Общество с ограниченной ответственностью
«Мосэнергопроект»
(ООО «МЭП»)

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер проекта
Департамента по строительству и
ремонту электростанций
АО «ГК «ЕКС»

_____ А.Н. Чернищук
Подпись Расшифровка

«_____»_____2026 г.

СТРОИТЕЛЬСТВО ПАРОГАЗОВОГО БЛОКА МОЩНОСТЬЮ 225 МВт КАК НЕЗАВИСИМОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ТЕРРИТОРИИ ПРОМЗОНЫ ТЭЦ-25 - ФИЛИАЛА ПАО "МОСЭНЕРГО"

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 4. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

Книга 1. Основные решения

25-83G1-00-ИОС1.4.1

Том 5.1.4.1

Заместитель директора по проектированию **О.В. Некрасов**

Главный инженер проекта **Ю.А. Яшукова**

2026

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Обозначение	Наименование	Примечание
25-83G1-00-ИОС1.4.1-С	Содержание тома 5.1.4.1	на 1 л.
25-83G1-00-ИОС1.4.1-ТЧ	Текстовая часть	на 66 л.
25-83G1-00-ИОС1.4.1-263-ГЧ	Графическая часть	на 7 л.
	Всего	на 74 л.

Состав проектной документации выполнен отдельным томом 25-83G1-00-СП.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.4.1-С		
Разработал		Петушков			18.02.26	Содержание тома 5.1.4.1	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Нач. отд.		Корольков			18.02.26		Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)		
Н. контр.		Тукмачев			18.02.26				
ГИП		Яшукова			18.02.26				

Формат А4

Содержание

Перечень используемых сокращений ... 3
1 Общие сведения ... 4
1.1 Назначение и цели системы ... 4
1.2 Перечень нормативных документов ... 6
1.3 Этапы (очередность) создания системы ... 8
1.4 Решения по стандартизации и унификации ... 8
2 Описание процесса деятельности ... 9
3 Основные технические решения ... 10
3.1 Структура комплекса технических средств АИИС КУЭ ... 10
3.2 Взаимодействие АИИС КУЭ с внешними системами ... 11
3.3 Режимы функционирования и диагностирования работы ... 11
3.3.1 Штатный режим ... 11
3.3.2 Аварийный режим ... 12
3.3.3 Сервисный режим ... 13
3.4 Состав функций, реализуемых АИИС КУЭ ... 13
3.5 Соответствие проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности ... 14
4 Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие ... 15
4.1 Приведение информации к виду, пригодному для обработки в ИВК ... 15
4.2 Создание необходимых подразделений и рабочих мест ... 16
4.3 Мероприятия по изменению объекта автоматизации ... 16
4.4 Техническое обслуживание составных частей системы ... 17
5 Описание организационной структуры ... 17
5.1 Организация подразделений ... 17
5.2 Организация эксплуатации системы ... 20
6 Описание автоматизируемых функций ... 21
6.1 Описание функциональной структуры ... 21
6.1.1 Измерительно-информационные комплексы точек измерений ... 21
6.1.2 Информационно-вычислительный комплекс электроустановки ... 22
6.1.3 Информационно-вычислительный комплекс ... 22
6.1.4 Система обеспечения единого времени ... 23
6.2 Описание процесса выполнения функций ... 24
6.2.1 Выполнение функций в ИИК ... 24
6.2.2 Выполнение функций в ИВКЭ ... 25
6.2.3 Выполнение функций в ИВК ... 26
6.3 Разделение функций на автоматические и выполняемые по командам персонала ... 27
6.4 Временной регламент выполнения функций АИИС ... 27

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.4.1-ТЧ		
Разработал		Петушков			18.02.26	Текстовая часть	Стадия	Лист	Листов
							П	1	66
Нач. отд.		Корольков			18.02.26		Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)		
Н. контр.		Тукмачев			18.02.26				
ГИП		Яшукова			18.02.26				

Формат А4

7 Описание информационного обеспечения ... 30
7.1 Состав информационного обеспечения ... 30
7.2 Организация информационного обеспечения ... 31
7.3 Организация сбора и передачи информации ... 31
7.4 Описание системы классификации и кодирования информации ... 32
7.5 Организация внемашинной информации ... 32
7.6 Организация внутримашинной информации ... 33
8 Описание комплекса технических средств ... 34
8.1 Комплекс технических средств ИИК ... 34
8.1.1 Трансформаторы тока ... 34
8.1.2 Трансформаторы напряжения ... 35
8.1.3 Счетчики электроэнергии ... 36
8.1.4 Вторичные измерительные цепи ... 38
8.2 Комплекс технических средств ИВКЭ ... 38
8.3 Комплекс технических средств ИВК ... 40
8.4 Телекоммуникационное оборудование и ЛВС АИИС КУЭ ... 41
8.5 Методы защиты технических средств ... 42
8.6 Защита от несанкционированного доступа ... 42
8.6.1 Защита технических средств ИИК ТИ ... 43
8.6.2 Защита от НСД на уровне ИВКЭ ... 45
8.6.3 Защита от НСД на уровне ИВК ... 45
8.6.4 Защита на уровне каналов передачи информации ... 46
8.7 Электропитание КТС ... 47
9 Описание программного обеспечения ... 47
10 Метрологическое обеспечение ... 49
10.1 Метрологические характеристики оборудования АИИС ... 49
10.2 Проверка погрешностей измерительных каналов учета электроэнергии ... 50
10.2.1 Требования к погрешности измерений ... 51
10.2.2 Методика расчета погрешностей измерительных каналов ... 52
10.2.2.1 Подготовка исходных данных ... 52
10.2.2.2 Определение составляющих погрешностей ИК ... 53
10.2.2.3 Расчет допускаемой относительной погрешности ИК при измерениях электроэнергии ... 58
Приложение А. Перечень точек измерения ... 62

Перечень используемых сокращений

АИИС КУЭ	-	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АРМ	-	Автоматизированное рабочее место
АС	-	Автоматизированная система
БД	-	База данных
ВОЛС	-	Волоконно-оптическая линия связи
ГСИ	-	Государственная система обеспечения единства измерений
ЗИП	-	Запасное имущество и принадлежности
ИБП	-	Источник бесперебойного питания
ИВК	-	Информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	-	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК	-	Измерительно-информационный комплекс
ИС	-	Информационная система
КО	-	Коммерческий оператор
КТС	-	Комплекс технических средств
КУЭ	-	Коммерческий учет электроэнергии
ЛВС	-	Локальная вычислительная сеть
МВИ	-	Методика выполнения измерений
НСД	-	Несанкционированный доступ
НСИ	-	Нормативно-справочная информация
НТД	-	Нормативно-техническая документация
АО «АТС»	-	АО «Администратор торговой системы оптового рынка электрической энергии Единой энергетической системы»
ОРЭ(М)	-	Оптовый рынок электроэнергии (мощности)
ОС	-	Операционная система
ПАК КО	-	Программно-аппаратный комплекс коммерческого оператора
ПК	-	Персональный компьютер
ПО	-	Программное обеспечение
ПТК	-	Программно-технический комплекс
ПУЭ	-	Правила устройства электроустановок
РД	-	Рабочая документация / Руководящий документ
РДУ	-	Региональное диспетчерское управление
РУ	-	Распределительное устройство
СЗИ	-	Средства защиты информации
СКЗИ	-	Средства криптографической защиты информации
СО ЕЭС	-	Системный оператор единой энергетической системы
СОЕВ	-	Система обеспечения единого времени

СУБД - Система управления базами данных
ТИ - Точка измерения
ТН - Трансформатор напряжения (измерительный)
ТТ - Трансформатор тока (измерительный)
УСВ - Устройство синхронизации времени
УСПД - Устройство сбора и передачи данных
ЭВМ - Электронная вычислительная машина
ЭП - Электронная подпись

1 Общие сведения

Полное наименование системы	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии парогазового энергоблока на ТЭЦ-25
Условное обозначение	АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25
Код темы	25-83G1-00-ИОС1.4.1
Заказчик	АО «ГК «ЕКС»
Проектировщик	ООО «МЭП»
Застройщик	ООО «ГЭХ-Инжиниринг»
Инвестор	ПАО «Мосэнерго»

Проектная документация на АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25 выполнена на основании договора №ПИР/11-2025/МЭП от 30.01.2026 между Заказчиком и Проектировщиком и ТЗ на разработку проектной и рабочей документации по объекту «Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго».

Исходными данными для разработки проекта являются:

- Технические требования к АИИС КУЭ субъектов ОРЭМ;
- предпроектные технические решения по АИИС КУЭ нового энергоблока на ТЭЦ-25 (№ 25-78-00-ETD1.4.1), разработанные ООО «МЭП»;
- решения по смежным частям проекта строительства нового энергоблока на ТЭЦ-25.

Договор предусматривает разработку Проектной документации на АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25.

Проектная документация содержит решения по структуре, архитектуре, техническим и программным средствам АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25.

1.1 Назначение и цели системы

Назначение системы:

- Осуществление эффективного учета и контроля над производством, передачей и потреблением электроэнергии в части ПГУ на ТЭЦ-25;

- Регистрация параметров выработки и потребления электроэнергии;
- Формирование отчетных документов и оперативная передача информации в соответствии с установленными регламентами в центры сбора информации АО «АТС», регионального филиала АО «СО ЕЭС» - Московское РДУ и смежных субъектов ОРЭМ;
- Обеспечение финансово-расчетной системы оптового рынка электрической энергии, в соответствии с требованиями Правил оптового рынка электрической энергии (мощности), легитимной, полной и, в установленные сроки, информацией об обороте электрической энергии на ОРЭМ в части ПГУ на ТЭЦ-25;
- Обеспечение снижения расхода электроэнергии на ПГУ ТЭЦ-25 за счет контроля на всех стадиях производства, передачи и потребления электроэнергии;
- Обеспечение диспетчерского персонала ПГУ на ТЭЦ-25 информацией об объемах производства, передачи и потребления электроэнергии в темпе ее учета на ОРЭМ.

Цели системы:

- Оперативное обеспечение полной, достоверной и легитимной информацией о количестве производимой, передаваемой и потребляемой электрической энергии и мощности для проведения финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии;
- Использование АИИС КУЭ для контролирования заданного режима выработки электроэнергии в части ПГУ на ТЭЦ-25;
- Снижение потерь электроэнергии и мощности на ПГУ ТЭЦ-25;
- Обеспечение необходимых условий для эффективной работы ПГУ на ТЭЦ-25 как независимого предприятия на оптовом рынке электроэнергии.

Критерии достижения целей создания АИИС КУЭ:

- Свидетельство об утверждении типа АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25 в качестве единичного экземпляра;
- Свидетельство о поверке АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25 на соответствие метрологических характеристик утвержденному типу АИИС КУЭ;
- Акт соответствия и присвоения класса АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25, устанавливающий соответствие АИИС КУЭ Техническим требованиям ОРЭМ (Приложение № 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка) с присвоением класса АИИС КУЭ (в соответствии с Приложением № 11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка);
- Акт ввода в постоянную эксплуатацию АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25.

1.2 Перечень нормативных документов

1) ГОСТ 31818.11-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии.
2) ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
3) ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
4) ГОСТ 14254-2015 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP).
5) ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
6) ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
7) ГОСТ 8.217-2024 Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки.
8) ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
9) ГОСТ 8.216-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки.
10) ГОСТ Р 8.563–2009 ГСИ. Методики (методы) измерений.
11) ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
12) ГОСТ Р 27.102-2021 Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения.
13) ГОСТ Р 52069.0-2013 Защита информации. Система стандартов. Основные положения.
14) ГОСТ Р 51275-2006 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.
15) ГОСТ Р 51318.22-99 Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний (с изм. №1).
16) ГОСТ 34.201-2020 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.
17) ГОСТ Р 59793-2021 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
18) ГОСТ 34.602-2020 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы.
19) ГОСТ 59792-2021 Информационная технологи. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды испытаний автоматизированных систем.
20) СО 34.11.502-95 Методические указания. Организация и порядок проведения метрологической экспертизы документации на стадии разработки и проектирования.

21) СО 34.11.202-95 Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации.
22) СО 34.11.333-97 Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии.
23) СО 34.11.334-97 Типовая методика выполнения измерений электрической мощности.
24) СО 34.11.114-95 Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования.
25) СО 34.11.209-99 Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности.
26) СО 153-34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (с изм. №1).
27) РМГ 29-2013 Рекомендации по межгосударственной стандартизации Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.
28) МИ 2440-97 Рекомендация. ГСИ Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов (с изм. №1).
29) МИ 2539-99 Рекомендация. ГСИ Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки (с изм. №1).
30) МИ 2808-2003 Рекомендация. ГСИ Количество электрической энергии. Методика выполнения измерений при распределении небалансов на оптовом рынке электрической энергии.
31) Приложение 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования).
32) Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО "АТС", АО "СО ЕЭС" и смежным субъектам).
33) Приложение 11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Порядок установления соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка и присвоения класса АИИС КУЭ).
34) Приложение 11.4 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Методические указания по предоставлению информации в АО "АТС" о состоянии системы учета электроэнергии Заявителя (Опросные листы)).
35) Правила устройства электроустановок (глава 1.5).

1.3 Этапы (очередность) создания системы

Этапность создания АИИС КУЭ нового энергоблока соответствует основной этапности в рамках строительства ПГУ 225 МВт. На первом осуществляется создание АИИС КУЭ нового энергоблока на присоединениях ГТУ и собственных нужд энергоблока. На втором этапе осуществляется расширение системы на присоединения паровой турбины (включая блочный трансформатор ПТ и трансформатор возбуждения).

Выполнение работ по созданию АИИС КУЭ производится в следующем порядке:

1) разработка предпроектной документации;
2) разработка проектной документации (данный документ);
3) разработка рабочей документации;
4) проведение монтажных работ;
5) проведение пуско-наладочных работ;
6) разработка эксплуатационной документации;
7) разработка МВИ;
8) подготовка персонала;
9) проведение опытной эксплуатации;
10) проведение испытаний в целях утверждения типа АИИС как единичного экземпляра средств измерений, включая первичную поверку ИИК;
11) внесение утвержденного типа АИИС в Государственный реестр средств измерений;
12) проведение приемочных испытаний и сдача системы в промышленную эксплуатацию.

После сдачи системы в промышленную эксплуатацию осуществляется сопровождение АИИС КУЭ (гарантийное и послегарантийное обслуживание) в соответствии с Договором.

Плановые сроки начала и окончания работ по созданию АИИС КУЭ нового энергоблока ТЭЦ-25 определяются соответствующими договорами. Сроки выполнения работ могут уточняться в договорах и протоколах технических совещаний на соответствующие этапы реализации АИИС КУЭ.

1.4 Решения по стандартизации и унификации

При разработке проекта были применены серийно выпускаемые технические средства и готовые программные продукты, средства измерений, внесенные в Госреестр средств измерений РФ. Технические средства унифицированы и имеют минимальную номенклатуру. Все технические средства одной номенклатуры взаимозаменяемы.

Решения по структуре, составу и функционированию АИИС КУЭ позволяют производить наращивание комплекса технических и программных средств, перенастройку программируемых параметров системы. Это обеспечивает, в случае необходимости, возможность для расширения АИИС КУЭ энергоблока - увеличения количества точек и (или) изменения схем учета.

Каналы связи организованы с использованием стандартных протоколов обмена информацией.

Функционирование АИИС КУЭ в целом и отдельных подсистем в составе АИИС КУЭ организовано на единой информационной базе.

Проектные решения по новой системе выполнены с учётом решений, применяемых в АИИС КУЭ ПАО «Мосэнерго», что обеспечивает при необходимости возможность бесшовной интеграции системы с уровня ИВКЭ в единую АИИС КУЭ ПАО «Мосэнерго».

2 Описание процесса деятельности

АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25 создается как трехуровневая информационно-вычислительная система с централизованным управлением и распределенной функцией измерения и включает в себя подсистему технического учета электроэнергии.

Система обеспечивает автоматическое измерение основных параметров выработки и энергопотребления: активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, включая прием и отдачу энергии. Для наблюдения параметров электрического режима осуществляется автоматическое измерение средней активной и реактивной мощности за определенные интервалы, тока, напряжения.

АИИС КУЭ состоит из информационно-измерительных комплексов точек измерения электроэнергии (ИИК ТИ), устройств сбора и передачи данных (ИВКЭ), оборудования «связующего компонента» (ЛВС АИИС КУЭ), информационно-вычислительного комплекса (ИВК) и автоматизированных рабочих мест (АРМ) с инсталлированным программным обеспечением.

В состав ИИК ТИ входят измерительные трансформаторы тока (ТТ), напряжения (ТН), вторичные измерительные цепи и микропроцессорные счетчики. Все средства измерений, входящие в состав измерительных комплексов электроэнергии, имеют сертификаты утверждения типа и внесены в Государственный Реестр средств измерений РФ. АИИС КУЭ в целом также должна иметь сертификат утверждения типа и числиться в Реестре средств измерений РФ.

Процесс коммерческого учета электроэнергии полностью автоматизирован. Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) производят измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии и мощности. Интервал времени усреднения мощности для коммерческого учета установлен равным 30 минут. Счетчики автоматически записывают в память измеренные величины (активной и реактивной энергии) на глубину не менее 45 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию (вид и последовательность определяются при программировании счетчика). Каждые 30 минут УСПД, входящие в состав АИИС КУЭ, производят опрос цифровых счетчиков ИИК ТИ. Сервер опроса ИВК осуществляет сбор информации с УСПД и при необходимости с ИИК ТИ, обрабатывает и сохраняет результаты измерений электроэнергии и мощности, информацию о состоянии средств измерений (журналы событий) и формирует отчетно-учетные документы. Передача отчетно-учетных документов в АС внешних организаций осуществляется средствами электронной почты по сети Интернет в шаблонах формата XML. Для подключения к Интернет используются резервированные каналы связи до сетей

провайдеров Интернет (реализуется по проекту сетей связи нового энергоблока). Достоверность и целостность передаваемой информации подтверждается электронной подписью (ЭП). Данные о результатах измерений и состоянии средств измерений сохраняются в энергонезависимой памяти счетчиков, в памяти УСПД и на Сервере ИВК АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25. Сбор и обработка данных в системе происходит автоматически.

3 Основные технические решения

3.1 Структура комплекса технических средств АИИС КУЭ

АИИС КУЭ нового энергоблока создаётся как независимая открытая система с распределённой функцией измерения. Структурная схема АИИС КУЭ нового энергоблока приведена в графической части.

В состав АИИС КУЭ входят следующие компоненты:

- измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерений (ТИ);
- информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ);
- телекоммуникационное оборудование (ЛВС АИИС КУЭ);
- информационно-вычислительный комплекс (ИВК);
- СОЕВ.

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже ± 5,0 с в сутки. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени.

АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25 включает в себя вновь организуемые ИИК ТИ главной схемы и присоединения собственных нужд 6кВ. Схема размещения точек измерения приведена в графической части проекта. В состав данных ИИК входят:

- измерительные трансформаторы тока;
- измерительные трансформаторы напряжения;
- вторичные измерительные цепи;
- микропроцессорные многофункциональные счетчики электрической энергии с цифровыми выходами по интерфейсу RS-485;

В состав ИВКЭ входят резервируемые устройства сбора и передачи данных (УСПД), функционирующие в составе ЛВС АИИС КУЭ.

ИВК АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25 включает в себя:

- сервер опроса и базы данных;
- АРМ (мобильный и стационарный);
- устройство синхронизации времени;
- источник бесперебойного питания.

3.2 Взаимодействие АИИС КУЭ с внешними системами

Сервер ИВК с использованием ЭП формирует и отправляет отчеты с данными по учёту в формате XML в АО «АТС», в филиал АО «СО ЕЭС» Московское РДУ, в диспетчерские центры смежных субъектов ОРЭМ с помощью электронной почты.

Передача документов с результатами измерений (формат электронных документов 80020) производится по электронной почте потребителям информации до 12 часов по Московскому времени, рабочего дня, следующего за операционными сутками. Допускается, в случае возникновения технических проблем, передача данных с задержкой, но на срок не более 3-х рабочих дней и не позднее 4-го числа месяца, следующего за отчетным (в случае непредставления результатов измерений хотя бы по одному ИИК за этот период фиксируется отказ АИИС КУЭ).

Состав программного обеспечения позволяет получать данные из ИВК в автоматическом режиме, запрашивать необходимые данные, подготавливать и отправлять отчеты в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ.

3.3 Режимы функционирования и диагностирования работы

Предусмотрены следующие режимы функционирования АИИС КУЭ:

1) штатный режим;
2) аварийный режим;
3) сервисный режим.

При любом из вышеперечисленных режимов работа АИИС КУЭ в целом не должна прекращаться, т.е. выход из строя отдельных компонентов системы не должен сказываться на работе других компонентов. При этом подразумевается только те случаи, когда об аварийном состоянии компонента можно судить по его системе диагностики.

Средства измерений функционируют в режиме постоянной эксплуатации и обеспечивают круглосуточное выполнение заданных функций.

АИИС КУЭ на всех уровнях имеет встроенные функции самодиагностики в процессе функционирования.

3.3.1 Штатный режим

Счетчики электрической энергии включаются в работу сразу после включения измерительных трансформаторов напряжения.

После подачи электропитания, в счетчиках и оборудовании передачи информации производится автоматический запуск специального ПО, тестирование оборудования и, в случае успешного завершения тестов, переход в штатный режим работы.

Счетчик электроэнергии в штатном режиме работы автоматически выполняет измерение и расчет данных о потреблении электроэнергии и сохраняет их в заданных интервалах времени в энергонезависимой памяти. Счетчик проводит самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или

предупреждений с записью их в журнале событий. Самодиагностика счетчика производится автоматически.

В результате функционирования в памяти счетчика происходит накопление результатов измерений с указанием времени проведения измерения, и записей журнала событий (диагностических данных) с указанием времени возникновения события.

Передача результатов измерений и записей журнала событий в ИВКЭ осуществляется по запросу, поступающему из ИВКЭ (УСПД) и сохраняется в памяти УСПД. В процессе функционирования УСПД также непрерывно проводит самодиагностику с сохранением диагностических данных в собственном журнале событий. Прием запросов и передача информации осуществляется в автоматическом режиме.

Сервер АИИС КУЭ (ИВК) автоматически, в заданные интервалы времени, производит опрос УСПД или счетчиков напрямую (при необходимости). После поступления, результаты измерений и записи журналов событий сохраняются в базу данных ИВК (сервер АИИС КУЭ).

Доступ к информации, хранящейся в базе данных сервера ИВК, осуществляется через АРМ. Информация передается автоматически и по запросам, поступающим с рабочих станций пользователей АИИС КУЭ, в соответствии с их правами доступа.

В ПАК КО (АО «АТС») информация передается из сервера ИВК по электронной почте с использованием ЭП через сеть Интернет в автоматическом режиме. Обеспечен дистанционный доступ КО к средствам измерений, техническим устройствам, компонентам АИИС КУЭ в порядке, предусмотренном Порядком установления соответствия АИИС КУЭ и Регламентом проверок.

Измерение времени в ИИК, ИВКЭ и ИВК происходит автоматически внутренними таймерами счетчиков, УСПД и сервера.

Синхронизация времени в АИИС КУЭ осуществляется по сигналам единого календарного времени, принимаемым от спутников ГЛОНАСС/GPS. Сравнение эталонного времени со временем сервера АИИС КУЭ происходит постоянно. Погрешность синхронизации не превышает 0,1 с.

При сравнении времени сервера АИИС КУЭ со временем УСПД и счетчиков во время опросов, корректировка времени на нижестоящих уровнях системы происходит автоматически при расхождении в ± 1 с. Таким образом, система обеспечения единого времени (СОЕВ) в данной АИИС обеспечивает синхронизацию времени с точностью до ± 1,0 с. Наличие факта коррекции времени фиксируется в журналах событий соответствующих устройств.

3.3.2 Аварийный режим

В случае выхода из строя оборудования ИИК происходит отказ измерительного канала. Отказ одного ИИК не оказывает влияния на работу остальных ИИК.

Восстановление работоспособности ИИК производится путем замены отказавшего оборудования исправным из состава ЗИП. Перед установкой счетчик должен быть предварительно настроен с помощью сервисной программы счетчика.

В случае отказа связи УСПД со счетчиками, счетчики продолжают функционировать и накапливать результаты измерений и информацию о состоянии

средств измерений в энергонезависимой памяти в пределах установленной глубины хранения. После восстановления связи, УСПД автоматически возобновляет опрос счетчиков с восстановлением пропущенных данных.

При функционировании ИИК в автономном режиме предусмотрена возможность съема информации вручную, с помощью переносного компьютера (ноутбука) и специализированного ПО. Оптопорт соединяется с персональным компьютером (последовательный порт) через специальный преобразователь. Полученная информация сохраняется в памяти ноутбука в виде файлов, после чего вводится в базу данных АИИС КУЭ.

В случае отключения электропитания оборудования ИВК (ИВКЭ) или выхода из строя оборудования, происходит временное прекращение функционирования ИВК (ИВКЭ). После восстановления электропитания или замены отказавшего оборудования производится ввод в работу оборудования ИВК, при необходимости, восстановление БД производится из резервной копии.

Восстановление пропущенных данных измерений производится путем считывания недостающей информации со счетчиков за весь период времени, в течение которого производилось восстановление работоспособности ИВК (ИВКЭ). Реализуется данный механизм автоматически встроенными функциями программного обеспечения сервера ИВК и/или УСПД.

3.3.3 Сервисный режим

Сервисный режим работы предназначен для изменения конфигурации АИИС и добавления новых объектов учета (расширения системы), замены, ремонта, восстановления, поверки и калибровки технических средств и т.п.

Добавление новых точек учета (измерений) не влияет на результаты измерений по имеющимся точкам учета.

3.4 Состав функций, реализуемых АИИС КУЭ

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический (1 раз в 30 минут) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в стандартной базе данных в течение 3 лет;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксацию в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- подготовку данных о результатах измерений в XML формате для их передачи по электронной почте внешним организациям (в соответствии с требованиями Регламента предоставления результатов измерений);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

- обеспечение по запросу КО дистанционного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений, в соответствии с Порядком установления соответствия АИИС КУЭ или Регламентом проверок;
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС;
- ведение системы единого времени в АИИС (коррекция времени);
- санкционированное предоставление результатов измерений, информации о состоянии средств измерений.

3.5 Соответствие проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Технические решения, принятые в проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правилам взрыво- и пожаробезопасности, действующим на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта, при соблюдении предусмотренных в проекте мероприятий.

К работе с техническими средствами АИИС КУЭ должны допускаться специалисты, прошедшие специальное обучение и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже третьей в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электростанций и сетей РФ» и «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок».

Персонал должен выполнять работы с электросчетчиками на энергообъекте с соблюдением требований безопасности, изложенных в «Правилах по охране труда при эксплуатации электроустановок».

Все внешние (наружные) токопроводящие элементы технических средств АИИС, которые могут находиться под напряжением или наведенным потенциалом, должны иметь защиту от случайного прикосновения, в соответствии с ГОСТ 12.2.007.0-75, а сами технические средства должны иметь защитное заземление в соответствии с ГОСТ Р 50571-4-44-2019.

Компьютеры и периферийные устройства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны быть подключены к защитному заземлению, выполненному в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.5.54-2024 и ГОСТ 25861-83. Переходное сопротивление на контактных соединениях контура заземления не должно превышать 0,1 Ом. Сопротивление заземляющего проводника между оборудованием и контуром заземления электроустановки не должно превышать 0,01 Ом. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом. Выбор проводников общего контура заземления должен производиться в соответствии с ГОСТ Р 50571.5.54-2024.

Технические средства должны быть расположены и установлены так, чтобы обеспечивалась их безопасная техническая эксплуатация.

При монтаже, наладке, эксплуатации и ремонте технических средств АИИС КУЭ необходимо руководствоваться требованиями Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

Помещения, где размещаются технические средства АИИС КУЭ, должны быть взрывобезопасными в соответствии НПБ 105-03.

Технические средства АИИС КУЭ должны соответствовать общим требованиям к обеспечению пожарной безопасности при эксплуатации системы согласно ГОСТ 12.1.004-91.

Система коммерческого учета по составу оборудования является составной частью электроустановки и выбросов в атмосферу не имеет. Отрицательного воздействия на окружающую среду и работающий персонал не оказывает.

4 Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие

4.1 Приведение информации к виду, пригодному для обработки в ИВК

Информация, которая используется в ИВК, состоит из автоматической и вводимой оператором.

Автоматическая информация поступает в ИВК из ИВКЭ (или ИИК при необходимости).

Функцию приведения информации к виду, пригодному для обработки на ЭВМ, выполняют электронные счетчики электроэнергии, установленные на точках измерения. Измерительная часть счетчика построена по принципу цифровой обработки входных аналоговых сигналов.

Измерительная система счетчиков включает в себя входные цепи (первичные преобразователи тока и напряжения), аналого-цифровые преобразователи и цифровые фильтры. Во входных цепях счетчиков установлены датчики тока и резистивные делители напряжения. В качестве датчиков тока используются трансформаторы тока, включенные последовательно в каждую цепь тока. В качестве датчиков напряжения используются резистивные делители, включенные в каждую параллельную цепь напряжения. Сигналы с датчиков напряжения и тока поступают на входы аналого-цифрового преобразователя (АЦП).

АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока по каналам измерения, преобразование их в цифровой код и передачу по скоростному последовательному каналу микроконтроллеру.

Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжения и тока производит вычисление усредненных на интервале фиксированного измерительного окна значений активной мощности, среднеквадратических значений напряжения и тока в каждой фазе, производит их коррекцию по амплитуде, фазе.

По вычисленным значениям активной мощности, напряжения и тока вычисляются полная, реактивная мощности, активная и реактивная мощности потерь в каждой фазе.

Измерение частоты сети производится посредством измерения периода фазного напряжения одной из фаз.

Вся автоматическая информация поступает в ИВК в готовом для обработки виде и формате. К обрабатываемой информации относятся:

- измерительные данные;

- диагностические данные о работе оборудования (журналы событий).

Информация, вводимая оператором – это параметры настройки системы, значения коэффициентов трансформации и т.д., замещение данных.

4.2 Создание необходимых подразделений и рабочих мест

Проектируемая АИИС КУЭ будет находиться в оперативном управлении персонала нового энергоблока ТЭЦ-25 (независимого предприятия), который будет осуществлять эксплуатацию и контроль состояния основных аппаратных средств и линий связи системы. Для этого должно быть создано подразделение, обеспечивающее эксплуатацию системы (либо соответствующие обязанности могут быть переданы по договору обслуживания сторонней организации), с обязательным назначением администратора АИИС КУЭ.

При обслуживании средств учета электроэнергии должны выполняться организационные и технические мероприятия по обеспечению безопасности работ в соответствии с требованиями «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

Персонал, допущенный к эксплуатации системы, должен пройти обучение пользованию и правилам техники безопасности в объеме, предусмотренном инструкцией по эксплуатации системы с привлечением, при необходимости, разработчиков системы. При привлечении к обслуживанию АИИС КУЭ лиц, не проходивших обучение, необходимо организовать внеплановые курсы. После окончания курса обучения производится проверка знаний и навыков персонала.

4.3 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Для запуска системы коммерческого учета электроэнергии на объекте требуется выполнить следующие мероприятия:

- организовать измерительные каналы в соответствии с требованиями ОРЭМ;
- обеспечить подвод электропитания и шин заземления к месту установки шкафов с оборудованием АИИС КУЭ;
- обеспечить подключение ИВК к ЛВС предприятия для доступа к сети Интернет с целью организации канала передачи информации во внешние системы и организации доступа к системе со стороны КО;
- в местах установки оборудования ИИК, ИВКЭ/ИВК обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками используемого оборудования (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений);
- предусмотреть места для хранения внешних носителей информации.

Создаваемая система строится на базе современных технических средств и имеет возможность дальнейшего развития и расширения без существенной реконструкции и ухудшения технических характеристик.

4.4 Техническое обслуживание составных частей системы

Периодичность и способ обслуживания описан в документации на конкретные устройства. Обслуживание технических компонентов заключается в поддержании их в рабочем состоянии.

Измерительные компоненты системы подлежат периодической поверке, сроки очередной поверки указаны в соответствующей документации.

Ремонтные работы производятся при отказе следующих составляющих АИИС:

- отказ в работе электросчетчика;
- отказ в работе линий связи;
- отказ в работе аппаратных средств ИВКЭ/ИВК;
- отказ в работе программных средств.

При отказе электросчетчика (выдаче неправильных или недостоверных значений), проводится его замена на аналогичный счетчик, имеющий поверочное клеймо, с последующей сверкой показаний нового счетчика с данными АИИС.

При отказе линий связи производится восстановление их технических возможностей (перезагрузка устройства, смена интерфейсного порта, и т.п.).

Отказ программно-аппаратных средств ИВКЭ/ИВК может быть устранен силами пользователей АИИС, а при невозможности – силами специализированной сервисной организации (по договору на техническое обслуживание АИИС).

Регламентные работы производятся в соответствии с технической политикой, принятой на предприятии, и в соответствии с инструкциями по эксплуатации на используемые технические и программные средства.

5 Описание организационной структуры

С вводом в действие АИИС КУЭ на новом энергоблоке ТЭЦ-25 (независимом предприятии) создается подразделение, обеспечивающее эксплуатацию системы.

Режим работы системы круглосуточный, непрерывный. Для обслуживания системы требуется постоянный эксплуатационный и ремонтный персонал. Виды, регламент и периодичность технического обслуживания элементов системы определяются заводскими инструкциями по эксплуатации отдельных устройств.

Квалификация персонала, обслуживающего технические и программные средства, должна быть достаточной для проведения регламентных работ, а также восстановительных работ при сбоях и нарушениях в системе и ее элементах.

Ответственность за работу подсистем АИИС КУЭ несет эксплуатационный персонал.

5.1 Организация подразделений

При расчете численности персонала, необходимого для обеспечения функционирования АИИС КУЭ, учитывалось, что измерительные трансформаторы, системы электропитания, пожаротушения и т.п. обслуживаются соответствующими подразделениями нового энергоблока ТЭЦ-25.

Окончательные решения по организационной структуре и численности служб АИИС КУЭ принимаются руководством независимого предприятия нового энергоблока ТЭЦ-25.

Количество необходимого персонала для обеспечения функционирования АИИС КУЭ приведено в таблице ниже.

Таблица 5.1 Перечень специалистов АИИС КУЭ

Должность	Количество специалистов
Системный администратор	1
Инженер АИИС КУЭ	1

К эксплуатации АИИС допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж.

Эксплуатационный персонал АИИС комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказами по предприятию.

Эксплуатационный персонал может быть сформирован путем возложения соответствующих обязанностей на имеющихся работников (например, операторов/администраторов других систем, специалистов электролаборатории станции и др.) или, при отсутствии специалистов соответствующей квалификации, путем приема на работу новых сотрудников. В случае невозможности по каким-либо причинам полностью сформировать вышеуказанный штат сотрудников, следует заключить договора на обслуживание системы со сторонней организацией или разработчиками программного комплекса. При этом назначение администратора АИИС КУЭ обязательно.

Требования к квалификации обслуживающего персонала системы приведены в таблице ниже.

Таблица 5.2 Требования к квалификации персонала АИИС КУЭ

Должность	Образование	Требования к навыкам
Системный администратор	Высшее	Знание серверных и клиентских ОС (на уровне администрирования), принципов функционирования вычислительных сетей, организации БД, настройки и оптимизации СУБД, настройки клиентов СУБД, принципов функционирования SCADA систем, настройка работы компьютеров и телекоммуникационного оборудования.
Инженер АИИС КУЭ	Высшее	Знание клиентских ОС (на уровне пользователя), пакета офисных программ, принципов функционирования АИИС, норм и правил в части организации учёта электроэнергии и организации передачи данных. Понимание принципов работы оборудования, входящего в состав АИИС КУЭ.

Эксплуатационный персонал АИИС должен выполнять следующие функции.

Системный администратор:

- сопровождение информационного и программного обеспечения АИИС;
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС;
- осуществление резервного копирования информации на резервные носители;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;

- осуществление сопровождения внедренных программных средств;

- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;

- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;

- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;

- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта компьютеров и отдельных устройств своими силами или силами третьих лиц;

- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;

- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;

- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;

- обеспечение контроля и проведение работ по защите от несанкционированного доступа к аппаратным и программным средствам системы.

Инженер АИИС КУЭ:

- обеспечение эксплуатации счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;

- осуществление подготовки счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;

- осуществление контроля за работой счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта (замены) своими силами или силами третьих лиц;

- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа к счетчикам.

- осуществление контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС в соответствии с заданным режимом;

- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости) в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;

- обеспечение выполнения проведения необходимых расчетов;

- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;

- при необходимости осуществление передачи данных потребителям информации в соответствие с регламентами взаимодействия.

Метрологическое обслуживание.

Ответственность за метрологическое обеспечение АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25 возлагается на метрологическую службу обслуживающей организации.

Метрологическое обеспечение заключается в поддержании соответствия элементов АИИС КУЭ требуемым метрологическим характеристикам.

Выделяется два вида метрологического обеспечения АИИС КУЭ:

- метрологический надзор;

- метрологическая поверка.

Метрологический надзор, заключающийся в отслеживании сроков поверки и соответствия элементов системы метрологическим требованиям, осуществляет метролог, в состав функций которого входит:

- осуществление взаимодействия с органами Государственной метрологической службы в области коммерческого учета электроэнергии по вопросам обеспечения единства измерений;
- проверка соответствия системы заявленным метрологическим характеристикам;
- при изменении состава оборудования системы внесение изменений в соответствующие МВИ;
- проведение выборочных контрольных поверок оборудования;
- отслеживание поверочных интервалов оборудования;
- организация и проведение своевременных поверок средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;
- подготовка отчетной документации.

В случае завершения поверочного интервала или после ремонта изделие, входящее в состав средств измерений АИИС КУЭ, подлежит метрологической поверке. Метрологическую поверку осуществляет метролог, аттестованный в качестве поверителя в порядке, установленном Росстандартом.

График проведения метрологических поверок формируется в соответствии с межповерочными интервалами измерительных приборов в составе АИИС КУЭ.

Работы по метрологическому обеспечению могут выполняться сервисной организацией (в соответствии с условиями договора с сервисной организацией).

5.2 Организация эксплуатации системы

Пользователи системы и обслуживающий персонал будут иметь доступ к информации в соответствии с индивидуальными правами.

Таблица 5.3 Права доступа пользователей АИИС КУЭ

Пользователь	Коммерческий учет	Параметры настройки	Журнал событий
Администратор АИИС	Полный доступ	Просмотр и коррекция*	Чтение
Инженер АИИС КУЭ	Полный доступ	Просмотр и коррекция*	Чтение
Прочие пользователи	Чтение	Чтение	-
Примечание - * – Просмотр и коррекция здесь означают практически полный доступ за исключением параметров, «закрытых» для изменения производителями технических и программных средств. Полный доступ к информации по данным учёта означает возможность чтения, а также изменения расчётных коэффициентов и алгоритмов, добавление (удаление) групп учёта и отдельных присоединений.			

После ввода системы в промышленную эксплуатацию ответственным лицом за поддержание технических и программных средств системы в исправном состоянии является администратор АИИС. Администратор имеет полный доступ к

программному обеспечению и коммерческой информации. Основная функция – поддержание исправного функционирования программно-технического комплекса системы, оборудования центра сбора информации (ИВК), АРМ и системы в целом. Администратор осуществляет мониторинг работы системы: своевременно выявляет нарушения и сбои в поступлении информации, устанавливает их причины, периодически отслеживает правильность коррекции системного времени, своевременность и полноту выдачи информации пользователям АРМ. Совместно с инженером АИИС КУЭ:

- инициализирует проведение необходимых ремонтных работ соответствующими службами предприятия;
- обеспечивает контроль защиты информации от несанкционированного доступа;
- при повреждениях устройств связи, требующих длительного (более суток) ремонта, иных нарушениях, делающих невозможным автоматизированный опрос, обеспечивает сбор информации непосредственно с приборов учёта посредством ноутбука и последующий перенос информации в базу данных.

Вопросы организации эксплуатации, права и обязанности пользователей системы и эксплуатационного персонала определяются их должностными инструкциями и Инструкцией по эксплуатации АИИС КУЭ. Инструкция разрабатывается поставщиком системы и включена в состав эксплуатационной документации на систему.

6 Описание автоматизируемых функций

6.1 Описание функциональной структуры

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ПГУ ТЭЦ-25 состоит из следующих функциональных подсистем:

- измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ);
- информационно-вычислительный комплекс (ИВК);
- система обеспечения единого времени (СОЕВ).

Основные функции, выполняемые системой, приведены в п.3.4 настоящего проекта.

6.1.1 Измерительно-информационные комплексы точек измерений

Каждый ИИК ТИ обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений, синхронизации и коррекции времени в составе СОЕВ;
- автоматическую регистрацию событий, сопровождающих процессы измерения, в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных (энергонезависимой памяти);

- безопасность хранения информации и программного обеспечения и защиту от несанкционированного доступа;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВКЭ/ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- диагностику работы технических средств.

Перечень ИИК АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25 приведен в Приложении А.

Взаимодействие между ИИК и ИВКЭ/ИВК осуществляется по инициативе ИВКЭ/ИВК. Запрос, выдаваемый ИВКЭ/ИВК в ИИК, содержит состав запрашиваемых данных. Запрос содержит:

- номер счетчика, с которого необходимо считать данные;
- состав запрашиваемых данных;
- текущее время и, при необходимости, команду на коррекцию времени в соответствии с текущим временем.

Передача информации из счетчика в ИВКЭ/ИВК осуществляется в цифровом виде. Состав данных, передаваемых от счетчика:

- измеренные данные о потребленных активной и реактивной электроэнергии и другие данные коммерческого и технического учёта электроэнергии;
- диагностическая информация о состоянии счетчика.

6.1.2 Информационно-вычислительный комплекс электроустановки

ИВКЭ формируется согласно п.24.1.11 ТЗ, в соответствии с действующей структурой и архитектурой АИИС КУЭ ПАО «Мосэнерго». ИВКЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений с ИИК;
- сбор и хранение данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, обслуживаемых данным ИВКЭ;
- масштабирование долей именованных величин электроэнергии;
- ведение «Журнала событий»;
- предоставление доступа ИВК к результатам измерений, к данным о состоянии средств измерений;
- защиту от несанкционированного доступа, изменения параметров ИВКЭ и любого изменения данных, содержащихся в ИВКЭ;
- автоматическое выполнение измерений, синхронизации и коррекции времени в составе СОЕВ;
- формирование по результатам автоматической самодиагностики обобщенного события или каждого факта с фиксацией результатов в «Журнале событий».

В состав ИВКЭ входят резервированные устройства сбора и передачи данных (УСПД). Структурно УСПД размещаются в серверном шкафу ИВК, но функционально формируют отдельный уровень системы.

6.1.3 Информационно-вычислительный комплекс

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;

- сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК и ИВКЭ, обслуживаемых данным ИВК;
- анализ полноты и достоверности данных, контроль восстановления данных, расчёт потерь и другие расчётные задачи;
- замещение данных;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений (не менее 3 лет);
- автоматическое выполнение измерений, синхронизации и коррекции времени в составе СОЕВ;
- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журнала событий»;
- формирование отчетных документов;
- возможность передачи в ПАК КО и другим заинтересованным субъектам ОРЭМ результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- возможность использования средств электронной подписи для передачи в ПАК КО и в СО результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- дистанционный доступ КО к средствам измерений, техническим устройствам, компонентам системы в порядке, предусмотренном Порядком установления соответствия АИИС КУЭ и Регламентом проверок;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностику работы технических средств и программного обеспечения;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

В состав ИВК входит сервер АИИС КУЭ совмещенный с АРМ АИИС КУЭ, специализированное ПО и телекоммуникационное оборудование.

6.1.4 Система обеспечения единого времени

Для обеспечения единства измерений в АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25 используется система обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерения времени и обеспечивает синхронизацию времени на всех уровнях АИИС КУЭ.

Измерение времени происходит автоматически, внутренними часами счетчиков, УСПД и сервера ИВК.

Синхронизация встроенных часов осуществляется при помощи устройства синхронизации времени от спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS, подключенного к серверу АИИС КУЭ, который считывает единое астрономическое время (UTC).

Сравнение времени UTC с временем сервера происходит непрерывно. Суммарная погрешность синхронизации на выходе устройства не более 0,5 с.

Сравнение времени сервера АИИС КУЭ с временем УСПД и счётчиков осуществляется при каждом сеансе связи, коррекция времени выполняется при расхождении времени синхронизируемых компонентов системы на ± 1 с.

Погрешность системного времени в целом не превышает ± 5 секунд относительно UTC.

Алгоритм синхронизации времени следующий:

- в начале очередного опроса ИВК получает из ИВКЭ дату и текущее время;
- сравнивает дату и время, полученные ИВКЭ, с внутренними датой и временем ИВК;
- в случае расхождения времени на величину более ± 1 секунды ИВК формирует команду на коррекцию.

Синхронизация времени в счётчиках происходит аналогично от ИВКЭ. Наличие факта коррекции времени фиксируется в журналах событий соответствующего оборудования.

6.2 Описание процесса выполнения функций

6.2.1 Выполнение функций в ИИК

Измерение производится автоматически многофункциональными микропроцессорными счетчиками электрической энергии.

Измерение физических величин включает в себя:

- масштабное преобразование измеряемых величин в измерительных трансформаторах тока и напряжения;
- аналого-цифровое преобразование входных сигналов тока и напряжения;
- расчет данных о перетоках электроэнергии и мощности.

Токи и напряжения в линиях переменного тока измеряются, соответственно, при помощи измерительных трансформаторов тока и напряжения. В микропроцессорных электросчетчиках аналогово-цифровое преобразование входных сигналов тока и напряжения и расчет данных о потребленных электроэнергии и мощности выполняются в заданные моменты времени. Конечным итогом измерения является получение именованных физических величин, готовых для последующей обработки.

Данные профиля нагрузки формируются из рассчитанных данных о потребленных электроэнергии и мощности в определенные моменты времени. Данные профиля нагрузки автоматически записываются в память счетчика.

В процессе работы счетчика постоянно ведется контроль событий:

- перерывов питания по всем трем фазам;
- перерывов питания по каждой фазе в отдельности;
- суммарной продолжительности всех перерывов питания;
- время открытия/закрытия защитной крышки;
- корректировки времени;
- фактов связи со счетчиком, приведшие к изменению настроек конфигурации счетчика;
- и др.

В счетчике происходит накопление измеренных данных с указанием времени проведения измерения и записей журнала событий (диагностических данных) с указанием времени возникновения события.

Формирование архива результатов измерений в счетчике включает в себя:

- формирование профиля нагрузки;
- хранение профиля нагрузки в памяти счетчика.

При времени интегрировании 30 минут глубина хранения массива профиля составляет до 90 суток. Формирование архива данных о состоянии средств измерений включает в себя:

- фиксацию событий с привязкой ко времени;
- формирование и хранение в памяти счетчика соответствующей записи.

Счетчики имеют встроенные часы реального времени и ведут календарь. Синхронизация времени в счетчиках производится от ИВКЭ (функция системы обеспечения единого времени – СОЕВ). Счетчик по полученному от УСПД эталонному времени вычисляет величину и знак коррекции и производит коррекцию времени встроенных часов. Время коррекции фиксируется в журнале событий.

6.2.2 Выполнение функций в ИВКЭ

В ИВКЭ производится автоматический циклический сбор приращений активной и реактивной электроэнергии и диагностической информации со счетчиков ИИК с заданной периодичностью.

Передача измеренных данных с ИИК в ИВКЭ осуществляется по запросу ИВКЭ. Номер опрашиваемого счетчика ИИК и перечень запрашиваемых данных указываются в запросе, поступившем из ИВКЭ.

Архив измеренных величин формируется встроенным программным обеспечением. Формирование архива измеренных величин включает в себя:

- накопление результатов измерений из памяти счетчика с указанием времени проведения измерения;
- сбор измеренных величин;
- запись измеренных величин в память УСПД с указанием времени проведения измерения;
- хранение измеренных величин в памяти УСПД.

Все результаты измерений по учету электроэнергии в ИВКЭ и диагностическая информация о состоянии средств измерений хранится в энергонезависимой памяти УСПД. Объем внутренней памяти УСПД обеспечивает хранение результатов измерений в тридцатиминутных интервалах измерений и нарастающим итогом на начало расчетного периода по каждому каналу не менее чем 45 суток.

В журнале событий УСПД ведется регистрация следующих событий:

- включение;
- аварийное выключение;
- перезагрузка по команде;
- ввод расчетных коэффициентов измерительных каналов;
- перерывов питания;

- инициализация архивов;
- изменение конфигурации;
- коррекция времени УСПД и счетчиков;
- сбой записи в архив.

Процесс синхронизации времени в ИВКЭ соответствует функционалу СОЕВ (см. п.6.1.4). При этом встроенные энергонезависимые часы обеспечивают ведение даты и времени с точностью не хуже ± 5,0 с/сутки.

6.2.3 Выполнение функций в ИВК

Передача результатов измерений и записей журналов событий в ИВК осуществляется автоматически по запросу, поступающему из сервера. Коммуникационное оборудование осуществляет доставку запроса на передачу данных в ИВКЭ/ИИК и передачу данных обратно на сервер ИВК. В запросе указывается сетевой адрес УСПД (ИВКЭ) или логический номер опрашиваемого счётчика (ИИК) и перечень запрашиваемых данных.

В ИВК производится автоматический циклический сбор приращений активной и реактивной электроэнергии и диагностической информации с УСПД или со счетчиков ИИК (при необходимости) с заданной периодичностью.

Передача данных осуществляется 1 раз в 30 минут или по сформированному пользователем запросу. Номер опрашиваемого счетчика ИИК, перечень запрашиваемых данных и требуемый временной интервал, за который необходимо считать данные, указываются в запросе, поступившем из ИВК.

Архив измеренных величин формируется программным обеспечением, установленным на сервере АИИС КУЭ. Формирование архива измеренных величин включает в себя накопление результатов измерений с указанием времени проведения измерения.

После поступления измерительной информации проводится контроль ее достоверности. При контроле достоверности измерительной информации выполняется анализ полноты измеренных данных и принимается решение о достоверности или недостоверности измерения. Отсутствующая или недостоверная измерительная информация, при необходимости, замещается расчетной. Замещение отсутствующей измерительной информации является вспомогательным методом измерения и применяется в случае отказов в работе ИВКЭ или временного отсутствия данных от ИИК и производится в соответствии с «МИ 2808-2003. ГСИ. Количество электрической энергии. Методика выполнения измерений при распределении небалансов на оптовом рынке электрической энергии». При восстановлении связи с ИИК восстановление пропущенных данных происходит автоматически.

Архивы информации формируются из данных опроса и хранятся в базе данных сервера ИВК. При формировании архива измерительной информации выполняется запись измеренных величин в базу данных сервера ИВК с указанием времени проведения измерения и времени записи информации в базу данных.

При формировании архива служебной информации выполняется запись события в базу данных сервера ИВК с указанием времени возникновения события. К служебной информации относятся данные, необходимые для контроля

исправности технических средств учета и информация о внешних и внутренних событиях, влияющих на качество коммерческой информации и на качество функционирования технического обеспечения коммерческого учета (электронные журналы событий УСПД и счетчиков). Емкость встроенного накопителя сервера ИВК обеспечивает хранение всей информации по коммерческому и техническому учёту в базе данных АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25 не менее 3 лет.

6.3 Разделение функций на автоматические и выполняемые по командам персонала

Все функции, выполняемые АИИС КУЭ, можно разделить на автоматические и выполняемые по командам персонала.

В штатном режиме работы АИИС КУЭ большинство функций выполняются в автоматическом режиме. К ним относятся следующие основные функции АИИС:

- измерение и сбор приращений активной и реактивной электроэнергии с заданной цикличностью;
- передача измеренных данных на вышестоящие уровни АИИС;
- формирование архивов измерительной, технической и диагностической информации;
- восстановление пропущенных данных;
- формирование отчетных электронных документов;
- передача отчетных документов пользователям информации АИИС КУЭ;
- измерение и синхронизация времени.

В автоматизированном режиме (с участием персонала) могут выполняются следующие функции АИИС КУЭ:

- обеспечение по запросу КО дистанционного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений, в соответствии с Порядком установления соответствия АИИС КУЭ или Регламентом проверок;
- формирование учетных показателей – сведение баланса по сетевым элементам, учет потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета, расчет учетных показателей, замещение данных и прочие расчётные задачи;
- формирование отчетных электронных документов;
- передача отчетных документов пользователям информации АИИС КУЭ.

Выполнение функций в ручном режиме в большинстве случаев связано с переводом системы в режимы функционирования отличные от штатного.

6.4 Временной регламент выполнения функций АИИС

Временной регламент выполнения функций в АИИС, а также дополнительные характеристики процесса реализации функций, приведены в таблице ниже.

Таблица 6.1 Характеристики функций АИИС КУЭ

п/п	Наименование функции	Наименование задачи	Период выполнения	Степень централизации*	Критерий отказа
1	Получение физических величин КУЭ	Автоматическое измерение физических величин	Непрерывно	Д	Отсутствие записи в профиле нагрузки ИИК за один период
		Формирование 30-ти минутных значений профиля нагрузки	Одни сутки	Д	Не сформирован профиль за один период
		Автоматический сбор информации об измеренных физических величинах	30 минут или по запросу	Ц	Коммерческая информация не получена в ИВК за одни период
2	Обработка данных КУЭ	Автоматический сбор данных, измеренных ИИК	30 минут	Ц	Невозможность привязки проведенных измерений по присоединениям за один период
		Решение аналитической задачи по замещению отсутствующей (недостоверной) измерительной информации в соответствии с договорными условиями	Одни сутки	Ц	Коммерческая информация не предоставлена в ПАК КО за один период
		Автоматическое сведение простейшим способом баланса по сетевым элементам	Одни сутки	Ц	Невозможность формирования сальдо за один период
3	Предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла)	Ручной ввод, корректировка информации, формирование документов. Ручной запуск программ. Предоставление доступа к отчетным и иным документам в визуальной, печатной и электронной форме	По мере необходимости (за любой временной интервал)	Ц	Невозможность выполнения задачи

п/п	Наименование функции	Наименование задачи	Период выполнения	Степень централи-зации*	Критерий отказа
4	Организация доступа к информации АИИС	Организация доступа к коммерческой информации и/или автоматическая отправка в ПАК КО и другим потребителям коммерческой информации	Одни сутки	Ц	Коммерческая информация не предоставлена в ПАК КО за один период
		Организация доступа к технической и служебной информации	По требованию	Ц	Отсутствие доступа
5	Контроль достоверности информации	- анализ пропуска данных; - анализ журналов событий ИИК, ИВКЭ; - сравнение с предельно допустимыми величинами энергии; - анализы схемы измерений; - статический анализ данных; - сравнение с плановыми значениями	30 мин.	Ц	Не выполнен контроль достоверности до процедуры замещения информации
6	Формирование архивов информации	Формирование архива измеренных величин, с указанием времени проведения измерения и времени поступления данных в электронный архив	30 мин.	Ц	Нет записи в архиве за один период
		Формирование архива технической и служебной информации	30 мин.	Д	По факту невыполнения функции
7	Ведение журналов событий	Ведение журнала событий ИИК	По факту события	Д	Отсутствие записей при наличии факта событий
		Ведение журнала событий ИВКЭ	По факту события	Ц	Отсутствие записей при наличии факта событий
		Ведение журнала событий ИВК	По факту события	Ц	Отсутствие записей при наличии факта

п/п	Наименование функции	Наименование задачи	Период выполнения	Степень централизации*	Критерий отказа
					событий
8	Синхронизация времени АИИС	Синхронизация времени по каждому ИИК в автоматическом режиме	Синхронизация - расхождение более 1 с, контроль – при каждом обращении	Д	Абсолютная разность показаний ИИК и ИВКЭ превышает 5 секунд
		Синхронизация времени в ИВКЭ в автоматическом режиме	Контроль – при обращении, синхронизация – при необходимости	Ц	Превышение разности показаний времени ИВКЭ и ИВК абсолютной величины в пять секунд
		Синхронизация времени в ИВК в автоматическом режиме, включающая в себя измерение времени, поддержание времени и синхронизацию времени во всех компонентах АИИС	Контроль – при обращении, синхронизация – при необходимости	Ц	Абсолютная разность показаний времени UTC и ИВК превышает пять секунд
9	Контроль функционирования АИИС и ее компонентов	Контроль работоспособности программно-технических средств ИВК	Непрерывно	Ц	По факту невыполнения функции
		Контроль работоспособности программно-технических средств ИИК	30 мин.	Д	По факту невыполнения функции
		Контроль работоспособности программно-технических средств ИВКЭ	30 мин.	Ц	По факту невыполнения функции

*Примечание: Д – децентрализованная;
Ц – централизованная.

7 Описание информационного обеспечения

7.1 Состав информационного обеспечения

В состав информационного обеспечения автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ПГУ ТЭЦ-25 входит:

- база данных АИИС;
- индивидуальные файлы данных (программы);
- нормативно-справочная документация;
- эксплуатационная документация;
- проектная документация.

7.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внутримашинное и внемашинное.

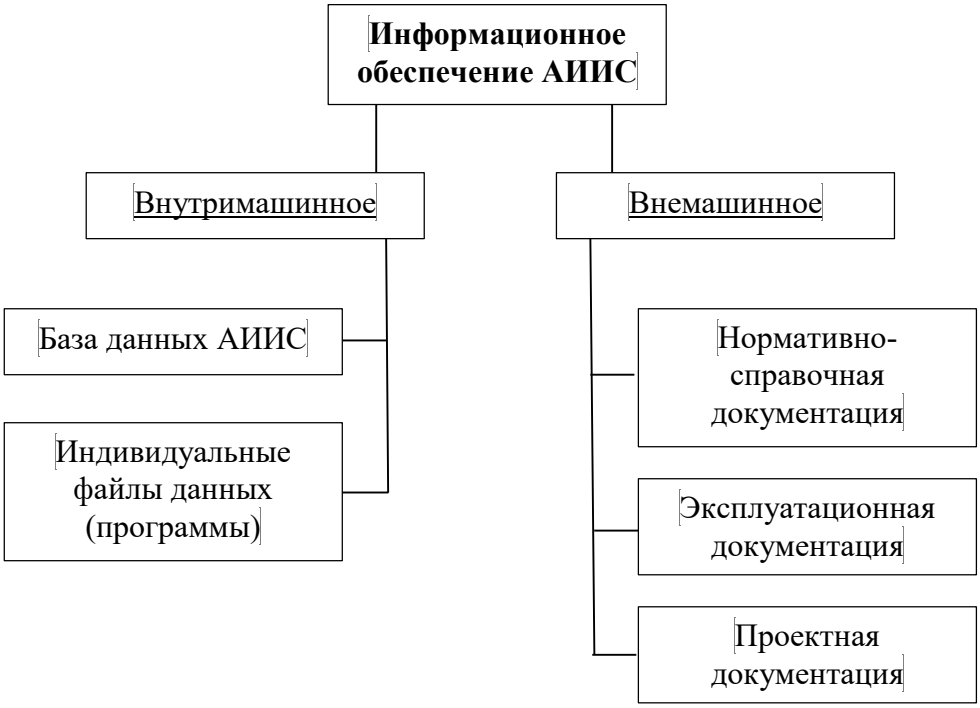


Рис.7.1 Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

7.3 Организация сбора и передачи информации

Ввод и первоначальная обработка данных о потребленных электроэнергии и мощности осуществляется в электросчетчиках ИИК.

В результате функционирования, в ИИК происходит накопление измеренных данных, с указанием времени проведения измерений и записей журнала событий (диагностических данных), с указанием времени возникновения события.

ИВКЭ осуществляет сбор измерительной и диагностической информации с ИИК, обрабатывает и передаёт в ИВК.

Архивы измерительной, технической и диагностической информации формируются из данных измерений, самодиагностики и опроса на каждом уровне системы. Обобщенная база данных по всей системе в целом хранится на сервере ИВК.

При формировании архива измерительной информации выполняется запись измеренных величин в базу данных сервера ИВК с указанием времени проведения измерений и времени записи информации в базу данных.

При формировании архива технической и диагностической информации выполняется запись события в базу данных сервера ИВК с указанием времени возникновения события.

Доступ к информации, хранящейся в базе данных сервера ИВК, осуществляется по нескольким интерфейсам.

Данные, предоставляемые по интерфейсам передачи коммерческой и технической информации, передаются в виде электронных документов.

Интерфейс технического контроля на уровне базы данных обеспечивает предоставление, по запросу, информации, передаваемой по интерфейсам передачи коммерческой и технической информации и хранящейся в базе данных АИИС КУЭ.

7.4 Описание системы классификации и кодирования информации

Для передачи результатов измерений в АО «АТС» точки измерений в АИИС КУЭ должны быть закодированы на основе единых принципов идентификации, классификации и кодирования для всех участников процесса измерений и сбора информации о фактическом производстве и потреблении электрической энергии на оптовом рынке электроэнергии.

Идентификация точек измерений, точек поставки, точек учета, средств измерений производится с использованием согласованных с АО «АТС» кодов.

Перечень точек измерений, точек учета, точек поставки, групп точек поставки, средств измерений устанавливается Актом соответствия АИИС КУЭ требованиям ОРЭМ.

Состав, формат и регламент предоставления результатов измерений и состояний средств измерений приведены в Приложении № 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка.

7.5 Организация внемашинной информации

Внемашинная информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативно-справочную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);
- эксплуатационную документацию;
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Нормативно-справочная документация включает в себя:

- Правила устройств электроустановок (ПУЭ);
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;
- Правила и регламенты ОРЭМ и иные нормативные документы.

Эксплуатационная документация состоит из следующих документов:

- ведомость эксплуатационных документов;
- руководство по эксплуатации;

- ведомость машинных носителей информации;
- массив входных данных;
- каталог баз данных;
- состав выходных данных (форматов, протоколов);
- технологическая инструкция;
- руководство пользователя;
- инструкция по формированию и ведению баз данных;
- инструкция по эксплуатации комплекса технических средств;
- описание технологического процесса сбора и обработки данных;
- общее описание системы;
- формуляр;
- паспорт;
- разрешительная документация в соответствии с требованиями законодательства РФ в сфере технического регулирования, промышленной безопасности и обеспечения единства измерений.

Должностные инструкции персонала АИИС разрабатываются на стадии опытно-промышленной эксплуатации.

7.6 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС и выполнения всех возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и информационных массивов данных АИИС (базы данных сервера ИВК, УСПД и счетчиков).

В составе АИИС присутствует несколько массивов информации. Информация в этих массивах содержит как конфигурацию системы, так и данные о результатах измерений в точках учета объектов, входящих в автоматизированную систему. Для повышения надежности работы системы данные в базах данных дублируются. Наиболее полная информация об объектах учета электроэнергии содержится в базе данных ИВК.

Программы, используемые в АИИС, находятся на внутренних накопителях сервера/АРМ ИВК. Системная база данных размещается на резервируемых накопителях ИВК (сервер БД) и работает под управлением СУБД.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

База данных АИИС обеспечивает хранение всей информации системы:

- первичных и расчетных данных;
- диагностической информации;
- описание коммуникаций;
- описание электрических схем;
- описание расчетных схем.

8 Описание комплекса технических средств

Технические средства автоматизированной системы коммерческого и технического учета электроэнергии ПГУ ТЭЦ-25 обеспечивают аппаратную реализацию функциональной структуры АИИС КУЭ и выполнение всех задач, возложенных на АИИС КУЭ.

В соответствии с функциональной структурой, технические средства АИИС КУЭ также имеют многоуровневую иерархическую структуру.

К техническим средствам ИИК относятся средства учета – ТТ, ТН, многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии.

К техническим средствам ИВКЭ относятся устройства сбора и передачи данных (УСПД).

К техническим средствам ИВК относятся средства вычислительной техники (сервер/АРМ), оборудование ЛВС АИИС КУЭ.

К техническим средствам СОЕВ относятся средства измерения и синхронизации времени.

В составе АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25 используются средства измерения утвержденного типа.

8.1 Комплекс технических средств ИИК

Все средства измерений, входящие в состав измерительных комплексов электроэнергии, имеют сертификаты утверждения типа и внесены в Государственный Реестр средств измерений РФ. Измерительные каналы АИИС КУЭ подлежат поверке согласно установленной методике поверки.

8.1.1 Трансформаторы тока

На присоединениях ПГУ ТЭЦ-25 устанавливаются измерительные трансформаторы тока в трех фазах для цепей учета.

Параметры трансформаторов тока 500 кВ, 110 кВ, 15 кВ, 10 кВ:

- тип – н/о (уточняется на стадии РД);
- межповерочный интервал – не менее 8 лет;
- номинальный первичный ток (Iном.1), А – 10000; 8000; 2000; 400; 300;
- номинальный вторичный ток (Iном.2), А – 5; 1;
- класс точности – 0,2S; 0,5S;
- номинальная мощность вторичной обмотки ($S_{\text{ном}}$), ВА – 10; 20; 30.

Параметры трансформаторов тока 6 кВ (в составе КРУ 6 кВ):

- тип – н/о (уточняется на стадии РД);
- межповерочный интервал – не менее 8 лет;
- номинальный первичный ток (Iном.1), А – 1500, 600, 400;
- номинальный вторичный ток (Iном.2), А – 5;
- класс точности – 0,5S;
- номинальная мощность вторичной обмотки ($S_{\text{ном}}$), ВА – 5.

Трансформаторы тока выбирают по номинальным напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности.

Номинальный первичный ток выбирается с учетом параметров основного оборудования, его перегрузочной способности и токов рабочего и форсированного режима линий, в которые включается ТТ. Согласно ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия» для ТТ с расширенным диапазоном измерения - 0,2S (0,5S) работа в номинальном классе точности обеспечивается, если первичный ток присоединения находится в диапазоне 1-120% от номинального значения первичного тока ТТ.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока должна находиться в пределах 25-100% от номинального значения вторичной мощности ТТ. Для ТТ с номинальной нагрузкой не более 30 ВА допускается нижний предел вторичной нагрузки менее 25% номинальной, вплоть до нулевой. Перегрузка измерительных трансформаторов тока не допускается во всех эксплуатационных режимах.

Характеристики ТТ по присоединениям приведены в перечне точек измерения (Приложение А). Характеристики ТТ указаны предварительно и могут быть уточнены на этапе рабочего проектирования.

8.1.2 Трансформаторы напряжения

На присоединениях ПГУ ТЭЦ-25 устанавливаются измерительные трансформаторы напряжения в трех фазах. Для цепей учета используется отдельная вторичная обмотка.

Параметры трансформаторов напряжения 500 кВ, 110 кВ, 15 кВ, 10 кВ:

- тип – н/о (уточняется на стадии РД);
- межповерочный интервал – не менее 8 лет;
- номинальное напряжение вторичной обмотки ТН, В - $\frac{100}{\sqrt{3}}$;
- для цепей учета используется обмотка класса точности 0,2;
- номинальная мощность вторичной обмотки кл. 0,2 (1ф), ВА – 30; 25.

Параметры трансформаторов напряжения 6 кВ (в составе КРУ 6 кВ):

- тип – н/о (уточняется на стадии РД);
- межповерочный интервал – не менее 8 лет;
- номинальное напряжение вторичной обмотки ТН, В - $\frac{100}{\sqrt{3}}$;
- для цепей учета используется обмотка класса точности 0,5;
- номинальная мощность вторичной обмотки кл. 0,5 (3ф), ВА – 75.

Потребляемые мощности (нагрузки от счетчиков) выражаются в вольт-амперах. Суммирование нагрузок в практических расчетах производится арифметически без учета коэффициентов мощности отдельных нагрузок (за исключением отдельных случаев, когда Sрасч. > Sном. ТН).

Величина нагрузки вторичной обмотки трансформатора напряжения согласно ГОСТ 1983-2015 "Трансформаторы напряжения. Общие технические условия" должна находиться в пределах $0{,}25S_{\text{ном}} \leq S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном}}$.

Характеристики ТН по присоединениям приведены в перечне точек измерения (Приложение А). Характеристики ТН указаны предварительно и могут быть уточнены на этапе рабочего проектирования.

8.1.3 Счетчики электроэнергии

В рамках данного проекта, в соответствии с ТЗ (п.24.1.5), применяются счетчики электроэнергии Меркурий 234 (ГРСИ № 94786-25).

Счетчики электрической энергии предназначены для измерения энергии, мощности, напряжения, cosϕ и других параметров трехфазной электрической сети и основных показателей качества электроэнергии, а также ведут журнал событий и сохраняют эту информацию в энергонезависимой памяти. Счетчики могут применяться как средство коммерческого или технического учета электрической энергии в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии в энергетических компаниях и на предприятиях промышленности.

Счетчики являются многофункциональными электронными измерительными приборами, сконструированными по принципу цифровой обработки аналоговых входных сигналов. В качестве входных сигналов счетчики воспринимают аналоговые значения фазных токов и фазных напряжений.

Счетчики предназначены для трансформаторного включения в сеть.

Для отображения измеряемой величины в счетчике используется жидкокристаллический дисплей.

В конструкции счетчиков реализован оптический испытательный выход для съема информации автономным способом, а также интерфейс RS-485 для автоматического опроса. На генераторном присоединении устанавливаются резервируемые счётчики с функцией телемеханики и дополнительным интерфейсом Ethernet.

Счетчики отсчитывают текущее время и определяют календарную дату. В качестве базового параметра расчета времени может быть использована как частота питающего переменного напряжения, так и частота следования импульсов от внутреннего генератора. При изменении частоты питающей сети более чем на 5% происходит автоматическое переключение на временную базу на основе кварцевого генератора. Установка времени может быть произведена двумя способами: либо вручную через меню счетчика, либо посредством коммуникаций (от УСПД).

Интервал времени регистрации параметров электрической энергии может задаваться от 1 до 60 мин. Профиль нагрузки счетчика состоит из следующих величин:

- энергия (актив, реактив);
- мощность (актив, реактив);
- напряжения по фазам;
- токи по фазам;
- частота;
- коэффициент мощности cosϕ.

Периодичность измерения электроэнергии для коммерческого учета принята 30 минут.

При отключении питания счетчик хранит все имеющиеся в памяти данные и возобновляет свой рабочий режим при восстановлении питания. Счетчики обеспечивают глубину хранения информации при 30 минутном времени

интегрирования - до 90 суток, что удовлетворяет техническим требованиям ОРЭМ. Срок хранения данных в энергонезависимой памяти – не менее 10 лет.

Питание счетчиков осуществляется от трехфазной сети переменного тока, а при отсутствии в сети напряжения – от дополнительного источника питания.

Новые счетчики на присоединениях 500 кВ, 110 кВ, 15 кВ и 10 кВ размещаются в шкафу учета (в помещении релейных панелей Главного корпуса ПГУ). Новые счетчики на присоединениях КРУ 6 кВ ПГУ размещаются в ячейках КРУ 6 кВ. Планы размещения оборудования приведены в графической части проекта.

Основные технические характеристики новых счетчиков Меркурий 234 приведены в таблице ниже.

Таблица №8.1 Основные характеристики счетчиков Меркурий 234

№ п.п.	Наименование параметра	Значение параметра
1	**Класс точности:** при измерении активной энергии при измерении реактивной энергии	 0,2S; 0,5S 0,5; 1,0
2	**Профиль нагрузки** интервал	 От 1мин до 60мин
3	**Функция самодиагностики**	есть
4	**Журнал событий**	есть
5	**Номинальное напряжение, В**	3х57,7/100
6	**Номинальная частота, Гц**	50±1 Гц
7	**Номинальный ток Iн**	1А; 5А
8	**Максимальный ток I макс**	10А
9	**Ток короткого замыкания**	0.5 сек 20 х I макс
10	**Восстановление напряжения (Включение питания)**	< 5 сек
11	**Ведение календарного времени при пропадании питания**	10 лет
12	**Потребление мощности на фазу в цепи напряжения** - Фазное напряжение - Полн. мощ-сть (типичн.)	 57,7 В 2 ВА
13	**Потребление мощности на фазу в цепи тока:** Полн. мощ-сть (типичн.)	 0,1 ВА
14	**Температурный диапазон по ГОСТ 22261** Рабочий	 От минус 45 °С до + 75 °С
15	**Пылевлагозащищенность согласно МЭК 60529**	IP51
16	**Средняя наработка на отказ, не менее**	220 000 ч
17	**Средний срок службы, не менее**	30 лет

18	**Ширина** **Высота** **Глубина**	174 мм 300 мм 78 мм
19	**Межповерочный интервал**	16 лет

Пределы дополнительных погрешностей от температуры и других влияющих факторов при измерении не превышают значений, установленных для соответствующих классов точности стандартами ГОСТ Р 31819.22-2012 и ГОСТ Р 31819.23-2012.

8.1.4 Вторичные измерительные цепи

Подключение счетчиков к измерительным трансформаторам тока и напряжения производится через коробку переходную испытательную. Зажимы переходных испытательных коробок обеспечивают закорачивание вторичных цепей трансформаторов тока, отключение токовых цепей счётчика и цепей напряжения в каждой фазе счётчиков при их замене или проверке, а также включение образцового счётчика без отсоединения проводов и кабелей. Крышка клеммной колодки пломбируется.

Вторичные цепи должны обеспечивать:

1) потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – электросчетчик» не более 0,25 % номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения;
2) подключение счетчиков к ТН кабелем, защищенным от короткого замыкания;
3) подсоединение кабеля от ТТ и ТН к электросчетчику через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную около счетчика;
4) возможность замены электросчетчика и подключения образцового счетчика без отключения присоединения;
5) защиту от несанкционированного доступа.

Прокладку вторичных цепей необходимо осуществлять в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок», СНиП и требований чертежей рабочей документации, с использованием организуемых на объекте кабельных трасс (использовать трассы контрольных кабелей).

Вторичные цепи учета от трансформаторов тока и напряжения выполнить пятижильным экранированным кабелем типа КВВГЭнг(А)–LS, сечением, соответствующим расчетному. Проводка к счетчику подключается с использованием кабельных наконечников.

8.2 Комплекс технических средств ИВКЭ

В соответствии с п.24.1.11 ТЗ, уровень ИВКЭ реализован на базе УСПД TK16L.31 (ГРСИ № 36643-07).

УСПД предназначено для применения в составе систем коммерческого и технического учёта электроэнергии и мощности на промышленных предприятиях. УСПД − многофункциональное, надёжное и высокоточное изделие, является основой для построения распределённых иерархических проектно-компонуемых

АИИС КУЭ с распределённой обработкой и хранением данных. По своим функциональным возможностям и конструкции изделие удовлетворяет требованиям ОРЭМ к УСПД (Приложение 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка).

Доступ пользователя к данным, хранящимся в УСПД, может быть организован различными способами:

- использование прикладного ПО на автоматизированном рабочем месте (АРМ) пользователя;
- использование Web интерфейса на любом компьютере, имеющем доступ в сеть Интернет/Интранет;
- получение отчетов с внутреннего FTP сервера УСПД;
- получение отчетов, в том числе в формате XML с электронной подписью, по электронной почте.

Конфигурирование параметров УСПД выполняется средствами программы конфигурации или средствами Web интерфейса. Прикладные программы, работающие с устройством, могут быть запущены с любого компьютера, подключенного к сети.

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Резервируемые УСПД ТК16L.31.00 (модификация без сенсорного экрана) размещаются в шкафу ИВК (в помещении релейных панелей Главного корпуса ПГУ). Планы размещения оборудования приведены в графической части проекта.

Основные технические характеристики УСПД ТК16L.31 приведены в таблице ниже.

Таблица №8.2 Основные характеристики УСПД ТК16L.31

№ п.п.	Наименование параметра	Значение параметра
1	Количество счетчиков для опроса при подключении по последовательным портам	128
2	Количество счетчиков для опроса с использованием каскадирования по IP	512
3	Объем энергонезависимой памяти для хранения архивов	2 ГБ
4	Сетевые порты Ethernet 10/100 Мб	2
5	Порты USB	2
6	Последовательные порты RS-485 + RS-232	4+1
7	Значение напряжения питания переменного тока, В	85…265
8	Потребляемая мощность, не более, ВА	30
9	Возможность подключения резервного электропитания с автоматическим переходом на резервный источник	есть

№ п.п.	Наименование параметра	Значение параметра
10	Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении электрической энергии и средней получасовой мощности с помощью многофункциональных счетчиков, не более	±1 ед. мл. разряда
11	Основная абсолютная погрешность при измерении времени в условиях отсутствия внешней синхронизации, не более	±3 сек. в сутки
12	Время сохранения измерительной информации (архивов) при пропадании питания	10 лет
13	Межповерочный интервал	4 года
14	Диапазон рабочих температур	От минус 20 °С до + 60 °С
15	Степень защиты согласно ГОСТ 14254	IP65
16	Средняя наработка на отказ, не менее	55 000 ч
17	Технический ресурс, не менее	10 лет
18	Ширина Высота Глубина	264 мм 230 мм 103 мм
19	Масса, не более	2 кг

8.3 Комплекс технических средств ИВК

Технические средства ИВК включают в свой состав:

- средства вычислительной техники (сервер/АРМ);
- телекоммуникационное оборудование;
- устройство синхронизации времени;
- источник бесперебойного питания.

Оборудование ИВК монтируется в закрываемом серверном шкафу, устанавливаемом в помещении релейных панелей Главного корпуса ПГУ. Планы размещения оборудования приведены в графической части проекта.

При выборе сервера ИВК было учтено следующее:

- корпус сервера обеспечивает возможность монтажа в стандартную 19-дюймовую стойку;
- производительность поддерживаемых процессоров соответствует требуемой поставщиками ОС и ППО;
- для обеспечения надежности сервер поддерживает установку RAID массивов, резервируемых блоков питания с возможностью их «горячей» замены.

На серверах установлено необходимое системное и прикладное ПО. Системные требования для сервера/АРМ должны быть не хуже:

- Процессор: Intel Core i5 (12 поколения) 2,5 ГГц (или аналог);
- Объем оперативной памяти: 16 ГБ DDR4;
- Объем встроенных накопителей: 250 ГБ SSD (системный), 2x2 ТБ SSD (в массиве RAID 1) для размещения БД;
- сетевая карта Ethernet RJ-45 100/1000 Мб/с;
- резервируемые БП.

В системе предусматривается совмещение функционала стационарного АРМ и сервера ИВК. Для настройки и работы предусматривается использование широкоформатного LCD монитора (не менее 23”, 1080p), клавиатуры и оптической мыши.

Также предусмотрен мобильный АРМ (на базе ноутбука) для работы системы в автономном режиме. В состав мобильного АРМ включено устройство для бесконтактного подключения к счетчику, оснащенному оптопортом. Системные требования для мобильного АРМ должны быть не хуже:

- Процессор: Intel Core i5 (10 поколения) 1,6 ГГц (или аналог);
- Объем оперативной памяти: 8 ГБ DDR4;
- Объем встроенного накопителя: 512 ГБ SDD;
- Дисплей не менее 15” с разрешением 1080p;
- не менее 2x USB портов и 1 LAN порта.

В состав мобильного АРМ включено устройство для бесконтактного подключения к счетчику, оснащенному оптопортом.

В составе шкафа ИВК также предусматривается ИБП с возможностью мониторинга и управления по сети. ИБП обеспечивает защиту оборудования ИВК и ИВКЭ от скачков напряжения, при этом мощность ИБП должна обеспечивать работу всего оборудования в шкафу ИВК в течение не менее 10 минут при полном отключении внешнего напряжения.

Технические средства СОЕВ включают в себя программно-технические средства измерения времени и приемник сигналов точного времени, которые обеспечивают возможность коррекции времени. Сервер точного времени предназначен для приёма и передачи в цифровом формате сигналов со спутников в целях автоматической коррекции системного времени в АИИС КУЭ. Устройство рассчитано на применение на объектах энергетики, промышленных предприятиях, осуществляющих самостоятельную привязку к системе точного времени. Приемник принимает сигналы точного времени со спутников навигационных систем ГЛОНАСС/GPS, находящихся в зоне радиовидимости. Приемник подключается к ЛВС АИИС КУЭ, синхронизация времени в системе осуществляется по сети (от сервера ИВК). Антенна во всепогодном герметичном корпусе устанавливается снаружи помещения и соединяется с модулем приемника через ВЧ-кабель.

8.4 Телекоммуникационное оборудование и ЛВС АИИС КУЭ

Канал связи от счетчиков электроэнергии до УСПД организуется через преобразователи интерфейса с помощью кабелей связи типа «витая пара», по интерфейсу RS-485, обеспечивающему скорость передачи данных до 10 Мбит/сек. Преобразователи интерфейса представляют собой простое, надежное и доступное

решение для подключений последовательных портов RS-485 и обмена данными по сетям TCP/IP с помощью технологии Serial-to-Ethernet. Каждый преобразователь имеет 16 портов RS-485 и один порт Ethernet. К одному порту RS-485 подключается только один счётчик для увеличения скорости и стабильности опроса.

Преобразователи интерфейса, УСПД, сервер (АРМ) ИВК и устройство синхронизации времени подключаются и взаимодействуют в единой сети через центральный коммутатор ЛВС АИИС КУЭ по интерфейсу Ethernet (100 Мбит/сек), стек протоколов TCP/IP. Физическая топология ЛВС АИИС КУЭ – звезда. Всё телекоммуникационное оборудование ЛВС АИИС КУЭ размещается в шкафу ИВК (в помещении релейных панелей Главного корпуса ПГУ). Планы размещения оборудования приведены в графической части проекта.

Для организации передачи информации из ИВК в смежные системы ОРЭМ и организации регламентного доступа к системе со стороны КО, используются каналы связи Интернет-провайдеров (интернет соединение). Для этого, через центральный коммутатор, осуществляется подключение сервера ИВК АИИС КУЭ к станционной ЛВС (по резервируемым линиям связи).

8.5 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

Для снижения уровня помех в информационных цепях до предельно допустимых значений в соответствии с СТО 56947007-29.240.044-2010, проектом предусматривается:

- применение экранированных кабелей с витыми парами проводов;
- прокладка измерительных и информационных цепей отдельно от силовых;
- заземление экрана кабелей на вводе в шкафы с активным оборудованием.

Рабочее заземление осуществляется присоединением рабочих (схемных) точек заземления шкафов учета к контуру заземления помещений. Специальных требований по функциональному (рабочему) заземлению производителями применяемых технических средств не предъявляется.

Защищенность счетчиков от электромагнитных помех соответствует ГОСТ 31819.22-2012.

Для защиты оборудования ИВК (ИВКЭ) от механических повреждений проектом предусматривается их размещение в специальных телекоммуникационных шкафах, запираемых на замок.

8.6 Защита от несанкционированного доступа

Сохранность передаваемой информации обеспечивается защитой от несанкционированного доступа (НСД) оборудования ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналов связи.

Решения по защите от НСД, реализованные в системе, обеспечивают:

– предотвращение НСД к ресурсам ПТК (серверов/АРМ, УСПД, счётчиков);

– предотвращение загрузки операционной системы сервера/АРМ с внешнего носителя (CD, DVD, USB и пр.);

– контроль целостности коммерческой информации, передаваемой по незащищенным каналам связи;

– обеспечение ведения журнала регистрации, в котором содержится информация об успешной/неуспешной аутентификации;

– ведение аудита действий администратора;

– хранение служебной информации о пользователях (имя, описание) и журнала регистрации в энергонезависимой памяти.

Дополнительно, предусматривается защита от вредоносного программного кода и защита от попыток хакерских атак (антивирусная защита).

8.6.1 Защита технических средств ИИК ТИ

На уровне ИИК искажение достоверности информации может быть получено вследствие выхода значений погрешностей ИИК за установленные пределы вследствие эксплуатации в неноминальных режимах:

- измерительных трансформаторов тока;
- измерительных трансформаторов напряжения;
- счетчиков;
- из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения.

В процессе эксплуатации ИИК должны быть приняты меры, исключающие несанкционированное увеличение допустимой нагрузки во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения. Для обеспечения выполнения этого требования необходимо опломбировать или маркировать знаками визуального контроля все разъемные соединения электрических цепей, подключение к которым дополнительных технических устройств или замена может привести к увеличению допустимой нагрузки на измерительные трансформаторы.

В соответствии с «Положением о порядке проведения ревизии и маркирования специальными знаками визуального контроля средств учета электрической энергии» средства учета подлежат маркированию знаками, если в процессе проведения ревизии будут выявлены незащищенные от несанкционированного доступа точки (разъемные соединения электрических цепей, электроизмерительные приборы и коммутационные аппараты в цепях учета).

Маркирование знаками визуального контроля клеммных соединений осуществляется только при условии снятия с них напряжения с соблюдением действующих правил техники безопасности.

Специальные знаки визуального контроля предназначены для защиты:

- разъемных соединений электрических цепей путем закрепления поверх соединения;
- электроизмерительных приборов и коммутационных аппаратов в цепях учета путем закрепления поверх места стыковки элементов корпуса.

Маркированию знаками визуального контроля или опломбированию в цепях тока ИИК подлежат испытательные колодки и корпуса счетчиков.

Применяемые счетчики имеют функцию контроля наличия напряжения с фиксацией в «Журнале событий», что обеспечивает дополнительный контроль целостности вторичных цепей напряжения.

Счетчики имеют встроенные программные (пароль) и аппаратные (аппаратная блокировка) способы защиты от несанкционированного доступа к данным. Кроме того, поскольку в счетчиках нет движущихся частей, счетчики невосприимчивы к попыткам механического воздействия, которые могут иметь место с электромеханическими счетчиками. Счетчик обеспечивает запись времени:

- выключения/включения счетчика;
- перерывов питания;
- коррекции времени и даты;
- открытия/закрытия защитной верхней крышки счетчика;
- открытия/закрытия крышки контактной колодки.

Счетчики обнаруживают воздействие постоянного и переменного магнитного поля со значением модуля вектора магнитной индукции 150 мТл и более. Начало и окончание воздействия фиксируется в журнале событий, факт воздействия отображается на ЖКИ. Дополнительно счетчики ведут учет суммарной длительности воздействия магнитным полем.

Счетчики имеют два уровня опломбирования:

1) верхняя крышка счетчика пломбируется путем нанесения оттиска ОТК предприятия изготовителя и службой, осуществляющей поверку счетчика;

2) защитная крышка контактной колодки пломбируется организацией, обслуживающей счетчик.

Счетчики имеют неразъемный корпус, попытки вскрытия корпуса приводят к визуальному нарушению целостности защитных элементов корпуса.

Счетчики оснащены энергонезависимыми электронными пломбами вскрытия/закрытия клеммной крышки и корпуса. Срабатывание электронных пломб, вызванное вскрытием/закрытием клеммной крышки и корпуса, фиксируется в журнале событий и отображается на ЖКИ.

Программно-аппаратная защита счетчиков:

- на заводе-изготовителе устанавливается программно-аппаратная блокировка, запрещающая полное перепрограммирование счетчика, т.е. изменение измеряемых данных, коэффициентов трансформации, данных профиля нагрузки, постоянных и т.д.;
- перепрограммирование возможно только после открытия канала связи со счетчиком и ввода пароля.

Защита счетчика от несанкционированного доступа на программном уровне осуществляется с помощью реализации:

- идентификации и аутентификации (установка паролей);
- контроля доступа;
- контроля целостности;
- регистрации событий безопасности (в т. ч. при отключенном питании сети) в нестираемом журнале событий в энергонезависимой памяти (с указанием даты и времени).

8.6.2 Защита от НСД на уровне ИВКЭ

В процессе эксплуатации ИВКЭ должны быть приняты меры, исключающие несанкционированное перепрограммирование УСПД.

УСПД размещён в специализированном серверном шкафу, закрываемом на замок. На заводе-изготовителе осуществляется опломбирование поверх винта, фиксирующего крышку верхнего отсека корпуса УСПД. Непосредственно на объекте маркированию знаками визуального контроля или опломбированию подлежит нижний отсек корпуса УСПД.

Метрологические характеристики изделия определяются встроенным программным обеспечением, хранящимся в энергонезависимой памяти и защищённым от изменений на программном уровне (системой паролей, проверкой контрольной суммы исполняемого кода программы). Контроль номера версии не изменяемой части встроенного ПО, отвечающего за метрологические характеристики, и контрольной суммы исполняемого модуля метрологически значимой части ПО выполняется при считывании номера версии ПО средствами программы конфигурации УСПД.

В журнале событий УСПД регистрируется доступ к программному обеспечению.

8.6.3 Защита от НСД на уровне ИВК

Сервер базы данных/АРМ, в котором хранятся все данные АИИС КУЭ, размещён в специализированном серверном шкафу с контролем доступа, закрываемом на замок. Серверный шкаф расположен в помещении релейных панелей, доступ в которое ограничен.

На сервере/АРМ должна быть настроена и активна система управления доступом в ОС. Порядок обновления операционной системы АРМ/сервера определяется в соответствии с требованиями политики информационной безопасности объекта в целом.

На сервере/АРМ АИИС КУЭ предусматривается система антивирусной защиты в соответствии с требованиями политики защиты от вредоносного кода, действующей на объекте в целом.

Комплекс программно-технических средств и организационных решений по защите информации от НСД в АИИС КУЭ, реализуемый в рамках системы защиты информации от НСД (СЗИ НСД), в общем случае состоит из следующих подсистем:

- подсистема управления доступом;
- подсистема регистрации и учета;
- подсистема обеспечения целостности информации.

В соответствии с этим в АИИС КУЭ на уровне ИВК обеспечено следующее.

В подсистеме управления доступом:

- выполняется идентификация и проверка подлинности субъектов доступа при входе в систему по идентификатору и паролю длиной не менее 12 буквенно-цифровых символов. Многоуровневые пароли (для доступа в ОС, для доступа к прикладному ПО, для доступа к определенному функционалу прикладного ПО)

должны отличаться друг от друга. Максимальный срок действия пароля устанавливается в 90 суток.

В подсистеме регистрации и учета:

- осуществляется регистрация и учет входа/выхода субъектов доступа в систему/из системы, регистрация загрузки и инициализации операционной системы и ее программного останова;
- в параметрах регистрации указываются дата и время входа/выхода в систему/из системы или загрузки/останова системы;
- результат попытки входа – успешная или неуспешная;
- проводится учет всех защищаемых носителей информации с помощью их маркировки и с занесением учетных записей в журнал (учетную карточку).

В подсистеме обеспечения целостности:

- обеспечена целостность программных средств СЗИ НСД, обрабатываемой информации, а также неизменность программной среды. При этом:

- целостность СЗИ НСД проверяется при загрузке системы по наличию имен (идентификаторов) компонентов СЗИ;
- целостность программной среды обеспечивается отсутствием в АИИС средств разработки и отладки программ во время обработки и хранения защищаемой информации;
- осуществляется физическая охрана устройств и носителей информации, предусмотрен контроль доступа в помещения АИИС посторонних лиц, наличие надежных препятствий для несанкционированного проникновения в помещения АИИС и хранилище носителей информации, особенно в нерабочее время.

Настройка и контроль программных механизмов защиты системы от НСД должны выполняться в соответствии с применимыми политиками в области обеспечения информационной безопасности, действующими на объекте.

В операционной системе учетная запись пользователя должна содержать всю информацию о пользователе: имя пользователя и пароль, требуемый для входа в систему, а также права и разрешения, которые он имеет при работе в системе и доступе к ее ресурсам. Учетные записи пользователей и правила их использования оформляются в ходе опытно-промышленной эксплуатации системы в виде отдельных инструкций и регламентов.

Программными средствами прикладного ПО осуществляется управление доступом к базе данных сервера ИВК, при этом выполняется идентификация и проверка подлинности субъектов доступа при подключении к базе данных по паролю. Прикладное ПО также позволяет ограничивать доступ пользователей при работе в программе и доступ к базе данных АИИС. Для каждого пользователя предусмотрен свой уникальный пароль. Права доступа каждого пользователя определяются согласно журналу прав доступа.

8.6.4 Защита на уровне каналов передачи информации

Для обеспечения целостности коммерческой информации, передаваемой из ИВК АИИС КУЭ в ПАК КО (АО «АТС») и другим субъектам ОРЭМ, предусмотрено использование ЭП с поддержкой стандарта шифрования S/MIME,

предназначенного для обеспечения криптографической безопасности электронной почты (обеспечиваются аутентификация, целостность сообщения и гарантия сохранения авторства, безопасность данных (посредством шифрования)).

8.7 Электропитание КТС

Основное электропитание счетчиков осуществляется по измерительным цепям напряжения, резервное от сети ~230 В (через преобразователи =12В/~230В). Резервное электропитание счетчиков, размещаемых в отдельном шкафу учета в помещении релейных панелей, организовано от сборок электропитания с АВР. Резервное электропитание счетчиков в ячейках КРУ 6 кВ осуществляется от внутренних цепей питания в ячейках КРУ.

Электропитание технических средств ИВКЭ/ИВК, осуществляется по первой категории электроснабжения, от разных секций ЩСН 0,4 кВ через АВР с использованием ИБП.

9 Описание программного обеспечения

Программное обеспечение АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25 осуществляет выполнение задач в соответствии с функциональной структурой системы и состоит из следующих самостоятельных частей:

1) встроенное программное обеспечение многофункциональных микропроцессорных счетчиков (для работы с используемыми счетчиками семейства Меркурий применяется программа «Конфигуратор Меркурий»);
2) встроенное программное обеспечение УСПД (для работы с используемым УСПД применяется программа «Конфигуратор TK16L»);
3) встроенное программное обеспечение телекоммуникационного оборудования;
4) системное и общее прикладное программное обеспечение АРМ/сервера ИВК;
5) специализированное программное обеспечение для организации учёта электроэнергии;
6) СЗИ и СКЗИ АРМ/сервера ИВК.

Программные средства ИВК содержат:

- системное программное обеспечение - операционная система сервера/АРМ на базе ядра Linux;
- общее прикладное программное обеспечение, включающее:
  - свободно распространяемое программное обеспечение системы управления базой данных (СУБД) PostgreSQL (или аналог), обеспечивающее формирование базы данных, управление файлами и их поиск, поддержку запросов, ввод и поддержание целостности данных, а также формирование отчетов и вывод на печатающее устройство;
  - редакторы и программы обработки текстовой и табличной информации;
  - сервисные программы (почтовые клиенты, архиваторы и т.п.);
- специализированное программное обеспечение для организации учёта электроэнергии, позволяющее решать конкретные технологические и производственные задачи по сбору, обработке и предоставлению доступа к информации по учёту электроэнергии;

- средство криптографической защиты информации, обеспечивающее целостность информации, передаваемой во внешние системы, с формированием ЭП;
- программное средство обнаружения и нейтрализации вредоносного программного обеспечения (антивирусное ПО).

Специальное программное обеспечение АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25 реализовано на основе ПО «Телескоп+» (ГРСИ № 19393-07) в соответствии с требованиями ТЗ (п.24.1.11). Программное обеспечение состоит из:

- Коммуникационный сервер (ПО сбора данных) - реализует параллельный опрос УСПД/счетчиков по коммуникационным интерфейсам;

- Расчетный сервер - реализует автоматические расчеты вычисляемых данных, а также диагностику полноты данных;

- Служба экспорта/импорта почты - автоматическая выгрузка/приём данных в соответствии с макетами XML 80020. Формирование отчетов об отправке. Автоматическая распаковка полученных архивов и передача поступивших данных для импорта в базу данных;

- Служба обмена данными - поддержка обмена данными с внешними системами через стандартизованные WEB-интерфейсы;

- ПО модулей графического интерфейса пользователей - обеспечивает информационное взаимодействие между пользователем и ПТК.

Модули графического интерфейса ПО «Телескоп+» обеспечивают:

- настройку конфигурации сбора, обработки и хранения данных АИИС КУЭ;
- контроль своевременного поступления и полноты данных по каналам измерений и импорта;
- настройку конфигурации автоматических расчетов;
- контроль проведения расчетов и подготовку отчетных форм;
- контроль достоверности результирующих и исходных данных;
- управление правами доступа пользователей к АИИС КУЭ;
- просмотр измеряемых и расчетных данных в оперативном режиме и по запросу;
- просмотр данных по элементам энергообъекта и совокупно по срезу времени;
- просмотр данных по расчетным группам за заданный период и по срезу времени;
- вывод данных в формате Excel, XML, текстовом виде и на печать.

ПО «Телескоп+» имеет русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции).

Программные средства ИВК АИИС КУЭ обеспечивают масштабируемость, т.е. позволяют легко наращивать функции ИВК и количество измерительных каналов.

На уровне сбора коммерческой информации (ИВК) обеспечена организация хранения и обработки собранной информации, т.е. создана база данных, отвечающая следующим требованиям:

1) данные надежно защищены от несанкционированного доступа аппаратными и программными средствами;

2) объем обмена данными между уровнями определяется потребностями вышестоящего уровня, но при этом имеется возможность запроса любых требуемых и согласованных данных;

3) данные защищены от потери;

4) объем принимаемой в базу информации (с учетом ручного ввода, при необходимости) полностью обеспечивает требования, определенные соответствующими положениями о коммерческих расчетах.

Администрирование (обслуживание) базы данных поддерживается соответствующими программами, обеспечивающими эффективный контроль за полнотой и достоверностью принятой информации, определяющими сроки обновления и хранения данных.

В соответствии с Приложением № 11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, испытания систем учета электроэнергии проводятся в удаленном режиме с предоставлением удаленного доступа КО к экрану АРМ (ИВК) АИИС КУЭ заявителя путем использования функции демонстрации экрана специализированного программного обеспечения. Для вышеуказанных целей на этапе испытаний необходимо установить на АРМ АИИС КУЭ свободно распространяемое ПО из перечня согласованного к применению КО (представлен на сайте atsenergo.ru), либо иного аналогичного программного обеспечения по согласованию с КО.

10 Метрологическое обеспечение

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25 соответствует требованиям норм и правил, установленных в Российской Федерации. В состав АИИС КУЭ входят средства измерений утвержденного типа (внесенные в государственный реестр средств измерений) и имеющие действующую поверку. АИИС КУЭ ПГУ ТЭЦ-25 так же должна быть внесена в государственный реестр средств измерений.

10.1 Метрологические характеристики оборудования АИИС

АИИС КУЭ состоит из измерительных комплексов, которые включают в себя технические средства, являющиеся средствами измерения, и обеспечивающими коммерческий и технический учёт электроэнергии.

В соответствии с п.1.5.15 «Правила устройства электроустановок», Техническими требованиями к АИИС КУЭ ОРЭМ, утвержденными решением Наблюдательного совета НП «Совет рынка» в АИИС КУЭ используется счетчики электроэнергии со следующими характеристиками:

- для генераторов и присоединений 10 кВ и выше - 0,2S/0,5;
- для присоединений 6 кВ - 0,5S/1,0;
- межповерочный интервал 16 лет.

В цепях учета используются измерительные трансформаторы со следующими характеристиками:

Измерительные трансформаторы тока:

- для генераторов и присоединений 10 кВ и выше – класс точности 0,2S;

- для систем возбуждения и присоединений 6 кВ – 0,5S.

Измерительные трансформаторы напряжения:

- для генераторов и присоединений 10 кВ и выше – класс точности 0,2;
- для присоединений 6 кВ – 0,5.

Все технические средства являются поверенными на момент установки предприятиями-изготовителями. Очередная поверка должна быть произведена согласно межповерочному интервалу на соответствующее оборудование.

Виды и периодичность поверок средств измерений, входящих в систему, приведены в эксплуатационной документации на эти средства. Контроль за соблюдением сроков проведения очередных поверок средств измерений, возлагается на эксплуатационный персонал АИИС КУЭ.

Поверку средств измерений осуществляет региональный Центр стандартизации, метрологии и сертификации или аккредитованные Росстандартом метрологические службы в установленном законом порядке. Метрологическую поверку АИИС КУЭ следует проводить согласно Методике поверки, утвержденной Росстандартом.

В ходе процесса синхронизации времени в АИИС КУЭ производится запрос текущего времени счетчиков ИИК ТИ. Ответ приходит с задержкой, обусловленной скоростью передачи информации в канале связи. Команда установления времени в счетчиках, также проходит с задержкой.

Средняя скорость передачи информации по RS-485-сегменту ЛВС АИИС КУЭ составляет 57 Кбит/с. Таким образом, задержка посылки синхронизации времени (680 бит) составит не более 0,012с. Поскольку задержки наблюдаются при передаче запроса времени и установления времени, то суммарная погрешность установки времени на счетчике, обусловленная задержками в канале связи, составит не более 0,024 с. С учетом задержки синхросигнала от сервера синхронизации (0,5 сек.), суммарная задержка синхронизации составит 0,524 с. Данное значение составляет 10,46% от допустимой погрешности измерения времени СОЕВ ±5 с/сутки, согласно Приложению 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка.

При возникновении аварийных ситуаций, связанных с выходом из строя канала связи, сохранность информации обеспечивается собственной «памятью» счетчика. Гарантия временной привязки информации, хранящейся в счетчике, обеспечивается точностью хода встроенных часов в течение 10-ти суток (0,5 сек. в сутки х 10 суток ≤ 5 сек.). За это время неисправность должна быть устранена. В случае, когда авария не устранена, необходимо произвести синхронизацию с помощью переносного компьютера или другого устройства, имеющего встроенные часы с точностью хода не хуже ± 3 мин. в год (0,5 сек. в сутки). При устранении аварии синхронизация восстановленного звена происходит автоматически при первом же опросе.

10.2 Проверка погрешностей измерительных каналов учета электроэнергии

Измерительный канал включает в себя:

- измерительный комплекс (ТТ, ТН, счетчик);
- УСПД;

- линию присоединения счетчика к серверу опроса ИВК.

Точность измерений электрической энергии по одному каналу и по группе каналов характеризуется пределом допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95 и пороговой мощностью, ниже которой происходит учет электроэнергии без нормирования точности. При измерении количества электрической энергии, оплачиваемой по тарифу, зависящему от времени суток, точность канала дополнительно характеризуется абсолютной погрешностью измерений времени. Поэтому:

1) Точность измерений электрической мощности по одному каналу и по группе каналов характеризуется следующими показателями:

- пределом относительной погрешности по электрической мощности при доверительной вероятности 0,95;
- диапазоном мощности, измеряемой с нормированной точностью.

2) Поскольку все компоненты системы, участвующие в измерении и вносящие погрешность, должны быть метрологически исправны согласно действующим свидетельствам о поверке, погрешность ИК оценивается расчетным методом. Исключение составляют погрешность и рассогласование по времени, так как они зависят от состояния каналов связи.

Общая (суммарная) погрешность измерительного канала состоит из инструментальных и методических составляющих погрешностей. Инструментальные составляющие погрешности определяют по документации на конкретные типы средств измерений. Методические составляющие погрешности определяются расчетным путем с учетом метрологических характеристик средств измерений.

Суммарная погрешность измерительного канала складывается из погрешностей, вносимых его отдельными элементами – измерительными комплексами (трансформаторами тока, трансформаторами напряжения, счетчиками, линиями связи между ТН и счетчиками), УСПД. Погрешность, вносимая УСПД, при передачи измеренных величин составляет пренебрежимо малую величину и в расчетах может не учитываться. Таким образом, погрешность измерительного канала определяется погрешностью его измерительного комплекса.

10.2.1 Требования к погрешности измерений

Согласно Приложению 11.1, нормы основной относительной погрешности измерения активной электрической энергии по каждому ИИК для значений cos φ в промежутке >0,8 и ≤1 не должны превышать:

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

Согласно Приложению 11.1, нормы основной относительной погрешности измерения активной электрической энергии по каждому ИИК, для значений cos φ в промежутке ≥0,5 и ≤0,8 не должны превышать:

- для области нагрузок до 2% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
- для области малых нагрузок (2 - 20% включительно) не хуже 5,5%;
- для диапазона нагрузок 20 - 120 % не хуже 3,0%.

В данном проекте выполнены оценочные расчеты пределов допускаемых относительных погрешностей измерения активной электрической энергии измерительных комплексов при пороговых значениях влияющих величин.

10.2.2 Методика расчета погрешностей измерительных каналов

Методика определения погрешности измерительных каналов (ИК) предназначена для оценки границ погрешности ИК в условиях, когда отсутствуют данные о значениях и знаках погрешностей СИ, входящих в ИК. Методика позволяет оценить предел допускаемой погрешности ИК в реальных условиях энергообъекта. Определение погрешности ИК проводилось на основе РД 153-34.0-11.209-99 «Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности».

10.2.2.1 Подготовка исходных данных

Подготовку исходных данных для определения погрешности ИК проводят в следующей последовательности.

По данным станционных журналов регистрации режимов контролируемых присоединений определяют нормируемые номинальные значения параметров каждого присоединения (ток, напряжение, коэффициент мощности, частота) и их отклонения за учетный период.

Определяют усредненное значение рабочего тока за учетный период по формуле:

$$I_{ср} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{j=1}^{n} I_j, \qquad (1)$$

где n - число измерений, равномерно распределенных во времени;

I_j - j-е измерение рабочего тока.

Если число измерений за учетный период менее 10, то усредненное значение рабочего тока определяют по формуле:

$$I_{ср} = \frac{I_в + I_н}{2}, \qquad (2)$$

где $I_в$ - верхнее (максимальное) значение тока за учетный период;

$I_н$ - нижнее (минимальное) значение тока за учетный период.

Определяют усредненное значение частоты за учетный период по формуле:

$$f_{ср} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{j=1}^{n} f_j, \qquad (3)$$

где n-число измерений, равномерно распределенных во времени;

f_j - j-е измерение частоты.

Если число измерений за учетный период менее 10, то усредненное значение частоты определяют по формуле:

$$f_{ср} = \frac{f_в + f_н}{2}, \quad (4)$$

где $f_в$ - верхнее (максимальное) значение частоты за учетный период;

$f_н$ - нижнее (минимальное) значение частоты за учетный период.

Определяют усредненное за учетный период значение коэффициента мощности по формуле:

$$\cos\varphi_{ср} = \frac{1}{n}\sum_{j=1}^{n}\cos\varphi_j, \quad (5)$$

где n - число измерений, равномерно распределенных во времени;

$\cos\varphi_j$ - j-е измерение коэффициента мощности.

Если число измерений за учетный период менее 10, то усредненное значение коэффициента мощности определяют по формуле:

$$\cos\varphi_{ср} = \frac{\cos\varphi_в + \cos\varphi_н}{2}, \quad (6)$$

где $\cos\varphi_в$ - верхнее (максимальное) значение коэффициента мощности за учетный период;

$\cos\varphi_н$ - нижнее(минимальное) значение коэффициента мощности за учетный период.

Определяют отклонение температуры окружающего воздуха:

$$\Delta t = |t_{ср} - t_н|, \quad (7)$$

где $t_н$ - 23°С - нормальное значение температуры (по ГОСТ Р 31819.22-2012 и ГОСТ Р 31819.23-2012);

$t_{ср}$ - усредненное значение температуры за учетный период, которое определяют по формуле:

$$t_{ср} = \frac{1}{n}\cdot\sum_{j=1}^{n} t_j, \quad (8)$$

где t_j - j-е измерение температуры.

Отмечают вид счетчика (индукционный или электронный), тип подключения (трансформаторное или непосредственное).

Измеряют внешнее магнитное и электромагнитное поля, угол отклонения корпуса счетчика от вертикали (для индукционных счетчиков).

Определяют классы точности СИ, входящих в ИК для каждого контролируемого присоединения. Классы точности определяют на электрической схеме энергообъекта или по маркировке на щитках СИ.

10.2.2.2 Определение составляющих погрешностей ИК

1) Определение токовой и угловой погрешностей ТТ

Коэффициент токовой нагрузки τ_j определяют как отношение усредненного значения рабочего тока $I_{ср}$ к номинальному току $I_{ном}$ по формуле:

$$\tau_j = \frac{I_{ср}}{I_{ном}} \cdot 100\%, \qquad (9)$$

Токовую погрешность ТТ δ_J определяют по табл. 8 ГОСТ 7746-2015 в зависимости от класса точности ТТ и полученного коэффициента токовой нагрузки τ_j.

Угловую погрешность ТТ θ_J определяют по табл.8 ГОСТ 7746-2015 в зависимости от класса точности ТТ и коэффициента токовой нагрузки τ_j.

2) Определение пределов погрешности напряжения и угловой погрешностей ТН

Погрешность напряжения ТН δ_U и угловая погрешность ТН θ_U определяются по табл.21 ГОСТ 1983-2015 в соответствии с классом точности ТН.

3) Определение погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика

Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика δ_U в зависимости от угловых погрешностей ТТ и ТН и усредненного коэффициента мощности контролируемого присоединения вычисляется по формулам:

При измерениях активной электроэнергии:

$$\delta_\theta = 0{,}029\sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1-\cos^2\varphi}}{\cos\varphi}, \qquad (10)$$

При измерениях реактивной электроэнергии:

$$\delta_\theta = 0{,}029\sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\cos\varphi}{\sqrt{1-\cos^2\varphi}} = 0{,}029\sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1-\sin^2\varphi}}{\sin\varphi} \qquad (11)$$

4) Определение погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН

Погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН $\delta_л$, определяют по местной методике выполнения измерений (МВИ) в режиме максимальной мощности.

В соответствии с техническими требованиями ОРЭМ к АИИС КУЭ, погрешность $\delta_л$, для ИК расчетного учета, должна быть не более 0,25%. Проектная оценка потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН проводится на стадии рабочей документации.

5) Определение основной погрешности электронных счетчиков

Согласно ГОСТ Р 31819.22-2012 счетчики по активной энергии должны иметь пределы основной погрешности $\delta_{с.о.}$, приведенные в нижеследующей таблице:

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, % для счетчиков класса точности	
		0,2S	0,5S
0,01 $I_{ном}$ < I <0,05 $I_{ном}$	1	±0,4	±1,0
0,05 $I_{ном}$ < I < 1,2$I_{ном}$	1	±0,2	±0,5
0,01 $I_{ном}$ < I < 0,05 $I_{ном}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	±0,5	±1,0
	0,8 (при емкостной нагрузке)		
0,05 $I_{ном}$ < I < 1,2$I_{ном}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	±0,3	±0,6
	0,8 (при емкостной нагрузке)		

Основная погрешность ($\delta_{с.о.}$) счетчиков по реактивной энергии должна иметь пределы, приведенные в таблице ниже:

Значение тока	Коэффициент sinφ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы погрешности, % для счетчиков класса точности	
		0,5	1
0,01 $I_{ном}$ < I <0,05 $I_{ном}$	1	±1,0	±1,5
0,05 $I_{ном}$ < I < I_{max}	1	±0,5	±1,0
0,01 $I_{ном}$ < I < 0,05 $I_{ном}$	0,5	±1,0	±1,5
0,05 $I_{ном}$ < I < I_{max}	0,5	±0,6	±1,0
0,05 $I_{ном}$ < I < I_{max}	0,25	±1,0	±1,5

6) Определение дополнительных погрешностей электронного счетчика

Существенными влияющими величинами для электронных счетчиков активной энергии являются:

- дополнительная погрешность от изменения температуры δ_{Ct}, %;
- дополнительная погрешность от изменения напряжения δ_{CU}, %;
- дополнительная погрешность от изменения частоты δ_{Cf}, %;
- дополнительная погрешность от электромагнитных полей δ_{CH}, %.

Существенными влияющими величинами для электронных счетчиков реактивной энергии являются:

- дополнительная погрешность от изменения температуры δ_{Ct}, %;
- дополнительная погрешность от изменения частоты δ_{Cf}, %;
- дополнительная погрешность от электромагнитных полей δ_{CH}, %.

Дополнительная погрешность δ_{Cj} (j-ой влияющей величины) считается по формуле:

$$\delta_{Cj} = K_j \Delta\xi_j , \qquad (12)$$

где K_j - функция влияния j-ой величины, % на единицу влияющей величины или %/% (определяется по паспортным данным);

$\Delta\xi_j$ - отклонение j-ой влияющей величины от ее нормального значения, ед. или % (по результатам определения фактических диапазонов изменений влияющих величин на энергообъекте в пределах рабочих условий применения, установленных в нормативных документах).

а) Определение температурной погрешности счетчика

Для электронных счетчиков определяют предельное отклонение температуры окружающего воздуха Δt за учетный период от ее нормального значения по формуле:

$$\Delta t = \left| t_{в(н)} - t_{норм} \right|, \qquad (13)$$

Где $t_{в(н)}$ – верхнее (нижнее) значение температуры за учетный период,

$t_{норм}$ - нормальное значение температуры, равное 23°С.

Согласно ГОСТ Р 31819.22-2012, средний температурный коэффициент (K_t) не должен превышать пределов:

Значение тока	Коэффициент мощности	Средний температурный коэффициент, %/К, для счетчиков класса точности	
		0,2S/0,5	0,5S/1
0,05 $I_{ном}$ < I < I_{max}	1	0,01/0,03	0,03/0,05
0,05 $I_{ном}$ < I < I_{max}	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,02/0,05	0,05/0,07

Средний температурный коэффициент необходимо определять для всего рабочего диапазона. Рабочий температурный диапазон следует разделить на

поддиапазоны по 20 К. Затем средний температурный коэффициент нужно определять путем проведения измерений для этих поддиапазонов: 10 К выше и 10 К ниже середины поддиапазона. Во время проведения испытания температура ни в коем случае не должна выходить за пределы указанного рабочего диапазона. В проекте выполнен расчет температурной погрешности при колебании температуры на ±10°С от нормальной.

б) Определение погрешности счетчика от изменения напряжения в измерительной цепи

Предельные отклонения напряжения U от номинального $U_{ном}$ вычисляется по формуле:

$$\delta U_{B(H)} = \left(\left| \frac{U_{B(H)}}{U_{HOM}} - 1 \right| \right) \cdot 100\%, \qquad (14)$$

где $U_{в(н)}$ - верхнее (нижнее) значения напряжения за учетный период.

Согласно ГОСТ Р 31819.22-2012, дополнительная погрешность от изменения напряжения δ_{CU} в пределах $0{,}8U_{ном} \sim 1{,}15U_{ном}$ не должна превышать пределов:

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, % для счетчиков класса точности	
		0,2S/0,5	0,5S/1
$0{,}05\ I_{ном} < I < I_{max}$	1	0,1/0,2	0,2/0,7
$0{,}05\ I_{ном} < I < I_{max}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,2/0,4	0,4/1

При напряжении ниже 0,8 $U_{ном}$ погрешность счетчика может меняться в пределах от плюс 10% до минус 100%.

в) Определение погрешности счетчика при изменении частоты напряжения питания

Дополнительная погрешность счетчика активной энергии класса точности 0,2S от изменения частоты δ_{Cf} вычисляется по формуле:

$$\delta f_{B(H)} = \left(\left| \frac{f_{B(H)}}{f_{HOM}} - 1 \right| \right) \cdot 100\%, \qquad (15)$$

где $f_{в(н)}$ - верхнее (нижнее) значения частоты за учетный период,
$f_{ном} = 50$ Гц.

Согласно ГОСТ Р 31819.22-2012, предел допускаемого значения дополнительной погрешности в процентах при отклонении частоты от

нормального значения до предельных рабочих значений (±5%) (δ_{Cf}) не должен превышать пределов:

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, % для счетчиков класса точности	
		0,2S/0,5	0,5S/1
0,05 $I_{ном}$ < I < I_{max}	1	0,1/0,2	0,2/1,5
0,05 $I_{ном}$ < I < I_{max}	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,1/0,2	0,2/1,5

г) Определение погрешности счетчика от влияния внешнего магнитного поля (δ_{CH})

Согласно ГОСТ Р 31819.22-2012 для счетчиков по активной энергии класса точности 0,2S (0,5S), погрешность от внешнего магнитного поля индукции 0,5 мТл при номинальном токе не должна превышать 0,5 (1,0) %.

Согласно ГОСТ Р 31819.23-2012 для счетчиков по реактивной энергии классов точности 0,5 (1,0), погрешность от внешнего магнитного поля индукции 0,5 мТл при номинальном токе не должна превышать 1,0 (2,0) %.

10.2.2.3 Расчет допускаемой относительной погрешности ИК при измерениях электроэнергии

Предел допускаемой относительной погрешности ИК, определяющий погрешность измерений δ_w в предусмотренных рабочих условиях применения, вычисляют по формуле:

$$\delta_w = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_j^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_Л^2 + \delta_{C.O.}^2 + \sum_{j=1}^{l}\delta_{cj}^2}\,, \qquad (16)$$

где

δ_j - токовая погрешность ТТ;

δ_U - погрешность напряжения ТН;

δ_θ - погрешность трансформаторной схемы подключения;

$\delta_Л$ - погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счётчика к ТН;

δ_{co} - основная относительная погрешность;

$\sum_{j=1}^{l}\delta_{cj}$ - сумма дополнительных погрешностей.

Предельная относительная погрешность измерения активной электрической энергии по ИК учета элементов Главной схемы нового энергоблока (генератор, блочный ТСН, присоединения 110кВ и 500кВ) на ТЭЦ-25:

Характеристики присоединения	Первичный ток	Составляющие погрешности измерительного комплекса											Полная погрешность d_W, %	Основная относительная δ_W, %	Норма погрешности, %
		δ_J, %	δ_U, %	Θ_J, мин	Θ_U, мин	δ_Θ, %	$\delta_Л$, %	δ_{CO}, %	Дополнительные погрешности счетчика						
									δ_{Ct}, %	δ_{CU} %	δ_{Cf}, %	δ_{CH} %			
Класс точности Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2	cos=1														
	1%	0,75	0,2	30	10	0	0,25	0,4	0,1	0,1	0,1	0,5	1,16	**1,00**	-
	5%	0,35	0,2	15	10	0	0,25	0,2	0,1	0,1	0,1	0,5	0,82	**0,57**	2,9
	20%	0,2	0,2	10	10	0	0,25	0,2	0,1	0,1	0,1	0,5	0,75	**0,47**	2,9
	100%	0,2	0,2	10	10	0	0,25	0,2	0,1	0,1	0,1	0,5	0,75	**0,47**	1,7
	120%	0,2	0,2	10	10	0	0,25	0,2	0,1	0,1	0,1	0,5	0,75	**0,47**	1,7
	cos=0,8														
	1%	0,75	0,2	30	10	0,69	0,25	0,4	0,1	0,1	0,1	0,5	1,39	**1,26**	-
	5%	0,35	0,2	15	10	0,40	0,25	0,2	0,1	0,1	0,1	0,5	0,93	**0,72**	5,5
	20%	0,2	0,2	10	10	0,31	0,25	0,2	0,1	0,1	0,1	0,5	0,83	**0,59**	5,5
	100%	0,2	0,2	10	10	0,31	0,25	0,2	0,1	0,1	0,1	0,5	0,83	**0,59**	3,0
	120%	0,2	0,2	10	10	0,31	0,25	0,2	0,1	0,1	0,1	0,5	0,83	**0,59**	3,0
	cos=0,5														
	1%	0,75	0,2	30	10	1,59	0,25	0,5	0,2	0,2	0,1	0,5	2,14	**2,05**	-
	5%	0,35	0,2	15	10	0,91	0,25	0,3	0,2	0,2	0,1	0,5	1,34	**1,18**	5,5
	20%	0,2	0,2	10	10	0,72	0,25	0,3	0,2	0,2	0,1	0,5	1,15	**0,96**	5,5
	100%	0,2	0,2	10	10	0,72	0,25	0,3	0,2	0,2	0,1	0,5	1,15	**0,96**	3,0
	120%	0,2	0,2	10	10	0,72	0,25	0,3	0,2	0,2	0,1	0,5	1,15	**0,96**	3,0

Предельная относительная погрешность измерения активной электрической энергии по ИК учета систем возбуждения генераторов нового энергоблока на ТЭЦ-25:

Характеристики присоединения	Первичный ток	Составляющие погрешности измерительного комплекса											Полная погрешность d_W, %	Основная относительная δ_W, %	Норма погрешности, %
		δ_J, %	δ_U, %	Θ_J, мин	Θ_U, мин	δ_Θ, %	$\delta_Л$, %	δ_{CO}, %	Дополнительные погрешности счетчика						
									δ_{Ct}, %	δ_{CU} %	δ_{Cf}, %	δ_{CH} %			
Класс точности Сч. 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,2	cos=1														
	1%	1,5	0,2	90	10	0	0,02	1,0	0,3	0,2	0,2	1,0	2,33	**2,00**	-
	5%	0,75	0,2	45	10	0	0,02	0,5	0,3	0,2	0,2	1,0	1,57	**1,02**	2,9
	20%	0,5	0,2	30	10	0	0,02	0,5	0,3	0,2	0,2	1,0	1,44	**0,81**	2,9
	100%	0,5	0,2	30	10	0	0,02	0,5	0,3	0,2	0,2	1,0	1,44	**0,81**	1,7
	120%	0,5	0,2	30	10	0	0,02	0,5	0,3	0,2	0,2	1,0	1,44	**0,81**	1,7
	cos=0,8														
	1%	1,5	0,2	90	10	1,97	0,02	1,0	0,4	0,2	0,2	1,0	3,20	**2,95**	-
	5%	0,75	0,2	45	10	1,01	0,02	1,0	0,4	0,2	0,2	1,0	2,17	**1,79**	5,5
	20%	0,5	0,2	30	10	0,69	0,02	0,6	0,4	0,2	0,2	1,0	1,70	**1,17**	5,5
	100%	0,5	0,2	30	10	0,69	0,02	0,6	0,4	0,2	0,2	1,0	1,70	**1,17**	3,0
	120%	0,5	0,2	30	10	0,69	0,02	0,6	0,4	0,2	0,2	1,0	1,70	**1,17**	3,0
	cos=0,5														
	1%	1,5	0,2	90	10	4,55	0,02	1,0	0,5	0,4	0,2	1,0	5,55	**5,39**	-
	5%	0,75	0,2	45	10	2,32	0,02	1,0	0,5	0,4	0,2	1,0	3,20	**2,91**	5,5
	20%	0,5	0,2	30	10	1,59	0,02	0,6	0,5	0,4	0,2	1,0	2,37	**1,97**	5,5
	100%	0,5	0,2	30	10	1,59	0,02	0,6	0,5	0,4	0,2	1,0	2,37	**1,97**	3,0
	120%	0,5	0,2	30	10	1,59	0,02	0,6	0,5	0,4	0,2	1,0	2,37	**1,97**	3,0

Предельная относительная погрешность измерения активной электрической энергии по ИК учёта 6 кВ нового энергоблока ТЭЦ-25:

Характеристики присоединения	Первичный ток	Составляющие погрешности измерительного комплекса											Полная погрешность d_W, %	Основная относительная δ_W, %	Норма погрешности, %
		δ_J, %	δ_U, %	Θ_J, мин	Θ_U, мин	δ_Θ, %	$\delta_Л$, %	δ_{CO}, %	Дополнительные погрешности счетчика						
									δ_{Ct}, %	δ_{CU} %	δ_{Cf}, %	δ_{CH} %			
Класс точности Сч. 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5	cos=1														
	1%	1,5	0,5	90	20	0	0,25	1,0	0,3	0,2	0,2	1,0	2,40	**2,08**	-
	5%	0,75	0,5	45	20	0	0,25	0,5	0,3	0,2	0,2	1,0	1,67	**1,17**	2,9
	20%	0,5	0,5	30	20	0	0,25	0,5	0,3	0,2	0,2	1,0	1,55	**1,00**	2,9
	100%	0,5	0,5	30	20	0	0,25	0,5	0,3	0,2	0,2	1,0	1,55	**1,00**	1,7
	120%	0,5	0,5	30	20	0	0,25	0,5	0,3	0,2	0,2	1,0	1,55	**1,00**	1,7
	cos=0,8														
	1%	1,5	0,5	90	20	2,01	0,25	1,0	0,3	0,2	0,2	1,0	3,26	**3,04**	-
	5%	0,75	0,5	45	20	1,08	0,25	0,5	0,3	0,2	0,2	1,0	2,05	**1,67**	5,5
	20%	0,5	0,5	30	20	0,79	0,25	0,5	0,3	0,2	0,2	1,0	1,78	**1,32**	5,5
	100%	0,5	0,5	30	20	0,79	0,25	0,5	0,3	0,2	0,2	1,0	1,78	**1,32**	3,0
	120%	0,5	0,5	30	20	0,79	0,25	0,5	0,3	0,2	0,2	1,0	1,78	**1,32**	3,0
	cos=0,5														
	1%	1,5	0,5	90	20	4,64	0,25	1,0	0,5	0,4	0,2	1,0	5,67	**5,52**	-
	5%	0,75	0,5	45	20	2,48	0,25	0,6	0,5	0,4	0,2	1,0	3,27	**2,99**	5,5
	20%	0,5	0,5	30	20	1,82	0,25	0,6	0,5	0,4	0,2	1,0	2,63	**2,27**	5,5
	100%	0,5	0,5	30	20	1,82	0,25	0,6	0,5	0,4	0,2	1,0	2,63	**2,27**	3,0
	120%	0,5	0,5	30	20	1,82	0,25	0,6	0,5	0,4	0,2	1,0	2,63	**2,27**	3,0

Приложение А. Перечень точек измерения

1 этап строительства

№ ИИК	Диспетчерское наименование	№ сек (с.ш.)	№ яч. (пан.)	Счетчик	ТТ	ТН	Примечание
Генератор							
140	ТГ-1А (расчетный)			0,2S/0,5	10000/1; 0,2S	$\frac{15}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,2	КУ
141	ТГ-1А (контрольный)			0,2S/0,5	10000/1; 0,2S	$\frac{15}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,2	КУ
500 кВ							
142	Т-91А (ВН)			0,2S/0,5	1000/1; 0,2S	$\frac{500}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,2	КУ
110 кВ							
143	КВЛ 110кВ Очаково-Новокунцево I			0,2S/0,5	1000/1; 0,2S	$\frac{110}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,2	КУ
15 кВ							
144	ТВ-1А			0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{15}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,2	
145	ТСН-61 (ВН)			0,2S/0,5	2000/1; 0,2S	$\frac{15}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,2	
6 кВ							
146	Ввод рабочего питания с.1РА	1РА		0,5S/1,0	1500/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
147	Ввод резервного питания с.1РА	1РА		0,5S/1,0	1500/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
148	ДКУ-А Электродвигатель компрессора №1	1РА		0,5S/1,0	600/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
149	ТВ-РА 6/0,66кВ резервной системы возбуждения	1РА		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
150	Т-313 ТСН 6/0,4кВ ДКС	1РА		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
151	Т-311 Рабочий ТСН 6/0,4кВ в здании циркнасосной	1РА		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	2 этап
152	Т-410В ТСН 6/0,4кВ термообработки в главном корпусе	1РА		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	

153	НТВ-В Насос охлаждения вспомогательного оборудования №3	1РА		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	2 этап
154	НТВ-А Насос охлаждения вспомогательного оборудования №1	1РА		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	2 этап
155	НЗК-А Насос замкнутого контура охлаждения вспомогательного оборудования №1	1РА		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
156	Резерв	1РА		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
157	Т-412А ТСН 6/0,4кВ газовой турбины. Секция А	1РА		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
158	Т-411А ТСН 6/0,4кВ паровой турбины. Секция А	1РА		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	2 этап
159	Т-410А ТСН 6/0,4кВ ОСН. Секция А	1РА		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
160	Резерв	1РА		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
161	ПЭН-А Питательный насос высокого давления с гидромуфтой №1	1РА		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	2 этап
162	ЦН-А Насос циркуляционный №1	1РА		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	2 этап
163	ЦН-В Насос циркуляционный №3	1РА		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	2 этап
164	Резерв	1РА		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
165	Ввод рабочего питания с.1РБ	1РБ		0,5S/1,0	1500/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
166	Ввод резервного питания с.1РБ	1РБ		0,5S/1,0	1500/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	

167	ТП-1А ТПУ газовой турбины	1РБ		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
168	ДКУ-В Электродвигатель компрессора №3	1РБ		0,5S/1,0	600/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
169	ДКУ-Б Электродвигатель компрессора №2	1РБ		0,5S/1,0	600/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
170	Резерв	1РБ		0,5S/1,0	600/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
171	Т-314 ТСН 6/0,4кВ ДКС	1РБ		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
172	Резерв	1РБ		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
173	НТВ-Б Насос охлаждения вспомогательного оборудования №2	1РБ		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	2 этап
174	НЗК-В Насос замкнутого контура охлаждения вспомогательного оборудования №3	1РБ		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	2 этап
175	НЗК-Б Насос замкнутого контура охлаждения вспомогательного оборудования №2	1РБ		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
176	Резерв	1РБ		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
177	Т-412Б ТСН 6/0,4кВ газовой турбины. Секция Б	1РБ		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
178	Т-411Б ТСН 6/0,4кВ паровой турбины. Секция Б	1РБ		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	2 этап
179	Т-410Б Трансформатор СН 6/0,4кВ ОСН. Секция Б	1РБ		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
180	Резерв	1РБ		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	

181	ПЭН-Б Питательный насос высокого давления с гидромуфтой №2	1РБ		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	2 этап
182	ЦН-Б Насос циркуляционный №2	1РБ		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	2 этап
183	ТВ-РБ 6/0,45кВ резервной системы возбуждения ПТ	1РБ		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
184	Ввод рабочего питания с.РМ-3А	РМ-3А		0,5S/1,0	1500/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
185	Ввод резервного питания с.РМ-3А от магистрали МРП-2А ТЭЦ-25	РМ-3А		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	КУ
186	Т-40Р-10А Резервный ТСН 6/0,4кВ в ГК	РМ-3А		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
187	Резерв	РМ-3А		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
188	Ввод рабочего питания с.РМ-3Б	РМ-3Б		0,5S/1,0	1500/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
189	Ввод резервного питания с.РМ-3Б от магистрали МРП-2Б ТЭЦ-25	РМ-3Б		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	КУ
190	Т-40Р-10Б Резервный ТСН 6/0,4кВ в ГК	РМ-3Б		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	
191	Т-312 Резервный ТСН 6/0,4кВ в здании циркнасосной	РМ-3Б		0,5S/1,0	400/5; 0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,5	2 этап

* нумерация ИИК ТИ приведена с учётом действующей нумерации в части ТЭЦ-25.

* КУ- коммерческий учёт.

* 2 этап – нагрузки присоединений организуется на втором этапе строительства, при этом ИИК в составе КРУ 6кВ реализуется на первом этапе (присоединения остаются без фактической нагрузки до реализации 2 этапа).

2 этап строительства

№ ИИК	Диспетчерское наименование	№ сек (с.ш.)	№ яч. (пан.)	Счетчик	ТТ	ТН	Примечание
Генератор							
192	ТГ-1Б (расчетный)			0,2S/0,5	8000/1; 0,2S	$\frac{10}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,2	КУ
193	ТГ-1Б (контрольный)			0,2S/0,5	8000/1; 0,2S	$\frac{10}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,2	КУ
500 кВ							
194	Т-91Б (ВН)			0,2S/0,5	1000/1; 0,2S	$\frac{500}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,2	КУ
10 кВ							
195	ТВ-1Б			0,5S/1,0	300/1; 0,2S	$\frac{10}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$; 0,2	

* нумерация ИИК ТИ приведена с учётом действующей нумерации в части ТЭЦ-25, а также 1 этапа строительства ПГУ.

* КУ- коммерческий учёт.

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	
2-3	Схема размещения точек измерения АИИС КУЭ	
4-6	Схема структурная информационных связей АИИС КУЭ	
7	План расположения оборудования АИИС КУЭ	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разработал		Петушков			18.02.26
Нач. отдела		Корольков			18.02.26
Н. контр.		Тукмачев			18.02.26
ГИП		Яшукова			18.02.26

25-83G1-00-ИОС1.4.1-263-ГЧ

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт
как независимого предприятия на территории промзоны
ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго»

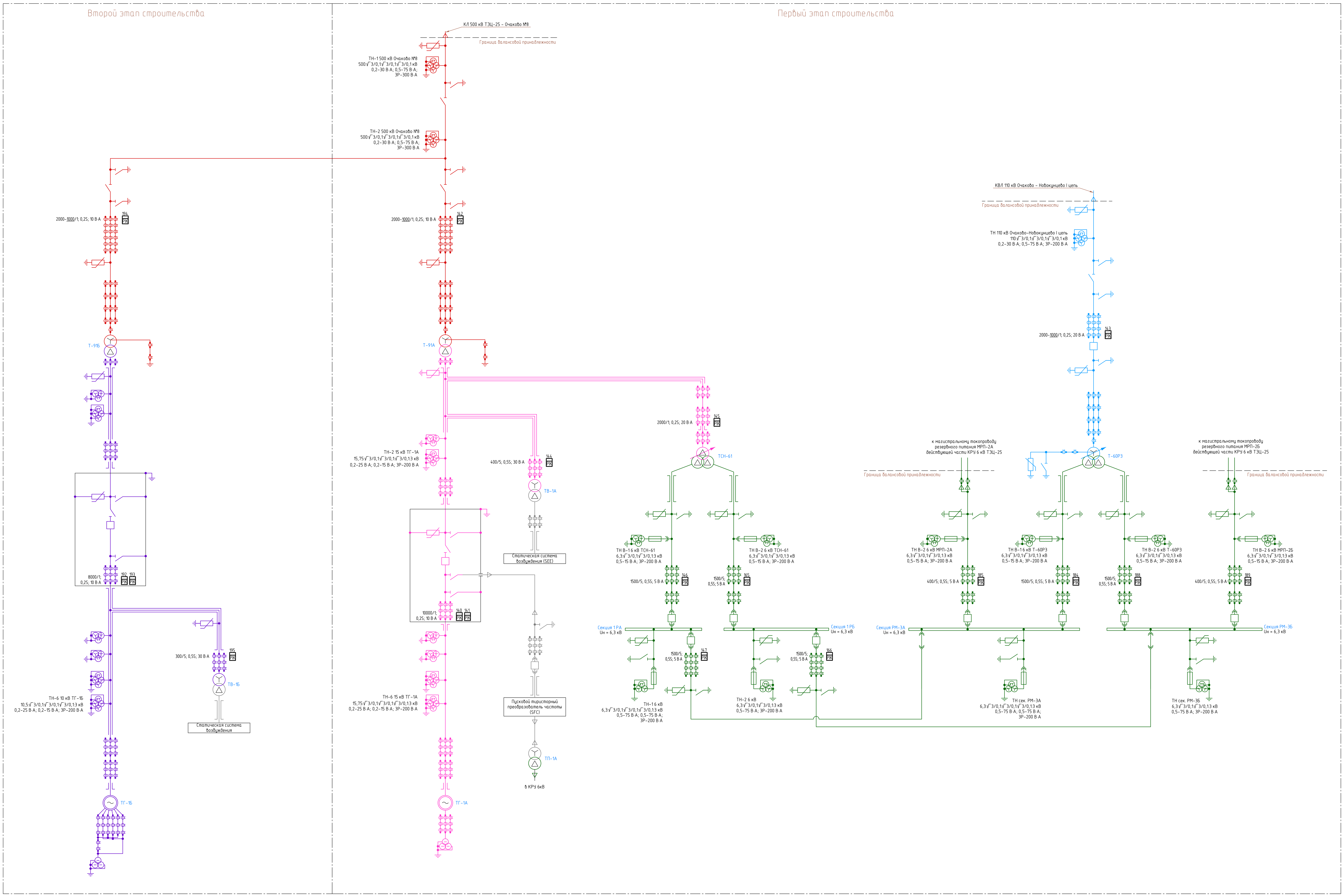
Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	7

Ведомость графической части

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Формат А4



Примечание:
1. Схему размещения точек измерения КРУ 6 кВ ПГУ см. лист 3.
2. Для учёта на генераторах используются счётчики Меркурий 234 ARTMX2 (с функцией телемеханики).
3. Расширение АИИС КУЭ ПАО "Мосэнерго" (в части ячеек существующего КРУ 6кВ секц. МРП-2А и МРП-2Б на ТЭЦ-25) выполняется по отдельному титулу.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.4.1-263-ГЧ
						Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго»
Разработал		Петушков			18.02.26	Графическая часть — Стадия: П; Лист: 2; Листов:
Нач. отд.		Корольков			18.02.26	Схема размещения точек измерения АИИС КУЭ
Н.контр.		Тукмачев			18.02.26	Общество с ограниченной ответственностью "МОСЭНЕРГОПРОЕКТ" (ООО "МЭП")

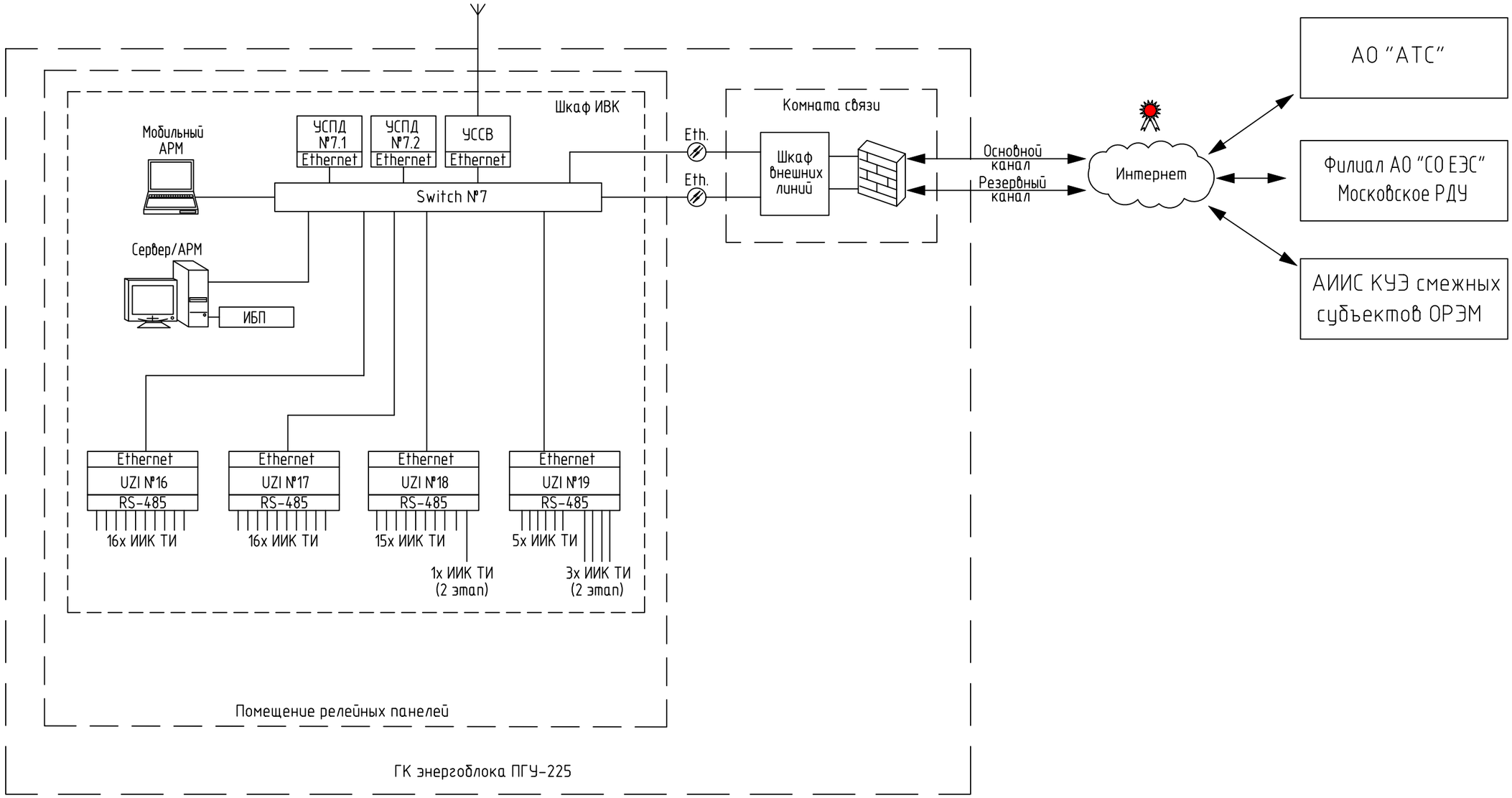
Формат А0

Согласовано
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Примечание:
1. Счётчики КРУ 6кВ (Меркурий 234 ARTMX2) поставляются комплектно с ячейками КРУ.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.4.1-263-ГЧ
						Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго»
Разработал	Петушков				18.02.26	Графическая часть — Стадия: П; Лист: 3; Листов:
Нач. отд.	Корольков				18.02.26	Схема размещения точек измерения АИИС КУЭ
Н.контр.	Тукмачев				18.02.26	Общество с ограниченной ответственностью "МОСЭНЕРГОПРОЕКТ" (ООО "МЭП")

Формат А2х6



– xml-сообщение с электронной подписью субъекта ОРЭМ

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Петушков			18.02.26
Нач. отд.		Корольков			18.02.26
Н.контр.		Тукмачев			18.02.26

25-83G1-00-ИОС1.4.1-263-ГЧ

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго»

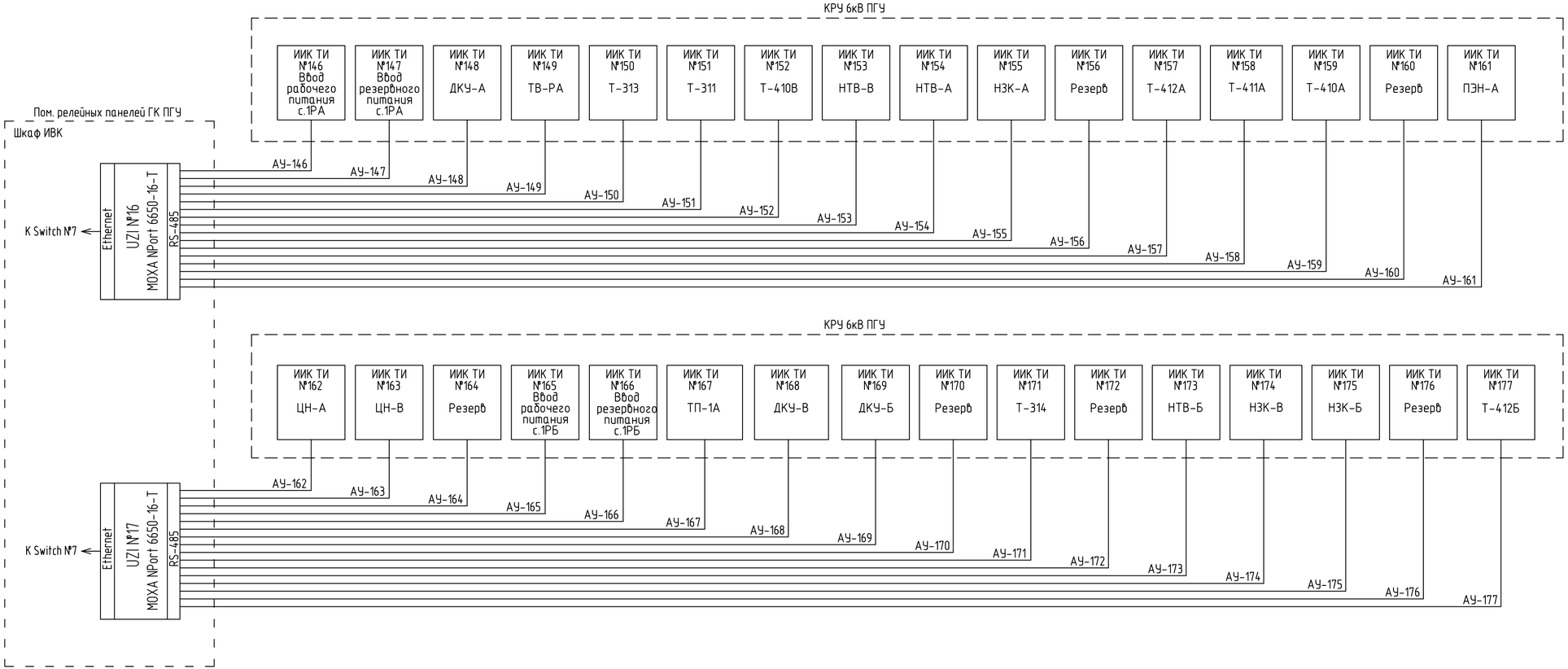
Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	4	

Схема структурная информационных связей АИИС КУЭ

Общество с ограниченной ответственностью "МОСЭНЕРГОПРОЕКТ" (ООО "МЭП")

Формат А3



Примечание:
1. Счётчики КРУ 6кВ (Меркурий 234 ARTMX2) поставляются комплектно с ячейками КРУ (на 1 этапе строительства).

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Петушков			18.02.26
Нач. отд.		Корольков			18.02.26
Н.контр.		Тукмачев			18.02.26

25-83G1-00-ИОС1.4.1-263-ГЧ

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

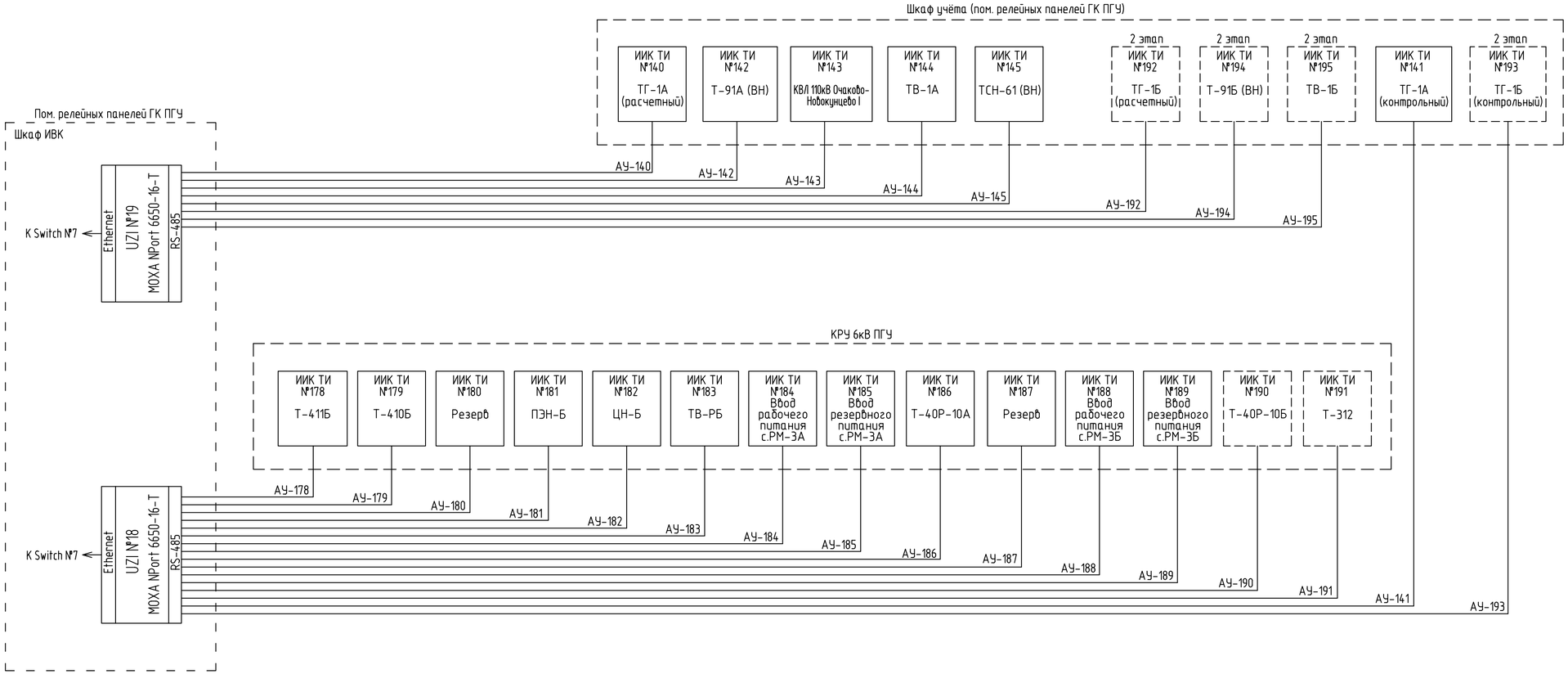
Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	5	

Схема структурная информационных связей АИИС КУЭ

Общество с ограниченной ответственностью "МОСЭНЕРГОПРОЕКТ" (ООО "МЭП")

Формат А4х3



Примечание:
1. Счётчики КРУ 6кВ (Меркурий 234 ARTMX2) поставляются комплектно с ячейками КРУ (на 1 этапе строительства).
2. Для учёта на генераторах используются счётчики Меркурий 234 ARTMX2 (с функцией телемеханики).

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Петушков			18.02.26
Нач. отд.		Корольков			18.02.26
Н.контр.		Тукмачев			18.02.26

25-83G1-00-ИОС1.4.1-263-ГЧ

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»

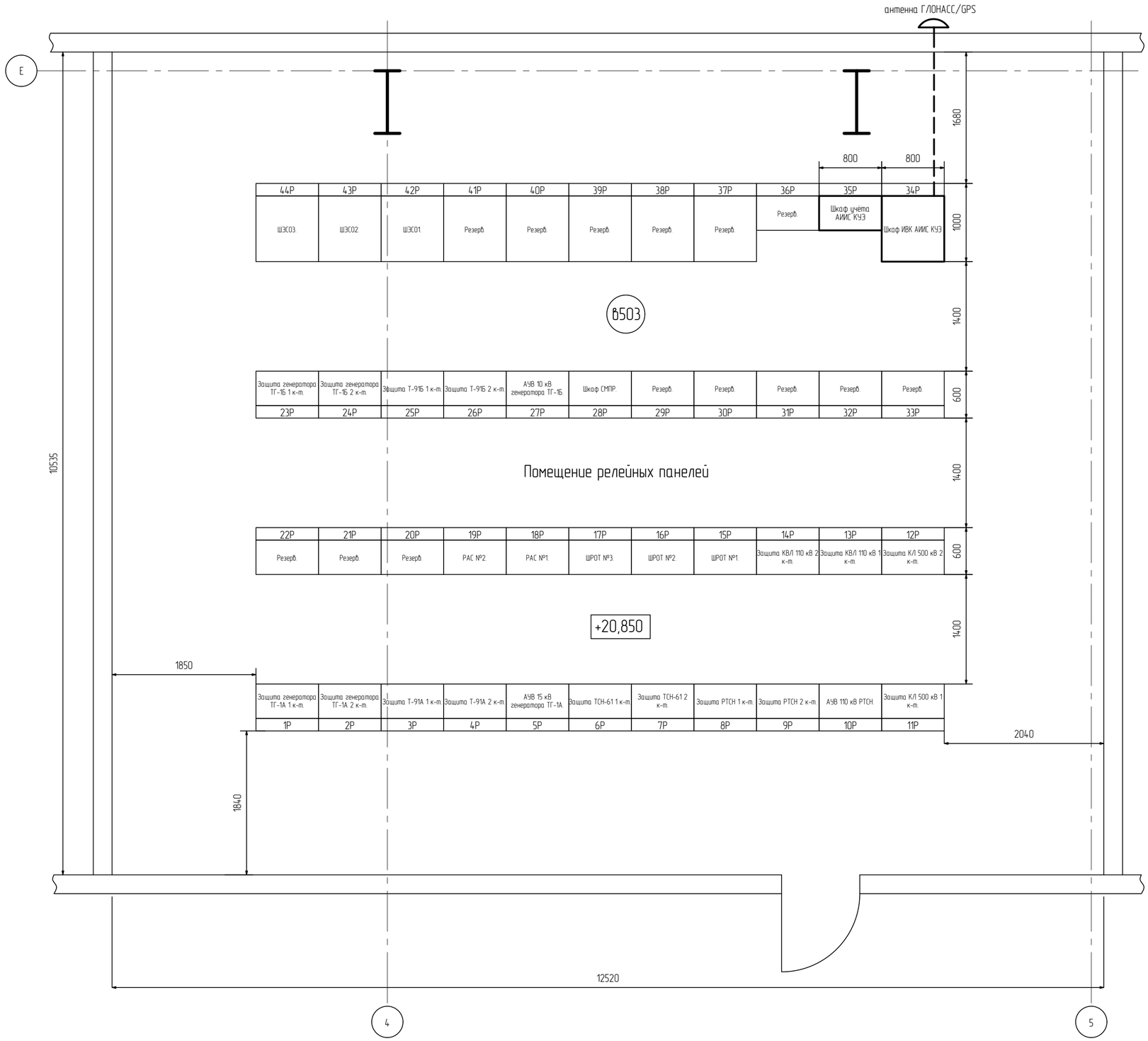
Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	6	

Схема структурная информационных связей АИИС КУЭ

Общество с ограниченной ответственностью "МОСЭНЕРГОПРОЕКТ" (ООО "МЭП")

Формат А4х3



Примечание:

1. Размещение шкафов АИИС КУЭ в пом. релейных панелей показано предварительно и может быть уточнено на стадии рабочего проектирования.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.4.1-263-ГЧ
						Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО «Мосэнерго»
Разработал		Петушков			18.02.26	Графическая часть
Нач. отд.		Корольков			18.02.26	План расположения оборудования АИИС КУЭ
Н.контр.		Тукмачев			18.02.26	

Стадия	Лист	Листов
П	7	

Общество с ограниченной ответственностью "МОСЭНЕРГОПРОЕКТ" (ООО "МЭП")

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А2