ОРЭ, ПУЭ, и необходимости проведения модернизации АИИС в обязательном порядке.

Изменение требований к автоматизированным системам учета электроэнергии и необходимость подключения к ИАСУ КУ ОРЭ требует проведения системных работ по модернизации АИИС КУЭ.

Для исключения недостатков на «ЧЭЗ» предлагается внедрение автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии в систему электроснабжения для исследования ее технических возможностей, которое позволит обеспечить повышение уровня безопасности, снизить затраты при производстве и эксплуатации, а также улучшить условия труда обслуживающего персонала.

3 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ И РЕШЕНИЯ

3.1 Измерительно-информационный комплекс

ИИК обеспечивает автоматическое проведение измерений в точке измерений. В его состав входят:

- 1 – счетчики электрической энергии;
- 2 – измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- 3 – вторичные измерительные цепи.

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- безопасность хранения информации и программного обеспечения (далее - ПО) в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 и ГОСТ Р 51275;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО.
-

3.2 Информационно-вычислительный комплекс электроустановки

В состав ИВК входят:

- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации;
- сервер базы данных ООО «Русэнерготрейд»;
- устройство синхронизации системного времени;
- автоматизированное рабочее место оператора.

ИВК позволяет:

периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу осуществлять автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу осуществлять автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИВКЭ;

хранить результаты измерений и данные о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа не менее 3,5 лет;

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

периодически (1 раз в сутки) и /или по запросу осуществлять автоматический сбор служебных параметров (изменения базы данных параметров, пропадания напряжения, коррекция даты и системного времени);

хранить в базе данных служебные параметры: журнал событий изменения параметров базы данных, журнал событий пропадания напряжения, журнал событий коррекция даты и системного времени, а также состояния каналов связи;

выполнять перезапуск программного обеспечения «Пирамида»;

выполнять передачу в ИАСУ КУ (ПАК ОАО «АТС»):

результатов измерений;

данных о состоянии объектов и средств измерений (Интегрированные функции ИИС «Пирамида»).

предоставлять контрольный доступ к результатам измерений, к данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны ИАСУ КУ к информационно- вычислительному комплексу (ИВК) и по возможности, к измерительно-информационному комплексу (ИИК);

обеспечивать защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

выполнять диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС;

выполнять конфигурирование и настройку параметров АИИС;

выполнять автоматическую синхронизацию значений времени от внешнего источника в ИВК, ИВКЭ и ИИК;

выполнять автоматическую коррекцию (установка текущих значений часа, минут, секунд) по сигналам проверки времени от внешнего источника.

В качестве сервера в проекте используется сервер HP Compaq Proliant ML 150, размещенный в шкафу 19" совместно с ИБП и устройством синхронизации времени. Сервер выполняет функции приема, обработки, хранения и передачи информации получаемой от УСПД ИКМ «Пирамида». Сервер обеспечивает выполнение следующих основных функций:

автоматизированный сбор и хранение результатов измерений

автоматический сбор данных о состоянии средств измерений с УСПД, подключенных к данному серверу;

контроль достоверности данных;

хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений в базе данных;

ведение «Журналов событий » (журналов событий изменения базы данных параметров, журнал событий пропадания напряжения, журнал событий коррекция даты и системного времени и состояния каналов связи)

формирование отчетных документов

в случае необходимости передачи подготовку отчета в XML-формате требуемых данных по электронной почте в ЦСОИ субъектов рынка электроэнергетики

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

возможность использования средств электронной цифровой подписи для передачи пользователям и другим заинтересованным субъектам результатов измерений и данных о состоянии объектов измерений

работу в локальной вычислительной сети Ethernet

ведение календарной даты и времени с внешней автоматической коррекцией | (синхронизацией);

автоматическую синхронизацию времени от устройства синхронизации времени | УСВ-1 по интерфейсу RS-232;

безопасность хранения данных и программного обеспечения в соответствии с ГОСТ Р 52069.0-2003;

конфигурирование (параметрирование) технических средств и программного | обеспечения;

предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным (защиту от несанкционированного доступа).

Сервер обеспечивает:

прием запросов и выдачу ответов на АРМ оператора по ЛВС Ethernet 100Base-TX

сбор данных ИВКЭ по заранее заданному сценарию;

возможность выдачи собранных данных различным пользователям в течение времени их хранения без повторного опроса ИВКЭ;

при отсутствии опроса ведётся периодический контроль всех каналов связи;

защиту от несанкционированного доступа:

на программном уровне - применением паролей и кодов оператора;

на аппаратном уровне - применением специализированного шкафа со спец. замками, с возможностью пломбирования отдельных компонентов (блоков)

Программное обеспечение

На сервер устанавливается программное обеспечение «Пирамида-2000. Сервер». Программное обеспечение состоит из двух частей:

пакетов, сбор информации по сценарию и кэширование данных

комплекс программ для удаленного управления, который устанавливается на ЭВМ администратора. Все ПО выполнено в виде независимых исполняемых модулей, для их взаимодействия программы, установленные на сервере, обеспечивающие маршрутизацию разработан специальный межпрограммный протокол. Все модули могут функционировать под управлением операционной системы Windows 2000 и выше. Непосредственно на сервер устанавливается операционная система Windows 2000.

Ведение системного времени и календаря

Сервер обеспечивает ведение текущего астрономического времени (секунды, минуты, часы) и календаря (число, месяц, год), учет зимнего и летнего времени, длительности расчетного периода с помощью энергонезависимых часов.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Продолжительность работы этих часов без внешних источников питания не менее 5-ти лет.

Сервер позволяет осуществлять установку перехода на летнее и зимнее время. Сеансы перевода времени регистрируются и хранятся в памяти сервера. Сервер осуществляет синхронизацию времени от «Устройства синхронизации времени» УСВ-1 (ВЛСТ 221.00.000) по интерфейсу RS-232.

Показатели надежности

Сервер является восстанавливаемым изделием, рассчитанным на непрерывный режим

средняя наработка на отказ: не менее 100000 ч.

коэффициент механического использования: не менее 0,99

время восстановления: 1 часа

средний срок службы: не менее 15 лет

В состав АРМ входят:

персональный компьютер;

специализированное программное обеспечение (ПО «Пирамида-2000. АРМ: ОГЭ»)

АРМ позволяет:

периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу осуществлять автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

хранить результаты измерений и данные о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа не менее 3,5 лет;

периодически (1 раз в сутки) и /или по запросу осуществлять автоматический сбор служебных параметров (изменения базы данных параметров, пропадания напряжения, коррекция даты и системного времени);

хранить в базе данных служебные параметры: журнал событий изменения параметров базы данных, журнал событий пропадания напряжения, журнал событий коррекция даты и системного времени, а также состояния каналов связи;

обеспечивать защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

выполнять диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС;

7 выполнять конфигурирование и настройку параметров АИИС.

Программное обеспечение

В комплект поставки АРМ входит прикладное программное (ПО) обеспечение «Пирамида-2000. АРМ: ОГЭ». Программное обеспечение состоит из двух частей:

пакетов, сбор информации по сценарию и кэширование данных

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

3.3 Система обеспечения единого времени

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивать автоматическую синхронизацию времени с точностью не хуже $\pm 5,0$ с/сут. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят все средства измерений времени (таймеры счетчиков, УСПД, ИВК).

В качестве базового прибора СОЕВ используется «Устройство синхронизации времени» УСВ-1. УСВ-1 внесен в Госреестр средств измерений № 28716-05.

Характеристики надежности УСВ-1 (данные приведены из формуляра):
среднее время наработки до отказа не менее 35 000 часов;
среднее время восстановления не более 2 часов.

Измерение времени в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему (счетчики, УСПД, ИВК). Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ-1. Коррекция времени в УСВ-1 происходит от ОР8- приемника.

Контроль времени в сервере ИВК происходит каждые 30 минут от подключенного к нему УСВ-1. В случае обнаружения отклонения внутреннего времени в сервере от времени УСВ-1 более чем на 1 с, производится коррекция времени сервера.

Контроль времени в ИКМ «Пирамида» происходит каждые 30 минут от подключенного к нему УСВ-1. В случае обнаружения отклонения внутреннего времени в сервере от времени УСВ-1 более чем на 1 с, производится коррекция времени ИКМ «Пирамида».

Контроль времени в счетчике происходит раз в сутки в сеанс связи с ИКМ «Пирамида».

В случае обнаружения отклонения внутреннего времени в счетчике электроэнергии от времени в УСПД более чем на 1 с, производится коррекция времени счетчика.

Таким образом, общая рассинхронизация элементов системы не превышает 5 с/сут, при том, что время на модемное/GSM-соединение не превышает 2 с (при скорости обмена 9600 бит/с).

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

3.4 Решения по взаимосвязям АИИС со смежными системами

Регламент передачи данных в ОАО «АТС»

Передача документа с результатами измерений производится по электронной почте потребителям информации до 12 часов по времени ценовой зоны, дня, следующего за операционным периодом, за которые предоставляются результаты измерений. При этом, в случае передачи данных за месяц, допускается производить передачу данных до 12 часов по | времени ценовой зоны 5 числа следующего за операционным периодом месяца.

Полученный в ОАО «АТС» документ с результатами измерений, обрабатывается в ИАСУ КУ. ИАСУ КУ проводит анализ его содержимого на предмет наличия ошибок и некорректных данных и формирует документ, содержащий информацию о статусе приема результатов измерений, а также список ошибок и предупреждений, обнаруженных при анализе полученного документа. Сформированный таким образом документ, в XML-формате, отправляется по электронной почте в качестве ответа субъекту торгов на ОРЭ. Время передачи данных в ОАО «АТС» устанавливается по времени ценовой зоны по факту получения ОАО «АТС» почтового сообщения с электронным документом и указывается в ответном документе. Если присланный документ содержит информацию о том, что данные результатов измерений не приняты ОАО «АТС», то Участник торгов на ОРЭ должен исправить ошибки и повторить передачу данных в ОАО «АТС».

При отсутствии подтверждения в течение 30 минут после отправки сообщения, участник торгов на ОРЭ должен повторить передачу данных. Если и при повторной передаче данных не получено подтверждение, то должна быть предпринята попытка передать данные с использованием резервного канала связи. Если и в этом случае не удастся передать информацию, то представитель участника торгов на ОРЭ, ответственный за передачу данных, должен связаться с представителем ОАО «АТС», ответственным за прием информации

с целью локализации и устранения проблемы. В случае, если документ не удается передать до 14 часов 00 минут по времени ценовой зоны с помощью основного и резервного каналов, | попытки передачи должны быть прекращены.

До 12 часов 00 минут по времени ценовой зоны субъект ОРЭ может передать неограниченное количество сообщений, но при этом действуют следующие правила:

почтовые сообщения обрабатываются в порядке поступления независимо от порядкового номера и даты.

в одном сообщении могут содержаться различные электронные документы. Если используется сжатие архиватором zip, то не допускается записывать в архив более одного файла. Иначе говоря, в одном архиве должен быть один файл, при этом в сообщении может быть несколько архивов.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

XML-файлы, содержащиеся в почтовом сообщении, обрабатываются в соответствии с типом документа и его номером. При этом не принимаются и не обрабатываются файлы:

имеющие номер документа меньший, нежели тот, который уже обработан для документов данного типа;

полученные ИАСУ КУ с нарушением перечисленных требований.

При наличии в ИАСУ КУ принятого документа за операционный период и при получении электронного документа с большим номером за тот же операционный период и не имеющего ошибок формата, вся информация, переданная предыдущим документом удаляется и заносится из документа, имеющего более старший номер.

Регламент передачи данных в ОАО «СО ЕЭС»

Передача документа с результатами измерений производится по электронной почте потребителям информации до 12 часов по московскому времени, дня, следующего за операционным периодом, за которые предоставляются результаты измерений. При этом, в случае передачи данных за месяц, допускается производить передачу данных до 12 часов по московскому времени 5 числа следующего за операционным периодом месяца.

Полученный Челябинским РДУ документ с результатами измерений, обрабатывается в ЦСИ Филиала ОАО «СО ЕЭС» - Челябинское РДУ. ИАСУ КУ проводит анализ его содержимого на предмет наличия ошибок и некорректных данных и формирует сообщение, содержащее информацию о статусе приема результатов измерений, а также список ошибок и предупреждений, обнаруженных при анализе полученного документа. Сформированное таким образом сообщение отправляется по электронной почте в качестве ответа субъекту ОРЭ. Если присланный документ содержит информацию о том, что данные результатов измерений не приняты Челябинским РДУ, то субъект ОРЭ должен исправить ошибки и повторить передачу данных.

При отсутствии подтверждения в течение 30 минут после отправки сообщения, субъект ОРЭ должен повторить передачу данных. Если и при повторной передаче данных не получено подтверждение, то должна быть предпринята попытка передать данные с использованием резервного канала связи. Если и в этом случае не удастся передать информацию, то представитель субъекта ОРЭ, ответственный за передачу данных, должен связаться с представителем Челябинским РДУ, ответственным за прием информации с целью локализации и устранения проблемы. В случае, если документ не удастся передать до 14 часов с помощью основного и резервного каналов, попытки передачи должны быть прекращены.

До 12 часов субъект ОРЭ может передать неограниченное количество сообщений но при этом действуют следующие правила:

Почтовые сообщения обрабатываются в порядке поступления независимо от порядкового номера и даты.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

В одном сообщении могут содержаться различные электронные документы. Допуск касается сжатие файлов в формате XML архиватором zip. Формат архива должен быть версии 2.0.

В случае отсутствия или некорректности данных за какой-то операционный период или для решения каких-либо других оперативно-технологических вопросов Челябинское РДУ может запросить от субъекта предоставление данных за указанный период или текущие стучи В этом случае на электронный адрес Администратора АСКУЭ субъекта ОРЭ высылается сообщение с запросом о предоставлении данных.

Регламент передачи данных в Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго», ОАО «Челябэнергосбыт»

Стороны обязуются обеспечить сбор оперативных данных о сальдо-перетоках электроэнергии в точках поставки на основании приборов учёта, принадлежащих сторонам. Сторона, на балансе которой находятся соответствующие средства измерений, показания которых применяются для формирования данных коммерческого учёта, обеспечивает контроль достоверности собранных оперативных данных по каждому из этих средств измерений.

Стороны обеспечивают взаимный обмен собранными оперативными данными, полученными в результате измерений в виде XML-файлов.

Стороны по взаимному согласованию определяют сервера, выделенные для хранения и обработки данных коммерческого учета, и обеспечивают круглосуточный информационный доступ к этим данным.

Форматы и протоколы передачи данных

Информационный обмен между ИВК АИИС и ИВК ИАСУ КУ ОАО «АТС» осуществляется в формате XML с использованием протоколом передачи данных V.34+, V.42, V.42 bis по основному каналу связи:

в качестве основного канала используется выделенный канал связи по протоколу TCP/IP со скоростью передачи данных не менее 256000 бит/с и коэффициентом готовности не хуже 0,95. Время функционирования канала - круглосуточно.

Информационный обмен между ИВК АИИС и ИВК Филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго», ОАО «Челябэнергосбыт», осуществляется в формате XML с использованием протоколов передачи данных TCP/IP по основному каналу связи:

в качестве основного канала используется выделенный канал связи по протоколу TCP/IP со скоростью передачи данных не менее 256000 бит/с и коэффициентом готовности не хуже 0,95. Время функционирования канала - круглосуточно.

Информационный обмен между ИВК АИИС и ЦСИ Филиала ОАО «СО ЕЭС» - Челябинское РДУ осуществляется в формате XML с использованием протоколов передачи данных TCP/IP по основному каналу связи:

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

3.5 Решения по режимам функциональности системы

АИИС КУЭ на уровне ИИК и ИВК функционирует круглосуточно в автоматическом режиме.

На уровне ИВК (или АРМа) может быть предусмотрено два режима работы:

режим автоматизированного опроса УСПД в заданное время суток;
режим оперативного опроса У СПД.

Возможна также комбинация этих режимов, когда часть УСПД опрашивается в автоматизированном режиме, а часть - в режиме оперативного опроса.

3.6 Состав функций реализуемых системой

Функции АИИС КУЭ соответствуют «Техническим требованиям» к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ (Приложение № 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, Редакция с изменениями, утвержденными Наблюдательным Советом от 29.09.2006).

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих основных функций:

измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;

периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

хранение данных об измеренных величинах в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

передачу в ПАК ОАО «АТС» (ИАСУ КУ), ОАО «СО ЕЭС» результатов измерений;

предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны ИАСУ КУ к ИВК и ИВКЭ;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция и синхронизация времени).

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

3.7 Решение по комплексу технических средств, его размещению на объекте

Перечень устанавливаемого оборудования приведен в спецификациях оборудования соответствующих объектов

Размещение оборудования приведено на общем плане объекта и планах отдельных помещений объекта ИВК. Планы выполнены с той степенью детализации, которая необходима для реализации проекта и обслуживания оборудования при эксплуатации.

Для удобства обслуживания и поверки перед счетчиками устанавливаются испытательные колодки.

Перечень кабельной продукции, необходимой для реализации проекта, приведен в кабельном журнале. Обозначения и маркировка кабелей, принятая в кабельном журнале, повторяются на чертежах схем подключения оборудования и проводок.

При прокладке магистральных кабелей связи от одного помещения к другому для кроссирования могут быть использованы существующие на подстанциях промежуточные клеммные коробки (при этом должна сохраняться сквозная маркировка жил кабелей). Все клеммные коробки, используемые в АНИС, пломбируются.

Между счетчиками и УСПД прокладываются кабели типа Velden 3107 А (либо аналог), которые предназначены для линий связи на основе интерфейса RS-485, которым снабжены многофункциональные электросчетчики и УСПД. Конструкция и характеристики этих кабелей (наличие экранированных витых пар) обеспечивают необходимую помехозащищенность. Для формирования необходимых соединений рядом со счетчиками устанавливаются разветвительные интерфейсные коробки RS-485.

Прокладку кабелей необходимо осуществлять в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок», СНиП и требований чертежей рабочего проекта, с использованием существующих на объектах кабельных линий, трасс и каналов. Кроме того, для защиты кабелей связи от импульсных помех, необходимо при их прокладке руководствоваться требованиями РД 34.20.116-93.

3.8 Решения по составу информации, объёму, способам её организации видам машинных носителей

Виды информации:

коммерческая (расчетная) информация, используемая в финансовых расчетах за электроэнергию,

технологическая информация информация, которая может быть использована в расчетных (технологических) задачах ФГУП «ЧЭЗ»;

служебная информация - информация о текущем состоянии средств учета (журналы событий устройств, входящих в АИИС КУЭ и т.п.);

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

нормативно-справочная информация (нормативно-техническая документация, справочники классификаторы и т.д.).

Система классификации и кодирования АИИС КУЭ удовлетворяет следующим требованиям

единообразное представление детерминированных данных;

выделение элементарных идентифицирующих понятий и однозначное присвоение каждому объекту в пределах заданного множества кодового обозначения (однозначная идентификация);

внешнюю простоту для удобства пользователей, при возможном сложном внутреннем строении;

пластичность, позволяющую вносить изменения и при необходимости, влиять на изменения структуры классификаций, без потерь данных;

возможность дополнения классификационной структуры новыми идентифицирующими понятиями, возникающими в процессе развития;

возможность классификации без ограничений на уровень вложенности;

многоаспектность - учет представлений пользователей в создаваемых классификациях;

обеспечение механизмов совместимости создаваемых классификаторов с отраслевыми;

расширяемость.

Информационное обеспечение

Информационное обеспечение представляет собой совокупность массивов информации, включая описание структур баз данных, средств классификации и кодирования информации, унифицированной системы документации, включая входные и выходные формы, а также языковые средства системы, используемых для формализации естественного языка при общении пользователей с системой в процессе ее функционирования.

Информационное обеспечение обеспечивает:

ввод, обработку, накопление и хранение информации, необходимой для реализации функций системы;

информационную совместимость ИИК и ИВК на базе терминологического единства семантики одних и тех же понятий в различных массивах информации, классификаторах, входных и выходных документах;

представление информации в форме, удобной для работы пользователя, в соответствии с его функциональными обязанностями и установленным ограничением доступа;

актуальность и достоверность информации в базах данных, ее хранение с минимально необходимой избыточностью, а также контроль полноты и непротиворечивости вводимой информации;

адаптацию к возможным изменениям информационных потребностей пользователей.

Массивы информации включают:

коммерческую (расчетную) информацию, используемую в финансовых расчетах ООО «Русэнерготрейд» за электроэнергию ФГУП «ЧЭЗ»;

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

технологическую информацию - информацию, которая может быть использована в расчетных задачах по учету электроэнергии;

служебную информацию - информацию о текущем состоянии средств учета (журналы событий счетчиков, УСПД и других компонентов, входящих в АИИС КУЭ).

3.9 Решения по составу программных средств

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит:

программное обеспечение электросчетчиков;

программное обеспечение УСПД;

программное обеспечение ИВК;

программное обеспечение СОЕВ.

Программные средства АИИС КУЭ содержат:

базовое (системное) программное обеспечение, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, а также базовое сетевое программное обеспечение, позволяющее функционировать ИВК и компьютерам, входящим в АРМ;

программное обеспечение систем управления базами данных (СУБД), обеспечивающее формирование базы данных, управление файлами, их поиск, поддержку запросов, а также формирование отчетов и их отображение, и вывод на печатающее устройство;

прикладное (технологическое) программное обеспечение (ППО) «Пирамида 2000», реализующее задачи и функции АИИС КУЭ, в соответствии с требованиями Технического задания.

Выводы по разделу три

В данном разделе представлены основные технические требования для системы АСКУЭ а так же рассмотрены решения вопросов эксплуатации системы. Рассмотрелся вопрос должной квалификации персонала.

Квалификация персонала должна обеспечивать функционирование закрепленного оборудования во всех заданных режимах.

Персонал должен быть подготовлен к выполнению своих обязанностей в соответствии с эксплуатационной документацией и технической документацией на применяемые в АИИС изделия. Аналогичным образом произвелись решения по объемам информации и способам ее организации для машинных носителей.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ К ВВОДУ СИСТЕМЫ В ДЕЙСТВИЕ

4.1 Защита информации

Защита информации на уровнях ИВК и ИВКЭ

Защита информации организована с применением следующих мер:

пломбирование шкафов с оборудованием (используются шкафы со специальными замками);

установление учетных записей пользователей и паролей доступа к ПО «Пирамида»;

ограничение доступа к серверу, ИКМ «Пирамида», АРМ оператора системы;

установление прав пользователей и паролей пользователей на сервере, АРМе.

Защита информации на уровне ИВК и ИВКЭ соответствует требованиям класса 2Б руководящего документа Гостехкомиссии России «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

На уровне каналов связи информация защищена путем использования специального закрытого протокола «Пирамида», в котором передача пароля пользователя происходит только в кодированном виде.

Защита операционных систем ПО «Пирамида» и персонального компьютера АРМа обеспечивается средствами установленных операционных систем.

Защита баз данных осуществляется средствами установленной системы управления базами данных (MS SQL Server).

Защита информации от несанкционированного доступа на уровнях ИВКЭ и ИИК

Для защиты информации используются следующие меры:

пломбирование заводом-изготовителем корпусов электросчетчиков;

пломбирование переходных колодок измерительных цепей электросчетчиков;

пломбирование клеммников цепей передачи информации от электросчетчиков к ИКМ «Пирамида» (разветвительных коробок RS-485);

пломбирование, при проверке, корпуса, и, после выполнения монтажных работ, клеммника контроллера СИКОН ТС65;

наличие в контроллере СИКОН ТС65 аппаратной защиты, запрещающей изменение настроек контроллера. Защита устанавливается после настройки контроллера и пломбируется;

регистрация в памяти контроллера СИКОН ТС65 всех событий с изменениями параметров настройки, коррекции данных или системного времени;

использование специализированных шкафов со спец. Замками

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

защита от несанкционированного доступа к ресурсам ЭВМ путем системы паролей, установленной на сервере, АРМ операционной системы «WINDOWS XP»;

разграничение полномочий пользователей при помощи системы паролей ПО «Пирамида 2000», выдаваемых администратором системы;

регистрация событий коррекции системного времени и данных по электроэнергии и мощности.

В составе АИИС КУЭ обеспечена сохранность информации при авариях. Под авариями следует понимать потери питания и отказы (потери работоспособности) технических и программно-технических средств.

Защита от потери информации при авариях

Защита обеспечивается следующими мероприятиями:

для УСПД - использованием устройства бесперебойного питания;

для УСПД - от аппаратных отказов путем регулярной (не реже 1 раза в сутки) передачи данных на сервер;

для сервера — от потери информации при потере питания с помощью применения источников бесперебойного питания и резервирования информации.

4.2 Защита от несанкционированного доступа

Защита информации от несанкционированного доступа (НСД) является составной частью общей проблемы обеспечения безопасности информации. Мероприятия по защите информации от НСД должны осуществляться совместно с мероприятиями по специальной защите основных и вспомогательных средств вычислительной техники, средств и систем связи от технических средств разведки и промышленного шпионажа.

В общем случае, комплекс программно-технических средств и организационных (процедурных) решений по защите информации от НСД реализуется в рамках системы защиты информации от НСД (СЗИ НСД), условно состоящей из следующих трех подсистем:

подсистема управления доступом: должна осуществляться идентификация и проверка подлинности субъектов доступа при входе в систему по паролю условно-постоянного действия длиной не менее шести символов.

подсистема регистрации и учета:

должна осуществляться регистрация входа/выхода субъектов доступа в систему/из системы, либо регистрация загрузки и инициализации операционной системы и ее программного останова. Регистрация выхода из системы или останова не проводится в моменты аппаратурного отключения АС.

В параметрах регистрации указываются: время и дата входа/выхода субъекта доступа в систему/из системы или загрузки/останова системы, результат попытки входа: успешный или неуспешный (при НСД);

должен проводиться учет всех защищаемых носителей информации с помощью их любой маркировки, должно проводиться несколько видов учета (дублирующих) с регистрацией выдачи/приема носителей информации;

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

должна осуществляться очистка (обнуление, обезличивание) освобождаемых областей оперативной памяти ЭВМ и внешних накопителей. Очистка осуществляется двукратной произвольной записью в освобождаемую область памяти, ранее использованную для хранения защищаемых данных (файлов).

подсистема обеспечения целостности:

должна быть обеспечена целостность программных средств НСД, обрабатываемой информации, а также неизменность программной среды, при этом:

целостность НСД проверяется при загрузке системы по наличию имен (идентификаторов) компонент СЗИ,

целостность программной среды обеспечивается отсутствием в АС средств разработки и отладки программ;

должна осуществляться физическая охрана СВТ (устройств и носителей информации), предусматривающая постоянное наличие охраны территории и здания, где размещается АС, с помощью технических средств охраны и специального персонала, использование строгого пропускного режима, специальное оборудование помещений АС;

должно проводиться периодическое тестирование функций СЗИ НСД при изменении программной среды и персонала АС с помощью тестпрограмм, имитирующих попытки НСД;

должны быть в наличии средства восстановления СЗИ НСД, предусматривающие ведение двух копий программных средств СЗИ НСД и их периодическое обновление и контроль работоспособности;

должны использоваться сертифицированные средства защиты. Их сертификация проводится специальными сертификационными центрами или специализированными предприятиями, имеющими лицензию на проведение сертификации средств защиты СЗИ НСД.

Программные средства

Защита доступа к программному обеспечению «Пирамида»:

На уровне ОС сервера и ОС рабочей станции пользователи должны быть авторизованы - каждый имеет собственный идентификатор и пароль для входа в систему. Пользователь входит в одну или несколько групп, каждая из которых обладает конкретным набором прав, определяемых администратором системы;

На уровне СУБД пользователи также авторизованы и их права (аналог должностных обязанностей) строго фиксированы.

Система паролей изложена в руководстве пользователя ПО «Пирамида» и эксплуатационной документации.

Аппаратные средства

Аппаратные средства защиты обеспечивают защиту от несанкционированного доступа к информации и от изменения параметров системы.

Счетчик ПСЧ-4ТМ.05 имеет два уровня пломбирования:

• Первый уровень: пломба поверителя и завода-изготовителя;

Второй уровень: пломба (пломбируются после установки счетчика в точке учета).

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

4.3 Метрологическое обеспечение

АСКУЭ по объекту ФГУП «ЧЭЗ» создается на базе ИИС «Пирамида» которая внесена в Государственный реестр средств измерений № 21906-01

Измерительные каналы АСКУЭ включают в себя технические средства, которые являются средствами измерения и обеспечивают коммерческий учёт электроэнергии:

- Измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- счетчики электрической энергии;
- УСПД ИКМ «Пирамида»
- сервер с ПО «Пирамида-2000».

Типы данных средств измерений утверждены Госстандартом России и внесены в Государственный Реестр средств измерений:

- 1) трансформаторы тока типа ТЛШ-10, ТПШЛ-10 - №11077-07
- 2) трансформаторы тока типа ТОЛ-10 - №7069-07
- 3) трансформаторы тока типа ТПЛ-10 - №1276-59
- 4) трансформаторы тока типа ТПЛ-10-М - №22192-07
- 5) трансформаторы напряжения типа НТМИ-6 - №2611-70
- 6) трансформаторы напряжения типа НТМК-6 - №323-49
- 7) счетчики электрической энергии типа ПСЧ-4ТМ.05 - №27779-04
- 8) УСПД типа ИВК «ИКМ-Пирамида» - № 29484-05
- 9) устройство синхронизации времени УСВ-1 - №28716-05

Смонтированная и прошедшая опытную эксплуатацию АИИС КУЭ по объекту ФГУП «ЧЭЗ» должна быть принята и аттестована органами Госстандарта РФ в качестве системы коммерческого учета электроэнергии.

В процессе работ по аттестации системы должны быть определены метрологические характеристики всех входящих в систему измерительных каналов.

Поверку измерительных каналов АИИС, включающих в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения, счётчики электрической энергии. УСПД ИКМ "Пирамида", сервер осуществляется по методике Госстандарта. Первичную метрологическую поверку измерительных каналов АИИС КУЭ по объекту ФГУП «УКВЗ» на базе ИИС «Пирамида» следует проводить по типовой методике поверки ВЛСТ-150.00.000 И1 на «Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида» (ИИС «Пирамида»)).

Проверку СИ следует проводить;

- ТТ- по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ8.216-88;
- счетчик ПСЧ-4ТМ.05 по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05. Методика поверки» ИЛГШ.411152.126 РЭ1;
- УСПД «ИКМ» по методике поверки «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ Пирамида». Методика поверки» ВЛСТ.230.00.000.И1.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Виды и периодичность проверок средств измерений, входящих в систему, приведены в эксплуатационной документации на эти средства.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Контроль над соблюдением срока проведения очередных поверок средств измерений возлагается на персонал предприятий, на балансе которого находятся эти средства.

Поверку средств измерений осуществляет региональный Центр стандартизации, метрологии и сертификации или аккредитованные Госстандартом метрологические службы в установленном законом порядке.

В процессе подготовки АСКУЭ ООО «Русэнерготрейд» по объекту ФГУП «ЧЭЗ» к пуску в промышленную эксплуатацию должны быть проработаны следующие вопросы:

- приведение измерительных цепей в соответствии с приложением №11.1 «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности) субъекта ОРЭ. Технические требования»

- обоснование применения трансформаторов тока;
- обоснование применения трансформаторов напряжения;
- расчет потерь напряжения во вторичных цепях ТН;
- подключение вторичных обмоток измерительных трансформаторов к приборам учета;
- расчет допустимой относительной погрешности измерений измерительных каналов;
- расчет допустимой относительной погрешности измерений ИВК в целом.

В силу особенностей использования и построения АИИС КУЭ, оценить пределы погрешностей измерительных каналов и всей системы в целом в рамках испытаний для целей утверждения типа возможно только путем композиции погрешностей компонентов системы с учетом реальных условий их эксплуатации. При этом под условиями применения компонентов измерительного канала кроме климатических условий, следует понимать:

- значение нагрузок вторичных цепей для масштабных преобразователей — трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН);

- значение потерь напряжения в линиях присоединения к счетчикам электрической энергии для ТН;

- значение напряженности магнитного поля в местах установки счетчиков электрической энергии;

- собственные характеристики объекта измерения - частота и напряжение сети, в которой происходит измерение мощности и энергии.

Определение пределов погрешностей измерительных каналов при поверке АИИС также возможно только поэлементным методом. При этом, в отличие от испытаний, для подтверждения значения суммарного предела погрешности измерения электроэнергии измерительным каналом нет необходимости в учете зависимости погрешности компонентов и всего измерительного канала АИИС от влияющих величин (условий применения). При поверке достаточно убедиться, что значения всех влияющих величин в реальных условиях эксплуатации не выходят за границы, определенные для этих величин при испытаниях для целей утверждения типа.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Проверка этих условий при проведении поверки должна быть обязательной. Анализ погрешности измерительного канала

Для оценки возможного вклада в суммарное значение предела погрешности измерительного канала АСКУЭ каждой из перечисленных составляющих рассмотрим его структуру.

Суммарный предел погрешности измерения активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95 в соответствии с РД 153-34.0-11.209-99. в общем случае принимают равным:

$$\delta_{wa} = \pm 1.1 \cdot \sqrt{\delta_i^2 + \delta_u^2 + \delta_{\theta a}^2 + \delta_{cx0}^2 + \delta_{cU}^2 + \delta_{ct}^2 + \delta_{cf}^2 + \delta_{cH}^2 + \delta_{yc}^2} \quad (4.1)$$

где δ_i^2 - предел допустимой амплитудной погрешности ТТ:

δ_u - предел допустимой амплитудной погрешности ТН:

δ_{θ} - предел допустимой погрешности трансформаторной схемы включения счетчика:

$\delta_{cx.0}$ - предел допустимой относительной погрешности из-за потерь напряжения в линии присоединения счётчика к ТН;

$\delta_{c.o}$ - предел допустимой погрешности счетчика электрической энергии при измерении количества активной электрической энергии;

δ_{cu} - пределы допустимых погрешностей счетчика электрической энергии; δ_{ct} - предел допустимой погрешности устройства сбора и передачи данных.

В свою очередь пределы допустимой погрешности трансформаторной схемы включения счётчика вычисляются по формуле:

$$\delta_{\theta} = 0.029 \sqrt{\theta_i^2 + \theta_u^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad (4.2)$$

где θ_i^2 и θ_u^2 - пределы допустимой угловой погрешности ТТ и ТН соответственно, выраженные в минутах;

$\cos \varphi$ - значение коэффициента мощности.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

4.4 Расчёт сечения кабеля от ТТ до счётчика

Расчёт сечения кабелей от трансформатора тока до счетчика производится для обеспечения работы в требуемом классе точности, при этом должно выполняться условие:

$$Z_{\text{НОМ}} \leq Z_{\text{расч}} \quad (4.3)$$

где $Z_{\text{НОМ}}$ - номинальное сопротивление цепи вторичной обмотки трансформатора тока. Ом;

$Z_{\text{расч}}$ - фактическое расчетное сопротивление цепи вторичной обмотки трансформатора тока. Ом.

Номинальное сопротивление цепи вторичной обмотки трансформатора тока определяется:

$$Z_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{I_{\text{НОМ}}^2} \quad (4.4)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ - номинальная вторичная нагрузка трансформатора. В А;

$I_{\text{НОМ}}$ - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора. А.

Фактическое расчетное сопротивление цепи вторичной обмотки трансформатора тока определяется:

$$Z_{\text{расч}} = Z_{\text{конт}} + Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} \quad (4.5)$$

где $Z_{\text{конт}}$ - переходное сопротивление контактов. Ом;

$Z_{\text{приб}}$ - сопротивление приборов. Ом;

$Z_{\text{пров}}$ - сопротивление проводов. Ом

$$Z_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом} \quad (4.6)$$

Сопротивление приборов (счетчика и амперметра) определяется как:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{\text{НОМ}}^2} = \frac{S_{\text{сч}} + S_{\text{амп}}}{I_{\text{НОМ}}^2} \quad (4.7)$$

где $S_{\text{приб}}$ - номинальная мощность потребляемая каждым прибором по цепям тока. ВА.

$S_{\text{сч}}$ - номинальная мощность, потребляемая счетчиком по цепям тока, ВА

$S_{\text{амп}}$ - номинальная мощность, потребляемая амперметром, ВА.

$$Z_{\text{пров}} = \frac{\rho L}{g} \quad (4.8)$$

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Где

ρ – удельное сопротивление материала провода. Ом*мм²/ м;

L - длина провода, м;

g - площадь поперечного сечения, мм²

В результате получаем условие определяющие минимально допустимое поперечное сечение проводов:

$$g \geq \frac{\rho L}{Z_{\text{ном}} - Z_{\text{конт}} - Z_{\text{приб}}} \quad (4.9)$$

Таблица 4 – Результаты расчетов

№	Наименование присоединения	g_{min} мм ²	g мм ²	Марка кабеля
	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6кВ, ф5	0,09	2,5	ВВГ 1*2,5
	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6кВ, ф18	0,09	2,5	ВВГ 1*2,5
	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6кВ, ф48	0,09	2,5	ВВГ 1*2,5
	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6кВ, ф61	0,09	2,5	ВВГ 1*2,5
	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6кВ, ф13	0,22	2,5	ВВГ 1*2,5
	ФГУП «ЧЭЗ», РП-1, ф21	0,27	2,5	ВВГ 1*2,5
	ФГУП «ЧЭЗ», РП-2, ф5	0,22	2,5	ВВГ 1*2,5
	ФГУП «ЧЭЗ», РП-2, ф6	0,22	2,5	ВВГ 1*2,5
	ФГУП «ЧЭЗ», РП-2, ф32	0,22	2,5	ВВГ 1*2,5
10	ФГУП «ЧЭЗ», РП-4, ф 3	0,27	2,5	ВВГ 1*2,5
11	ФГУП «ЧЭЗ», РП-6, ф 9	0,27	2,5	ВВГ 1*2,5
12	ФГУП «ЧЭЗ», РП-7, ф 3	0,22	2,5	ВВГ 1*2,5
13	ФГУП «ЧЭЗ», РП-7, ф 11	0,22	2,5	ВВГ 1*2,5
14	ФГУП «ЧЭЗ», РП-7, ф 14	0,22	2,5	ВВГ 1*2,5
5	ФГУП «ЧЭЗ», РП-8, ф 5	0,22	2,5	ВВГ 1*2,5

Проверка выбранного сечения жил кабелей по напряжению на вторичных обмотках трансформатора тока осуществляется исходя из условия:

$$U_2 \leq 1000 \text{ В}, \quad (4.10)$$

где U_2 - максимальное расчетное напряжение на вторичной обмотке трансформатора тока.

Максимальное расчетное напряжение на вторичной обмотке трансформатора тока определяется:

$$U_2 = \frac{I_{кз} Z_{расч}}{K_{ТТ}} \quad (4.11)$$

где

$I_{кз}$ - наибольший возможный ток (ток короткого замыкания);

$K_{ТТ}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока.

Таблица 4.1 – Результаты расчёта

	Наименование присоединения	$I_{кз}$	$Z_{расч}$	$K_{ТТ}$	$U_{расч}$	Заключение
	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6кВ, ф5	17900	0,15	3000/5	4,5	Соответст
	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6кВ, ф18	17900	0,15	3000/5	4,5	соответст
	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6кВ, ф48	17900	0,15	3000/5	4,5	соответст
	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6кВ, ф61	17900	0,15	3000/5	4,5	соответст
	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6кВ, ф13	17900	0,15	400/5	33,6	соответст
	ФГУП «ЧЭЗ», РП-1, ф21	14100	0,15	200/5	52,9	соответст
	ФГУП «ЧЭЗ», РП-2, ф5	14100	0,15	400/5	26,4	соответст
	ФГУП «ЧЭЗ», РП-2, ф6	14100	0,15	400/5	26,4	соответст
	ФГУП «ЧЭЗ», РП-2, ф32	14100	0,15	300/5	35,3	соответст
0	ФГУП «ЧЭЗ», РП-4, ф3	14350	0,15	200/5	53,8	соответст
1	ФГУП «ЧЭЗ», РП-6, ф9	14100	0,15	50/5	211	соответст
2	ФГУП «ЧЭЗ», РП-7, ф3	14350	0,15	150/5	71,8	соответст
3	ФГУП «ЧЭЗ», РП-7, ф11	14350	0,15	150/5	62,2	соответст
4	ФГУП «ЧЭЗ», РП-7, ф14	14350	0,15	150/5	71,8	соответст
5	ФГУП «ЧЭЗ», РП-8, ф5	14100	0,15	300/5	35,3	соответст

4.5 Обоснование применения трансформаторов тока

Трансформаторы оценивают по следующим основным параметрам:
 вторичная нагрузка трансформатора тока $S_{\text{ном}}$, ВА - мощность его вторичной цепи, при которой гарантируется установленный класс точности ТТ;
 пределы допустимых погрешностей вторичных обмоток для измерения в рабочих условиях применения при установившемся режиме должны соответствовать нижеприведенным данным в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Пределы нагрузки трансформатора тока

Класс точности ТТ	Первичный ток, % от номинального	Пределы вторичной нагрузки, % от номинал
0,2S	1	25-100
	5	
	20	
	100	
	120	
0.2	5	25-100
	20	
	100-120	
0.5S	1	25-100
	5	
	20	
	100	
	120	
0.5	5	25-100
	20	
	100-120	
1	5	25-100
	20	
	120	

Таблица 4.3 – Исходные данные для обоснования применения трансформаторов тока

№	Канал учёта	Трансформатор тока								
		Тип	K _{ТТ}	К л Т.	Мощность обмоток ВА					
					Номинальная			Фактическая		
					А	В	С	А	В	С
1	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6 кВ, ф5	ТЛШ-10	3000/5	0,5	20	20	20	3,81	3,81	3,81
2	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6 кВ, ф18	ТЛШ-10	3000/5	0,5	20	20	20	3,81	3,81	3,81
3	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6 кВ, ф48	ТЛШ-10	3000/5	0,5	20	20	20	3,81	3,81	3,81
4	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6 кВ, ф61	ТПШЛ-10	3000/5	0,5	20	20	20	3,81	3,81	3,81
5	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6 кВ, ф13	ТПЛ-10-м	400/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
6	ФГУП «ЧЭЗ», РП-1, ф21	ТПЛ-10-м	200/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
7	ФГУП «ЧЭЗ», РП-2, ф5	ТПЛ-10-м	400/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
8	ФГУП «ЧЭЗ», РП-2, ф6	ТПЛ-10-м	400/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
9	ФГУП «ЧЭЗ», РП-2, ф32	ТПЛ-10-м	300/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
10	ФГУП «ЧЭЗ», РП-4, ф3	ТПЛ-10	200/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
11	ФГУП «ЧЭЗ», РП-6, ф9	ТПЛ-10-м	50/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
12	ФГУП «ЧЭЗ», РП-7, ф3	ТОЛ-10	150/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
13	ФГУП «ЧЭЗ», РП-7, ф11	ТОЛ-10	150/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
14	ФГУП «ЧЭЗ», РП-7, ф14	ТОЛ-10	150/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
15	ФГУП «ЧЭЗ», РП-8, ф5	ТПЛ-10	300/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2018.051.00.00ПЗ

Лист

52

Согласно [4,] и [5,] класс точности измерительных трансформаторов тока для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не хуже 1,0.

Согласно ГОСТ 7746 для трансформаторов тока классов точности 0,5 и 1 предел вторичной нагрузки в процентах от номинальной должен составлять: 25 - 100% (см. таблицу 5).

Заключение о соответствии трансформаторов тока по нагрузке и по классу точности приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.4 – Заключение о соответствии применяемых трансформаторов тока

№	Канал учёта	Мощность вторичной обмотки ВА						Фактическая нагрузка % от номинала			Заключение
		Номинальная			Фактическая			А	В	С	
		А	В	С	А	В	С				
1	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП1 10/6кВ, ф5	20	20	20	3,8	3,8	3,8	19	19	19	Соответств
2	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП1 10/6кВ, ф18	20	20	20	3,8	3,8	3,8	19	19	19	Соответств
3	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП1 10/6кВ, ф48	20	20	20	3,8	3,8	3,8	19	19	19	Соответств
4	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП1 10/6кВ, ф61	20	20	20	3,8	3,8	3,8	19	19	19	Соответств
5	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП1 10/6кВ, ф13	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
6	ФГУП «ЧЭЗ», РП-1, ф21	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
7	ФГУП «ЧЭЗ», РП-2, ф5	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
8	ФГУП «ЧЭЗ», РП-2, ф6	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
9	ФГУП «ЧЭЗ», РП-2, ф32	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
10	ФГУП «ЧЭЗ», РП-4, ф3	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
1	ФГУП «ЧЭЗ», РП-	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств

1	6,ф 9				8	8	8				СТВ
1	ФГУП «ЧЭЗ»,РП-	10	10	10	3,	3,	3,	38	38	38	Соответ-
2					7,ф 3	8	8				

Окончание таблицы 4.4

13	ФГУП «ЧЭЗ»,РП-7,ф 11	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
14	ФГУП «ЧЭЗ»,РП-7,ф 14	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
15	ФГУП «ЧЭЗ»,РП-8,ф 5	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств

В результате расчета установлено, что трансформаторы тока на всех присоединениях соответствуют [1] и [4].

4.6 Обоснование применения трансформаторов напряжения

В данном разделе производится обоснование применения измерительных трансформаторов напряжения.

Согласно [4] и [5,] класс точности измерительных трансформаторов напряжения для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не хуже 1,0.

Согласно [6,] трансформаторам присваивают один или несколько классов точности в зависимости от номинальных мощностей и назначения. Конкретные классы точности следует устанавливать в стандартах на трансформаторы конкретных типов.

Таблица 4.5 – Исходные данные

№	Секция шин	Тип ТН	Кл. т ТН	Номи- нальное напряже- ние	Нагрузка втор. обм.	
					ном	факт
1	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6кВ 1 с.ш	НТМИ-6	0,5	6000/100	75	26
2	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6кВ 2 с.ш	НТМИ-6	0,5	6000/100	75	22
3	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6кВ 3 с.ш	НТМИ-6	0,5	6000/100	75	29
4	ФГУП «ЧЭЗ», ГПП110/6кВ 4 с.ш	НТМИ-6	0,5	6000/100	75	29
5	ФГУП «ЧЭЗ»,РП-1, 6кВ 1 с.ш	НТМИ-6	0,5	6000/100	75	15
6	ФГУП «ЧЭЗ», РП-2, 6кВ 1 с.ш	НТМИ-6	0,5	6000/100	75	21

8	ФГУП «ЧЭЗ», РП-4, 6кВ 1 с.ш	НТМК-6	75	25	33	Соответ
9	ФГУП «ЧЭЗ», РП-6, 6кВ 1 с.ш	НТМК-6	75	28	37	Соответ
10	ФГУП «ЧЭЗ», РП-7, 6кВ 1 с.ш	НТМИ-6	75	32	43	Соответ

Окончание таблицы 4.6

4.7 Определение относительной погрешности измерительных каналов

Согласно ГОСТ 1983 пределы допустимых погрешностей трансформаторов напряжения в рабочих условиях приведены в таблице 4.7

Таблица 4.7 – Пределы допустимых погрешностей трансформаторов напряжения в рабочих условиях

Класс точности	Предел допустимой погрешности		
	Напряжения, %	Угловой	
		мин	срад
0,2	$\pm 0,2$	± 10	$\pm 0,3$
0,5	$\pm 0,5$	± 20	$\pm 0,6$

По ПУЭ допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации, если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5%.

Согласно ГОСТ 30206 погрешность электронных счетчиков активной энергии класса точности 0,5S, 0,2S нормируют в диапазоне значений тока в измерительной цепи счетчика:

однофазного и многофазного счетчиков с симметричными нагрузками 1 от тока $I_{\min} = 1\%$ номинального тока при $\cos\varphi=1$ и от тока $I_{\min} = 2\%$ номинального тока при $\cos\varphi=0,5$ инд., 0,8 емк. до максимального 1,2I_{ном} значения тока включительно. Кроме того, предусмотрено нормирование

в диапазоне значений тока в измерительной цепи от 10% номинального тока до максимального 1,2I_{ном} значения тока включительно при $\cos\varphi=0,25$ инд., 0,5 емк. 1 по особому требованию потребителя.

Согласно ГОСТ 7746-2001 пределы допустимых погрешностей вторичных обмоток трансформаторов тока в рабочих условиях приведены в таблице 4.8

Таблица 4.10 – Нормирование в диапазоне значений тока в измерительной цепи

Значения тока	Коэффиц. мощности	Пределы погрешности, % для счётчика класса точности	
		0,2S	0.5S
От $0,01I_{\text{НОМ}}$ до $I_{\text{МАКС}}$	1	$\pm 0,3$	$\pm 0,6$
От $0,1I_{\text{НОМ}}$ до $I_{\text{МАКС}}$ ВКЛЮЧИТ	0.5 инд.	$\pm 0,4$	$\pm 1,0$

Ввиду того, что для $\cos\varphi=0,5$ инд и $\cos\varphi=0,8$ инд пределы допускаемых погрешностей для счетчиков активной энергии даны только от тока $I_{\text{min}}=2\%$ номинального, в то время как пределы допускаемых погрешностей для ТТ даны от тока $I_{\text{min}}=1\%$ номинального тока, то для этих случаев допускаемая относительная погрешность ИК рассчитывается начиная с от тока $I_{\text{min}}=2\%$ номинального тока, считая, что при данном токе погрешности ТТ заведомо не хуже, чем для тока $I_{\text{min}}=1\%$ номинального тока (т.е. погрешности для $I_{\text{min}}=2\%$ принимаются равными как при $I_{\text{min}}\sim 1\%$)

Гарантируемая точность измерений в известных рабочих условиях применения СИ определяется пределом допускаемой относительной погрешности измерительного канала, при расчете которого по формуле принимают:

пределы допускаемых значений погрешностей по паспортным данным СИ (для ТТ - при минимальном рабочем токе, для счетчика - при минимальном рабочем токе и усредненном за учетный период значениях $\cos\varphi$).

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и/или мощности принимают согласно РД 34.11.114-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала в предусмотренных рабочих условиях применения АСКУЭ на энергообъектах и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Согласно РД 153-34.0-11.209-99 погрешность измерительного канала при измерениях электроэнергии определяется по формуле:

$$\delta_{WA} = \pm 1.1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{\theta_A}^2 + \delta_L^2 + \delta_{co}^2 + \delta_{CU}^2 + \delta_{ct}^2 + \delta_{cf}^2 + \delta_{CH}^2 + \delta_{yc}^2} \quad (4.12)$$

Где δ_I - токовая погрешность ТТ, %, в соответствии с ГОСТ 7746.

δ_U - погрешность напряжения ТН, %, в соответствии с ГОСТ 1983.

δ_L - погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %, определяем как фактическое значение потерь, согласно паспорта-протокола соответствующего измерительного канала.

δ_{co} - предел допустимой основной погрешности электронного счетчика, %, согласно ГОСТ 30206.

δ_{θ} - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ θ_1 и ТН $\theta_и$, %, определяем по РД 153-34.0-11.209-99.

$\delta_{сj}$ - дополнительная погрешность счетчика от, J-й влияющей величины, %

δ_{yc} - относительная погрешность устройства сбора и передачи данных, %

При этом: погрешность при измерениях активной электроэнергии вычисляют по формуле

$$\delta_{\theta} = 0.029 \sqrt{\theta_j^2} + \theta_U^2 * \frac{\sqrt{1-\cos\varphi}}{\cos\varphi} \quad (4.13)$$

погрешность при измерениях реактивной электроэнергии вычисляют по формуле

$$\delta_{\theta} = 0.029 \sqrt{\theta_j^2} + \theta_U^2 * \frac{\cos\varphi}{\sqrt{1-\cos\varphi}} \quad (4.14)$$

где θ_I - угловая погрешность ТТ, мин;

$\theta_{и}$ - угловая погрешность ТН, мин;

$\cos\varphi$ - коэффициент мощности контролируемого присоединения.

Счетчик электроэнергии

Согласно ГОСТ 26035 предел допускаемой относительной погрешности электронного счетчика δ_{co} определяется формулой

$$\delta_{co} = \pm K \cdot \left(0.9 + \frac{0.02}{m}\right) \quad (4.15)$$

при значении m от 0,01 до 0,2 или формулой

$$\delta_{co} = \pm K \quad (4.16)$$

при значении m от 0,2 включительно до значений, соответствующих максимальному току I_{max} в измерительной цепи счетчика.

В выражении коэффициент $K = 0,2; 0,5; 1$ и 2 - число, соответствующее классу точности счетчика;

$$m = \frac{UJ\cos\varphi}{U_{ном}J_{ном}} \quad \text{для счётчиков активной энергии} \quad (4.17)$$

$$m = \frac{UJ\sin\varphi}{U_{ном}J_{ном}} \quad \text{для счётчика реактивной энергии} \quad (4.18)$$

где U - значение напряжения измерительной цепи;

J - значение силы тока;

$U_{ном}, J_{ном}$ - номинальные значения соответственно напряжения и силы тока.

Суммарная дополнительная погрешность счетчика рассчитывается для реальных условий эксплуатации.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Существенными влияющими величинами для электронных счетчиков активной энергии согласно ГОСТ 30206 являются:

- Дополнительная погрешность от изменения температуры δ_{ct} , %;
- Дополнительная погрешность от изменения напряжения δ_{cu} , %;
- Дополнительная погрешность от изменения частоты δ_{cf} , %;
- Дополнительная погрешность от внешнего электромагнитного поля δ_{ch} , %;
- Существенными влияющими величинами для электронных счетчиков реактивной энергии согласно ГОСТ 26035 являются:
- Дополнительная погрешность от изменения температуры δ_{ct} , %;
- Дополнительная погрешность от изменения частоты δ_{cf} , %;
- Дополнительная погрешность от внешнего электромагнитного поля δ_{ch} , %;

Согласно ГОСТ 30206 влияющие величины на точность измерений счетчиков активной энергии имеют пределы погрешности:

Таблица 4.11 – Пределы измерения дополнительной погрешности счетчика

Влияющая величина	Значения тока	Коэффициент мощности	Пределы % погрешностей	
			0.2S	0.5S
Изменение напряжения	$0,5I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1	0.1	0.2
	$0,1I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	0.5(при инд. Нагр)	0.2	0.4
Изменение частоты	$0,5I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1	0.1	0.2
	$0,1I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	0.5(при инд. Нагр)	0.1	0.2
Внешнее магнитное поле индукции 0,5мТл	$I_{ном}$	1	0.5	1.0

Дополнительная погрешность счетчика активной энергии класса точности 0,5S от изменения напряжения δ_{cu} в пределах $\pm 10\%$ при коэффициенте мощности, близком к единице, класса точности 0,5S равна 0,20% по ГОСТ 52323, п.8.2.

Дополнительная погрешность счетчика активной энергии от изменения частоты δ_{cf} в пределах $\pm 2\%$ при коэффициенте мощности, близком к единице, класса точности 0,5S равна 0,20%.

Для счетчиков реактивной энергии согласно ГОСТ 26035 предел допускаемого значения дополнительной погрешности в процентах при отклонении частоты от нормального значения до предельных рабочих значений (+5%) должен быть равен $\delta_{cf} = 0,5 \cdot \delta_{co}\%$ от основной погрешности счетчика.

Для счетчиков активной энергии погрешность от внешнего магнитного поля индукции 0,5 мТл выбирается по ГОСТ 30206 (таблица 14) для всех диапазонов $I_{ном}$ $\delta_{ch} = \pm 1 * 0\%$.

Для счетчиков реактивной энергии погрешность от внешнего магнитного поля индукции 0,5 мТл выбирается по ГОСТ 26035 (п 1.9) для всех диапазонов $I_{ном}$ $\delta_{ch} = \delta_{co}$

Дополнительная погрешность счетчика активной энергии от изменения температуры δ_{ct} приведена в таблице 4.12 согласно ГОСТ 30206.

Таблица 4.12 – Дополнительная погрешность счетчика активной энергии от изменения температуры

Значение тока	Коэффициент мощности	Температурный коэффициент %	
		0.2S	0.5S
$0,5I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1	0.01	0.03
$0,1I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	0.5	0.02	0.05

Дополнительная погрешность счетчика активной энергии класса точности 0,5S от изменения температуры ба считается по формуле:

$$\delta_{ct} = 0.05 \cdot (t_{max} - t_{норм}), \% \text{ для } \cos\varphi \neq 1 \quad (4.19)$$

$$\delta_{ct} = 0.05 \cdot (t_{max} - t_{норм}), \% \text{ для } \cos\varphi = 1 \quad (4.20)$$

Температурный диапазон эксплуатации счетчиков составляет от -10 до +50°C. Дополнительная погрешность счетчика реактивной энергии от изменения температуры ба по ГОСТ 26035 равна:

$$\delta_{ct} = 0.05 \cdot \delta_{co} (t_{max} - t_{норм}) \quad (4.21)$$

При расчете дополнительной погрешности счетчика от изменения температуры берется максимальное отклонение предельной эксплуатационной температуры от нормальной температуры (+20 °C), равное 30 °C.

Поскольку УСПД использует данные счетчика, переданные ему в цифровом коде, и не производит с ними различных преобразований, будем считать, что погрешность УСПД пренебрежимо мала, и в расчете учитываться не будет.

Полученные промежуточные результаты позволяют рассчитать пределы допускаемых относительных погрешностей измерительных каналов при измерениях активной и реактивной электроэнергии.

Согласно ПУЭ на создание АИИС КУЭ по объекту ФГУП «ЧЭЗ», нормы относительной погрешности измерения по каждому измерительному комплексу, для значений $\cos\varphi$ в интервале $0,8 \div 1$ не должны превышать:

- для области нагрузок до 5% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
- для области малых нагрузок ($5 \div 20\%$ включительно) не хуже 2,9%;
- для диапазона нагрузок $20 \div 120\%$ не хуже 1,7 %.

Нормы относительной погрешности измерения по каждому измерительному комплексу, для значений $\cos\varphi$ в интервале $0,5 \div 0,8$ не должны превышать:

- для области нагрузок до 5% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
- для области малых нагрузок ($5 \div 120\%$ включительно) не хуже 5,5%;
- для диапазона нагрузок $20 \div 120\%$ не хуже 3,0

Выводы по разделу четыре

В данном разделе приводится перечень мероприятий, которые требуется провести к виду, пригодному для использования системы АСКУЭ.

Рассмотрелись такие вопросы как защита от несанкционированного доступа в систему АСКУЭ. Защита информации от несанкционированного доступа (НСД) является составной частью общей проблемы обеспечения безопасности информации. Мероприятия по защите информации от НСД должны осуществляться совместно с мероприятиями по специальной защите основных и вспомогательных средств вычислительной техники, средств и систем связи от технических средств разведки и промышленного шпионажа. Метеорологическое обеспечение системы. Определение пределов погрешностей измерительных каналов при поверке АИИС также возможно только поэлементным методом. При этом, в отличие от испытаний, для подтверждения значения суммарного предела погрешности измерения электроэнергии измерительным каналом нет необходимости в учете зависимости погрешности компонентов и всего измерительного канала АИИС от влияющих величин (условий применения). При поверке достаточно убедиться, что значения всех влияющих величин в реальных условиях эксплуатации не выходят за границы, определенные для этих величин при испытаниях для целей утверждения типа.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

5 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

5.1 Методика сравнения вариантов (с АСКУЭ и без)

Улучшение экономических показателей энергосистем невозможно без автоматизации энергетики, энергетике, топлива. Современные требования к средствам автоматизации учета энергии и мощности варьируются в сравнении с теми, которые в последнее время подходят для всех. В настоящее время информационно-измерительные системы на основе систем телемеханики широко используются в энергетических системах, что позволяет измерять активные и реактивные мощности и напряжения в темпе процесса контроля и управления нагрузкой энергосистемы. Однако в настоящее время системы телемеханической силовой измерительной системы не в полной мере обеспечивают решение проблем. Недостаточная точность измерений общей нагрузки энергосистемы, отдельных агрегатов электростанций и распределения потоков мощности в сети допускает только приблизительную оценку режима энергосистемы и в некоторых случаях не позволяет оптимизировать распределение нагрузки с помощью необходимой точности как внутри энергосистемы, так и внутри электростанций, между отдельными блоками котлоагрегатов. Эффективность оптимизации управляющих воздействий и, соответственно, экономии топлива или уменьшения потерь при транспортировке энергии определяется точностью измерений начальных режимов для оптимизации. Например, ошибки в определении характеристик относительного роста (CVD) для электростанций могут привести к перерасходу топлива, равному 30-90% возможной экономии. Если фактический результат оптимизации меньше возможных ошибок, то эффект оптимизации является ложным. Он будет потерян, потому что невозможно реализовать оптимальные решения. Расчеты показывают, что с ошибками в характеристиках относительных приращений 9-15% эффект оптимизации распределения нагрузки соизмерим с потерей ошибок в характеристиках. Аналогичная ситуация возникает при оптимизации различных методов распределения мощности между энергогенерирующими установками силовой ассоциации, где из-за неточности исходной информации глобальный оптимум расхода топлива может быть потерян и найден только локальный оптимум, что не всегда совпадает с минимумом расходов на топливо. Точность измерений телемеханики и ее использование в целях централизованной системы аварийного управления силовыми коммуникациями не всегда являются удовлетворительными, поскольку возможна недостаточная доза воздействия на нагрузку силовой ассоциации в аварийных условиях и в качестве следствием, невыполнением или неполным выполнением функций аварийной защиты с помощью аварийной автоматики [5]. Измерения фактической нагрузки со скоростью процесса, попадающего в расписания аварийных отключений и пределов нагрузки, связанных с SAON и другими объектами РАА.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

В ряде случаев становятся невозможными, поскольку для этого требуется провести массовые измерения мощности на линиях 6-10 кВ, которые не оснащены преобразователями для телеметрии мощности. Он не отвечает современным требованиям, например, точности телеметрии балансов передач сетки, если темп процесса требует введения ограничений или временных отключений нагрузки, особенно если мощность ограничений несоизмерима мала по сравнению с емкостью баланс потока. Очевидно, что при той же относительной ошибке в информационной измерительной системе (а) измерение нагрузки на уровне переполнения сетевой сети (P_{cn}) дает значительно большую абсолютную погрешность (DR_a), чем при измерении нагрузок на уровне (P_{ao}) или площади электрических сетей (ВИЭ) или даже электросетевых компаний (ПЭС). В самом деле, если $P_c > P_{seo}$, то $aP_{cn} > aP_{seo}$. Поэтому операционные измерения малых абсолютных пределов или отключений, особенно в период больших изменений нагрузки, например, в период приближения к максимальной нагрузке, целесообразно проводить на уровне энергообъектов и даже на отдельных соединениях, а также ВИЭ и ПЭС, но перевести их на уровень диспетчерской энергосистемы. Однако на уровне энергообъектов при напряжении 6-35 кВ, как правило, на выходных линиях отсутствуют средства телеметрии, на входе трансформатора имеются измерения токов. На исходящих линиях таких объектов имеются только электрические счетчики и панельные устройства, которые сами по себе не позволяют передавать оперативную информацию с объекта и, в конечном счете, из ВИЭ и ПЭС, но, как будет показано ниже, эти объекты, операционные измерения на соединениях этих объектов могут быть выполнены, то есть эта нагрузка становится наблюдаемой.

Не рекомендуется устанавливать дополнительные телеметрические преобразователи для оперативного мониторинга на исходящих линиях, так как это приведет к значительным дополнительным расходам, а также выведет из допустимого класса точности все измерительные средства, включая номинальные счетчики электроэнергии, из-за факта, что при уровне напряжения 6-35 кВ эти цепи уже перегружены.

5.2 Эффект от внедрения АСКУЭ

Расчет экономической эффективности. Для внедрения на предприятие нового оборудования для установки необходимо осуществить капитальные вложения, в состав которых входят:

Расчет затрат на покупку, изготовление, монтаж оборудования и пуско-наладочные работы.

Затраты на основные технические средства K_{TC} , руб.

$$K_{TC} = C_o + C_{тр} \quad (5.1)$$

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

где $C_{тр}$ - транспортные расходы, руб.

C_o - стоимость оборудования, руб.

В таблице 5.1 приведен расчет капитальных затрат по проектному варианту.

Таблица 5.1 – Расчет капитальных затрат по проектному варианту

Наименование	Количество	Цена за единицу, руб.	Стоимость, руб.
Счётчики ПСЧ-4ТМ.05	14	6000	84000
Устройство сбора данных	1	11000	11000
Трансформаторы тока	28	8500	238000
ПК и ПО	1	30000	30000
Информационно вычислительный Комплекс(ИВК)	1	15000	15000
Итого			378000

Таким образом стоимость оборудования $C_o = 378000$ руб.

Транспортные расходы $C_{тр}$, руб.

$$C_{тр} = a_{тр} \cdot C_o \quad (5.2)$$

где $a_{тр}$ – коэффициент, учитывающий затраты на погрузку, разгрузку и перевозку технических средств; $a_{тр} = 0,03$;

$$C_{тр} = 0,03 \cdot 378000 = 11300 \text{ руб.}$$

Затраты на основные технические средства $K_{тс}$, руб.

$$K_{тс} = C_o + C_{тр} \quad (5.3)$$

$$K_{тс} = 378000 + 11300 = 389300 \text{ руб.}$$

Затраты на вспомогательное оборудование $K_{вс}$, руб.

$$K_{bc} = a_{bo} \cdot C_o \quad (5.4)$$

где a_{bo} – коэффициент, учитывающий вспомогательное оборудование; $a_{bo} = 0,10$;

$$K_{bc} = 0,10 \cdot 378000 = 37800 \text{ руб.}$$

Затраты на монтаж и наладку технических средств K_{mn} , руб.

$$K_{mn} = a_{mn} \cdot C_o \quad (5.5)$$

где a_{mn} – коэффициент, учитывающий затраты на монтаж и наладку технических средств; $a_{mn} = 0,09$;

$$K_{mn} = 0,09 \cdot 378000 = 34020 \text{ руб.}$$

Затраты на демонтаж оборудования $K_{дем}$, руб.

$$K_{дем} = a_{дем} \cdot K_{mn} \quad (5.6)$$

где $a_{дем}$ – коэффициент, учитывающий затраты на демонтаж технических средств; $a_{дем} = 0,30$;

$$K_{дем} = 0,30 \cdot 34020 = 10206 \text{ руб.}$$

Затраты на приобретение, доставку, монтаж оборудования и пуско – наладочные работы составят:

$$K = K_{дем} + K_{mn} + K_{bc} + K_{тс} \quad (5.7)$$

$$K = 10206 + 34020 + 37800 + 389300 = 471326 \text{ руб.}$$

Заработная плата обслуживающего персонала $C_{зп}$, руб.

$$C_{зп} = a_{пр} \cdot \Phi \cdot K_{п} \quad (5.8)$$

где $a_{пр}$ – коэффициент, учитывающий премии персоналу, принимается $a_{пр} = 1,25$;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Φ – годовой фонд заработной платы обслуживающего персонала, руб;
 $k_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент; принимается $k_{\text{п}}=1,15$.
 Годовой фонд заработной платы обслуживающего персонала Φ , руб.

$$\Phi = \sum_{i=1}^k 12 \cdot O_i \cdot k_m \cdot Ч_i \quad (5.9)$$

где k – количество категорий работников, занятых в подготовке производства;

O_i – месячный оклад i – го работника, руб;

k_m – коэффициент, учитывающий персональную надбавку к окладу i – го работника. За работу в условиях действующего производства дается надбавка 20%. Таким образом, $k_m=1,20$;

$Ч_i$ – численность i – го работника, чел.

Для обеспечения работы установки необходимо иметь в штате одного электромонтажника (заработная плата 8000 руб.) и одного инженера – релейщика (заработная плата 10000 руб.). Таким образом: $k=2$, $O_1=8000$ (руб.), $O_2=10000$ (руб.), $Ч_1=2$; $Ч_2=1$.

Годовой фонд заработной платы обслуживающего персонала Φ , руб.

$$\Phi = 12 \cdot 8000 \cdot 1,2 \cdot 1 + 12 \cdot 10000 \cdot 1,2 \cdot 1 = 259200 \text{ руб.}$$

Заработная плата обслуживающего персонала $C_{\text{зп}}$, руб.

$$C_{\text{зп}} = 1,25 \cdot 259200 \cdot 1,15 = 372600 \text{ руб.}$$

Социальные отчисления C_c , руб.

$$C_c = 0,262 \cdot C_{\text{зп}} \quad (5.10)$$

где 0,262 – отчисления на социальные нужды.

$$C_c = 0,262 \cdot 372600 = 97620,2 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления на основные фонды A , руб.

$$A = a_{\text{аоср}} \cdot K \quad (5.11)$$

где $a_{\text{аоср}}$ – средний коэффициент, учитывающий амортизационные отчисления; $a_{\text{аоср}}=0,15$;

$$A = 0,15 \cdot 471326 = 70698 \text{ руб.}$$

Издержки на текущий ремонт и обслуживание $C_{\text{рем}}$, руб.

$$C_{\text{рем}} = a_{\text{po}} \cdot K \quad (5.12)$$

где a_{po} – средний коэффициент, учитывающий издержки на текущий ремонт и обслуживание; $a_{\text{po}}=0,03$;

$$C_{\text{рем}} = 0,03 \cdot 471326 = 14140 \text{ руб.}$$

Выводы по разделу пять

Снижение себестоимости продукции предприятия является одним из основных показателей эффективности внедрения в производство автоматизированных систем управления производством. Таким образом затраты на приобретение, доставку, монтаж оборудования и пуско-наладочные работы составят: 471 326 руб.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

6 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1 Расчет общего освещения

Освещение автоматизированного рабочего места оператора является искусственным, нет естественного освещения. Площадь номера 25 м². Искусственное освещение будет распространено, то есть равномерное распределение светильников в помещении без учета места расположения рабочих мест и оборудования. Искусственное освещение нормируется на величину минимальной освещенности в зависимости от характера визуальной работы, размера объекта дискриминации, разряда и субразделения визуальной работы контрастного объекта дискриминации с фоном и фоном характеристики.

Согласно нормам СНиП, разрабатываемый участок расположен в третьей зоне легкого климата в Российской Федерации (Челябинская область). Характеристика визуальной работы: общий постоянный мониторинг хода производственного процесса, выпуск визуальной работы VIII, блок визуальной работы - а, освещение с общей системой освещения 200 люкс. Для освещения будут использоваться люминесцентные лампы, установленные в ОД-лампах открытого типа. Выбор люминесцентных ламп оправдывается их большей светоотдачей по сравнению с лампами накаливания (50 - 200 лм / Вт) и длительным сроком службы (до 8000-14000 часов). При расчете общего освещения с учетом света, отраженного потолком и стенами, мы применяем метод светового потока. Основное уравнение метода (при расчете минимальной освещенности E_{MIN}):

$$E_{\min} = \frac{\phi \cdot N \cdot U}{100 \cdot S \cdot z \cdot k} \quad (6.1)$$

где Φ – световой поток каждой из ламп, лм

$k = 1,5$ – коэффициент запаса, учитывающий старение ламп, запыление и загрязнение светильников; его значение выбирается в зависимости от количества выделяемой в помещении пыли;

S – площадь помещения, $S = 5 \cdot 5 = 25 \text{ м}^2$;

$z = 1,1$ – коэффициент неравномерности освещенности, для люминесцентных ламп;

N – число ламп общего освещения в помещении:

$$N = \frac{S}{L^2} \quad (6.2)$$

L – расстояние между центрами светильников, м.

Обеспечение равномерного распределения освещенности достигается в том случае, если отношение L/H_p расстояния между центрами светильников L к высоте их подвеса над рабочей поверхностью H_p составляет для светильников преимущественно рассеянного и отраженного света ОД – 1,4.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Определим высоту подвеса светильников над рабочей поверхностью по формуле:

$$H_p = H - (h_c + h_p) \quad (6.3)$$

где H – высота помещения, $H = 4$ м;

h_c – величина свеса светильников, $h_c = 0,2$ м;

h_p – высота рабочей поверхности, $h_p = 2$ м.

$$H_p = 4 - (0,2 + 2) = 1,8 \text{ м}$$

$$L = 1,8 \cdot 1,4 = 2,52 \text{ м}$$

Принимаем $L = 2,5$ м;

$$N = \frac{25}{6,25} = 4 \text{ шт}$$

Принимаем общее число ламп $N = 4$ шт.

U – коэффициент использования светового потока ламп, %, т. е. отношение светового потока, падающего на расчетную поверхность к суммарному потоку всех ламп. Зависит от типа светильника, коэффициентов отражения потолка $R_{\Pi} = 70$; стен $R_C = 50$ и индекса I формы помещения.

Индекс формы помещения определяется по формуле

$$I = \frac{a \cdot b}{H_p (a + b)}, \quad (6.4)$$

где a и b – длина и ширина помещения, м.

$$I = \frac{5 \cdot 5}{1,8(5 + 5)} = \frac{25}{18} = 1,38$$

Следовательно, коэффициент использования светового потока ламп $U = 53$.

Из формулы находим световой поток:

$$\Phi = \frac{100 \cdot E_{\text{min}} \cdot S \cdot k \cdot z}{N \cdot U} \quad (6.5)$$

$$\Phi = \frac{100 \cdot 200 \cdot 25 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{4 \cdot 53} = 3891 \text{ лм}$$

Принимаем люминесцентную лампу ЛДЦ-80, как наиболее подходящую по световому потоку.

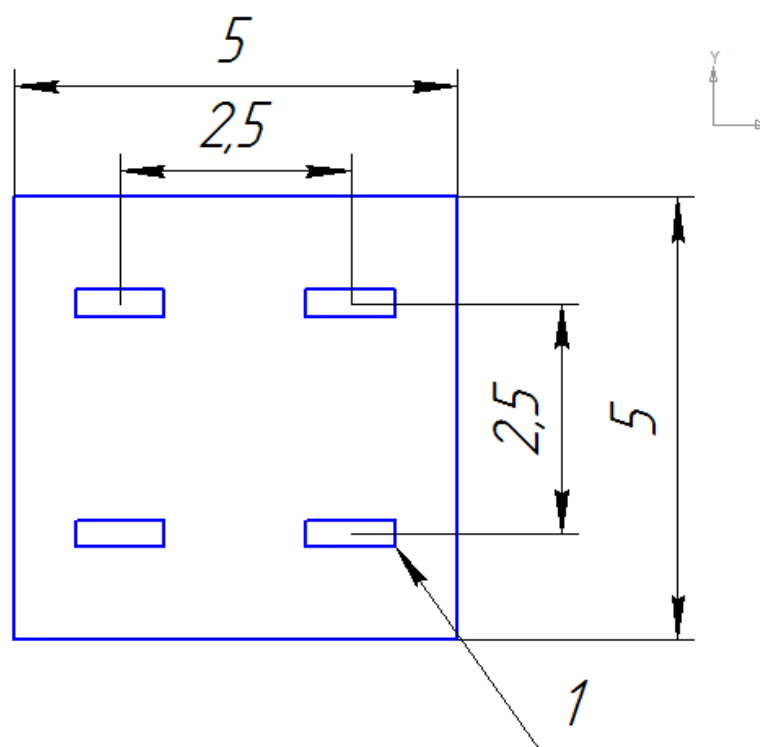


Рисунок 6.1 – Расположение светильников на АРМ

1 – светильники (4шт)

Для соблюдения норм искусственной освещённости проводится регулярная очистка светильников от загрязнений, своевременная замена перегоревших ламп, систематический ремонт элементов светотехнической и электрической частей осветительной установки.

6.2 Электробезопасность и обеспечение безопасности в электроустановках

При подготовке рабочего места со снятием стресса в указанном порядке должны выполняться следующие технические меры: производятся необходимые отключения и принимаются меры для предотвращения подачи напряжения на рабочее место из-за ошибочного или спонтанного переключения коммутационных устройств;

На ручных и дистанционных ключах переключающих устройств следует размещать запретительные плакаты; проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены; установлено заземление (включены заземляющие ножи или установлены переносные площадки); индексированные плакаты «заземлены», рабочие места и оставшиеся живые части экранируются, если необходимо, размещаются предупреждающие и предписывающие плакаты.

При подготовке рабочего места необходимо отключить следующее: токоведущие части, на которых будут выполняться работы; не прилагаемые токо-

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

ведущие части, к которым возможен случайный подход людей, машин и механизмов к неприемлемым расстояниям; цепи управления и питания приводов,

а также воздух закрыт, установка пружин и весов удаляется с приводов коммутационных устройств.

В электроустановках с напряжением выше 1 кВ с каждой стороны, с которой на рабочем месте может включаться коммутационное устройство, должен быть очевидный поломка (отсоединение разъединителей, снятие предохранителей, отсоединение или снятие шин и проводов и т. Д.).

Видимый разрыв может отсутствовать в распределительном устройстве и распределительном устройстве (с выдвижными тележками или с надежным механическим индикатором гарантированного положения контактов). Силовые трансформаторы и трансформаторы напряжения, связанные с местом, предназначенным для работы, должны быть отсоединены, а их схемы разобраны со стороны их других обмоток, чтобы исключить возможность обратного преобразования.

После отсоединения переключающих устройств необходимо визуально проверить, что они отсоединены, и нет перемычек для перемычек. Для предотвращения ошибочного или спонтанного переключения коммутационных устройств в электроустановках свыше 1 кВ принимаются следующие меры: Ручные приводы в отключенном положении заблокированы механическим замком; разъединители, управляемые фиксированными ограждениями рабочего затвора; Силовые цепи и цепи управления отсоединяются от приводов и устройств с дистанционным управлением, а в пневматических приводах, помимо линии подачи сжатого воздуха, закрываются и блокируются механическим замком, болтом и воздухом, а сливные клапаны слева в открытой позиции для приводов нагрузки и пружины прикладываемые нагрузки или пружины приводятся в нерабочее положение;

Плакаты плаката публикуются. В электроустановках с напряжением до 1 кВ от всех токоведущих частей, где будут выполняться работы, напряжение снимается путем отключения переключающих устройств с помощью ручного привода (если есть предохранители, удалив последний). Предотвращение ошибочного переключения осуществляется путем блокировки ручек или дверей шкафа, закрытия кнопок, установки изоляционных покрытий между контактами и т. Д. При снятии напряжения с помощью устройства с дистанционным управлением включается вторичная цепь катушки.

Эти меры можно заменить отсоединением шин, проводов, кабеля от коммутационного устройства или оборудования, которое будет работать. Затем публикуются запрещающие плакаты. Выключенное положение устройств до 1 кВ с отсутствующими контактами для проверки определяется путем проверки отсутствия напряжения на их клеммах. Проводка запретительных плакатов

На приводе устройств с ручным управлением на удаленных предохранителях есть плакаты «Не включайте!». Люди работают. "На клапанах пневматических приводов - «Не открывайте! Люди работают». Плакаты вывешива-

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

ются на клавишах и пультах дистанционного и локального управления, на автоматах.

Вблизи места удаленных предохранителей цепей управления и силовых цепей питания приводов коммутационных устройств. На разъединительных приводах, которые отсоединяют VL или KL, плакат «Не включайте!».

Отображается! Работайте на линии. "Проверьте отсутствие напряжения необходимо проверить отсутствие напряжения на индикаторе напряжения. В электрических установках с напряжением выше 1 кВ в диэлектрических перчатках следует использовать индикатор напряжения. В электроустановках 35 кВ и выше можно использовать изолирующий стержень, несколько раз касаясь его живыми частями (отсутствие дуги и трещины не означает напряжения).

Для однонаправленных воздушных линий с напряжением 330 кВ и выше достаточным указанием отсутствия напряжения является отсутствие короны. В распределительных устройствах разрешено проверять отсутствие напряжения для одного сотрудника из числа обслуживающего персонала группы IV в электроустановках с напряжением выше 1 кВ и с группой III в электроустановках с напряжением до 1 кВ. На воздушной линии проверку должны выполнять 2 работника: с группами IV и III по воздушным линиям с напряжением свыше 1 кВ и группой III на воздушных линиях с напряжением до 1 кВ. Допускается проверка отсутствия напряжения путем согласования схемы в натуральном выражении: в наружном распределительном устройстве, распределительном устройстве, трансформаторе наружного блока, на воздушной линии - в тумане, дожде, снегопаде при отсутствии специальных индикаторов;

в ОРУ 330 кВ и выше и на двухцепных воздушных линиях 330 кВ и выше. В электроустановках с напряжением до 1 кВ с заземленной нейтралью при использовании двухполюсного указателя проверьте отсутствие напряжения между фазами, а также между каждой фазой и корпусом заземленного оборудования или защитным проводником (ранее испытанным вольтметром). Устройства, которые сигнализируют об отключении устройств, блокирующих устройств, постоянно переключаемых вольтметрах и т. Д., Являются дополнительными средствами, и по их показаниям нельзя сделать вывод об отсутствии напряжения.

Установка заземления. Установите заземление на токоведущие части, где работа будет выполняться сразу после проверки отказа напряжения. Переносное заземление сначала подключается к заземляющему устройству, а затем, после проверки отсутствия напряжения, оно устанавливается на токоведущие части.

Необходимо удалить переносное заземление в обратном порядке: сначала снимите его с токоведущих частей, а затем отсоедините его от заземляющего устройства.

Монтаж и демонтаж переносного заземления должен проводиться в диэлектрических перчатках с использованием в электрических установках над изолирующим стержнем 1 кВ. Закрепите зажимы переносного заземления

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

одним и тем же стержнем или руками в диэлектрических перчатках. Живые части всех фаз (полюсов) оборудования, отсоединенного для работы, должны быть заземлены со всех сторон, откуда можно подавать напряжение.

Достаточно установить одно заземление на шинах. Заземленные токоведущие части должны быть отделены от токоведущих частей, которые активируются видимым разрывом (отсоединенные разъединители, снятые предохранители, демонтированные шины или провода, выкатные элементы распределительного устройства).

Непосредственно на рабочем месте заземление устанавливается дополнительно, когда находящиеся под напряжением детали могут находиться под наведенным напряжением. Переносное заземление подключается к токоведущим частям, очищается от краски.

В электроустановках с напряжением до 1 кВ работы по установке и снятию заземления разрешается выполнять одному сотруднику с группой III из числа обслуживающего персонала.

В электроустановках с напряжением свыше 1 кВ два работника с группами IV и III должны устанавливать переносные заземления из числа обслуживающего персонала (второй человек может быть из числа ремонтных работников). В том числе заземляющие ножи могут быть одним сотрудником группы IV из числа обслуживающего персонала.

Отключайте заземляющие ножи и удаляйте переносное заземление, которое может выполнять только сотрудник с группой III из числа обслуживающего персонала. Перенапряжение выше 1 кВ заземлено во всех распределительных устройствах. На воздушной линии с напряжением до 1 кВ достаточно установить заземление только на рабочем месте.

Примеры заземления в электроустановках приведены в Приложении 5. Ограждение рабочего места; Проводка плакатов в электроустановках на приводах переключающих устройств, если питание включено неправильно, напряжение на заземленной части электроустановки, а также на клавишах и пультах пульта дистанционного управления, должны быть размещены плакаты с заземлением.

Для временного ограждения токоведущих частей, которые остаются под напряжением, могут использоваться экраны, экраны, экраны и т. Д. Из изоляционных материалов. Временные заборы должны содержать надписи «Stop! Tension» или усилить соответствующие плакаты.

На ограждениях камер, шкафов и панелей, граничащих с рабочим местом, должны быть размещены плакаты «Stop! Voltage». В ORU рабочее место защищено (с проходом, проходом слева) с веревкой, веревкой или шнуром из растительных или синтетических волокон с плакатами, висящими на них «Stop! Voltage», обращенным внутрь закрытого пространства.

В наружном распределительном устройстве на строениях, граничащих с тем, на котором разрешено подняться, плакат «Не лезьте! Убейте», а на стационарных лестницах и сооружениях, которым разрешено подняться - «лезть

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

сюда».

На подготовленных рабочих местах в электроустановках должен быть размещен плакат «Работа здесь». Не допускается удаление или переупорядочение плакатов и ограждений, установленных до завершения работ, при этом разрешается разрешать рабочее место.

6.3 Обеспечение безопасности при чрезвычайных ситуациях на пожаро-взрывоопасных объектах

Обеспечение устойчивости работы предприятий в чрезвычайных ситуациях.

Исследование подготовки промышленного объекта к защите от последствий ЧС.

Под устойчивостью работы объекта народного хозяйства понимается способность объекта выпускать установленные виды продукции в объемах и номенклатурах, предусмотренных соответствующими планами (для объектов, не производящих материальные ценности, — транспорт, связь и др. — выполнять свои функции), в условиях ЧС, а также приспособленность этого объекта к восстановлению в случае повреждения.

Мероприятия по обеспечению устойчивости работы объекта прежде всего должны быть направлены на защиту рабочих и служащих от последствий ЧС; они тесно связаны с мероприятиями по подготовке и проведению спасательных и неотложных аварийно-восстановительных работ в очагах поражения, так как без людских резервов и успешной ликвидации последствий ЧС в очагах поражения проводить мероприятия по обеспечению устойчивой работы объектов народного хозяйства практически невозможно.

Для исследования подготовки объекта к защите от последствий ЧС, оценки физической устойчивости и разработки мероприятий привлекаются инженерно-технический персонал и работники штаба ГО объекта; в необходимых случаях - сотрудники или группы (отделы) научно-исследовательских и проектных организаций, связанных с работой предприятия. Общее руководство исследованиями осуществляет начальник ГО (директор) предприятия. Его приказом определяются рабочие группы для исследования и разработки мероприятий по повышению устойчивости работы объекта в условиях ЧС. Одновременно разрабатывается и утверждается план проведения исследований. Руководство рабочими группами возлагается на главного инженера объекта, при котором создается группа руководства исследованием. Рабочие группы обычно соответствуют основным производственно-техническим службам объекта.

На промышленных объектах, как правило, создаются рабочие группы по исследованию устойчивости:

- зданий и сооружений, старший группы - заместитель директора по капитальному строительству (начальник ОКС);
- коммунально-энергетических сетей, старший группы - главный энергетик;

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

- станочного и технологического оборудования, старший группы - главный механик;
- технологического процесса, старший группы - главный технолог;
- управления производством, старший группы - начальник производственного отдела;
- материально-технического снабжения и транспорта, старший группы - заместитель директора по МТС (начальник отдела МТС).

Кроме того, создается группа штаба ГО объекта, в которую входят руководители основных служб объекта.

Эти группы проводят всю расчетную работу по исследованию устойчивости работы объекта. В зависимости от особенностей объекта, его размеров и сложности производства число групп, их состав и задачи могут меняться. Конечная цель таких исследований — оценка устойчивости работы объекта в условиях ЧС и изыскание наиболее эффективных и экономически оправданных путей и способов ее повышения.

На первом этапе исследования проводится анализ уязвимости промышленного объекта и оценка устойчивости его работы в условиях ЧС. На втором этапе - разрабатываются мероприятия по повышению устойчивости и заблаговременной подготовке объекта к восстановлению.

В результате изучения всех вопросов в рабочих группах и проведения главным инженером совместно с руководителями групп предварительного обсуждения итогов исследований группой руководства составляется отчетный доклад и план-график наращивания мероприятий по повышению устойчивости работы объекта в условиях ЧС. В каждом разделе плана указываются мероприятия, выполняемые объектом, проектными и другими организациями. В плане или приложениях к нему указываются объем и стоимость планируемых работ, источники финансирования, основные материалы и их количество, машины и механизмы, рабочая сила, ответственные исполнители, сроки исполнения и т.д.

Этот план-график каждого объекта утверждается директором предприятия, доводится до сведения исполнителей. Остальные предложения направляются на утверждение в вышестоящий производственный орган (например, в объединение, главк), в который входит объект.

В дальнейшем по мере расширения и реконструкции объекта в разработанный план-график должны быть внесены соответствующие коррективы и дополнения, что, естественно, потребует проведения дополнительных исследований и проработок.

Таким образом, исследование устойчивости - это не одноразовое действие, а длительный, динамичный процесс, требующий постоянного внимания со стороны руководства, инженерно-технического персонала и штаба ГО объекта.

Исследование устойчивости начинается с изучения факторов, влияющих на устойчивость работы объекта в военное время.

Факторы, влияющие на устойчивость работы объектов

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Современный типовой комплекс промышленного предприятия составляют здания и сооружения, в которых размещаются производственные цеха, станочное и технологическое оборудование; сооружения энергетического хозяйства, системы энергоснабжения; инженерные и топливные коммуникации; отдельно стоящие технологические установки; сеть внутреннего транспорта, системы связи и управления; складское хозяйство; различные здания и сооружения административного, бытового и хозяйственного назначения.

Каждый объект в зависимости от особенностей его производства и других характеристик имеет свою специфику. Однако объекты имеют много и общего: производственный процесс осуществляется, как правило, внутри зданий и сооружений, сами здания в большинстве случаев выполнены из унифицированных элементов, территория объекта насыщена инженерными, коммунальными и энергетическими линиями; плотность застройки на многих объектах составляет 30-60 %. Все это дает основание считать, что для всех промышленных объектов, независимо от профиля производства и назначения, характерны общие факторы, влияющие на подготовку объекта к работе в условиях ЧС. К этим факторам относятся: район расположения объекта; внутренняя планировка и застройка территории объекта; системы энергоснабжения; технологический процесс; производственные связи объекта; системы управления; подготовленность объекта к восстановлению производства и др.

Системы энергоснабжения.

Особое внимание уделяется исследованию систем энергоснабжения. Определяется зависимость работы объекта от внешних источников энергоснабжения, характеризуются внутренние источники; подсчитывается необходимый минимум электроэнергии, газа, воды, пара, сжатого воздуха и других видов энергоснабжения на военное время. Исследуются энергетические сети и коммуникации: наземные, подземные, проложенные по эстакадам, в траншеях, по грунту, по стенам зданий. Изучается обеспеченность объекта автоматическими устройствами, позволяющими при необходимости (сигнал «тревога», аварии и др.) производить дистанционное отключение отдельных участков или всей системы данного вида энергоснабжения.

При рассмотрении системы водоснабжения обращается внимание на защиту сооружений и водозаборов на подземных источниках воды от радиоактивного, химического и бактериологического (биологического) заражения. Определяется надежность функционирования системы пожаротушения, возможность переключения систем водоснабжения с соблюдением санитарных правил.

Особое внимание уделяется изучению систем газоснабжения, поскольку газ из источника энергии может превратиться в весьма агрессивный вторичный поражающий фактор. Проверяется возможность автоматического отключения подачи газа на объект, в отдельные цеха и участки производства, соблюдение всех требований (инструкций, указаний и др.) по хранению и транспортировке газа. Жесткие требования предъявляются к надежности и безопасности функционирования систем и источников снабжения сильнодей-

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

ствующими ядовитыми веществами, кислородом, взрывоопасными и горючими веществами

Выводы по разделу шесть

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» подчеркивается организация безопасности работы при установке и эксплуатации электроустановок, а так же рассмотрен вопрос общего освещения рабочего места.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Будущее электроэнергетики связано с необходимостью строгого контроля над энергоресурсами, ограничениями и сокращением их доли в стоимости производства. Решение этих проблем должно быть связано с энергосбережением и внедрением новых технологий для управления предприятием.

Решающим шагом в этом направлении является разработка и внедрение автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии в системе электроснабжения электродной установки.

Рассматривается в дипломной работе промышленного предприятия АС-КУЭ, построенного на базе информационно-вычислительных систем, что позволяет уменьшить потери и исключить возможность кражи электроэнергии. В результате проведенной работы были реализованы следующие вопросы: - автоматизированный контроль и учет потребления электроэнергии и мощности; – осуществление коммерческих платежей за покупку и продажу электроэнергии;

– расчет баланса по объектам;

– контроль за соблюдением лимитов на поставку (потребление) энергии и мощности в соответствии с договорными обязательствами сторон;

– оценка, локализация, поиск потерь мощности;

– создание первичного информационного банка, необходимого для функционирования других информационных систем, систем управления и планирования;

– формирование всех видов отчетности, включая статистические отчеты для всех уровней управления.

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Поспелов Г.Е. АСКУЭ и оптимизация режимов энергосистем. Энергия. 1979, 467 с., 2 экз.
2. Гельман Г.А. Автоматизированные системы управления электроснабжением промышленных предприятий. -М.: Энергоатомиздат, 1984.-255 с., 3 экз.
3. В. С. Самсонов Автоматизированные системы управления в энергетике. М. Высшая Школа, 1990. –400 с., 2 экз.
4. Власов Б.В., Ковалёв А.П. Автоматизированные системы управления предприятиями массового производства. М.: Высшая школа. 1987, -423 с., 5 экз.
5. Соскин Э.А., Киреева З.А. Автоматизация управления промышленным электроснабжением. -М.: Энергоатомиздат, 1990.-384 с., 8 экз.
6. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. -М.: Энергия, 1973.-584 с., 20 экз.
7. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. -М.: Высшая школа, 1969.-510 с., 10 экз.
8. Маликонов А.Г. Методы разработки автоматизированных систем управления. М.: Энергия. 1973, – 300 с., 1 экз.
9. Лифанов Е.И. Системное решение АСКУЭ для промышленного предприятия // Энергетик, 1999 г., № 4
Алиев Т.М. Измерительная техника // Высшая школа, 1991 г. Рисунок 1.2 – PowerLogic
10. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минтопэнерго России, АОЗТ "Энергосервис", 1994 г.
11. ПУЭ // Главгосэнергонадзор России, 2007 г.
12. Правила эксплуатации электроустановок потребителей // Главгосэнергонадзор России, 2003 г.
13. Потребич А.А., Шевцов В.И., Овчинникова Н.С. и др. Применение интегрированной системы для решения задач АСУ ПЭС // Электрические станции, 1996 г., № 2
14. AndoverControls. Continium Configuration // Andover Controls Corporation World Headquarters 300 Brickstone Square Andover, Massachusetts 01810 USA
15. Securiton AG. SecuriStar Introduction // SecuriGroup Headquarters Zolikhofen Suiss
16. Федосеев, Релейная защита электрических систем // "Энергетика", Москва, 1976 г.
17. Олифер В.Г., Олифер Н.А. Компьютерные сети: принципы, технологии, протоколы. СПб.: Питер. 2001, 668 с., 2 экз.
18. Гук М. Аппаратные средства локальных сетей. СПб: Питер. 2000, 570 с., 2 экз.
19. Вендров А.М. Проектирование программного обеспечения эко-

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

номических информационных систем. М.: Финансы и статистика. 2000,

					13.03.02.2018.051.00.00ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84