



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
НАУЧНО - ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ЭКРА»

26.51.43.120

(42 2231)

**ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС АИИС УЭ
ДЛЯ ПОДСТАНЦИЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ СТАНЦИЙ
ПТК «ЭКРА-ЭНЕРГОУЧЕТ»**

Руководство по эксплуатации

ЭКРА.421451.001 РЭ

Инв. № подл.	Полл. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Полл. и дата

Перв. примен.
Справ. №

Авторские права на данную документацию принадлежат ООО НПП «ЭКРА» (г. Чебоксары).

Снятие копий или перепечатка разрешается только по согласованию с разработчиком.

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

Инв. № подл.	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭКРА.421451.001 РЭ

Программно-технический комплекс
АИИС УЭ для подстанций и
электрической части станций
ПТК «ЭКРА-Энергоучет»
Руководство по эксплуатации

Лит.	Лист	Листов
	2	76

ООО НПП «ЭКРА»

Содержание

1	Описание и работа АИИС УЭ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»	9
1.1	Назначение АИИС УЭ	9
1.2	Состав устройств ПТК «ЭКРА-Энергоучет»	10
1.3	Функции АИИС УЭ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»	11
1.4	Рекомендации по построению АИИС УЭ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»	20
1.5	Комплект поставки	26
1.6	Маркировка	27
1.7	Упаковка	27
2	АРМ АИИС УЭ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»	28
2.1	Описание АРМ АИИС УЭ	28
3	Техническое обслуживание АИИС УЭ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»	36
3.1	Общие указания	36
3.2	Меры безопасности	36
3.3	Организационные мероприятия для эксплуатации АИИС УЭ	37
3.4	Перечень работ по проведению технического обслуживания	38
4	Транспортирование и хранение	45
	Приложение А (обязательное) Иллюстрации к основному разделу	46
	Приложение Б (справочное) Типы поддерживаемых устройств и протоколов связи	54
	Приложение В (справочное) Резервирование компонентов системы	55
	Приложение Г (справочное) Пример реализации АИИС УЭ ПС 500 кВ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»	57
	Приложение Д (рекомендуемое) Алгоритм определения структуры АИИС УЭ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»	59
	Приложение Е (справочное) Пример протокола ПКЭ, считанного с устройства ...	62
	Перечень принятых сокращений	70
	Перечень терминов и определений	72

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

					ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		3

Настоящее руководство по эксплуатации (РЭ) распространяется на программно-технический комплекс АИИС УЭ для подстанций и электрической части станций ПТК «ЭКРА-Энергоучет» (далее – ПТК или ПТК «ЭКРА-Энергоучет»¹⁾).

Настоящее РЭ предназначено для персонала, выполняющего работы по эксплуатации ПТК «ЭКРА-Энергоучет», и включает сведения о структуре, функциях и принципах работы изделия, входящих в его состав аппаратных средств и программного обеспечения, необходимых для обеспечения полного использования технических возможностей, правильной эксплуатации и технического обслуживания.

ПТК «ЭКРА-Энергоучет» – совокупность аппаратных и программных средств, предназначенных для создания многоуровневых систем АИИС УЭ электрической части станций и подстанций (энергообъектов) напряжением от 0,4 до 750 кВ. АИИС УЭ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет» представляет собой интегрированную систему коммерческого и технического учета электрической энергии, выполненную на базе современных микропроцессорных устройств и средств измерений.

ПТК «ЭКРА-Энергоучет» имеет компонентную (модульную) структуру и позволяет потребителю создавать открытые для модернизации и развития АИИС УЭ ПС любого типа и назначения, с любым составом оборудования и инженерных систем.

В составе АИИС УЭ на основе ПТК «ЭКРА-Энергоучет» могут функционировать средства измерений, вспомогательные системы и ПТК других производителей.

Обмен информацией со средствами измерений и ПТК сторонних производителей, входящих в одну АИИС УЭ, может выполняться с использованием единой локальной вычислительной сети, по выделенным цифровым каналам связи или с использованием устройств типа «шлюз», обеспечивающих управляемый обмен между устройствами, имеющими различные интерфейсы.

Типы каналов связи определяются технологическими требованиями, а также составом контролируемого оборудования и смежных подсистем.

Обмен информацией между ПТК «ЭКРА-Энергоучет» и АО «АТС» осуществляется по электронной почте, в XML-формате с электронной подписью.

ПТК «ЭКРА-Энергоучет» предназначен для:

- обеспечения эффективного учета электроэнергии по различным нуждам (потребление по отдельным группам потребителей, отдельным цехам, производствам);
- автоматизации процессов технического учета электроэнергии с возможностью последующего анализа;
- автоматизации контроля качества электроэнергии;

¹⁾ Международное наименование «EKRA-Energy metering».

Инд.	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Подп. и дата	Инд.	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Подп. и дата	Инд.	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Подп. и дата	
										ЭКРА.421451.001 РЭ					Лист
															4
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата											

- автоматизация поддержки принятия решений по оптимизации состава, режимов работы и планирования ремонтов электрооборудования на основе анализа накопленных данных о параметрах режима, энергопотреблении и оценки состояния электрооборудования;
- формирования и отображения отчетной документации по потреблению по отдельным присоединениям и сформированным группам присоединений;
- комплексной обработки информации;
- архивирования и хранения информации;
- минимизации финансовых затрат при производстве и передаче электроэнергии;
- оптимизации и прогнозирования энергопотребления.

АИИС УЭ может функционировать как в качестве автономной системы, так и в составе АСУ ТП производства ООО НПП «ЭКРА» (ПТК «EVICON»¹⁾).

При разработке данного руководства по эксплуатации были использованы следующие нормативно-технические документы:

а) уровень ИИК:

- ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия ;
- ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;
- ГОСТ 14014-91 Приборы и преобразователи измерительные цифровые напряжения, тока, сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний;
- ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия;
- ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;
- ГОСТ Р 8.655-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования;
- ГОСТ Р 8.654-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения;
- ГОСТ 8.129-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений времени и частоты;
- МИ 2955-2010 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Типовая методика аттестации программного обеспечения средств измерений;
- МИ 2174-91 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения;

¹⁾ <http://www.ekra.ru/produkcija/asu-tp-na-baze-ptk-evicon/>

Инд. № подл.	Подп. и дата	Инд. № дубл.	Подп. и дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
	Взам. инв. №	Инд. инв. №	Инд. инв. №							5

- Р 50.2.077-2014 ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 06.06.2012 № 377р «Об утверждении основных технических требований к созданию системы мониторинга и управления качеством электроэнергии в ОАО «ФСК ЕЭС»;
- ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии;
- ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) 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 (IEC 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии;
- СТО 56947007-29.240.01.195-2014 Типовые технические требования к измерениям, средствам измерений и их метрологическому обеспечению ОАО «ФСК ЕЭС»;
- б) уровень ИВКЭ:
 - IEC 61131-3 (2013) Контроллеры программируемые. Часть 3. Языки программирования;
 - «Технические требования для аттестации УСПД АИИС КУЭ для оптового и розничного рынков электроэнергии», утвержденные ОАО «Россети» в сентябре 2014 г.;
 - СТО 56947007-35.240.01.188-2014 Устройства сбора и передачи данных автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии. Типовые технические требования ОАО «ФСК ЕЭС» (с изменениями от 21 сентября 2018 года);
 - Требования, изложенные в Приложении №11.1 «АИИС КУЭ технические требования», утвержденного НП «Совет Рынка» 21 августа 2015 г. (с изменениями от 20 сентября 2018 года);
- в) уровень ИВК:
 - ГОСТ Р 8.654-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения;
 - ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
 - ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
 - ГОСТы Единой системы программной документации (ЕСПД);
 - МИ 2955-2010 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Типовая методика аттестации программного обеспечения средств измерений;

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭКРА.421451.001 РЭ

Лист
6

- МИ 2174-91 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения;
 - Р 50.2.077-2014 ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения;
 - РД 153-34.0-11.209-99 Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности»;
 - СТО 34.01-5.1-002-2014 Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети»;
 - СТО 34.01-5.1-001-2014 Программное обеспечение информационно-вычислительного комплекса системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных. Типовые функциональные требования, ОАО «Россети»;
 - СТО 56947007-29.200.15.209-2015 Техническая политика. Системы учета электрической энергии удаленным сбором данных оптового рынка электрической энергии ПАО «ФСК ЕЭС»;
 - Требования, изложенные в Приложении №11.1 «АИИС КУЭ технические требования», утвержденного НП «Совет Рынка» 21 августа 2015 г. (с изменениями от 20 сентября 2018 года).
- По общим вопросам организации системы:
- ГОСТ 23216-78 Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита, упаковка. Общие требования и методы испытаний;
 - СТО 34.01-5.1-004-2015 Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого и технического учета электроэнергии и системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных. Организация эксплуатации и технического обслуживания, ПАО «Россети»;
 - Приложение 11.1.1 Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, утвержденного НП «Совет Рынка» 01 сентября 2006 г. (с изменениями от 21 декабря 2017 года);
 - Приложение 11.3 Порядок установления соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка и присвоения класса АИИС КУЭ, утвержденного НП «Совет Рынка» 21 августа 2015 г. (с изменениями от 24 октября 2018 года);
 - СТО 56947007-25.040.40.226-2016 Общие технические требования к АСУТП ПС ЕНЭС. Основные требования к программно-техническим средствам и комплексам;

Инва. № подл.	Подп. и дата	
Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
Изм.	Лист	№ докум.
Лист	ЭКРА.421451.001 РЭ	
№ докум.	Подп.	Дата
Лист	Лист	
№ докум.	7	

- СТО 56947007-25.040.40.227-2016 Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС);
- СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства;
- СТО 56947007-29.120.40.041-2010 Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования;
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ) – 7 издание;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 06.06.2012 № 377р «Об утверждении основных технических требований к созданию системы мониторинга и управления качеством электроэнергии в ОАО «ФСК ЕЭС»;
- СТО 56947007-29.240.126-2012 Типовой порядок организации и проведения метрологического обеспечения информационно–измерительных систем в ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Распоряжение ПАО «ФСК ЕЭС» от 18.09.2015 № 562р Методические указания по разработке методики калибровки автоматизированной системы управления технологическими процессами подстанции;
- СТО 56947007-29.130.01.092-2011 Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.06.2010 № 302р «Об утверждении целевой архитектуры информационных потоков АСТУ и диспетчерской телефонной связи»;
- Целевая модель прохождения команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и центрами управления сетей сетевых организаций, подстанциями, утвержденная совместным решением ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» от 29.01.2007;
- IEC 61850-8-1 (2011) Сети связи и системы автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 8-1. Схема распределения особой услуги связи (SCSM). Схема распределения для производственной системы модульной конструкции MMS (ISO 9506-1 и ISO 9506-2) и по ISO/IEC 8802-3;
- IEC 61131-3 (2013) Контроллеры программируемые. Часть 3. Языки программирования;
- Постановление правительства РФ от 16 ноября 2015 г. № 1236;
- СТО 34.01-3.1-002-2016 Типовые технические решения подстанций 6 – 110 кВ.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭКРА.421451.001 РЭ

Лист

8

1 Описание и работа АИИС УЭ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»

1.1 Назначение АИИС УЭ

1.1.1 Основные задачи, решаемые при создании АИИС УЭ энергообъекта на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»:

- более рациональное потребление электроэнергии, что в конечном итоге снижает затраты и издержки;
- полное информационное обеспечение процесса потребления и распределения электроэнергии;
- своевременное предоставление отчетов и готовых аналитических данных эффективности потребления электроэнергии;
- значительное снижение трудозатрат и исключение “человеческого фактора” при ручном снятии показаний с СИ;
- длительное хранение и накопление информации об энергопотреблении.

1.1.2 Результаты достигаемые внедрением АИИС УЭ

Основные результаты, достигаемые при создании АИИС УЭ энергообъекта на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»:

- снижение потерь электроэнергии за счет выявления фактов нерационального использования, больших потерь, хищений;
- введение системы ограничений потребления на предприятиях в часы пиковых нагрузок энергосистемы за счет системы лимитирования;
- снижение затрат и повышение рентабельности за счет перехода на оптимальный тариф и изменения графика работы цехов и подразделений в соответствии с этим тарифом;
- исключение штрафов за превышение заявленной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы;
- минимизация затрат на оплату труда благодаря автоматизации процессов;
- снижение временных затрат на анализ потребления в течение длительного учетного периода, технические и управленческие решения по внедрению энергосберегающих мероприятий.

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

					ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

1.2 Состав устройств ПТК «ЭКРА-Энергоучет»

1.2.1 Компоненты ПТК «ЭКРА-Энергоучет» собственного производства

1.2.1.1 В организации АИИС УЭ на разных уровнях возможно применение компонентов собственного производства:

- комплекс программ (КП) верхнего уровня «EKRASCADA»;
- АРМ с клиентской частью ПО «EKRASCADA ARM»;
- УСПД со специализированным КП среднего уровня (см. рисунок А.1 приложения А);
- сервер со специализированным КП верхнего уровня «EKRASCADA» (см. рисунок А.2 приложения А);
- сервер времени с соответствующим ПО для конфигурирования.

1.2.2 Программно-аппаратные средства **нижнего уровня** АИИС УЭ

1.2.2.1 В состав нижнего уровня могут входить:

- счетчики ЭЭ;
- СИ ПКЭ;
- вторичные измерительные цепи;
- измерительные преобразователи (ИП);
- измерительные трансформаторы тока и напряжения (в том числе цифровые);
- устройства сопряжения с шиной процесса (АУСО);
- коммутаторы ЛВС, обеспечивающие информационный обмен между устройствами нижнего уровня АИИС УЭ, а также информационный обмен с устройствами верхнего уровня;
- преобразователи интерфейсов.

1.2.3 Программно-аппаратные средства **среднего уровня** АИИС УЭ

1.2.3.1 В состав среднего уровня входят:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД¹⁾;
- технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

1.2.3.2 Для организации связи с устройствами нижнего и верхнего уровней используются каналы интерфейсы RS-485 и Ethernet.

1.2.4 Программно-аппаратные средства **верхнего уровня** АИИС УЭ

1.2.4.1 В состав верхнего уровня входят:

- устройства, выполняющие функции сбора, обработки и архивирования данных (сервер);

¹⁾ В качестве аппаратной платформы УСПД могут использоваться промышленные компьютеры собственного или стороннего производства с изменяемым набором опций, в том числе по количеству и типу коммуникационных интерфейсов связи.

Подп. и дата									
Инв. № дубл.									
Взам. инв. №									
Подп. и дата									
Инв. № подл.									
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ				Лист
									10

– технические средства приема-передачи данных и каналы связи (канало-образующая аппаратура);

– устройства, выполняющие функции представления информации пользователям (АРМ, принтеры, экраны коллективного пользования и т.п.).

1.2.4.2 В качестве аппаратной платформы сервера может быть использовано¹⁾:

- серверное оборудование;
- промышленный компьютер.

1.2.4.3 Для создания долгосрочных архивов, серверы могут оснащаться внешними накопителями.

1.2.4.4 Типы поддерживаемых устройств и протоколов верхним уровнем приводятся в приложении Б²⁾.

1.2.5 Система обеспечения единого времени АИИС УЭ

1.2.5.1 Источником сигналов точного времени в системе является специализированное устройство единого времени, которое синхронизируется от приемника ГЛОНАСС/GPS, время в котором формируется в формате «Универсальной Постоянной Времени» (UTC) с учетом переходов на летнее и зимнее время.

1.2.5.2 В качестве сервера времени может использоваться сервер времени как собственного производства (СВ-0Х), так и стороннего производителя (например, LANTIME/M300/GRC), для конфигурирования которого используется специализированное ПО фирмы Meinberg или встроенные средства конфигурирования.

1.3 Функции АИИС УЭ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»

1.3.1 Общие сведения

ПТК «ЭКРА-Энергоучет» выполняет следующие основные технологические и общесистемные функции:

- периодический и/или по запросу сбор результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- хранение полученных данных об измеренных величинах с настраиваемой глубиной хранения;
- контроль показателей качества электроэнергии (ПКЭ);
- автоматизированное и/или по запросу резервирование баз данных на внешних носителях информации средствами используемой СУБД;
- автоматический и/или ручной режим контроля дискового пространства баз данных;
- ведение нормативно-справочной информации;

¹⁾ Выбор оборудования обуславливается техническим заданием заказчика.

²⁾ Список поддерживаемых устройств постоянно дополняется, об устройствах, не указанных в перечне, необходимо уточнить у производителя системы – ООО НПП «ЭКРА».

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						11

- создание и редактирование структуры объекта учета и пользовательских расчетных групп;
- представление пользователям информации о параметрах объекта учета и накопленных значениях результатов измерений в виде мнемосхем, таблиц, графиков, журналов событий и отчетов;
- подготовка данных в XML формате для их передачи по электронной почте внешним организациям согласно требованиям Приложения № 11.1.1 к «Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка»;
- прием данных в различных форматах от внешних организаций (поставщиков информации);
- конфигурирование и настройку параметров АИИС;
- диагностику и мониторинг функционирования всех компонентов АИИС и программного обеспечения;
- автоматический межмашинный обмен результатами измерений, а так же диагностической информацией с другими ПТК верхнего уровня;
- автоматические расчеты в соответствии с описаниями расчетных групп;
- диагностика полноты и достоверности данных;
- контроль восстановления данных;
- поддержание единого системного времени с целью обеспечения синхронных измерений;
- разграничение доступа к базам данных и конфигурационным файлам АИИС для разных групп пользователей;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (использование аппаратных блокировок, паролей, электронно-цифровой подписи (ЭЦП));
- предоставление программно-технических средств администрирования и конфигурирования ПТК «ЭКРА-Энергоучет».

1.3.2 Технологические функции АИИС УЭ

1.3.2.1 Сбор и первичная обработка информации

1.3.2.1.1 Сбор и первичная обработка информации осуществляется посредством СИ¹⁾.

Информация в СИ может поступать от измерительных трансформаторов тока и напряжения или непосредственно от электросети.

1.3.2.2 Учет электроэнергии и контроль показателей качества электрической энергии (ПКЭ)

1.3.2.2.1 Учет электроэнергии происходит одним из следующих способов:

¹⁾ Основные технические и метрологические характеристики, конструктивные исполнения СИ и инструкции по работе с ними приведены в руководствах по эксплуатации на данное оборудование.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						12

- считыванием профилей нагрузки со СИ;
- расчет профилей нагрузки на основе измеренных значений СИ.

1.3.2.2.2 Контроль ПКЭ в ПТК «ЭКРА-Энергоучет» осуществляется на основе считанных событий и отчетов со СИ (ПКЭ).

1.3.2.2.3 В ПТК «ЭКРА-Энергоучет» осуществляется визуализация данных по отклонениям ПКЭ, используя встроенный инструментарий трендов и отчетов для осуществления анализа.

1.3.2.3 Сохранение информации в базу данных (БД)

1.3.2.3.1 БД содержит информацию:

- об измеренных значениях в точке учета: напряжениях, токах, коэффициентах мощности, активной, реактивной и полной мощности, частоте, активной, реактивной и полной энергии и данных ПКЭ;
- о состоянии основного и вспомогательного электрооборудования в объеме аварийной и предупредительной сигнализации.

1.3.2.3.2 Накопленная информация по учету электрической энергии и ПКЭ (при решении отдельных задач АИИС УЭ) может быть обработана хронологически и по ряду других признаков (вид оборудования, тип событий и т.п.), в соответствии с требованиями эксплуатационных инструкций, средствами системы могут быть сформированы и распечатаны различные отчетные формы, характеризующие технологический процесс.

1.3.2.3.3 Отчетные формы формируются автоматически с помощью инструментария хранимых процедур с заданной периодичностью, хранятся в памяти устройства и выводятся на экран АРМ или на печать по запросу обслуживающего персонала.

1.3.2.3.4 Отчетные формы формируются в форматах – XLS, PDF, журналы событий и тревог в форматах – CSV, XML, макеты для отправки в АО «АТС» в форматах – XML.

1.3.2.4 Ведение базы нормативно-справочной информации (НСИ)

1.3.2.4.1 НСИ содержит информацию:

- справочник видов оборудования систем учета с возможностью описания новых видов и их атрибутов;
- истории установки/замены приборов учета;
- справочник регионов, районов на основе стандартов Общей Информационной Модели IEC 61970/61968.

1.3.2.4.2 Атрибуты объектов и справочников служат для описания создаваемых иерархий (топологий) системы учета электроэнергии.

1.3.2.5 Обмен информацией с подчиненными устройствами и со смежными системами верхнего уровня

1.3.2.5.1 Для обмена информацией с устройствами нижнего уровня используются следующие протоколы связи:

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						13

- протоколы по стандартам ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 и ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;
- протокол RTU325;
- протокол DLMS/COSEM;
- протокол СПОДЭС;
- протокол FTP¹⁾;
- протокол Modbus RTU/TCP;
- проприетарные протоколы связи со СИ.

1.3.2.5.2 Для обмена информацией со смежными системами верхнего уровня используются следующие протоколы связи:

- протоколы по стандартам ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 и ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;
- протокол RTU325;
- протокол OPC²⁾;
- протокол FTP;
- протокол POP3³⁾;
- протокол SMTP⁴⁾.

1.3.3 Общесистемные функции АИИС УЭ

1.3.3.1 Самодиагностика компонентов ПТК «ЭКРА-Энергоучет»

1.3.3.1.1 Самодиагностика выполняется непрерывно, автоматически в течение всего времени работы ПТК «ЭКРА-Энергоучет» во всех эксплуатационных режимах.

1.3.3.1.2 ПТК «ЭКРА-Энергоучет» предоставляет инструментальные средства для контроля работоспособности и сигнализации о неисправностях каналов связи, ПО, оборудования и смежных интегрируемых систем в виде:

- экранов диагностики (индикация о неисправности выделена изменением цвета соответствующего индикатора (см. рисунок А.3 приложения А);
- журналов событий (события регистрируются в архиве с меткой времени (см. рисунок А.4 приложения А);
- e-mail рассылки (событие автоматически отправляется по электронной почте);
- sms рассылки (событие автоматически отправляется в виде sms-сообщения);
- звукового и визуального оповещений (осуществляется визуальное и звуковое оповещение о событии) (2.1.2.1).

1.3.3.1.3 ПТК «ЭКРА-Энергоучет» поддерживает протокол SNMP¹⁾ для обеспечения диагностики сетевых устройств.

1.3.3.1.4 В журналы событий ИВК заносятся (см. рисунок А.4 приложения А):

1) File Transfer Protocol – протокол передачи файлов.
 2) Open Platform Communications – семейство программных технологий.
 3) Post Office Protocol Version 3 – протокол почтового отделения версия 3, для получения почты.
 4) Simple Mail Transfer Protocol – простой протокол передачи почты.
 1) Simple Network Management Protocol – простой протокол сетевого управления.

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инд. № дубл.
Подп. и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						14

– протоколы действий оператора, с указанием идентификатора оператора и его компьютера;

– события из журналов событий всех устройств системы.

1.3.3.1.5 ПТК «ЭКРА-Энергоучет» обеспечивает хранение данных журнала событий и накопленной информации в течение не менее 3,5 лет в энергонезависимом запоминающем устройстве и не допускает изменение данных, занесенных в журнал событий.

1.3.3.1.6 ПТК «ЭКРА-Энергоучет» обеспечивает масштабируемость системы при количестве обрабатываемых точек учета до 1 млн. шт.

1.3.3.1.7 Все компоненты ПТК «ЭКРА-Энергоучет» диагностируются автоматически как при включении, так и непрерывно в процессе работы.

1.3.3.1.8 В объем диагностируемых компонентов ПТК АИИС УЭ входят:

- устройства верхнего уровня;
- устройства среднего уровня;
- устройства нижнего уровня;
- коммуникационное оборудование и каналы связи;
- СОЕВ;
- ПО компонентов системы.

1.3.3.1.9 Для дублированных полукомплектов в случае отказа одного из них, несмотря на то, что все функции продолжают выполняться, средствами диагностики формируется соответствующее сообщение.

1.3.3.1.10 Программно-аппаратные средства **среднего** и **верхнего** уровней обеспечивают контроль отсутствия сбоев и зависания операционной системы («watchdog»).

1.3.3.2 Синхронизация компонентов ПТК «ЭКРА-Энергоучет»

1.3.3.2.1 Под синхронизацией понимается подстройка локальных таймеров компонентов ПТК «ЭКРА-Энергоучет» (УСПД, СИ, серверов и т.д.) в соответствии с общесистемным временем ПТК «ЭКРА-Энергоучет», а также подстройка общесистемного времени ПТК «ЭКРА-Энергоучет» к астрономическому времени по спутниковым сигналам точного времени.

1.3.3.2.2 Источником сигналов точного времени является специализированный сервер времени²⁾, который синхронизируется от приемника ГЛОНАСС и (или) GPS.

1.3.3.2.3 Время формируется в формате «Универсальной Постоянной Времени» (UTC) с учетом переходов на летнее и зимнее время.

1.3.3.2.4 Синхронизация компонентов ПТК «ЭКРА-Энергоучет» от СОЕВ осуществляется посредством:

– сети Ethernet: протоколы NTP (SNTP) и PTPv2 (Precision Time Protocol по стандарту IEEE 1588);

²⁾ По умолчанию используется система СВ-0X производства ООО «НПП ЭКРА» <http://www.ekra.ru/produkcija/sistema-sinhronizacii-vremeni/542-oborudovanie-sistemy-sinhronizacii-edinogo-vremeni.html>

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инд. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						15

- выделенной шины: IRIG-B, PPS (*Pulse Per Second* – секундный импульс);
- последовательной связи (канал связи с устройствами нижнего уровня).

1.3.3.2.5 Синхронизацией времени от СОЕВ обеспечивается точность привязки к астрономическому времени ± 1 мс.

1.3.3.2.6 Синхронизацией времени компонентов ПТК «ЭКРА-Энергоучет» от ПО верхнего уровня «EKRASCADA» обеспечивается точность привязки к астрономическому времени ± 3 с.

1.3.3.2.7 Диагностическая информация о состоянии связи с устройствами системы единого времени поступает в архив и отображается на соответствующих видеокадрах диагностики (см. рисунок А.3 приложения А).

1.3.3.3 Архивирование информации

1.3.3.3.1 Все регистрируемые параметры и события подлежат длительному сохранению в базе данных (архивах) для ретроспективного анализа состояния и режимов работы электрооборудования.

1.3.3.3.2 Средства архивирования выполняют следующие функции:

- фиксация событий и сбор информации о текущем состоянии объекта;
- фиксация действий пользователя;
- архивирование информации и управление хранением;
- защита информации;
- предоставление архивной информации персоналу.

1.3.3.3.3 Возможность автоматического архивирования информации задается в настройках ПТК для следующих типов сигналов:

- значения параметров электросети, текущих показаний энергии, профилей мощности и ПКЭ;
- журналов событий;
- выход параметров за аварийные и предупредительные пределы и вхождение в норму;
- системные события, формируемые внутри ПТК (в том числе информация самодиагностики по программным и техническим средствам ПТК).

1.3.3.3.4 Длительность хранения и режим архивирования для каждого типа информации задается при настройке ПТК и ограничена объемом жесткого диска. По умолчанию настройки хранения информации составляют не менее 3,5 лет.

1.3.3.3.5 Информация, записываемая в архив, сопровождается сопутствующими признаками и меткой времени точностью ± 1 мс.

1.3.3.3.6 На всех уровнях АИИС УЭ предусмотрена защита архивной информации от несанкционированного доступа с помощью системы паролей:

- гарантированное разграничение доступа к информации (по уровням ответственности);

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						16

– регистрацию событий, имеющих отношение к защищенности информации (попытки записи, редактирования, удаления информации);

– предоставление доступа только после идентификации.

1.3.3.3.7 Предусмотрен вывод архивной информации на АРМ в виде графиков (см. рисунок А.5 приложения А) и отчетов (см. рисунок А.6 приложения А). При просмотре архивной информации обеспечивается возможность:

– просмотра информации по одной функции (критерию);

– выборочного просмотра событий по присоединению;

– доступа к просмотру информации за заданный период времени.

1.3.3.4 Обеспечение аппаратной защиты от несанкционированного доступа к компонентам устройств

1.3.3.4.1 Пломбирование УСПД и сервера собственного производства выполняется специальной этикеткой, разрушающейся при вскрытии устройства, расположенной на задней плите устройства.

1.3.3.4.2 Пломбирование СИ выполняется в соответствии с паспортом завода-изготовителя.

1.3.3.5 Обеспечение информационной безопасности

1.3.3.5.1 Обеспечение информационной безопасности на верхнем уровне включает следующие подсистемы:

а) подсистема управления доступом.

Подсистема осуществляет:

– идентификацию и проверку подлинности субъектов доступа при входе в ПТК по имени пользователя и паролю (см. рисунок 1). Пароль длиной не менее шести буквенно-цифровых символов (см. рисунок А.7 приложения А);

– идентификацию подключаемых устройств по их логическим адресам (номерам);

– идентификацию программ, томов, каталогов, файлов, записей и полей записей базы данных по именам;

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						17

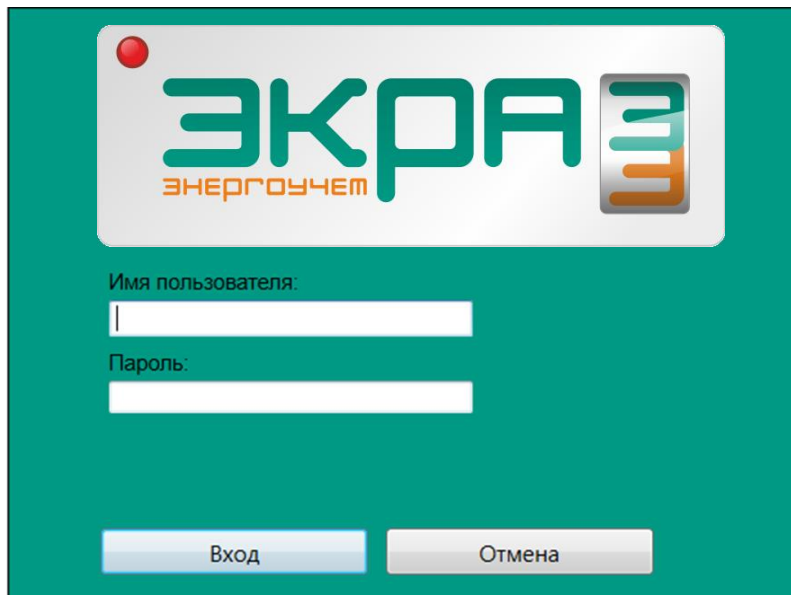


Рисунок 1 – Вход в систему

б) подсистема регистрации событий.

Подсистема осуществляет:

- регистрацию попыток записи, редактирования, удаления информации;
- регистрацию входа (выхода) субъектов доступа в (из) ПТК, либо регистрация загрузки и инициализации операционной системы (ОС) и ее программного останова. В моменты аппаратного отключения ПТК «ЭКРА-Энергоучет» выход из ПТК или останов ОС не регистрируется.

В параметрах регистрации указываются (см. рисунок А.9 приложения А):

- дата и время входа (выхода) субъекта доступа в (из) ПТК или загрузки (программного останова) ПТК «ЭКРА-Энергоучет» (см. рисунок А.9 приложения А, обозначение 1);
- результат попытки входа: успешная или неуспешная (см. рисунок А.9 приложения А, обозначение 2);
- идентификатор (код или фамилия) субъекта, предъявленный при попытке доступа (см. рисунок А.9 приложения А, обозначение 3).

Все попытки входа в систему отражаются записями в журнале событий с указанием наименования АРМ, с которого происходила попытка доступа в систему, и результата (успешная или неуспешная) с привязкой метки времени.

1.3.3.5.2 Обеспечение информационной безопасности на нижнем и среднем уровнях

Для защиты данных от несанкционированного доступа на нижнем и среднем уровнях предусмотрена система паролей. Система паролей состоит из имени пользователя и его пароля. Для каждого пользователя устанавливаются свои права доступа.

Встроенные средства в операционную систему устройства обеспечивают защиту от несанкционированного изменения ПО (переустановка, установка дополнительного обеспечения, удаление) путем разграничения доступа для пользователей системы.

Имя пользователя	Подп. и дата
Инд. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инд. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						18

Обеспечение безопасности ПТК при работе в сети Ethernet организовано с использованием программных средств¹⁾, встроенных в операционную систему и прикладного ПО.

1.3.3.5.3 В ПТК «ЭКРА-Энергоучет» возможна реализация защиты от вредоносного ПО с помощью антивирусного ПО²⁾.

Антивирусная защита проверяет ПО в режиме реального времени (постоянная проверка) и по требованию оператора:

- всех внешних носителей информации каждый раз перед чтением информации с них;
- жесткого диска не реже одного раза в неделю.

Антивирусная защита обладает следующим функциональным составом:

- сигнатурный анализ;
- эвристический анализ;
- модуль обновления;
- модуль планирования;
- модуль управления настройками антивируса;
- карантин.

В ПТК «ЭКРА-Энергоучет» обеспечена проверка ОС и используемого программного обеспечения встроенными средствами ОС:

- своевременной установки последних обновлений для используемой ОС;
- отключенного состояния всех отключенных USB-портов и дисководов;
- отключенного состояния функции автозапуска;
- включенного состояния постоянной проверки антивируса;
- актуальности текущих используемых антивирусных баз.

1.3.3.6 Инструментарий оповещения персонала

1.3.3.6.1 Подсистема оповещения осуществляет информирование персонала о выходах аналоговых сигналов за границы уставок и появлении аварийных или предупредительных событий в журнале событий посредством АРМ (см. рисунок А.4 приложения А), SMS и/или e-mail рассылки.

1.3.3.6.2 Список рассылки SMS и/или e-mail и перечень сигналов для реагирования определяются на этапе проектирования.

1.3.3.7 Организация расчетных групп

1.3.3.7.1 Расчетные группы – набор измерений точек учета, сформированных в группы, необходимых для проведения расчетов определенного типа.

1.3.3.7.2 Описание расчетной группы включает в себя:

¹⁾ Возможно использование функции межсетевое экрана, обеспечивающую контроль и фильтрацию трафика на уровне коммуникационного оборудования.

²⁾ По умолчанию применяется «Kaspersky Endpoint Security для бизнеса» с пакетом «Стандартный» компании АО «Лаборатория Касперского». Возможно использование другого антивирусного ПО по желанию заказчика.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	<p style="text-align: center;">ЭКРА.421451.001 РЭ</p>	Лист				
	Изм.					Лист	№ докум.	Подп.	Дата	19

- период действия – каждая группа имеет дату начала действия и дату окончания действия;
- тип измерений – прием/отдача активной энергии, прием/отдача реактивной энергии и т.д.;
- признак расчетная/техническая – если группа является расчетной, то результаты расчетов записываются в БД, если на группе стоит признак "техническая", то результаты расчетов можно наблюдать только через АРМ.

1.3.3.7.3 Расчетные группы необходимы для:

- расчета потребления/отпуска по классам напряжения;
- расчета потерь электроэнергии для группы присоединений;
- расчета общего потребления/отпуска по распределительным устройствам/подстанциям/объекту;
- расчета баланса группы;
- и т.п.

1.3.3.7.4 Для расчетной группы (подстанции) можно вычислить фактический небаланс и относительный небаланс электроэнергии. Чаще всего достаточно расчета фактического небаланса выраженного в киловатт-часах и относительного небаланса выраженного в процентах (см. рисунок А.10 приложения А).

1.3.3.7.5 Одно и то же измерение может входить в различные расчетные группы на различных объектах.

1.3.3.7.6 Расчетные группы определяются на этапе проектирования.

1.4 Рекомендации по построению АИИС УЭ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»

1.4.1 Программно-аппаратные средства нижнего уровня АИИС УЭ

1.4.1.1 Измерительные преобразователи, СИ ПКЭ и счетчики осуществляют (полный перечень поддерживаемых устройства приведен в приложении Б¹⁾):

- измерение, обработку, хранение и передачу измеренных или вычисленных параметров ЭЭ и ПКЭ на средний уровень или верхний уровень;
- ведение массивов профилей нагрузок для активной и реактивной мощности с программируемым периодом времени;
- защиту от несанкционированного доступа и разграничение прав доступа к функциям;
- самодиагностику с записью диагностической информации во внутренний буфер и передачу информации на средний или верхний уровень;
- учет ЭЭ в многотарифном режиме.

¹⁾ Список поддерживаемых устройств постоянно дополняется, об устройствах, не указанных в перечне, необходимо уточнить у производителя системы – ООО НПП «ЭКРА».

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инд. № дубл.
Подп. и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						20

1.4.1.1.1 Отчеты по ПКЭ формируются в СИ ПКЭ и могут быть переданы на средний или верхний уровень для дальнейшей обработки и визуализации на АРМ.

1.4.2 Программно-аппаратные средства среднего уровня АИИС УЭ

1.4.2.1 УСПД предназначено для решения следующих задач:

- сбор параметров электросети с устройств нижнего уровня;
- сбор профилей нагрузок со счетчиков;
- расчет профилей нагрузок по собранной информации с измерительных преобразователей;
- автоматическое чтение журнала событий о предупреждениях и ошибках с устройств нижнего уровня с записью в базу данных;
- считывание событий и отчетов по ПКЭ;
- передача накопленных данных в ИВК АИИС УЭ;
- обеспечение автоматического резервирования каналов передачи данных (вариант резервирования средств ПТК «ЭКРА-Энергоучет» приведен на рисунке Д.4 приложения Д);
- обеспечение транспортного уровня для обмена данными между устройствами нижнего и верхнего уровней;
- поддержка единого системного времени в компонентах АИИС УЭ с использованием эталонного времени, получаемого от СОЕВ.

1.4.2.2 Для организации связи с устройствами нижнего и верхнего уровней используются каналы интерфейсы RS-485 и Ethernet.

1.4.3 Программно-аппаратные средства верхнего уровня АИИС УЭ

1.4.3.1 Верхний уровень АИИС УЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- организация и управление единой базой данных ПТК;
- организация и выполнение процедур централизованной диагностики и мониторинга технических и программных средств ПТК;
- управление учетными записями пользователей и их правами на доступ к информации (см. рисунок А.7 приложения А);
- доступ к средствам просмотра отчетов и мониторинга сигналов, предоставляемый в КП «EK RASCADA» в соответствии с уровнем доступа оператора (см. рисунок А.6 приложения А);
- отображение и обработку полученной информации в режиме реального времени и за любой период времени по точкам учета в табличном и графическом виде (см. рисунок А.5 приложения А);
- считывание и визуализация состояния СИ и информации о ТУ (см. рисунок А.11 приложения А);
- изменение настроек точек учета (см. рисунок 7);

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						21

- импорт отчетных форм на внешний накопитель или бумажный носитель (см. рисунок А.16 приложения А, обозначение 1);
- просмотр журналов событий и тревог (см. рисунки А.4 и А.12 приложения А);
- формирование (с возможностью квитирования) сигналов аварийной и предупредительной сигнализации (см. рисунок А.12 приложения А, обозначение 1);
- возможность SMS и email рассылок;
- обеспечение работы различных вычислительных и вспомогательных программных сервисов системы;
- возможность передачи в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам:
 - а) результатов измерений;
 - б) данных о состоянии средств измерений;
- возможность использования средств электронной цифровой подписи для передачи в АО «АТС» и АО «СО ЕЭС»:
 - а) результатов измерений;
 - б) данных о состоянии средств измерений;
- выполнение функций преобразования интерфейсов и протоколов при организации связи с системами и клиентами верхнего уровня.

1.4.3.2 В рамках создания ПТК предусмотрена поставка активного сетевого оборудования, необходимого для обеспечения взаимодействия между собой компонентов ПТК.

1.4.3.3 КП верхнего уровня «EKRASCADA» предназначается для организации человеко-машинного интерфейса оперативного персонала ПС и обеспечения функционирования в реальном времени всего комплекса ПТК в целом. КП «EKRASCADA» имеет серверную и клиентскую части (АРМ оператора), которые работают под управлением операционных систем семейства Windows (Windows 7 и выше, Windows server 2012 и выше).

1.4.3.4 ПО АРМ «EKRASCADA ARM» может реализовываться на основе технологии WEB-сервер.

1.4.3.4.1 Оборудование ПТК «ЭКРА-Энергоучет» монтируется в шкафах типа ШНЭ, выпускаемым по техническим условиям ТУ 3430-022-20572135-2006 «Низковольтные комплектные устройства серии ШНЭ».

1.4.3.4.2 В шкафу предусмотрены индикаторы неисправности.

1.4.3.4.3 Для заземления корпусов составных частей ПТК, экранов кабелей и других устройств внутри шкафа используется медная шина.

1.4.3.4.4 Типовой размер шкафов 2200 x 800 x 600 мм (высота x ширина x глубина).

1.4.3.4.5 Шкафы соответствуют требованиям устойчивости технических средств к электромагнитным помехам по ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001).

Инв. № подл	Подп. и дата				Лист 22
	Инв. № дубл.				
	Взам. инв. №				
Подп. и дата				ЭКРА.421451.001 РЭ	
Инв. № подл					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.		

1.4.4 Система обеспечения единого времени АИИС УЭ

1.4.4.1 Точность привязки к астрономическому времени не хуже:

- ± 5 мс при синхронизации по сети Ethernet;
- ± 1 мс при дополнении синхронизации по сети Ethernet выделенными шинами PPS и IRIG-B.

1.4.4.2 Синхронизацию локальных таймеров всех устройств АИИС УЭ обеспечивают сервера времени собственного производства¹⁾. Для конфигурирования СОЕВ используется утилита «Конфигуратор СВ-0X», где X – модель используемого устройства. Утилита обеспечивает поиск доступных устройств синхронизации единого времени в локальной сети и их настройку.

1.4.5 Рекомендации при проработке структурных схем построения АИИС УЭ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»

1.4.5.1 Основные положения для ИИК

1.4.5.1.1 На одно распределительное устройство или на один класс напряжения рекомендуется устанавливать СИ одного типа.

1.4.5.1.2 Для стабильного считывания информации, на одну линию последовательной связи (RS-485) рекомендуется подключать устройства учета ЭЭ не более восьми штук.

1.4.5.1.3 Возможно как построение новой автономной системы, так и модернизация существующей системы учета ЭЭ с добавлением новых устройств и интеграцией их в верхний уровень предприятия.

1.4.5.2 Основные положения для ИВКЭ

1.4.5.2.1 Применение УСПД обуславливается необходимостью консолидации данных. Возможно совмещение функций среднего и верхнего уровня²⁾.

1.4.5.2.2 На каждое РУ рекомендуется устанавливать УСПД. Консолидация информации с разных РУ в одном УСПД рекомендуется только для географически близких РУ с гарантированным сохранением надежности системы.

1.4.5.3 Организация каналов связи

1.4.5.3.1 Для организации каналов связи между ИИК и ИВКЭ (ИВК) уровнями рекомендуется применять типы связи, приведенные в таблице 1.

¹⁾ <http://www.ekra.ru/produkcija/sistema-sinhronizacii-vremeni/542-oborudovanie-sistemy-sinhronizacii-edinogo-vremeni.html>.

²⁾ Рекомендуется только для случаев с гарантированным обоснованием надежности системы, либо на малых объектах с небольшим числом точек учета.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						23

Таблица 1 – Типы связи между нижним и средним (верхним) уровнями

Рекомендуемая протяженность линии	Тип связи*	Примечание
До 100 м	Ethernet (медь)	При условии, что устройства поддерживают данный тип связи
До 1200 м	Последовательная линия (RS-485)	
Более 100 м	Ethernet (оптика)	Для организации канала могут использоваться внешние подсистемы связи
	GSM/GPRS	
	PLC-модем	При напряжении (0,4 – 35) кВ

* Допустимо применение других типов связи.

1.4.5.3.2 Для организации канала связи между средним и верхним уровнями рекомендуется применять типы связи, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Типы связи между средним и верхним уровнями

Рекомендуемая протяженность линии	Тип связи*	Примечание
До 100 м	Ethernet (медь)	–
Более 100 м	Ethernet (оптика)	Для организации канала могут использоваться внешние подсистемы связи
	GSM/GPRS	При условии, что нет технической возможности использования Ethernet, но есть стабильная мобильная связь
	ВЧ-связь	При напряжении свыше 35 кВ и наличии существующего канала
	Спутниковая связь	При условии, что на объекте уже применены данные типы связи и отсутствуют другие технически обоснованные способы передачи данных

* Допустимо применение других типов связи.

1.4.5.4 Правила расстановки СИ на объекте

1.4.5.4.1 Правила расстановки СИ на объекте приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Расстановка СИ

Тип расстановки	Комментарий	Класс напряжения
Централизованная	Установка в электротехнических шкафах в ОПУ	от 35 кВ (в отдельных случаях на классах напряжения ниже)
	Установка в электротехнических шкафах наружной установки вблизи первичного оборудования (при отсутствии места в ОПУ)	до 35 кВ
Децентрализованная	Установка непосредственно в щите управления электроустановки	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭКРА.421451.001 РЭ

Лист

24

1.4.5.4.2 Места расстановки СИ определяются проектом. Пример ПС 500 кВ с расстановкой 18 счетчиков представлен в приложении Г (см. рисунки Г.1 и Г.2).

1.4.5.4.3 При построении ПТК возможна компоновка следующих разновидностей шкафов¹⁾:

- со СИ;
- с УСПД;
- со СИ и УСПД;
- с сервером ВУ;
- с коммуникационным оборудованием.

1.4.5.4.4 Алгоритм выбора структуры ПТК и примеры структурных схем представлены в приложении Д.

1.4.6 Электропитание оборудования ПТК «ЭКРА-Энергоучет»

1.4.6.1 В качестве основного источника питания для всех СИ используется измерительные цепи напряжения.

1.4.6.2 УСПД, сервера и каналобразующая аппаратура, имеющие в своем составе два блока питания, подключаются к двум независимым источникам (сетям) питания (см. рисунок 2).

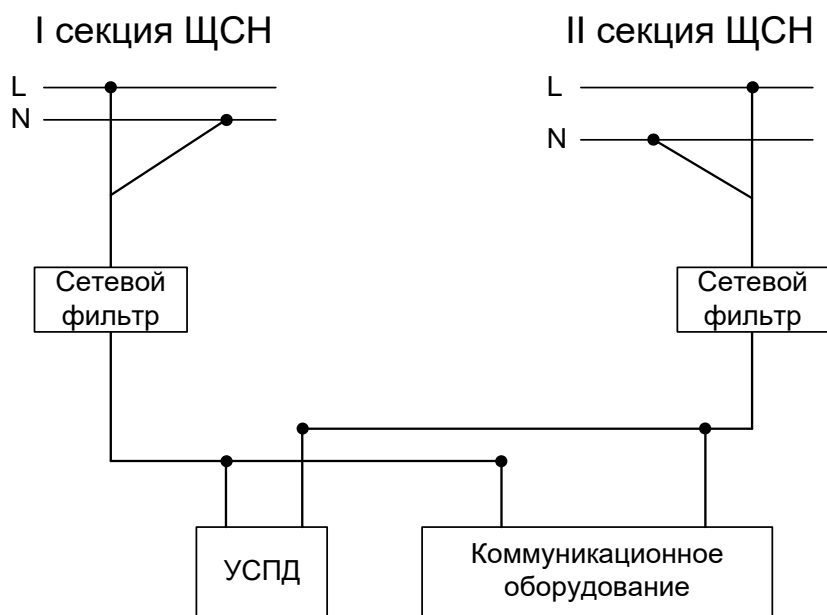


Рисунок 2 – Структурная схема питания устройств с резервированием питания

1.4.6.3 При отсутствии возможности резервирования питания у каналобразующей аппаратуры, питание должно осуществляться через АВР, подключенный к двум независимым источникам питания (см. рисунок 3).

¹⁾ Коммуникационное оборудование может использоваться во всех компоновках шкафов.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						25

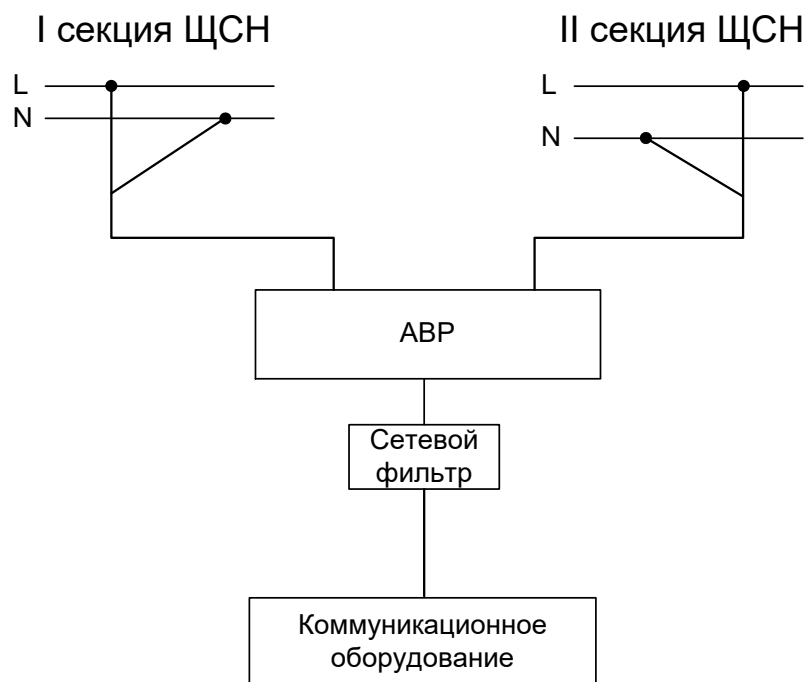


Рисунок 3 – Структурная схема питания устройств без резервирования питания

1.4.6.4 Питание всех устройств АИИС УЭ верхнего уровня выполнено аналогично 1.4.6.2 и 1.4.6.3.

1.4.6.5 В цепях питания устройств ПТК предусмотрены сетевые фильтры для защиты оборудования от скачков питающего напряжения.

1.4.6.6 Переключение с основного источника питания на резервное происходит без прерыва в работе аппаратной платформы.

1.4.6.7 Диагностика и сигнализация предусматривает контроль и отображение состояний вводов (наличие напряжений).

1.5 Комплект поставки

1.5.1 В зависимости от применяемого оборудования, в комплект документации входят:

- комплект документов на примененные СИ;
- паспорта поставляемого оборудования ПТК «ЭКРА-Энергоучет»;
- руководство по эксплуатации на ПТК «ЭКРА-Энергоучет»;
- руководство оператора АРМ;
- программная документация КП «EKRASCADA».

1.5.2 Комплектность поставки приведена в паспорте ПТК «ЭКРА-Энергоучет».

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инд. № дубл.
Подп. и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						26

1.6 Маркировка

1.6.1 Составные части ПТК имеют маркировку согласно техническим условиям на данные составные части и ГОСТ 18620-86.

1.6.2 Маркировка, наносимая на составные части ПТК и тару, в которую они упаковываются, должна содержать сведения о виде продукции, предприятии-изготовителе и порядковый номер. Место и способ нанесения маркировки, а также ее качество должны обеспечивать возможность четкого опознавания продукции при ее транспортировании, хранении, а также эксплуатации.

1.6.3 На компоненты ПТК «ЭКРА-Энергоучет», сертифицируемые в системе обязательной сертификации ГОСТ Р, маркировка знаком соответствия должна производиться в соответствии с ГОСТ Р 50460-92.

1.6.4 Способ нанесения надписей на маркировку должен обеспечивать их качество и нестираемость в течение всего срока службы компонентов ПТК «ЭКРА-Энергоучет».

1.7 Упаковка

1.7.1 Оборудование ПТК «ЭКРА-Энергоучет» консервации маслами и ингибиторами не подлежат.

1.7.2 Тип упаковки (в том числе внутренней упаковки и тары) должен оговариваться договором на поставку готовой продукции заказчику и зависит от условий транспортирования, хранения на складе готовых изделий и способов выполнения погрузочно-разгрузочных операций.

1.7.3 Документация, отправляемая совместно с оборудованием ПТК «ЭКРА-Энергоучет», упаковывается в герметичный пакет из полиэтиленовой пленки.

1.7.4 Пакет с документацией маркируется четкой надписью на русском языке.

1.7.5 Компакт-диски упаковываются вместе с остальной документацией и плотно прикреплены к оборудованию ПТК «ЭКРА-Энергоучет» для исключения свободного перемещения и повреждения при транспортировании.

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

					ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

2 АРМ АИИС УЭ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»¹⁾

2.1 Описание АРМ АИИС УЭ

2.1.1 Средствами ПТК «ЭКРА-Энергоучет» с АРМ обеспечена возможность оперативного контроля и визуализации данных по составу ТУ, учету электрической энергии и контролю ПКЭ (см. рисунок А.11 приложения А).

2.1.1.1 На мнемосхемах о составе ТУ постоянно отображаются параметры, приведенные в таблице 4.

Таблица 4 – Описание структуры объекта

Наименование столбца	Примечание
№ ТУ	Порядковый номер точки учета
Класс напряжения	Информация об объекте
Наименование	
Присоединение	
№ ячейки	
Устройство	Информация об устройстве
Серийный номер	
Тип измерения	
Класс точности (A/R)	
Ктт	Информация о заданных коэффициентах трансформации трансформаторов тока и напряжения
Ктн	
Кт	Информация о расчётном коэффициенте трансформации *
Потери в трансформаторе	Информация о заданных предполагаемых потерях в трансформаторе и в линии (в процентах)
Потери в линии	
Дата установки	Дата установки устройства
Дата следующей поверки	Дата следующей поверки устройства
Последний успешный опрос	Время последнего успешного опроса устройства
Полнота данных	Процентное соотношение количества достоверных данных (получасовок) от общего числа получасовок за определенный промежуток времени эксплуатации данной ТУ
Связь с устройством **	Статус связи с устройством. Если устройство не отвечает на запросы данных, то связь с этим устройством будет считаться не установленной
<p>* Коэффициент трансформации рассчитывается как произведение коэффициентов трансформации трансформатора тока и трансформатора напряжения.</p> <p>** Для СИ, при постоянном опросе.</p>	

2.1.1.2 Значения аналоговых сигналов отображаются на экранах процесса АРМ ПТК (см. рисунок А.13 приложения А).

¹⁾ Конфигурирование ПТК осуществляется посредством ПО «EK RASCADA Studio».

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Инва. № подл.	Взам. инв. №	Инва. № дубл.	Подп. и дата
------	------	----------	-------	------	---------------	--------------	---------------	--------------

2.1.1.3 Динамическая аналоговая информация на мнемосхемах обновляется мгновенно при изменении контролируемого параметра.

2.1.1.4 Обеспечивается контроль аналоговых сигналов установкой до четырех предупредительных и аварийных пределов (уставок).

- верхнего аварийного;
- верхнего предупредительного;
- нижнего аварийного;
- нижнего предупредительного.

2.1.1.5 Первичная установка предупредительных и аварийных пределов аналоговых сигналов производится при конфигурировании системы. Так же, установка и изменение пределов доступно в инструментарию АРМ АИИС УЭ (см. рисунок 4).

2.1.1.6 Точность задания пределов может составлять до 12 разрядов после запятой.

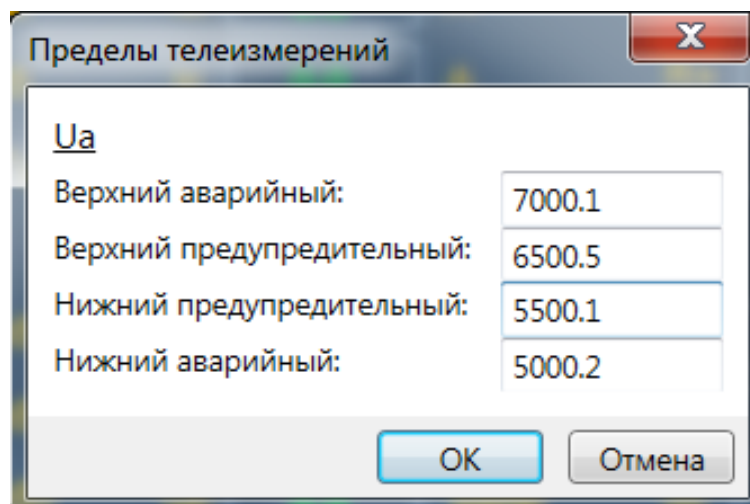


Рисунок 4 – Установка предупредительных и аварийных пределов

2.1.1.7 Выход за пределы (возврат в норму) квалифицируется:

- как событие в случае перехода через предупредительный предел;
- как тревога в случае перехода через аварийный предел.

2.1.1.8 В случае выхода сигнала за границы уставок, в журнале тревог отобразится соответствующая запись с отображением текущей величины сигнала (см. рисунок А.14 приложения А).

2.1.1.9 Обеспечен вывод аналоговых сигналов в виде графиков и таблиц (в трендах и отчетах) (см. рисунки А.15 – А.17 приложения А).

2.1.1.9.1 Обеспечена возможность экспорта отчетных форм в форматы PDF и XLSX и вывод на печать (см. рисунок А.16 приложения А, обозначение 1).

2.1.1.10 Обеспечена возможность экспорта журналов событий и тревог в файлы форматов CSV, XLSX (см. рисунок 5).

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

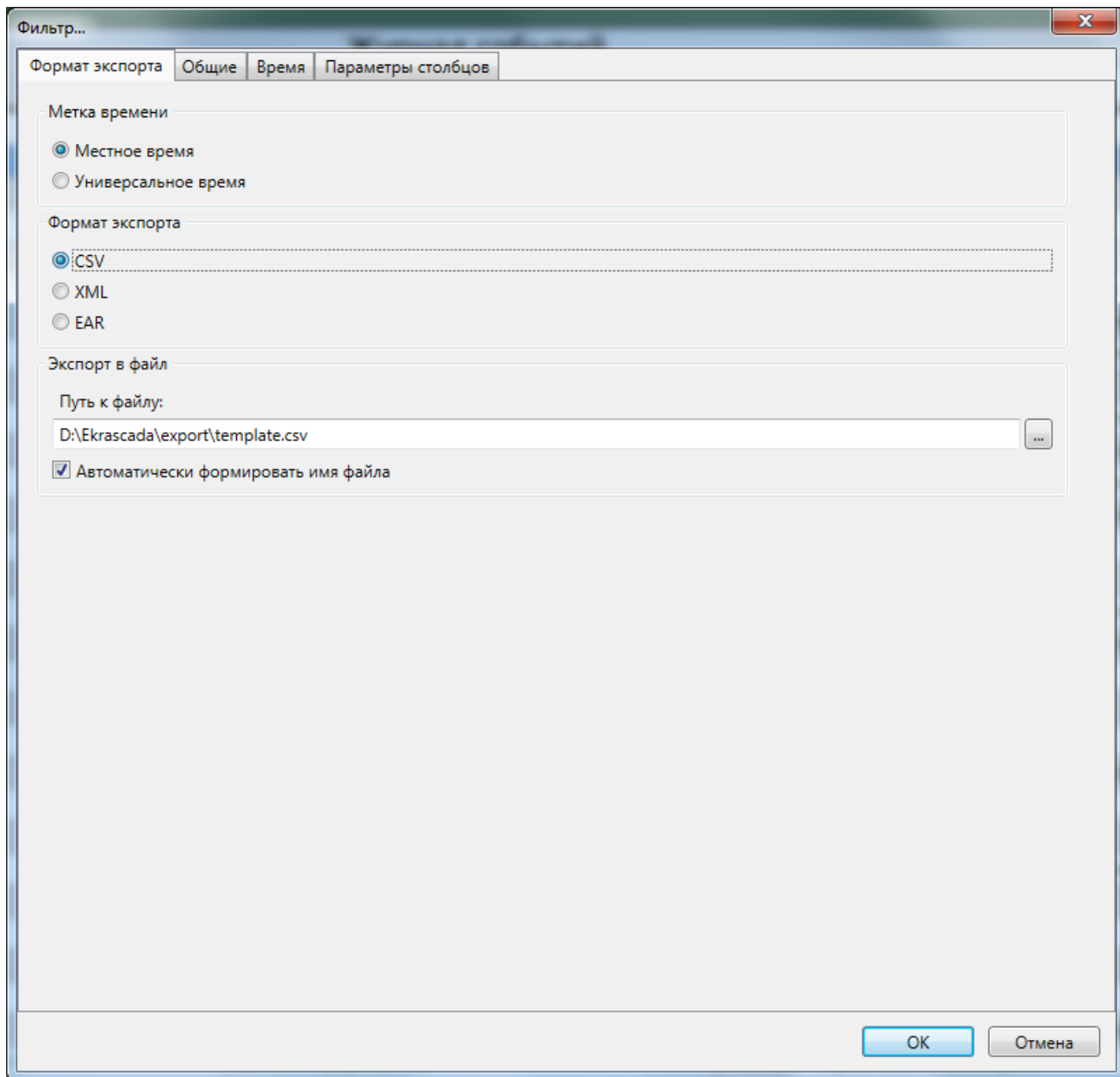


Рисунок 5 – Экспорт журналов событий

2.1.2 Предупредительная и аварийная сигнализация

2.1.2.1 Предусмотрено визуальное и звуковое извещение ОП о возникновении нарушений в работе системы в целом. При этом обеспечивается:

- аварийная и предупредительная сигнализация при выходе и возврате сигналов за границы уставок;
- предупредительная сигнализация об обнаруженных неисправностях (пропадание связи с устройством, возникновение неисправностей устройств и т.д.);
- возможность формирования групповой сигнализации, обобщающей заранее заданный набор сигналов, относящихся к одному присоединению, одному распределительному устройству и т.п. и отнесенных к одной группе сигнализации (предупредительной или аварийной);
- сигнализация отключения программных сервисов ПТК «ЭКРА-Энергоучет».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<p>ЭКРА.421451.001 РЭ</p>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		30

2.1.2.2 Сигналы предупредительной и аварийной сигнализации сгруппированы на пять классов. Событие каждого класса тревог окрашивается в соответствующий цвет (см. таблицу 5).

Таблица 5 – Классы тревог

Класс тревоги	Окрашиваемый цвет события
Аварийная сигнализация (АС)	Красный
Предупредительная сигнализация первого уровня (ПС1)	Оранжевый
Предупредительная сигнализация второго уровня (ПС2)	Синий
Оперативное состояние (ОС)	Зеленый
Системные	

2.1.2.3 Деление сигнализации на аварийную и предупредительную осуществляется при создании конфигурации объекта в КП верхнего уровня ПТК «ЭКРА-Энергоучет» путём присвоения каждому сигналу определённого класса тревог.

2.1.2.4 Сигналы предупредительной и аварийной сигнализации регистрируются в журнале тревог с признаком класса тревог (см. рисунок А.12 приложения А).

2.1.2.5 Предусмотрено звуковое и визуальное оповещение ОП на АРМ о появлении аварийной сигнализации согласно классу тревог.

2.1.2.5.1 Во всплывающем окне отображается информация о сигнале, статусе тревоги и времени возникновения аварийного события.

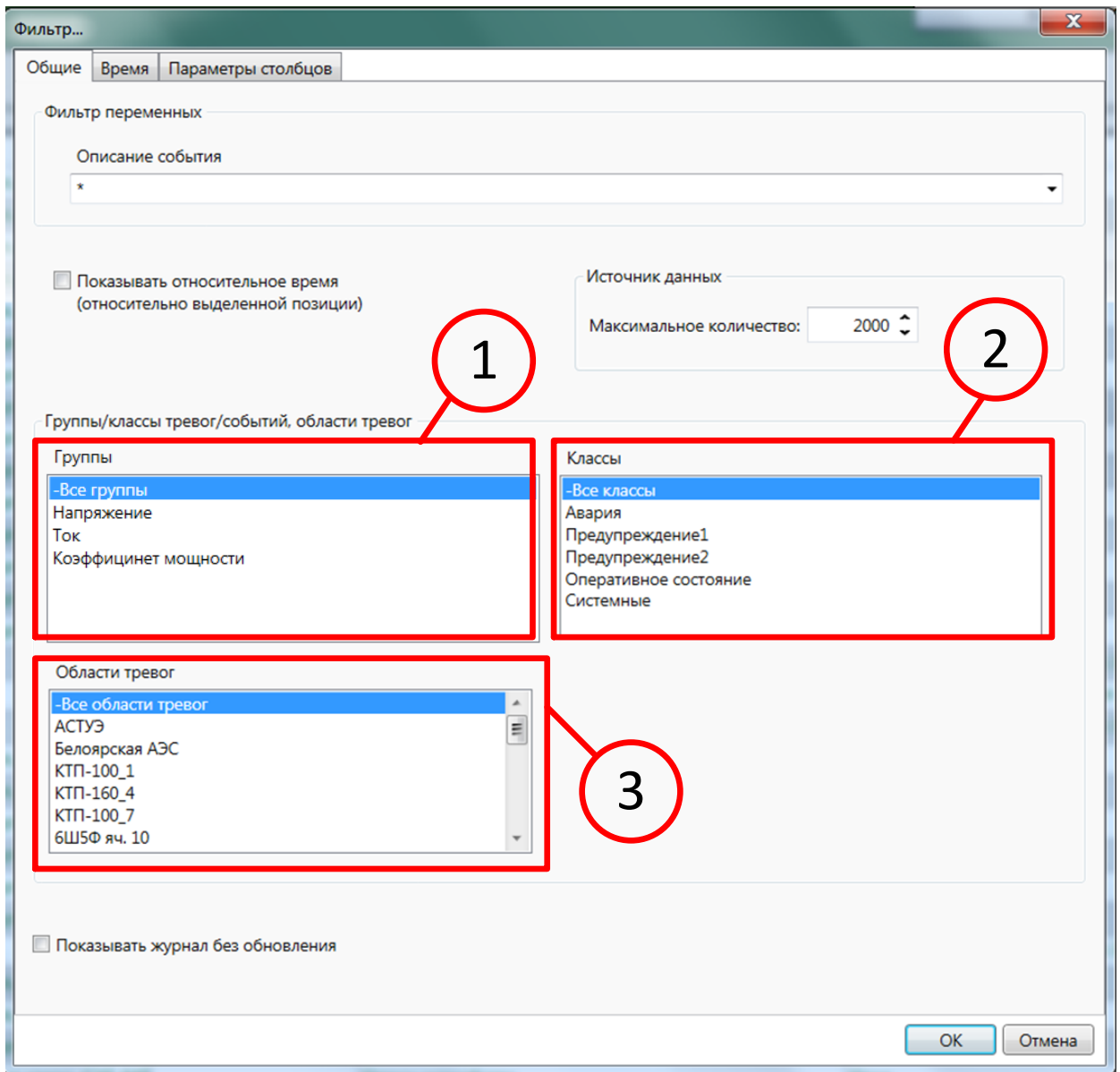
2.1.2.6 Реализована возможность квитирования сигналов аварийной и предупредительной сигнализации кнопкой «Квитировать» во всплывающем окне и в журнале тревог (см. рисунок А.12 приложения А).

2.1.2.7 В журнале событий предусмотрена фильтрация сигналов по группам сигналов (см. рисунок 6, обозначение 1), классу тревог (см. рисунок 6, обозначение 2), заданному интервалу времени, признаку квитирования сигнала.

2.1.2.8 Для каждой ТУ энергообъекта с экрана процесса вызывается список аварийно-предупредительной сигнализации (области тревог) (см. рисунок 6, обозначение 3).

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инд. № дубл.
Подп. и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						31



- 1 – группы сигналов;
 2 – классы тревог;
 3 – области тревог

Рисунок 6 – Фильтр

2.1.2.9 При квитировании сигнала регистрируется конкретный АРМ в столбцах «Пользователь» и «Компьютер» (см. рисунок А.12 приложения А), с которого выполнялось квитирование и имя пользователя, выполнившего данное квитирование.

2.1.3 Настройка точки учета

2.1.3.1 В настройках точки учета возможно задание коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения, потерь в линии и в силовом трансформаторе (см. рисунок 7, таблица 6).

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

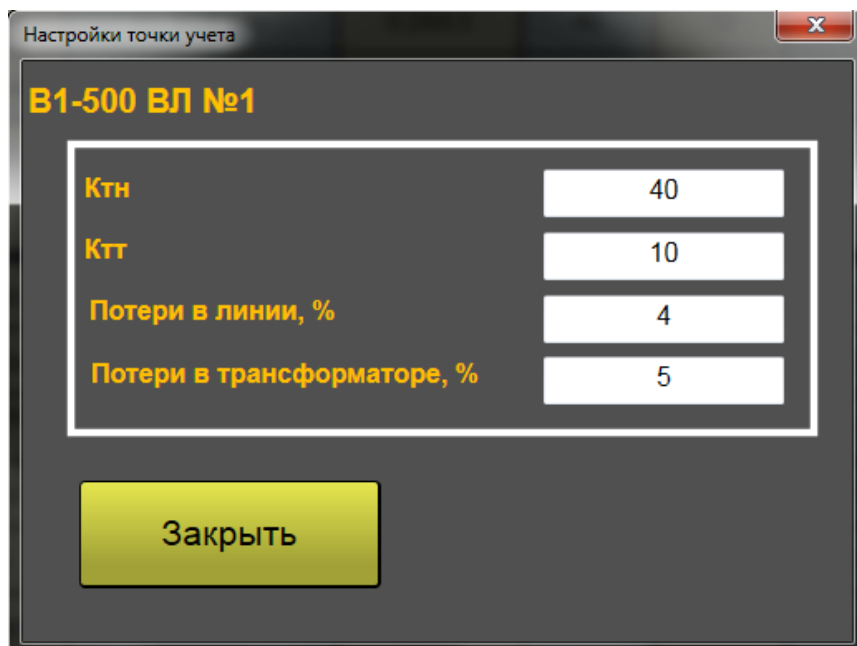


Рисунок 7 – Настройка точки учета

Таблица 6 – Пределы значений¹⁾

Наименование поля	Предел значений	Примечание
Ктт	[1; 1,7·10 ³⁰⁸]	Используется для установки коэффициента трансформации измерительного трансформатора тока
Ктн	[1; 1,7·10 ³⁰⁸]	Используется для установки коэффициента трансформации измерительного трансформатора напряжения
Потери в линии, %	[-100.00; 100.00]	Используется для установки потерь в линии. Для установки потерь, влияющих на показания точки учета в положительную сторону используют знак «+», в отрицательную – «-». Точность задания данного значения может составлять до двух разрядов после запятой
Потери в трансформаторе, %	[-100.00; 100.00]	Используется для установки потерь в силовом трансформаторе. Для установки потерь, влияющих на показания точки учета в положительную сторону используют знак «+», в отрицательную – «-». Точность задания данного значения может составлять до двух разрядов после запятой

¹⁾ Для применения заданных значений в настройке точки учета необходимо нажать клавишу «Enter» на клавиатуре.

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инд. № дубл.
Подп. и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						33

2.1.4 Контроль ПКЭ

2.1.4.1 Контроль показателей качества электроэнергии осуществляется посредством информационного обмена со специализированными СИ ПКЭ.

2.1.4.2 СИ ПКЭ обеспечивают мониторинг шин (секций шин), к которым могут подключаться промышленные потребители электроэнергии в части контроля следующих параметров в соответствии с нормами ГОСТ 32144-2013:

а) продолжительные изменения характеристик напряжения:

- отклонения частоты;
- медленные изменения напряжения;
- колебания напряжения и фликер;
- несинусоидальность напряжения;
- несимметрия напряжений в трехфазных системах;
- напряжение сигналов, передаваемых по электрическим сетям;

б) случайные события:

- прерывания напряжения;
- провалы напряжения и перенапряжения;
- импульсные напряжения.

2.1.4.3 В случае невыполнения установленных в ГОСТ 32144-2013 норм и требований для каждого ПКЭ формируются соответствующие события и записываются в журнал тревог верхнего уровня.

2.1.4.4 Данные результатов измерений ПКЭ фиксируются в протоколе испытаний в двух режимах (пример протокола приводится в приложении Е):

- нормальный режим – фиксируются усреднённые значения за 1 ч и временные срезы в конце этого часа;
- аварийный режим (выход за уставки) – записывается архив всех ПКЭ. Глубина архива не менее 3 ч от момента выхода за уставку.

2.1.4.5 Форма протоколов испытаний электрической энергии соответствует ГОСТ 33073-2014 (приложение Е).

2.1.5 Обмен информацией с ЦСОД

2.1.5.1 Обеспечивается обмен информацией с верхним уровнем ЦСОД. При этом обеспечивается защита от несанкционированного доступа по каналам связи с помощью VPN-соединения (Virtual Private Network – виртуальная частная сеть), либо иными средствами.

2.1.5.2 Для передачи информации по техническому учету электрической энергии используются:

- протоколы по стандартам ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 и ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;
- протоколы RTU325 и OPC.

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инд. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						34

2.1.5.3 Сигналы ТИТ должны передаваться следующими способами:

- циклическая (периодическая) передача;
- спорадическая передача, инициируемая при изменении данных.

2.1.6 Обмен информацией с АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежными субъектами

2.1.6.1 Объем информации передаваемой Администратору торговой системы и Системному оператору определяется действующей отраслевой нормативно-технической документацией (см. Приложение 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

2.1.6.2 Для отправки макетов по электронной почте используется протокол SMTP, для приема протокол POP3 с ЭЦП и шифрованием.

2.1.7 АРМ оператора позволяет создавать или редактировать (см. рисунки А.7 и А.8 приложения А):

- роли пользователей;
- учетные записи пользователей.

Инв. № подл	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭКРА.421451.001 РЭ					Лист
										35
										Изм.

3 Техническое обслуживание АИИС УЭ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»

3.1 Общие указания

3.1.1 Техническое обслуживание в процессе эксплуатации включает:

- 1) проведение мероприятий по профилактическому обслуживанию и ремонту технических средств;
- 2) сопровождение ПО ПТК и организацию работы по периодическому резервному копированию информации.

3.1.2 Основной задачей технического обслуживания является обеспечение нормальных условий эксплуатации оборудования ПТК.

3.1.3 Эксплуатация и обслуживание оборудования систем ПТК должно осуществляться в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок»;
- «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации»;
- «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей».

3.1.4 Персонал, обслуживающий оборудование ПТК на объекте, должен пройти проверку знаний «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по технической эксплуатации, пожарной безопасности и т.д.) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности, и иметь соответствующую группу по электробезопасности в соответствии с указанными выше правилами и организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ по эксплуатации и обслуживанию оборудования ПТК на объекте, оформление работ нарядом или распоряжением:

- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

3.2 Меры безопасности

3.2.1 Технические средства ПТК «ЭКРА-Энергоучет» удовлетворяют «Правилам устройства электроустановок» – ПУЭ (7-е издание), а также требованиям следующих стандартов МЭК и ГОСТ:

- в части уровня изоляции – требованиям ГОСТ IEC 60255-5-2014 и РД 34.45.51.300-97 «Объем и нормы испытания электрооборудования» РАО «ЕЭС России»;
- в части помехоустойчивости – требованиям ГОСТ Р 51317.2.5-2000 (МЭК 61000-2-5-95), ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3-8-97), ГОСТ Р 50839-2000, ГОСТ Р 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1-2000), ГОСТ 30804.4.2-2013 (IEC 61000-4-2:2008), ГОСТ 30804.4.3-2013 (IEC 61000-4-3:2006), ГОСТ 30804.4.4-2013

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭКРА.421451.001 РЭ

Лист
36

(IEC 61000-4-4:2004), ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95), ГОСТ Р 51317.4.6-99 (МЭК 61000-4-6-96), ГОСТ 30804.4.11-2013 (IEC 61000-4-11:2004), ГОСТ IEC 61000-4-12-2016, ГОСТ Р 51317.4.14-2000 (МЭК 61000-4-14-99), ГОСТ Р 51317.4.16-2000 (МЭК 61000-4-16-98), ГОСТ Р 51317.4.17-2000 (МЭК 61000-4-17-99), ГОСТ Р 50648-94 (МЭК 1000-4-8-93), ГОСТ Р 50652-94 (МЭК 1004-4-10-93), ГОСТ Р 50932-96.

3.2.2 При соблюдении требований эксплуатации и хранения технические средства ПТК не создают опасности для окружающей среды.

3.3 Организационные мероприятия для эксплуатации АИИС УЭ

3.3.1 АИИС УЭ – это самодостаточная система и может функционировать без участия персонала. Организационная структура эксплуатации ПТК должна быть сформирована исходя из установленного режима эксплуатации объекта.

3.3.2 Организационное обеспечение АИИС УЭ включает в себя:

- разработку и утверждение инструкций по эксплуатации технических средств и ПО ПТК «ЭКРА-Энергоучет»;
- переработку оперативных и должностных инструкций и адаптацию их к условиям работы с применением АИИС УЭ;
- назначение из оперативного и эксплуатационного персонала лиц, имеющих доступ к определенной информации АИИС УЭ и определение их полномочий по коррекции соответствующей информации в базе данных;
- назначение лиц, ответственных за эксплуатацию технических средств и КП «EKRASCADA»;
- обучение персонала эксплуатации и применению технических средств для замены, ремонта и перезапуска отказавших элементов системы.

3.3.3 Численность и квалификация персонала, необходимого для обслуживания ПТК, зависят от:

- состава и количества комплектов оборудования, находящихся в эксплуатации;
- надёжности применяемого оборудования;
- требований по объёму и периодичности проверок и технического обслуживания различных аппаратных и программных элементов комплекса.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						37

3.4 Перечень работ по проведению технического обслуживания

3.4.1 Контроль и диагностика

3.4.1.1 Обследование и проверка работоспособности серверных шкафов, шкафов УСПД и СИ

Обследование и проверка работоспособности серверных шкафов, шкафов УСПД и СИ приведены в руководстве по техническому обслуживанию ЭКРА.425510.016 Д8.

3.4.1.2 Обследование и проверка работоспособности системы связи

3.4.1.2.1 Проверка работоспособности оптических и электрических преобразователей системы связи:

- внешний осмотр;
- проверка сигнализации питания и индикаторов работы;
- проверка и диагностика связи с оборудованием, подключенным через оптические и электрические преобразователи при помощи диагностических средств (программ) производителя, либо специализированными средствами (программами) диагностики связи (протоколов обмена).

3.4.1.2.2 Осмотр оптических и электрических соединений, коробок, панелей, разъемов системы связи:

- внешний осмотр;
- проверка отсутствия ослабления крепления, физических повреждений (повреждения корпусов разъемов, перегибы, пережатия, термическое потемнение изоляции).

3.4.1.2.3 Осмотр оптических и электрических кабелей связи ПТК:

- внешний осмотр;
- проверка отсутствия ослабления крепления, физических повреждений (повреждения корпусов разъемов, перегибы, пережатия, термическое потемнение изоляции);
- если необходимо, провести замеры основных характеристик кабеля специализированными приборами и сравнить их с паспортными данными.

3.4.1.3 Обследование и проверка работоспособности рабочих станций:

- внешний осмотр;
- проверка сигнализации питания и индикаторов работы АРМ;
- проверка функционирования ОС АРМ: анализ записей в журнале событий ОС;
- проверка функционирования аппаратных узлов АРМ диагностическими средствами (программами) производителя, либо специализированным ПО;
- проверка доступа прикладного ПО АРМ к БД ПТК;
- проверка корректного завершения работы и включения в работу АРМ.

3.4.1.4 Обследование и проверка работоспособности периферийного оборудования:

- внешний осмотр;
- проверка сигнализации питания и индикаторов работы;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

– проверка функционирования при помощи диагностических средств (программ) производителя, либо специализированными средствами (программами).

3.4.1.5 Обследование и проверка работоспособности программного обеспечения

3.4.1.5.1 Проверка отсутствия ошибок в работе системы и приложения:

– проверка функционирования прикладного ПО: анализ записей в журнале событий ПТК «ЭКРА-Энергоучет», списка тревог, функционирования инструментов и программных средств.

3.4.1.5.2 Проверка наличия связи и обмена с устройствами нижнего и верхнего уровня:

– производится проверка связи и обмена между прикладным ПО и устройствами связи, анализируется правильность и корректность работы по установленным протоколам.

3.4.1.5.3 Диагностика ошибок файловой системы:

– проверить наличие свободного места на дисках серверов и АРМ, отсутствие сбойных секторов, при необходимости произвести очистку и дефрагментацию дискового пространства.

3.4.1.6 Дополнительное углубленное обследование и диагностика компонентов по замечаниям представителей эксплуатации:

– производится по обоснованному замечанию представителей эксплуатации ПТК.

3.4.1.7 Составление перечня обнаруженных неисправностей и мер, необходимых для их устранения:

– по результатам обследования и анализа выявленных неисправностей составить перечень неисправностей и мер:

1) неисправности, для устранения которых не требуются замена оборудования и дополнительные средства;

2) неисправности, которые могут быть устранены при использовании ЗИП;

3) неисправности, для устранения которых требуется замена оборудования и/или дополнительные средства.

3.4.2 Профилактические работы

3.4.2.1 Профилактическое обслуживание шкафов

Профилактическое обслуживание шкафов, входящих в ПТК «ЭКРА-Энергоучет», приведено в руководстве по техническому обслуживанию ЭКРА.425510.016 Д8.

3.4.2.2 Профилактическое обслуживание системы связи

3.4.2.2.1 Чистка оптических и электрических соединений (при необходимости):

– производится на обесточенном и выведенном из работы оборудовании. Оптические соединения могут быть проверены без снятия питания устройств системы связи.

3.4.2.3 Профилактическое обслуживание рабочих станций

3.4.2.3.1 Удаление пыли с открытых поверхностей и из устройств:

– производится на обесточенном и выведенном из работы оборудовании. При необходимости с частичной или полной разборкой узлов и блоков;

– по окончании необходимо провести контрольный осмотр и диагностику АРМ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

3.4.2.4 Профилактическое обслуживание периферийного оборудования

3.4.2.4.1 Удаление пыли с открытых поверхностей и из устройств:

– производится на обесточенном и выведенном из работы оборудовании. При необходимости с частичной или полной разборкой узлов и блоков.

3.4.2.4.2 Замена расходных материалов (при необходимости):

– при наличии расходных материалов в ЗИП ПТК.

3.4.2.5 Профилактическое обслуживание программного обеспечения

3.4.2.5.1 Установка обновлений, предназначенных для системы безопасности ОС серверов и АРМ ПТК:

– при условии, что данное обновление не повлечет нарушения работоспособности специализированного ПО ПТК.

3.4.2.5.2 Обновление специализированного ПО серверов и АРМ ПТК:

– при наличии обновлений специализированного ПО и необходимости обновления для данного ПТК.

3.4.2.5.3 Антивирусная проверка серверов и АРМ ПТК

3.4.2.5.4 Корректировка системы безопасности (при необходимости):

– добавление/удаление пользователей, смена паролей, назначение/изменение прав доступа.

3.4.2.5.5 Создание резервных копий операционных систем, баз данных и прикладного ПО:

– производится по окончании профилактических работ и в процессе эксплуатации по ПТК на внешние носители данных (CD/DVD диски) не реже одного раза в месяц. Диски маркируются указанием источника и даты создания.

3.4.2.6 Прочее обслуживание по замечаниям представителей эксплуатаций (не связанное с ремонтными работами).

3.4.3 Проверка функциональности специализированного ПО ПТК

3.4.3.1 Выполнение испытаний ПТК

Оборудование ПТК проходит испытания и проверку УСПД, СИ (счетчики электрической энергии, СИ ПКЭ, измерительные преобразователи и т.д.) силами сервисного центра и заказчика.

Проверка проводится как на остановленном (выведенном) оборудовании, так и на оборудовании, находящемся в работе. При проведении испытаний на оборудовании, находящемся в работе, режимы работы основного оборудования определяются и устанавливаются оперативным персоналом заказчика. Персонал, производящий ТО, обеспечивает выполнение проведения испытаний на действующем оборудовании в соответствии с утвержденной программой и методикой испытания.

3.4.3.2 Проверка функций серверов ВУ и АРМ АИИС УЭ

3.4.3.2.1 Проверка включения и инициализации базового и прикладного ПО серверов ВУ:

Инт. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						40

– произвести включение сервера ПТК «ЭКРА-Энергоучет» и проверить правильность загрузки операционной системы. Проверку правильности осуществить после регистрации в ОС пользователем с правами администратора по сообщениям стандартного инструмента **Диспетчер сервера -> Диагностика -> Просмотр событий**. Критерием правильности загрузки операционной системы должно являться отсутствие в файлах событий **Просмотр событий** сообщений о STOP ошибках (с иконкой красного цвета);

– если запуск сервера не осуществляется автоматически, то необходимо запустить систему при помощи ярлыка EKRASCADA на рабочем столе. Путем просмотра экранов процесса проверить, что после запуска Система автоматически проводит опрос и обновление текущего состояния сигналов и отсутствуют сообщения об ошибках в логах проекта и системном логге (отображаются красным цветом).

3.4.3.2 Проверка тревоги о недостатке дискового пространства

Для проверки данной функции необходимо:

- зарегистрироваться в системе под администратором;
- с помощью встроенных средств ОС проверить наличие достаточного дискового пространства для правильного функционирования ПТК.

3.4.3.3 Проверка функций АРМ

3.4.3.3.1 Проверка включения и инициализации АРМ ОП

Произвести включение АРМ и проверить правильность загрузки операционной системы. Если запуск монитора не осуществляется автоматически, то необходимо вызвать экран ПТК при помощи ярлыка, расположенного на рабочем столе АРМ. Проверить появление диалога регистрации пользователя на экране АРМ.

3.4.3.3.2 Проверка регистрации пользователя и прав доступа

- зарегистрироваться в системе под пользователем из числа дежурного персонала;
- проверить, что пользователь имеет права на управление оборудованием, фильтрацию в журнале событий, квитирование и фильтрацию в журнале тревог.

3.4.3.4 Проверка экранов процесса

3.4.3.4.1 Проверка экранов процесса на соответствие точек учета однолинейной схеме станции:

- для проверки необходимо последовательно открывать экраны процесса, содержащие установленные устройства в соответствующих точках учета, и сравнивать их с однолинейной схемой станции.

3.4.3.4.2 Проверка навигации по экранам процесса:

- выполнить проверку смены просматриваемых экранов процесса путем выбора их в главном меню;
- выполнить проверку смены просматриваемых экранов путем активизации экранных кнопок;

Инд. № подл.	Подп. и дата
	Инд. № дубл.
Взам. инв. №	Подп. и дата
	Инд. № дубл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						41

– засечь время переключения между экранами от момента нажатия соответствующей кнопки, до момента появления величин измерений. Время отображения не должно превышать 3 с.

3.4.3.4.3 Проверка отображения аналоговых сигналов на экранах процесса

Проверить наличие на экранах процесса аналоговых сигналов в соответствии со списком сигналов. Подать от проверочных устройств сигналы на аналоговые входы СИ (счетчики электрической энергии, СИ ПКЭ, измерительные преобразователи и т.д.). Проверить соответствие (с учетом масштабирования) показаний дисплеев СИ и мнемосимволов (диалогов) измерений экранов процесса.

3.4.3.4.4 Проверка функций и настроек диалога аналоговых измерений

Проверить основные функции диалога измерений:

1) редактирование пределов предупредительной и аварийной сигнализации:

- открыть диалог «Пределы телеизмерений» (Далее/Пределы телеизмерений) для аналоговых измерений;
- задать требуемые пределы аварийной и предупредительной сигнализации;
- закрыть диалог и подачей сигналов на соответствующий аналоговый вход СИ убедиться в правильности формирования сигналов аварийной и предупредительной сигнализации. По журналу событий и журналу тревог проверить правильность формирования событий о переходе сигналов через предупредительный и аварийный предел;

2) функция отображения графиков:

- открыть экран «Тренды» (Далее/Тренды);
- проверить соответствие кривой графика, данным процесса (величине сигнала, подаваемого на аналоговый вход);
- проверить соответствие заданных уровней предупредительной и аварийной сигнализации отображаемым в окне графиков;
- проверить совпадение параметров графиков, параметрам, заданным при проверке пределов сигнализации.

3.4.3.5 Проверка экранов диагностики

3.4.3.5.1 Проверка диагностики связи с устройствами верхнего, среднего и нижнего уровня

Для проверки данной функции необходимо:

- отключить систему связи от устройств, работающих по соответствующему протоколу;
- по экрану диагностики проверить изменение соответствующих мнемосимволов (они должны стать красными);
- по журналу событий и тревог проверить наличие сигналов об отсутствии связи с устройствами;

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист 42
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

– подключить систему связи к устройству и проверить изменение мнемосимволов на экране диагностики (они должны стать зелеными);

– зафиксировать появление событий о восстановлении связи с устройствами.

3.4.3.6 Проверка журнала событий

3.4.3.6.1 Проверка регистрации событий

События диагностики СИ, УСПД:

– снять оперативное питание с СИ и проверить наличие в журнале событий факта потери связи с данными устройствами;

– снять оперативное питание с УСПД и проверить наличие в журнале событий факта потери связи с данными устройствами.

Регистрация событий о выходе аналоговых величин за установленные пределы:

– с помощью диалога измерений настроить предупредительные и аварийные уровни для одного или нескольких аналоговых сигналов. Организовать подачу аналоговых сигналов с уровнями, превышающими соответствующие настройки;

– проверить фиксацию в журнале событий и тревог факта выхода аналоговых сигналов за установленные пределы и возврат сигналов в норму.

3.4.3.6.2 Проверка работы фильтров событий

Проверить, что при просмотре архива событий есть возможность фильтрации.

С помощью кнопок фильтрации (Время, Класс, Устройство, Группа и т.п.) поочередно проверить фильтрацию событий при задании следующих критериев:

- время (верхний и/или нижний временной предел);
- идентификатор объекта;
- класс тревог.

Проверить, что все события, удовлетворяющие условию фильтров, отображаются в журнале архива событий.

3.4.3.7 Проверка журнала тревог

3.4.3.7.1 Проверка регистрации тревог

Проверка регистрации тревог выполнить аналогично проверке регистрации событий. Подать сигналы, относящиеся к аварийно-предупредительной сигнализации и проверить правильность их регистрации в журнале тревог.

Проверить разбиение тревог на соответствующие классы.

3.4.3.7.2 Проверка работы фильтров журнала тревог (активных сигналов)

Проверить, что при просмотре журнала активных сигналов есть возможность фильтрации.

С помощью кнопок фильтрации поочередно проверить фильтрацию активных сигналов при задании следующих критериев:

- время (верхний и/или нижний временной предел);

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инд. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						43

- идентификатор объекта;
- класс тревог.

Проверить, что все тревоги, удовлетворяющие условию фильтров, отображаются в журнале тревог.

3.4.3.8 Проверка функционирования отчетов

3.4.3.8.1 Проверка отображения отчетных форм

Открыть сформированные экраны отчетов (отчетные формы) по измерениям:

- убедиться в совпадении данных на экране с данными зафиксированными в устройствах.

3.4.3.8.2 Проверка распечатки отчетов на принтере

Проверить распечатку табличной формы отчетов:

- выбрать табличный вид отчетной формы. Вывести отчетную форму на принтер для печати;
- проверить вид документов, выводимых на принтер. Убедиться в совпадении данных отчетных форм на экране и на распечатке.

3.4.4 Ремонтные работы

Ремонтные работы выполняются по результатам диагностики ПТК. Объем работ и сроки их выполнения регламентируются видом обнаруженных неисправностей.

Инв. № подл	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Приложение А
(обязательное)
Иллюстрации к основному разделу

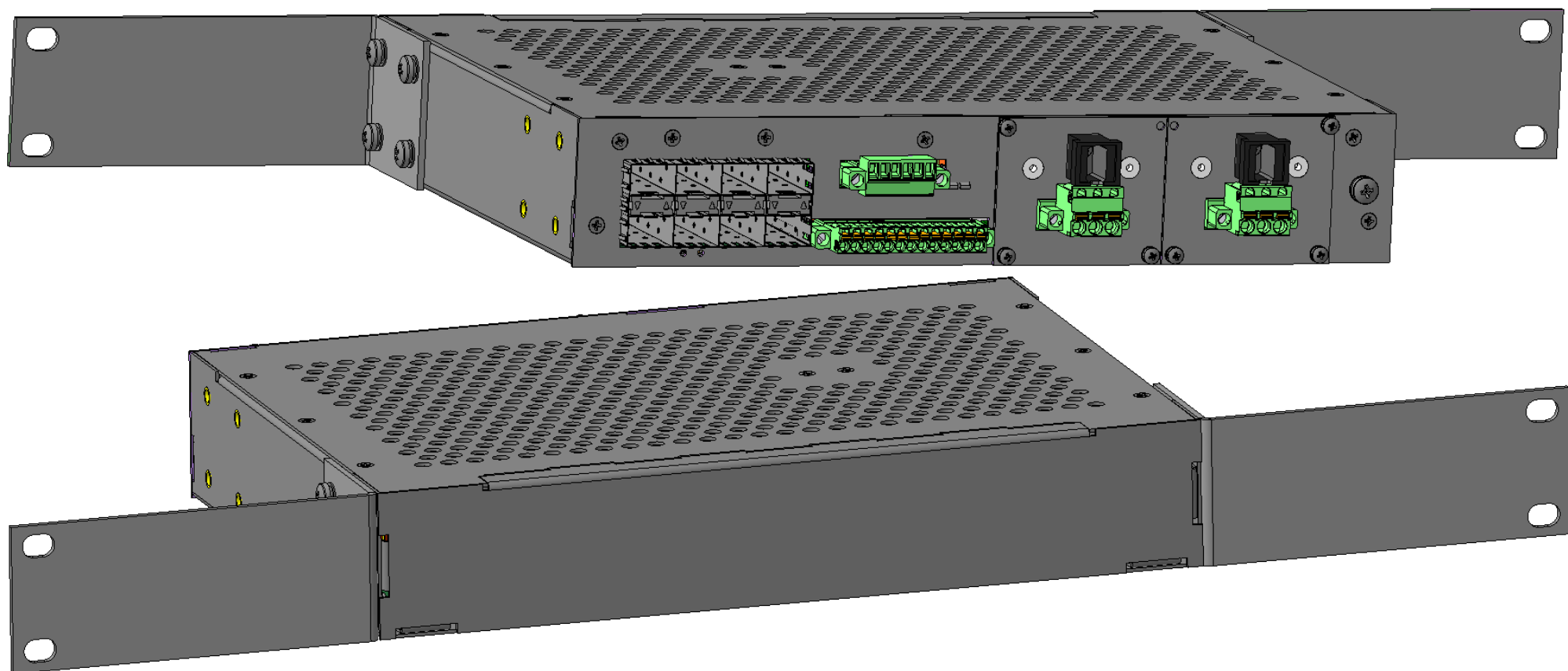


Рисунок А.1 – Внешний вид УСПД (аппаратные средства среднего уровня)

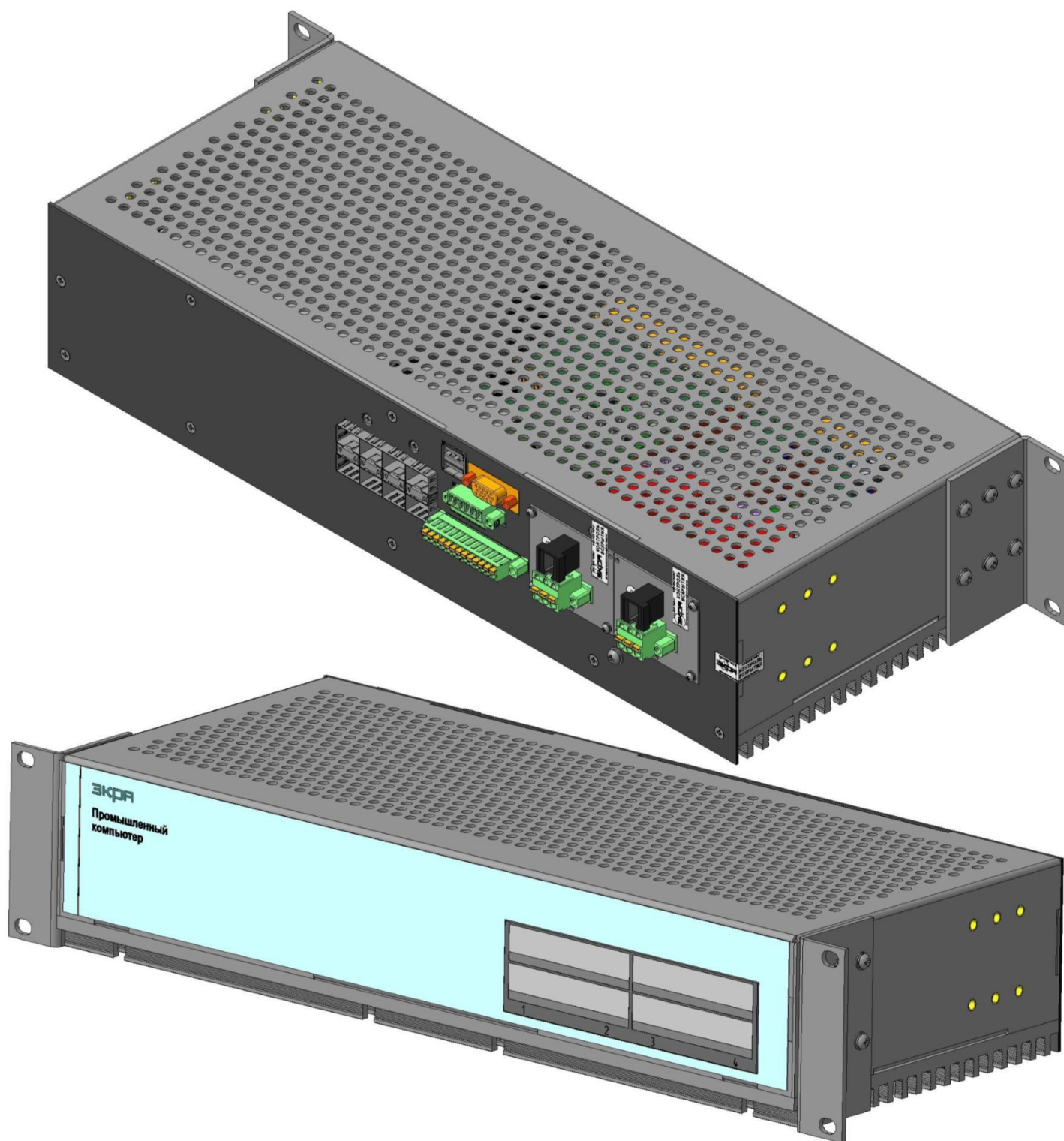


Рисунок А.2 – Внешний вид сервера (аппаратные средства верхнего уровня)

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

ЭКРА.421451.001 РЭ

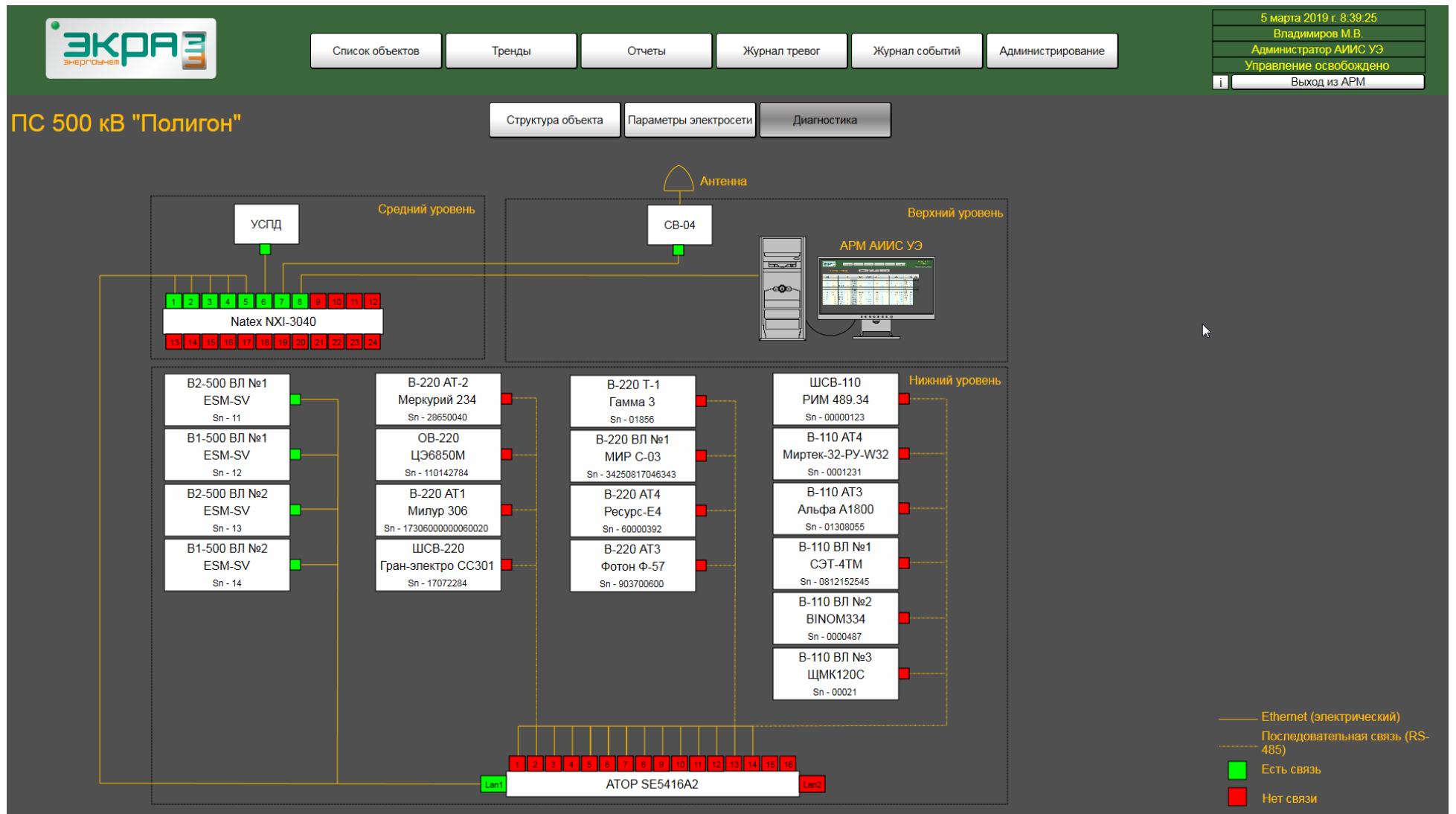


Рисунок А.3 – Экран диагностики

К...	Дата/Время возникнове...	Идентификатор объекта	Группа событий	Описание события	Статус события	Пользователь	Компьютер	Ком
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Несимметрия по нулевой последовательности больше допуск	Вкл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Несимметрия по нулевой последовательности в допуск	Вкл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Несимметрия по обратной последовательности больше допуск	Вкл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Отклонение частоты в допуске	Вкл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Несимметрия по обратной последовательности в допуск	Вкл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Отклонение напряжения больше + 10 %	Откл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Конец корректировки времени	Откл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Отклонение напряжения больше - 10 %	Вкл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Несимметрия по обратной последовательности больше допуск	Вкл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Отклонение частоты больше + 0,4 Гц	Откл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Отклонение напряжения больше + 5 %	Откл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Отклонение напряжения в допуске	Вкл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Окончание временного перенапряжения в канале	0			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Активная мощность в пределах лимита	Откл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Отклонение частоты больше + 0,2 Гц	Откл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Начало провала напряжения в канале	1			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Окончание провала напряжения в канале	0			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Начало временного перенапряжения в канале	1			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Активная мощность выше лимита	Откл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Переополнение счетчика энергии ("барабана") в канале	0			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Начало прерывания напряжения в канале	1			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Окончание прерывания напряжения в канале	0			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Отклонение напряжения больше - 5 %	Откл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", РУ-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		II выше установленного максимума	Откл			
ОС	11.10.2017 15:02:27.108	ПС 500 кВ "Полигон", У-500кВ, 500кВ, В1-500 ВЛ №2, Ж		Выключение питания	Вкл			
С	11.10.2017 15:05:21.586	ПС 500 кВ "Полигон", Дополнительное оборудование, /		Состояние управления	Команда: "Запрос на захват управления"	Иванов И. И.	IVANOV PC	
С	11.10.2017 15:05:21.644	ПС 500 кВ "Полигон", Дополнительное оборудование, /		Состояние управления	Команда: "Управление захвачено"	Иванов И. И.	IVANOV PC	
С	11.10.2017 15:05:24.699	ПС 500 кВ "Полигон", Дополнительное оборудование, /	PC	Состояние управления	Команда: "Управление освобождено"	Иванов И. И.	IVANOV PC	
С	11.10.2017 15:05:27.568	Системные события			Пользователь '123-Наблюдатель' вошел	Наблюдатель	IVANOV PC	
С	11.10.2017 15:05:27.569	ПС 500 кВ "Полигон", Дополнительное оборудование, /		Информация о пользователе	Команда: "Откл"	Наблюдатель	IVANOV PC	
С	11.10.2017 15:05:35.782	Системные события			Пользователь 'admin-Иванов И. И.' вошел	Иванов И. И.	IVANOV PC	
С	11.10.2017 15:05:35.791	ПС 500 кВ "Полигон", Дополнительное оборудование, /		Информация о пользователе	Команда: "Вкл"	Иванов И. И.	IVANOV PC	

Рисунок А.4 – Пример представления журнала событий

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

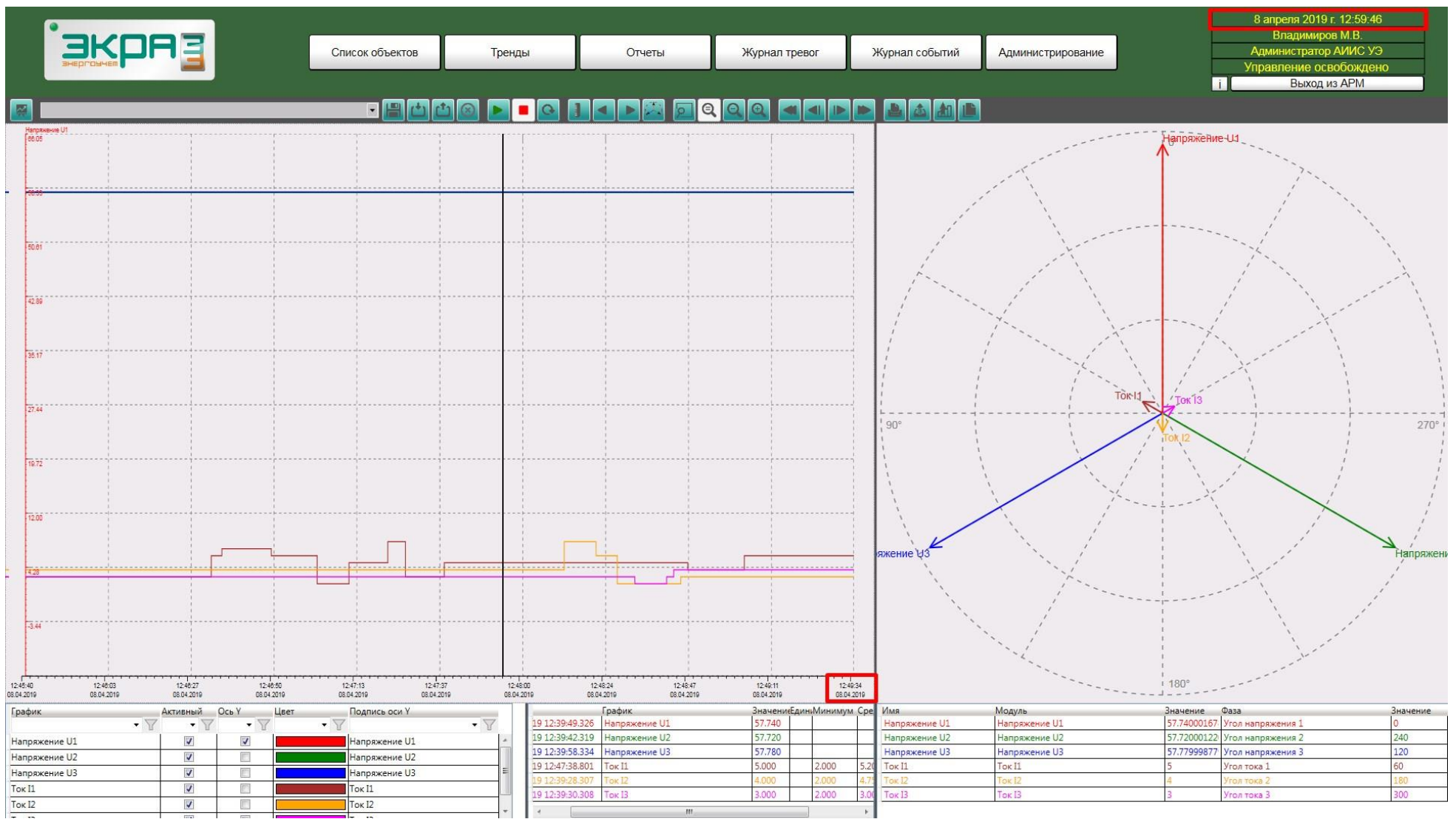


Рисунок А.5 – Пример представления трендов в режиме архива

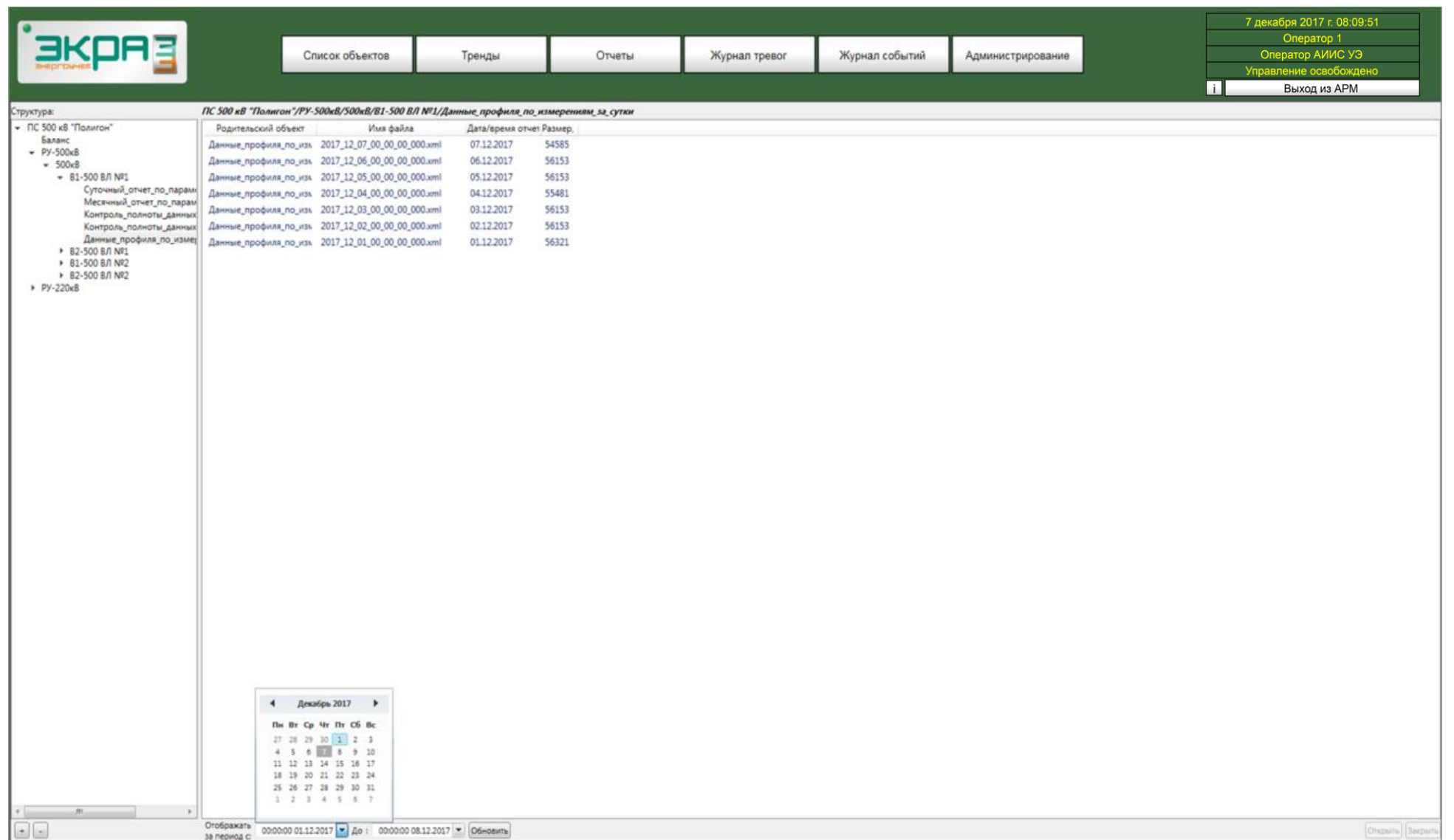


Рисунок А.6 – Пример представления списка отчетов

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

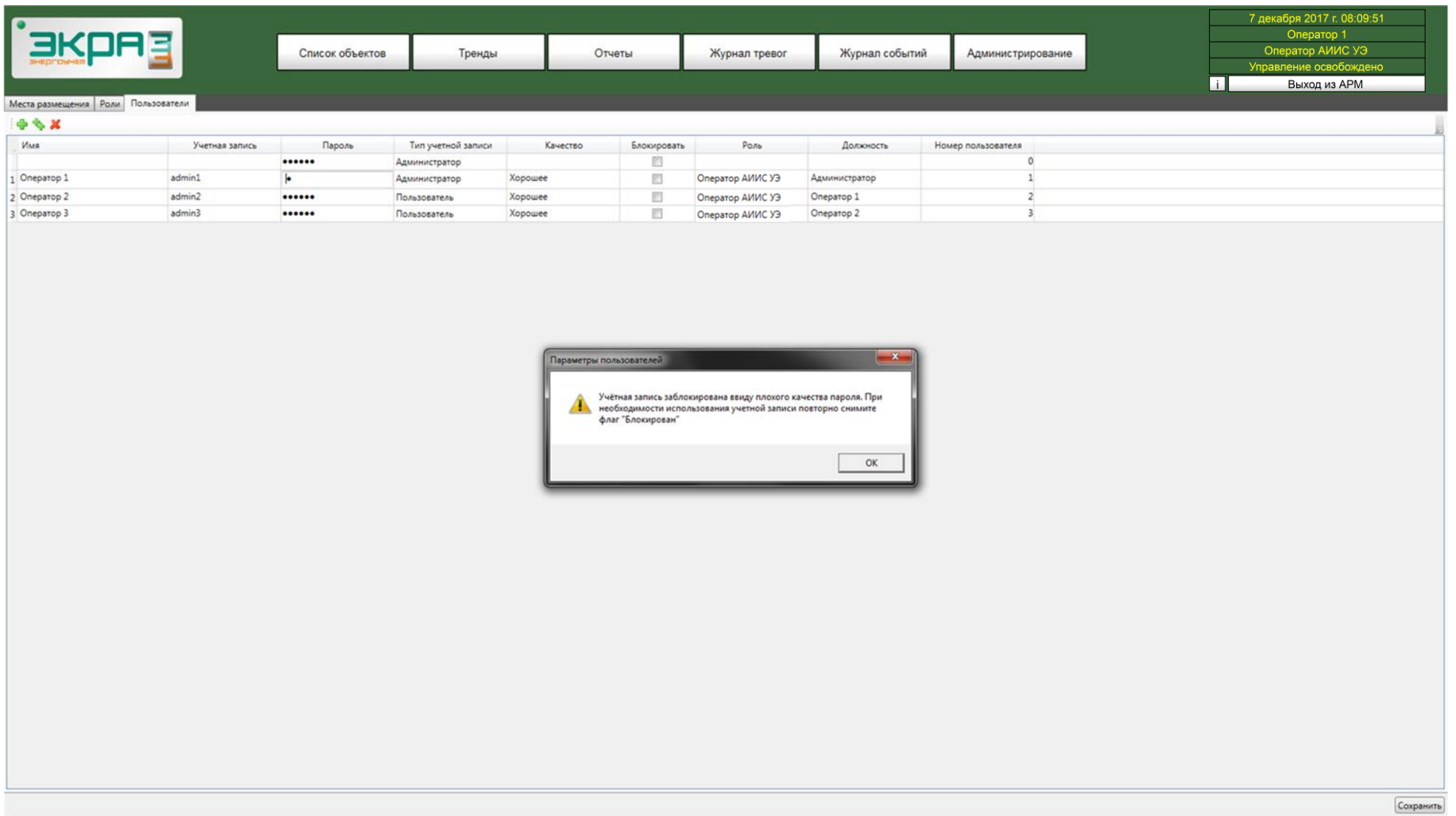


Рисунок А.7 – Пример отображения окна с ошибкой при задании/изменении пароля пользователя

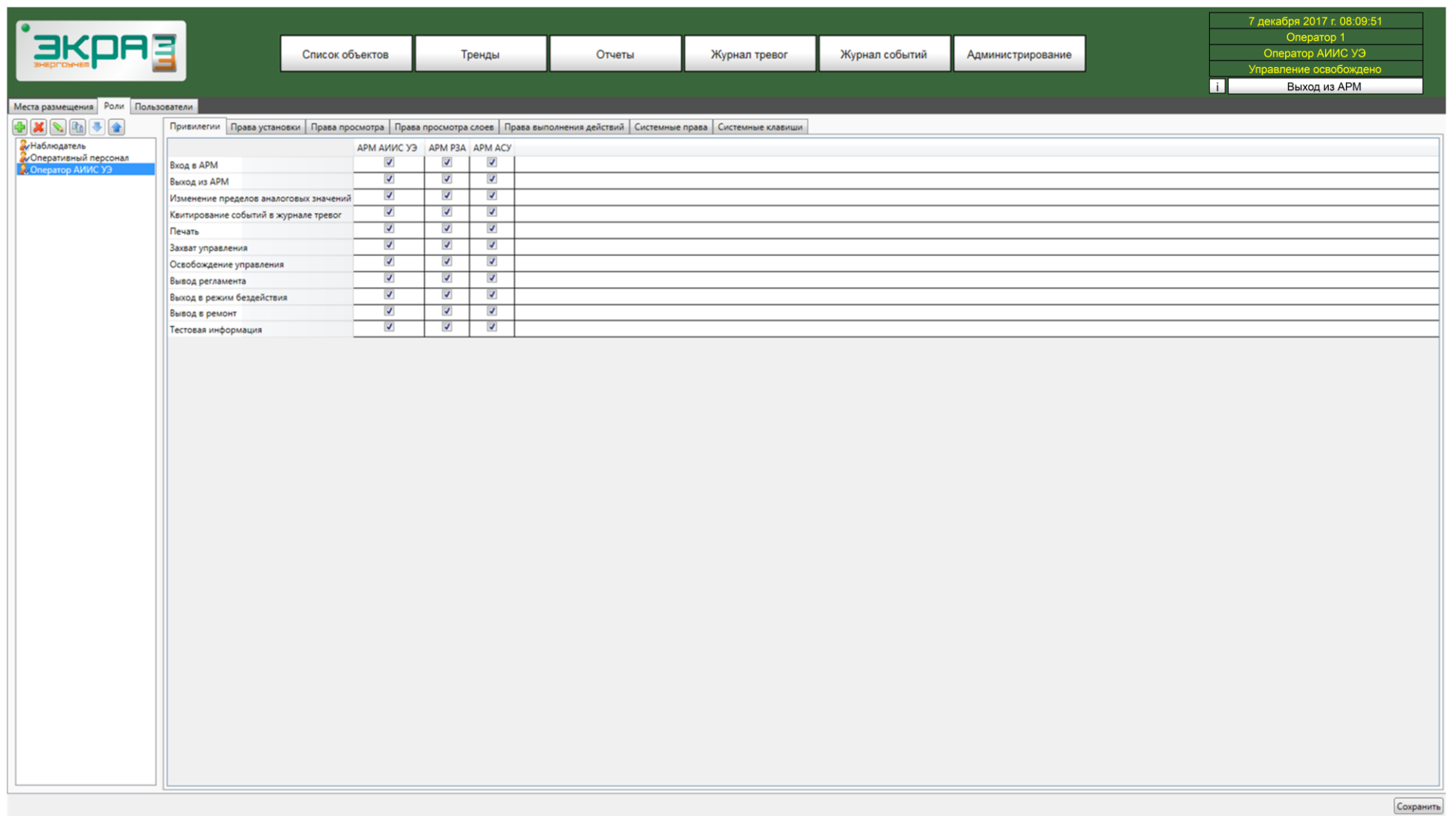


Рисунок А.8 – Пример отображения страницы для редактирования ролей пользователей

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

- 1 – дата и время входа (выхода) субъекта доступа в (из) ПТК или загрузки (программного останова) ПТК «ЭКРА-Энергоучет»;
- 2 – результат попытки входа;
- 3 – идентификатор (код или фамилия) субъекта

Рисунок А.9 – Пример отображения события регистрации и учета пользователей

№ п.п.	Номер счётчика	Наименование объекта учёта	Показание счётчика на начало суток, кВт·ч	Показание счётчика на конец суток, кВт·ч	Количество электроэнергии, учтенной счетчиком, кВт·ч	
1. Поступило на шины ПС						
1.	001	В1-500 ВЛ №1	24587	30645	6058	
2.	002	В2-500 ВЛ №1	45874	50148	4274	
					Итого	10332
2. Расход на собственные нужды						
1.	003	В1-500 ВЛ №2	5485	6396	911	
					Итого	911
3. Расход на хозяйственные нужды						
1.	-	-	0	0	0	
					Итого	0
4. Расход на производственные нужды						
1.	-	-	0	0	0	
					Итого	0
5. Отпуск потребителям						
1.	004	В2-500 ВЛ №2	5570	6942	1372	
2.	005	ВЛ-220 №1	5487	6812	1325	
3.	006	ВЛ-220 №2	5517	6832	1315	
4.	007	Ввод 220 АТ-1	5469	6889	1420	
5.	008	Ввод 220 АТ-2	5508	6095	587	
6.	009	Ввод 220 АТ-3	5576	6156	580	
7.	010	Ввод 220 АТ-4	5469	6200	731	
8.	011	ОВ-220	5878	6205	327	
					Итого	7657
6. Передано электроэнергии с шин ПС						
1.	012	ШСВ-220	5724	6034	310	
					Итого	310
7. Баланс электроэнергии						
Прием из сети на шины всего:					10332	
Расход электроэнергии на подстанции					911	
Отдача электроэнергии (5+6)					7967	
Фактический небаланс ("1"-("2"+"3"+"4"+"5"+"6")) кВт·ч					1454	
Фактический небаланс ("1"-("2"+"3"+"4"+"5"+"6"))/1**100					0,001407278	
Отдача электроэнергии с шин подстанции всего:					9421	

Рисунок А.10 – Пример отчета по балансу энергообъекта

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

ЭКРА.421451.001 РЭ

№ ТУ	Объект				Устройство									Диагностика				
	Класс напряжения	Наименование	Присоединение	№ ячейки	Устройство	Серийный номер	Тип измерения	Класс точности (A/R)	Ктн	Ктт	Кт (Ктт*Ктн)	Потери в транс-ре, %	Потери в линии, %	Дата установки	Дата следующей проверки	Последний успешный опрос	Полнота данных, %	Связь с устройством
1	500кВ	РУ-500кВ	В2-500 ВЛ №1	-	ESM-SV	11	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	05.03.2019 8:56:56	100	Норма
2	500кВ	РУ-500кВ	В1-500 ВЛ №1	-	ESM-SV	12	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	05.03.2019 8:56:56	100	Норма
3	500кВ	РУ-500кВ	В2-500 ВЛ №2	-	ESM-SV	13	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	05.03.2019 8:56:56	100	Норма
4	500кВ	РУ-500кВ	В1-500 ВЛ №2	-	ESM-SV	14	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	05.03.2019 8:56:56	100	Норма
5	220кВ	РУ-220кВ	В-220 АТ-2	-	Меркурий 234	28650040	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	01.01.1970 3:00:00	100	Нет связи
6	220кВ	РУ-220кВ	ОВ-220	-	ЦЭ6850М	110142784	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	01.01.1970 3:00:00	100	Нет связи
7	220кВ	РУ-220кВ	В-220 АТ1	-	Милур 306	1730600000060020	A+, A-, R+, R-	0.2S/1	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	01.01.1970 3:00:00	100	Нет связи
8	220кВ	РУ-220кВ	ШСВ-220	-	Гран-электро СС301	17072284	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	01.01.1970 3:00:00	100	Нет связи
9	220кВ	РУ-220кВ	В-220 Т-1	-	Гамма 3	01856	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	01.01.1970 3:00:00	100	Нет связи
10	220кВ	РУ-220кВ	В-220 ВЛ №1	-	МИР С-03	34250817046343	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	01.01.1970 3:00:00	100	Нет связи
11	220кВ	РУ-220кВ	В-220 АТ4	-	Ресурс-Е4	60000392	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	01.01.1970 3:00:00	100	Нет связи
12	220кВ	РУ-220кВ	В-220 АТ3	-	Фотон Ф-57	903700600	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	01.01.1970 3:00:00	100	Нет связи
13	110 кВ	РУ-110 кВ	В-110 АТ3	-	Альфа А1800	01308055	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	01.01.1970 3:00:00	100	Нет связи
14	110 кВ	РУ-110 кВ	В-110 ВЛ №1	-	СЭТ-4ТМ	0812152545	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	01.01.1970 3:00:00	100	Нет связи
15	110 кВ	РУ-110 кВ	В-110 ВЛ №2	-	ВНОМ334	0000487	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	04.03.2019 11:44:46	100	Нет связи
16	110 кВ	РУ-110 кВ	В-110 ВЛ №3	-	ЩМК120С	00021	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	01.01.1970 3:00:00	100	Нет связи
17	110 кВ	РУ-110 кВ	ШСВ-110	-	РИМ 489.34	00000123	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	01.01.1970 3:00:00	100	Нет связи
18	110 кВ	РУ-110 кВ	В-110 АТ4	-	Миртек-32-РУ-У32	0001231	A+, A-, R+, R-	0.2S/0.5	1	1	1	0,00	0,00	08.02.2018	08.02.2018	01.01.1970 3:00:00	100	Нет связи

Рисунок А.11 – Пример представления структуры объекта

К...	Время возникновения	Время повто...	Ко...	Время восстановления	Длительнос...	Время квитирования	Идентификатор объекта	Пользователь	Компьютер	Комментарий	Значение	Ед. и...
АС	27.07.2017 14:52:07.537		0	27.07.2017 14:54:05.457	0 00:01:57.920	27.07.2017 14:59:41.800	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		6545	В
АС	27.07.2017 14:52:32.760		0	27.07.2017 15:00:49.555	0 00:08:16.795	27.07.2017 14:59:44.081	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		1798	В
АС	27.07.2017 14:52:16.995		0	27.07.2017 15:00:44.629	0 00:08:27.634	27.07.2017 14:59:46.592	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		5621	А
АС	27.07.2017 14:52:12.592		0	27.07.2017 15:00:09.498	0 00:07:56.906	27.07.2017 14:59:47.695	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		6542	В
ПС1	27.07.2017 14:52:27.628		0			27.07.2017 14:59:48.496	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		1685	А
ПС1	27.07.2017 14:52:22.872		0			27.07.2017 14:59:49.399	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		2235	А
ПС1	27.07.2017 14:54:05.457		0	27.07.2017 15:00:03.697	0 00:05:58.240	27.07.2017 14:59:50.447	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		6210	В
ПС1	27.07.2017 15:00:44.629		0	28.07.2017 08:29:16.209	0 17:28:31.579	28.07.2017 08:24:00.263	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		2201	А
ПС1	27.07.2017 15:00:49.555		0	28.07.2017 08:28:57.128	0 17:28:07.572	28.07.2017 08:24:08.100	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		5790	В
АС	27.07.2017 15:00:03.697		0	28.07.2017 08:29:28.291	0 17:29:24.593	28.07.2017 08:24:25.270	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		6420	В
ПС1	27.07.2017 15:00:09.498		0	28.07.2017 08:29:22.680	0 17:29:13.181	28.07.2017 08:24:29.087	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		6210	В
ПС1	28.07.2017 08:29:16.209		0			28.07.2017 08:29:41.175	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		1800	А
АС	28.07.2017 08:29:28.291		0			28.07.2017 08:31:50.292	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		5600	В
ПС1	28.07.2017 08:29:22.680		0	28.07.2017 08:37:39.097	0 00:08:16.417	28.07.2017 08:38:15.255	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		5800	В
АС	28.07.2017 08:37:34.290		0			28.07.2017 08:38:03.733	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		6400	В
АС	28.07.2017 08:37:39.097		0			28.07.2017 08:38:05.910	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		6400	В
АС	28.07.2017 08:37:43.878		0			28.07.2017 08:38:07.357	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		6400	В
АС	28.07.2017 08:37:49.126		0			28.07.2017 08:38:11.910	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		2400	А
АС	28.07.2017 08:37:54.660		0			28.07.2017 08:38:08.989	ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3	Иванов Ф. В.	FV-IVANOV.ekra.local		2400	А
АС	28.07.2017 08:37:54.660		0				ПС "Западная", Сервер, КТП-100_1, 5Ш6Ф яч. 3				2400	А

1 – кнопка для квитирования сигналов аварийной и предупредительной сигнализации

Рисунок А.12 – Пример представления журнала тревог

Подп. и дата
Инд. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инд. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------



Рисунок А.13 – Пример отображения аналоговых сигналов ТУ во всплывающем окне



Рисунок А.14 – Пример отображения события выхода аналогового сигнала за границы уставок

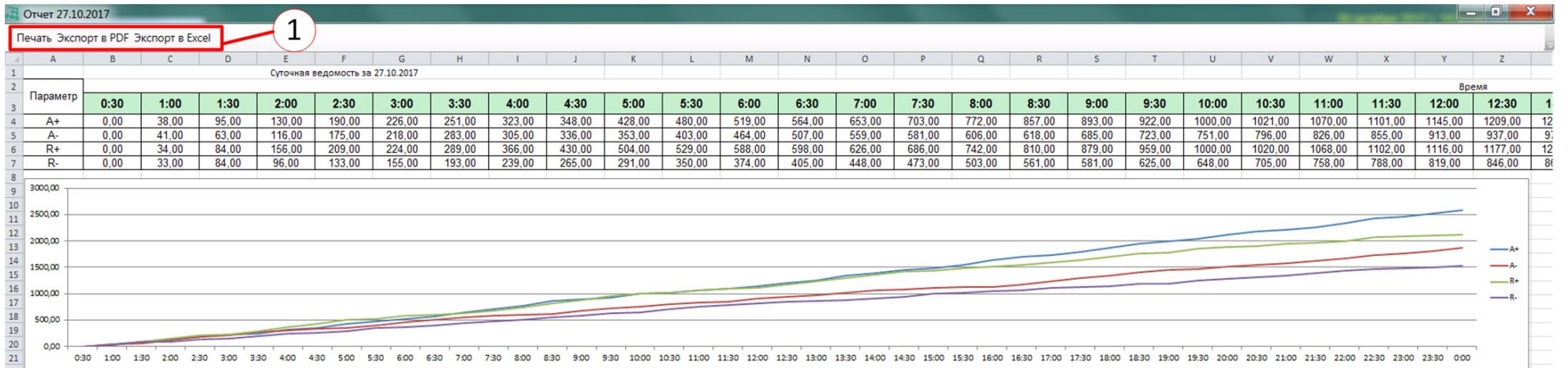
Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

ЭКРА.421451.001 РЭ



Рисунок А.15 – Пример графической формы отображения изменения аналоговых сигналов (измеряемых параметров)



1 – кнопки для экспорта отчетов в файлы форматов PDF, XLSX и вывода на печать

Рисунок А.16 – Пример представления суточной ведомости с графиками нагрузки

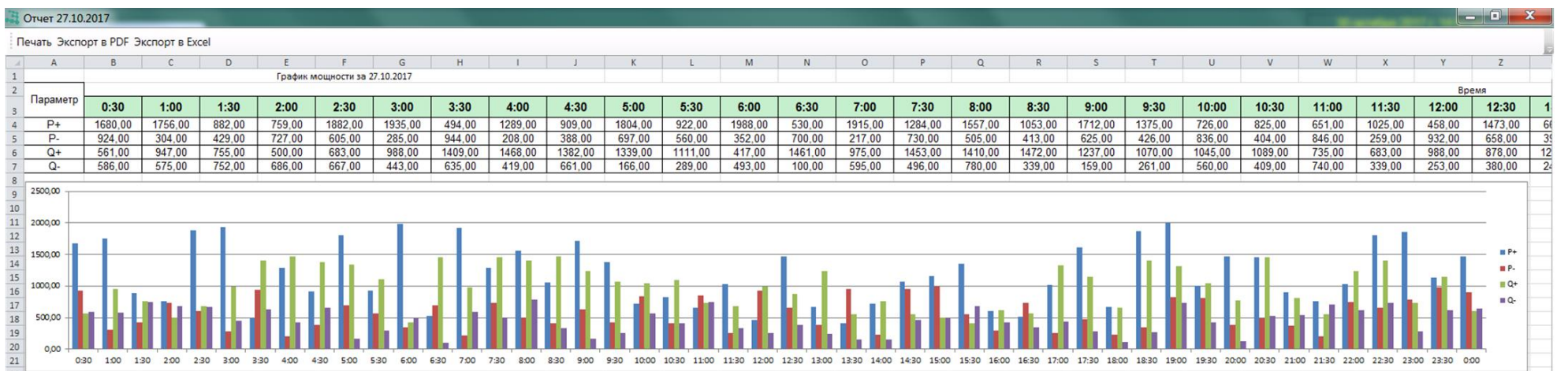


Рисунок А.17 – Пример представления суточного профиля нагрузки с гистограммой

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

Приложение Б

(справочное)

Типы поддерживаемых устройств и протоколов связи

Таблица Б.1 – Типы поддерживаемых устройств и протоколов связи¹⁾

<p>Типы поддерживаемых счетчиков и ПКЭ</p>	<p>ЭКРА 200 (А) БЭ2704 (А) БЭ2502 (А) МИР С-0Х СЭТ-4ТМ.ХХ, ПСЧ-4ТМ.ХХ А18ХХ ЦЭ685Х, СЕ30Х Гамма 3/Х СС-301 Фотон-Х Милур 306.Х Меркурий 23Х Binom 3ХХ ПЦ-6806 Satec РМ130, РМ175, ЕМ132 КИПП 2м ЭНИП-2 ЕСМ-Х ЩМК96, ЩМК120с Ресурс UF2 АЕТ ХХХ МИРТЕК-32-РУ-W32-ХХХХ РИМ 489.ХХ</p>
<p>Типы поддерживаемых протоколов связи</p>	<p>МЭК 60870-5-101 МЭК 60870-5-104 DLMS/COSEM/СПОДЭС Modbus RTU/TCP SNMP OPC RTU325 Проприетарные протоколы</p>

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

¹⁾ Поддержка других устройств и протоколов уточняется у производителя.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						54

Приложение В

(справочное)

Резервирование компонентов системы

В.1 ПТК «ЭКРА-Энергоучет» позволяет проводить аппаратное и программное резервирование компонентов системы. Применение каждого типа резервирования определяются на этапе проектирования. Типы резервирования на всех уровнях системы приведены в таблице В.1.

Таблица В.1 – Резервирование компонентов системы

Тип резервирования	Примечание	Комментарий	Применение по умолчанию
Резервирование каналов связи	Между ИИК и ИВКЭ (ИВК)	Для бесперебойной обработки телеизмерений	Без резервирования
	Между ИВКЭ и ИВК		
Аппаратное резервирование устройств	ИВКЭ	Аппаратное дублирование УСПД	
	ИВК	Аппаратное дублирование сервера ИВК*	
Программно-аппаратное резервирование ПЗУ серверов	—	Резервирование жестких дисков технологией RAID**	
<p>* Возможно только при использовании серверного оборудования. ** Redundant array of independent disks – избыточный массив независимых дисков.</p>			

В.1.1 Резервирование каналов связи

Резервирование каналов связи на всех уровнях системы определяется типами используемых ИИК¹⁾ и степенью важности телеизмерений. В других случаях резервирование заменяется на консолидацию и накопление данных на всех уровнях системы.

В случае если связь по основному каналу с прибором будет утрачена, данные в систему будут поступать через дополнительный канал связи.

Возможно применение разных типов интерфейсов СИ для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ (ИВК).

В.1.2 Резервирование средств среднего уровня

Под резервированием компонентов среднего уровня подразумевается аппаратное дублирование УСПД. В этом случае оба УСПД могут опрашивать:

¹⁾ Счетчики учета ЭЭ поддерживают накопление данных в своей памяти профилей мощности.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						55

- одинаковый набор устройств учета ЭЭ;
- разный набор устройств учета ЭЭ, при этом некоторые устройства могут параллельно опрашиваться по разным портам обоими УСПД.

Передача информации с обоих УСПД на верхний уровень происходит одновременно.

В.1.3 Резервирование средств верхнего уровня

Для резервирования на верхнем уровне в ПТК «ЭКРА-Энергоучет» может использоваться аппаратное дублирование серверов, каждый из дублированных серверов ведет параллельный опрос и обработку информации.

Для резервирования внутренней памяти сервера возможно использование двух носителей с их программным зеркалированием технологией RAID.

В.1.4 Резервирование СОЕВ

При резервировании СОЕВ применяются два направления резервирования:

- резервирование функций СОЕВ;
- резервирование канала связи СОЕВ.

Под функциональным резервированием СОЕВ понимается передача выполняемых функций вышедшего из строя устройства резервному или замещающему устройству. При функциональном резервировании применяется метод дублирования, когда два и более устройства выполняют одинаковые функции.

Под резервированием канала связи понимается наличие более одного канала передачи данных. При невозможности передачи данных по действующему каналу связи, устройство переключается на передачу по другому каналу.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						56

**Приложение Г
(справочное)
Пример реализации АИИС УЭ ПС 500 кВ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»**

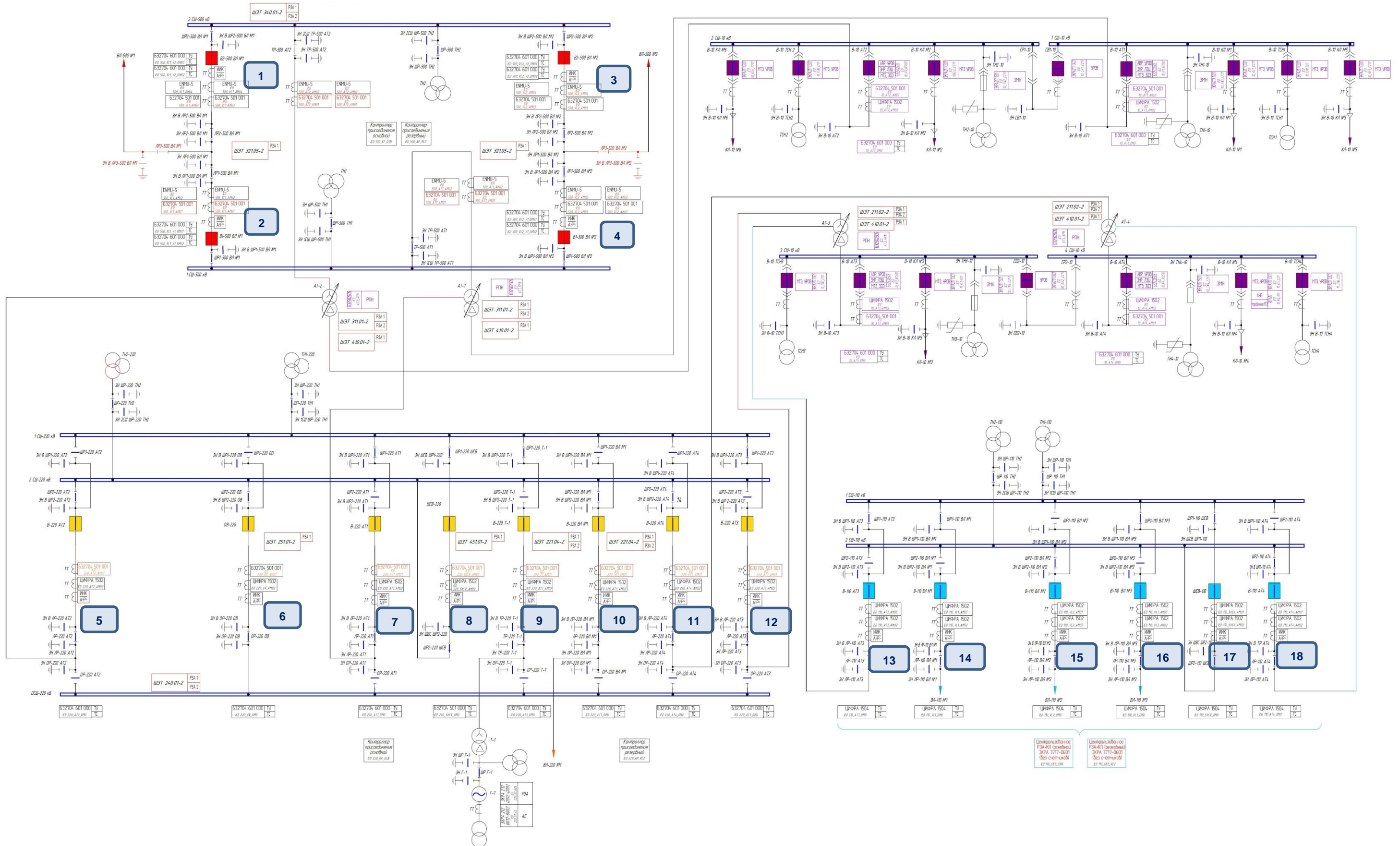


Рисунок Г.1 – Однолинейная схема ПС 500 кВ

Инв.№ и подп.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв.№ дубл.
Подп. и дата	
Инв.№ и подп.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						57

АИИС УЭ РУ 500/220/110 кВ
 ПС Полигон 500 кВ

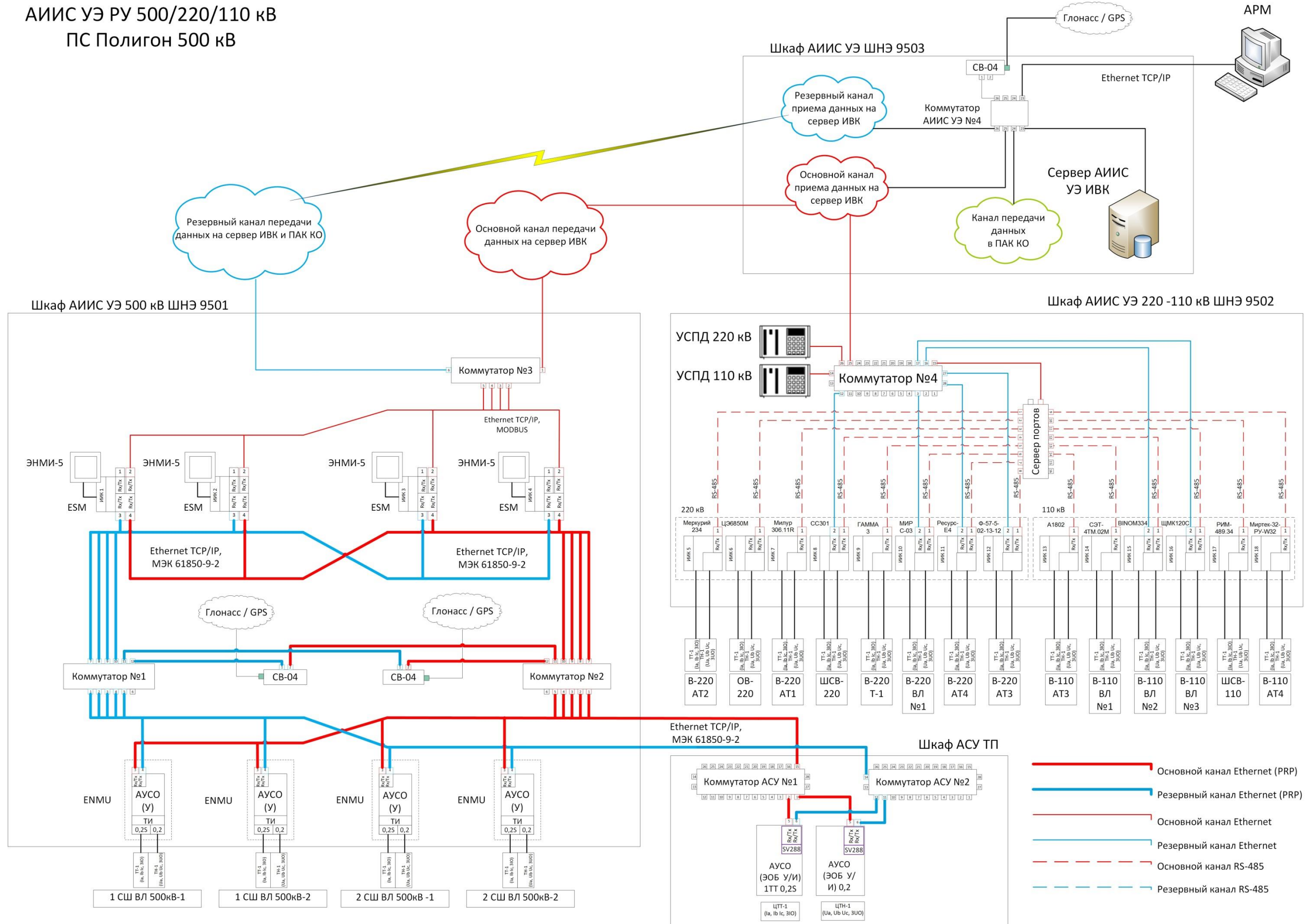


Рисунок Г.2 – Структурная схема ПС 500 кВ

Инв.№ и подп.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

ЭКРА.421451.001 РЭ

**Приложение Д
(рекомендуемое)**

Алгоритм определения структуры АИИС УЭ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»

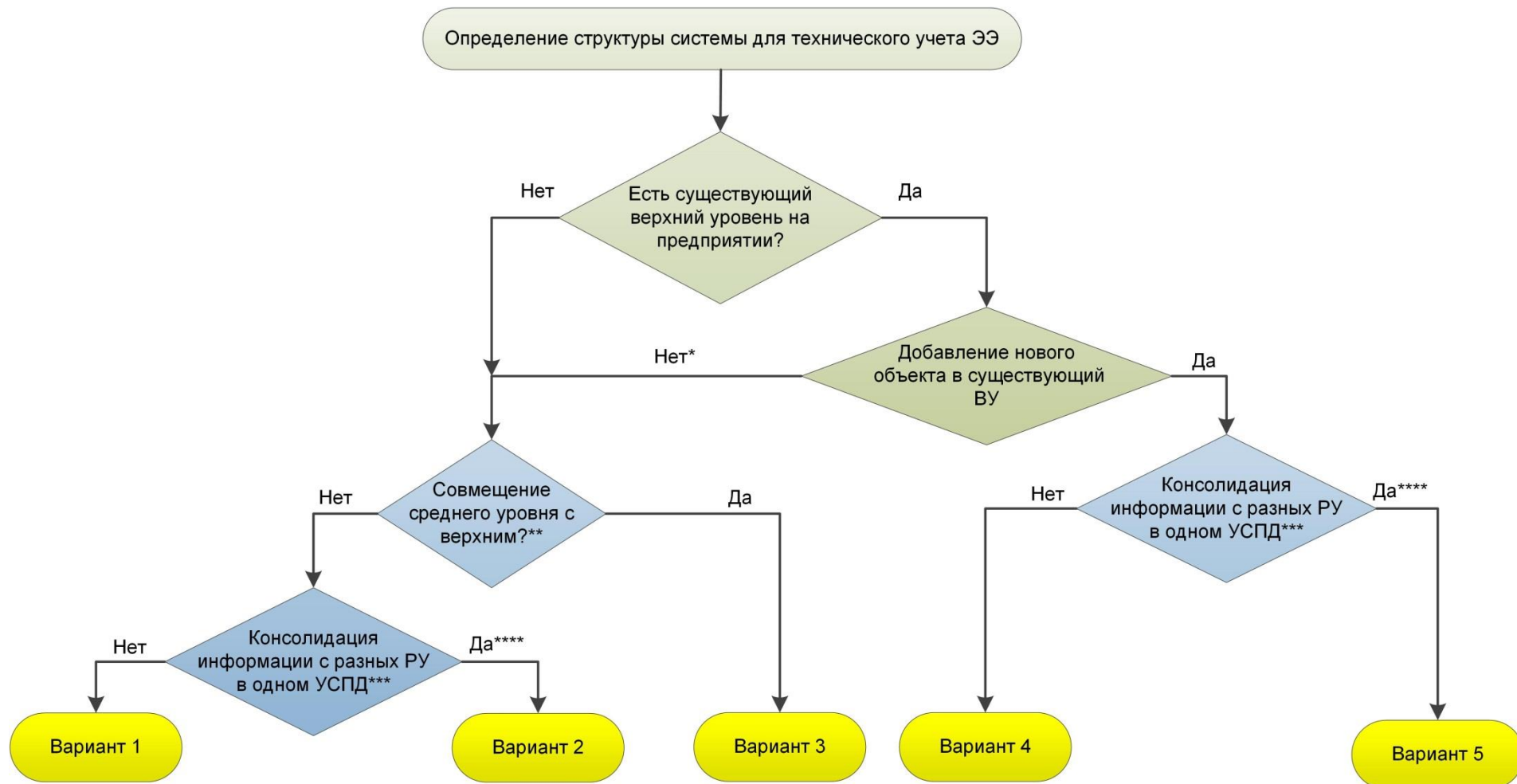


Рисунок Д.1 – Алгоритм определения структуры АИИС УЭ

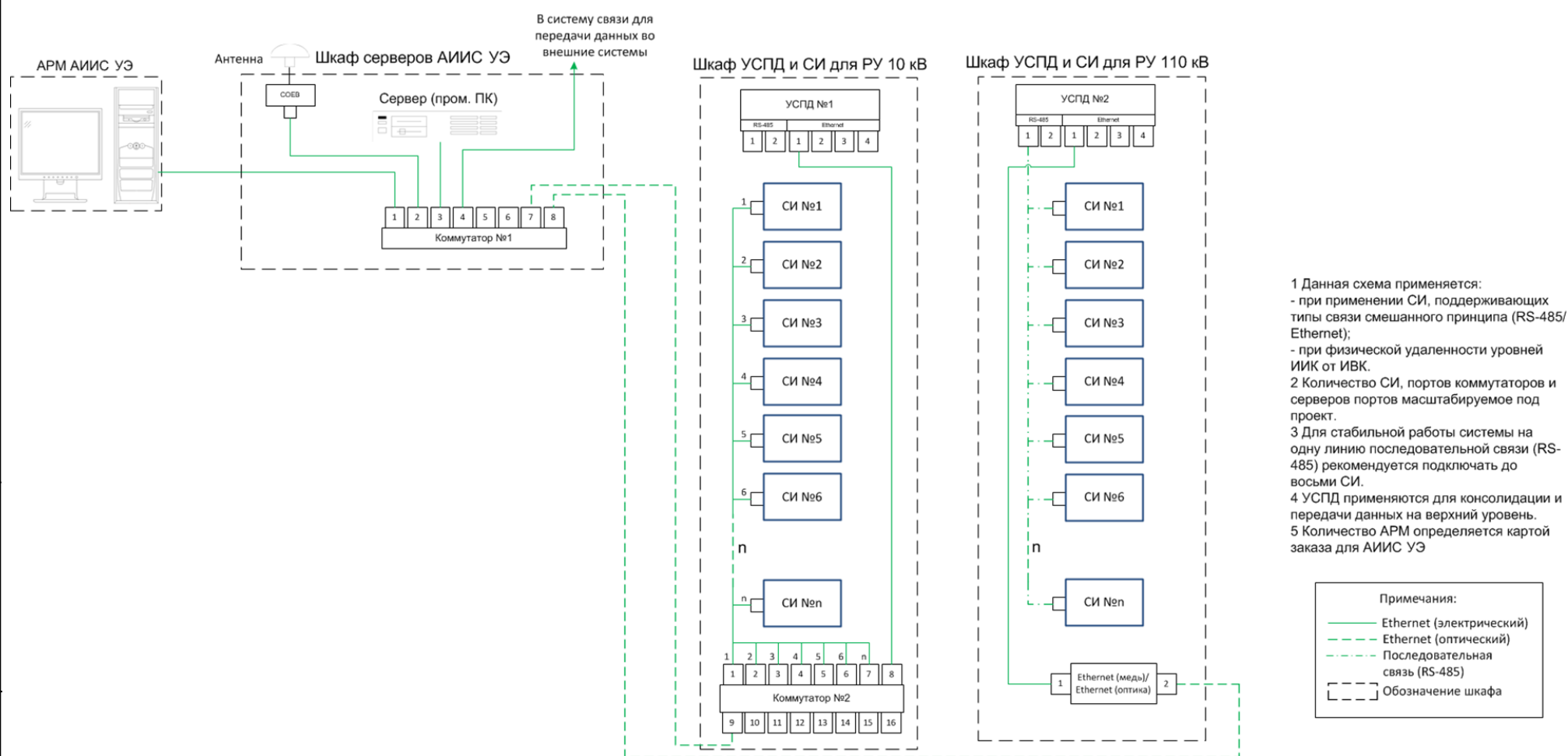


Рисунок Д.2 – Пример построения ПТК «ЭКРА-Энергоучет» для РС от 10 до 750 кВ. Применение трех уровней: ИИК – ИВКЭ – ИВК, вариант №1

* Создается целостная автономная АИИС УЭ на объекте.

** Упрощение среднего уровня, функцию которого будет выполнять верхний; рекомендуется только для случаев с гарантированным обоснованием надежности системы, либо на малых объектах с небольшим числом точек учета.

*** Консолидация информации с разных РУ в одном УСПД рекомендуется только для географически близких распределительных устройств с гарантированным сохранением надежности системы.

**** Наиболее вероятно построение системы по «смешанному» принципу: использование единого УСПД для РУ с географически близким расположением и для графически разделенных РУ использование собственного УСПД.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

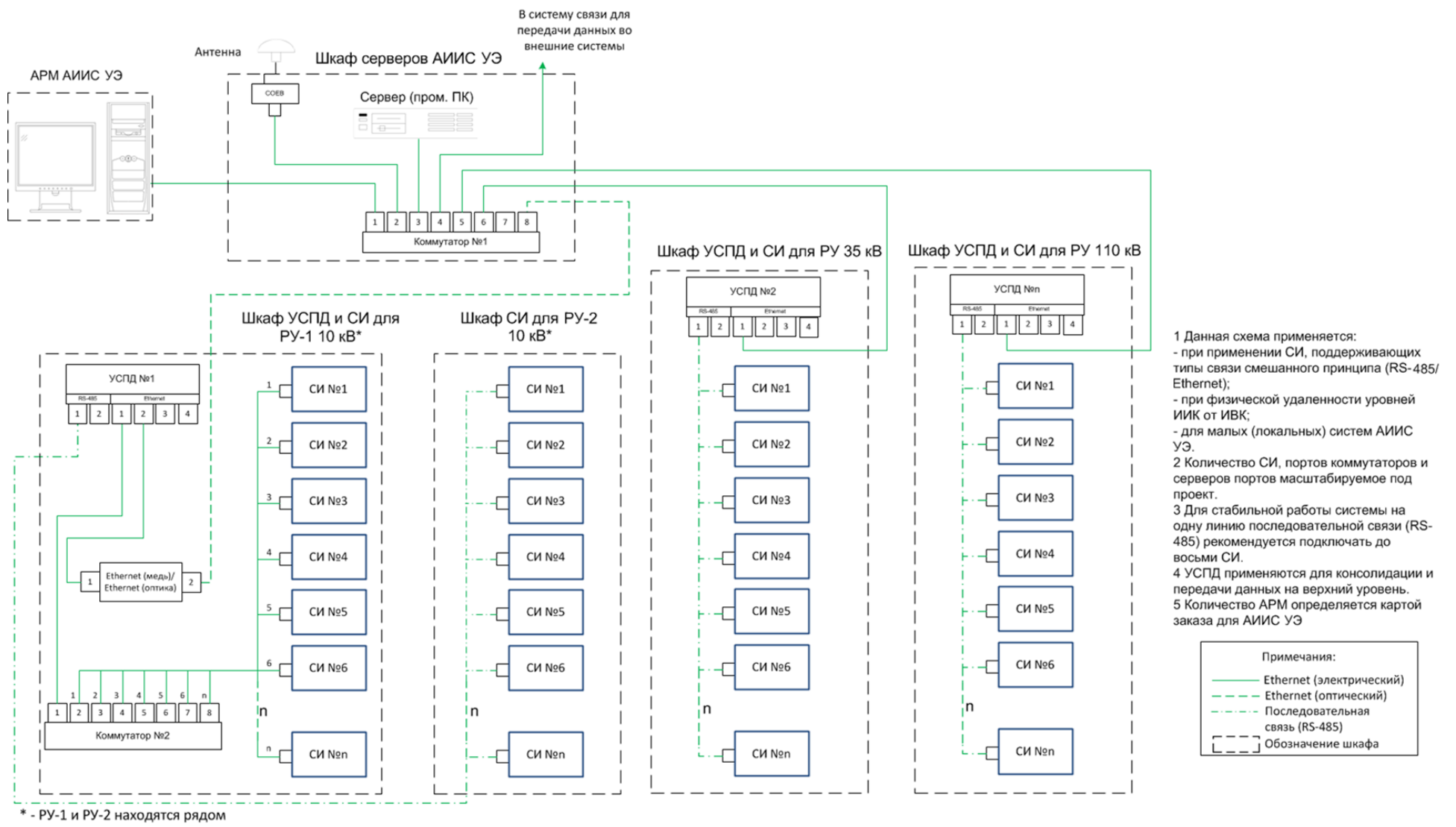


Рисунок Д.3 – Пример построения ПТК «ЭКРА-Энергоучет» для ПС от 10 до 750 кВ. Применение трех уровней: ИИК – ИВКЭ – ИВК, вариант №2

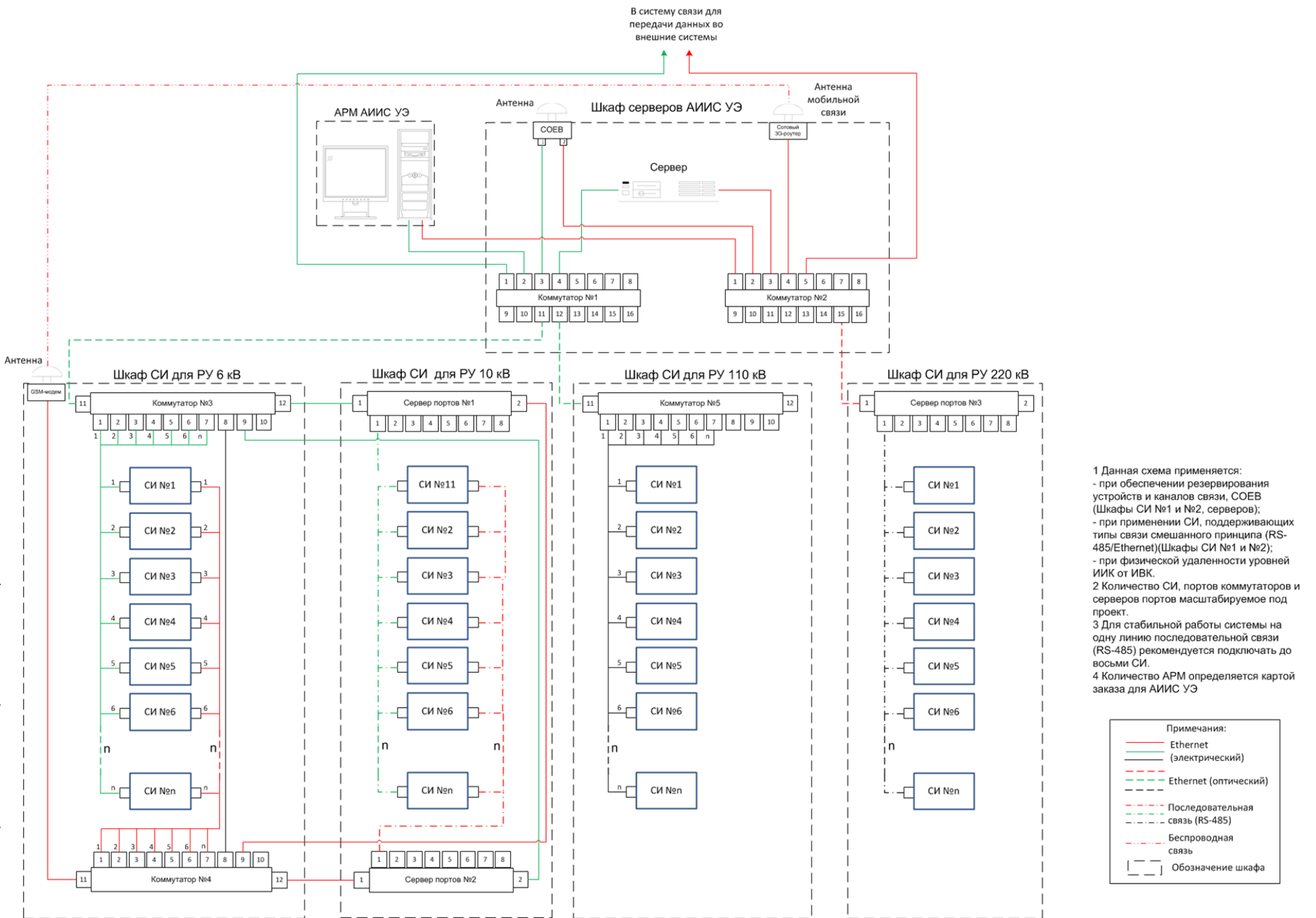


Рисунок Д.4 – Пример ПТК «ЭКРА-Энергоучет» для ПС от 10 до 750 кВ. Применение двух уровней: ИИК – ИВК, вариант №3

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

ЭКРА.421451.001 РЭ

Лист

60

Формат А3

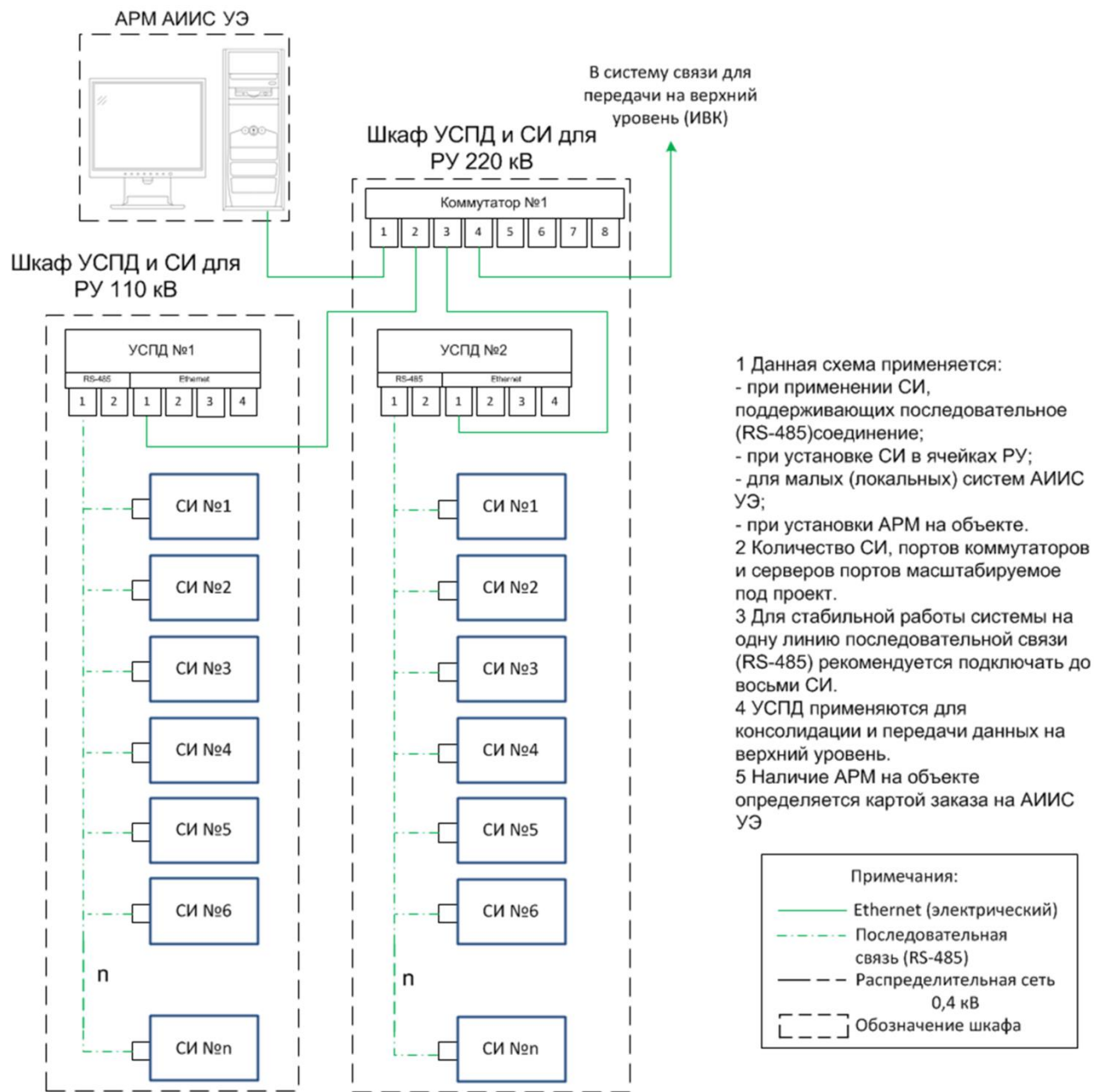


Рисунок Д.5 – Пример ПТК «ЭКРА-Энергоучет» для ПС от 10 до 750 кВ. Применение двух уровней: ИИК – ИВКЭ, вариант №4

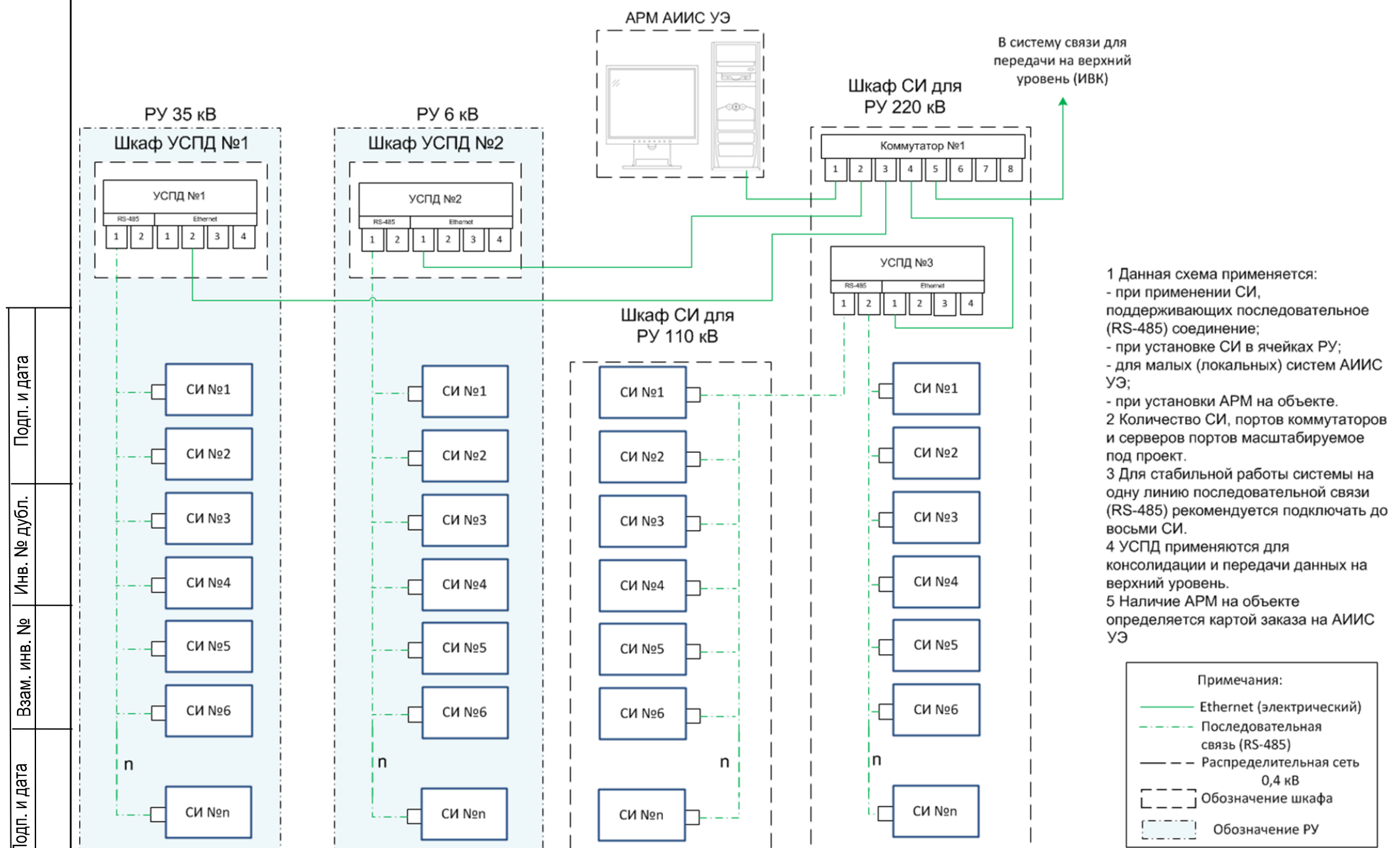


Рисунок Д.6 – Пример ПТК «ЭКРА-Энергоучет» для ПС от 10 до 750 кВ. Применение двух уровней: ИИК – ИВКЭ, вариант №5

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Приложение Е

(справочное)

Пример протокола ПКЭ, считанного с устройства

ПРОТОКОЛ № _____
ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
(на 2 листах)

Настоящий протокол испытаний относится только к электрической энергии в пункте контроля, указанном в п.1, за период испытаний, определенный в п.2.

1. Идентификационные данные пункта контроля

Место (обозначение) в схеме:

Адрес:

Центр питания:

2. Сроки проведения испытаний

с ____-____-____ : ____
по ____-____-____ : ____

3. Заказчик испытаний

Наименование:

Юридический адрес:

4. Цель испытаний

Испытания на соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013, пп. 4.2.1, 4.2.2, 4.2.4, 4.2.5.

5. Методика испытаний

Испытания проводились в соответствии с ГОСТ 33073-2014.

6. Перечень средств измерений (СИ)

Наименование СИ	Тип СИ	Зав. номер	Номер свидетельства о поверке и дата очередной поверки
Счетчик электронный многофункциональный	BINOM337		

7. Условия проведения испытаний (за весь период измерений)

Наименование	Результат измерений		Рабочие условия эксплуатации СИ	
	наименьшее	наибольшее	наименьшее	наибольшее
Температура, °С			- 40	+ 45
Атмосферное давление, кПа			537	800
Относительная влажность, %			0	95
Напряжение питания, В			~ 90	~ 265
			- 125	- 350

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------

ЭКРА.421451.001 РЭ

Лист

62

Наименование	Результат измерений		Рабочие условия эксплуатации СИ	
	наименьшее	наибольшее	наименьшее	наибольшее
Частота напряжения питающей сети, Гц			47	63

8. Результаты измерений за время испытаний приведены в приложении.

9. Заключение

Из результатов испытаний на соответствие требованиям НД, перечисленных в п.4, в контрольной точке, указанной в п.1, за период времени, определенный в п.2, следует, что качество электрической энергии:

- Y по отрицательному и положительному отклонениям напряжения;
- Y по отклонению частоты;
- Y по суммарному коэффициенту гармонических составляющих напряжения;
- N по коэффициентам гармонических составляющих напряжения;
- Y по коэффициенту несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- Y по коэффициенту несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- Y - соответствует;
- N - не соответствует.

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

					ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Приложение к протоколу измерений

Период проведения измерений: 18-07-2016 00:00 – 19-07-2016 00:00

Таблица Е.1 – Результаты измерений отклонений напряжения

Измеряемая характеристика	Результат измерений	Нормативное значение	T ₂ , %
Напряжение фазное А			
$\delta U_{(-)}$, %	2.427	10.000	0
$\delta U_{(+)}$, %	0.332	10.000	
Напряжение фазное В			
$\delta U_{(-)}$, %	1.068	10.000	0
$\delta U_{(+)}$, %	1.711	10.000	
Напряжение фазное С			
$\delta U_{(-)}$, %	2.332	10.000	0
$\delta U_{(+)}$, %	0.633	10.000	
Неопределенность измерений			
Обозначение	Оценка	Допускаемое значение	
$U_{p\delta U}$, %	0.1	0.1	

Таблица Е.2 – Результаты измерений отклонений частоты

Измеряемая характеристика	Результат измерений	Нормативное значение	T ₁ , %	T ₂ , %
$\Delta f_{(-), (95\%)}$, Гц	0.000	0.200	0	
$\Delta f_{(+), (95\%)}$, Гц	0.042	0.200		
$\Delta f_{(-), (100\%)}$, Гц	0.033	0.400		0
$\Delta f_{(+), (100\%)}$, Гц	0.074	0.400		
Неопределенность измерений				
Обозначение	Оценка	Допускаемое значение		
$U_{p\Delta f}$, Гц	0.01	0.01		

Таблица Е.3 – Результаты измерений коэффициентов несимметрии напряжения по обратной последовательности

Измеряемая характеристика	Результат измерений	Нормативное значение	T ₁ , %	T ₂ , %
$K_{2U, (95\%)}$, %	0.233	2.000	0.000	
$K_{2U, (100\%)}$, %	0.280	4.000		0.000
Неопределенность измерений				
Обозначение	Оценка	Допускаемое значение		
U_{pK2U} , %	0.15	0.15		

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	
Инд. № дубл.	
Подп. и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						64

Таблица Е.4 – Результаты измерений коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой последовательности

Измеряемая характеристика	Результат измерений	Нормативное значение	T ₁ , %	T ₂ , %
K _{0U} , (95%), %	1.124	2.000	0.000	
K _{0U} , (100%), %	1.403	4.000		0.000
Неопределенность измерений				
Обозначение	Оценка		Допускаемое значение	
U _{pK0U} , %	0.15		0.15	

Таблица Е.5 – Результаты измерений суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжений

Измеряемая характеристика	Напряжение А (АВ)			Напряжение В (BC)			Напряжение С (CA)			Нормативное значение
	Результат измерен.	T ₁ , %	T ₂ , %	Результат измерен.	T ₁ , %	T ₂ , %	Результат измерен.	T ₁ , %	T ₂ , %	
K _U , (95%), %	6.333	0.000		5.586	0.000		5.471	0.000		8.000
K _U , (100%), %	6.442		0.000	5.675		0.000	5.546		0.000	12.000
Неопределенность измерений										
Обозначение		Оценка				Допускаемое значение				
U _{pKU} , %		5				5				

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						65

Таблица Е.6 – Результаты измерений коэффициентов гармонических составляющих напряжений порядка n

n	Результат измерений, %												Нормативное значение	
	Напряжение А (АВ)				Напряжение В (ВС)				Напряжение С (СА)					
	$K_{U(n)}$ (95 %)	$K_{U(n)}$ (100 %)	T ₁ , %	T ₂ , %	$K_{U(n)}$ (95 %)	$K_{U(n)}$ (100 %)	T ₁ , %	T ₂ , %	$K_{U(n)}$ (95 %)	$K_{U(n)}$ (100 %)	T ₁ , %	T ₂ , %	$K_{U(n)}$ (95 %)	$K_{U(n)}$ (100 %)
2	0.159	0.162	0.000	0.000	0.158	0.164	0.000	0.000	0.157	0.163	0.000	0.000	2.000	3.000
3	6.097	6.201	33.333	0.000	3.509	3.593	0.000	0.000	3.460	3.516	0.000	0.000	5.000	7.500
4	0.072	0.075	0.000	0.000	0.062	0.064	0.000	0.000	0.074	0.080	0.000	0.000	1.000	1.500
5	1.136	1.212	0.000	0.000	0.582	0.650	0.000	0.000	0.880	0.925	0.000	0.000	6.000	9.000
6	0.043	0.059	0.000	0.000	0.041	0.042	0.000	0.000	0.040	0.041	0.000	0.000	0.500	0.750
7	1.344	1.428	0.000	0.000	0.540	0.643	0.000	0.000	0.689	0.714	0.000	0.000	5.000	7.500
8	0.049	0.072	0.000	0.000	0.045	0.046	0.000	0.000	0.046	0.049	0.000	0.000	0.500	0.750
9	1.575	1.603	26.389	0.000	1.506	1.519	9.028	0.000	1.599	1.618	33.333	0.000	1.500	2.250
10	0.032	0.040	0.000	0.000	0.037	0.038	0.000	0.000	0.032	0.034	0.000	0.000	0.500	0.750
11	0.528	0.574	0.000	0.000	0.549	0.570	0.000	0.000	0.535	0.573	0.000	0.000	3.500	5.250
12	0.021	0.022	0.000	0.000	0.024	0.026	0.000	0.000	0.022	0.023	0.000	0.000	0.200	0.300
13	0.337	0.380	0.000	0.000	0.550	0.592	0.000	0.000	0.490	0.531	0.000	0.000	3.000	4.500
14	0.032	0.037	0.000	0.000	0.034	0.039	0.000	0.000	0.032	0.034	0.000	0.000	0.200	0.300
15	0.438	0.459	34.722	1.389	0.409	0.433	60.417	0.000	0.425	0.465	68.750	2.778	0.300	0.450
16	0.032	0.041	0.000	0.000	0.043	0.055	0.000	0.000	0.045	0.056	0.000	0.000	0.200	0.300
17	0.214	0.249	0.000	0.000	0.279	0.295	0.000	0.000	0.188	0.237	0.000	0.000	2.000	3.000
18	0.025	0.033	0.000	0.000	0.039	0.050	0.000	0.000	0.035	0.044	0.000	0.000	0.200	0.300
19	0.193	0.215	0.000	0.000	0.185	0.195	0.000	0.000	0.147	0.164	0.000	0.000	1.500	2.250
20	0.013	0.016	0.000	0.000	0.016	0.018	0.000	0.000	0.016	0.020	0.000	0.000	0.200	0.300
21	0.085	0.101	0.000	0.000	0.083	0.101	0.000	0.000	0.092	0.103	0.000	0.000	0.200	0.300
22	0.010	0.013	0.000	0.000	0.010	0.013	0.000	0.000	0.011	0.014	0.000	0.000	0.200	0.300
23	0.119	0.129	0.000	0.000	0.083	0.107	0.000	0.000	0.157	0.174	0.000	0.000	1.500	2.250
24	0.012	0.016	0.000	0.000	0.010	0.015	0.000	0.000	0.011	0.016	0.000	0.000	0.200	0.300
25	0.066	0.079	0.000	0.000	0.063	0.070	0.000	0.000	0.064	0.075	0.000	0.000	1.500	2.250
26	0.007	0.007	0.000	0.000	0.008	0.008	0.000	0.000	0.008	0.008	0.000	0.000	0.200	0.300
27	0.064	0.079	0.000	0.000	0.070	0.078	0.000	0.000	0.085	0.101	0.000	0.000	0.200	0.300
28	0.007	0.008	0.000	0.000	0.007	0.008	0.000	0.000	0.008	0.011	0.000	0.000	0.200	0.300
29	0.057	0.061	0.000	0.000	0.064	0.070	0.000	0.000	0.065	0.070	0.000	0.000	100.000	100.000
30	0.006	0.007	0.000	0.000	0.005	0.007	0.000	0.000	0.005	0.007	0.000	0.000	0.200	0.300
31	0.051	0.058	0.000	0.000	0.028	0.030	0.000	0.000	0.042	0.050	0.000	0.000	100.000	100.000
32	0.004	0.004	0.000	0.000	0.004	0.004	0.000	0.000	0.004	0.004	0.000	0.000	0.200	0.300
33	0.022	0.028	0.000	0.000	0.029	0.032	0.000	0.000	0.031	0.035	0.000	0.000	0.200	0.300
34	0.004	0.004	0.000	0.000	0.003	0.004	0.000	0.000	0.003	0.004	0.000	0.000	0.200	0.300
35	0.030	0.035	0.000	0.000	0.017	0.020	0.000	0.000	0.026	0.032	0.000	0.000	100.000	100.000
36	0.003	0.004	0.000	0.000	0.003	0.003	0.000	0.000	0.003	0.003	0.000	0.000	0.200	0.300
37	0.014	0.016	0.000	0.000	0.024	0.025	0.000	0.000	0.014	0.016	0.000	0.000	100.000	100.000
38	0.002	0.003	0.000	0.000	0.002	0.003	0.000	0.000	0.002	0.003	0.000	0.000	0.200	0.300
39	0.021	0.023	0.000	0.000	0.016	0.021	0.000	0.000	0.023	0.028	0.000	0.000	0.200	0.300
40	0.002	0.003	0.000	0.000	0.002	0.003	0.000	0.000	0.002	0.002	0.000	0.000	0.200	0.300
41	0.021	0.022	0.000	0.000	0.010	0.011	0.000	0.000	0.019	0.021	0.000	0.000	100.000	100.000
42	0.002	0.003	0.000	0.000	0.002	0.002	0.000	0.000	0.002	0.002	0.000	0.000	100.000	100.000
43	0.015	0.017	0.000	0.000	0.010	0.012	0.000	0.000	0.010	0.014	0.000	0.000	100.000	100.000
44	0.002	0.003	0.000	0.000	0.002	0.002	0.000	0.000	0.001	0.002	0.000	0.000	100.000	100.000
45	0.011	0.012	0.000	0.000	0.016	0.018	0.000	0.000	0.009	0.010	0.000	0.000	100.000	100.000
46	0.001	0.002	0.000	0.000	0.001	0.002	0.000	0.000	0.001	0.001	0.000	0.000	100.000	100.000
47	0.012	0.013	0.000	0.000	0.012	0.013	0.000	0.000	0.014	0.015	0.000	0.000	100.000	100.000
48	0.001	0.001	0.000	0.000	0.001	0.001	0.000	0.000	0.001	0.001	0.000	0.000	100.000	100.000
49	0.010	0.011	0.000	0.000	0.006	0.008	0.000	0.000	0.003	0.006	0.000	0.000	100.000	100.000
50	0.001	0.001	0.000	0.000	0.001	0.001	0.000	0.000	0.001	0.001	0.000	0.000	100.000	100.000

Неопределенность измерений

Обозначение

Оценка

Допускаемое значение

$U_{PKU(n)}$, %

5

5

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

ЭКРА.421451.001 РЭ

Лист

66

Таблица Е.7 – Результаты измерений коэффициентов интергармонических составляющих напряжений порядка n

n	Результат измерений, %		
	Напряжение А (АВ)	Напряжение В (ВС)	Напряжение С (СА)
	$K_{Uisg(n)}$	$K_{Uisg(n)}$	$K_{Uisg(n)}$
2	0.411	0.413	0.418
3	0.185	0.183	0.191
4	0.136	0.125	0.129
5	0.090	0.083	0.086
6	0.072	0.069	0.069
7	0.067	0.067	0.061
8	0.057	0.058	0.056
9	0.069	0.066	0.066
10	0.062	0.058	0.060
11	0.041	0.044	0.044
12	0.035	0.037	0.038
13	0.032	0.037	0.036
14	0.030	0.032	0.031
15	0.039	0.038	0.037
16	0.030	0.029	0.028
17	0.058	0.056	0.053
18	0.021	0.024	0.022
19	0.044	0.043	0.041
20	0.019	0.019	0.018
21	0.021	0.019	0.020
22	0.016	0.015	0.015
23	0.029	0.027	0.035
24	0.015	0.013	0.015
25	0.038	0.034	0.037
26	0.012	0.012	0.012
27	0.016	0.015	0.016
28	0.011	0.010	0.011
29	0.019	0.017	0.020
30	0.009	0.009	0.009
31	0.017	0.015	0.015
32	0.008	0.007	0.008
33	0.008	0.007	0.008
34	0.007	0.007	0.007
35	0.007	0.007	0.007
36	0.007	0.006	0.006
37	0.007	0.006	0.006
38	0.006	0.006	0.006
39	0.006	0.005	0.006
40	0.006	0.005	0.005
41	0.006	0.005	0.005
42	0.006	0.005	0.005

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						67

43	0.005	0.005	0.005
44	0.005	0.005	0.005
45	0.005	0.005	0.005
46	0.005	0.005	0.005
47	0.005	0.004	0.005
48	0.005	0.004	0.005
49	0.005	0.004	0.005
50	0.004	0.004	0.004

Таблица Е.8 – Результаты измерений количества перенапряжений по максимальному напряжению и длительности

Значение перенапряжения U, % опорного напряжения	Длительность перенапряжения $\Delta t_{пер}$, с					
	$0,01 < \Delta t_{пер} \leq 0,2$	$0,2 < \Delta t_{пер} \leq 0,5$	$0,5 < \Delta t_{пер} \leq 1$	$1 < \Delta t_{пер} \leq 5$	$5 < \Delta t_{пер} \leq 20$	$20 < \Delta t_{пер} \leq 60$
$110 < U \leq 120$	0	0	0	0	0	0
$120 < U \leq 140$	0	0	0	0	0	0
$140 < U \leq 160$	0	0	0	0	0	0
$160 < U \leq 180$	0	0	0	0	0	0
Неопределенность измерений						
Обозначение	Оценка		Допускаемое значение			
$U_{р\Delta U_{пер}}$, %	0.1		0.1			

Таблица Е.9 – Результаты измерений количества провалов по остаточному напряжению и длительности

Остаточное напряжение U, % опорного напряжения	Длительность провала напряжения $\Delta t_{пр}$, с					
	$0,01 < \Delta t_{пр} \leq 0,2$	$0,2 < \Delta t_{пр} \leq 0,5$	$0,5 < \Delta t_{пр} \leq 1$	$1 < \Delta t_{пр} \leq 5$	$5 < \Delta t_{пр} \leq 20$	$20 < \Delta t_{пр} \leq 60$
$90 > U \geq 85$	0	0	0	0	0	0
$85 > U \geq 70$	0	0	0	0	0	0
$70 > U \geq 40$	0	0	0	0	0	0
$40 > U \geq 10$	0	0	0	0	0	0
$10 > U \geq 0$	0	0	0	0	0	0
Неопределенность измерений						
Обозначение	Оценка		Допускаемое значение			
$U_{р\Delta U_{пр}}$, %	0.1		0.1			

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						68

Таблица Е.10 – Результаты измерений количества прерываний напряжений по остаточному напряжению и длительности

Остаточное напряжение U, % опорного напряжения	Длительность прерывания напряжения $\Delta t_{\text{пре}}$, с							Наибол. продолжительность, с
	$\Delta t_{\text{пре}} \leq 0,5$	$0,5 < \Delta t_{\text{пре}} \leq 1$	$1 < \Delta t_{\text{пре}} \leq 5$	$5 < \Delta t_{\text{пре}} \leq 20$	$20 < \Delta t_{\text{пре}} \leq 60$	$60 < \Delta t_{\text{пре}} \leq 180$	$180 < \Delta t_{\text{пре}}$	
5 > U ≥ 0 (прерывание)	0	0	0	0	0	0	0	0.00
Неопределенность измерений								
Обозначение			Оценка			Допускаемое значение		
$U_{p\Delta t_{\text{пре}}}$, с			0.01			0.01		

Инв.-№ едл. 1725.01/ЭЗ	Подп. и дата Баулина 17.06.19	Взам.-инв. №	Инв.-№ дубл.	Подп. и дата
---------------------------	----------------------------------	--------------	--------------	--------------

1	Нов.	ЭКРА.1038-2019	Баулина	17.06.19
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭКРА.421451.001 РЭ

Лист
69

Перечень принятых сокращений

GPS	Global Positioning System (система глобального позиционирования)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (система сбора данных и оперативно-диспетчерского управления)
SMS	Short Message Service (служба коротких сообщений)
UTC	Coordinated Universal Time (всемирное координированное время)
ABP	Автоматический ввод резерва
АИИС УЭ	Автоматизированная информационно-измерительная система учёта электроэнергии
АО «АТС»	Акционерное Общество «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии»
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АС	Аварийная сигнализация
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
БД	База данных
ВЛ	Высоковольтная линия
ВУ	Верхний уровень
ГЛОНАСС	Глобальная навигационная спутниковая система
ЕНЭС	Единая национальная электрическая сеть
ЖКИ	Жидкокристаллический индикатор
ЗИП	Запасные части и принадлежности
ИИК	Измерительно-информационный комплекс
ИВК	Информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИП	Измерительные преобразователи
КП	Комплекс программ
ЛВС	Локальная вычислительная сеть
НСИ	Нормативно-справочная информация
ОП	Оперативный персонал
ОПУ	Общеподстанционный пункт управления
ОС	Операционная система
ПЗУ	Постоянное запоминающее устройство
ПК	Персональный компьютер
ПКЭ	Показатель качества электроэнергии
ПО	Программное обеспечение
ПС	Электрическая подстанция
ПС1	Предупредительная сигнализация первого уровня
ПС2	Предупредительная сигнализация второго уровня

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

					ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

ПТК	Программно-технический комплекс
РУ	Распределительное устройство
РЭ	Руководство по эксплуатации
СИ	Средство измерений
СОЕВ	Система организации единого времени
СПОДЭС	Спецификация протокола обмена данными электронных счетчиков
СУБД	Система управления базами данных
ТИ	Телеизмерение
ТИТ	Телеизмерение текущих значений
ТН	Трансформатор напряжения
ТС	Телесигнализация
ТТ	Трансформатор тока
ТУ	Точка учета
УСПД	Устройство сбора и передачи данных
ЦСОД	Центр сбора и обработки данных
ЩГП	Щит гарантированного питания
ЩСН	Щит собственных нужд
ЭЦП	Электронно-цифровая подпись
ЭЭ	Электроэнергия

Инв. № подл	Подп. и дата				ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
	Взам. инв. №					71
	Инв. № дубл.					
Изм.		Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

Перечень терминов и определений

Аварийный (или предупредительный) сигнал	Сигнал, которому присвоен статус аварийного (или предупредительного)
Аварийное событие	Изменение состояния совокупности сигналов, характеризующих состояние технической системы, и опознаваемое логикой автоматизированной системы управления как аварийное. Аварийное событие характеризуется совокупностью аварийных и предупредительных сигналов
Автоматизированная информационно-измерительная система технического учёта электроэнергии	Система, включающая как программно-технический комплекс (ПТК), решающий различные задачи сбора, обработки, анализа, визуализации, хранения и передачи информации. В состав функций АИИС УЭ входят сбор, обработка и передача в центры управления требуемых объемов оперативной (телеинформации) и неоперативной информации
Автоматизированное рабочее место персонала ПС (АРМ)	Оборудование рабочего места персонала ПС, включающее специализированные программно-технические средства (ПТС) для непосредственной поддержки выполнения персоналом ПС возложенных на него функций
Автоматизированное управление	Управление, осуществляемое персоналом во взаимодействии со средствами автоматизации основных операций по управлению оборудованием ПС
Архивированная (архивная) информация (архив)	Сохраненная в базе данных информация зарегистрированных параметров и событий АИИС УЭ для обеспечения возможности оперативного и ретроспективного анализа состояния и режимов работы оборудования
Аттестация оборудования, технологий, материалов и систем	Оценка соответствия функциональных показателей предлагаемого к использованию на объектах электросетевого хозяйства оборудования, технологий, материалов и систем требованиям стандартов, корпоративных нормативно-технических документов, дополнительным требованиям электросетевого комплекса, а также условиям применения и возможности его использования на объектах электросетевого хозяйства
База данных (БД)	Совокупность специально организованных хранимых данных, относящихся к определенному объему или кругу деятельности, обновляемых и логически связанных между собой
Верхний уровень (ВУ) АИИС УЭ	Уровень концентрации и визуализации данных
Главная электрическая схема подстанции	Схема соединений основного оборудования электрической части подстанции с указанием типов и основных электрических параметров оборудования
Диспетчерский центр (ДЦ)	Структурное подразделение организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление электроэнергетическим режимом энергосистемы

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭКРА.421451.001 РЭ

Диспетчерское управление

Организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики или энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра или путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние указанных объектов с использованием средств телеуправления из диспетчерского центра

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ЭКРА»

Измерительный преобразователь

Техническое средство с нормированными метрологическими характеристиками, служащее для преобразования измеряемой величины в другую величину или измерительный сигнал, удобный для обработки, хранения, дальнейших преобразований, индикации или передачи

Интерфейс человек-машина (ИЧМ)

Набор технических средств, предназначенных для взаимодействия оператора и оборудования, позволяющий оператору управлять оборудованием и контролировать его функционирование

Информационно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС УЭ субъекта (ИВК)

Комплекс программных, вычислительных и других технических средств для решения задач сбора данных от ИВКЭ, диагностики, обработки и хранению информации по учету электроэнергии по всем точкам поставки субъекта, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации со стороны заинтересованных организаций

Информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ)

Комплекс программных, вычислительных и других технических средств АИИС УЭ электроустановки (или группы электроустановок) для решения задач сбора данных от счетчиков электроэнергии ИИК, диагностики и обработки информации по учету электроэнергии, а также передачи информации в Центр сбора информации субъекта

Информационно-измерительный комплекс (ИИК) точки учета/поставки

Элемент АИИС УЭ электроустановки, включающий счетчик электрической энергии, измерительные трансформаторы тока и напряжения и электрические цепи между ними, выполняющий функцию измерения электрической энергии/мощности

Испытания

Экспериментальное определение количественных и (или) качественных характеристик свойств объекта испытаний как результата воздействия на него, при его функционировании, при моделировании объекта и (или) воздействий. Одним из признаков испытаний является задание определенных условий испытаний (реальных или моделируемых), под которыми понимается совокупность воздействий на объект и режимов функционирования объекта. Определение характеристик объекта при испытаниях может производиться как при функционировании объекта, так и при отсутствии функционирования, при наличии воздействий, до или после их приложения (по ГОСТ 16504-81)

Квитирование

Подтверждение приема аварийного или предупредительного сигнала оператором путем нажатия, на соответствующий этому сигналу, мнемознак

Метод испытаний

Правила применения определенных принципов и средств испытаний (по ГОСТ 16504-81)

Инв. № подл	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭКРА.421451.001 РЭ	Лист
											73

Мнемосхема	Графическая модель, отображающая динамически изменяющуюся схему управляемого оператором объекта на АРМ или на средствах отображения коллективного пользования (мнемоцит, видеостена)
Мониторинг	Непрерывное наблюдение и регистрация параметров состояния и функционирования контролируемого объекта с помощью средств автоматизации
Неоперационные функции	Функции, не связанные с непосредственным управлением технологическим режимом и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики, и принятием решений о способе действий подчиненного персонала в нормальных и аварийных режимах
Неоперативная технологическая информация (НТИ)	Под неоперативной технологической информацией (НТИ) подразумеваются все виды технологической информации, обрабатываемой в рамках АИИС УЭ ПС, которые используются не только для учета ЭЭ, но и задач эксплуатации подстанции и линии электропередач
Нижний уровень (НУ) АИИС УЭ	Уровень сбора и первичной обработки информации
Оперативный персонал подстанции (ОП)	Штатные дежурные работники организации собственника (эксплуатирующей организации), уполномоченные на контроль за энергетическим режимом конкретной подстанции
Оператор	Работник из числа оперативного персонала, управляющий техническими средствами и оборудованием АИИС УЭ
Подсистемы АИИС УЭ	Совокупность компонентов, которые могут выделяться при построении АИИС УЭ в ее составе по различным признакам: технологическому, функциональному, по режимам функционирования оборудования и по их совокупности
Программа испытаний	Организационно-методический документ, обязательный к выполнению, устанавливающий объект и цели испытаний, виды, последовательность и объем проводимых испытаний, порядок, условия, место и сроки проведения испытаний, обеспечение и отчетность по ним, а также ответственность за обеспечение и проведение испытаний (по ГОСТ 16504-81)
Программно-технический комплекс (ПТК)	Комплекс взаимосвязанных и взаимодополняющих технических и программных средств, обеспечивающий выполнение всех технологических и общесистемных функций системы контроля
Рабочая конструкторская документация	Документация контроля, приемки, поставки, эксплуатации и ремонта изделия
Сигнал	Визуальное или звуковое обозначение передаваемой информации. Виды сигналов: 1) визуальный сигнал – визуальное обозначение передаваемой информации посредством знаков, фигур, цветов и других средств отображения информации; 2) звуковой сигнал – звуковое обозначение передаваемой информации посредством тона, частоты или периодичности
Сигналы событий	Дискретные сигналы изменения состояния и режима оборудования, фиксируемые и передаваемые средствами системы управления для целей контроля и сигнализации

Инвар. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инвар. № дубл.
Подп. и дата	
Инвар. № подл.	
Изм.	Лист
№ докум.	Подп.
Дата	

ЭКРА.421451.001 РЭ

Лист

74

Система сбора данных и оперативно-диспетчерского управления (SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition)

Комплекс программного обеспечения, организующий сбор данных о контролируемом технологическом процессе в темпе его протекания и управление технологическим процессом ответственными лицами на основе собранных данных и правил (критериев), выполнение которых обеспечивает наибольшую эффективность и безопасность технологического процесса

Спорадическая телепередача

Метод передачи, при котором телемеханическое сообщение передается только при появлении события на передающем пункте

Средний уровень АИИС УЭ

Уровень внутрисистемного и внешнего взаимодействия

Средство измерений

Техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и (или) хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени

Телеинформация

Передаваемая по выделенным каналам связи с использованием телемеханических протоколов обмена технологическая информация, к времени доставки которой предъявляются требования, обусловленные ее использованием для целей оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления

Телеизмерение (ТИ)

Сигналы телеизмерений текущих значений параметров, характеризующих режим электрической сети и состояние сетевого оборудования, – составная часть передаваемой телеинформации

Телесигнализация (ТС)

Сигналы событий, передаваемые в качестве составной части передаваемой телеинформации

Устройство сбора и передачи данных (УСПД)

УСПД используется для сбора информации от СИ, ее обработки, привязки ко времени, хранения, отображения и передачи по каналам связи в центры сбора и обработки информации

Электроустановка

Совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другие виды энергии

Инв. № подл.	Подп. и дата
	Инв. № дубл.
	Взам. инв. №
Изм.	Подп. и дата
	Лист
	№ докум.
Лист	Подп.
	Дата
	Дата

ЭКРА.421451.001 РЭ

Лист

75

