

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(национальный исследовательский университет)»

Политехнический институт
Факультет механико-технологический
Кафедра «Технологические процессы и автоматизация машиностроительного
производства»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
_____ С.В. Сергеев
_____ 2017 г.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
ПОСРЕДСТВОМ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 15.03.04.2017.112.00.00 ПЗ ВКР

Консультанты
Безопасность жизнедеятельности,
зав. кафедрой МАЭ
_____ В.Г. Некрутов
_____ 2017 г.

Руководитель проекта,
доцент
_____ Ю.С. Сергеев
_____ 2017 г.

Автор проекта
студент группы ДО-550
_____ Р.Х. Закиров
_____ 2017 г.

Нормоконтролер
доцент
_____ Ю.С. Сергеев
_____ 2017 г.

Челябинск 2017 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
Список обозначений и сокращений	8
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	10
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ	16
2.1 Общие сведения	16
2.2 Характеристика существующей системы учёта	16
2.3 Состав объектов автоматизации.....	18
2.4 Общие положения.....	19
2.5 Назначение системы.....	19
2.6 Область использования.....	19
2.7 Соответствие проектных решений действующим правилам и нормам безопасности.....	20
2.8 Сведения об использовании нормативно-технических документов.....	20
3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ.....	23
3.1 Измерительно-информационный комплекс.....	24
3.2 Информационно-вычислительный комплекс электроустановки.....	28
3.3 Информационно-вычислительный комплекс.....	32
3.4 Система обеспечения единого времени.....	36
3.5 Решения по взаимосвязям автоматизированной системы учёта со смежными системами.....	37
3.6 Решения по режимам функциональности системы.....	40
3.7 Решение по комплексу технических средств , его размещению на объекте.....	41
3.8 Решения по составу информации, объёму, способам её организации видам машинных носителей.....	41
3.9 Решения по составу программных средств.....	43
4 КОНСТРУКТОРСКИЙ РАЗДЕЛ.....	44
4.1 Защита информации.....	45
4.2 Защита от несанкционированного доступа.....	47
4.3 Метрологическое обеспечение.....	49
4.3.1 Общие сведения.....	49
4.3.2 Применяемый подход.....	50
4.3.3 Анализ погрешности измерительного канала.....	51
4.3.4 Составляющие погрешности	52
4.4 Расчёт сечения кабеля от трансформатора тока до счётчика.....	54
4.5 Расчёт сечения кабеля от трансформатора напряжения до счётчика.....	59
4.6 Обоснование применения трансформаторов тока.....	61
4.7 Обоснование применения трансформаторов напряжения.....	64
4.8 Определение относительной погрешности измерительных каналов.....	65

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

1.1 Сравнение счётчиков электроэнергии

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- Выбор прибора учёта

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. В нем можно выделить две группы показателей:

- технические характеристики;
- стоимостные характеристики.

1.2 Счётчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ

Общий вид счётчика электрической энергии ПСЧ-4ТМ в соответствии с рисунком 1.1



Рисунок 1.1 – Счётчик электрической энергии ПСЧ 4ТМ

Стоимость данного счетчика составляет 6000 рублей.

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, и управления потреблением электроэнергии (АСКУЭ).

Таблица 1.2 – Характеристики ПСЧ 4ТМ

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, мА	0,001 I _{ном}
Частота в сети, Гц	50±2,5
Активная / полная потребляемая мощность каждой параллельной цепью счетчика, Вт/В А не более для U _{ном} = 57,7 В для U _{ном} = 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

1.3 Счётчик электрической энергии PowerLogic серии iEM3000

Общий вид счётчика электрической энергии PowerLogic серии iEM3000 в соответствии с рисунком 1.2



Рисунок 1.2 – Счётчик PowerLogic

Стоимость счетчика PowerLogic серии iEM3000 составляет 10500 рублей.

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;
- многотарифность через цифровые входы или по внутренним часам;
- WAGES (учет воды, тепла, газа);
- цифровой выход может быть запрограммирован для вывода сигнализации перегрузки по мощности, либо как импульсный выход.

Преимущества:

Просто:

- 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

Надежно:

- 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, импульсный выход, RS-485)

1.4 Сравнение информационно вычислительных комплексов

Таблица 1.3 – Выбор ИКМ

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

Рассмотрим модель ИКМ Пирамида в соответствии с рисунком 1.3.



Рисунок 1.3 – ИКМ Пирамида

Стоимость ИКМ составляет 15000 рублей.

- 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 электроэнергетики;
- 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" в соответствии с рисунком 1.4.

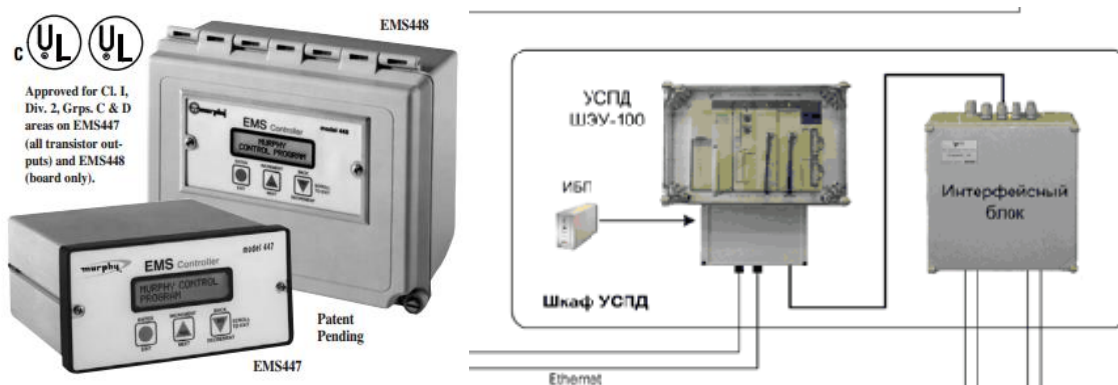


Рисунок 1.4 – ЕМЦС-Э

Стоимость ИВК 45000 рублей ЕМЦС-Э.

Компания "Шнейдер Электрик", история которой насчитывает более 165 лет, входит в число крупнейших мировых производителей электротехнического

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

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.

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.

Выводы по разделу один

В данном разделе произведен сравнительный анализ существующих счетчиков электроэнергии и информационно вычислительных комплексов.

										Лист
										16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ

2.1 Общие сведения

Усть-Катавский вагоностроительный завод имени С.М. Кирова – старейшее предприятие России, основан в 1758 году. Предприятие имеет вековой опыт создания подвижного состава. Первые трамвайные вагоны вышли из цехов завода в 1901 году. Более полувека вагоностроительный завод является основным поставщиком трамвайных вагонов на рынок России и стран СНГ.

Обладая мощным техническим потенциалом завод способен удовлетворить любые потребности в трамвайных вагонах с различной шириной колеи 1000 мм, 1435 мм, 1520 мм с различными системами управления тягового электрооборудования (ТИСУ, РКСУ, КТСУ), запасных частях и сервисном оборудовании.

Электроснабжение ФГУП «УКВЗ» осуществляется от ГПП 110/6, принадлежащей ФГУП «УКВЗ». Также с РП, принадлежащих ФГУП «УКВЗ», осуществляется транзит электроэнергии ОАО «Челябоблкоммунэнерго».

Объектом автоматизации является существующая система учета по объекту ФГУП «УКВЗ».

2.2 Характеристика существующей системы учета

Границы балансовой принадлежности сетей и эксплуатационной ответственности сторон определены между ФГУП «УКВЗ», Златоустовскими электрическими сетями Филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго», а также Филиалом ОАО «Челябоблкоммунэнерго» Ашинскими ЭТС на основании Актов разграничения балансовой принадлежности.

– 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.

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– 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.

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

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

и необходимость подключения к ИАСУ КУ ОРЭ требует проведения системных работ по модернизации АИИС КУЭ. Перечень точек учета приведен в Приложении А.

2.3 Состав объектов автоматизации

Объектом автоматизации является ОАО «Усть-Катавский вагоностроительный завод имени С.М. Кирова».

Характеристика основных компонентов АИИС КУЭ объекта, на котором предполагается модернизация, приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1- 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				
2	РП-1	1	ПСЧ-4ТМ.05				
3	РП-2	2	ПСЧ-4ТМ.05				
4	РП-4	1	ПСЧ-4ТМ.05	1	ИКМ «Пирамида»	Сервер	1
5	РП-7	3	ПСЧ-4ТМ.05				
6	РП-8	1	ПСЧ-4ТМ.05				
7	КТП-160	1	ПСЧ-4ТМ.05				

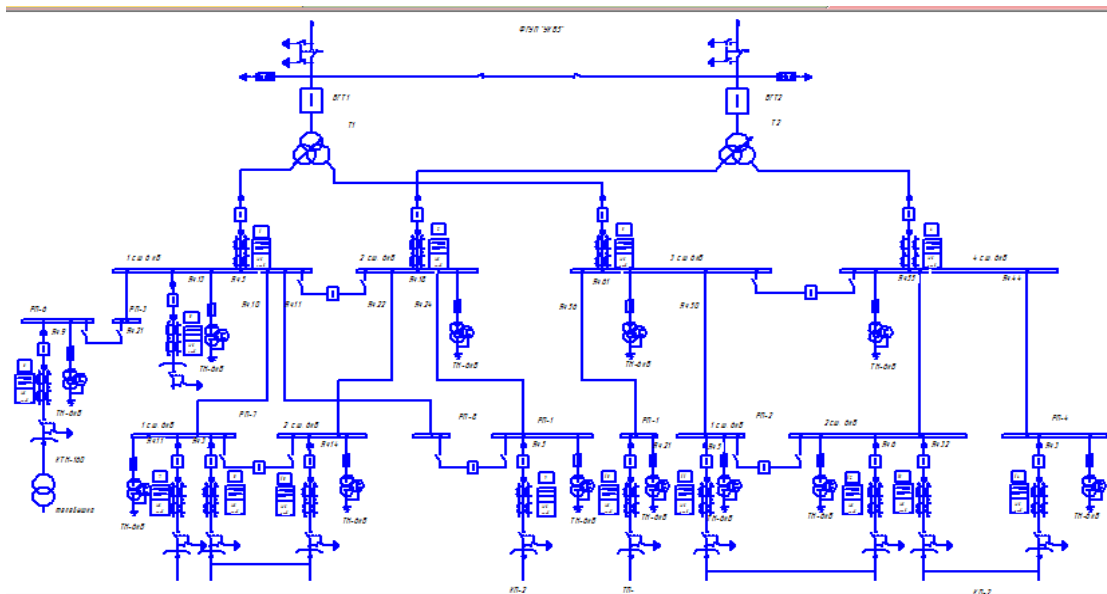


Рисунок 2.1 – Объекты автоматизации

2.4 Общие положения

Наименование системы и основание для разработки

Наименование: Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии и мощности по объекту ФГУП «Усть-Катавский вагоностроительный завод им. С.М. Кирова».

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.

2.5 Назначение системы

Назначение системы:

- автоматизированный контроль и учет потребления электроэнергии и мощности;
- выполнение коммерческих расчетов по закупке и реализации электроэнергии;
- расчет баланса по объектам;
- контроль за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;
- оценку, локализацию, поиск потерь электроэнергии;
- создание первичного информационного банка, необходимого для функционирования других информационных систем, систем управления и планирования;
- формирование всех видов отчетности, в том числе статистических отчетов для всех уровней управления.

2.6 Область использования

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Осуществление коммерческого учета электроэнергии (мощности), потребляемой с ОРЭ по всем расчетным точкам учета, регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи

информации в центры сбора и обработки информации (ЦСОИ):

- оператора торговой системы ОРЭ (ОАО «АТС»);
- Филиала ОАО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ;
- ОАО «Челябэнергосбыт»
- Филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»

2.7 Соответствие проектных решений действующим правилам и нормам безопасности

Все внешние элементы технических средств АИИС КУЭ находящиеся под напряжением должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства должны быть занулены (заземлены) в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81, «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» РД 153-34.0-03.150-00 и «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ), 6-е изд., 1998 г., отдельные главы изд. 7 (2001-2002 г.г.)

Требования по безопасности средств вычислительной техники должны соответствовать ГОСТ 25861-83.

Технические средства АИИС КУЭ должны быть установлены таким образом, чтобы обеспечивалась их безопасная эксплуатация и техническое обслуживание.

Все работы по монтажу системы и наладке оборудования должны проводиться персоналом, аттестованным Энергонадзором или другим уполномоченным органом на право проведения соответствующих работ в электроустановках.

2.8 Сведения об использовании нормативно-технических документов

При разработке проекта использованы следующие нормативно-технические документы:

«Правила устройства электроустановок», (ПУЭ, изд. 6 и изд. 7, отдельные главы, 2002 г.);

«Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», утв. Приказом Минэнерго РФ от 13.01.03 №6;

«Правила учета электрической энергии», утверждены Минтопэнерго РФ 19.09.96 г.;

Постановление Правительства РФ от 27.12.97 г. № 1619. «О ревизии средств учета электрической энергии и маркировании их специальными знаками визуального контроля».

«Положение о порядке проведения ревизии и маркирования специальными знаками визуального контроля средств учета электрической энергии», утверждено

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Министерством топлива и энергетики РФ 16.09.98 г., Председателем Государственного комитета РФ по стандартизации и метрологии 03.10.98 г.

ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические требования;

ГОСТ 12.2.094-80. Оборудование производственное. Общие эргономические требования;

ГОСТ 14254-96. Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP);

ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения;

ГОСТ 30206-94. Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 s и 0,5 s);

ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;

ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

ГОСТ 34.602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;

ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;

ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97). Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний;

ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия;

ГОСТ 8.217-87. Трансформаторы тока. Методика поверки;

ГОСТ 8.216-87. Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;

ГОСТ Р 8.563-96. ГСИ. Методика выполнения измерений»;

МИ 2440-97 ГСИ. Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов;

МИ 2441-97 ГСИ. Испытания с целью утверждения типа измерительных систем. Общие | требования;

МИ 2539-99 ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки;

МИ 2808-2003 ГСИ. Количество электрической энергии. Методика выполнения измерений | при распределении небалансов на оптовом рынке электрической энергии;

АВОД.466364.007 МП. Автоматизированные системы коммерческого учета электрической энергии АСКУЭ-С. Методика поверки. - М., ВНИИМС, 2001;

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей,
- М.: СПО Союзтехэнерго, 1979;

Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.2.542-96 «Гигиенические требования к видео дисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации | работы» (Постановление госкомсанэпиднадзора РФ от 14 июля 1996г. №14). Сведения о типовых проектных решениях.

При разработке проекта учтен передовой опыт проектирования, создания и эксплуатации АСКУЭ и АИИС КУЭ в энергосистемах, и на промышленных предприятиях Российской Федерации.

Выводы по разделу два

Проектные решения соответствуют современному уровню развития науки и техники и не уступают реализациям систем учета, не уступают современным отечественным и зарубежным аналогам.

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Решения по структуре АИИС КУЭ, подсистем, средствам и способам связи для информационного обмена.

АИИС КУЭ по объекту ФГУП «УКВЗ» выполнена на базе ИКМ «Пирамида», сертификат утверждения типа на системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», внесена в Государственный реестр средств измерений, регистрационный № 21906-01, паспорт ВЛСТ 150.00.00. ПС. АИИС КУЭ является элементом АСУ технологических процессов и обеспечивает автоматизированный сбор, контроль и обработку информации об энергопотреблении объекта. Принцип автоматизированной обработки информации предусматривает использование одной и той же входной информации для решения нескольких задач, и позволяет добиться непрерывности обработки. Система обеспечивает централизованное накопление, хранение и использование информации в единой форме – базе данных.

В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

УСПД ИКМ «Пирамида» раз в 30 минут по проводным линиям связи, а также по GSM- каналу для КТП-160, опрашивает счетчики, в нем же осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчике коэффициенты трансформации выбраны равные 1, так как это позволяет производить замену вышедших из строя приборов учета без их предварительного конфигурирования), хранит измерительную информацию. Сервер сбора, установленный в серверной с периодичностью раз в сутки (в 00:00) опрашивает ИКМ «Пирамида» и считывает с него 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MSSQLServer). Сервер в автоматическом режиме раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML всем заинтересованным субъектам (ИАСУ КУ ОАО «АТС», Челябинское РДУ, Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго», ОАО «Челябэнергосбыт»),

1. АИИС КУЭ создается как единая система, обеспечивающая коммерческий учет электрической энергии (мощности) «УКВЗ» в сечении ОРЭ.

2. АИИС КУЭ состоит из следующих компонентов:

- измерительный компонент – ИИК точек измерений электроэнергии;
- вычислительный компонент – ИВКЭ;
- связующий компонент – технические средства приёма-передачи данных

(каналообразующая аппаратура) и каналы связи;

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

– комплексный компонент, выполняющий функции связующего и вычислительного компонентов – ИВК субъекта ОРЭ;

– система обеспечения единого времени, которая формируется на всех трех уровнях системы.

3. АИИС КУЭ является многоуровневой информационно-измерительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений и состоит из следующих функциональных уровней:

– первый уровень включает в себя ИИК и выполняет функцию проведения измерений в точке учета;

– второй уровень включает в себя ИВКЭ и выполняет функцию консолидации информации;

– третий уровень ИВК включает в себя информационно-вычислительный комплекс.

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.

3.1.1 Счетчики электроэнергии

На всех подстанциях устанавливаются счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05, сертификат RU.C.34.011.A № 18778, зарегистрированные в Государственном реестре средств измерений под № 27779-04, формуляр ИЛГШ.411152.126 ФО. Счетчики предназначены для учета активной и реактивной электрической энергии, в обоих направлениях, в трех- и

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

четырёхпроводных сетях переменного тока с напряжением 100 В, частотой 50 Гц. Подключение счетчика к сети производится через измерительные

трансформаторы напряжения и тока. На рисунке 3.1 показано место расположения счётчика и его габаритные размеры

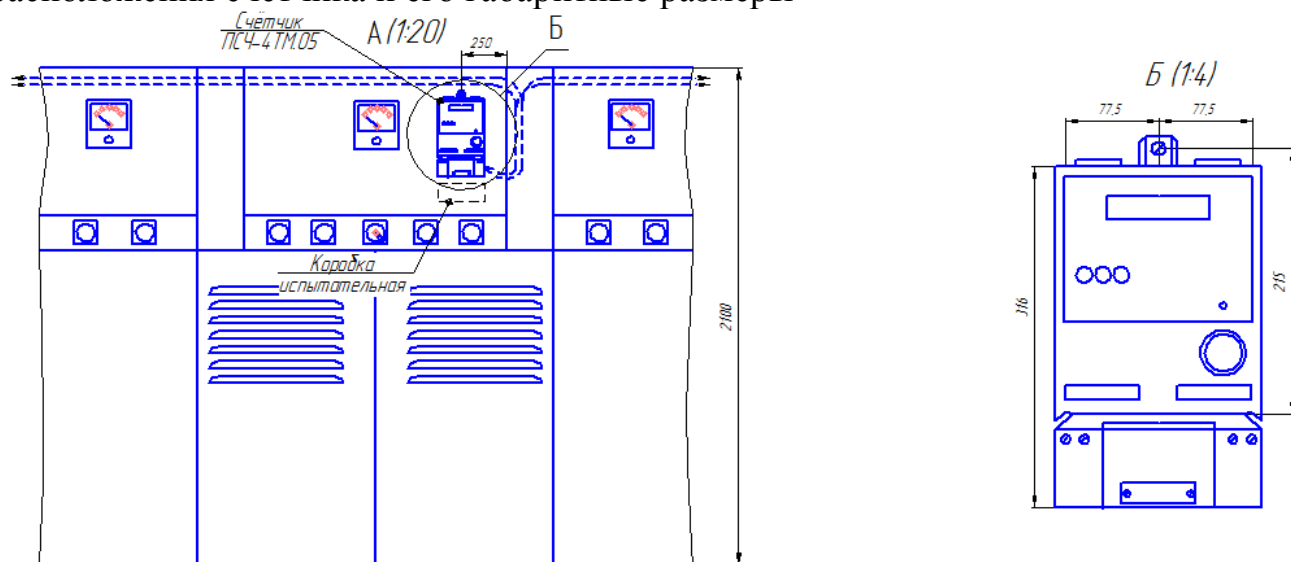


Рисунок 3.1 – Счётчик ПСЧ 4ТМ

Счетчик выполняет следующие функции:

- автоматически выполняет измерения величин активной и реактивной электроэнергии;
- производит учет активной и реактивной энергии по восьми тарифам в двенадцати тарифных зонах;
- сохраняет в энергонезависимой памяти с последующим просмотром на индикаторе учетной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления;
- измеряет и отображает на индикаторе активную, реактивную и полную мгновенную мощность;
- автоматически сохраняет в энергонезависимой памяти профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 40 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров;
- хранит в энергонезависимой памяти журнал событий изменения базы данных параметров, журнала событий пропадания напряжения, журнала событий коррекция даты и системного времени и состояния каналов связи;
- управляет режимами индикации посредством трёх кнопок клавиатуры управления;
- имеет встроенный интерфейс К8485 и оптический порт, и интегрируется АИИС;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

15.03.04.2017.112. 00 ПЗ

Лист

26

– обеспечивает ведение календарной даты и времени с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), от УСПД уровня ИВКЭ - ИКМ «Пирамида»;

– защищен от несанкционированного доступа на программном уровне – применением паролей.

1 Обеспечивает возможность программирования и перепрограммирования через RS 485 и оптический порт следующих параметров:

- скорость обмена по каналу RS 485;
- пароля 1 -го и 2-го уровня доступа к данным
- сетевого адреса
- коэффициентов трансформации по напряжению и току
- времени интегрирования мощности для построения графиков нагрузок
- тарифного расписания и расписания праздничных дней
- календарного времени и даты
- времени перехода на летнее и зимнее время

2 Обеспечивает возможность считывания через цифровой интерфейс RS-485 или оптический порт следующих параметров и данных:

- учетной активной и реактивной энергии прямого и обратного направления
- текущих значений активной и реактивной энергии прямого и обратного направления по текущему тарифу
- времени интегрирования мощности для построения графиков нагрузки
- средних значений активной и реактивной мощностей прямого и обратного направления за время интегрирования для построения графиков нагрузок; текущих значений активной и реактивной средней мощности прямого и обратного направления для построения графиков нагрузок
- текущего указателя массива графиков нагрузок
- календарного времени и даты
- серийного номера счетчика и даты выпуска
- сетевого адреса
- коэффициента трансформации по напряжению и току
- времени перехода с «летнего» времени на «зимнее», с «зимнего» времени на «летнее» и флага разрешения/запрета автоматического перехода
- времени наступления событий
- времени включения/выключения счетчика
- времени коррекции времени и даты
- времени сброса показаний
- температуры внутри счетчика
- частоты сети

3.1.2 Трансформаторы тока и напряжения

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 1) Обоснование применения трансформатора тока и напряжения приведено в разделе.« Метрологическое обеспечения ЭССО411711.АИИС.094 П1
- 2) Классы точности трансформаторов тока и напряжения 0,5.
- 3) Для подключения счетчика к трансформатору напряжения защищена автоматическим выключателям
- 4) Вновь устанавливаемые трансформаторы должны иметь подтверждающий документ первичной заводской метрологической проверки
- 5) На объектах не применяются промежуточные трансформаторы тока
- 6) Измерительные трансформаторы подключаются к счетчикам отдельным кабелем через испытательную коробку (Специализированный клемник)
- 7)Измерительные трансформаторы соответствуют ПУЭ по классу напряжения.электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению.

На рисунке 3.2 изображён измерительный трансформатор тока.

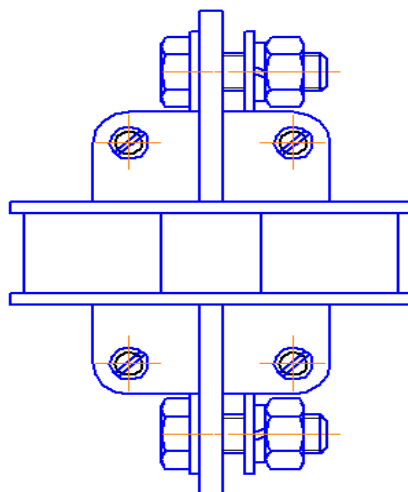


Рисунок 3.2 – Трансформатор тока

3.1.3 Вторичные цепи

Вторичные цепи обеспечивают

- 1 потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения - электросчетчик» не превышают 025% номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения
- 2 подсоединение кабеля от ТТ к ТН к электросчетчику через испытательную коробку (специализированный клемник), расположенную около счетчика
- 3 защиту от несанкционированного доступа.
- 4 вторичные измерительные цепи должны быть промаркированы согласно чертёжной документации

3.2 Информационно-вычислительный комплекс электроустановки

										Лист
										28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

15.03.04.2017.112. 00 ПЗ

3.2.1 Состав ИВКЭ

В состав ИВКЭ входят следующие элементы системы:

- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура) для связи ИВКЭ с ИВК;
- промконтроллер ИКМ «Пирамида»;
- устройство синхронизации системного времени;
- автоматизированное рабочее место оператора.

3.2.2 Возможности ИВКЭ

ИВКЭ позволяет:

- выполнять измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- 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 ИИК;

3.2.3 УСПД ИКМ «Пирамида»

В качестве устройства сбора и передачи информации (УСПД) в проекте используется интеллектуальный кэширующий маршрутизатор (ИКМ) «Пирамида» в соответствии с рисунком 3.3, зарегистрированный в Государственном реестре средств измерений под №21906-01, паспорт ВЛСТ 185.00.000 ПС.

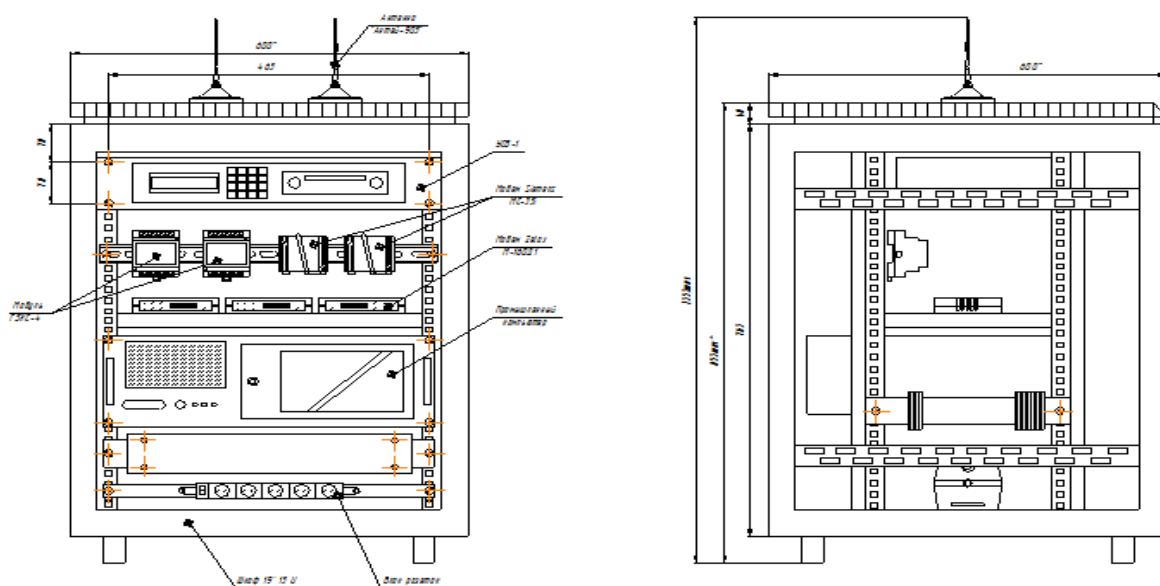


Рисунок 3.3 – ИКМ «ПИРАМИДА»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ИВК «ИКМ-Пирамида» предназначен для измерений и многотарифного централизованного учета электрической энергии и мощности всего объекта целиком, а также сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации всем заинтересованным субъектам рынка электроэнергии.

ИКМ «Пирамида» устанавливается в центре сбора и обработки информации (ЦСОИ). ФГУП «УКВЗ» выполняет функции приема, обработки, хранения и передачи информации получаемой от счетчиков.

ИКМ «Пирамида» выполнен на основе промышленного персонального компьютера и обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со счетчиков, подключенных к данному ИКМ;
- 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;
- возможность передачи пользователям и заинтересованным субъектам результатов измерений и данных о состоянии объектов измерений;
- 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;
- работу с HS-совместимыми модемами;
- ведение календарной даты и времени с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией);
- автоматическую синхронизацию времени от устройства синхронизации времени УСВ-1 по интерфейсу RS-232;
- автоматическую синхронизацию времени в счетчиках с системным временем ИВК «ИКМ-Пирамида»;
- 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).

ИКМ «Пирамида» обеспечивает:

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

1. прием запросов и выдачу ответов на АРМ оператора по:
 - физическим (проводным) линиям связи;
 - сотовым каналам связи стандарта GSM 900/1800 МГц;
2. дублирование каналов связи
3. сбор данных с ИИК по заранее заданному сценарию
4. возможность выдачи собранных данных различным пользователям в течении времени их хранения без повторного опроса ИИК
5. при отсутствии опроса ведётся периодический контроль всех каналов связи
6. возможность работы с различными типами модемов и радиомодемов
7. 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)

ИВК «ИКМ-Пирамида» является многокомпонентным собираемым изделием, выполненным в стандартном 19” шкафу типа «Евромеханика», с характеристиками, зависящими от модификации.

Конструкция шкафа ИВК «ИКМ-Пирамида» обеспечивает возможность пломбирования клеммников, интерфейсных разъемов и других элементов, с помощью которых можно изменять параметры настройки устройства, системное время и накопленные данные (для исключения несанкционированного изменения информации).

ИВК «ИКМ-Пирамида» имеет в своём составе разветвитель на 8 портов RS-232 для организации информационного обмена с внешними устройствами

Программное обеспечение

В комплект поставки ИКМ «Пирамида» входит прикладное программное (ПО) 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 разработан специальный межпрограммный протокол. Все модули могут функционировать под управлением операционной системы Windows XP.

Ведение системного времени и календаря

ИКМ «Пирамида» 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. Продолжительность работы этих часов без внешних источников питания – не менее 5 лет. ИКМ «Пирамида» позволяет осуществлять установку перехода на летнее и зимнее время. Сеансы перевода времени регистрируются и хранятся в памяти ИКМ. ИКМ «Пирамида» осуществляет синхронизацию времени от «Устройства синхронизации времени» УСВ-1 (ВЛСТ 221.00.000) по интерфейсу

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

RS-232, а также осуществляет синхронизацию времени в подключенных к нему счетчиках.

Показатели надежности

ИКМ «Пирамида» является восстанавливаемым изделием, рассчитанным на непрерывный режим работы:

- средняя наработка на отказ: не менее 70000 ч.
- коэффициент механического использования: не менее 0,99
- время восстановления: 1 часа
- средний срок службы: не менее 15 лет

3.3 Информационно-вычислительный комплекс

3.3.1 Состав ИВК

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.

3.3.2 Возможности ИВК

ИВК позволяет:

- 1) 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);
- 2) периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу осуществлять автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИВКЭ;
- 3) 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;
- 4) 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);
- 5) 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;
- 6) выполнять перезапуск программного обеспечения «Пирамида»;
- 7) выполнять передачу в ИАСУ КУ (ПАК ОАО «АТС»):

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

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

8) 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);

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

10) выполнять диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС;

11) выполнять конфигурирование и настройку параметров АИИС;

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

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

3.3.3 Сервер базы данных

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 электроэнергии
- возможность передачи пользователям и заинтересованным субъектам результатов измерений и данных о состоянии объектов измерений
- 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

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

– 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 технических средств и программного | обеспечения;

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

Сервер обеспечивает:

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

2 сбор данных ИВКЭ по заранее заданному сценарию;

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

4 при отсутствии опроса ведётся периодический контроль всех каналов связи;

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

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

- коэффициент механического использования: не менее 0,99
- время восстановления: 1 часа
- средний срок службы: не менее 15 лет

3.3.4 АРМ

В состав АРМ входят:

- персональный компьютер;
- специализированное программное обеспечение (ПО «Пирамида»).

Автоматизированное рабочее место изображено на рисунке 3.4.



Рисунок 3.4 – Автоматизированное рабочее место

АРМ позволяет:

1 периодически (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);

2 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;

3 периодически (1 раз в сутки) и /или по запросу осуществлять автоматический сбор служебных параметров;

4 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;

5 обеспечивать защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

6 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

– комплекс программ для удаленного управления, который устанавливается на ЭВМ администратора АИИС.

Все ПО выполнено в виде независимых исполняемых модулей, для их взаимодействия программы, установленные на АРМ, обеспечивающие маршрутизацию разработан специальный межпрограммный протокол. Все модули могут функционировать под управлением операционной системы 2000 и выше. Непосредственно на АРМ устанавливается операционная система WindowsXP.

3.4 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).

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.5 Решения по взаимосвязям АИИС со смежными системами

3.5.1 Регламент передачи данных в ОАО «АТС»

3.5.1.1 Передача документа с результатами измерений производится по электронной почте потребителям информации до 12 часов по времени ценовой зоны, дня, следующего за операционными 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 слеующего за операционным периодом месяца.

3.5.1.2 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».

3.5.1.3 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 удастся передать до 14 часов 00 минут по времени ценовой зоны с помощью основного и резервного каналов, | попытки передачи должны быть прекращены.

3.5.1.4. 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.

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

– 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.

3.5.1.5. 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.

3.5.2 Регламент передачи данных в ОАО «СО ЕЭС»

1.5.2.1 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.

3.5.2.2 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 неприемлемы Челябинским РДУ, то субъект ОРЭ должен исправить ошибки и повторить передачу данных.

3.5.2.3 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.

3.5.2.4 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.

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

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

3.5.2.5 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 ступи В этом случае на электронный адрес Администратора АСКУЭ субъекта ОРЭ высылается сообщение с запросом о предоставлении данных.

3.5.3 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 учёта, и обеспечивают круглосуточный информационный доступ к этим данным.

3.5.4 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 TSP/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 TSP/IP по основному каналу связи:

– в качестве основного канала используется выделенный канал связи по протоколу TSP/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 TSP/IP по основному каналу связи:

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

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

3.5.5 Состав передаваемой информации

Согласно Регламенту НП «АТС» о представлении результатов измерений в состав передаваемой информации входит:

- ежедневно формируют величины почасовых сальдо-перетоков по точкам поставки.

3.6 Решения по режимам функционирования 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 УСПД.

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

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;

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

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

3.7 Решения 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 АИИС, пломбируются.

Между счетчиками и УСПД прокладываются кабели типа Belden 3107 A (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, входным и выходным документам и сообщениям

3.8.1 Виды информации:

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

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- технологическая информация информация, которая может быть использована в расчетных (технологических) задачах ФГУП «УКВЗ»;
- служебная информация - информация о текущем состоянии средств учета;
- нормативно-справочная информация

Система классификации и кодирования АИИС КУЭ удовлетворяет следующим требованиям

- 1 единообразное представление детерминированных данных;
- 2 выделение элементарных идентифицирующих понятий и однозначное присвоение каждому объекту в пределах заданного множества кодового обозначения (однозначная идентификация);
- 3 внешнюю простоту для удобства пользователей, при возможном сложном внутреннем строении;
- 4 пластичность, позволяющую вносить изменения и при необходимости, влиять на изменения структуры классификаций, без потерь данных;
- 5 возможность дополнения классификационной структуры новыми идентифицирующими понятиями, возникающими в процессе развития;
- 6 возможность классификации без ограничений на уровень вложенности;
- 7 многоаспектность - учет представлений пользователей в создаваемых классификациях;
- 8 обеспечение механизмов совместимости создаваемых классификаторов с отраслевыми;
- 9 расширяемость.

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

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

– адаптацию к возможным изменениям информационных потребностей пользователей.

Массивы информации включают:

- коммерческую информацию, используемую в финансовых расчетах ООО «Русэнерготрейд» за электроэнергию ФГУП «УКВЗ»;
- технологическую информацию - информацию, которая может быть использована в расчетных задачах по учету электроэнергии;
- служебную информацию - информацию о текущем состоянии средств учета.

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 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, обеспечивающее формирование базы данных, управление файлами, их поиск, поддержку запросов;
- прикладное программное обеспечение «Пирамида 2000», реализующее задачи и функции АИИС КУЭ, в соответствии с требованиями Технического задания.

Вывод по разделу три

АИИС КУЭ по объекту «УКВЗ» выполнена на базе ИКМ «Пирамида», является элементом АСУ технологических процессов и обеспечивает автоматизированный сбор, контроль и обработку информации об энергопотреблении объекта. Принцип автоматизированной обработки информации предусматривает использование одной и той же входной информации для решения нескольких задач, и позволяет добиться непрерывности обработки. Система обеспечивает централизованное накопление, хранение и использование информации в единой форме – базе данных.

										Лист
										43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	15.03.04.2017.112. 00 ПЗ					

4 КОНСТРУКТОРСКИЙ РАЗДЕЛ

Мероприятия по вводу системы в действие.

Ввод в действие включает в себя следующие этапы работ:

- организационную подготовку;
- подготовку персонала;
- комплектацию;
- строительно-монтажные работы;
- пусконаладочные работы;
- проведение предварительных испытаний;
- проведение опытной эксплуатации;
- проведение приёмочных испытаний.

Этап «Организационная подготовка» включает в себя реализацию проектных решений по организационной структуре АИИС КУЭ, обеспечение подразделений нормативно-технической документацией и т.п.

– На этапе «Подготовка персонала» проводится обучение персонала и проверка способности обеспечения функционирования АИИС КУЭ.

– Этап «Комплектация» включает в себя приобретение серийно выпускаемых изделий, материалов, заказ изделий единичного производства и осуществление входного контроля их качества.

Этап «Строительно-монтажные работы» проводится в строгом соответствии с проектной документацией. Все отступления от проектных решений должны быть согласованы с ОАО «АТС» и другими согласующими организациями, с внесением корректировок в проектную документацию.

На этапе «Пусконаладочные работы» проводится автономная наладка технических и программных средств, загрузка исходной информации в базу данных и комплексную наладку всех средств системы.

– испытания АИИС КУЭ на работоспособность в соответствии с программой испытаний;

– оформление протокола предварительных испытаний;

– устранение неисправностей и внесение изменений в документацию на АИИС КУЭ (корректировка эксплуатационной документации);

– оформление акта о приёмке АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию с указанием сроков её проведения.

Этап «Проведение опытной эксплуатации» проводится с целью подтверждения правильности функционирования АИИС КУЭ в условиях реальной эксплуатации подготовленным персоналом и определения фактических значений количественных и качественных характеристик АИИС КУЭ. Во время опытной эксплуатации должны фиксироваться отказы, сбои, аварийные ситуации, изменения параметров, изменения в документации, а также замечания эксплуатационного персонала в рабочем журнале.

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

В соответствии с ГОСТ 8.596 в период опытной эксплуатации должна быть проведена аттестация в Госстандарте России или в аккредитованных Госстандартом России организациях МВИ на ИИК и сертификация АИИС КУЭ как средства измерения, с внесением в Госреестр РФ средств измерений или по типовому проекту (на базе внесенной в Госреестр ИИС). При этом должно быть проведено пломбирование средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ, с составлением соответствующего акта.

– Допускается последовательное проведение испытаний и сдача частей АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию при соблюдении установленной в ТЗ очередности ввода АИИС КУЭ в действие.

По результатам опытной эксплуатации оформляется акт о завершении опытной эксплуатации и допуске системы к приёмочным испытаниям.

Этап «Приёмочные испытания».

– Порядок организации и проведения испытаний на установление соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям ОРЭ приведен в Приложении № 11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка;

– Требования к проведению испытаний с целью определения соответствия АИИС КУЭ «Техническим требованиям к АИИС коммерческого учета электрической энергии (мощности) субъекта оптового рынка электроэнергии», (приложение №11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка), и присвоения коэффициента класса качества определены в Приложении № 11.5 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка;

Этап «Приёмочные испытания» в соответствии с Приложением № 11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка завершается оформлением «Акта о соответствии АИИС техническим требованиям договора о присоединении к торговой системе и присвоении коэффициента класса качества».

Мероприятия по обучению и проверке квалификации персонала.

– На этапе «Подготовка персонала» проводится обучение персонала и проверка способности обеспечения функционирования АИИС КУЭ.

– Подготовка персонала может проводиться на предприятиях-изготовителях основных технических средств АИИС, а также на соответствующих курсах повышения квалификации энергетической отрасли.

– Мероприятия по созданию необходимых подразделений и рабочих мест.

Данные мероприятия проводятся в соответствии с предполагаемой организационной и штатной структурой эксплуатирующей организации АИИС КУЭ.

4.1 Защита информации

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

– 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 (MSSQLServer).

4.1.1 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 поверке, 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

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

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

- 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.

4.1.2 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 останов 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);

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

– должна осуществляться очистка 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 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.

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

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).

4.3 Метрологическое обеспечение

4.3.1 Общие сведения

АИИС КУЭ по объекту ФГУП «УКВЗ» создается на базе ИИС «Пирамида» которая внесена в Государственный реестр средств измерений № 21906-01.

Измерительные каналы АИИС КУЭ 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 «УКВЗ» 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;

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

- 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.

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

Контроль над соблюдением срока проведения очередных проверок 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 АИИС КУЭ ООО «Русэнерготрейд» по объекту ФГУП «УКВЗ» 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.

4.3.2Применяемый подход

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;

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

– 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. 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. Проверка этих условий при проведении поверки должна быть обязательной.

4.3.3 Анализ погрешности измерительного канала

Для оценки возможного вклада в суммарное значение предела погрешности измерительного канала АИИС КУЭ 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:

$$\delta_{\text{ва}} = \pm 1.1 \cdot \sqrt{\delta_i^2 + \delta_u^2 + \delta_{\theta a}^2 + \delta_{\text{cx}0}^2 + \delta_{\text{cU}}^2 + \delta_{\text{ct}}^2 + \delta_{\text{cf}}^2 + \delta_{\text{cH}}^2 + \delta_{\text{yc}}^2} \quad (4.1)$$

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;

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

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

$\delta_{\text{c}i}$ – пределы допустимых погрешностей счетчика электрической энергии;

$\delta_{\text{c}t}$ – предел допустимой погрешности устройства сбора и передачи данных.

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

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

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

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

$\cos \varphi$ – значение коэффициента мощности.

4.3.4 Составляющие погрешности

Для сравнительного анализа построена диаграмма, которая иллюстрирует вклад каждой составляющей в суммарный предел погрешности измерительного канала. Эта диаграмма приведена на рисунках 4.1 и 4.2.

Из диаграммы видно, что в области малых токов основной вклад в суммарный предел погрешности измерительного канала вносит составляющая за счет трансформаторной схемы включения счетчиков электрической энергии. Этот вклад может достигать 90%.

Пределы амплитудной погрешности ТТ и ТН, пределы основной и дополнительных погрешностей счетчика электрической энергии могут вносить до 10% каждая. Незначительную долю вносят составляющие, вызванные потерями напряжения в линии присоединения счетчика к ТН и передачей данных из счетчиков в УСПД.

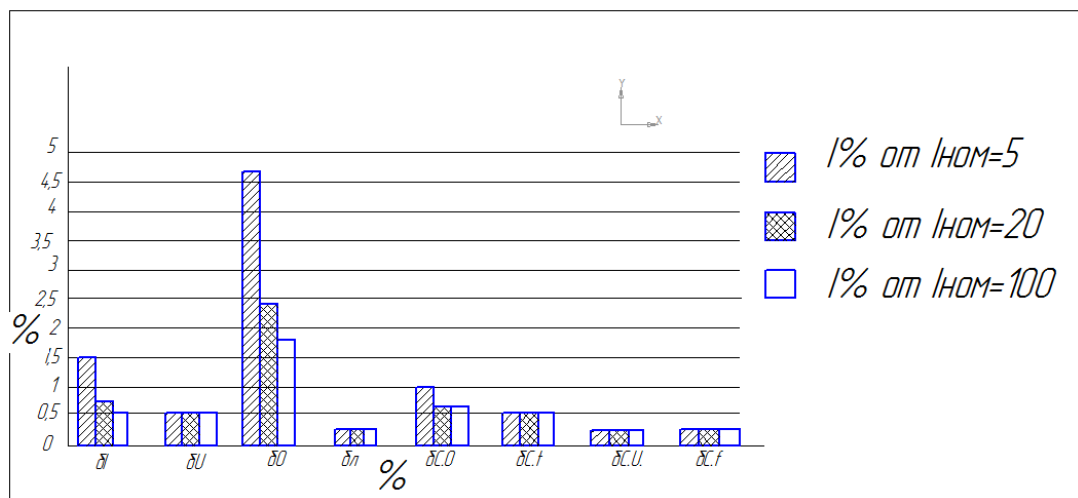


Рисунок 4.1 – Предел погрешности измерительного канала при $\cos \varphi = 0,5$

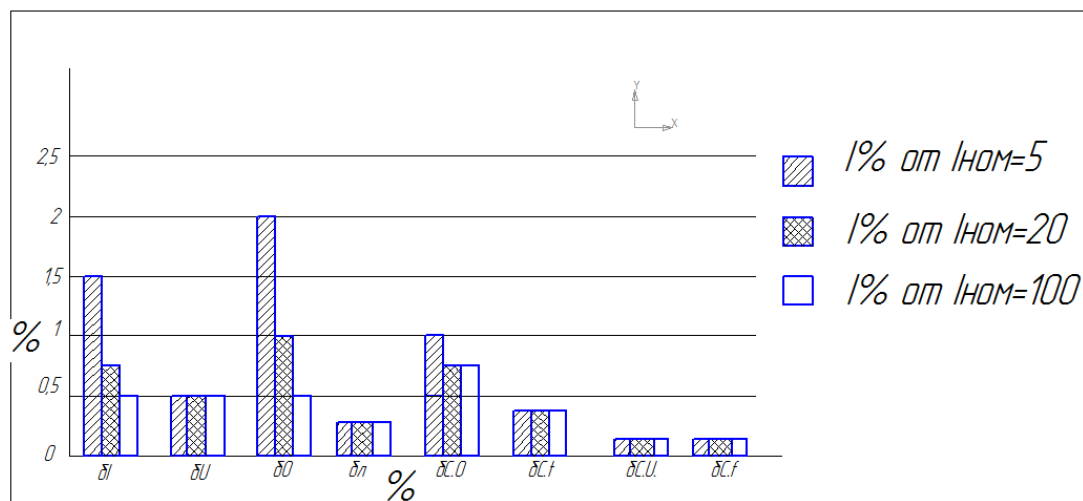


Рисунок 4.2 – Предел погрешности измерительного канала при $\cos\phi$ 0.8

2. Поскольку УСПД использует данные о энергопотреблении рассчитанные непосредственно счётчиком, переданные ему от счетчики в цифровом коде с проверкой принятых пакетов на наличие CRC ошибок и контрольной суммы, и не производит с ними различных преобразований будем считать, что погрешность УСПД пренебрежимо мала, и в расчёте не учитывается.

Таким образом, можно отметить, что основной вклад и суммарный предел погрешности измерительного канала вносят составляющие тех факторов, Нагрузки вторичных цепей ТТ и ТН, потери напряжения и линиях присоединения счетчики к ТН в рамках поверки ни в одной из рассмотренных методик не проверяются. Условия эксплуатации счетчика электрической энергии в части температуры воздуха и магнитной обстановки в месте его установки проверяются только в одной из методик поверки при получении исходных данных для расчета суммарной погрешности.

Следует подчеркнуть тот факт, что проверки значений нагрузки вторичных цепей ТТ и ТН и потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к ТН проводятся в рамках ревизий вторичных цепей ТТ и ТН.

4.4 Расчёт 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:

$$Z_{ном} \leq Z_{расч} \quad (4.3)$$

где $Z_{ном}$ – номинальное сопротивление цепи вторичной обмотки трансформатора тока, Ом;

$Z_{расч}$ – фактическое расчетное сопротивление цепи вторичной обмотки трансформатора тока. Ом.

Номинальное сопротивление цепи вторичной обмотки трансформатора тока определяется:

$$Z_{\text{ном}} = S_{\text{ном}} / (I_{\text{ном}}^2) \quad (4.4)$$

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:

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

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.

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

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:

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

Исходные данные для ТТ приведены в таблице 4.3

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Результаты расчетов и выбор сечения и типа кабеля приведены в таблице 4.4.
Таблица 4.4 - Результаты расчетов

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

13	ФГУП «УКВЗ»,РП-7,ф 11	0,22	2,5	ВВГ 1*2,5
14	ФГУП «УКВЗ»,РП-7,ф 14	0,22	2,5	ВВГ 1*2,5
15	ФГУП «УКВЗ»,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:

$$U_2 = (I_{кз} Z_{расч}) / K_{тт} \quad (4.11)$$

где

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

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

Результаты расчета приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчёта

№	Наименование присоединения	$I_{кз}$	$Z_{расч}$	$K_{тт}$	$U_{расч}$	Заключение
1	ФГУП «УКВЗ»,ГПП110/6кВ,ф5	17900	0,15	3000/5	4,5	соответст
2	ФГУП «УКВЗ»,ГПП110/6кВ,ф18	17900	0,15	3000/5	4,5	соответст
3	ФГУП «УКВЗ»,ГПП110/6кВ,ф48	17900	0,15	3000/5	4,5	соответст
4	ФГУП «УКВЗ»,ГПП110/6кВ,ф61	17900	0,15	3000/5	4,5	соответст
5	ФГУП «УКВЗ»,ГПП110/6кВ,ф13	17900	0,15	400/5	33,6	соответст
6	ФГУП «УКВЗ»,РП-1, ф21	14100	0,15	200/5	52,9	соответст
7	ФГУП «УКВЗ»,РП-2, ф5	14100	0,15	400/5	26,4	соответст
8	ФГУП «УКВЗ»,РП-2, ф6	14100	0,15	400/5	26,4	соответст
9	ФГУП «УКВЗ»,РП-2, ф32	14100	0,15	300/5	35,3	соответст
10	ФГУП «УКВЗ»,РП-4,ф 3	14350	0,15	200/5	53,8	соответст
11	ФГУП «УКВЗ»,РП-6,ф 9	14100	0,15	50/5	211	соответст
12	ФГУП «УКВЗ»,РП-7,ф 3	14350	0,15	150/5	71,8	соответст

13	ФГУП «УКВЗ»,РП-7,ф 11	14350	0,15	150/5	62,2	соответст
14	ФГУП «УКВЗ»,РП-7,ф 14	14350	0,15	150/5	71,8	соответст
15	ФГУП «УКВЗ»,РП-8,ф 5	14100	0,15	300/5	35,3	соответст

4.5Расчёт кабеля от ТН до счётчика

Согласно пункта 1.5.19. ПУЭ сечение и длина измерительных цепей трансформаторов напряжения расчетных счетчиков выбирается таким образом , чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25% номинального напряжения при питании от трансформаторов напряжения класса точности 0,5. Номинальное вторичное напряжение измерительных трансформаторов напряжения, используемых в АИИС КУЭ составляет: Потери напряжения во вторичных цепях напряжения определяются по формуле:

$$\Delta U = (n \cdot S_{сч} \cdot (\rho L + Z_{конт} g)) / (g \cdot U_{ном}^2) \cdot 100\% \quad (4.12)$$

где L –длина кабеля от ТН до счетчика, м;

ρ – удельное сопротивление материала проводов, Оммм²/м;

$U_{ном}$ – номинальное вторичное напряжение ТН, В;

g – сечение проводника, мм²;

n –количество счетчиков в измерительной цепи;

$Z_{конт}$ – сопротивление контактов, Ом.

Отсюда минимально допустимая площадь сечения проводников

$$g \geq \frac{n \cdot S_{сч} \cdot \rho L}{\frac{\Delta U_{max} \cdot U_{ном}^2}{100\%} - n S_{сч} \cdot Z_{конт}} \quad (4.13)$$

где ΔU_{max} – максимально допустимые потери напряжения в цепях напряжения.

Исходные данные для расчета в приведены в таблице 4.6.

Данные по сечению и длине проводников представлены на основании данных заказчика .

Таблица 4.6 - Исходные данные для расчета кабеля

№	Наименование присоединения	L,m	P,Ом*мм2/м	ΔU ,В	$S_{сч}$ ВА	$U_{ном}$ В	$Z_{конт}$ Ом	n
1	ФГУП «УКВЗ»,ГПП110/6кВ,ф5	3.5	0.0175	0.25	0.4	0.1	0.1	1
2	ФГУП «УКВЗ»,ГПП110/6кВ,ф18	11.5	0.0175	0.25	0.4	0.1	0.1	1
3	ФГУП «УКВЗ»,ГПП110/6кВ,ф48	6.5	0.0175	0.25	0.4	0.1	0.1	1
4	ФГУП «УКВЗ»,ГПП110/6кВ,ф61	3.5	0.0175	0.25	0.4	0.1	0.1	1
5	ФГУП «УКВЗ»,ГПП110/6кВ,ф13	13	0.0175	0.25	0.4	0.1	0.1	1

6	ФГУП «УКВЗ»,РП-1, ф21	12.5	0.0175	0.25	0.4	0.1	0.1	1
7	ФГУП «УКВЗ»,РП-2 , ф5	11	0.0175	0.25	0.4	100	0.1	1
8	ФГУП «УКВЗ»,РП-2, ф6	17	0.0175	0.25	0.4	100	0.1	1
9	ФГУП «УКВЗ»,РП-2, ф32	11	0.0175	0.25	0.4	100	0.1	1
10	ФГУП «УКВЗ»,РП-4,ф 3	6.4	0.0175	0.25	0.4	100	0.1	1
11	ФГУП «УКВЗ»,РП-6,ф 9	12.5	0.0175	0.25	0.4	100	0.1	1
12	ФГУП «УКВЗ»,РП-7,ф 3	9.5	0.0175	0.25	0.4	100	0.1	1
13	ФГУП «УКВЗ»,РП-7,ф 11	5.5	0.0175	0.25	0.4	100	0.1	1
14	ФГУП «УКВЗ»,РП-7,ф 14	3.5	0.0175	0.25	0.4	100	0.1	1
15	ФГУП «УКВЗ»,РП-8,ф 5	6	0.0175	0.25	0.4	100	0.1	1

Результаты вычислений приведены в таблице 4.7

Таблица 4.7 - Результат расчета потерь напряжения

№	Наименование присоединения	g_{min} мм2	$g_{при}$ мм2	Марка кабеля	ΔU В	Заключение
1	ФГУП «УКВЗ»,ГПП110/6кВ,ф5	0,002	2,5	ВВГ4*2, 5	0,001	соотв
2	ФГУП «УКВЗ»,ГПП110/6кВ,ф18	0,003	2,5	ВВГ4*2, 5	0,001	соотв
3	ФГУП «УКВЗ»,ГПП110/6кВ,ф48	0,002	2,5	ВВГ4*2, 5	0,001	соотв
4	ФГУП «УКВЗ»,ГПП110/6кВ,ф61	0,001	2,5	ВВГ4*2, 5	0,001	соотв
5	ФГУП «УКВЗ»,ГПП110/6кВ,ф13	0,007	2,5	ВВГ4*2, 5	0,002	соотв
6	ФГУП «УКВЗ»,РП-1, ф21	0,004	2,5	ВВГ4*2, 5	0,001	Соотв

Продолжение таблицы 4.7

7	ФГУП «УКВЗ»,РП-2 , ф5	0,003	2,5	ВВГ4*2, 5	0,001	соотв
8	ФГУП «УКВЗ»,РП-2, ф6	0,010	2,5	ВВГ4*2, 5	0,002	соотв
9	ФГУП «УКВЗ»,РП-2, ф32	0,006	2,5	ВВГ4*2, 5	0,001	соотв
10	ФГУП «УКВЗ»,РП-4,ф 3	0,002	2,5	ВВГ4*2, 5	0,001	соотв
11	ФГУП «УКВЗ»,РП-6,ф 9	0,004	2,5	ВВГ4*2, 5	0,001	соотв
12	ФГУП «УКВЗ»,РП-7,ф 3	0,005	2,5	ВВГ4*2, 5	0,001	соотв
13	ФГУП «УКВЗ»,РП-7,ф 11	0,003	2,5	ВВГ4*2, 5	0,001	соотв
14	ФГУП «УКВЗ»,РП-7,ф 14	0,001	2,5	ВВГ4*2, 5	0,001	соотв

15 ФГУП «УКВЗ», РП-8, ф 5 0,002 2,5 ВВГ4*2, 0,001 соотв
5

На основании проведенных расчетов можно сделать вывод, что потери в измерительных цепях напряжения соответствуют вышеизложенным требованиям
4.6 Обоснование применения ТТ

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 4.8 [1, п. 6.].

Таблица 4.8 – 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	
	1	
0.5S	5	25-100
	20	
	100	
	120	
	5	
0.5	20	25-100
	100-120	
	5	
1	20	25-100
	120	
	5	

Исходные данные для обоснования применения трансформаторов тока приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Исходные данные для обоснования применения трансформаторов тока

№	Канал учёта	Тип	$K_{\text{ТТ}}$	Трансформатор тока						
				Кл Т.	Мощность обмоток ВА			Фактическая		
					А	В	С	А	В	С

1	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ, ф5	ТЛШ-10	3000/5	0,5	20	20	20	3,81	3,81	3,81
2	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ, ф18	ТЛШ-10	3000/5	0,5	20	20	20	3,81	3,81	3,81
3	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ, ф48	ТЛШ-10	3000/5	0,5	20	20	20	3,81	3,81	3,81
4	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ, ф61	ТПШЛ-10	3000/5	0,5	20	20	20	3,81	3,81	3,81
5	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ, ф13	ТПЛ-10	400/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
6	ФГУП «УКВЗ», РП-1, ф21	ТПЛ=10	200/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
7	ФГУП «УКВЗ», РП-2, ф5	ТПЛ-10	400/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
8	ФГУП «УКВЗ», РП-2, ф6	ТПЛ-10	400/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
9	ФГУП «УКВЗ», РП-2, ф32	ТПЛ-10	300/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
10	ФГУП «УКВЗ», РП-4, ф3	ТПЛ-10	200/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
11	ФГУП «УКВЗ», РП-6, ф9	ТПЛ-10	50/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
12	ФГУП «УКВЗ», РП-7, ф3	ТОЛ-10	150/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
13	ФГУП «УКВЗ», РП-7, ф11	ТОЛ-10	150/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
14	ФГУП «УКВЗ», РП-7, ф14	ТОЛ-10	150/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81
15	ФГУП «УКВЗ», РП-8, ф5	ТПЛ-10	300/5	0,5	10	10	10	3,81	3,81	3,81

Согласно [4, п.] и [5, п.] 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 4.10.

Таблица 4.10 – Заключение о соответствии применяемых трансформаторов тока

№	Канал учёта	Мощность вторичной обмотки ВА						Фактическая нагрузка %			Заключение
		Номинальная			Фактическая			от номинала			
		А	В	С	А	В	С	А	В	С	
1	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ, ф5	20	20	20	3,8	3,8	3,8	19	19	19	Соответств
Продолжение таблицы 4.10											
2	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ, ф18	20	20	20	3,8	3,8	3,8	19	19	19	Соответств
3	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ, ф48	20	20	20	3,8	3,8	3,8	19	19	19	Соответств
4	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ, ф61	20	20	20	3,8	3,8	3,8	19	19	19	Соответств
5	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ, ф13	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств

6	ФГУП «УКВЗ», РП-1, ф21	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
7	ФГУП «УКВЗ», РП-2, ф5	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
8	ФГУП «УКВЗ», РП-2, ф6	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
9	ФГУП «УКВЗ», РП-2, ф32	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
10	ФГУП «УКВЗ», РП-4, ф 3	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
11	ФГУП «УКВЗ», РП-6, ф 9	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
12	ФГУП «УКВЗ», РП-7, ф 3	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
13	ФГУП «УКВЗ», РП-7, ф 11	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
14	ФГУП «УКВЗ», РП-7, ф 14	10	10	10	3,8	3,8	3,8	38	38	38	Соответств
15	ФГУП «УКВЗ», 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].

4.7 Обоснование применения трансформаторов напряжения

Согласно [4] и [5, п. 3.2.1] класс точности измерительных трансформаторов напряжения для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не хуже 1,0.

Согласно [6, п. 5.1] 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.

Исходные данные для обоснования приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Исходные данные

№	Секция шин	Тип ТН	Кл.т ТН	Номинальное напряжение	Нагрузка втор.обм.	
					ном	факт
1	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ 1 с.ш	НТМИ-6	0,5	6000/100	75	26
2	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ 2 с.ш	НТМИ-6	0,5	6000/100	75	22
3	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ 3 с.ш	НТМИ-6	0,5	6000/100	75	29
4	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ 4 с.ш	НТМИ-6	0,5	6000/100	75	29
5	ФГУП «УКВЗ», РП-1, 6кВ 1 с.ш	НТМИ-6	0,5	6000/100	75	15
6	ФГУП «УКВЗ», РП-2, 6кВ 1 с.ш	НТМИ-6	0,5	6000/100	75	21
7	ФГУП «УКВЗ», РП-2, 6кВ 2 с.ш	НТМИ-6	0,5	6000/100	75	25
8	ФГУП «УКВЗ», РП-4, 6кВ 1 с.ш	НТМК-6	0,5	6000/100	75	25
9	ФГУП «УКВЗ», РП-6, 6кВ 1 с.ш	НТМК-6	0,5	6000/100	75	28
Продолжение таблицы 4.11						
10	ФГУП «УКВЗ», РП-7, 6кВ 1 с.ш	НТМИ-6	0,5	6000/100	75	32
11	ФГУП «УКВЗ», РП-7, 6кВ 2 с.ш	НТМИ-6	0,5	6000/100	75	28
12	ФГУП «УКВЗ», РП-8, 6кВ 2 с.ш	НТМИ-6	0,5	6000/100	75	33

Таблица 4.12 – Заключение о соответствии применяемых трансформаторов напряжения

Мощность обмоток ВА	Фактичес % от	Заключен
------------------------	------------------	----------

№	Секция шин	Тип ТН	ном	факт	номинал	ие
1	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ 1 с.ш	НТМИ-6	75	26	35	Соответ
2	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ 2 с.ш	НТМИ-6	75	22	29	Соответ
3	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ 3 с.ш	НТМИ-6	75	29	39	Соответ
4	ФГУП «УКВЗ», ГПП110/6кВ 4 с.ш	НТМИ-6	75	29	39	Соответ
5	ФГУП «УКВЗ», РП-1, 6кВ 1 с.ш	НТМИ-6	75	15	25	Соответ
6	ФГУП «УКВЗ», РП-2, 6кВ 1 с.ш	НТМИ-6	75	21	28	Соответ
7	ФГУП «УКВЗ», РП-2, 6кВ 2 с.ш	НТМИ-6	75	25	33	Соответ
8	ФГУП «УКВЗ», РП-4, 6кВ 1 с.ш	НТМК-6	75	25	33	Соответ
9	ФГУП «УКВЗ», РП-6, 6кВ 1 с.ш	НТМК-6	75	28	37	Соответ
10	ФГУП «УКВЗ», РП-7, 6кВ 1 с.ш	НТМИ-6	75	32	43	Соответ
11	ФГУП «УКВЗ», РП-7, 6кВ 2 с.ш	НТМИ-6	75	28	37	Соответ
12	ФГУП «УКВЗ», РП-8, 6кВ 2 с.ш	НТМИ-6	75	33	44	Соответ

4.8 Определение относительной погрешности измерительных каналов

Согласно ГОСТ 1983 пределы допустимых погрешностей трансформаторов напряжения в рабочих условиях приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Пределы допустимых погрешностей трансформаторов

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

Согласно ГОСТ 7746-2001 пределы допустимых погрешностей вторичных обмоток трансформаторов тока в рабочих условиях приведены в таблице 4.14

Таблица 4.14 – Пределы допустимых погрешностей вторичных обмоток трансформаторов тока

Класс точности	Первичный ток % от номинального	Предел допустимой погрешности		Предел нагрузки % от номен.
		Токовый %	угловой	
		мин	срад	
0,5	5	±1.5	±2.7	
	20	±0.75	±1.35	
	100	±0.5	±0.9	
	120	±0.5	±0.9	

	1	±0.75	±30	±0.9	25-100
	5	±0.35	±15	±0.45	
0,2S	20	±0.2	±10	±0.3	
	100	±0.2	±10	±0.3	
	120	±0.2	±10	±0.3	

По п. 1.5.17 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 $1,2I_{\text{ном}}$ значения тока включительно. Кроме того, предусмотрено нормирование в диапазоне значений тока в измерительной цепи от 10% номинального тока до максимального $1,2I_{\text{ном}}$ значения тока включительно при $\cos\varphi=0,25$ инд., 0,5 емк. 1 по особому требованию потребителя. Данные сведены в таблицу 4.15.

Таблица 4.15 – Данные однофазного и многофазного счетчиков с симметричными нагрузками

Значение тока	Коэффиц. мощности	Пределы погрешности, % для счётчика класса точности	
		0,2S	0,5S
От $0,01I_{\text{ном}}$ до $0,05I_{\text{ном}}$	1	±0.4	±1.0
От $0,05I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$ включит	1	±0.2	±0.5
От $0,02 I_{\text{ном}}$ до $0,1I_{\text{ном}}$	0.5 инд. 0,8 ёмк.	±0.5	±1.0
От $0,1I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$ включит	0.5 инд. 0,8 ёмк.	±0.3	±0.6

– многофазного с однофазной нагрузкой при симметрии многофазных напряжений приложенных к цепям напряжений - от 1% номинального тока при $\cos\varphi=1$ и от 10% номинального тока при $\cos\varphi=0,5$ инд. до максимального значения тока включительно. Данные сведены в таблицу 4.16.

Таблица 4.16 – Данные многофазного с однофазной нагрузкой при симметрии многофазных напряжений

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 $I_{\text{мин}}=2\%$ номинального, в то время как пределы допускаемых погрешностей для ТТ даны от тока $I_{\text{мин}}=1\%$ номинального тока, то для этих случаев допускаемая относительная погрешность ИК рассчитывается начиная с от тока $I_{\text{мин}}=2\%$ номинального тока, считая, что при данном токе погрешности ТТ заведомо не хуже, чем для тока $I_{\text{мин}}=1\%$ номинального тока (т.е. погрешности для $I_{\text{мин}}=2\%$ принимаются равными как при $I_{\text{мин}}\sim 1\%$)

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 значении $\cos\varphi$).

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:

$$\delta_{WA} = \pm 1.1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{\theta_A}^2 + \delta_{\Delta}^2 + \delta_{c.o}^2 + \delta_{CU}^2 + \delta_{ct}^2 + \delta_{cf}^2 + \delta_{CH}^2 + \delta_{yc}^2} \quad (4.14)$$

где δ_I – токовая погрешность ТТ, %, в соответствии с ГОСТ 7746;

δ_U – погрешность напряжения ТН, %, в соответствии с ГОСТ 1983;

δ_{Δ} – погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %, определяем как фактическое значение потерь, согласно паспорта протокола соответствующего измерительного канала;

$\delta_{c.o}$ – 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;

δ_{cj} – 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:

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

$$\delta\theta = 0.029\sqrt{(\theta_j)^2} + \theta U^2 * \sqrt{(1 - \cos\varphi)/\cos\varphi} \quad (4.15)$$

погрешность при измерениях реактивной электроэнергии вычисляют по формуле:

$$\delta\theta = 0.029\sqrt{(\theta_j)^2} + \theta U^2 * \cos\varphi/\sqrt{(1 - \cos\varphi)} \quad (4.16)$$

где θ_I – угловая погрешность ТТ, мин;

θ_{II} – угловая погрешность ТН, мин;

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

Счетчик электроэнергии

Согласно ГОСТ 26035 предел допускаемой относительной погрешности электронного счетчика $\delta_{с/о}$ определяется формулой

$$\delta_{с/о} = \pm K \cdot (0.9 + 0.02/m) \quad (4.17)$$

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

$$\delta_{с/о} = \pm K \quad (4.18)$$

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;

$$m = \frac{UJ\cos\varphi}{U_{\text{ном}}J_{\text{ном}}} \quad (4.19)$$

для счётчиков активной энергии

$$m = \frac{UJ\sin\varphi}{U_{\text{ном}}J_{\text{ном}}} \quad (4.20)$$

для счётчика реактивной энергии

где U – значение напряжения измерительной цепи;

J – значение силы тока;

$U_{\text{ном}}, J_{\text{ном}}$ – номинальные значения соответственно напряжения и силы тока.

Суммарная дополнительная погрешность счетчика рассчитывается для реальных условий эксплуатации.

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

- Дополнительная погрешность от изменения температуры $\delta_{ct}, \%$;
- Дополнительная погрешность от изменения напряжения $\delta_{св}, \%$;
- Дополнительная погрешность от изменения частоты $\delta_{cf}, \%$;

- Дополнительная погрешность от внешнего электромагнитного поля $\delta_{сн}, \%$.

Существенными влияющими величинами для электронных счетчиков реактивной энергии согласно ГОСТ 26035 являются:

- Дополнительная погрешность от изменения температуры $\delta_{ct}, \%$;
- Дополнительная погрешность от изменения частоты $\delta_{cf}, \%$;
- Дополнительная погрешность от внешнего электромагнитного поля $\delta_{сн}, \%$;

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

Таблица 4.17 – Пределы измерения дополнительной погрешности счётчика

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

Дополнительная погрешность счетчика активной энергии класса точности 0,5S от изменения напряжения $\delta_{\text{си}}$ 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 бег 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 $\delta_{\text{cf}} = 0,5 * \delta_{\text{со}}\%$ 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 $I_{\text{НОМ}}$ $\delta_{\text{ch}} = \pm 1 * 0\%$.

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

Дополнительная погрешность счетчика активной энергии от изменения температуры $\delta_{\text{ст}}$ приведена в таблице 4.18 согласно ГОСТ 30206.

Таблица 4.18 – Дополнительная погрешность счетчика активной энергии от изменения температуры

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

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

$$\delta_{ct} = 0.05 \cdot (t_{max} - t_{норм}), \% \text{ для } \cos\varphi \neq 1 \quad (4.21)$$

$$\delta_{ct} = 0.05 \cdot (t_{max} - t_{норм}), \% \text{ для } \cos\varphi = 1 \quad (4.22)$$

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

$$\delta_{ct} = 0.05 \cdot \delta_{co}(t_{max} - t_{норм}) \quad (4.23)$$

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 «УКВЗ», нормы относительной погрешности измерения по каждому измерительному комплексу, для значений $\cos\varphi$ в интервале 0,8 ÷ 1 не должны превышать:

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

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

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

Выводы по разделу четыре

В данном разделе произведены все необходимые расчеты погрешностей измерения и потерь данных, произведен анализ полученных данных.

										Лист
										67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

5 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

5.1. Разработка мероприятий по снятию психологических перегрузок

Конечной целью контроля и диагностики состояния оператора является его нормализация (управление состоянием). Она представляет собой систему воздействий, направленных на предотвращение неблагоприятного состояния оператора, и имеет целью предупреждение ошибок оператора и сохранение его здоровья.

Условия труда, как совокупность санитарно-гигиенических, психофизиологических элементов производственной среды оказывают непосредственное воздействие на здоровье и работоспособность человека. Наряду с производственными процессами и работами, характеризующимися относительным комфортом, есть еще и такие, где человеку приходится работать в неблагоприятных условиях. Чтобы устранить производственные вредности или разработать мероприятия, позволяющие предотвратить снижение работоспособности, возникновение профессиональных заболеваний и случаев производственноготравматизма, нужно объективно оценить влияние условий труда на человека. Определим категории оценки условий труда на рабочем месте.

Таблица 5.1.1– Категории оценки условий труда на рабочем месте

Факторы	Оценка факторов в баллах
Санитарно- гигиенические:	
Температура воздуха на рабочем месте	1
Относительная влажность воздуха	2
Скорость движения воздуха	2
Токсичные вещества	1
Промышленная пыль	2
Вибрация	1
Шум, уровень звука	3
Освещённость	2
Психофизические:	
Величины физических нагрузок	
мышцами корпуса и ног	1
мышцами плечевого пояса	3
рабочая поза	3
Величины нервно-психических нагрузок	
Длительность наблюдения	3
Число объектов наблюдения	2
Количество движений	4
Напряжение зрения	
Размер объекта различия	3
Точность работ	3

Разряд зрительных работ	3
Монотонность	4

Определяем интегральную оценку тяжести труда по формуле(5.1.1):

$$U_t = [X_{max} + (\sum X_i)/(n - 1) * (6 - X_{max})/6] * 10 \quad (5.1.1)$$

где U_t – интегральный показатель категории тяжести в баллах;
 X_{max} – элемент условий труда на рабочем месте, имеющий наибольший балл;
 $\sum X_i$ – сумма количественной оценки в баллах значимых элементов условий труда без X_{max} ;
 n – количество элементов условий труда;
10 – число, введенное для удобства расчетов.

$$U_t = [4 * 29/(17 - 1) * (6 - 4)/6] * 10 = 22,51 \quad (5.1.2)$$

что соответствует второй категории тяжести труда.

Интегральный показатель тяжести труда позволяет определить влияние условий труда на работоспособность человека. Для этого сначала вычисляется степень утомления в условных единицах. Зависимость между интегральным показателем тяжести труда и утомлением выражается уравнением:

$$Y = (U_t - 15.6)/0.64 \quad (5.1.3)$$

где Y – показатель утомления в условных(относительных) единицах;
15,6 и 0,64 – коэффициенты регрессии;
 U_t – интегральный показатель категории тяжести труда в баллах.

$$Y = \frac{22,51 - 15.6}{0.64} = 10.79$$

Зная степень утомления, можно определить уровень работоспособности, т.е. величину противоположную утомлению по выражению:

$$R = 100 - Y = 89,81 \quad (5.1.4)$$

Кроме того, интегральная оценка условий труда позволяет прогнозировать травматизм на предприятии. Рост производственного травматизма на автоматизированных линиях определяется по выражению:

$$K = 1/(1.3 - 0.0185 * U_t) = 1.12 \quad (5.1.5)$$

Ко второй категории тяжести относятся такие работы, в результате выполнения которых нормальное состояние организма практически не изменяется. Возможные изменения функционального состояния организма восстанавливаются во время регламентированного отдыха или отдыха после

работы. Эта категория тяжести свидетельствует о том, что отнесенная сюда работа выполняется в благоприятных условиях труда.

Множество воздействий на человека может включать в себя коррекцию режимов труда и отдыха, воздействие внешними раздражителями, различные виды саморегуляции состояния (психическая саморегуляция).

Коррекция режимов труда и отдыха заключается в предоставлении перерывов для отдыха в зависимости от возникновения неблагоприятного состояния. Время назначения перерыва должно приходиться на начальные

периоды изменения состояния, то есть предшествовать появлению выраженного сдвига на кривой работоспособности. Важным является также определение продолжительности перерыва и способа его проведения. Воздействие внешними раздражителями является наиболее эффективным способом нормализации состояния. К числу таких воздействий относятся зрительные образы, функциональная музыка, применение специально подобранных фармакологических средств. Для снятия возникающей в процессе работы нервно-психической нагрузки и утомления используются методы индивидуальной и групповой психотерапии. Одним из способов реализации такого подхода является создание на предприятиях комнат психологической разгрузки. В основу их создания положена идея имитации естественно-природного окружения. Для этого используются рекомендации по целенаправленному психо-физиологическому воздействию на человека с помощью картин природы, света, динамического цвета и музыки. В методах психической саморегуляции важное место занимает психологическая подготовка.

Под ней понимается целенаправленное формирование индивидуальных приемов, обеспечивающих сохранение заданных параметров выполнения деятельности в сложных ситуациях. Одним из способов такой подготовки является моделирование в процессе тренировок различного рода необычных производственных ситуаций и отработка при этом необходимых действий оператора. В эту же группу методов входит специальная производственная гимнастика, нервно-мышечная релаксация (расслабление), самовнушение (аутогенная тренировка). Повышению эффективности применения рассмотренных методов способствует введение биологической обратной связи. Она основана на регистрации изменения состояния оператора и предоставлении ему информации об этом. Это дает возможность человеку произвольно управлять некоторыми психологическими и физиологическими процессами и состоянием в целом. Рассмотренные методы управления состоянием являются составной частью более общей системы психологической поддержки оператора.

5.2 Расчет общего освещения

Освещение автоматизированного рабочего места оператора искусственное, естественное освещение отсутствует. Площадь помещения 25м².

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Искусственное освещение будет общим, т.е. осуществляемое равномерным распределением светильников в помещении без учета расположения рабочих мест и оборудования. Искусственная освещённость нормируется величиной минимальной освещенности в зависимости от характера зрительной работы, размера объекта различения, разряда и подразряда зрительной работы контраста объекта различения с фоном и характеристики фона.

По нормам СНиП разрабатываемый участок находится в III поясе светового климата РФ (Челябинская область). Характеристика зрительной работы: общее постоянное наблюдение за ходом производственного процесса, разряд зрительной работы VIII, подразряд зрительной работы – а, освещенность при системе общего освещения 200 лк.

Для освещения будут использоваться люминесцентные лампы установленные в открытые светильники типа ОД. Выбор люминесцентных ламп обоснован их большей, по сравнению с лампами накаливания, световой отдачей (50 – 200 лм/Вт) и большим сроком службы (до 8000 – 14000 ч).

При расчете общего освещения с учетом света, отраженного потолком и стенами, применим метод светового потока. Основное уравнение метода (при расчете минимальной освещенности E_{min}):

$$E_{min} = \frac{\Phi \cdot N \cdot U}{100 \cdot S \cdot z \cdot k}, \quad (5.2.1)$$

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:

$$N = \frac{S}{L^2} \quad (5.2.2)$$

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.

Определим высоту подвеса светильников над рабочей поверхностью по формуле:

$$H_p = H - (h_c + h_p) \quad (5.2.3)$$

где H – высота помещения, $H = 4 \text{ м}$;

h_c – величина свеса светильников, $h_c = 0,2 \text{ м}$;

h_p – высота рабочей поверхности, $h_p = 2 \text{ м}$.

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

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

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

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 $R_{\text{П}} = 70$; стен $R_{\text{С}} = 50$ и индекса I формы помещения.

Индекс формы помещения определяется по формуле

$$I = \frac{a \cdot b}{H_p (a + b)} \quad (5.2.4)$$

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 (5.2.5) находим световой поток:

$$\Phi = \frac{100 \cdot E_{\text{min}} \cdot S \cdot k \cdot z}{N \cdot U} \quad (5.2.5)$$

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

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

Расположение светильников на участке показано на рисунке 5.1

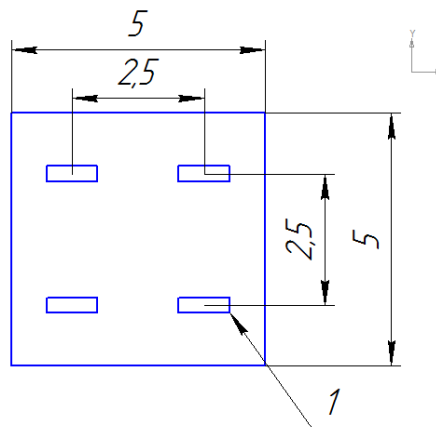


Рисунок 5.1 – Расположение светильников на АРМ

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

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

осветительной установки.

5.3 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;
- 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).

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

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 неоднократное 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.

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:

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

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.

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 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 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 сильнодействующими ядовитыми веществами, кислородом, взрывоопасными и горючими веществами.

Выводы по разделу пять

В данном разделе разработаны мероприятия по снятию психологических перегрузок, расчёт общего освещения и мероприятия по обеспечению устойчивости работы предприятия при чрезвычайных ситуациях.

										15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							75

6 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

В связи с переходом к рыночной экономике, возникла необходимость повысить эффективность управления энергопотреблением, поскольку это отвечает экономическим интересам поставщиков и потребителей электроэнергии. Одним из направлений решения данной задачи является внедрение АИИС КУЭ.

Вопрос автоматизации систем коммерческого учёта электроэнергии представляет собой комплекс важных народно хозяйственных проблем, правильное решение которых означает в масштабах страны большую экономию денежных и материальных ресурсов.

Эффективность применения системы автоматизации:

- 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.
- автоматизированный контроль и учет потребления электроэнергии и мощности;
- выполнение коммерческих расчетов по закупке и реализации электроэнергии;
- расчет баланса по объектам;
- контроль за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;
- оценку, локализацию, поиск потерь электроэнергии;
- создание первичного информационного банка, необходимого для функционирования других информационных систем, систем управления и планирования;
- формирование всех видов отчетности, в том числе статистических отчетов для всех уровней управления.

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

6.1 Расчет затрат на покупку, изготовление, монтаж оборудования и пусконаладочные работы

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

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

$$K_{TC} = C_o + C_{TP} \quad (6.1)$$

где C_{TP} – транспортные расходы, руб.

C_o – стоимость оборудования, руб.

В таблице 6.1 приведен расчет капитальных затрат по проектному варианту.

Таблица 6.1 – 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_{TP} , руб.

$$C_{TP} = a_{TP} \cdot C_o \quad (6.2)$$

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

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

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

$$K_{TC} = C_o + C_{TP} \quad (6.3)$$

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

Затраты на вспомогательное оборудование K_{BC} , руб.

$$K_{BC} = a_{BO} \cdot C_o \quad (6.4)$$

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_{MH} , руб.

$$K_{MH} = a_{MH} \cdot C_o \quad (6.5)$$

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

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

Затраты на демонтаж оборудования K_{DEM} , руб.

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K_{\text{дем}} = a_{\text{дем}} \cdot K_{\text{МН}} \quad (6.6)$$

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

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

Единовременные затраты на приобретение, доставку, монтаж оборудования и пуско-наладочные работы составят:

$$K = K_{\text{дем}} + K_{\text{МН}} + K_{\text{ВС}} + K_{\text{ТС}} \quad (6.7)$$

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

Общий фонд заработной платы обслуживающего персонала $C_{\text{зп}}$, руб.

$$C_{\text{зп}} = a_{\text{пр}} \cdot \Phi \cdot k_{\text{п}} \quad (6.8)$$

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

Φ – годовой фонд заработной платы обслуживающего персонала, руб.;

$k_{\text{п}}$ – поясной коэффициент; принимается $k_{\text{п}} = 1,15$.

Годовой фонд заработной платы обслуживающего персонала Φ , руб.

$$\Phi = \sum_{i=1}^k 12 \cdot O_i \cdot k_m \cdot Ч_i \quad (6.9)$$

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 необходимо иметь в штате двух электромонтажников (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.

$$\Phi_2 = 12 \cdot 8000 \cdot 1,2 \cdot 2 + 12 \cdot 10000 \cdot 1,2 \cdot 1 = 374400 \text{ руб.}$$

Общий фонд заработной платы обслуживающего персонала $C_{\text{зп}}$, руб.

$$C_{\text{зп}} = 1,25 \cdot 374400 \cdot 1,15 = 538200 \text{ руб.}$$

Ранее для обеспечения работы установки требовалось иметь в штате двух электромонтажников (заработная плата 8000 руб.), двух человек инженеров РЗА (заработная плата 10000 руб.) и двух работников из числа оперативного персонала, для сбора результатов измерений (заработная плата 7090 руб.). Таким образом: $k=3$, $O_1=8000$ (руб), $O_2=10000$ (руб) $O_3=7090$ (руб), $Ч_1=2$; $Ч_2=2$ $Ч_3=2$.

Годовой фонд заработной платы обслуживающего персонала Φ , руб.

$$\Phi_1 = 12 \cdot 8000 \cdot 1,2 \cdot 2 + 12 \cdot 10000 \cdot 1,2 \cdot 2 + 12 \cdot 7090 \cdot 1,2 \cdot 2 = 722592 \text{ руб.}$$

Общий фонд заработной платы обслуживающего персонала $C_{\text{зп}}$, руб.

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$C_{\text{зн}} = 1,25 \cdot 722592 \cdot 1,15 = 1038726 \text{ руб.}$$

Страховые взносы C_c определяются в размере 32,6% к годовому фонду заработной платы, руб.

$$C_c = 0,326 \cdot C_{\text{зн}} \quad (6.10)$$

где 0,326 – отчисления на страховые взносы.

$$C_c = 0,326 \cdot 372600 = 121467,6 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления на основные фонды A , руб.

$$A = a_{\text{аоср}} \cdot K \quad (6.11)$$

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.

$$C_{\text{рем}} = a_{\text{ро}} \cdot K \quad (6.12)$$

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

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

Условная годовая экономия \mathcal{E}_T , руб.

$$\mathcal{E}_T = \Phi_2 - \Phi_1 \quad (6.13)$$

$$\mathcal{E}_T = 1038726 - 538200 = 500526 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости $T_{\text{ок}}$, год

$$T_{\text{ок}} = K / \mathcal{E}_T \quad (6.14)$$

$$T_{\text{ок}} = 471326 / 37800 = 1,2 \text{ года}$$

Выводы по разделу шесть

В экономическом разделе произведен расчет затрат на покупку, изготовление, монтаж оборудования и пусконаладочные работы. Вычислен годовой экономический эффект и срок окупаемости внедрения.

					15.03.04.2017.112. 00 ПЗ	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		