Общество с ограниченной ответственностью «ОНИКС»

Оборудование РП-5 (инв. № 010000328) г. Бокситогорск ЛО

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

РП-5 6 кВ.
АИИС КУЭ

012-147-АСК

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2020

Общество с ограниченной ответственностью «ОНИКС»

Оборудование РП-5 (инв. № 010000328) г. Бокситогорск ЛО

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

РП-5 6 кВ.
АИИС КУЭ

012-147-АСК

Изм.	№. док	Подп.	Дата
1	014-19		12.19
2	015-19		01.20

Главный инженер проекта Д.Д. Кезевич

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2020

ОНИКС

Общество с ограниченной ответственностью «ОНИКС»

Оборудование РП-5 (инв. № 010000328) г. Бокситогорск ЛО

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

РП-5 6 кВ.
АИИС КУЭ

012-147-АСК

Изм.	№. док	Подп.	Дата
1	014-19		12.19

Главный инженер проекта Д.Д. Кезевич

Рассмотрено.
Инж. РЭС г. Бокситогорск
Веселов А.В.

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2019

«Согласовано»
Главный инженер филиала
АО «ЛОЭСК»
«Восточные электросети»
/Крылова Т.М./
«27» 12 2019 г.

Ведомость рабочих чертежей основного комплекта

Лист	Наименование	Примечание
1	2	3
1.1-1.57	Пояснительная записка	Изм.2 (зам.)
2	Однолинейная электрическая схема РУ 6 кВ с указанием точек учета	Изм.2 (зам.)
3	Структурная схема сбора и передачи информации	Изм.2 (зам.)
4.1-4.3	Развернутая схема присоединения информационных и вторичных цепей АИИС КУЭ	Изм.2 (зам.)
5	План РП-5 6 кВ с указанием оборудования АИИСКУЭ	Изм.1 (нов.)

Рабочая документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, актом выбора трассы, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасности зданий, строений, сооружений и безопасного использования, прилегающих к ним территорий, государственными стандартами, нормами и правилами, действующими на дату выпуска проекта, и с соблюдением технических условий.

Главный инженер проекта Д. Д. Кезевич

«10» января 2020г.

Согласовано

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
2	-	зам.	015-19		01.20
1	-	зам.	014-19		12.19

012-147-АСК

Разработал	Фоменко		12.19
Проверил	Кезевич		12.19
Н.контр.	Уткин		12.19
ГИП	Кезевич		12.19

Оборудование РП-5
(инв. № 010000328)
г. Бокситогорск ЛО

Стадия	Лист	Листов
Р	1.1	57

ООО «Оникс»
г. Санкт-Петербург

Ведомость прилагаемых и ссылочных документов

Обозначение	Наименование	Примечание
1	2	3
Прилагаемые документы		
012-147-АСК.С	Спецификация оборудования и материалов	Изм.2 (зам.)
012-147-АСК.ВР	Ведомость объемов работ	Изм.2 (зам.)
Приложение 1	Техническое задание	на 2 листах
Приложение 2	Выписка из реестра членов саморегулируемой организации от 18.09.2019 № 4	на 2 листах
Приложение 3	Письмо филиала АО «ЛОЭСК» Восточные электрические сети № 20-03/2289 от 06.09.2019	
Приложение 4	Нормальная схема электрических соединений РП №5 на 2018 г.	
Приложение 5	План РП-5	
Приложение 6	Согласование схем РУ 6 кВ РП-5	на 2 листах

Состав проектной документации

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	012-500-ЭП	РП-5 6 кВ. Электротехнические решения	
2	012-500-РЗ	РП-5 6 кВ. Релейная защита	
3	012-147-АСК	РП-5 6 кВ. АИИС КУЭ	

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 5
2 ОЧЕРЕДНОСТЬ И СОСТАВ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ 9
3 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ 10
4 ОПИСАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ АИИС КУЭ 13
5 ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ 14
6 ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ 29
7 МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АИИС КУЭ 35
8 МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ 46
9 СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫЕ, ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ 50
10 ВЫПОЛНЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ 55
11 СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ, ИНСТРУМЕНТЫ И ПРИНАДЛЕЖНОСТИ 56
12 МЕРЫ ПО ОХРАНЕ ТРУДА И ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ 57
13 МЕРЫ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ 57

1 Общие положения

1.1 Перечень организаций, участвующих в разработке системы

Организация-заказчик: АО «ЛОЭСК».
Проектная организация: ООО «ОНИКС».

1.2 Объект создания АИИС КУЭ

Объектом создания автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) является реконструируемое РУ 6 кВ РП-5 в г. Бокситогорске Ленинградской области.

Полное наименование системы: Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии РП-5 6 кВ АО «ЛОЭСК». Условное обозначение системы: АИИС КУЭ РП-5 6 кВ.

Создаваемая АИИС КУЭ призвана обеспечить процессы измерений, сбора, обработки и предоставления информации, в объеме, необходимом для ведения и обеспечения учета электроэнергии на объекте в условиях новых отношений на розничном рынке электроэнергии.

АИИС КУЭ РП-5 6 кВ представляет собой узел учета, состоящий из трех точек учета указанных в ТУ на организацию коммерческого учета электрической энергии (мощности), две из них установлены непосредственно на ячейках РУ 6 кВ отходящих ВЛ 6 кВ, третья – в отдельно стоящем шкафчике, также расположенном в РУ 6 кВ поблизости от существующего ЩСН 0,4 кВ РП-5 6 кВ.

Разработанная документация предназначена для выполнения монтажных и пусконаладочных работ при создании АИИС КУЭ РП-5 6 кВ, а так же для заказа и приобретения для этих целей оборудования и материалов.

1.3 Обоснования для разработки рабочего проекта и исходные данные

Рабочий проект (далее – проект) на систему коммерческого учета электрической энергии (мощности) разработан ООО «ОНИКС» в соответствии с требованиями ГОСТ 34.201-89, на основании Договора с АО «ЛОЭСК» на выполнение работ по объекту реконструкции «Оборудование РП-5 (инв.№010000328) г. Бокситогорск ЛО».

Исходными данными для выполнения проекта послужили:

- инвестиционная программа АО «ЛОЭСК»;
- техническое задание по объекту реконструкции: «Оборудование РП-5 (инв. № 010000328) г. Бокситогорск ЛО»;
- письмо филиала АО «ЛОЭСК» Восточные электрические сети № 20-03/2289 от 06.09.2019;
- техническая документация на счетчики электрической энергии и элементы АИИС КУЭ.

1.4 Характеристика объекта

Действующий РП-5 6 кВ является собственностью филиала АО «ЛОЭСК» Восточные электрические сети (далее – сетевая организация).

Точки учета электроэнергии РП-5 6 кВ определены в соответствии с письмом филиала АО «ЛОЭСК» Восточные электрические сети № 20-03/2289 от 06.09.2019 в ячейке № 3 (ф. РП-4 Л№1) и ячейке № 12 (ф. РП-4 л№2). По дополнительным требованиям организован коммерческий учет электрической энергии (мощности) от РУ 0,4 кВ ПС 35/6 кВ «Губская» в ЩСН 0,4 кВ РП-5 6 кВ.

Принципиальная электрическая схема РП-5 6 кВ с указанием точек измерения электроэнергии приведена на чертеже 012-147-АСК_л.2_изм1.

Структурная схема сбора и передачи информации АИИС КУЭ РП-5 6 кВ приведена на чертеже 012-147-АСК_л.3_изм1.

Перечень точек измерения РП-5 6 кВ приведен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Перечень точек измерения электроэнергии РП-5 6 кВ

№ ТИ	Наименование присоединения	Тип счетчика	Тип учета	Место установки счетчика
1.	ф. РП-4 Л№1	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	КУ	РУ 6 кВ, Ячейка № 3
2.	ф. РП-4 Л№2	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	КУ	РУ 6 кВ, Ячейка №12
3.	ЩСН 0,4 кВ	ПСЧ-4ТМ.05МК.22	КУ	РУ 6 кВ, ШУ1

На РП-5 6 кВ учет электроэнергии организован на двух присоединениях 6 кВ и одном 0,4 кВ, т.е. организованы 3 точки измерений.

На присоединениях 6 кВ измеряется реверсивный переток активной и реактивной электроэнергии, на присоединении 0,4 кВ измеряется активная и реактивная электроэнергия в прямой направлении, таким образом, число измерительных каналов, входящих в АИИС КУЭ РП-5 6 кВ составляет 2ТИ×4 + 1ТИ×2 = 10 измерительных каналов.

1.5 Назначение АИИС КУЭ

АИИС КУЭ РП-5 6 кВ предназначена для обеспечения:

- эффективного контроля и учета потребления электроэнергии;
- сбора, обработки и хранения параметров электропотребления коммерческого учета электроэнергии;
- анализа полноты и достоверности данных измерений;
- регистрации параметров потребления с возможностью автоматической передачи данных в центр сбора информации с заданной периодичностью:
  - в сбытовую компанию ООО «РКС-Энерго»;
  - в электросетевую компанию АО «ЛОЭСК».

Создание АИИС КУЭ предоставит потребителю следующие возможности:

- возможность анализа внутреннего электропотребления;
- снижение потерь электроэнергии;
- соблюдение заданного режима потребления электроэнергии (контроль перегрузки, соблюдение графика потребления и пр.);
- повышение уровня организации учета энергоресурсов, оперативности и достоверности получения информации.

1.6 Цели создания АИИС КУЭ

Целью создания АИИС КУЭ РП-5 6 кВ является:

- обеспечение АО «ЛОЭСК», ООО «РКС-Энерго» своевременной, полной и достоверной информацией необходимой для коммерческих расчетов;
- повышение эффективности использования энергоресурсов;
- обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии;
- переход на современные формы оплаты потребляемой электроэнергии.

Контроль за выполнением договорных обязательств по энергопотреблению выполняется техническим персоналом и включает в себя:

- формирование графика потребления электрической энергии;
- проверку соответствия текущего потребления электрической энергии договорным обязательствам.

1.7 Перечень используемых нормативно-технических документов

При разработке проекта использовалась следующая документация:

- ГОСТ 2.001-2013 ЕСКД. Общие положения;
- ГОСТ 2.103-2013 ЕСКД. Стадии разработки;
- ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам; ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы;
- ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам; ГОСТ 2.120-73 ЕСКД. Технический проект;
- ГОСТ 2.601-2013 ЕСКД. Эксплуатационные документы;
- ГОСТ 27.001-2009 Надежность в технике. Система управления надежностью. Основные положения;
- ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике. Термины и определения;
- ГОСТ 27.003-2016 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности;
- ГОСТ 27.310-95 Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения;
- ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения;
- ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
- ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
- ГОСТ Р 50922-2006 Защита информации. Основные термины и определения;
- ГОСТ Р 8-563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методика выполнения измерений;
- ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
- ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия;
- ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;
- ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения;
- 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;
- ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Счетчики статические реактивной энергии;

- РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении;
- РД 34.11.321-96 Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций;
- РД 34.11.333-97 Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии.
- РД 34.11.114-98 Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования;
- РД 153-34.0-11.209-99 Рекомендации РАО «ЕЭС России» «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности»;
- РД Государственной технической комиссии при Президенте Российской Федерации «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации», г. Москва, Гостехкомиссия, 1992 г.;
- РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения;
- РМГ 127-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок аккредитации метрологических служб юридических лиц на право аттестации методик выполнения измерений и проведения метрологической экспертизы документов;
- СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства;
- СТО 70238424.27.100.038-2009 Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования;
- СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования;
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ);
- Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии и мощности (АСКУЭ) ОЭС Центра. Техническое задание, № 10-43-т1, 1997 г., институт «Энергосетьпроект», г. Москва;
- Правила устройств электроустановок (ПУЭ) 7-е и 6-е издание. – Санкт-Петербург: Издательство ДЕАН, 2001.-928 с.;
- Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (с изменениями на 13 сентября 2018 года);
- Основные положения по созданию автоматизированных систем контроля и управления потреблением и сбытом энергии в энергосетях (АСКУЭ) Утв. Минэнерго СССР 10.12.87;
- Типовые технические требования к средствам автоматизации контроля и учёта электроэнергии и мощности для АСКУЭ энергосистем. Утв. РАО «ЕЭС России» 11.10.94.

2 Очередность и состав выполнения работ

Выполнение работ, с последующей сдачей в опытную и промышленную эксплуатацию допускается производить в несколько основных этапа. В их объем должны быть включены работы по созданию АИИС КУЭ и вводу ее в промышленную эксплуатацию.

2.1 Разработка концепции АИИС КУЭ

Разработка концепции включает в себя:

- изучение энергообъекта;
- проведение необходимых научно-исследовательских работ;
- разработка вариантов построения АИИС КУЭ;
- оформление отчета.

2.2 Рабочий проект

- разработанная документация должна выполняться в соответствии с требованиями ТЗ на создание АИИС КУЭ и должна соответствовать действующим нормативно-техническим документам определяющим порядок разработки, согласования и состав технической документации;
- разработанная документация должна быть согласована с ООО «РКС-Энерго»;
- разработанная документация утверждается заказчиком;
- разработанная документация согласовывается со всеми заинтересованными организациями;
- при выполнении технорабочего проекта разрабатываются проекты методик выполнения измерений в соответствии с требованиями ГОСТ 8.563-2009.

2.3 Ввод в действие

Ввод в действие включает в себя следующие этапы работ:

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

3 Основные технические решения

3.1 Решения по структуре АИИС КУЭ

АИИС КУЭ РП-5 6 кВ спроектирована как иерархическая интегрированная автоматизированная система с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Схема АИИС КУЭ является двухуровневой, с иерархической, распределенной обработкой информации:

– 1-ый уровень точки измерения (ИИК ТИ) – уровень проведения измерений. Совокупность функционально объединенных программно-технических средств учета электроэнергии (трансформатор тока (ТТ), трансформатор напряжения (ТН), вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии, каналы сбора данных со счетчиков и коммутационную аппаратуру) по данной точке измерений, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых физических величинах. Измерительно-информационный комплекс точки измерений выполняет законченную функцию измерений и имеет нормированные метрологические характеристики.

– 2-ой уровень информационно-вычислительный комплекс (ИВК) – информационный уровень Центра сбора и обработки информации (ЦСОИ) АИИС КУЭ. Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств для решения задач сбора, диагностики и обработки информации по учету электроэнергии в сечении поставки участника обращения электрической энергии оптового рынка, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации. Уровень ИВК обеспечивает также передачу данных:

- в ЦСОИ сбытовой компании ООО «РКС-Энерго»;
- в ЦСОИ электросетевой компании АО «ЛОЭСК».

Настоящим проектом рассматривается уровень ИИК ТИ (измерительно-информационный комплекс точки измерения).

Уровень ИВК существующий и проектом не разрабатывается.

Для организации пункта приема данных потребителем может использоваться переносной персональный компьютер (ноутбук) с программным обеспечением для получения информации энергоучета, коды доступа определяются Сбытовой компанией на узлы учета Абонента.

3.2 Функциональные задачи уровня ИИК ТИ и ИВК

ИИК ТИ обеспечивает решение следующих функциональных задач:

- автоматическое проведение измерений в точках учета электрической энергии;
- архивирование учетных параметров потребления электрической энергии, полученных в результате измерений;
- передача по запросу информации, полученной в результате измерений и архивирования на уровень ИВК.

ИВК решает следующие функциональные задачи:

- автоматический сбор и архивирование учетных параметров потребления электрической энергии, полученных с уровня ИВКЭ;
- диагностики и автоматизированной обработки и хранения информации по учету электроэнергии;
- автоматизированного сбора и обработки информации по состоянию ИИК ТУ;

– контроля достоверности информации;
– обеспечение интерфейсов доступа к информации со стороны внешних систем;
– автоматическая подготовка отчетов о потреблении электроэнергии за учетные интервалы времени;
– передача данных о потреблении электроэнергии за учетные интервалы времени в сбытовую и электросетевую компанию, на пункта приема данных потребителя.

3.3 Решения по взаимосвязям АИИС КУЭ со смежными системами

АИИС КУЭ обеспечивает передачу результатов измерений коммерческой информации, в режимах автоматической передачи данных или выполнения запроса «по требованию» по каналам передачи данных следующим субъектам:
– ЦСОИ сбытовой компании ООО «РКС-Энерго»;
– ЦСОИ электросетевой компании АО «ЛОЭСК»;
– пункт приема данных потребителя.

Архитектура программного обеспечения используемого в АИИС КУЭ обеспечивает соблюдение принципов взаимодействия открытых систем.

Для возможности расширения функций ИВК «Пирамида», обеспечена поддержка распределенной архитектуры системы и обмен данными с ИВК смежных субъектов, а также возможность предоставления данных информационным системам прочих потребителей коммерческой информации.

Предоставление данных по интерфейсу передачи информации от АИИС КУЭ осуществляется в соответствии с нормативными документами и договорными отношениями, Федеральными законами «Об информации, информатизации и защите информации».

Связь между ИИК ТИ и ИВК

В соответствии с требованиями к информационным каналам измерительно-информационных комплексов отдельных точек учета (измерения) АИИС КУЭ в проекте предусмотрен канал связи между ИИК ТУ и ИВК обеспечивающий следующие показатели:
– скорость передачи данных не менее 9600бит/с;
– коэффициент готовности не хуже 0,95.

Канал организован с использованием GPRS-модема Link ST100, предназначенным для организации сбора информации со счетчиков электрической энергии через интерфейс RS-485. Также для контроля состояния удаленного объекта автоматизации, посредством удаленного радиодоступа через сеть сотовой связи стандарта GSM-900/1800 и по локальной сети Ethernet.

Связь между АИИС КУЭ и сбытовой (электросетевой компанией)

Передача результатов измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений возможно осуществлять как в режимах автоматической передачи данных, так и в режиме выполнения запроса “по требованию”.

Информационные каналы межсистемного обмена данными обеспечивают следующие показатели:
– скорость передачи данных не менее 9600бит/с;
– коэффициент готовности не хуже 0,95.

Передача коммерческой информации осуществляется по радиотелефонной связи стандарта GSM в режиме пакетной передачи данных (GPRS) или в режиме канальной передачи данных (CSD - модемное соединение).

Связь между ПУ и пунктом приёма данных потребителя

В качестве программного обеспечения информационного обмена со счетчиком компьютера пункта приёма данных потребителя служит ПО «Пирамида 2000. Мобильный АРМ». ПО предназначено для ручного переноса данных с удаленных устройств в основную систему АИИС КУЭ, а так же для контрольного доступа к устройствам. ПО как правило устанавливается на переносной компьютер типа Notebook. С помощью данной программы можно выгружать данные:

- расчёт электроэнергии с учётом временных зон и т.д.;
- нахождение максимумов мощности для каждой временной зоны;
- представление данных для анализа в табличном и графическом виде;
- опрос параметров сети и вывод результата в виде графиков за день;
- выгрузка Excel отчётов для розничного рынка (приказ 442).

Минимальные системные требования:

- операционная система Microsoft Windows 2000;
- процессор Intel Pentium 4, с тактовой частотой не ниже 1 ГГц;
- 2 Гб оперативной памяти;
- 5 Гб свободного места на жестком диске;
- Ethernet адаптер.

Необходимое программное обеспечение:

- операционная система – Microsoft Windows 20xx, XP, 7, 8.x;
- MS SQL сервер, допускается использование MSDE2000 с Windows 2000, XP (инструкция по установке в документе «Установка MSDE 2000»);
- для построения отчетов формата Excel необходим Microsoft Office (20xx).

Рекомендуемые настройки системы Windows (2000 и XP) для корректной работы:

- в свойствах экрана (темы) установлена “Классическая” тема;
- в региональных настройках установлен русский язык;
- не установлены шрифты сторонних производителей;
- разрешение экрана не меньше 1024x786.

4 Описание технического обеспечения АИИС КУЭ

4.1 Общие положения

Аппаратно-программные средства, образующие систему сбора информации АИИС КУЭ для расчетного учета электроэнергии, подлежат Государственному метрологическому контролю и надзору. Достоверность предоставляемых данных должна обеспечиваться соответствием средств измерений требованиям Госстандарта, то есть применением:

- серийно выпускаемых измерительных трансформаторов, поставляемых с метрологическими характеристиками в соответствии с ГОСТ 7746-2015 и ГОСТ 1983-2015;
- счетчиков, средств измерения и связи, имеющих сертификат об утверждении типа средств измерений.

Классы точности трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и электросчетчиков установлены ПУЭ, «Типовыми техническими требованиями к средствам и системам автоматизированного учета электроэнергии и мощности», рекомендациями РД 153-34.0-11.209-99, а также техническими условиями и должны быть:

- для трансформаторов тока не более 0,5S;
- для трансформаторов напряжения не более 0,5;
- для расчетных счетчиков не более 1,0.

4.2 Структура технического обеспечения ИИК ТИ

1. Измерительный канал ИИК ТИ АИИС КУЭ включает:

- измерительные трансформаторы тока типа ТЛО-10 (вновь устанавливаемые) с коэффициентом трансформации 300/5, класса точности 0,5S;
- измерительные трансформаторы напряжения типа НТМИ-6 (существующие), с коэффициентом трансформации 6000/100, и класса точности 0,5;
- счетчики электроэнергии;
- вторичные цепи.

Измерительный канал ИИК ТИ обеспечивает автоматическое проведение измерений в данной точке измерения.

2. Информационный канал ИИК ТИ предназначен для передачи информации со счетчиков на СБД и состоит из каналов связи и каналообразующей аппаратуры. Он обеспечивает автоматический сбор, диагностику и автоматизированную обработку информации по учету электрической энергии в сечении поставки, а также интерфейсы доступа к этой информации и ее представление в соответствии с требованиями технического задания.

5 Технические решения

5.1 Общие технические требования

Все средства измерений, входящие в состав измерительных комплексов электроэнергии, имеют сертификаты утверждения типа и внесены в Реестр средств измерений.

Система учёта электроэнергии выполняет заданные функции при нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы электрической сети. При этом, обеспечивается работа входящих в неё элементов с погрешностями, не превышающими предельные, установленные заводскими техническими условиями (ТУ) на указанные элементы.

Система учёта электроэнергии защищена от воздействия (сверх установленных ТУ на элементы) электромагнитных полей, механических повреждений и несанкционированного доступа.

Подключение вновь устанавливаемых счетчиков к цепям напряжения выполнить отдельным кабелем от шин.

Для безопасной установки и замены счетчиков трансформаторного включения предусмотрена установка испытательных коробок.

5.2 Функции и характеристики технических устройств

5.2.1 Электронные счётчики серии ПСЧ-4ТМ.05МК

Электронный счётчик серии ПСЧ-4ТМ.05МК многофункциональный прибор, сочетающий микропроцессорный счетчик электрической энергии и прибор для контроля показателей качества электроэнергии предназначенный для технического и коммерческого учета электрической энергии, потоков мощности в энергосистемах, на промышленных предприятиях, межсистемных перетоках и работающий как автономно, так и в составе автоматизированных систем контроля и управления потреблением электроэнергии (АСКУЭ).

В создаваемой системе применяются счетчики двух модификаций:

– ПСЧ-4ТМ.05МК.00 – организация учета отходящих линий 6 кВ;
– ПСЧ-4ТМ.05МК.22 – организация учета в ЩСН 0,4 кВ.

Функциональные возможности счетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.00:

– тип измеряемой энергии – активная и реактивная, двунаправленный;
– имеет встроенный тарификатор;
– имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи - RS-485 и оптический порт;
– наличие резервного блока питания, наличие профиля, расширенный журнала событий, элементы качества электроэнергии.

Функциональные возможности счетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.22:

– тип измеряемой энергии – активная и реактивная, однонаправленный;
– имеет встроенный тарификатор;
– имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи - RS-485 и оптический порт;
– наличие резервного блока питания, наличие профиля, расширенный журнала событий, элементы качества электроэнергии.

Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК.00 имеют следующие основные характеристики:
- класс точности при измерении активной электроэнергии – 0,5S;
- класс точности при измерении реактивной электроэнергии – 1;
- номинальный $I_{ном}$ (максимальный $I_{макс}$) ток – 5(10) А;
- номинальное напряжение $U_{ном}$ – 3×(57,7-115)/(100-200) В;
- установленный рабочий диапазон напряжений – от $0{,}8U_{ном}$ до $1{,}15U_{ном}$.;
- предельный рабочий диапазон фазных напряжении (в любых двух фазах) – от 0 до 440 В;
- номинальная частота сети – 50 Гц;
- диапазон рабочих частот – от 47,5 до 52,5 Гц;
- полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более – 0,1 ВА;
- активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения, не более – 0,5 (0,8) Вт (ВА);
- габаритные размеры (высота ×ширина ×длина), не более – 309×170×92 мм;
- средняя наработка до отказа, не менее – 165000 ч;
- интервал между поверками – 12 лет;
- средний срок службы, не менее – 30 лет.

Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК.22 имеют следующие основные характеристики:
- класс точности при измерении активной электроэнергии – 1;
- класс точности при измерении реактивной электроэнергии – 2;
- базовый $I_б$ (максимальный $I_{макс}$) ток – 5(100) А;
- номинальное напряжение $U_{ном}$ – 3×(120-230)/(208-400) В;
- установленный рабочий диапазон напряжений – от $0{,}8U_{ном}$ до $1{,}15U_{ном}$.;
- предельный рабочий диапазон фазных напряжении (в любых двух фазах) – от 0 до 440 В;
- номинальная частота сети – 50 Гц;
- диапазон рабочих частот – от 47,5 до 52,5 Гц;
- полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более – 0,1 ВА;
- активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения, не более – 1,1 (1,9) Вт (ВА);
- габаритные размеры (высота ×ширина ×длина), не более – 309×170×92 мм;
- средняя наработка до отказа, не менее – 165000 ч;
- интервал между поверками – 12 лет;
- средний срок службы, не менее – 30 лет.

Постоянная счётчика и стартовый ток (чувствительность), при котором счётчик начинает регистрировать энергию, приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Модификация счетчика	**Постоянная счетчика, имп/(кВт*ч), имп/(квар*ч)**		**Стартовый ток (чувствительность), мА**
	в основном режиме (А)	**в режиме поверки (В)**	
ПСЧ-4ТМ.05МК.00	5000	160000	$0{,}001I_{ном} = 5$
ПСЧ-4ТМ.05МК.22	250	8000	$0{,}004I_б = 20$

Счетчики оснащены двумя равноприоритетными независимыми гальванически изолированными интерфейсами связи - RS-485 и оптическим портом.

Электросчетчики ведут журналы событий, журналы показателей качества электричества, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Счетчики электроэнергии обеспечивают возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания множества параметров и данных через интерфейсы связи RS-485 или оптический порт.

Счетчики имеют индикатор для отображения данных учета и измерений.

В состоянии «замкнуто» сопротивление выходной цепи передающего устройства не превышает 200 Ом. В состоянии «разомкнуто» - не менее 50 кОм.

Предельно допустимое значение тока, которое выдерживает выходная цепь передающего устройства в состоянии «замкнуто», не менее 30 мА.

Предельно допустимое значение напряжения на выходных зажимах передающего устройства в состоянии «разомкнуто» не превышает 24 В.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности счётчиков трансформаторного включения при измерении активной энергии соответствуют классу точности 0,5S согласно ГОСТ 31819.22-2012.

Счётчик функционирует не позднее 5с после приложения номинального напряжения.

Самоход - при отсутствии тока в последовательной цепи и значении напряжения, равном $1{,}15U_{ном}$, испытательный выход счётчика при измерении активной и реактивной энергии не создаёт более одного импульса в течение времени, указанного в таблице 5.1.

Время установления рабочего режима не превышает 10 мин.

Электросчётчик предназначен для включения через трансформатор тока, выдерживает в течение 0,5с перегрузки силой входного тока равной $20{\times}I_{макс}$, при допустимом отклонении тока от 0 % до минус 10 %.

Изменение погрешности при $I_б$ ($I_{ном}$) и коэффициенте мощности, равном единице, при измерении активной энергии не превышает ±0,05 % для счётчиков класса точности 0,5S.

Изменение погрешности при $I_б$ ($I_{ном}$) и коэффициенте sinφ, равном единице, при измерении реактивной энергии не превышает ±0,5 % для счётчиков класса точности 1.

Счётчик устойчив к провалам и кратковременным прерываниям напряжения.

Изоляция счётчика выдерживает в течение 1 мин воздействие напряжения переменного тока частотой 50 Гц величиной:

- 4,0 кВ - между всеми цепями тока и напряжения, соединенными вместе и вспомогательными цепями, соединенными вместе с «землёй»;
- 2,0 кВ - между вспомогательными цепями.

Точность хода часов во включенном и выключенном состоянии при нормальной температуре (20±5°С) не превышает ± 0,5 с/сут.

Изменение точности хода часов во включенном и выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 10 до плюс 45°С не превышает ± 0,15 с/°С/сут, в диапазоне от минус 40 до плюс 55 °С не превышает ±0,2 с/°С/сут.

Отсчёт потребляемой энергии ведётся по жидкокристаллическому индикатору (ЖКИ).

Устройство и работа счётчика

Конструктивно счётчик состоит из следующих узлов:

- корпуса;
- контактной колодки;
- крышки зажимов;
- печатной платы устройства управления;
- печатной платы устройства индикации;
- узла печатного.

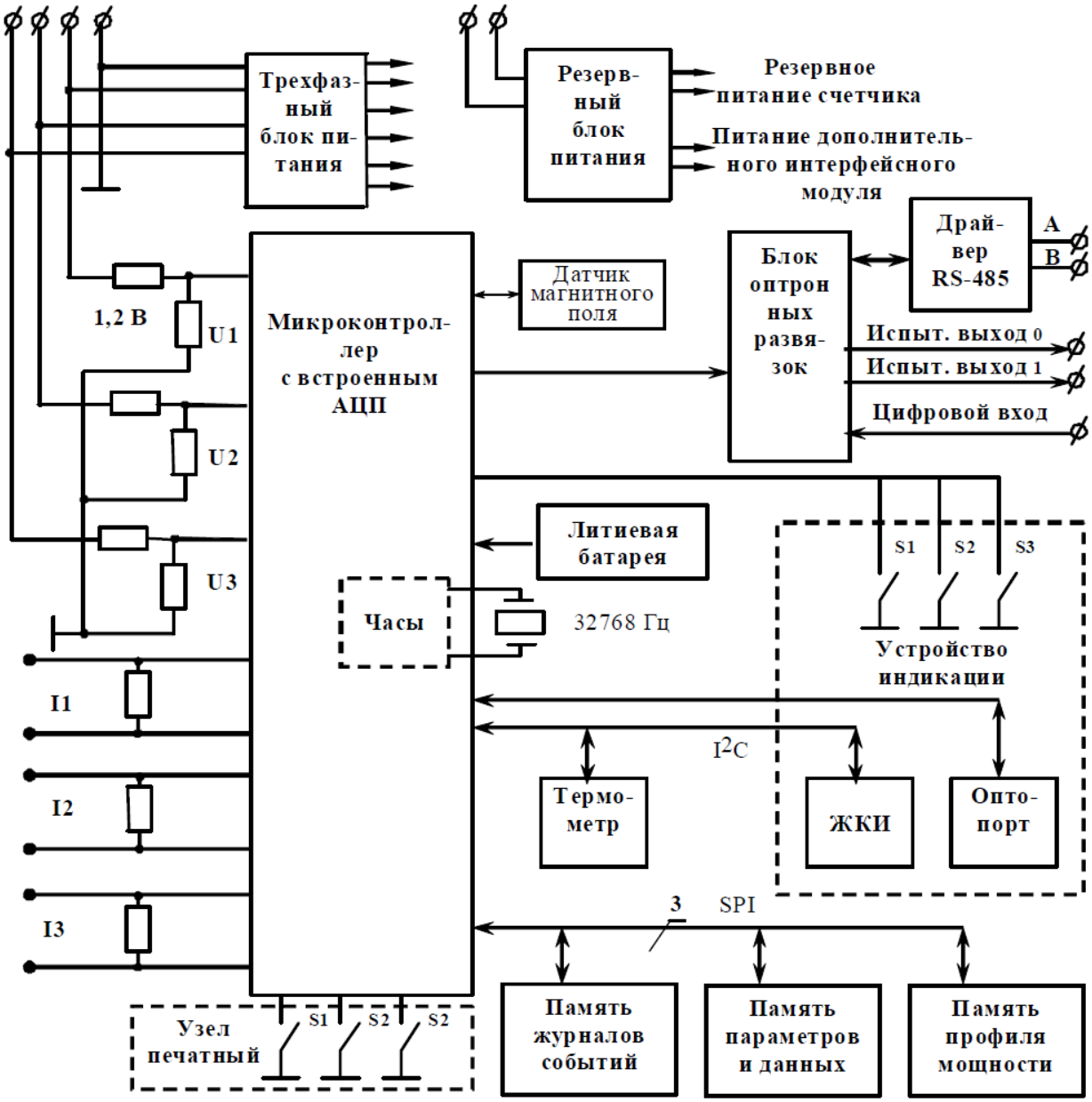


Рисунок 5.1 – Структурная схема устройства управления

Устройство управления выполнено на основе высокопроизводительного одно-кристального микроконтроллера (МК) со встроенным АЦП.

Устройство управления включает в себя:

- трехфазные датчики измеряемых напряжений;
- трехфазный блок питания;
- блок питания резервный;

– микроконтроллер;
– литиевая батарея резервного питания часов;
– энергонезависимые запоминающие устройства;
– цифровой термометр;
– датчик магнитного поля;
– блок оптронных развязок;
– драйвер интерфейса RS-485.

В качестве датчиков тока используются токовые трансформаторы, 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 встроенного в микроконтроллер аналого-цифрового преобразователя (АЦП).

Трехфазный блок питания выполнен по схеме обратноходового импульсного ШИМ-регулятора и работает в широком диапазоне входных напряжений от 46 до 440 В. Блок питания формирует на выходе два стабилизированных напряжения для питания измерительной и интерфейсной частей счетчика. Вторичные источники гальванически изолированы от цепей электропитания с величиной напряжения изоляции 4000 В и друг от друга с величиной напряжения изоляции 2000 В (среднеквадратическое значение напряжения переменного тока). Работоспособность блока питания гарантируется как при подключении счетчика к четырехпроводной, так и к трехпроводной сети (без «нулевого» провода), а так же при отсутствии одного или двух фазных напряжений. В состав блока питания входит компаратор сети, который оповещает управляющий микроконтроллер о снижении напряжения сети ниже допустимого значения.

Микроконтроллер (МК) управляет всеми узлами счетчика и реализует измерительные и управляющие алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память программ. Управление узлами счетчика производится через программно-аппаратные интерфейсы, реализованные на портах ввода/вывода МК:

– SPI интерфейс для связи с памятью параметров и данных, памятью журналов событий и памятью хранения массивов профиля мощности;
– I^2C интерфейс для связи с ЖКИ и термометром;
– трехпроводный интерфейс для связи с драйвером RS-485;
– двухпроводный интерфейс для связи с оптопортом.

МК производит циклический опрос кнопок управления, подключенных к его портам ввода/вывода, и управление жидкокристаллическим индикатором для отображения измеренных данных.

МК организует независимый, равноприоритетный обмен данными по интерфейсу RS-485 и оптическому порту и управляет направлением передачи драйвера RS-485.

В состав УУ входят микросхемы энергонезависимых запоминающих устройств:

– память параметров и данных;
– память журналов событий;
– память массивов профилей мощности.

Микросхемы предназначены для оперативного и долговременного энергонезависимого хранения данных. Доступ к микросхемам памяти со стороны МК осуществляется по стандартному SPI интерфейсу.

Калибровочные коэффициенты и заводские параметры счетчика хранятся во внутренней памяти МК. Эти данные заносятся в память на предприятии-изготовителе и

защищаются перемычкой аппаратной защиты записи. Без вскрытия счетчика и установки перемычки аппаратной защиты невозможно изменить данные в памяти калибровочных коэффициентов на стадии эксплуатации счетчика.

Часы реального времени реализованы в МК на программном уровне. Синхронизация часов производится от кварцевого резонатора, работающего на частоте 32,768 кГц. Установка и коррекция точности хода часов производится программным способом. Питание часов, при отключении основного питающего напряжения, производится от встроенной литиевой батареи с напряжением 3 В. Ток потребления от батареи менее 2,5 мкА, что обеспечивает непрерывную работу часов от батареи в течение межповерочного интервала счетчика, составляющего 12 лет. Функционирование часов продолжается при снижении напряжения батареи до уровня 2,5 В.

Термометр предназначен для измерения температуры внутри счётчика с целью проведения коррекции метрологических характеристик счетчика и точности хода встроенных часов в диапазоне рабочих температур.

Термометр производит циклическое измерение температуры, преобразование температуры в цифровой код и передачу результата преобразования по интерфейсу I^2C по запросу со стороны МК.

Датчик магнитного поля предназначен для фиксации факта и времени воздействия на счетчик повышенной магнитной индукции величиной (2±0,7) мТл (напряженность (1600±600) А/м) и выше. Время воздействия на счетчик повышенной магнитной индукции фиксируется в журнале событий счетчика.

Блок оптронных развязок выполнен на оптопарах светодиод-фототранзистор и предназначен для обеспечения гальванической изоляции внутренних и внешних цепей счетчика. Величина напряжения изоляции переменного тока 2000 В.

Через блок оптронных развязок проходят два сигнала испытательных выходов счетчика, сигнал цифрового входа и три сигнала интерфейса RS-485.

Драйвер интерфейса RS-485 выполняет функцию преобразования уровней сигналов интерфейса, поступающих от МК, в уровни дифференциального канала RS-485 и функцию обратного преобразования.

Драйвер RS-485 имеет входное сопротивление равное ½ стандартной нагрузки и составляет 24 кОм. При этом к одному каналу RS-485 может быть подключено до 64 счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.

В состав устройства индикации входят (пунктир на схеме рисунок 5.1):

- жидкристаллический индикатор (ЖКИ);
- три кнопки управления режимами индикации;
- оптический интерфейс;
- светодиодный индикатор.

ЖКИ имеет драйвер «на стекле», который связан с МК по последовательному 2-х проводному интерфейсу I^2C. МК записывает нужную для индикации информацию в память драйвера, а драйвер осуществляет динамическую выдачу информации, помещенной в его память, на соответствующие сегменты ЖКИ.

ЖКИ имеет подсветку, которая включается по нажатию любой кнопки управления и выключается при неактивности кнопок управления в течение 1 минуты.

ЖКИ нормально функционирует в рабочем диапазоне температур от минус 40 до плюс 60°С и обеспечивает время включения/выключения сегментов не более 5 с при температуре минус 40 °С.

5.2.2 Испытательная клеммная колодка

Измерительные цепи счетчика коммерческого учета подключаются к вторичным цепям тока и напряжения через коробку испытательную переходную. Конструкция коробки обеспечивает возможность пломбирования ее крышки. Помимо этого испытательная переходная коробка обеспечивает возможность закорачивания вторичных токовых цепей трансформаторов тока, отключения токовых цепей счетчика и цепей напряжения в каждой фазе счетчиков при их замене или проверке, а также включения образцового счетчика без отсоединения проводов и кабелей. На крышки коробок наносятся надписи наименований присоединений.

5.2.3 Трансформаторы тока

Измерительные трансформаторы тока ТЛО-10 класса точности 0,5S.

Условия выбора трансформаторов тока.

Трансформаторы тока, предназначенные для подключения измерительных приборов, выбираются:

- по номинальному напряжению – $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по номинальному току – $I_{раб.утж} \leq I_{1ном}$, причем, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;
- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости.

Выбор класса точности определяет назначение трансформатора тока. В соответствие с ПУЭ:

а) трансформаторы тока для включения электроизмерительных приборов должны иметь класс точности не ниже 3;

б) обмотки трансформаторов тока для присоединения счётчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5;

в) для технического учёта допускается применение трансформаторов тока класса точности 1.

Измерительные трансформаторы тока установлены в трех фазах, к которым подключены трехфазные трехэлементные счетчики.

Общие технические характеристики ТТ приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2.

ТИ	Расположение точки учета	Максимальная мощность, кВт	Ток $I_{расч}$, А	Трансформатор тока типа ТЛО-10		Номинальная вторичная нагрузка, ВА	Класс точности
				$I_{1ном}$, А	$I_{2ном}$, А		
1	Ячейка 3	2675	271	300	5	10	0,5S
2	Ячейка 12	2675	271	300	5	10	0,5S

Проверка загрузки трансформаторов тока по первичному току присоединения

Согласно ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия» для обеспечения работы трансформатора тока в классе точности 0,5S необходимо, чтобы ток в первичной обмотке находился в пределах 1–120 % от номинального значения (для обеспечения работы трансформатора тока в классе точности 0,5

необходимо, чтобы ток в первичной обмотке находился в пределах 5–120 % от номинального значения).

С учетом требований п.1.5.17 и п.1.5.19 ПУЭ допускается применение ТТ с величиной первичного тока не менее 40% номинального тока счетчика при максимальной рабочей нагрузке и 5% при минимальной рабочей нагрузке.

Проверка загруженности трансформаторов тока по первичному току присоединения производится исходя из значения коэффициента трансформации с учетом максимального и минимального значения рабочих токов присоединения.

Величины максимального расчетного рабочего тока и минимального рабочего тока нагрузки объекта определяются по формуле:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot cos\varphi}, \text{где}$$

P – величина мощности, кВт;

U – напряжение в сети, кВ;

cosφ = 0,95

Величина максимального расчетного рабочего тока

$$Ip_{max} = \frac{2675}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0{,}95} \approx 271 \text{ А.}$$

Величина минимального расчетного рабочего тока

$$Ip_{min} = \frac{267{,}5}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0{,}95} \approx 27{,}1 \text{ А.}$$

Результаты проверки выбранных ТТ на соответствие требованиям п.1.5.17 приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3.

ТИ	**Расположение точки учета**	**Ном. первич,ток $I_{1ном}$,А**	**Ток при макс. нагрузке I_{max},А**	**I_{max}/ $I_{1ном}$ *100% в %**	**Нормир. отнош. в %**	**Ток при мин. нагрузке I_{min},А**	**I_{min}/ $I_{1ном}$ *100% в %**	**Нормир. отнош. в %**
1	Ячейка №3	300	271	90,3	40	27,1	9	5
2	Ячейка №12	300	271	90,3	40	27,1	9	5

Результаты расчета показали, что требования п. 1.5.17 ПУЭ выполнено.

Проверка измерительных трансформаторов тока по нагрузке вторичной цепи

В состав цепи ТТ входят сопротивления всех последовательно включенных измерительных приборов, добавочных сопротивлений, а также соединительных проводов и переходных контактов.

Для обеспечения работы ТТ в требуемом классе точности необходимо выполнить условие согласно п. 6.15 ГОСТ 7746-2015:

$$0{,}25 \cdot S_{2ном} \le S_{2расч} \le S_{2ном} \qquad (5.1)$$

где: – номинальная мощность вторичной обмотки ТТ в выбранном классе точности, В·А;

$S_{2расч}$– расчетная нагрузка на вторичную обмотку ТТ, В·А.

Расчетная нагрузка на вторичную обмотку ТТ определяется по формуле:

$$S_{2расч} = I_{2ном}^2 \cdot (z_{каб} + z_{конт}) + S_{приб} \qquad (5.2)$$

где: $I_{2ном}$ – номинальный ток вторичной обмотки ТТ, А;

$z_{конт}$ = 0,05 Ом – сопротивление переходных контактов;

$S_{приб} = S_{сч} \geq 0{,}1$ ВА – мощность потребляемая счетчиком электрической энергии по цепи тока (мощность потребляемая счетчиком электрической энергии по цепи тока указывается в технических условиях, описании типа СИ на конкретный тип);

$z_{каб} = \dfrac{\rho \cdot L_{расч}}{s_{каб}}$ – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

$s_{каб}$ – выбранное сечение жилы контрольного кабеля, мм^2.

Расчетное значение сопротивления контрольного кабеля определяется из выражения:

$$z'_{каб} = \frac{S_{2ном} - S_{приб} - I_{2ном}^2 \cdot z_{конт}}{I_{2ном}^2}, \qquad (5.3)$$

где $z`_{каб}$– допустимое сопротивление жилы контрольного кабеля, Ом.

Допустимое сечение жилы контрольного кабеля определяется как:

$$S'_{пров} = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{z'_{каб}} \qquad (5.4)$$

где: ρ=0,0175 (Ом·мм^2)/м – удельное сопротивление медного провода.

Расчетная длина контрольного кабеля зависит от схемы соединения ТТ и вычисляется по формуле:

$$L_{расч} = m \cdot L \qquad (5.5)$$

где: m– коэффициент, зависящий от схемы включения ТТ (при включении в звезду – m=1);

L– длина контрольного кабеля от ТТ до счетчика электрической энергии.

В таблице 5.4 приведены результаты расчетов по проверке измерительных ТТ по нагрузке вторичной цепи.

Таблица 5.4 – Проверка измерительных ТТ по нагрузке вторичной цепи

Исходные данные					**Расчеты**								**Заключение на соответствие п. 6.15 ГОСТ 7746-2015**
Наименование присоединения	**Мощность потребляемая по цепи тока, не более**	**Сопротивление контактов**	**Номинальный ток вторичной обмотки ТТ**	**Длина контрольного кабеля, не более**	**Допустимое сопротивление контрольного кабеля**	**Расчетное сечение контрольного кабеля**	**Выбранное сечение контрольного кабеля**	**Нижний предел вторичной нагрузки ТТ**	**Условие**	**Расчетная нагрузка на вторичную обмотку ТТ**	**Условие**	**Номинальная мощность ТТ**	
	$S_{приб}$, В·А	**$Z_{конт}$, Ом**	**$I_{2ном}$, А**	**L,м**	**$Z'_{каб}$ Ом**	**$S'_{каб}$, мм^2**	**$S_{каб}$, мм^2**	**0,25× $S_{2ном}$, В·А**	**≤**	**$S_{2расч}$, В·А**	**≤**	**$S_{2ном}$, В·А**	
ф. РП-4 Л№1	0,1	0,05	5	5	1,1	0,35	2,5	2,5	<	2,23	<	10	условие не выполнено
ф. РП-4 Л№2	0,1	0,05	5	5	1,1	0,35	2,5	2,5	<	2,23	<	10	условие не выполнено

Результаты расчетов показали, что для поддержания нагрузки во вторичных цепях ТТ в заданных пределах, необходимо добавить дополнительную нагрузку. Для этих целей применим догрузочные резисторы мощностью 3 ВА типа МР3021-Т-5А-3ВА, устанавливаемые в каждую фазу.

Для подключения счетчиков электрической энергии к токовым цепям ТТ рассматриваемых присоединений, принимаем провод установочный ПуВ с сечением жилы 2,5 мм^2 (ПуВ 1×2,5мм^2).

Проверка измерительных трансформаторов тока на электродинамическую и термическую стойкость к токам короткого замыкания не требуется в соответствии с ГОСТ 7746-2015 и ПУЭ.

Заключение по выбору измерительных трансформаторов тока

1. Технические параметры и метрологические характеристики выбранных трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746-2015.
2. Измерительные обмотки трансформаторов тока используются исключительно для подключения токовых обмоток счетчиков.
3. Выводы измерительных трансформаторов тока, используемых в измерительных цепях, защищены от несанкционированного доступа.
4. Нагрузка измерительных трансформаторов тока с учетом применения догрузочных резисторов находится в допустимых пределах в любых эксплуатационных режимах.
5. Трансформаторы тока соответствуют п.1.5.17 ПУЭ.
6. Схемы включения вторичных цепей выполнены в соответствии с требованиями действующих ПТЭ.

5.2.4 Трансформаторы напряжения

На РП-5 6 кВ после замены оборудования остаются установленными существующие ТН с обмоткой для измерений класса точности 0,5 типа НАМИ-6. ТН типа НАМИ-6 зарегистрирован в Государственном реестре СИ РФ (RU.C.34.001.A № 46739). В таблице 5.5 представлены параметры измерительных ТН.

Таблица 5.5 – Параметры измерительных трансформаторов напряжения

Наименование ТН	Напряжение, кВ	Схема соединения обмотки	Класс точности	Номинальная мощность, В·А
ТН-1-6	6	Звезда	0,5	200
ТН-2-6	6	Звезда	0,5	200

Устанавливаемые счетчики электрической энергии подключаются к цепям напряжения через организованные в ячейках шинки цепей напряжения.

Расчет вторичных нагрузок трансформаторов напряжения

Работа ТН в заданном классе точности, согласно п. 6.15 ГОСТ 1983-2001 обеспечивается при выполнении условия:

$$0,25 \cdot S_{2ном} \le S_{2расч} \le S_{2ном} \qquad (5.6)$$

где: $S_{2ном}$ – номинальная мощность основной вторичной обмотки ТН, В·А;

$S_{2расч}$ – расчетная нагрузка на фазу вторичной обмотки ТН, В·А.

Устанавливаемые счетчики электрической энергии, а так же оборудование РЗА и АСУ ТП существующее и вновь устанавливаемое по данному титулу, и подключаемые к вторичным зажимам цепей ТН-1-6, ТН-2-6 увеличивают нагрузку на фазы.

При расчете вторичной нагрузки ТН, полную мощность основной вторичной обмотки ТН суммируют с полной мощностью дополнительной вторичной обмотки, и полученные значения сопоставляют с предельными значениями нагрузки для интервала допустимых значений в заданном классе точности.

В паспортах на приборы, потребление по цепям напряжения может задаваться при разных значениях номинального напряжения.

Пересчет на расчетное фазное напряжение, производится по выражению:

$$S_{2расч} = \left(\frac{U_{ф\ расч}}{U_{ном\ приб}} \right)^2 \cdot S_{приб\ U} \qquad (5.7)$$

где $S_{2расч}$ – расчетная нагрузка на фазу вторичной обмотки ТН, В·А;

$U_{ф\ расч} = 100/\sqrt{3}$ – расчетное фазное напряжение, В;

U– номинальное напряжение прибора, указанное в паспорте, В;

$S_{приб.U}$ – потребление прибора, указанное в паспорте, В·А.

Выражение, составлено исходя из условия постоянства сопротивления приборов при напряжении $U_{ф\ расч}$, $U_{ном\ приб}$.

Если в паспорте на прибор, известно только сопротивление Z Ом, то расчетная нагрузка на фазу вторичной обмотки ТН определяется по выражению

$$S_{2расч} = \frac{U^2_{ф\ расч}}{Z} \qquad (5.8)$$

Расчетная нагрузка на фазу вторичной обмотки складывается из мощности подключенных к ТН приборов.

Результаты расчетов нагрузок на вторичные обмотки ТН первой и второй системы шин, приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Нагрузка на вторичные обмотки ТН

Наименование ТН	**Назначение обмотки**	**Устройство, подключенное к ТН**	**Потребляемая мощность на фазу**	**Количество приборов**	**Мощность, потребляемая приборами**	**Нижний предел вторичной нагрузки на фазу ТН**	**Условие**	**Расчетная нагрузка на фазу ТН**	**Условие**	**Номинальная мощность ТН**	**Заключение на Соответствие п. 6.15 ГОСТ 1983-2001**
			В·А	**шт.**	**В·А**	**В·А**	**≤**	**В·А**	**≤**	**В·А**	
ТН-1-6	АИИС КУЭ	БМРЗ	<3	6	<54	50	≤	87	≤	200	условие выполняется
		Счетчик	<1	1	<3						
		Догрузочный резистор	30	3	30						
				Итого:	**<87**						
ТН-2-6	АИИС КУЭ	БМРЗ	<3	7	<63	50	≤	96	≤	200	условие выполняется
		Счетчик	<1	1	<3						
		Догрузочный резистор	30	3	30						
				Итого:	**<96**						

Для возможности переключения нагрузки с одного ТН на другой, цепи напряжения ТН-1-6, ТН-2-6 взаимно резервируются по цепям вторичного напряжения.

По нагрузке на вторичную обмотку ТН обеспечивают работу в требуемом классе точности.

Для подключения счетчиков электрической энергии к шинкам напряжения ТН 6кВ, принимаем контрольный кабель марки «КВВГЭнг(А)-LS» с сечением жилы 2,5 мм^2.

5.2.5 Контроллер передачи данных GPRS-модем Link ST100

GPRS-модем Link ST100 предназначен для использования в качестве устройства приема-передачи данных в составе распределенных автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ), автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) и телемеханики, а также в других автоматизированных системах сбора данных с удаленных объектов.

Модем предназначен для организации сбора данных об учете энергоресурсов (тепловой энергии, газа, воды и других энергоресурсов) с соответствующих вычислителей, корректоров, расходомеров, счетчиков, устройств сбора и передачи данных (УСПД) или других средств измерений, а также для контроля за состоянием удаленного объекта автоматизации (телесигнализация) и управления им (телеуправление), посредством удаленного радиодоступа через сеть подвижной радиотелефонной связи стандарта GSM-900/1800.

GPRS-модем Link ST100 предназначен для выполнения следующих основных функций:

- приема различной информации с соответствующих вычислителей, корректоров, расходомеров, счетчиков, устройств сбора и передачи данных (УСПД) или других средств измерений;
- передачи полученной информации на верхний уровень АИИС по радиотелефонной связи стандарта GSM в режиме пакетной передачи данных с использованием технологий GPRS или 3G, в режиме канальной передачи данных с использованием технологии CSD (модемное соединение, соединение CSD доступно только в режиме 2G);
- конфигурирования (параметрирования) с помощью прикладного программного обеспечения дистанционно через сеть GSM или локально через интерфейсы RS-485, RS-232, RS-422 либо Ethernet (в зависимости от модификации модема);
- возобновления собственной работы после восстановления питания;
- защиты от несанкционированного доступа, обеспеченной путем использования паролей;
- питания интерфейса связи счетчиков (только в модификациях ВЛСТ 328.00.000-02, ВЛСТ 328.00.000-03, ВЛСТ 328.00.000-04, ВЛСТ 328.00.000-05 и ВЛСТ 328.00.000-08);
- регистрации изменения состояния удаленного объекта по каналам телесигнализации(только в модификациях ВЛСТ 328.00.000-01, ВЛСТ 328.00.000-02, ВЛСТ 328.00.000-04, ВЛСТ 328.00.000-05 и ВЛСТ 328.00.000-08).

Модем обеспечивает ввод и корректировку значений параметров настройки в оперативной памяти, с фиксацией времени корректировки. Для защиты от несанкционированного доступа предусмотрена программная защита от просмотра и изменений параметров модема.

Программная защита заключается в использовании пароля, который необходимо ввести оператору для доступа к изменению параметров модема.

В состав основных параметров настройки модема входят:
- параметры последовательного интерфейса;
- параметры CSD и GPRS соединения;
- пароль;
- параметры протокола «Пирамида»;
- параметры доступа к серверу сбора;
- другие параметры настройки, расчетные соотношения и константы, определяемые программным обеспечением и индивидуальными особенностями контролируемого объекта.

Модем ведет собственный журнал событий. В состав служебных параметров, регистрируемых и хранимых в памяти модема, входят следующие основные параметры (события):
- включения и выключения питания: список 50 последних событий о пропадания (включения) питания модема, с указанием времени и даты;
- коррекция даты и системного времени: список 50 последних сообщений об изменениях даты и времени;
- изменения базы данных параметров: список 50 последних сообщений об изменениях параметров настройки;
- состояние каналов связи: события, установки и завершения GPRS и CSD соединений;
- другие служебные и технологические параметры.

Служебные параметры, хранящиеся в памяти модема, по запросу передаются на верхний уровень сбора информации (ЭВМ).

Полный перечень информации, отображаемой на ЭВМ, определяется прикладным программным обеспечением, поставляемым с модемом.

В составе АИИС КУЭ РП-5 6 кВ используется GPRS-модем Link ST100 модификации ВЛСТ 328.00.000-01 в пластиковом корпусе со степенью защиты IP30, с напряжением электропитания =10-30 В, имеет 2 канала «ТС», 2 последовательных канала связи RS-485, включает лицензию на базовое ПО «Сикон ТС65». Питание контроллера Link ST100 осуществляется от источника электропитания UG1 «MDR-20-24» напряжением =24В, через автоматический выключатель QF1 с номиналом срабатывания 3А, подключенный к шинкам питания ~220 В. Внешняя антенна GSM и источник электропитания в комплект поставки не входят и заказываются отдельно.

5.2.6 Расположение узла учёта

Проектируемый узел учета объединяет в себе три точки учета (измерений), две представляют собой отдельно стоящие счетчики электрической энергии, испытательные клеммные коробки, догрузочные резисторы, блок питания, GPRS-модем и др., установленные непосредственно на ячейках РУ 6 кВ (ТИ №1 – ячейка №3 «ф. РП-4 Л№1» и ТИ №2 – ячейка №12 «ф. РП-4 Л№2»), третья - представляет собой отдельно стоящий шкафчик (учетно-распределительный металлический корпус) габаритами (г×ш×в)165×310×540 мм с установленными внутри счетчиком электрической энергии, блоком питания, GPRS-модемом и др. (ТИ №3 – ШУ1 «ЩСН 0,4 кВ»).

Счетчики электроэнергии, испытательные клеммные коробки, догрузочные резисторы, контроллер установить на дверцах ячеек на высоте 0,8÷1,7 м. Шкафчик учета (ШУ1) повесить на стене за углом от существующего ЩСН 0,4 кВ на высоте 1,2÷2 м.

Технические решения, принятые в рабочих чертежах и пояснительной записке, при проектировании системы учета электроэнергии соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта.

Монтаж производится исходя из удобства установки и последующей эксплуатации.

Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производиться учет;
- на лицевой и оборотной сторонах панелей устройств АИИС учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями.

Кабельные связи технических средств системы выполняются специальными кабелями по кабельным каналам согласно действующим нормам и правилам.

Перед монтажом узлов учёта необходимо ознакомиться с документацией энергообъекта.

Для защиты персонала от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, предусматривается защитное заземление всех металлических корпусов оборудования.

Расчет потерь электроэнергии в кабеле от РУ 0,4 кВ ПС 35/6 кВ «Губская» до ЩСН 0,4 кВ РП-5 6 кВ

Для передачи электроэнергии от РУ 0,4 кВ ПС 35/6 кВ «Губская» к ЩСН 0,4 кВ РП-5 6 кВ (а именно до автоматического выключателя QF1, расположенного непосредственно на стене РУ 6 кВ РП-5) используется кабель АВВГ 3×16+1×10 мм^2 длиной 50 метров.

В дальнейших расчетах будут использованы следующие справочные данные по используемому кабелю:

- активное сопротивление – 1,98 Ом/км;
- индуктивное сопротивление – 0,0675 Ом/км;
- длительно-допустимые токовые нагрузки в нормальном режиме работы при 100% коэффициенте нагрузки на земле 77 Ампер.

Нагрузочные потери электроэнергии в кабельной линии определяются по формуле

$$\Delta W_Н = 3 \times k_К \times k_Ф^2 \times \frac{W_A^2}{\left(\sqrt{3} \times U_{СР} \times \cos\varphi\right)^2} \times \frac{R}{T} \times 10^{-3}, кВт \cdot ч, \quad (5.9)$$

где, $k_К$ – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается = 0,99);

$k_Ф^2$ – квадрат коэффициента формы графика:

$$k_{Ф}^{2} = \frac{1 + 2k_{З}}{3k_{З}},$$

$k_З$ – коэффициент заполнения графика (для электрических сетей ниже 1 кВ принимается $k_з$ = 0,5);

$$k_{Ф}^{2} = \frac{1 + 2 \times 0{,}5}{3 \times 0{,}5} \approx 1{,}33;$$

W_A – значение активной составляющей потребляемой электроэнергии за рассчитываемый период, кВт·ч;

$$W_A = \sqrt{3} \times U_{CP} \times I_{CP} \times \cos\varphi \times T,$$

U_{CP} – среднее напряжение линии за рассчитываемый период, 0,4 кВ;

I_{CP} – среднее значение токовой нагрузки за рассчитываемый период, А;

cosφ – коэффициент мощности, 0,9;

T – число часов эксплуатации линии за рассчитываемый период (за расчетный период примем 1 месяц, т.е. T = 24×30=720 часов);

R – активное сопротивление линии, Ом:

$$R = R_0 \times L,$$

R_0 – удельное активное сопротивление на 1 км кабеля при его температуре 20°С (паспортные данные), 1,98 Ом/км;

L – длина линии, 0,05 км,

$$R = 1{,}98 \times 0{,}05 = 0{,}099 \text{ Ом}.$$

Расчет проведем исходя из условия, что среднее значение токовой нагрузки за рассчитываемый период I_{CP} примем равным длительно-допустимой токовой нагрузке кабеля в нормальном режиме работы при 100% коэффициенте нагрузки, т.е. I_{CP} = 77 А. Рассчитаем потери мощности при различных значениях I_{CP} от $I_{CPмах}$ = 77 А до $0{,}1I_{CPмах}$ = 7,7 А с шагом 10%. Результаты расчетов сведены в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 – Потери мощности в кабеле при различных значениях тока I_{CP}

% от $I_{CPмах}$	I_{CP}, А	U_{CP}, кВ	cosϕ	k_K	$k_Ф^2$	R, Ом	T, ч.	W_A, кВт·ч	ΔW_H, кВт·ч
100	77	0,4	0,9	0,99	1,33	0,099	720	34528,03	1665,44
90	69,3							31075,23	1349,00
80	61,6							27622,43	1065,88
70	53,9							24169,62	816,06
60	46,2							20716,82	599,56
50	38,5							17264,02	416,36
40	30,8							13811,21	266,47
30	23,1							10358,41	149,89
20	15,4							6905,61	66,62
10	7,7							3452,80	16,65

Таким образом при максимальном токе I_{CP} = 77 А нагрузочные потери электроэнергии в кабельной линии составят ΔW_H = 1665,44 кВт·ч в месяц.

6 Проектная оценка надежности

6.1 Надежность АИИС КУЭ

Работы по обеспечению надежности должны быть обязательными при разработке, изготовлении и эксплуатации АИИС КУЭ.

Надежность вновь вводимых каналов должна определяться:

– надежностью применяемых компонентов;
– надежностью за счет применяемых системных решений;
– надежностью за счет применяемых организационных решений.

Надежность вновь вводимых каналов ИИК определяется как совокупность надежности измерительных ТТ, ТН и счетчиков электрической энергии.

В качестве показателей надежности измерительных ТТ, в соответствии с п. 6.19 ГОСТ 1983-2015 и п. 6.11 ГОСТ 7746-2015, выбираются средний срок службы и средняя наработка до отказа.

Показатели надежности вновь устанавливаемых ТТ и ТН должны удовлетворять следующим требованиям:

– средняя наработка на отказ – не менее 50000 ч;
– срок службы 25 лет.

Показатели надежности вновь устанавливаемых счетчиков электрической энергии должны удовлетворять следующим требованиям:

– средняя наработка на отказ – не менее 100000 ч;
– среднее время восстановления – не более семи суток.

На этапе проектирования АИИС КУЭ установлены возможные причины возникновения отказов аппаратуры и ПО, которые учтены при разработке структурной, функциональной и принципиальной схем АИИС КУЭ, а также при выборе элементной базы и режимов работы элементов разработанной системы для достижения требуемого уровня эксплуатационной надежности.

Надежность АИИС КУЭ обеспечивается свойством данной системы сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки.

Основное условие безотказности – способность системы непрерывно обеспечивать работоспособное состояние.

Расчет надежности АИИС КУЭ РП-5 6 кВ произведен с использованием положений ГОСТ 27.301-95.

6.2 Идентификация АИИС КУЭ

Идентификация АИИС КУЭ РП-5 6 кВ проведена в соответствии с ГОСТ 27.301-95. АИИС КУЭ предназначается для сбора, обработки, регистрации, передачи и хранения параметров информации энергопотребления, поступающих от счетчиков электрической энергии.

При расчете показателей надежности учитываются все элементы АИИС КУЭ, отказы которых влияют на передачу данных.

Критерием отказа АИИС КУЭ является не предоставление необходимого объема данных, с результатами измерений коммерческого и/или технического учета электрической энергии за операционный период (одни сутки), по всему перечню точек учета в ИВК.

6.3 Выбор номенклатуры расчетных показателей

Для выполнения требований по надежности, в соответствии с ГОСТ 27.003-2016 определена номенклатура расчетных показателей надежности применительно к модели эксплуатации АИИС КУЭ.

Расчетные показатели надежности выбраны из номенклатуры показателей, определения которых приведены в ГОСТ 27.002-2015.

В соответствии с ГОСТ 27.003-2016 АИИС КУЭ является ИКН вида II, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которого в предельное состояние не ведет к катастрофическим последствиям, стареющим и изнашиваемым, длительно не хранимым.

Задаваемым показателем надежности согласно ГОСТ 27.003-2016 для АИИС КУЭ является: T_O – среднее время наработки до отказа, ч.

В данном проекте определены расчетные показатели надежности по ГОСТ 27.003-2016 в части новых измерительных каналов.

Измерительные ТТ относятся к ИКН вида I, непрерывного длительного применения, невосстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельные состояния не ведет к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным, с задаваемыми показателями надежности:

- T_O – среднее время наработки до отказа, ч;
- T_B – среднее время восстановления, ч.

Счетчики электрической энергии относятся к изделиям ИКН вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельные состояния не ведет к катастрофическим последствиям, ремонтируемым, стареющим, изнашиваемым, длительно не хранимым, с задаваемыми показателями надежности:

- T_O – среднее время наработки до отказа, ч;
- T_B – среднее время восстановления, ч.

Элементы АИИС КУЭ по возможности восстановления работоспособного состояния подразделяются на не восстанавливаемые и восстанавливаемые (таблица 6.1).

Таблица 6.1 – Элементы АИИС КУЭ по возможности восстановления работоспособного состояния

Элемент	**Оборудование**	**Состояние после отказа**	**Количество**
		Восстанавливаемый /Невосстанавливаемый	**шт.**
элемент 1	Счетчики электрической энергии	Восстанавливаемый (ЗИП)	3
элемент 2	ТТ	Невосстанавливаемый	6
элемент 3	ТН	Невосстанавливаемый	2

Исходные данные для расчета показателей надежности элементов АИИС КУЭ приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Показатели надежности элементов АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт.	Средняя наработка на отказ T_O/ч	Средний срок службы, лет	Меж-поверочный интервал, лет	Источник данных
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2	35980	25	4	Паспорт
Трансформатор тока	ТЛО-10	6	400000	30	8	Паспорт
Счётчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК	3	165000	30	12	Паспорт
Контроллер передачи данных	«Link ST100»	2	120000	15	н/д	Паспорт

6.4 Описание основных показателей надежности и методика расчета

Формулы для расчета основных показателей надежности АИИС КУЭ приведены согласно ГОСТ 27.002-2015.

6.4.1 Интенсивность отказа

Интенсивность отказа (λ) – это условная плотность вероятности возникновения отказа системы, определяемая при условии, что до рассматриваемого момента времени отказ не наступил, и означает число отказов за миллион часов работы $\lambda \cdot 10^{-6}$, 1/ч.

6.4.2 Интенсивность отказа элемента системы

Интенсивность отказа элемента системы ($\lambda_{элем}$) – это сумма интенсивностей отказов во всех элементах системы.

Интенсивность отказа элемента системы, рассчитывается по формуле:

$$\lambda_{элем} = \frac{1}{T_O}, 1/ч. \quad (6.1)$$

где T_O – среднее время наработки до отказа элемента системы, ч.

6.4.3 Среднее время восстановления элемента системы

Средним временем восстановления элемента системы (T_B) – это математическое ожидание времени, восстановления работоспособного состояния элемента системы после отказа.

6.4.4 Коэффициент готовности

Коэффициент готовности ($K_Г$) – это вероятность того, что элемент системы окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение элемента системы по назначению не предусматривается.

$$K_Г = \frac{T_O}{T_O + T_B}, \quad (6.2)$$

где: T_B – среднее время восстановления элемента системы, ч;
T_O – среднее время наработки до отказа элемента системы, ч.

Коэффициент готовности i-го элемента системы вычисляется по формуле:

$$K_{Гi} = \frac{T_{Oi}}{T_{Oi} + T_{Bi}}, \quad (6.3)$$

где: T_{Bi}– среднее время восстановления i-го элемента системы, ч.

6.4.5 Суммарная интенсивность отказов системы

Суммарная интенсивность отказов системы ($\lambda_{АИИС\ КУЭ}$) определяется как сумма интенсивностей отказов каждого элемента данной системы:

$$\lambda_{АИИС\ КУЭ} = \lambda_{элем\ 1} + \lambda_{элем\ 2} + \lambda_{элем\ n} \quad (6.4)$$

где $\lambda_{АИИС\ КУЭ}$ – интенсивность отказа системы, 1/ ч;
$\lambda_{элем\ n}$ – интенсивность отказа n-го элемента системы, 1/ч.

6.4.6 Среднее время наработки до отказа системы

Среднее время наработки до отказа системы (T_O) – это математическое ожидание наработки до первого отказа, рассчитывается по формуле:

$$T_O = \frac{1}{\lambda_{АИИС\ КУЭ}}, ч. \quad (6.5)$$

где $\lambda_{АИИС\ КУЭ}$– интенсивность отказа системы, 1/ ч.

Используя выше приведенные формулы, найдем интенсивность отказа и коэффициент готовности элементов. Результаты расчета приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3

Элемент АИИС КУЭ	**Интенсивность отказов, λ_i**	**Коэффициент готовности, Кгi**
Трансформатор тока	$2{,}5 \cdot 10^{-6}$	0,999940
Счетчик электроэнергии	$6{,}06 \cdot 10^{-6}$	0,999855
Контроллер передачи данных	$8{,}33 \cdot 10^{-6}$	0,999800
Трансформатор напряжения	$27{,}79 \cdot 10^{-6}$	0,999333

Расчёт показателей надёжности для элементов представлен как последовательное соединение элементов.

$$\lambda_{АИИС\ КУЭ} = n \cdot \lambda_{эл1} + n \cdot \lambda_{эл2} + n \cdot \lambda_{эл3} + n \cdot \lambda_{эл4} =$$

$$= 6 \cdot 2{,}5 \cdot 10^{-6} + 3 \cdot 6{,}06 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot 8{,}333 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot 27{,}79 \cdot 10^{-6} \approx 105{,}43 \cdot 10^{-6}.$$

Расчётная средняя наработка на отказ T_O будет равна:

$$T_O = 1/\ \lambda_{АИИС\ КУЭ} = 1/105{,}43 \cdot 10^{-6} \approx 9484{,}5\ ч.$$

Коэффициент готовности:

$$К = T_O / (T_O + T_B) = 10349/(10349+24) \approx 0{,}997476.$$

Из расчётов следует, что показатели надежности счетчиков электроэнергии и измерительных трансформаторов тока удовлетворяют требованиям, в то время как трансформаторов напряжения – нет. Следовательно, для достижения установленных целей функционирования и надежности АИИС КУЭ рекомендуется произвести замену измерительных трансформаторов напряжения.

6.5 Программа обеспечения надёжности

Проектом АИИС КУЭ предусматривается программа обеспечения надежности (ПОН), содержащая организационные и технические мероприятия.

ПОН распространяется на:

- первичные средства учета (измерительные трансформаторы) и их вторичные цепи;
- средства измерений.

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

- установка счетчиков, имеющих среднюю наработку на отказ 40000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.
- мероприятия по обеспечению необходимой надежности трансформаторов тока должны быть предусмотрены на стадии монтажных работ вновь устанавливаемых трансформаторов тока.

Перед началом монтажа каждый трансформатор тока должен тщательно осматриваться. При этом особое внимание следует уделять состоянию изоляции, контактных поверхностей, наличию гаек, шайб и целостности всех креплений, исправности защитного кожуха.

При монтаже трансформаторов тока следует уделять особое внимание контактным соединениям первичной обмотки. Они должны выполняться так, чтобы при длительной работе не нагревались выше температуры целых участков ошиновки и не ослабевали при механическом и тепловом воздействии тока короткого замыкания. Поэтому контактные поверхности, должны быть тщательно зачищены, не должны иметь раковин и т.п.

Трансформаторы тока для внутренней установки пригодны для использования как в отапливаемом, так и в не отапливаемом помещениях. Однако их нельзя устанавливать на открытом воздухе, где они будут подвергаться непосредственному воздействию атмосферных осадков, запылению и загрязнению.

При монтаже шинных и врезаемых в жесткую ошиновку трансформаторов тока рекомендуется по возможности снижать механическое усилие от шин, обеспечивая их разгрузку от динамических воздействий тока короткого замыкания установкой вблизи трансформатора опорных изоляторов.

Контроль и обслуживание в процессе эксплуатации также обеспечивает необходимую надежность трансформаторов тока.

По окончании монтажа трансформаторов тока производится проверка их исправности, правильности установки и схемы включения, а также соответствия их электрических характеристик условиям работы. По результатам этой проверки оценивается допустимость их включения в работу и производится приемка в эксплуатацию.

Испытания трансформаторов тока проводятся в соответствии с «Объемом и нормами испытаний электрооборудования» (РД 34.45-51.300-97).

При этом после тщательного осмотра трансформаторов тока и их вторичных цепей:

- проверяется схема соединения вторичных обмоток и цепей;
- измеряется сопротивление вторичных обмоток и цепей;
- измеряется сопротивление изоляции первичной цепи и вторичных цепей вместе с обмотками;

– снимаются вольтамперные характеристики, чтобы убедиться в исправности обмоток.

При капитальных ремонтах основного оборудования, но не реже чем 1 раз в 3 года, должна проводиться полная проверка трансформаторов тока.

При увеличении токов короткого замыкания, вследствие роста системы или изменения схемы сети, точность работы трансформаторов должна проверяться расчетом.

Контроль и обслуживание в процессе эксплуатации также повышает надежность трансформаторов тока.

По окончании монтажа трансформаторов тока производится проверка их исправности, правильности установки и схемы включения. Одновременно проверяются все элементы вторичных цепей и правильность сборки схемы этих цепей.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

– счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;
– применяется современная малопотребляющая (не требующая принудительного охлаждения) элементная база;
– в схеме счетчика используется энергонезависимая память EEPROM и ОЗУ;
– питание ОЗУ поддерживается литиевой батареей, что предотвращает возможность потери графика нагрузки при отключении напряжения в сети. При перерывах в подаче питания схема счетчика запитывается от литиевой батареи.

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ по следующей формуле:

$$T_O = \frac{1}{N}\sum_{j=1}^{N}\tau_j,$$

где N - число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

τ_j - наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Допускается вывод из эксплуатации системы дистанционной передачи данных для ремонтных работ в случае аварийного сбоя оборудования на срок до 30 дней. В случае возникновения данной ситуации Абонент извещает Сбытовую организацию о перерыве в передаче данных дистанционно с указанием сроков на проведение работ. В период проведения ремонтных работ данные о потребленной электроэнергии передаются Абонентом в Сбытовую компанию в письменном виде по графику и в сроки, утвержденные ООО «РКС-Энерго».

7 Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ

7.1 Общие положения

Настоящая часть рабочего проекта освещает вопросы метрологического обеспечения точности учета количества электроэнергии согласно «Правилам учета электрической энергии» с помощью АИИС КУЭ.

Метрологическое обеспечение проектируемой АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения качества измерений, важнейшей характеристикой которого является единство измерений.

Установленный предельный рабочий диапазон температур от минус 40 до плюс 55ºС. Предельный диапазон хранения и транспортирования от минус 50 до плюс 70ºС.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

При вводе АИИС КУЭ в эксплуатацию требуется произвести поверочные испытания первичных преобразователей (ТТ) по ГОСТ 8.217-2003 в порядке, установленном СТО 70238424.27.100.038-2009 или другими нормативными документами, в строгом соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596-2002 и МИ 2439-97.

Поверка выполняется аттестованными рабочими эталонами в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.2.007.14-75 и ГОСТ 22261-94.

Работы по поверке средств измерения и измерительных каналов должны выполнять поверители, аттестованные в порядке, установленном ПР 50.2.012-94 и организациями, аккредитованными по ПР 50.2.013-97 (РМГ 127-2013).

7.2 Система обеспечения единого времени АИИС КУЭ

GPRS-модем Link ST100 при подключении по GPRS к сети Интернет осуществляет синхронизацию системного времени от серверов точного времени. Точность синхронизации системного времени от серверов точного времени в сети Интернет обычно не хуже: ±0,5 с.

7.3 Общие требования к метрологическому обеспечению

В соответствии с п.9.1 РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении» на стадии проектирования определятся погрешность измерительных каналов, и обеспечивается ее минимизация.

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются классом точности ТТ и ТН, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии) имеется документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики имеют сертификаты об утверждении типа и внесены в Госреестр средств измерений (СИ).

В соответствии с п.1.5.15 «Правила устройства электроустановок» допустимый класс точности расчетных счетчиков активной электроэнергии для данного объекта - кл.0.5S.

Рабочие условия эксплуатации средств измерения:

– рабочий диапазон температур: от -25°С до +60°С - для электросчетчиков;
– частота переменного тока 47,5–52,5 Гц;
– рабочий диапазон напряжений: 0,8-1,15 $U_{ном}$ - для электросчетчиков;
– cosφ = 0,8;
– токовая нагрузка симметричная.

7.4 Требования к погрешности измерений

Погрешность измерений электроэнергии соответствуют требованиям, указанным в РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении». Результирующая погрешность каждого измерительного канала определяется расчетом на основании параметров реально используемых элементов.

7.5 Расчет суммарной относительной погрешности измерительного канала

Погрешность измерений в точках учета электрической энергии определяется согласно РД 34.11.114-98, в виде предела допускаемой относительной погрешности измерительного канала в рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95 (закон распределения погрешностей принимается нормальный).

Метрологические характеристики измерительного канала АИИС КУЭ определяются классом точности ТТ, ТН, счетчика электрической энергии и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика электрической энергии.

Номенклатура метрологических характеристик АИИС КУЭ приведена с учетом ГОСТ 8.256-77, МИ 2439-97, МИ 2808-2003, ГОСТ Р 51841-2001.

На каждый элемент АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электрической энергии и контроллер передачи данных) имеется документ, нормирующий его метрологические характеристики.

В соответствии с РД 153-34.0-11.209-99 доверительную границу относительной погрешности измерительного канала при измерениях электрической энергии вычисляют по формуле:

$$\delta_W = \pm 1{,}1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_Q^2 + \delta_Л^2 + \delta_{C.O}^2 + \delta_{У.С}^2 + \sum_{j=1}^{l} \delta_{Cj}^2}, \qquad (7.1)$$

где: δ_W – предел допускаемой относительной погрешности измерений электрической энергии, %;

δ_I – предел допускаемой относительной погрешности тока ТТ (в соответствии с п.6.4 таблицы 8 ГОСТ 7746), %;

δ_W – предел допускаемой относительной погрешности напряжения ТН (в соответствии с п. 6.15 таблицы 17 ГОСТ 1983), %;

δ_Q – предел допускаемой относительной погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика электрической энергии, за счет угловых погрешностей ТТ и ТН (в соответствии с п. 9 РД 153-34.0-11.209-99), %;

$\delta_Л$– предел допускаемой относительной погрешности из-за потери напряжения в линии соединения счетчика электрической энергии с ТН (в соответствии с ПУЭ 7 п. 1.5.19), %;

$\delta_{С.О}$ – предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика электрической энергии (в соответствии с ГОСТ 31819.22-2012 п. 8.1 таблицы 4, ГОСТ 31819.23-2012 п. 8.1 таблицы 6), %;

$\delta_{У.С}$ – относительная погрешность устройства сбора и передачи данных, %;

δ_{Cj} – предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика электрической энергии от j-й влияющей величины, %.

Дополнительная погрешность счетчика электрической энергии от j-й влияющей величины вычисляется по формуле (в соответствии с ГОСТ 31819.22-2012 п. 8.2 таблицы 6, ГОСТ 31819.23-2012 п. 8.2 таблицы 8):

$$\delta_{cj} = K_j \cdot \Delta\xi_j \qquad (7.2)$$

где: j – число влияющих величин;

K_j – коэффициент влияния j-й величины;

$\Delta\xi_j$ – отклонение j-й влияющей величины от ее нормального значения, %.

Для измерительных каналов АИИС КУЭ в качестве метрологической характеристики каждого измерительного канала нормируются метрологические характеристики погрешности (неопределенности) измерений по МИ 2808-2003 при нормальных условиях эксплуатации измерительных компонентов и при рабочих условиях эксплуатации, определяемых таким сочетанием влияющих величин, при которых метрологические характеристики погрешности (неопределенности) выполнения измерений имеют по модулю наибольшее значение.

Нормы основной относительной погрешности 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 ТТ) не регламентируется;
- для области малых нагрузок (2 ÷ 20 % включительно) – не хуже 5,5 %;
- для диапазона нагрузок 20 ÷ 120 % – не хуже 3,0 %.

Нормы основной относительной погрешности по каждому ИИК, для значений cos φ в промежутке > 0,8 и ≤ 1 не должны превышать:

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

7.5.1 Определение погрешности трансформаторов тока

Согласно ГОСТ 7746-2015, ТТ класса точности 0,5S в рабочих условиях применения при установившемся режиме имеют погрешности, приведенные в таблице 7.1 (для вторичных нагрузок ТТ от 25 до 100 % от номинальной мощности и cosφ ≥ 0,8 (активно - индуктивный)).

Таблица 7.1 – Пределы допускаемых погрешностей ТТ

Класс точности ТТ	Первичный ток, % номинального значения	Пределы допускаемой погрешности	
		Токовой, %	Угловой, мин.
0,5S	1	±1,5	±90
	5	±0,75	±45
	20	±0,5	±30
	100	±0,5	±30
	120	±0,5	±30

В соответствии с ГОСТ 7746-2001 погрешности измерительных ТТ приняты для нормированных рабочих условий применения, без разделения их на основные и дополнительные погрешности.

7.5.2 Определение погрешности трансформаторов напряжения

По нормированным метрологическим характеристикам ГОСТ 1983-2015 погрешность ТН класса точности 0,5:

$\delta_U = \pm 0{,}5$ %, $\delta` = \pm 20$ мин. при нагрузке ТН от 25 до 100 % от номинальной мощности и на всем диапазоне нагрузки током $\cos\varphi \geq 0{,}8$ (активно - индуктивный).

В соответствии с ГОСТ 1983-2015 погрешности измерительных ТН приняты для нормированных рабочих условий применения без разделения их на основные и дополнительные погрешности.

7.5.3 Определение основной погрешности счетчика электрической энергии

Счетчик электрической энергии при измерении активной электрической энергии имеет пределы погрешности δс.о приведенные в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Пределы основной погрешности счетчика электрической энергии при измерении активной электрической энергии

Значение тока	Коэффициент мощности cosφ	Пределы допускаемой основной погрешности, %, для счетчика класса точности	
		0,5S	1
$0{,}01 \cdot I_{ном} \leq I_{ном} < 0{,}05 \cdot I_{ном}$	1,00	±1,0	±1,5
$0{,}05 \cdot I_{ном} \leq I_{ном} < I_{макс}$		±0,5	±1,0
$0{,}02 \cdot I_{ном} \leq I_{ном} < 0{,}1 \cdot I_{ном}$	0,50 (при индуктивной нагрузке) и 0,80 (при емкостной нагрузке)	±1,0	±1,5
$0{,}1 \cdot I_{ном} \leq I_{ном} < I_{макс}$		±0,6	±1,0

Счетчик электрической энергии при измерении реактивной электрической энергии имеет пределы погрешности δс.о приведенные в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Предел основной погрешности счетчика электрической энергии при измерении реактивной электрической энергии

Значение тока	**Коэффициент мощности cosφ**	**Пределы допускаемой основной погрешности, %, для счетчика класса точности**	
		1	**2**
$0,02 \cdot I_{ном} \le I \le 0,05 \cdot I_{ном}$	1,00	± 1,5	± 2,5
$0,05 \cdot I_{ном} \le I \le I_{макс.}$	1,00	± 1,0	± 2,0
$0,05 \cdot I_{ном} \le I \le 0,10 \cdot I_{ном}$	0,50	± 1,5	± 2,5
$0,01 \cdot I_{ном} \le I \le I_{макс.}$	0,50	± 1,0	± 2,0
$0,01 \cdot I_{ном} \le I \le I_{макс.}$	0,25	± 1,5	± 2,5

7.5.4 Определение дополнительных погрешностей счетчика электрической энергии

Существенными влияющими величинами для счетчика электрической энергии, при измерении активной и реактивной электрической энергии согласно ГОСТ 31819.22-2012 и ГОСТ 31819.23-2012 являются:

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

Пределы дополнительной погрешности счетчика электрической энергии от влияющих величин при измерении активной электрической энергии приведены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Пределы дополнительной погрешности счетчика от влияющих величин при измерении активной электрической энергии

Влияющая величина	**Значение вторичного тока (симметричная нагрузка), А**	**Коэффициент мощности cosφ**	**Пределы изменения погрешности, %, для счетчика класса точности**	
			0,5S	**1**
			K_t, %/°C	
Изменение температуры окружающего воздуха	$0,05 \cdot I_{ном} \le I \le 1,2 \cdot I_{ном}$	1	0,03	0,05
	$0,1 \cdot I_{ном} \le I \le 1,2 \cdot I_{ном}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,05	0,07
Изменение напряжения измерительной цепи в диапазоне ± 10 % от номинального значения			K_u, %/Гц	
	$0,5 \cdot I_{ном} \le I \le 1,2 \cdot I_{ном}$	1	0,2	0,7
	$0,1 \cdot I_{ном} \le I \le 1,2 \cdot I_{ном}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,4	1,0

продолжение таблицы 7.4

Изменение частоты в диапазоне ± 2 % от номинального значения			K_f, %/°В	
	$0,5 \cdot I_{ном} \le I \le 1,2 \cdot I_{ном}$	1	0,2	1,5
	$0,1 \cdot I_{ном} \le I \le 1,2 \cdot I_{ном}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,2	1,5

Пределы дополнительной погрешности счетчика электрической энергии от влияющих величин при измерении реактивной электрической энергии приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Пределы дополнительной погрешности счетчика от влияющих величин при измерении реактивной электрической энергии

Влияющая величина	**Значение вторичного тока (симметричная нагрузка), А**	**Коэффициент sinφ (при индуктивной или емкостной нагрузке)**	**Пределы изменения погрешности, %, для счетчика класса точности**	
			1	**2**
			K_t, , %/°С	
Изменение температуры окружающего воздуха	$0,05 \cdot I_{ном} \le I \le 1,2 \cdot I_{ном}$	1,0	0,05	0,10
	$0,1 \cdot I_{ном} \le I \le 1,2 \cdot I_{ном}$	0,5	0,07	0,15
Изменение напряжения измерительной цепи в диапазоне ± 10 % от номинального значения			K_u, %/Гц	
	$0,02 \cdot I_{ном} \le I \le 1,2 \cdot I_{ном}$	1,0	0,7	1,0
	$0,05 \cdot I_{ном} \le I \le 1,2 \cdot I_{ном}$	0,5	1,0	1,5
Изменение частоты в диапазоне ± 2 % от номинального значения			K_f, %/°В	
	$0,02 \cdot I_{ном} \le I \le 1,2 \cdot I_{ном}$	1,0	1,5	2,5
	$0,05 \cdot I_{ном} \le I \le 1,2 \cdot I_{ном}$	0,5	1,5	2,5

Дополнительная погрешность счетчика электрической энергии от изменения температуры δCt считается по формуле:

$$\delta_{Ct} = K_t \cdot \left| t_в - t_{норм} \right| \text{, \%,} \qquad (7.3)$$

где: K_t – средний температурный коэффициент (приведен в таблице 7.4 и таблице 7.5);

$t_в$ – максимальное значение температуры, °С;

$t_{норм}$ – нормальное значение температуры, °С.

При расчете дополнительной погрешности счетчика электрической энергии от изменения температуры, берется максимальное отклонение предельной эксплуатационной температуры от нормальной температуры (плюс 20 °С).

В качестве предельной эксплуатационной температуры допускается применять, среднесуточную температуру самого холодного и теплого месяцев в году для данного региона при установке счетчика электрической энергии в не отапливаемом помещении.

Дополнительная погрешность счетчика электрической энергии при изменении частоты δ_{Cf} вычисляем по формуле:

$$\delta_{Cf} = K_f \cdot \left| \frac{f_B - f_{ном}}{f_{ном}} \right|, \%, \quad (7.4)$$

где: K_f – коэффициент (функция влияния) при изменении частоты (приведен в таблице 7.4 и таблице 7.5);

$f_в$– максимальное отклонение частоты, Гц;

$f_{ном}$– номинальное значение частоты, Гц.

Дополнительная погрешность счетчика электрической энергии при изменении напряжения δ_{CU} вычисляем по формуле по формуле:

$$\delta_{CU} = K_u \cdot \left| \frac{U_B - U_{ном}}{U_{ном}} \right|, \%, \quad (7.5)$$

где: K_u – коэффициент (функция влияния) при изменении напряжения (приведен в таблице 7.4 и таблице 7.5);

$U_в$– максимальное отклонение напряжения, В;

$U_{ном}$– номинальное значение напряжения, В.

7.5.5 Расчет погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика электрической энергии, за счет угловых погрешностей ТТ и ТН

Погрешность измерений активной электрической энергии, обусловленную трансформаторной схемой подключения счетчика электрической энергии, вычисляют по формуле:

$$\delta_\theta = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} / \cos\varphi \quad (7.6)$$

Погрешность δ_θ при измерениях реактивной электрической энергии вычисляют по формуле:

$$\delta_\theta = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \cdot \cos\varphi / \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} \quad (7.7)$$

Значение коэффициента мощности cosφ (sinφ) определяется по измеренному 30 минутному значению активной W_P и реактивной W_Q электрической энергии:

$$\cos\varphi = \frac{|W_P|}{\sqrt{{W_P}^2 + {W_Q}^2}} \quad (7.8)$$

$$\sin\varphi = \frac{|W_Q|}{\sqrt{{W_P}^2 + {W_Q}^2}} \quad (7.9)$$

где: W_P – значение активной электрической энергии, кВт·ч;

W_Q – значение реактивной электрической энергии, кВар·ч;

θ_J – угловая погрешность ТТ по ГОСТ 7746-2001, мин;

θ_U – угловая погрешность ТН по ГОСТ 1983-2001, мин;

cosφ – коэффициент мощности по активной электрической энергии контролируемого присоединения, усредненный за 30 минут;

sinφ – коэффициент мощности по реактивной электрической энергии контролируемого присоединения, усредненный за 30 минут.

7.5.6 Погрешность измерения времени

Для синхронизации времени в АИИС КУЭ используется УССВ установленное на уровне ИВК ЦСОИ ЛОЭСК, представляющее собой GPS – приемник типа Trimble Acutime 2000.

GPS-приемник обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с абсолютной погрешностью – не более ± 1 мкс с периодичностью один раз в 30 минут.

GPS-приемник имеющий связь со спутниковой системой, обеспечивает точность ведения календарного времени не хуже 1 с.

Подключение счетчиков электрической энергии к GPRS-модему производится по выделенной интерфейсной шине RS-485, опрос счетчиков производится последовательно по каналу сбора информации.

При установлении сеанса связи GPRS-модема со счетчиками электрической энергии происходит проверка хода часов, время установления сеанса связи не более ±20 мс.

Максимально допустимое время рассинхронизации между счетчиком электрической энергии и GPRS-модемом устанавливается программно при параметрировании и составляет не более ±2 с.

Предел допускаемой основной погрешности хода внутренних часов, счетчика электрической энергии составляет не более ±0,5 с.

Предел допускаемой относительной погрешности измерения текущего времени определяется в % по формуле:

$$\delta_{\text{Т}} = \frac{\Delta T}{3600 \cdot T_{\text{УИ}}} \cdot 100, \qquad (7.10)$$

где ΔT - абсолютная погрешность таймера, с;

3600 - множитель, переводящий часы в секунды.

$T_{\text{УИ}}$ - учетный интервал времени при измерении электроэнергии, ч; (типовое значение составляет 24 ч) и составляет $\delta_{\text{Т}}$ = ±0,0005 %.

Полученное значение $\delta_{\text{Т}}$ является одинаковым для всех ИИК и не зависит от вида измеряемой электроэнергии (активная/реактивная).

В связи с малой величиной данного параметра погрешностью измерений времени можно пренебречь, поскольку она мала по сравнению с суммарной погрешностью информационного комплекса.

7.5.7 Относительная погрешность устройства передачи данных

В АИИС КУЭ РП-5 6 кВ для передачи данных используется GPRS-модем Link ST100.

Относительная погрешность устройства передачи данных определяется по формуле:

$$\delta_{\text{У.С}} = \pm\sqrt{\delta^2_{\text{П.И}} + \delta^2_{\text{Н.И}} + \delta^2_{\text{Т}} + \delta^2_{\text{Т.Р}} + \delta^2_{\text{У.Д}} + \delta^2_{\text{алг}}}, \qquad (7.11)$$

где: $\delta_{\text{П.И}}$ = 0 – погрешность перевода числа импульсов в кВт·ч, %;

$\delta_{\text{Н.И}}$ = 0 – погрешность накопления информации, %;

$\delta_{\text{Т}}$ – среднесуточная погрешность измерений текущего времени, %;

$\delta_{\text{Т.Р}}$ – погрешность рассинхронизации при измерениях текущего времени, %;

$\delta_{\text{У.Д}}$ = 0 – дополнительные погрешности от влияния внешних величин, %;

$\delta_{\text{алг}}$ = 0 – погрешность расчетов по алгоритмам АИИС КУЭ, %;.

Согласно описанию типа, предел допускаемой относительной погрешности передачи данных: $\delta_{\text{У.С}}$ = ±0,2%.

Предел допустимой относительной погрешности измерительного канала при измерениях мощности вычисляют по формуле (РД 153-34.0-11.209-99):

$$\delta_p = \pm 1{,}1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_W}{1{,}1}\right)^2 + \delta_T^2 + \delta_{O.П}^2} \qquad (7.12)$$

где: δ_W – предел допускаемой относительной погрешности измерений электрической энергии, %;

$\delta_{O.П}$ – погрешность измерений значения интервального расхода электрической энергии, обусловленная дискретностью передаточного числа счетчика, %.

Расчет допускаемых относительных погрешностей ИИК электроэнергии δ_W, рассчитанных для относительных нагрузок 5 (2), 20, 100, 120%, приводится в таблице 7.6.

Поскольку предел допускаемой относительной погрешности измерения интервала времени усреднения мощности значительно меньше предела допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерениях электроэнергии δ_W, то при расчете им можно пренебречь. Поэтому предел допускаемой относительной погрешности измерения электрической мощности будет равен пределу допускаемой относительной погрешности измерения электроэнергии.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов требуется определить при проведении поверки. На каждый измерительный комплекс составляется паспорт-протокол в соответствии с РД 34.09.101-94.

Таблица 7.6

№ ИИК	Канал учета	cos φ / sin φ	Первичный ток I_1, % от $I_{1ном}$	Составляющие погрешности измерительного комплекса										Предел допускаемой относительной погрешности	Допустимое значение погрешности
				Трансформатор тока		Трансформатор напряжения		δ_Θ, %	$\delta_л$, %	Счетчик					
										осн.	дополнительные				
				δ_I, %	Θ_I, мин	δ_U, %	Θ_U, мин			$\delta_{C.O.}$, %	δ_{Ct}, %	δ_{CU}, %	δ_{Cf}, %	$\delta_P=\delta_W$, %	$\delta_{Wдоп}$, %
1, 2 (активная энергия)	Присоединения 6 кВ, кл.тч. 0,5S	1,00	2-5	1,50	90	0,50	20	0,000	0,200	1,000	0,030	0,200	0,200	1,903	2,9
		1,00	5-20	0,75	45	0,50	20	0,000	0,200	0,500	0,030	0,200	0,200	1,088	2,9
		1,00	20-100	0,50	30	0,50	20	0,000	0,200	0,500	0,030	0,200	0,200	0,933	1,7
		1,00	100-120	0,50	30	0,50	20	0,000	0,200	0,500	0,030	0,200	0,200	0,933	1,7
		0,80	2-5	1,50	90	0,50	20	2,005	0,200	1,000	0,030	0,200	0,200	2,764	2,9
		0,80	5-10	0,75	45	0,50	20	1,071	0,200	0,600	0,030	0,200	0,200	1,562	2,9
		0,80	10-20	0,75	45	0,50	20	1,071	0,200	0,600	0,030	0,200	0,200	1,562	2,9
		0,80	20-100	0,50	30	0,50	20	0,784	0,200	0,600	0,030	0,200	0,200	1,263	1,7
		0,80	100-120	0,50	30	0,50	20	0,784	0,200	0,600	0,030	0,200	0,200	1,263	1,7
		0,50	2-5	1,50	90	0,50	20	4,631	0,200	1,000	0,050	0,400	0,200	5,019	5,5
		0,50	5-10	0,75	45	0,50	20	2,474	0,200	0,600	0,050	0,400	0,200	2,745	5,5
		0,50	10-20	0,75	45	0,50	20	2,474	0,200	0,600	0,050	0,400	0,200	2,745	5,5
		0,50	20-100	0,50	30	0,50	20	1,811	0,200	0,600	0,050	0,400	0,200	2,093	3,0
		0,50	100-120	0,50	30	0,50	20	1,811	0,200	0,600	0,050	0,400	0,200	2,093	3,0
1, 2 (реактивная энергия)	Присоединения 6 кВ, кл.тч. 1,0	1,00	2-5	1,50	90	0,50	20	0,000	0,200	1,500	0,050	0,700	1,500	2,745	5,5
		1,00	5-20	0,75	45	0,50	20	0,000	0,200	1,000	0,050	0,700	1,500	2,144	5,5
		1,00	20-100	0,50	30	0,50	20	0,000	0,200	1,000	0,050	0,700	1,500	2,069	3,0
		1,00	100-120	0,50	30	0,50	20	0,000	0,200	1,000	0,050	0,700	1,500	2,069	3,0
		0,80	2-5	1,50	90	0,50	20	2,005	0,200	1,500	0,050	0,700	1,500	3,399	5,5
		0,80	5-10	0,75	45	0,50	20	1,071	0,200	1,000	0,050	0,700	1,500	2,396	5,5
		0,80	10-20	0,75	45	0,50	20	1,071	0,200	1,000	0,050	0,700	1,500	2,396	5,5
		0,80	20-100	0,50	30	0,50	20	0,784	0,200	1,000	0,050	0,700	1,500	2,213	3,0
		0,80	100-120	0,50	30	0,50	20	0,784	0,200	1,000	0,050	0,700	1,500	2,213	3,0
		0,50	2-5	1,50	90	0,50	20	4,631	0,200	1,500	0,070	1,000	1,500	5,431	5,5
		0,50	5-10	0,75	45	0,50	20	2,474	0,200	1,000	0,070	1,000	1,500	3,350	5,5
		0,50	10-20	0,75	45	0,50	20	2,474	0,200	1,000	0,070	1,000	1,500	3,350	5,5
		0,50	20-100	0,50	30	0,50	20	1,811	0,200	1,000	0,070	1,000	1,500	2,842	3,0
		0,50	100-120	0,50	30	0,50	20	1,811	0,200	1,000	0,070	1,000	1,500	2,842	3,0

Продолжение табл.7.6

№ ИИК	Канал учета	cos φ / sin φ	Первичный ток I_1, % от $I_{1ном}$	Составляющие погрешности измерительного комплекса										Предел допускаемой относительной погрешности	Допустимое значение погрешности
				Трансформатор тока		Трансформатор напряжения		δ_Θ, %	$\delta_л$, %	Счетчик					
										осн.	дополнительные				
				δ_I, %	Θ_I, мин	δ_U, %	Θ_U, мин			$\delta_{C.O.}$, %	δ_{Ct}, %	δ_{CU}, %	δ_{Cf}, %	$\delta_P=\delta_W$, %	$\delta_{Wдоп}$, %
3 (активная энергия)	0,4 кВ ЩСН, кл.тч. 1	1,00	2-5	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	1,500	0,050	0,700	1,500	2,290	2,9
		1,00	5-20	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	1,000	0,050	0,700	1,500	1,998	2,9
		1,00	20-100	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	1,000	0,050	0,700	1,500	1,998	1,7
		1,00	100-120	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	1,000	0,050	0,700	1,500	1,998	1,7
		0,80	2-5	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	1,500	0,050	0,700	1,500	2,290	2,9
		0,80	5-10	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	1,000	0,050	0,700	1,500	1,998	2,9
		0,80	10-20	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	1,000	0,050	0,700	1,500	1,998	2,9
		0,80	20-100	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	1,000	0,050	0,700	1,500	1,998	1,7
		0,80	100-120	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	1,000	0,050	0,700	1,500	1,998	1,7
		0,50	2-5	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	1,500	0,070	1,000	1,500	2,399	5,5
		0,50	5-10	0,00	0	0,50	0	0,000	0,500	1,000	0,070	1,000	1,500	2,181	5,5
		0,50	10-20	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	1,000	0,070	1,000	1,500	2,122	5,5
		0,50	20-100	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	1,000	0,070	1,000	1,500	2,122	3,0
		0,50	100-120	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	1,000	0,070	1,000	1,500	2,122	3,0
3 (реактивная энергия)	0,4 кВ ЩСН, кл.тч. 2	1,00	2-5	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	2,500	0,100	1,000	2,500	3,709	5,5
		1,00	5-20	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	2,000	0,100	1,000	2,500	3,393	5,5
		1,00	20-100	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	2,000	0,100	1,000	2,500	3,393	3,0
		1,00	100-120	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	2,000	0,100	1,000	2,500	3,393	3,0
		0,80	2-5	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	2,500	0,100	1,000	2,500	3,709	5,5
		0,80	5-10	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	2,000	0,100	1,000	2,500	3,393	5,5
		0,80	10-20	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	2,000	0,100	1,000	2,500	3,393	5,5
		0,80	20-100	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	2,000	0,100	1,000	2,500	3,393	3,0
		0,80	100-120	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	2,000	0,100	1,000	2,500	3,393	3,0
		0,50	2-5	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	2,000	0,150	1,500	2,500	3,574	5,5
		0,50	5-10	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	2,000	0,150	1,500	2,500	3,574	5,5
		0,50	10-20	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	2,000	0,150	1,500	2,500	3,574	5,5
		0,50	20-100	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	2,000	0,150	1,500	2,500	3,574	3,0
		0,50	100-120	0,00	0	0,00	0	0,000	0,500	2,000	0,150	1,500	2,500	3,574	3,0

8 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.

8.1 Защита от электромагнитных воздействий

Защищенность счетчика от электромагнитных помех соответствует ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003).

На электрических подстанциях при коммутациях электрооборудования, коротких замыканиях, грозовых перенапряжениях, при коммутациях различных катушек соленоидов, контакторов, реле, при работе радиопередатчиков, включении усилителей поисковой связи и др., возникают сильные электромагнитные поля. Воздействуя на вторичные цепи, эти поля возбуждают в них импульсные помехи с высоким уровнем напряжения и токов, которые, попадая в устройства системы учета электроэнергии, могут приводить к повреждению этих устройств или вызывать их неправильную работу.

Для снижения уровня помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений проектом предусматриваются следующие требования к прокладке кабельных линий:

- вторичные кабели с цепями измерения прокладываются по разным трассам;
- в цепях линий связи предусматривается экранированный кабель.

Рабочее заземление осуществляется присоединением рабочих (схемных) точек заземления устройств кратчайшим путем к зажимам контура заземления шкафов и корпусов устройств системы учета электроэнергии.

8.2 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики относятся к группе 5 по ГОСТ 22261-94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.

8.3 Защита от механических воздействий

Оборудование размещено с максимально-возможными удобствами его обслуживания (осмотр, профилактика, мелкий ремонт) в ячейках №3 и №12. Дополнительных средств и мероприятий защиты от механических повреждений проектом не предусматривается.

8.4 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в ИИС учета электроэнергии, используется для коммерческих расчетов. Поэтому она имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты коммерческой информации.

Основной целью системы учета электроэнергии является получение достоверной информации о количестве полученной электроэнергии.

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Защитная крышка контактной колодки пломбируется пломбой организации, обслуживающей счётчик.

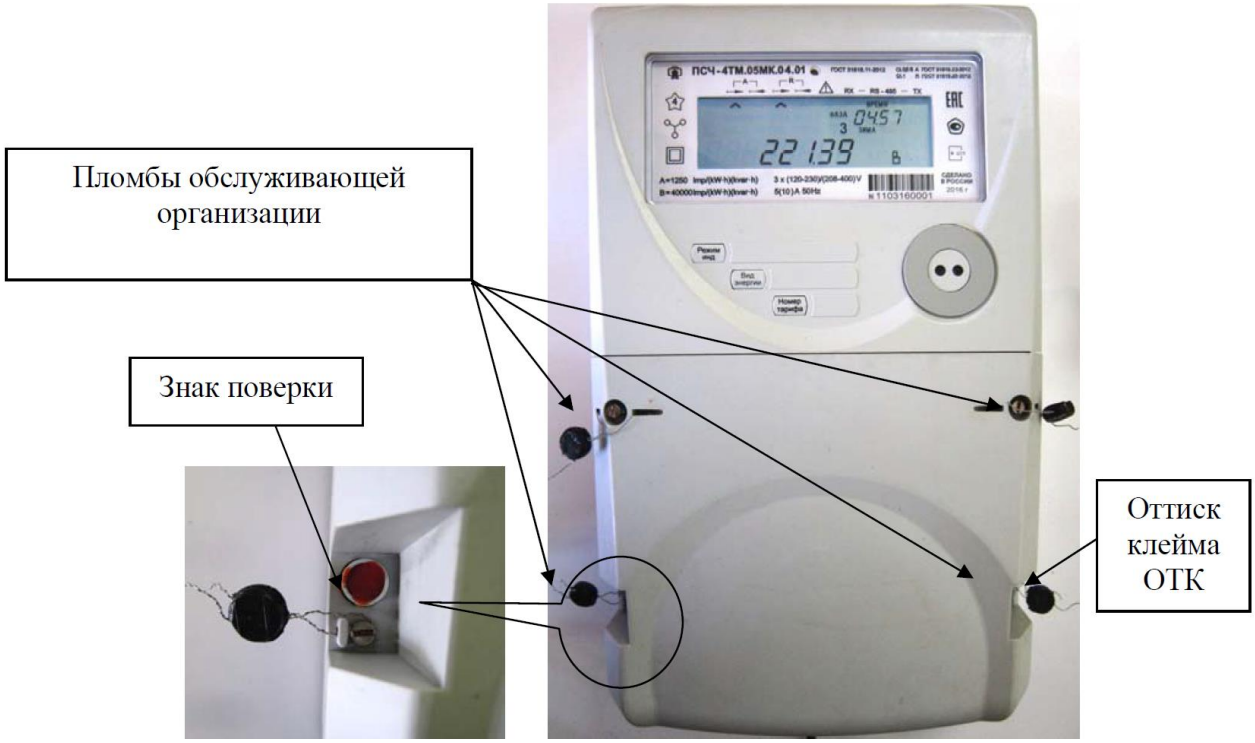


Рисунок 8.1 – Внешний вид счетчика с закрытой крышкой зажимов и схема пломбирования.

8.5 Аппаратная защита

Проектом предусматривается защита от несанкционированного доступа (НСД) ко всем составным частям АИИС КУЭ.

Существенное искажение достоверности информации может быть получено вследствие погрешностей:

- трансформаторов тока;
- трансформаторов напряжения;
- счетчиков;
- контроллера передачи данных.

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ должны быть приняты меры, исключающие несанкционированное увеличение допустимой нагрузки во вторичных цепях трансформаторов тока. Для обеспечения выполнения этого требования необходимы следующие технические и организационные мероприятия:

- опломбирование или маркирование знаками визуального контроля всех разъемных соединений электрических цепей, подключение к которым дополнительных технических устройств или замена может привести к увеличению допустимой нагрузки на измерительные трансформаторы;
- на подстанции, где организована АИИС КУЭ должна быть эксплуатационная схема с изображением всех устройств релейной защиты, счетчиков и измерительных приборов, включенных во вторичные цепи измерительных трансформаторов и указанием мест опломбирования или маркирования знаками визуального контроля. Все изменения во вторичных цепях измерительных трансформаторов расчетного учета должны быть отражены в этих схемах.

В соответствии с «Положением о порядке проведения ревизии и маркирования специальными знаками визуального контроля средств учета электрической энергии» от 20.10.98 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.

После снятия напряжения визуальным осмотром уточняются места установки знаков и необходимые размеры подосновы для надежной защиты клеммного соединения.

После этого клеммное соединение заклеивается таким образом, чтобы марка при этом не повредилась, подоснова приклеилась прочно, и доступ к клеммному соединению был надежно защищен.

Маркирование корпусов электроизмерительных приборов и коммутационных аппаратов в цепях учета может проводиться знаками без предварительного их закрепления на подоснове и без снятия напряжения, с соблюдением необходимых мер предосторожности.

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 подлежат: разъемные соединения (на трансформаторах тока, переходных зажимов ячеек и коробки зажимов счетчиков) и коробки испытательные переходные.

Счетчики и контроллер имеют встроенные способы защиты от несанкционированного доступа к данным. Устанавливается пароль, предотвращающий несанкционированный доступ через оптический порт. Кроме того, поскольку в счетчике нет движущихся частей, счетчик невосприимчив к попыткам механического воздействия, которые могут иметь место с электромеханическими счетчиками. Их Аудиторская способность обеспечивает запись числа и времени изменений программы, числа отключений напряжения питающей сети, числа сбросов показаний максимальной мощности и других, связанных с достоверностью данных величин, характерных для многотарифных счетчиков.

Счётчик имеет два уровня пломбирования:

- крышка счетчика запечатывается пломбой завода изготовителя при проведении калибровки и тестирования счетчика, а также пломбой Госстандарта при проведении поверки счетчиков госповерителем.
- крышка клеммника может быть опечатана дополнительной пломбой при установке счетчика службами местного Энергонадзора.

Каждый установленный расчётный счётчик должен иметь на винтах, крепящих кожух счётчика, пломбы с клеймом госповерителя, а на зажимной крышке пломбу энергоснабжающей организации. На вновь устанавливаемых 3- х фазных счётчиках должны быть пломбы государственной поверки с давностью не более 12 месяцев.

Конструкция шкафов учета и коробок зажимов расчётных счётчиков имеет возможность их пломбирования.

После сдачи системы в опытно-промышленную эксплуатацию, необходимо провести ревизию на предмет маркирования специальными знаками визуального контроля средств учёта электрической энергии.

8.6 Программно-аппаратная защита

По требованию Ростехнадзора на счетчики на заводе-изготовителе устанавливается программно-аппаратная блокировка. Такая защита запрещает полное перепрограммирование счетчика (изменение измеряемых данных, изменение коэффициента трансформации, данных профиля нагрузки, постоянные и т.д.).

Для обеспечения защиты от несанкционированного доступа к параметрам и установкам счетчика и контроллеров, имеется трехуровневая система доступа.

Самый верхний уровень открывает доступ к любым ресурсам счетчика и является заводским. Доступ на данном уровне возможен только в случае установленной специальной технологической перемычки на плате счетчика.

При эксплуатации счетчика перемычка должна быть удалена.

Второй уровень доступа может быть открыт с помощью шестибайтного пароля и обеспечивает доступ к счетчику на уровне «хозяина». На данном уровне счетчик и контроллеры конфигурируется под конкретные условия эксплуатации.

Первый уровень доступа может быть открыт с помощью шестибайтного пароля и обеспечивает доступ к счетчику на уровне «потребителя». На данном уровне счетчик является источником информации о потребленной электроэнергии и другой дополнительной информации.

При выпуске счетчика по умолчанию устанавливается скорость обмена 9600 бит/с. без контроля нечетности и следующие значения паролей:

– «111111» - для первого уровня доступа;
– «222222» - для второго уровня доступа.

Средства защиты передаваемых данных по GSM-модемам – используется кодирование данных, предоставляемое оператором GSM-сети.

Организационным мероприятием, ограничивающим доступ к оборудованию АИИС КУЭ является составление списка лиц предприятия, имеющих прав доступа к названному оборудованию. Приказ с введением режима доступа и список допускаемых лиц утверждается главным инженером предприятия.

ПО также позволяет ограничивать доступ пользователей при работе в программе и доступ к базе данных АИИС КУЭ.

Для каждого пользователя предусмотрен свой уникальный пароль. Коммерческая и технологическая информация защищается от НСД с помощью криптографического программного обеспечения.

9 Строительно-монтажные, пусконаладочные мероприятия

Очередность выполнения и объем монтажных, пусконаладочных работ, работ по вводу системы АИИС КУЭ в постоянную эксплуатацию рекомендуется производить в соответствии с таблицей 9.1.

Таблица 9.1

№ п/п	Стадии, этапы работ	Срок выполнения
1	Подготовительные работы Вид работ: -организационные работы, предшествующие работам по внедрению АИИС КУЭ; -подготовка объекта к внедрению.	0,5 месяца с момента утверждения проекта АИИС КУЭ
2	Поставка оборудования и программного обеспечения Вид работ: -комплектация системы; -поставка оборудования.	2 месяца с момента завершения 1 этапа работ
3	Строительно-монтажные работы Вид работ: -монтажные работы.	2 месяца с момента завершения 2 этапа работ
4	Пусконаладочные работы Вид работ: -наладочные работы; -наладка каналообразующей аппаратуры и программного обеспечения; - автономная наладка измерительных функций расчетных счетчиков; - комплексная наладка АИИС КУЭ; - проведение испытаний системы на работоспособность перед ее передачей в опытную эксплуатацию; - обучение персонала.	1 месяц с момента завершения 3 этапа работ
5	Опытная эксплуатация и опытно-промышленная эксплуатация Вид работ: -дополнительная отладка программ и устройств; -определение эксплуатационных характеристик системы; - создание методики выполнения измерения; - создание методики расчета потерь; - испытание АИИС КУЭ энергоснабжающей организацией; - дополнительная отладка программ и устройств (при необходимости).	2 месяца с момента завершения 4 этапа работ
6	Сдача системы в промышленную эксплуатацию Вид работ: -проверка предъявляемой технической и сопроводительной документации на соответствие требованиям ТРП на АИИС КУЭ; -приемосдаточные испытания. Сдача объекта комиссии.	2 месяца с момента завершения 5 этапа работ

9.1 Этап «Поставка оборудования и программного обеспечения»

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

9.2 Этап «Строительно-монтажные работы»

Монтаж должен проводиться в строгом соответствии с проектной документацией. Все отступления от проектных решений должны быть согласованы со сбытовой компанией с внесением корректировок в проектную документацию.

Строительно-монтажные работы включают:

- согласование срока проведения работ со сбытовой компанией;
- проведение организационных и технических мероприятий, для допуска бригад монтажников к проведению работ;
- проведение монтажных работ.

Технические средства узла учета размещаются в местах, допускающих обслуживание в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации этих средств.

Подключения и отключения цепей питания и заземления, а так же цепей интерфейсов должны производиться при отключенном питании. Не допускается подключение нескольких проводников к клемме.

Схемы подключения электронных счетчиков прямого включения и через трансформаторы тока приведены в чертежах рабочей документации и инструкции по монтажу счетчика.

Подведенные к оборудованию кабели и провода подключаются к нему через вводные гребенки (колодки), разъемы или клеммы, установленные на оборудовании.

Длина оголенной части жилы или провода от торца изоляции до места включения должна быть не более 2,0 см и не менее 0,5 см.

При подключении к оборудованию экранированного кабеля разрешается оставлять без экрана концы длиной не более 25мм.

При этом экранированные концы жил должны быть свиты попарно. Жилы кабелей и проводов в зависимости от материала и сечения должны подключаться к оборудованию следующими способами:

- медные однопроволочные сечением менее 1мм^2 навивом, пайкой, а при соединениях к зажиму пластичными наконечниками; однопроволочные сечением 1-6мм^2, а многопроволочные сечением 1-2,5мм^2 – под винтовой зажим. При этом на конце жилы предварительно должно быть сформировано кольцо по часовой стрелке, концы многопроволочных жил должны быть облужены;
- однопроволочные жилы сечением свыше 6мм$_2$, а многопроволочные сечением свыше 2,5мм^2 перед подключением должны быть оконцованы наконечниками с помощью пайки или опрессования.

Допускается подключение без предварительного оконцевания наконечниками однопроволочных жил сечением 6-10мм^2 при условии оформления конца жилы в кольцо по часовой стрелке с предохранением от выдавливания фасонными шайбами и от самоотворачивания – пружинными шайбами.

Под один винтовой зажим может подключаться не более двух жил.

После окончания этапа СМР Исполнителем предоставляется техническая документация:

– ведомость технической документации, предъявляемой при сдаче-приемке электромонтажных работ;
– акт технической готовности электромонтажных работ;
– ведомость изменений и отступлений от проекта;
– ведомость электромонтажных недоделок, не препятствующих комплексному опробованию;
– акт приемки-передачи оборудования в монтаж;
– акт о выявленных дефектах оборудования;
– ведомость смонтированного оборудования.

Актом также удостоверяется, что оборудование отвечает требованиям приемки для его комплексного опробирования.

9.3 Этап «Пусконаладочные работы»

На этом этапе проводится автономная наладка технических и программных средств, загрузка исходной информации в базу данных и комплексную наладку всех средств системы. Документация по пусконаладочным работам предъявляется комиссиям по приемке оборудования после индивидуальных испытаний и при оформлении Акта технической готовности электромонтажных работ.

9.4 Этап «Проведение предварительных испытаний»

Этап включает:
– испытания АИИС КУЭ на работоспособность в соответствии с программой испытаний;
– оформление протокола предварительных испытаний;
– устранение предварительных неисправностей и внесение изменений в документацию на АИИС КУЭ (корректировка эксплуатационной документации);
– оформление акта о приемке АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию с указанием сроков ее проведения.

9.5 Этап «Проведение опытной эксплуатации»

Этап опытной эксплуатации проводится с целью подтверждения правильности функционирования АИИС КУЭ в условиях реальной эксплуатации подготовленным персоналом и определения фактических значений количественных и качественных характеристик АИИС КУЭ.

1. Во время опытной эксплуатации должны фиксироваться отказы, сбои, аварийные ситуации, изменения параметров, изменения в документации, а также замечания эксплуатационного персонала в рабочем журнале.

Во время опытной эксплуатации должно быть проведено опломбирование средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ, с составлением соответствующего акта. Допускается последовательное проведение испытаний и сдача частей АИИС КУЭ в опытную и постоянную эксплуатацию при соблюдении установленной в ТРП очередности ввода АИИС КУЭ в действие.

2. По результатам опытной эксплуатации оформляется акт о завершении опытной эксплуатации и допуске системы к приемочным испытаниям. Перед вводом в опытную эксплуатацию осуществляется комплектация следующими документами:
– программа и методика испытаний по ГОСТ 34.603-92 «Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем»;

– документы о прохождении государственно-административных процедур и метрологических поверок;
– исполнительная документация;
– отчеты о результатах обследования;
– действующие документы органов ФАТРМ РФ об утверждении типа измерительного средства, а также свидетельства о метрологической поверке измерительных комплексов;
– программа обучения персонала «Абонента» (в т.ч. представителя эксплуатирующей организации по решению и направлению Абонента) с указанием места, времени, используемого для обучения программных средств и технических средств;
– иные документы, собранные и разработанные участниками процесса создания АИИС КУЭ согласно настоящему техническому заданию, условиям договоров, в соответствии с нормативно-техническими требованиями;
– ведомость эксплуатационных документов;
– комплект эксплуатационной документации:
а) инструкция по эксплуатации комплекса технических средств;
б) технологическая инструкция;
в) схема соединений внешних проводок;
г) таблица соединений и подключений;
д) методики выполнения измерений;
е) перечень входных сигналов;
ж) перечень выходных сигналов;
з) описание входной и выходной информации;
и) перечень форм входной и выходной информации;
к) описание организации информационной базы, технология извлечения из нее информации, а также помещения в нее информации;
л) описание программного обеспечения, порядка его установки, конфигурирования, и настройки;
м) описание протоколов передачи данных в ИВК;
н) руководство пользователя;
– общее описание системы;
– описание постановок задач программного обеспечения;
– однолинейная электрическая схема с указанием границ балансовой принадлежности и нанесением точек расчетного и контрольного учета;
– иные сопроводительные к техническим средствам (ГОСТ 2.102-2013 «ЕСКД. Виды и комплектность конструкторских документов).

9.6 Этап «Приемочные испытания»

При подготовке объекта автоматизации, к вводу в постоянную эксплуатацию, привести измерительные комплексы в соответствии с требованиями технического задания.

В срок не менее чем за неделю до начала работ Исполнителя, Абонент Сбытовой компании определяет Эксплуатирующую организацию, которая комплектует штат специалистов для контроля за ходом работ по созданию системы, а также соответствующий штат эксплуатационного персонала за две недели до начала исполнителем курсов подготовки. Абонент берет на себя ответственность за допуск персонала Исполнителя на объекты автоматизации коммерческого учета (с

согласованием с Эксплуатирующей организацией при необходимости). При подготовке объекта автоматизации, к вводу в постоянную эксплуатацию, привести измерительные комплексы в соответствии с требованиями к проведению испытаний с целью определения соответствия автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета техническим требованиям оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) и техническим требованиям к автоматизированным информационно-измерительным системам коммерческого учета электрической энергии субъекта ОРЭ.

Комиссия при сдаче системы для работы на розничном рынке электроэнергии, назначается совместным решением Абонента (Эксплуатирующей организацией – по решению Абонента), сетевой и сбытовой компанией и разработчика.

Для приемки системы на розничном рынке электрической энергии комиссия назначается в следующем составе:

Председатель – представитель «Абонента».

Члены комиссии:

- представитель сбытовой компании ООО «РКС-Энерго»;
- представитель электросетевой компании АО «ЛОЭСК» филиал «Восточные электрические сети»;
- представители Разработчика;
- представители Эксплуатирующей организации;
- представители местных организаций представляющих ФАТРМ и Ростехнадзор (по согласованию).

По решению Председателя комиссии в состав комиссии могут быть включены представители иных органов и организаций.

Не позднее, чем за 20 дней до начала работы на согласование членам комиссии направляется проект решения о создании комиссии и сроках ее работы. А также программа работы комиссии.

Для проведения испытаний должна быть представлена следующая документация:

- проектная документация, согласованная со всеми заинтересованными организациями;
- акт приемки в опытную и опытно-промышленную эксплуатацию;
- эксплуатационная документация;
- рабочий журнал в опытную и опытно-промышленную эксплуатацию;
- акт завершения опытной и опытно-промышленной эксплуатации;
- программа испытаний.

Приемочные испытания проводятся в соответствии с программой и методикой испытаний. Комиссия определяет соответствие АИИС КУЭ требованиям технического задания и проектной документации, включая комплектность и качество эксплуатационной документации. Работа комиссии завершается оформлением акта о приемке АИИС КУЭ в постоянную эксплуатацию.

Включение АИИС КУЭ в постоянную эксплуатацию оформляется приказом единоличного исполнительного органа юридического лица, выступающего в качестве Заказчика, после устранения замечаний выявленных в процессе работы комиссии. Копия приказа должна быть направлена в сбытовую компанию.

10 Выполнение измерений

При выполнении измерений опрос счетчиков производят в последовательности, соответствующей номерам измерительных каналов. Опрос счетчиков при измерении электроэнергии и мощности производится с периодичностью один раз в полчаса круглосуточно. При выполнении измерений электроэнергии и мощности проводят следующие операции: сервер базы данных запрашивает и получает информацию по цифровым каналам от счетчиков, объединенных в информационные цифровые магистрали RS-485.

В процессе выполнения измерений автоматически фиксируют:

- значение измеренной активной и реактивной энергии;
- календарную дату и время выполнения измерений;
- наименование (обозначение) канала учета;
- номер измерительного канала;
- учетный период времени измерений электроэнергии (1 месяц);
- измеренное значение средней мощности;
- астрономическое время выполнения измерений.

11 Средства измерений, инструменты и принадлежности

Средства измерений, инструменты и принадлежности, необходимые для проведения регулировки, поверки, ремонта и технического обслуживания приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1

Рекомендуемое оборудование	Основные требования, предъявляемые к оборудованию	Кол-во, шт.
Установка для поверки счетчиков электрической энергии автоматизированная УАПС-1М	Номинальное напряжение 3×(57,7-115)/(100-200), 3×(120-230)/(208-400) В, ток (0,001-100) А, погрешность измерения активной/ реактивной энергии ±(0,15/0,3)%	1
Программируемый трехфазный источник фиктивной мощности МК7006	Номинальное напряжение 3×57,7/100 В или 3×230/400 В, ток от 0,001 до 10 А,	1
Эталонный трех фазный ваттметр-счетчик ЦЭ7008	Номинальное напряжение 3×57,7/100 В, 3×230/400 В, ток от 0,001 до 10 А, погрешность измерения активной/ реактивной энергии и мощности ±(0,05/0,1)%	1
Прибор для испытания электрической прочности УПУ-10	Испытательное напряжение до 10 кВ, погрешность установки напряжения не более ±5 %	1
Блок питания Б5-70	Постоянное напряжение от 5 до 24 В, ток от 1 до 50 мА	1
Блок питания Б5-50	Постоянное напряжение до 300 В	1
Осциллограф С1-92	Диапазон измеряемых напряжений от 0,05 до 30 В	1
Вольтметр цифровой универсальный В7-40	Диапазон измеряемых токов от 1 до 10 мА, диапазон измеряемых напряжений от 2мВ до 30 В	1
Секундомер СОСпр-2б-б	Время измерения более 30 мин, цена деления 0,2с, класс точности 2	1
Частотомер Ч3-63	Погрешность измерения 5×10^{-7}	1
Автотрансформатор РНО-250-2	Диапазон изменения напряжений от 100 до 250 В	1
Преобразователь интерфейса USB/RS-485 ПИ-2	Скорость обмена данными от 300 до 38400 бит/с	1
Устройство сопряжения оптическое УСО-2	Скорость обмена данными 9600 бит/с	1
Персональный компьютер с операционной системой «Windows 98» - «Windows 10»	С универсальным портом USB. Разрешение экрана монитора не менее 1024×768 точек	1
Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»	Версия не ниже 18.04.16	1

_____

Допускается использовать другое оборудование, аналогичное по своим техническим и метрологическим характеристикам и обеспечивающее заданные режимы.

12 Меры по охране труда и технике безопасности

При проведении работ по системы контроля и учёта электроэнергии и мощности должны соблюдаться требования безопасности, установленные «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок» и «Правилами устройства электроустановок» Глава 1.5. Монтаж, наладка, эксплуатация, обслуживание и ремонт проводится согласно требованиям ПОТЭУ, СНиП 21-01-97. Ремонт аппаратного обеспечения производится в лабораторных условиях.

Все специалисты, обслуживающие АИИС КУЭ, обязаны пройти обучение. Обучение проводится по эксплуатации электронных счетчиков. Обучаемые специалисты должны иметь необходимое образование и допуски к работе с оборудованием.

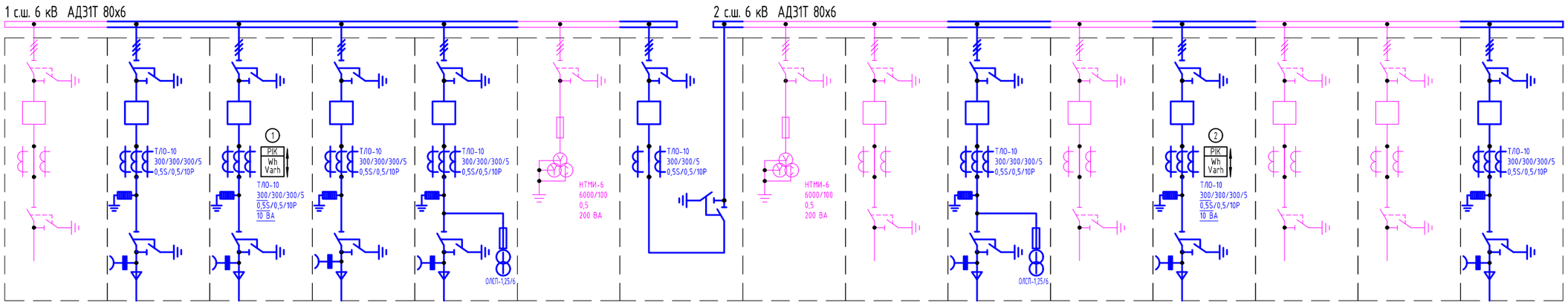
13 Меры пожарной безопасности

Работы по монтажу и наладке технических средств измерения, сбора, обработки и передачи информации АИИС КУЭ должны производиться в соответствии с правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий РД153.-34.0-03.301-00 (ВППБ01-02-95).

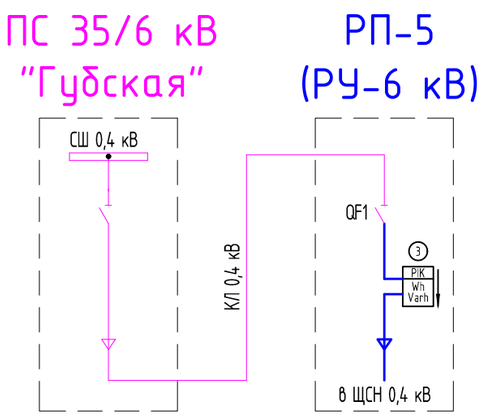
Кабельная продукция, используемая для организации АИИС КУЭ, имеет сертификаты соответствия Гостандарта РФ. Наружная оболочка кабелей изготовлена из поливинилхлорида, который обладает хорошими огнеупорными свойствами.

Все места прохода кабелей через стены и перегородки должны быть уплотнены для обеспечения огнестойкости не менее 0,75ч. Уплотнение кабельных трасс должно осуществляться с применением только негорючих материалов и составов.

РП-5 6 кВ
однолинейная схема после реконструкции



Назначение ячейки	Отходящая линия	Отходящая линия	Отходячая линия	Отходящая линия	Ввод №1	ТН 6 кВ 1 с.ш.	Секционный выключатель	ТН 6 кВ 2 с.ш.	Отходящая линия	Ввод №2	Отходящая линия	Отходящая линия	Отходящая линия	Отходящая линия	Отходящая линия
Номер ячейки по плану	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Наименование КЛ		ВЛ 6 кВ ф. РП-5 - ТП-19 - РП-3	ВЛ 6 кВ ф. №1 РП-5 - РП-4	КЛ 6 кВ ф. №1 РП-5 - РП-3	КЛ 6 кВ ф. №1 ПС "Губская" - РП-5	ТН-1-6		ТН-2-6		КЛ 6 кВ ф. №2 ПС "Губская" - РП-5		ВЛ 6 кВ ф. №2 РП-5 - РП-4			КЛ 6 кВ ф. №2 РП-5 - РП-3



Условные обозначения:

(1) – номер точки измерения

РІК Wh Varh – реверсивный счетчик активной и реактивной энергии

РІК Wh Varh – счетчик активной и реактивной энергии прямого направления

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
2	-	зам.	015-19		01.20
1	-	зам.	014-19		12.19
Разработал		Фоменко			12.19
ГИП		Кезевич			12.19
Н.Контр.		Уткин			12.19

012-147-АСК

Оборудование РП-5 (инв. № 010000328) г. Бокситогорск ЛО

РП-5 6 кВ.
АИИС КУЭ

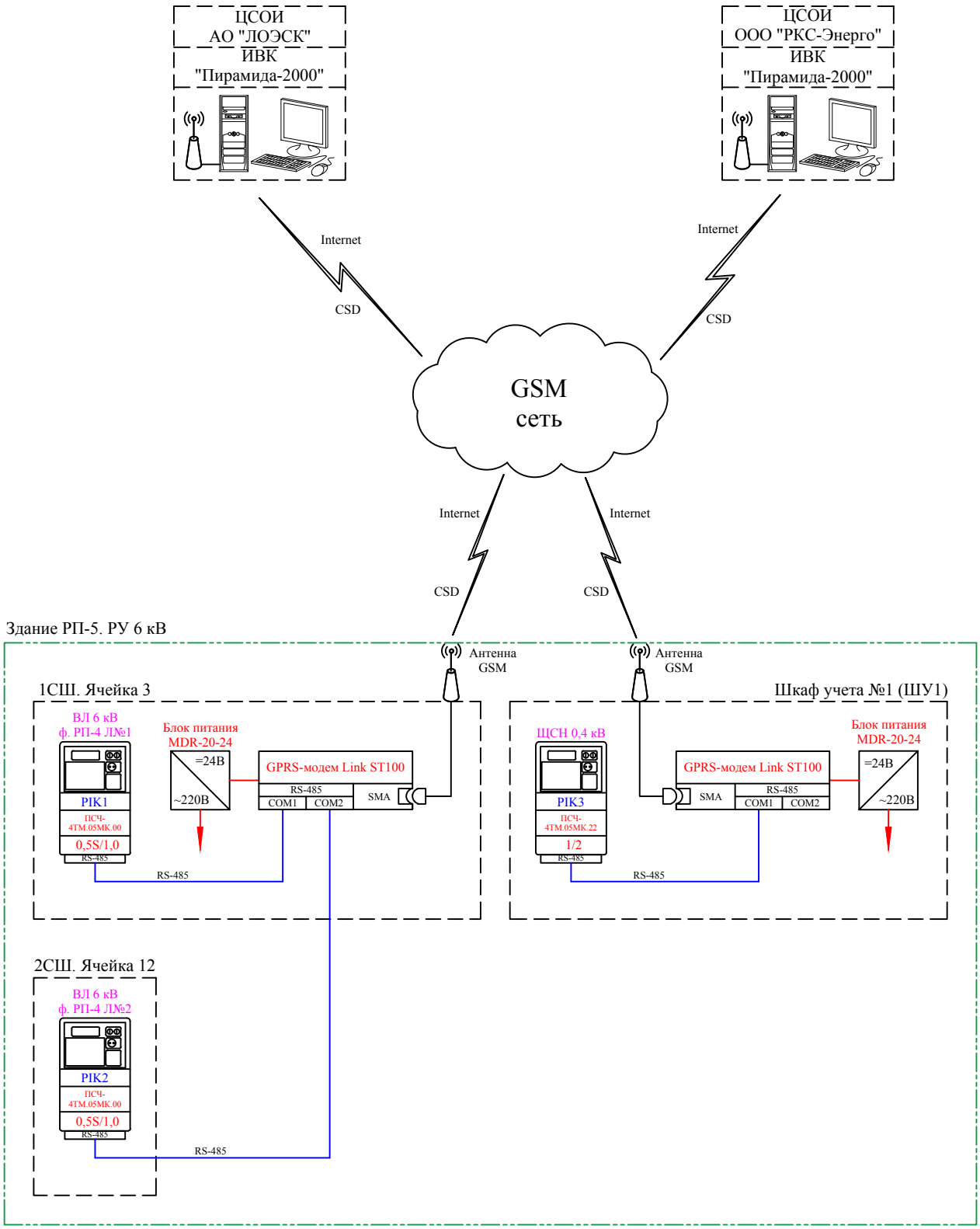
Стадия	Лист	Листов
Р	2	

Однолинейная электрическая схема РУ 6 кВ с указанием точек учета

ООО "Оникс"

файл:012-147-АСК_л.2_изм2.dwg

Формат А3



Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
2	-	зам.	015-19		01.20
1	-	зам.	014-19		12.19

Разработал	Фоменко	12.19
ГИП	Кезевич	12.19
Н.Контр.	Уткин	12.19

012-147-АСК

Оборудование РП-5 (инв. № 010000328) г. Бокситогорск ЛО

РП-5 6 кВ.
АИИС КУЭ

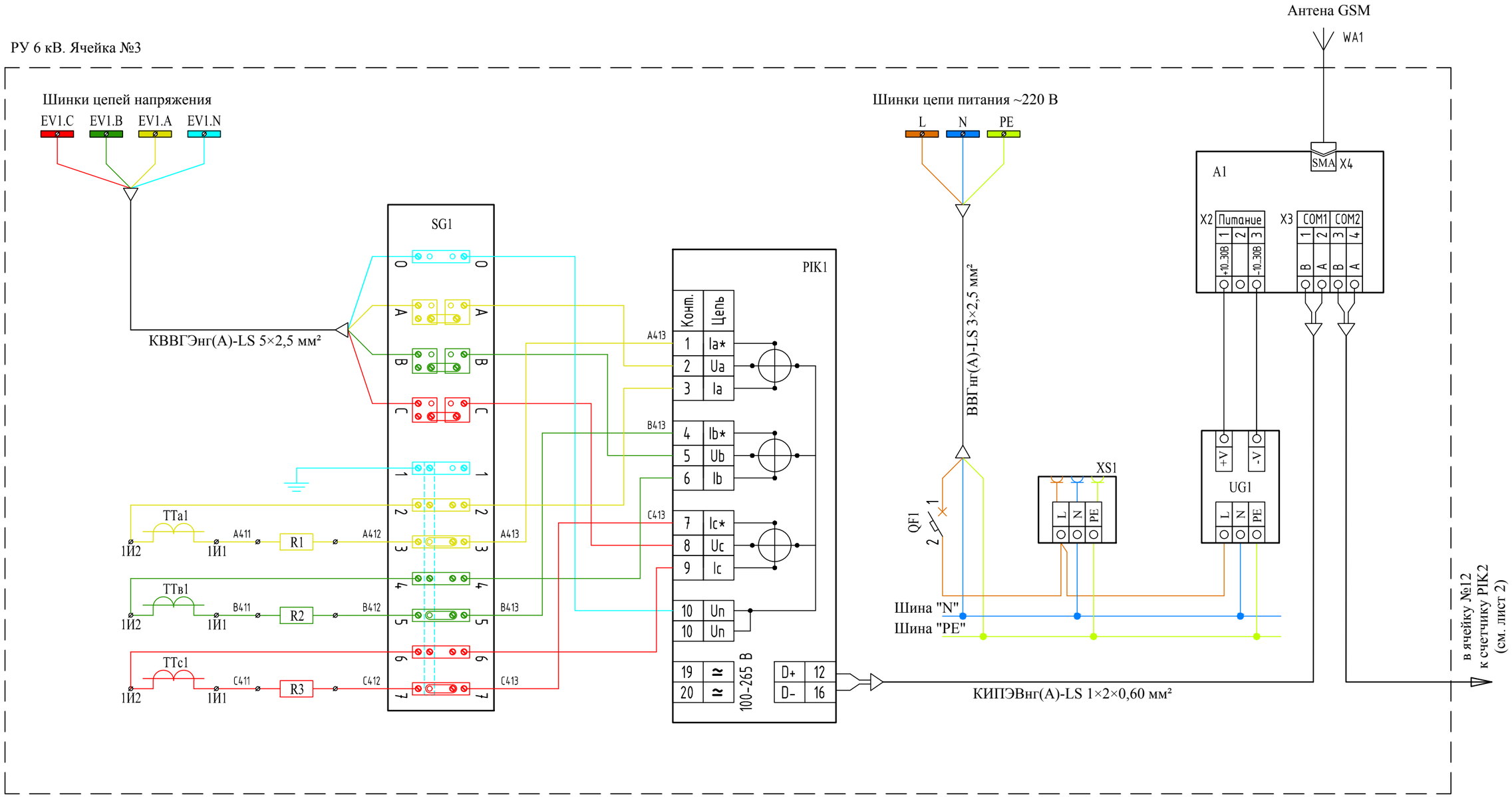
Стадия	Лист	Листов
Р	3	

Структурная схема сбора и передачи информации

ООО "Оникс"

файл:012-147-АСК_л.3_изм2.dwg

Формат А4



Обозначение	Наименование	Тип	Кол.	Примечание
A1	GPRS-модем	Link ST100	1	
PIK1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	1	
QF1	Выключатель автоматический однополюсный	ВА47-29 1Р 3А	1	
R1-R3	Догрузочный резистор однофазный	МР3021-Т-5А-3ВА	3	
SG1	Испытательная клеммная коробка	ИКК	1	
TTa1, TTв1, TTc1	Трансформатор тока: 0,5S, 300/5 А, 10 ВА	ТЛО-10	3	
UG1	Блок питания: =24В, 24 Вт.	MDR-20-24	1	
WA1	Антена GSM	OND-005-04-2 SMA 5 дБ	1	
XS1	Розетка с заземлением на DIN-рейку	PAp 10-3-ОП	1	
-	Шина N на DIN-изоляторе ШНИ-8х12-8-Д-С IEK	YNN10-812-8D-K07	1	
-	Шина PE на DIN-изоляторе ШНИ-8х12-8-Д-Ж IEK	YNN10-812-8D-K05	1	

Все клеммники измерительных цепей учета подлежат обязательному пломбированию после выполнения монтажных работ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
2	-	зам.	015-19		01.20
1	-	зам.	014-19		12.19

Разработал	Фоменко	12.19
ГИП	Кезевич	12.19
Н.Контр.	Уткин	12.19

012-147-АСК

Оборудование РП-5 (инв. № 010000328) г. Бокситогорск ЛО

РП-5 6 кВ.
АИИС КУЭ

Стадия	Лист	Листов
Р	4	3

Развернутая схема присоединения информационных и вторичных цепей АИИС КУЭ

ООО "Оникс"

Согласовано:

Взам. инв. №

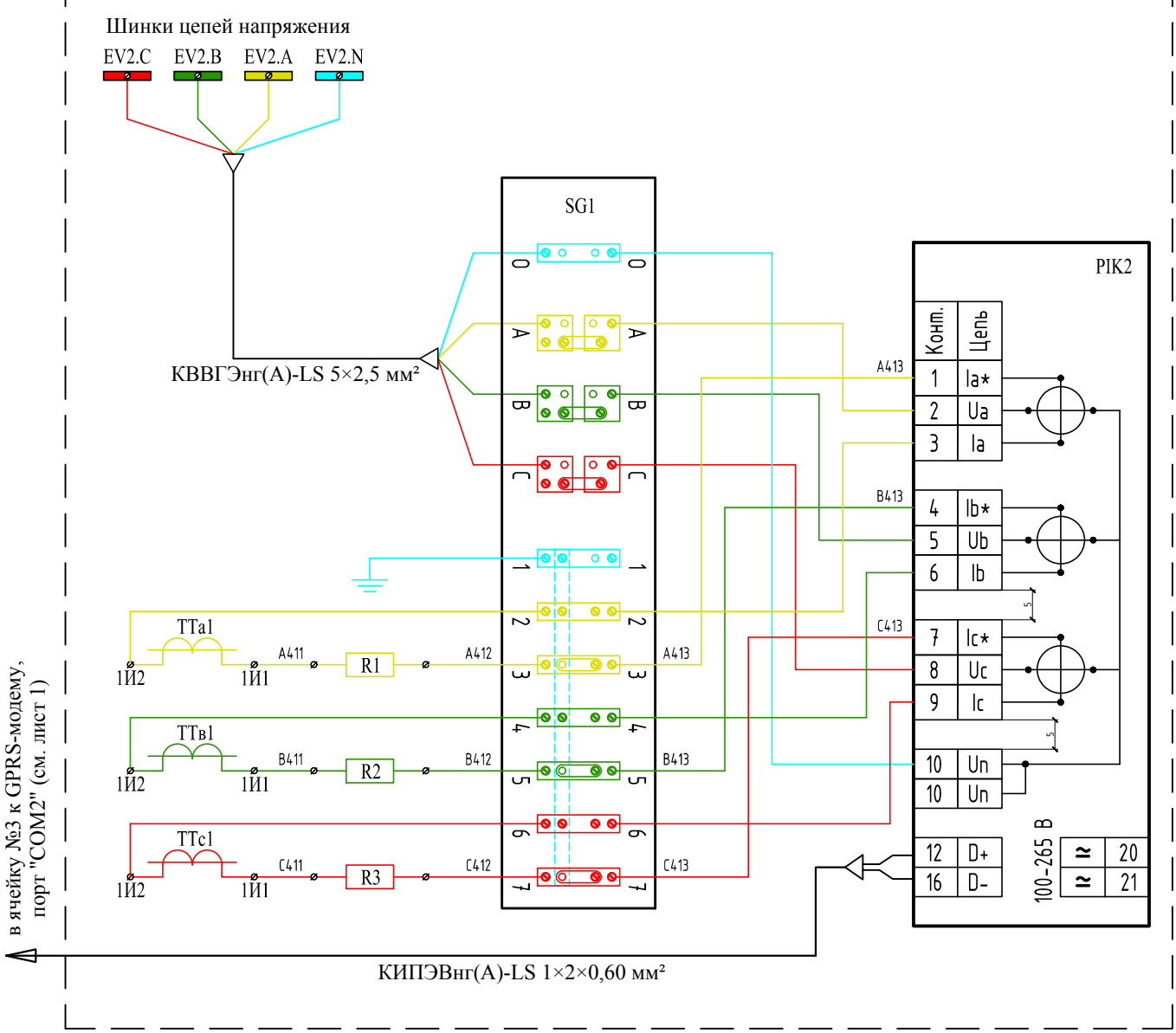
Подп. и дата

Инв. № подл.

файл:012-147-АСК_л.4.1-4.3_изм2.dwg

Формат А3

РУ 6 кВ. Ячейка №12



Все клеммники измерительных цепей учета подлежат обязательному пломбированию после выполнения монтажных работ.

Обозначение	Наименование	Тип	Кол.	Примечание
PIK2	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	1	
R1-R3	Догрузочный резистор однофазный	МР3021-Т-5А-3ВА	3	
SG1	Испытательная клеммная коробка	ИКК	1	
TTa1, TTb1, TTc1	Трансформатор тока: 0,5S, 300/5 А, 10 ВА	ТЛО-10	3	

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

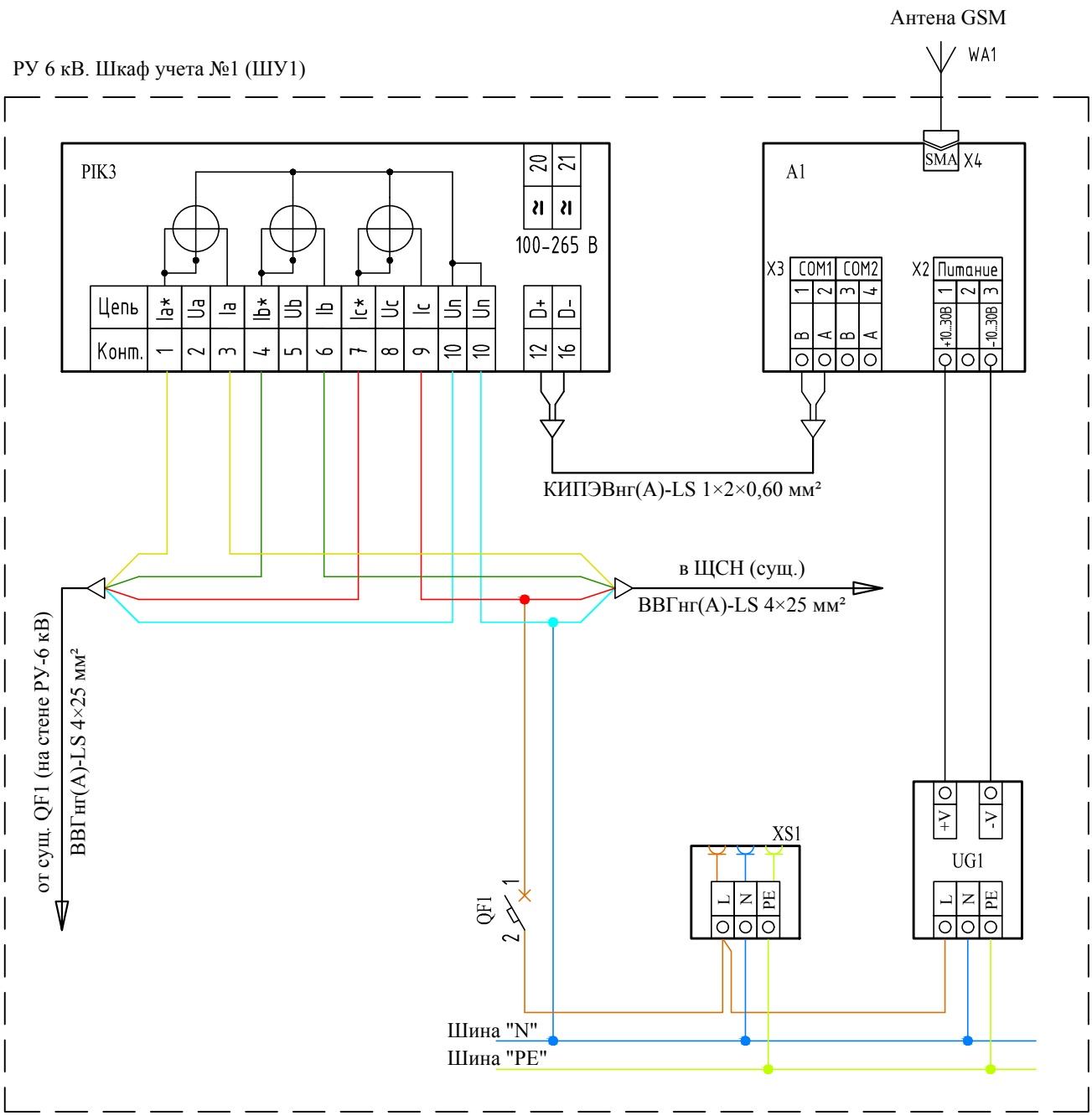
Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
2	-	зам.	015-19		01.20
1	-	зам.	014-19		12.19

012-147-АСК

Лист 4.2

файл:012-147-АСК_л.4.1-4.3_изм2.dwg

Формат А4



Все клеммники измерительных цепей учета подлежат обязательному пломбированию после выполнения монтажных работ.

Обозначение	Наименование	Тип	Кол.	Примечание
A1	GPRS-модем	Link ST100	1	
PIK3	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05МК.22	1	
QF1	Выключатель автоматический однополюсный	BA47-29 1P 3A	1	
UG1	Блок питания: =24В, 24 Вт.	MDR-20-24	1	
WA1	Антена GSM	OND-005-04-2 SMA 5 дБ	1	
XS1	Розетка с заземлением на DIN-рейку	PAp 10-3-ОП	1	
-	Шина N на DIN-изоляторе ШНИ-8х12-8-Д-С IEK	YNN10-812-8D-K07	1	
-	Шина PE на DIN-изоляторе ШНИ-8х12-8-Д-Ж IEK	YNN10-812-8D-K05	1	

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
2	-	зам.	015-19		01.20
1	-	нов.	014-19		12.19

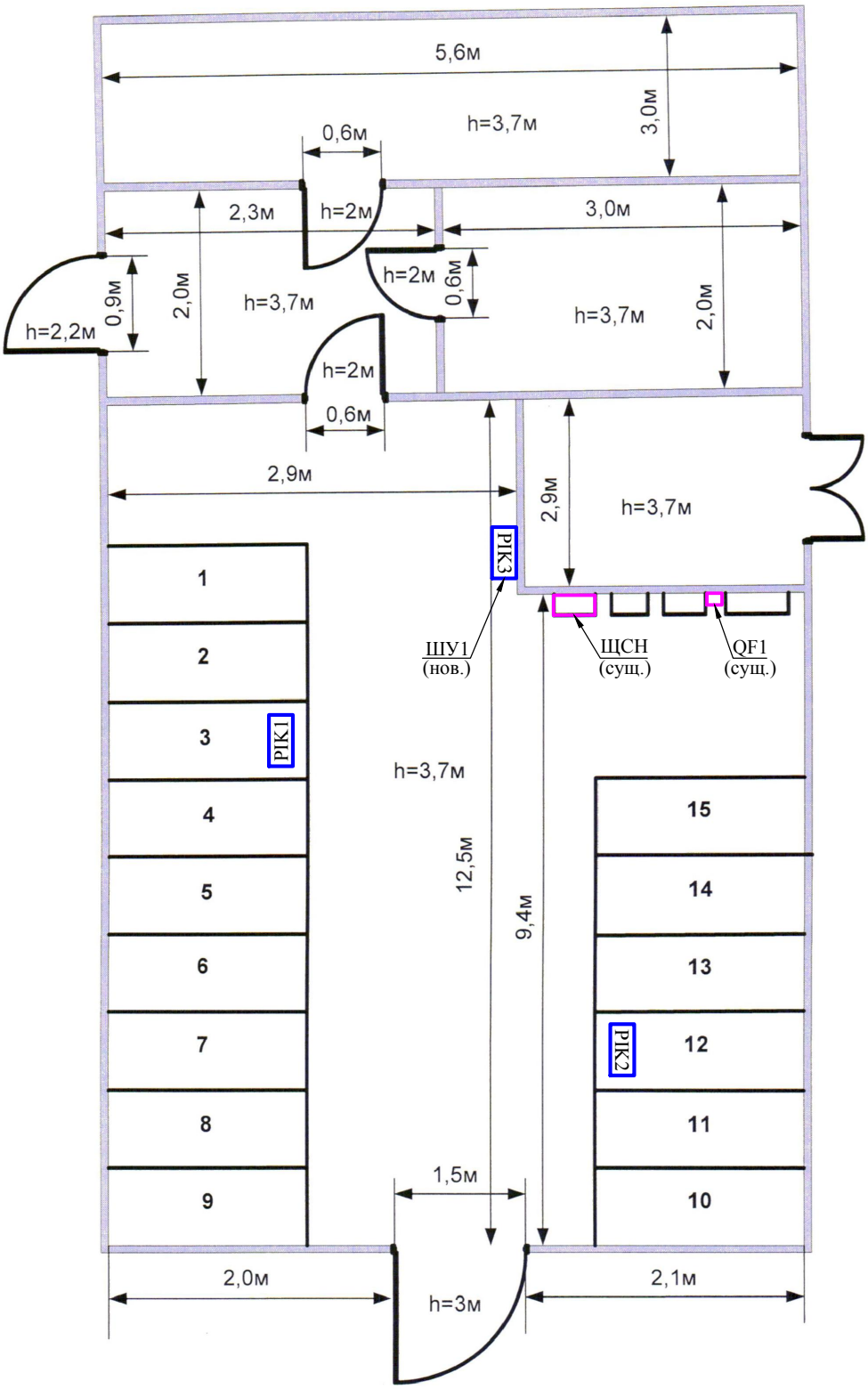
012-147-АСК

Лист 4.3

файл:012-147-АСК_л.4.1-4.3_изм2.dwg

Формат А4

РП-5



Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	нов.	014-19		12.19	Оборудование РП-5 (инв. № 010000328) г. Бокситогорск ЛО
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разработал		Фоменко			12.19	РП-5 6 кВ. АИИС КУЭ
ГИП		Кезевич			12.19	
Н.Контр.		Уткин			12.19	План РП-5 6 кВ с указанием оборудования АИИСКУЭ

012-147-АСК

Стадия	Лист	Листов
Р	5	

ООО "Оникс"

файл:012-147-АСК_л.5_изм1.dwg

Формат А4

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод изготовитель	Единица измерения	Кол-во	Масса единицы, кг	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Оборудование для установки в ячейки №3 и №12							
1.1.	Счетчик электроэнергии, $U_н$ = 3×57,7/100В, $I_н$ = 5(10) А, кл. 0,5S/1,0	ПСЧ-4ТМ.05МК.00		АО «ННПО им. М.В. Фрунзе»	шт.	2		
1.2.	Испытательная клеммная коробка	ИКК		ЭЛТИ, Россия	шт.	2		
1.3.	Контроллер передачи данных	GPRS-модем Link ST100	ВЛСТ 328.00.000-01	ООО Завод «Промприбор»	шт.	1		
1.4.	Антенна GSM антивандальная	OND-005-04-2 SMA 5 дБ		IRZ Automation	шт.	1		
1.5.	Догрузочный резистор для трансформатора тока однофазный 3 ВА	МР3021-Т-5А-3ВА		ООО предприятие «ЗИП-Научприбор»	шт.	6		
1.6.	Блок питания 24 В, 24 Вт	MDR-20-24		Mean Well	шт.	1		
1.7.	Выключатель автоматический однополюсный 3А	ВА47-29 1Р 3А	MVA20-1-003-B	IEK GROUP, Россия	шт.	1		
1.8.	Розетка с заземлением на DIN-рейку	РАр 10-3-ОП	MRD10-16	IEK GROUP, Россия	шт.	1		
1.9.	Шина «N» на DIN-изоляторе	ШНИ-8×12-8-Д-С	YNN10-812-8D-K07	IEK GROUP, Россия	шт.	1		
1.10.	Шина «PE» на DIN-изоляторе	ШНИ-8×12-8-Д-Ж	YNN10-812-8D-K05	IEK GROUP, Россия	шт.	1		
1.11.	DIN-рейка оцинкованная 30см, (В×Ш×Д - 7,5×35×300мм)		YDN10-0030	IEK GROUP, Россия	шт.	2		
2.	Шкаф учета №1							
2.1.	Корпус металлический учетно-распределительный	ЩУРн-3/12зо-0 У2 IP54	MKM32-N-12-54-ZO	IEK GROUP, Россия	шт.	1		
2.2.	Счетчик электроэнергии, $U_н$ = 3×230/400В, $I_н$ = 5(100) А, кл. 1/2	ПСЧ-4ТМ.05МК.22		АО «ННПО им. М.В. Фрунзе»	шт.	1		
2.3.	Контроллер передачи данных	GPRS-модем Link ST100	ВЛСТ 328.00.000-01	ООО Завод «Промприбор»	шт.	1		
2.4.	Антенна GSM антивандальная	OND-005-04-2 SMA 5 дБ		IRZ Automation	шт.	1		
2.5.	Блок питания 24 В, 24 Вт	MDR-20-24		Mean Well	шт.	1		
2.6.	Выключатель автоматический однополюсный 3А	ВА47-29 1Р 3А	MVA20-1-003-B	IEK GROUP, Россия	шт.	1		
2.7.	Розетка с заземлением на DIN-рейку	РАр 10-3-ОП	MRD10-16	IEK GROUP, Россия	шт.	1		
2.8.	Шина «N» на DIN-изоляторе	ШНИ-8×12-8-Д-С	YNN10-812-8D-K07	IEK GROUP, Россия	шт.	1		
2.9.	Шина «PE» на DIN-изоляторе	ШНИ-8×12-8-Д-Ж	YNN10-812-8D-K05	IEK GROUP, Россия	шт.	1		

Подпись и дата | Инв. № дубл | Взам. инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Изм.	К.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
2	-	зам.	015-19		01.20
1	-	зам.	014-19		12.19

012-147-АСК.С

Разработал	Фоменко		12.19
Проверил	Кезевич		12.19
Н.Контр	Уткин		12.19
ГИП	Кезевич		12.19

Оборудование РП-5 (инв. № 010000328)
г. Бокситогорск ЛО
РП-5 АИИС КУЭ

Стадия	Лист	Листов
Р	1	2

Спецификация оборудования и материалов

ООО «Оникс»
г. Санкт-Петербург

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.	**Кабельная продукция**							
3.1.	Кабель контрольный цепей напряжения	КВВГнг(А)-LS 5×2,5 мм^2			м.	10		
3.2.	Кабель силовой цепей питания ~220 В	ВВГнг(А)-LS 3×2,5 мм^2			м.	5		
3.3.	Кабель силовой	ВВГнг(А)-LS 4×25 мм^2			м.	15		
3.4.	Кабель цифрового интерфейса RS-485	КИПЭВнг(А)-LS 1×2×0,60 мм²			м.	25		
3.5.	Провод установочный	ПуВ 1×1,5 мм²			м.	10		
3.6.	Провод установочный (токовые цепи)	ПуВ 1×2,5 мм²			м.	75		(красный)
3.7.	Провод установочный (цепи «PE»)	ПуВ 1×2,5 мм²			м.	10		(желто-зеленый)

Подпись и дата | Инв. № дубл | Взам. инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

№/№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Кол-во	Примечания
1	2	3	4	5
1. <u>Оборудование и материалы:</u>				
1.1.	Корпус металлический учетно-распределительный, ЩУРн-3/12зо-0 У2 IP54	шт.	1	ШУ1
1.2.	Счетчик электрической энергии, ПСЧ-4ТМ.05МК.00	шт.	2	
1.3.	Счетчик электрической энергии, ПСЧ-4ТМ.05МК.22	шт.	1	
1.4.	Испытательная клеммная коробка, ИКК	шт.	2	
1.5.	Догрузочный резистор МР3012-Т-5А 3ВА	шт.	6	
1.6.	GPRS-модем Link ST100	шт.	2	
1.7.	Антенна антивандальная OND-005-04-2 SMA 5 дБ	шт.	2	
1.8.	Блок питания =24В, MDR-20-24	шт.	2	
1.9.	Выключатель автоматический однополюсный 3А, ВА47-29 1Р 3А	шт.	2	
1.10.	Розетка с заземлением, РАр10-3-ОП	шт.	2	
1.11.	Шина «N» на DIN-изоляторе ШНИ-8×12-8-Д-С	шт.	2	
1.12.	Шина «PE» на DIN-изоляторе ШНИ-8×12-8-Д-Ж	шт.	2	
1.13.	DIN-рейка оцинкованная 30см, В×Ш×Д - 7,5×35×300мм	шт.	2	
1.14.	Кабель контрольный КВВГнг(А)-LS 5×2,5 мм^2	м.	10	
1.15.	Кабель питания напряжением 0,23 кВ ВВГнг(А)-LS 3×2,5 мм²	м.	5	
1.16.	Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 4×25 мм²	м.	15	
1.17.	Кабель для цифрового интерфейса RS-485 КИПЭВнг(А)-LS 1×2×0,60 мм²	м.	25	
1.18.	Провод установочный ПуВ 1×2,5 мм^2	м.	75	красный
1.19.	Провод установочный ПуВ 1×2,5 мм^2	м.	10	желто-зеленый
1.20.	Провод установочный ПуВ 1×1,5 мм^2	м.	10	

Согласовано

Взаим. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
2	-	зам.	015-19		01.20
1	-	зам.	014-19		12.19

012-147-АСК.ВР

Разработал	Фоменко		12.19
Проверил	Кезевич		12.19
Н. контр.	Уткин		12.19

Оборудование РП-5 (инв. № 010000328)
г. Бокситогорск ЛО. АИИС КУЭ

Стадия	Лист	Листов
Р	1	3

Ведомость объемов работ

ООО «Оникс»
г. Санкт-Петербург

Формат А4

2. Строительно-монтажные работы:

2.1.	Монтаж шкафа навесного 165×310×540 мм (Г×Ш×В)	шт.	1	ШУ1
2.2.	Установка счетчика в шкаф учета	шт.	1	
2.3.	Установка счетчика в ячейку	шт.	2	
2.4.	Установка ИКК в ячейку	шт.	2	
2.5.	Установка DIN-рейки в ячейку	шт.	2	
2.6.	Установка догрузочного резистора на DIN-рейку	шт.	6	
2.7.	Установка GPRS-модема на DIN-рейку	шт.	2	
2.8.	Установка блока питания на DIN-рейку	шт.	2	
2.9.	Установка автомат. выключателя на DIN-рейку	шт.	2	
2.10.	Установка розетки РАр10-3-ОП на DIN-рейку	шт.	2	
2.11.	Прокладка силового кабеля 4×25 мм² по кабельным конструкциям	м.	15	
2.12.	Прокладка кабеля интерфейса RS-485 1×2×0,60 мм² по кабельным конструкциям	м.	20	
2.13.	Прокладка кабеля интерфейса RS-485 1×2×0,60 мм² внутри ячейки	м.	5	
2.14.	Прокладка кабеля питания 3×2,5 мм² внутри ячейки	м.	5	
2.15.	Прокладка контрольного кабеля 5×2,5 мм² внутри ячейки	м.	10	
2.16.	Прокладка провод установочного ПуВ 1×2,5 мм^2 внутри ячейки	м.	85	
2.17.	Прокладка провод установочного ПуВ 1×1,5 мм^2 внутри ячейки	м.	10	
2.18.	Заделка силового кабеля с сечением жилы 25 мм^2	шт.	4	
2.19.	Заделка контрольного кабеля с сечением жилы 2,5 мм^2	шт.	4	
2.20.	Заделка кабеля питания с сечением жилы 2,5 мм^2	шт.	2	
2.21.	Заделка кабеля RS-485 с сечением жилы 0,6 мм^2	шт.	4	
2.22.	Заделка провода установочного сечением 2,5 мм^2	шт.	62	
2.23.	Заделка провода установочного сечением 1,5 мм^2	шт.	44	
2.24.	Разделка силового кабеля с сечением жилы 25 мм2	жил	16	
2.25.	Разделка контрольного кабеля с сечением жилы 2,5 мм2	жил	20	

2.26.	Разделка кабеля питания с сечением жилы 2,5 мм2	жил	6	
2.27.	Разделка кабеля RS-485 с сечением жилы 0,6 мм2	жил	8	
2.28.	Разделка провода установочного сечением 2,5 мм^2	жил	62	
2.29.	Разделка провода установочного сечением 1,5 мм^2	жил	44	
3. <u>Пусконаладочные работы:</u>				
3.1.	Настройка и параметрирование счетчика	шт.	3	
3.2.	Настройка и параметрирование GPRS-модема	шт.	2	
3.3.	Добавление новых точек учета в ЦСОИ ЛОЭСК	шт.	3	
3.4.	Добавление новых точек учета в ЦСОИ РКС-Энерго	шт.	3	

Приложение № 1
к Договору № 00-0427/2019 ПДР
от « 17 » 05 2019 г.

СОГЛАСОВАНО:
Генеральный директор
ООО «ОНИКС»

_____ В.А. Майер

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель генерального директора
по капитальному строительству
АО «ЛОЭСК»

_____ А.Т. Фистюлева

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
по объекту реконструкции
«Оборудование РП-5 (инв. №010000328) г. Бокситогорск ЛО»

1. **Основание для проведения работ:** *инвестиционная программа АО «ЛОЭСК».*
2. **Вид строительства:** *реконструкция.*
3. **Стадийность проектирования:** *рабочая документация.*
4. **Требования по вариантной и конкурсной разработке:** *требуется.*
5. **Особые условия строительства:** *в населенной местности, в стесненных условиях.*
6. **Основные технико-экономические показатели объекта:**

✓ **РУ-6 кВ:**

Демонтаж масляных выключателей ВМП-10 – 8 шт.; демонтаж РЗА.; демонтаж сборных шин ячеек – 30 м.; демонтаж приборов учета; демонтаж трансформаторов тока; установка вакуумных выключателей ВВ-TEL – 8 шт.; установка РЗА типа БМРЗ-100 – 8 шт.; установка трансформаторов тока типа ТОЛ-10 300/5; установка трансформатора типа ОЛСП-1,25/6; монтаж сборных шин ячеек; монтаж приборов учета и их обвязка; монтаж шкафа РЗА; обвязка ячеек вторичными цепями оперативного тока; проведение пуско-наладочных работ, погрузка и вывоз демонтированного оборудования.

7. **Требования к узлам учета:**
   - Получить технические условия на организацию коммерческих узлов учета электрической энергии(мощности).
   - Предусмотреть узлы технического учета электрической энергии(мощности) на основании типовых требований АО «ЛОЭСК»
   - Предусмотреть узел(ы) учета электрической энергии(мощности) собственных нужд подстанций (РП).
8. **Требования к телемеханике:** *отсутствуют.*
9. **Требования к РЗА:** *определить проектом необходимость корректировки уставок РЗ на источнике питания смежной сетевой организации (в случае наличия в ТУЗаявителя мероприятий по присоединению дополнительной мощности, присоединения к сетям смежной сетевой организации.*
10. **Требования к технологии:** в соответствии с нормативными документами (ГОСТ, СНиП, ПУЭ), в соответствии с положением о Технической политике АО «ЛОЭСК».
11. **Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий:** в соответствии с действующими нормами и правилами.
12. **Требования к режиму безопасности и гигиене труда:** в соответствии с действующими нормами и правилами.
13. **Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по ГО и мероприятий по предупреждению ЧС:** в соответствии с действующими нормами и правилами.
14. **Требования к согласованию проекта:**
    - согласовать в филиале АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети»,
    - с отделом ПВО (при общей стоимости работ по договору подряда свыше 10 млн. руб. с НДС 20%),

- опросные листы на стадии проектирования согласовать с филиалом и отделом ПВО ЦА АО «ЛОЭСК»,

- в соответствии с п.п.7, 8 и 9 ТЗ

- с уполномоченными государственными органами, заинтересованными лицами.

15. Исходные данные для проектирования, предоставляемые Заказчиком: *ТЗ.*

16. Организация-заказчик: АО «ЛОЭСК».

17. Проектная организация: ООО «ОНИКС»

18. Рабочая документация передается заказчику в 4 (четырех) экземплярах – на бумажном носителе и 1 (один) экземпляр – в электронном виде (AutoCad). Документация должна содержать требования о подрядчике. В случае выполнения работ привлеченными силами (субподрядчиками), Подрядчик вправе указывать сведения о привлеченных лицах (субподрядчиках). Разработанная Проектно-сметная документация является собственностью Заказчика.

Сроки выполнения работ: в соответствии с графиком выполнения работ (Приложение №3).

УТВЕРЖДЕНА
приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому и
атомному надзору
от 4 марта 2019 г. № 86

ВЫПИСКА ИЗ РЕЕСТРА ЧЛЕНОВ САМОРЕГУЛИРУЕМОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

18 сентября 2019г. № 4
(дата) *(номер)*

Ассоциация «Национальный альянс проектировщиков «ГлавПроект»
(полное и сокращенное наименование саморегулируемой организации)

Саморегулируемая организация: АС «Национальный альянс проектировщиков «ГлавПроект» основанная на членстве лиц, осуществляющих проектирование
(вид саморегулируемой организации)

123022, г. Москва, ул. Красная Пресня, д. 28, пом. IV, комн. 1а
сроглавпроект.рф
glawproekt2012@yandex.ru
(адрес места нахождения саморегулируемой организации, адрес официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», адрес электронной почты)

СРО-П-174-01102012
(регистрационный номер записи в государственном реестре саморегулируемых организаций)

выдана ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ОНИКС»
(фамилия, имя, (в случае, если имеется) отчество заявителя – физического лица или полное наименование заявителя – юридического лица)

Наименование	Сведения
1. Сведения о члене саморегулируемой организации:	
1.1. Полное и (в случае, если имеется) сокращенное наименование юридического лица или фамилия, имя, (в случае, если имеется) отчество индивидуального предпринимателя	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ОНИКС» (ООО «ОНИКС»)
1.2. Идентификационный номер налогоплательщика (ИНН)	ИНН 4707029185
1.3. Основной государственный регистрационный номер (ОГРН) или основной государственный регистрационный номер индивидуального предпринимателя (ОГРНИП)	ОГРН 1094707000893
1.4. Адрес места нахождения юридического лица	188477, Ленинградская область, Кингисеппский, деревня Вистино, улица Ижорская, дом дом 29/1, пом.4
1.5. Место фактического осуществления деятельности (*только для индивидуального предпринимателя*)	
2. Сведения о членстве индивидуального предпринимателя или юридического лица в саморегулируемой организации:	
2.1. Регистрационный номер члена в реестре членов саморегулируемой организации	Регистрационный номер в реестре членов: 150217/065
2.2. Дата регистрации юридического лица или индивидуального предпринимателя в реестре членов саморегулируемой организации (*число, месяц, год*)	Дата регистрации в реестре: 15.02.2017
2.3. Дата (*число, месяц, год*) и номер решения о приеме в члены саморегулируемой организации	Решение б/н от 15.02.2017
2.4. Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации (*число, месяц, год*)	вступило в силу 15.02.2017
2.5. Дата прекращения членства в саморегулируемой организации (*число, месяц, год*)	Действующий член Ассоциации
2.6. Основания прекращения членства в саморегулируемой организации	

Наименование	Сведения

3. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права выполнения работ:

3.1. Дата, с которой член саморегулируемой организации **имеет право** выполнять инженерные изыскания, **осуществлять подготовку проектной документации**, строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объектов капитального строительства **по договору подряда на** выполнение инженерных изысканий, **подготовку проектной документации**, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса (*нужное выделить*):

в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии)	в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии)	в отношении объектов использования атомной энергии
15.02.2017	-	-

3.2. Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам **по договору подряда на** выполнение инженерных изысканий, **подготовку проектной документации**, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса, и стоимости работ по одному договору, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда (*нужное выделить*):

а) первый	*x*	*до 25000000 руб.*
б) второй	-	*до 50000000 руб.*
в) третий	-	*до 300000000 руб.*
г) четвертый	-	*300000000 руб. и более*

3.3. Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам **по договору подряда на** выполнение инженерных изысканий, **подготовку проектной документации**, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса, заключенным с использованием конкурентных способов заключения договоров, и предельному размеру обязательств по таким договорам, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств (*нужное выделить*):

а) первый	-	*до 25000000 руб.*
б) второй	-	*до 50000000 руб.*
в) третий	-	*до 300000000 руб.*
г) четвертый	-	*300000000 руб. и более*

4. Сведения о приостановлении права выполнять инженерные изыскания, осуществлять подготовку проектной документации, строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объектов капитального строительства:

4.1. Дата, с которой приостановлено право выполнения работ (*число, месяц, год*)	-
4.2. Срок, на который приостановлено право выполнения работ * _____ ** указываются сведения только в отношении действующей меры дисциплинарного воздействия*	-

Генеральный директор
АС «Национальный альянс
проектировщиков
«ГлавПроект»

(должность уполномоченного лица) (подпись) Воробьёв С.О.
(инициалы, фамилия)

Ассоциация "Национальный альянс проектировщиков "ГлавПроект" ИНН 7723211020 ОГРН 1127799006972 г. Москва

М.П.

_____

Филиал Акционерного общества
«Ленинградская областная электросетевая компания»
Восточные электрические сети
ЛОЭСК
187553, Ленинградская область, г. Тихвин, Коммунальный квартал, д. 8, т/ф: +7 (813 67) 73-782,
tihvinnet@loesk.ru | www.loesk.ru

Исх.№ 20-03/2289
от «06» 09 2019 г.

ООО «ОНИКС»
Главному инженеру проекта
Д.Д. Кезевич

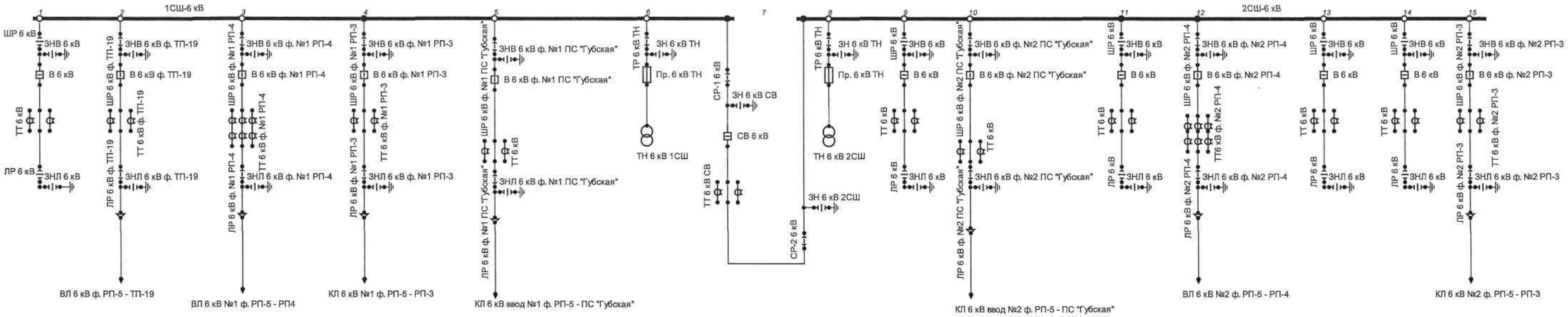
Уважаемый Дмитрий Дмитриевич!

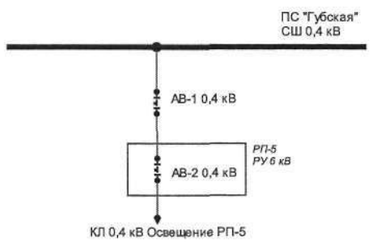
На Ваш исх. №01-19/34 от 11.08.2019 г. направляем в Ваш адрес запрашиваемые данные:

1. Номера ячеек РУ 6 кВ, в которых необходимо выполнить реконструкцию:
   - РП-3 яч. 8, 11, 22;
   - РП-5 яч. 2, 3, 4, 5, 7, 10, 12, 15;
2. Тип ячеек, установленных в РП-3 и РП-5 – камера КСО-272;
3. Присоединения, по которым необходимо предусмотреть коммерческий учет:
   - РП-3 – нет;
   - РП-5 – коммерческий учет в яч. 3 (ф. РП-4 Л№1), яч. 12 (ф. РП-4 Л№2);
4. Присоединений РП-3 и РП-5, по которым необходимо предусмотреть технический учет – нет.;
5. Схема прилегающей сети 6 кВ – прилагается.

С уважением,
Зам. главного инженера по эксплуатации Н.П. Смирнов

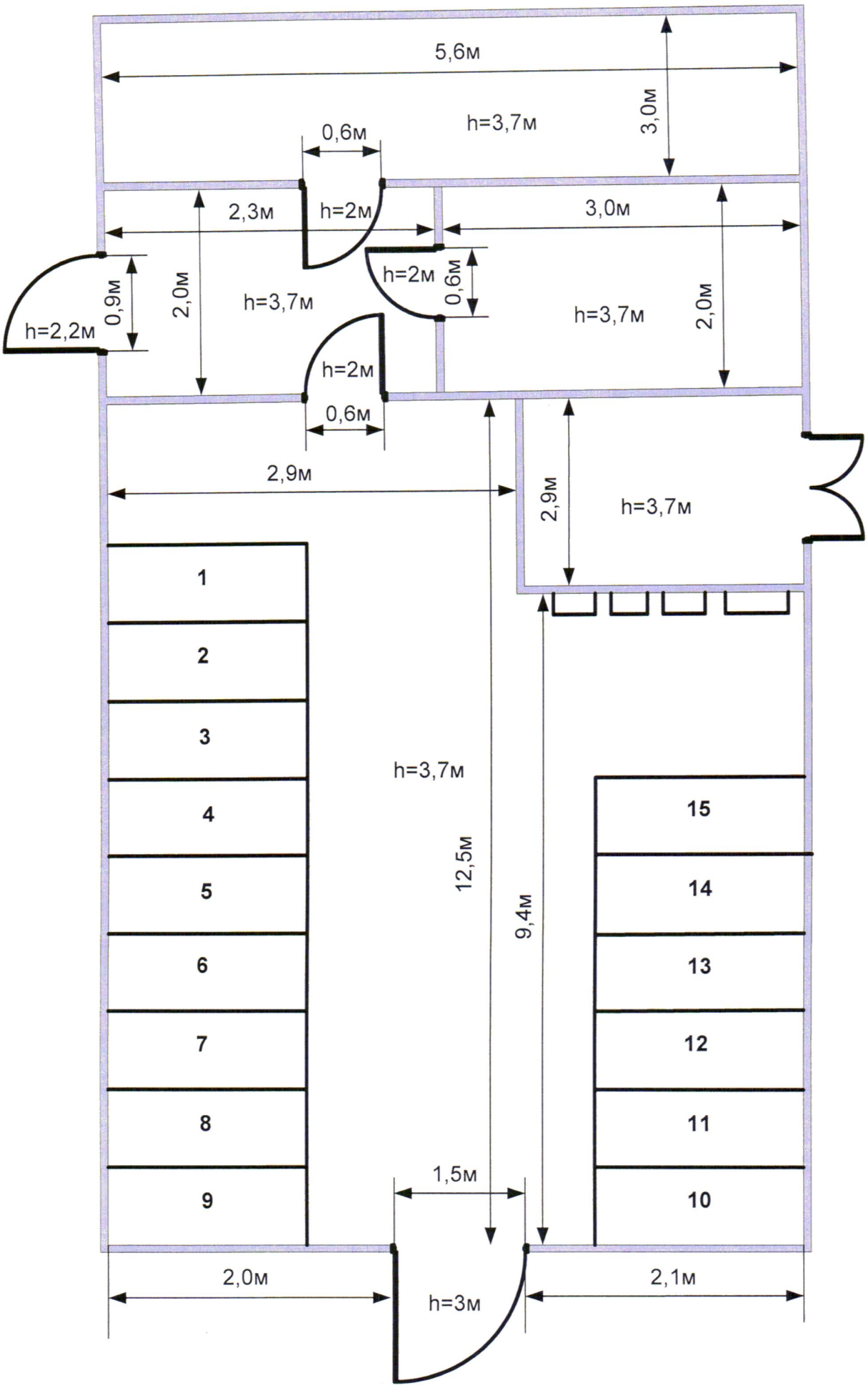
Исп. Веселов А.В
Тел.: 8(813-66)210-60#4001



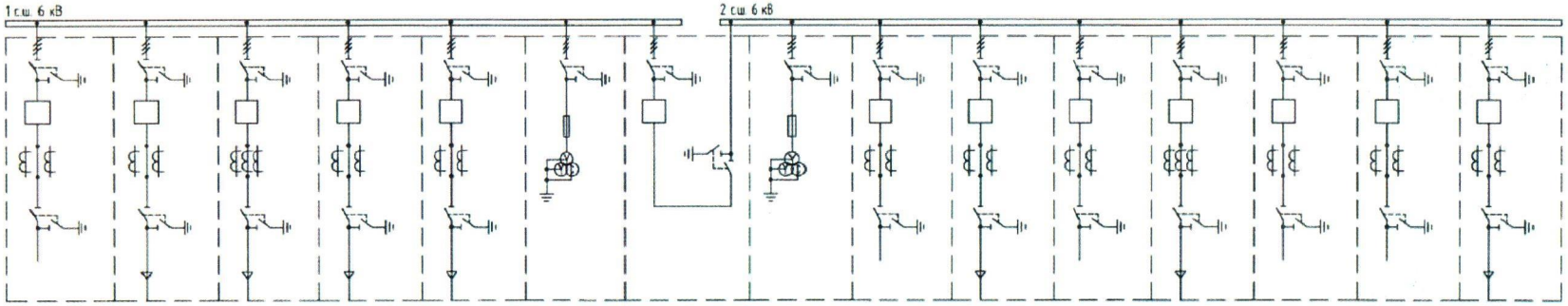


Должность	ФИО	Подпись	Дата	АО "ЛОЭСК"	филиал "Восточные электрические сети" РЭС г.Бокситогорск
Утвердил					
Главный инженер	Крылова Т.М.		19.02.18		
Согласовано				Нормальная схема электрических соединений РП№5 на 2018г.	
Зам. гл. инженера по ОТУ	Шибанов Ю.В.		19.02.18		
Начальник РЭС г. Бокситогорск	Веселов А.В.		19.02.18		
Начальник ПТО	Беляков О.И.		19.02.18		
Старший диспетчер ОДГ РЭС г. Бокситогорск	Ульяненкова С.А.		19.02.18		
Разработал: Техник ПТО	Темерев А.А.		19.02.18		

РП-5


5,6м
3,0м
h=3,7м
0,6м
2,3м
h=2м
3,0м
h=2м
0,6м
0,9м
2,0м
h=3,7м
h=2,2м
h=3,7м
2,0м
h=2м
0,6м
2,9м
2,9м
h=3,7м
1
2
3
h=3,7м
4
15
12,5м
5
14
9,4м
6
13
7
12
8
11
1,5м
9
10
2,0м
h=3м
2,1м

РП-5 6 кВ
существующая схема



Назначение ячейки	Отходящая линия	Отходящая линия	Отходячая линия	Отходящая линия	Ввод №1	ТН 6 кВ 1 с.ш.	Секционный выключатель	ТН 6 кВ 2 с.ш	Отходящая линия	Ввод №2	Отходящая линия	Отходящая линия	Отходящая линия	Отходящая линия	Отходящая линия
Номер ячейки по плану	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Наименование КЛ		ВЛ 6 кВ ф. РП-5 - ТП-19 - РП-3	ВЛ 6 кВ ф. №1 РП-5 - РП-4	КЛ 6 кВ ф. №1 РП-5 - РП-3	КЛ 6 кВ ф. №1 ПС "Губская" - РП-5					КЛ 6 кВ ф. №2 ПС "Губская" - РП-5		ВЛ 6 кВ ф. №2 РП-5 - РП-4			КЛ 6 кВ ф. №2 РП-5 - РП-3

Рассмотрено.
Нач. РЭС г. Бокситогорск
Веилов А.В.

Филиал АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» ДЛЯ ДОКУМЕНТОВ ИНН 4703074613 ЛОЭСК

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал		Фоменко			08.19
ГИП		Кезевич			08.19
Н.Контр.		Уткин			08.19

012-500-ЭП

Оборудование РП-5 (инв. № 010000328) г. Бокситогорск ЛО

РП-5 6 кВ.
Электротехнические решения

Стадия	Лист	Листов
Р	2	

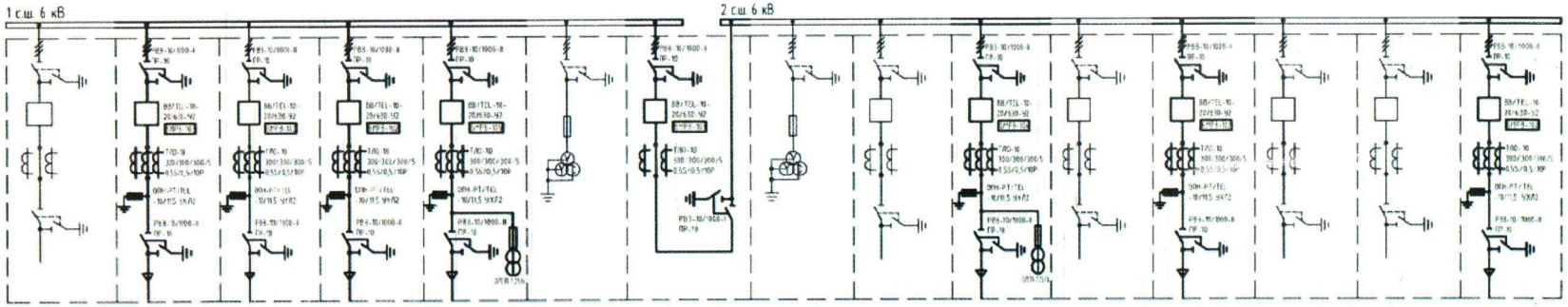
Существующая однолинейная электрическая схема РУ 6 кВ

ООО "Оникс"

файл:012-500-ЭП л.2,3.dwg

Формат А3

РП-5 6 кВ
однолинейная схема после реконструкции



Назначение ячейки	Отходящая линия	Отходящая линия	Отходящая линия	Отходящая линия	Ввод №1	ТН 6 кВ 1 с.ш.	Секционный выключатель	ТН 6 кВ 2 с.ш.	Отходящая линия	Ввод №2	Отходящая линия	Отходящая линия	Отходящая линия	Отходящая линия	Отходящая линия
Номер ячейки по плану	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Наименование КЛ		ВЛ 6 кВ ф. РП-5 - ТП-19 - РП-3	ВЛ 6 кВ ф. №1 РП-5 - РП-4	КЛ 6 кВ ф №1 РП-5 - РП-3	КЛ 6 кВ ф. №1 ПС "Губская" - РП-5					КЛ 6 кВ ф. №2 ПС "Губская" - РП-5		ВЛ 6 кВ ф. №2 РП-5 - РП-4			КЛ 6 кВ ф. №2 РП-5 - РП-3

Примечание:
1. Блоки БМРЗ установить на дверях ячеек КСО.
2. В ячейках № 3, 12 предусмотреть коммерческий учет электроэнергии. Счетчики установить на дверях ячеек КСО.
3. В реконструируемых ячейках выполнить замену сборных шин.

«Согласовано»
Главный инженер филиала
АО «ЛОЭСК»
«Восточные электросети»
Крылов /Крылова Т.М./
16 09 2019 г.

Филиал АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» ЛОЭСК ИНН 4703074613 ДЛЯ ДОКУМЕНТОВ

Согласовано. Зам. нач. ПС г. Бокситогорск Веселов А.В.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	012-500-ЭП		
						Оборудование РП-5 (инв. № 010000328) г. Бокситогорск ЛО		
Разработал		Фоменко			08.19	РП-5 6 кВ. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Кезевич			08.19		Р	3	
Н.Контр.		Уткин			08.19	Однолинейная электрическая схема РУ 6 кВ после реконструкции	ООО "Оникс"		

файл:012-500-ЭП л.2,3.dwg

Формат А3