ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО «ФСК ЕЭС»

СТО 56947007-
35.240.01.023-2009

Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции

Типовые технические требования в составе закупочной документации

Стандарт организации

ОАО «ФСК ЕЭС»
2009

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2004.

Сведения о Типовых технических требованиях

1 **РАЗРАБОТАН**: Департаментом информационно-технологических систем ОАО «ФСК ЕЭС»

2. **ИСПОЛНИТЕЛИ**: Чернецов В.Ф., Бирюков А.К.

3. **ВНЕСЕН**: Департаментом информационно-технологических систем, Дирекцией технического регулирования и экологии ОАО «ФСК ЕЭС»

4. **УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ**: распоряжением ОАО «ФСК ЕЭС» от 13. 03. 2009 г. № 79р

5. **ВВЕДЕН**: впервые

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Дирекцию технического регулирования и экологии ОАО «ФСК ЕЭС» по адресу: Россия, 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, 5а, электронной почтой по адресу: gost.e-ecolog.ru

1 Введение

Стандарт организации «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции. Типовые технические требования к АИИС КУЭ подстанции при подготовке закупочной документации» разработан с учетом положений Федеральных законов №35-ФЗ и №36-ФЗ в целях обеспечения корпоративного нормативно-правового и нормативно-технического регулирования процессов, связанных с созданием (модернизацией) АИИС КУЭ электроэнергетических объектов в условиях функционирования Оптового и Розничных рынков электроэнергии (мощности), нормативно-методического обеспечения (регламентации) организационно-технологических процессов, связанных с выполнением работ по созданию (модернизации) АИИС КУЭ электроэнергетических объектов, а также для создания нормативной базы для унификации, типизации и стандартизации технических решений по построению систем и применению программно-технических комплексов (ПТК) при разработке, проектировании, внедрении и развитии АИИС КУЭ подстанции.

Типовые технические требования к АИИС КУЭ подстанции полностью характеризуют оборудование и отражают интегральные требования ОАО «ФСК ЕЭС».

2 Нормативные ссылки

В настоящем СТО использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

- ГОСТ 8.009-84 ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.
- ГОСТ 24.104-85. ЕССАСУ. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
- ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.
- ГОСТ 34.601-90. ЕКС АС. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем.
- ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на создание автоматизированной системы.
- ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.
- ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока(классы точности 0,2 S и 0,5 S)

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

- ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

- ГОСТ Р 52069.0-2003 Защита информации. Система стандартов. Основные положения.

- ГОСТ Р 52322-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 2I. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

- ГОСТ Р 52323-2005.-Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

- СО 153-34.20.122-2006 «Нормы технологического проектирования ПС с высшим напряжением 35-750 кВ»;

- РД 34.09.101-94 - «Типовая инструкция по учету электроэнергии»;

- Приложения №№11.1÷11.5 к «Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка» и Приложения к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка (регламенты ОАО «АТС»);

- Закон РФ от 27 апреля 1993 г. N 4871-I «Об обеспечении единства измерений»;

- ПУЭ;

- «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ».

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- автоматизированная информационно-измерительная система учета электроэнергии (АИИС УЭ) субъекта: Совокупность функционально объединенных информационно-измерительных комплексов точек учета, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительных комплексов субъектов и системы единого времени данного субъекта. АИИС УЭ по своему назначению могут подразделяться на автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и автоматизированные информационно-измерительные системы технического учета электроэнергии (АИИС ТУЭ);

- жизненный цикл автоматизированной системы: Совокупность взаимосвязанных процессов создания и последовательного изменения состояния системы от формирования исходных требований к ней до окончания эксплуатации и утилизации комплекса средств автоматизации;

- журнал событий: Массив информации, формируемый устройством (счетчиком, УСПД), характеризующий изменения технического состояния, параметров и режимов работы этого устройства с привязкой к календарному времени;

- информационно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС УЭ субъекта (ИВК): Комплекс функционально объединенных 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 функционально объединенных 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 измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчик электрической энергии и электрические цепи между ними и выполняющий функцию измерения электрической энергии/мощности;

- присоединение: Электрическая цепь (оборудование и шины) одного назначения, наименования и напряжения, присоединенная к шинам распределительного устройства, генератора, щита, сборки и находящаяся в пределах электроустановки;

- система обеспечения единого времени (СОЕВ): Функционально объединенная совокупность программно-технических средств измерения и синхронизации времени в АИИС УЭ. Выполняет законченную функцию измерений времени и имеет нормированные метрологические характеристики. Охватывает элементы АИИС УЭ, выполняющие функции измерения, синхронизации или поддержания времени (интервалов времени);

- стадия создания автоматизированной системы: Одна из частей процесса создания системы, установленная нормативными документами и заканчивающаяся выпуском документации на систему, содержащей описание полной, в рамках заданных требований, модели системы на заданном для данной стадии уровне, или изготовлением несерийных компонентов системы, или приемкой системы в промышленную эксплуатацию;

- техническое задание на автоматизированную систему (ТЗ): Документ, оформленный в установленном порядке и определяющий цели создания автоматизированной системы, требования к ней и основные исходные данные, необходимые для ее разработки, а также план-график создания автоматизированной системы;

- **технорабочий проект автоматизированной системы:** Комплект проектных документов автоматизированной системы, утвержденный в установленном порядке и содержащий решения в объеме технического проекта и рабочей документации на автоматизированную систему;

- **точка поставки:** Место в электрической сети, определяемое для каждого участника рынка системным оператором и администратором торговой системы по согласованию с сетевыми компаниями и указанным участником рынка и используемое для определения и исполнения участником рынка обязательств по договорам купли-продажи электрической энергии и владельцем объектов электросетевого хозяйства обязательств по оплате потерь электрической энергии;

- **точка учета:** Физическая точка на элементе сети, в которой измеряется электрическая энергия, проходящая по данному элементу;

- **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.

3.2 Обозначения и сокращения

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

АИИС - автоматизированные информационно-измерительные системы.

АИИС КУЭ - автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии.

ИВК - информационно-вычислительный комплекс.

ИИК - информационно-измерительный комплекс.

СОЕВ - система обеспечения единого времени.

УСПД - устройство сбора и передачи данных.

УССВ- устройство синхронизации системного времени.

4 Типовые технические требования к АИИС КУЭ подстанции для применения при подготовке закупочной документации

В закупочной документации должны быть отражены следующие разделы и параметры (таблица 1):

Таблица 1

№ п/п	Наименование параметра	Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения)	Нормативный документ	Подтвержденное значение параметра при аттестации	Соответствие, подтвержденное экспертом
1	2	3	4	5	6
	4.1 Общие требования к системе				
1.	Возможность получения параметров удаленным способом	Да	Приложение 11.1, п. 3.4.2		
2.	Контроль достоверности и восстановление данных	Да	Приложение 11.1, п. 5.1.1		
3.	Наличие резервных баз данных	Да	Приложение 11.1, п. 2.3		
4.	Перезапуск системы (наличие перезапуска УСПД и средств контроля зависания)	Да	Приложение 11.1, п. 2.3		
5.	Наличие защиты на программном уровне при передаче результатов измерений (наличие электронной цифровой подписи)	Да	Приложение 11.1, п. 5.1.1		
6.	Автоматизированное проведение измерений приращения активной электроэнергии	Да	Приложение 11.1, п. 2.3		
7.	Автоматизированное проведение измерений приращения реактивной электроэнергии	Да	Приложение 11.1, п. 2.3		
8.	Автоматизированное проведение измерений среднеинтервальной активной мощности	Да	Приложение 11.1, п. 2.3		
9.	Автоматизированное измерение времени и интервалов	Да	Приложение 11.1,		

№ п/п	Наименование параметра	Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения)	Нормативный документ	Подтвержденное значение параметра при аттестации	Соответствие, подтвержденное экспертом
1	2	3	4	5	6
	времени в ИИК, ИВКЭ или ИВК		п. 2.12		
10.	Автоматизированная коррекция (синхронизация) времени в ИИК, ИВКЭ или ИВК	Да	Приложение 11.1, п. 2.11		
11.	Автоматизированное предоставление в ИАСУ КУ - результатов измерений	Да	Приложение 11.1, п. 2.4		
12.	Автоматизированное предоставления в филиал ОАО «СО ЕЭС» -РДУ информации о состоянии средств измерений, объектов измерений, результатов измерений	Да	Приложение 11.1, п. 2.4		
13.	Возможность расчета учетных показателей	Да	Приложение 11.1, п. 5.1.1		
14.	Автоматизированный учет потерь от точки измерений до точки поставки	Да	Приложение 11.1, п. 5.1.1		
15.	Учёт (по результатам прямых измерений) объёмов электроэнергии, принятых и отпущенных по всем внешним присоединениям подстанции на всех имеющихся классах напряжения, расчёта баланса ПС по внешнему периметру.	Да	Специальное требование заказчика		
16.	Обеспечить вычисление полного баланса электроэнергии по подстанции в целом, включая вычисление баланса электроэнергии по уровням напряжения, отдельно по шинам (секциям шин) всех классов напряжений, с учётом собственных и хозяйственных нужд, сравнение фактического небаланса с допустимым значением небаланса, а также контроль достоверности передаваемых/получаемых данных.	Да	НТП ПС, п. 19.6.2, Специальное требование заказчика		

№ п/п	Наименование параметра	Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения)	Нормативный документ	Подтвержденное значение параметра при аттестации	Соответствие, подтвержденное экспертом
1	2	3	4	5	6
17.	Первичный анализ полноты данных коммерческого учёта, поступающих от электросчётчиков, и восполнение пропущенных данных.	Да	Специальное требование заказчика		
18.	Первичный анализ достоверности и непротиворечивости данных, поступающих со счётчиков коммерческого учёта в УСПД ПС, в том числе контроля исправности средств учёта.	Да	Специальное требование заказчика		
19.	Для ПС 330-750кВ по отходящим ВЛ предусматривать установку ТТ в линиях. Для распределительных устройств 110 кВ и выше с обходной системой шин при обоснованном отсутствии трансформатора тока в линии (за линейным разъединителем) должны быть разработаны решения по обеспечению автоматической фиксации в УСПД перевода линии на обходной выключатель с отражением в МВИ расчета количества электроэнергии через присоединение, автоматической (в случае появления новых присоединений - ручной) перенастройки схемы учёта.	Да	НТП ПС, п. 19.4		
20.	Интеграция АИИС КУЭ с АСУТП подстанции в части получения из АСУ ТП положения состояния выключателей и разъединителей; передачи в АСУ ТП результатов измерения количественных параметров электроэнергии; передачи в АСУ ТП информации о неисправности элементов АИИС КУЭ (АРМ, УСПД, электросчётчиков, каналообразующей аппаратуры).	Да	НТП ПС, п. 19.6.5, специальное требование заказчика		
21.	Обеспечить контроль показателей качества электроэнергии согласно ГОСТ 13109-97.	Да	НТП ПС, п. 19.1, 19.6.10		

№ п/п	Наименование параметра	Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения)	Нормативный документ	Подтвержденное значение параметра при аттестации	Соответствие, подтвержденное экспертом
1	2	3	4	5	6
22.	Предусматривать установку сертифицированных средств измерения для контроля ПКЭ с размещением на границе балансовой принадлежности с контрагентами на каждой системе шин. Установку сертифицированных средств измерения ПКЭ на шинах обеспечивающих внутренние перетоки электроэнергии необходимо обосновывать проектом.	Да	НТП ПС, п. 19.1		
23.	Средствами АСУ ТП организовать сбор данных из средств измерений ПКЭ и их передачу в соответствующий ЦУС ОАО «ФСК ЕЭС».	Да	НТП ПС, п. 19.6.5		
24.	Интеграция АИИС КУЭ ПС с уровнем ИВК ЦСОД	Да	Специальное требование заказчика		
25.	Ведение нормативно-справочной информации	Да	Приложение 11.1, п. 5.1.1		
	4.2 Требования к ИИК				
	4.2.1 Требования к измерительным трансформаторам				
26.	Во всех эксплуатационных режимах не допускается перегрузка измерительных трансформаторов по вторичным цепям	Да	Приложение 11.1, п. 3.2.8		
	4.2.1.1 Трансформаторы тока*				
27.	Средняя наработка на отказ	не менее 50 000 часов	ГОСТ 7746, п. 6.11.1		
28.	Средний срок службы	25 лет	ГОСТ 7746, п. 6.11.2		

№ п/п	Наименование параметра	Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения)	Нормативный документ	Подтвержденное значение параметра при аттестации	Соответствие, подтвержденное экспертом
1	2	3	4	5	6
29.	Класс точности :				
30.	Для ВЛ и КЛ с номинальным напряжением 220кВ и выше	не хуже 0,2S	Приложение 11.1, п. 3.2.4		
31.	Для присоединений с установленной мощностью 100МВт и более	не хуже 0,2S	Приложение 11.1, п. 3.2.4		
32.	Для остальных присоединений	не хуже 0,5S	Приложение 11.1, п. 3.2.4		
33.	Пломбирование выводов коммерческого учёта	да	Приложение 11.1, п. 3.2.10		
34.	Межповерочный интервал	не менее 4 лет	Специальное требование заказчика		
35.	Установка трансформаторов тока в трёх фазах	Да	НТП ПС, п. 19.2		
36.	Применение промежуточных ТТ не допускается	Да	Приложение 11.1, п. 3.2.7		
	4.2.1.2 Трансформаторы напряжения*				
37.	Наработка на отказ	не менее 50 000 часов	ГОСТ 1983, п. 6.19.2		
38.	Срок службы	25 лет	ГОСТ 1983, п. 6.19.2		
39.	Класс точности:				
40.	Для ВЛ и КЛ с номинальным напряжением 220кВ и выше	не хуже 0,2	Приложение 11.1, п. 3.2.4		
41.	Для присоединений с установленной мощностью 100МВт и более	не хуже 0,2	Приложение 11.1, п. 3.2.4		
42.	Для остальных присоединений	не хуже 0,5	Приложение 11.1, п. 3.2.4		

№ п/п	Наименование параметра	Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения)	Нормативный документ	Подтвержденное значение параметра при аттестации	Соответствие, подтвержденное экспертом
1	2	3	4	5	6
43.	Наличие отдельной обмотки коммерческого учёта	да	Положение о технической политике, п. 9.1.7		
44.	Пломбирование выводов коммерческого учёта	да	Приложение 11.1, п. 3.2.10		
45.	Межповерочный интервал	не менее 4 лет	Специальное требование заказчика		
46.	При невозможности поставки ТН с тремя вторичными обмотками (с наличием обмотки учёта) допускается установка второго трансформатора напряжения в ячейке ТН.	Нет	Специальное требование заказчика		
	4.2.2 Требования к вторичным цепям				
47.	Потери напряжения в цепи «ТН-счётчик» не должны превышать от номинального вторичного напряжения ТН	0,25%	Приложение 11.1, п. 3.3.1		
48.	Пломбирование промежуточных клеммников, испытательных коробок	Да	Приложение 11.1, п. 3.3.2, 3.3.4, Гл.1.5 ПУЭ		
49.	Измерительные цепи коммерческого учета подключать к отдельным обмоткам измерительных трансформаторов тока и напряжения соответствующих классов точности, отдельно от цепей релейной защиты и автоматики.	Да	Приложение 11.1, п. 3.3.2, Положение о технической политике, п. 9.1.7, специальное требование		

№ п/п	Наименование параметра	Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения)	Нормативный документ	Подтвержденное значение параметра при аттестации	Соответствие, подтвержденное экспертом
1	2	3	4	5	6
			заказчика		
50.	Выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, вторичные измерительные цепи и шкафы с оборудованием АИИС КУЭ должны быть защищены от несанкционированного доступа (установка пломб, марок и т.п.).	Да	Приложение 11.1, п. 3.2.10, 3.3.4		
51.	Резервное питание счётчиков и УСПД обеспечить через АВР	Да	Приложение 11.1, п. 3.4.2, 4.2.8		
52.	Подключение счетчиков к трансформатору напряжения отдельным кабелем, защищенным от короткого замыкания, при этом подсоединение кабеля к электросчетчику должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную непосредственно под счетчиком. Допускается применение внутри шкафа единой электрической цепи для подключения электросчетчиков к одному трансформатору напряжения, при условии обеспечения защиты всей цепи от несанкционированного доступа.	Да	Приложение 11.1, п. 3.3.2		
53.	В измерительных цепях измерительно-информационных комплексов точек измерений предусматривать возможность замены счётчика и подключения образцового счетчика без отключения присоединения (установка испытательных коробок, блоков и т.п.).	Да	Приложение 11.1, п. 3.3.2		
	4.2.3 Требования к электросчётчикам*				

№ п/п	Наименование параметра	Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения)	Нормативный документ	Подтвержденное значение параметра при аттестации	Соответствие, подтвержденное экспертом
1	2	3	4	5	6
54.	средняя наработка на отказ	не менее 50 000 ч	ГОСТ 30206, ГОСТ 26035		
55.	среднее время восстановления	не более 7 суток	Приложение 11.1, п. 6.4		
56.	Класс точности электросчетчиков. (класс точности коммерческих счетчиков электроэнергии должен быть на одну ступень выше (либо равен) классу точности счетчиков потребителей для исключения спорных ситуаций).				
57.	Для ВЛ, КЛ и трансформаторов с номинальным напряжением 220кВ и выше-	не хуже 0,2S	Приложение 11.1, п. 3.4.2, НТП ПС п. 19.2		
58.	для линий электропередач напряжением 35-150 кВ (с учётом тенденции роста нагрузок до 100 МВт и выше)	не хуже 0,2S	Приложение 11.1, п. 3.4.2, НТП ПС п. 19.2		
59.	Для остальных присоединений	не хуже 0,5S	Приложение 11.1, п. 3.4.2, НТП ПС п. 19.2		
60.	Работоспособность при температуре окружающего воздуха,	-40 ÷+60 °С	ГОСТ 30206		
61.	Межповерочный интервал	не менее 8 лет	ГОСТ 30206		
62.	Номинальные токи	1; 5А	Специальное требование заказчика		
63.	Наличие встроенного календаря и часов с точностью хода	не хуже ±5 с/сутки	Приложение 11.1, п. 3.4.2		
64.	Автоматизированное хранение профиля нагрузки с 30-	не менее 35 суток	Приложение 11.1,		

№ п/п	Наименование параметра	Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения)	Нормативный документ	Подтвержденное значение параметра при аттестации	Соответствие, подтвержденное экспертом
1	2	3	4	5	6
	ти минутным интервалом,		п. 3.4.2		
65.	Тип	микропроцессорные 3-х элементные	НТП ПС, п. 19.2.		
66.	Автоматическое измерение энергии с 30-ти минутным интервалом и минимальным (не более 3-х минут)	да	Приложение 11.1, п. 3.4.2		
67.	Автоматическое измерение реактивной энергии с 30-ти минутным интервалом и минимальным (не более 3-х минут)	да	Приложение 11.1, п. 3.4.2		
68.	Возможность измерять с нормируемой погрешностью (либо отображать):				
69.	Фазные токи и напряжения	да	НТП ПС п. 19.6.10		
70.	Частоту сети	да	НТП ПС п. 19.6.10		
71.	Коэффициент мощности 3-х фазной сети и пофазно.	да	НТП ПС п. 19.6.10		
72.	Наличие энергонезависимой памяти для хранения информации	да	Приложение 11.1, п. 3.4.2		
73.	Счетчики электроэнергии должны иметь не менее двух цифровых интерфейсов.	да	НТП ПС п. 19.2		
74.	Трехфазные трехэлементные счетчики должны включаться в каждую фазу присоединения	да	НТП ПС п. 19.2		
75.	Предусматривать установку счётчиков на секционных выключателях	да	Специальное требование заказчика		
76.	Установка электрических счетчиков для отдельного учета расхода электроэнергии на хозяйственные,	Да	РД 34.09.101-94, п. 4.2, 4.4		

№ п/п	Наименование параметра	Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения)	Нормативный документ	Подтвержденное значение параметра при аттестации	Соответствие, подтвержденное экспертом
1	2	3	4	5	6
	производственные и собственные нужды подстанции.				
77.	На межгосударственных ЛЭП предусмотреть установку контрольного счётчика электрической энергии	да	Специальное требование заказчика		
78.	Установку счетчиков в отдельно стоящих шкафах. Целесообразность данного требования для КРУ(КРУН) 6-10кВ обосновать на этапе проектирования.	Да	Специальное требование заказчика		
79.	Регистрация в журнале событий электросчетчика параметрирования, пропадания напряжения, коррекции времени в счетчике	да	Приложение 11.1, п. 3.4.2		
80.	Съем информации со счетчика автономным способом (наличие оптопорта)	да	Приложение 11.1, п. 3.4.2		
81.	Визуальный контроль информации на счетчике	да	Приложение 11.1, п. 3.4.2		
82.	Пломбирование электросчетчиков	да	Приложение 11.1, п. 3.4.2		
83.	Защита на программном уровне (установка пароля) при параметрировании электросчетчиков	да	Приложение 11.1, п. 3.4.2		
84.	Автоматическая диагностика не реже одного раза в сутки	да	Приложение 11.1, п. 3.4.2		
85.	Автоматическое переключение на зимнее/летнее время	да	Приложение 11.1, п. 3.4.2		
86.	автоматический переход с основного питания на резервное при пропадании основного питания и возврат при его восстановлении с фиксацией факта в журнале событий счётчика.	да	Приложение 11.1, п. 3.4.2		

№ п/п	Наименование параметра	Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения)	Нормативный документ	Подтвержденное значение параметра при аттестации	Соответствие, подтвержденное экспертом
1	2	3	4	5	6
87.	Доступ к информации с уровня ИВК подстанции и ИВК ЦСОД	да	Приложение 11.1, п. 3.4.2		
88.	Сохранение информации при отсутствии питания	да	Приложение 11.1, п. 3.4.2		
89.	Доступ к информации с уровня ИВК подстанции и ИВК ЦСОД	да	Приложение 11.1, п. 2.3		
90.	Сохранение информации при отсутствии питания	да	Приложение 11.1, п. 3.4.2		
	4.3 Требования к ИВКЭ подстанции с функциями ИВК				
	4.3.1 УСПД *				
91.	Средняя наработка на отказ	не менее 50 000ч	Специальное требование заказчика		
92.	Среднее время восстановления	не более 24 часов	Приложение 11.1, п. 6.2		
93.	Срок службы	не менее 15 лет	Специальное требование заказчика		
94.	Среднее время восстановления	Не более 24 часов	Приложение 11.1, п. 6.1, 6.2		
95.	Коэффициент готовности (для УСПД с функциями ИВК)	0,99	Приложение 11.1, п. 6.1, 6.2		
96.	Среднее время восстановления (для УСПД с функциями ИВК)	1 час	Приложение 11.1, п. 6.1, 6.2		
97.	Наличие встроенного календаря и часов с точностью	±5 с/сутки	Приложение 11.1,		

gost.e-ecolog.ru