

На вводе 0,4кВ КТП устанавливаются трансформаторы тока: ТТИ-60 600/5- 0,5S, со следующими характеристиками: класс точности для активной электроэнергии - 0,5S, для реактивной - I; номинальное напряжение 0,66 кВ; номинальный - максимальный ток 5А; Температурный режим работы счетчика от -45 до +50°С. Подключение счетчика необходимо выполнить через испытательную клеммную коробку.

На отходящих линиях освещения улиц устанавливается электронный счётчик учёта электроэнергии прямого включения типа Вектор-3 V3-ART2-02-PND кл. т.0,5S.

В качестве каналаобразующего оборудования для передачи данных с установленных счётчиков применяется контроллер SDM TC65. В комплект поставки не входит GSM антенна.

Счетчики и контроллер устанавливаются в щите учёта ЩУ.

Для ограничения потребления мощности выше номинальной величины 400кВт, на вводе 0,4кВ КТП установлен автоматический выключатель типа ВА55-41 на номинальный ток $I_{ном} = 630А$, при уставке $0,9 I_{ном} = 567А$. При установке на вводе автоматического выключателя предусмотреть возможность его опломбировки.

Таблица №3.1. Средства учёта электроэнергии

Присоединение		Узел учета			
	Расположение	Название	Тип прибора	Транс-тор тока	Транс-тор напряжения
Ввод	ЩУ в РУ-0,4 кВ КТП	счетчик	Вектор-3 ART-02 PND кл. т. 0,5S	ТТИ-60-0,66 600/5 кл. т. 0,5S	Не предусмотрен
Линия освещ.	ЩУ в РУ-0,4 кВ КТП	счетчик	Вектор-3 V3-ART2 -02-PND кл. т. 0,5S	прямое включение	Не предусмотрен

3.5 Расчет потерь электроэнергии

Расчет потерь электрической энергии, обусловлен несовпадением сечения учета (точки измерения) и сечения поставки (границы балансовой принадлежности).

Расчет произведен в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации №326 от 30.12.2008 г.

Расчёт выполняется из условия максимальной нагрузки на трансформатор КТП в соответствии с данными расчётов приведённых в рабочем проекте реконструкции участка ВЛ-0,4кВ от ТП-46 и ТП-79 (шифр ГС-010424-043-ЭС-Т1).

Максимальный расчётный ток каждой из двух отходящих ВЛ-0,4кВ при этом составляет $I_{макс.} = 250А$, что в свою очередь соответствует мощности:

$$P_{расч.} = 0,66 \times 250 = 165 \text{ кВт.}$$

В итоге нагрузка на трансформатор КТП от двух отходящих линий ВЛ-0,4кВ и линий освещения улиц составит:

$$P_{макс. \text{ нагр. КТП}} = 2 \times 165 + 7,5 = 337,5 \text{ кВт.}$$

Среднесуточное, среднемесячное и среднегодовое потребление электроэнергии потребителями определено по формулам:

$$W_{п.мес} = N \cdot (P_{расч} \cdot T_{ср}), \quad W_{год} = \sum W_{п.мес}$$

$$W_{ср.мес} = \sum W_{п.мес} / 12,$$

					4710028255-010-ЭС-ПЗ-Т2	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$W_{\text{ср.сут}} = W_{\text{год}} / (N \cdot 12),$$

где: $P_{\text{расч}}$ - расчетная активная мощность, кВт;

$T_{\text{ср}}$ - время работы (за сутки), согласно режиму работы объекта, час;

N - количество рабочих дней в месяце.

Таблица №3.2.Расчёт потребляемой электроэнергии вводом 0,4кВ КТП (ориентировочный)

Ввод	Режим работы	Мощность, кВт	Количество электроэнергии, кВт×час						
			Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль
	24 часа	337,5	251100	226800	251100	243000	251100	243000	251100
Ввод	Режим работы	Мощность, кВт	Количество электроэнергии, кВт×час						
			Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Wср.сут.	Wмес.
	24 часа	337,5	251100	243000	251100	243000	251100	8100	246375
									2956500

В соответствии с принятой методикой расчёта за потреблённую электроэнергию на нужды освещения улиц и расчётными данными приведёнными в рабочем проекте реконструкции участка ВЛ-0,4кВ от ТП-46 и ТП-79 (шифр ГС-010424-043-ЭС-Т1), проводим ориентировочный расчёт количества электроэнергии потребляемой линиями освещения улиц:

Таблица №3.3.Расчёт потребляемой электроэнергии линиями освещения 0,4кВ КТП (ориентировочный)

Линия освещ.	Режим работы	Мощность, кВт	Количество электроэнергии, кВт×час						
			Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль
	24 часа	7,5	5580	5040	5580	5400	5580	5400	5580
Линия освещ.	Режим работы	Мощность, кВт	Количество электроэнергии, кВт×час						
			Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Wср.сут.	Wмес.
	24 часа	7,5	5580	5400	5580	5400	5580	180	5475
									65700

Исходные данные:

Потери электроэнергии складываются из потерь в силовом трансформаторе (ТМГ-400/10/0,4) и потерь в кабельной линии КЛ 10кВ. В данном случае КЛ 10кВ рассматривается как два кабеля врезки в существующую КЛ 10 кВ между ТП-49 и ТП76, согласно проводимой реконструкции линий. Длина каждой линии врезки составляет 220м. В соответствии с техническим заданием ОАО «ЛОЭСК» врезка осуществляется кабелем марки АСБ2л сечением 3х150мм².

Средневзвешенное значение коэффициента мощности за расчетный период (месяц)
 $\cos \varphi_{\text{ср}} = 0,96$.

Режим работы - круглосуточный.

Количество активной энергии, поступившей в линию (кВтч) за расчетный период (месяц):
 $W_{\text{л}} = 246375 \text{ кВт} \times \text{ч}$.

Среднее значение тока нагрузки за расчетный период:

$$I_{\text{сл}} = \frac{W_{\text{л}}}{720 \times \sqrt{3} \times U_{\text{н}} \times \cos \varphi_{\text{ср}}} = \frac{246375}{720 \times 1,73 \times 0,38 \times 0,96} = 542,2 \text{ А}$$

					4710028255-010-ЭС-ПЗ-Т2				Лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

κ_{ϕ} - коэффициент графика суточной нагрузки (с учетом равномерности и постоянства нагрузок примем $\kappa_{\phi} = 1,05$).

Определение потерь электроэнергии в силовом трансформаторе.

Каталожные данные силового трансформатора ТМГ-400/10/0,4:

Потери мощности холостого хода $\Delta P_{xx} = 0,95 \text{ кВт}$

Потери мощности короткого замыкания трансформатора $\Delta P_{кз} = 5,5 \text{ кВт}$

Номинальная мощность $S_H = 400 \text{ кВА}$

Номинальное высшее напряжение $U_{нв} = 10 \text{ кВ}$

Номинальное низшее напряжение $U_{нн} = 0,4 \text{ кВ}$

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{H400} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{400}{1,73 \times 0,4} = 578 \text{ А}$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$\beta_{400} = \frac{I_{cл}}{I_{H400}} = \frac{542,2}{578} = 0,94$$

Полученный коэффициент загрузки трансформатора соответствует его максимальной расчётной загрузке.

Потери активной электроэнергии в силовом трансформаторе за расчетный период (месяц):

$$\begin{aligned} \Delta W_a &= \Delta P_{xx} \times 720 + K_{\phi}^2 \times \beta^2 \times \Delta P_{кз} \times 720 = 0,95 \times 720 + 1,05^2 \times 0,94^2 \times 5,5 \times 720 = \\ &= 684,0 + 3857,7 = 4541,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч} . \end{aligned}$$

Средние потери в КЛ 10кВ за год

$$\Delta W_n = \left(\frac{S_M}{U_H} \right)^2 \times R_{л} \times 720 \times 10^{-3} = \left(\frac{351,6}{10,0} \right)^2 \times 0,046 \times 720 \times 10^{-3} = 40,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где $U_H = 10 \text{ кВ}$ - номинальное напряжение;

$S_M = 351,6 \text{ кВА}$ - расчетная мощность РУ-0,4кВ;

$R_{л} = 0,208 \times 0,22 = 0,046 \text{ Ом}$ - активное сопротивление КЛ 10кВ.

Что в процентах к расходу активной электроэнергии поступившей в трансформатор за расчетный период составляет:

$$W_{\%} = \frac{\Delta W_a}{W_{л}} \times 100\% = \frac{4541,7 + 40,9}{246375} \times 100\% = 1,86\%$$

Вывод:

Результаты вычислений потерь электрической энергии обусловленной несовпадением сечения учета и сечения поставки равны 1,86 %.

					4710028255-010-ЭЛ-ПЗ-Т2	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

4. Описание технического обеспечения СУЭ ДС

4.1 Общие положения

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

- серийно выпускаемых измерительных трансформаторов, поставляемых с метрологическими характеристиками в соответствии с ГОСТ 7746-89Е и ГОСТ 19294 -89Е;
- счетчиков, средств измерения и связи, имеющих сертификат об утверждении типа средств измерений.

Классы точности трансформаторов тока и электросчетчиков установлены ПУЭ, «Типовыми техническими требованиями к средствам и системам автоматизированного учета электроэнергии и мощности» и рекомендациями РД 153-34.0-11209-99 и должны быть: для трансформаторов тока не более 0,5; для расчетных счетчиков не более 0,5S.

4.2 Структура технического обеспечения

ИИС представляет собой комплекс, обеспечивающий автоматическое проведение измерений в точках учёта. В состав СУЭ ДС входят:

- счётчики электрической энергии;
- каналообразующее оборудование для передачи данных с установленных счётчиков;
- GSM антенна;
- измерительные трансформаторы тока;
- вторичные измерительные цепи.

СУЭ ДС обеспечивает решение задач автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния, контроля достоверности результатов измерений.

5. Технические решения

5.1 Общие технические требования

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

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

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

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

Для безопасной установки и замены счетчиков предусмотрена установка испытательных коробок.

					4710028255-010-ЭС-ПЗ-Т2	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

5.2 Функции и характеристики технических устройств

5.2.1 Электронный счётчик серии Вектор-3

5.2.1.1 Общие сведения

Многофункциональный прибор, сочетающий микропроцессорный счетчик электрической энергии и прибор для контроля показателей качества электроэнергии предназначенный для технического и коммерческого учета электрической энергии, потоков мощности в энергосистемах, на промышленных предприятиях, межсистемных перетоках и работающий как автономно, так и в составе автоматизированных систем контроля и управления потреблением электроэнергии (АСКУЭ).

Счётчики электрической энергии трёхфазные электронные «Вектор-3» (далее счётчики), изготавливаются по ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005 и ТУ 4228-003-94633680-2006 (в дальнейшем ТУ) предназначены для учёта в одно- или многотарифном режиме электрической активной или активной и реактивной энергии прямого или прямого и обратного направления в трёх- и четырёхпроводных сетях переменного тока номинальной частоты 50Гц, подключаемые к электрической сети непосредственно или через измерительные трансформаторы тока и (или) напряжения.

Счётчики могут эксплуатироваться автономно или в автоматизированной системе сбора данных о потребляемой электрической энергии.

Счетчики имеют единое конструктивное исполнение и отличаются типом устройства для отображения информации и функциональными возможностями, связанными с программным обеспечением.

В настоящем проекте предлагаются к применению счётчики с жидкокристаллическим индикатором (ЖКИ) предназначенные для учёта активной и реактивной энергии прямого или прямого и обратного направлений, оснащенные интерфейсом RS485, оптопортом и импульсным выходом основного передающего устройства.

Структура условного обозначения счётчиков с ЖКИ: "V3 ART2-0X P O N D L", Где: V3 – обозначение типа «Вектор-3»; AR – тип измеряемой энергии – активной и реактивной; T – наличие встроенного тарификатора; 2 – двунаправленный; 0X – модификации, подразделяемые по току, напряжению и классу точности (приведены в таблице 1); P – наличие профиля, журнала событий; O – наличие встроенного реле отключения нагрузки; N – наличие электронной пломбы; D – внешнее питание; L – наличие встроенного PLC-модема.

Отсутствие буквы в условном обозначении счётчика означает отсутствие соответствующей функции.

Расход электроэнергии у счётчиков с ЖКИ отображается на ЖКИ нарастающим итогом непосредственно в целых киловатт-часах (kW*h) или киловар- часах (kvar*h) цифрами слева от запятой. Цифры, расположенные справа от запятой, показывают десятые и сотые доли киловатт-часа или киловар-часа.

Таблица 1.

Модификация счётчика (OX)	Класс точности при измерении		Номинальное напряжение ($U_{ном}$), В	Номинальный (базовый) ток $I_{ном} (I_b)$, А	Максимальный ток $I_{макс}$, А
	активной энергии	реактивной энергии			
00	0,5S	1	3*57,7/100	5	10
01	1	2	3*230/400	5	60
02	1	2	3*230/400	10	100
03	0,5S	1	3*230/400	5	10

Исходя из приведенных выше данных, структура условного обозначения применяемых счётчиков приобретает вид: V3 ART2-03 P N D, что соответствует рекомендациям приведенным в письме ОАО «ЛОЭСК» «О типах приборов учёта в сетях ОАО «ЛОЭСК» №01/8 от 13.01.2014г.

5.2.1.2 Основные технические характеристики

Основные технические характеристики счётчика приведены в таблице 1 и таблице 2

Таблица 2.

Номинальное значение частоты сети, Гц	50
Предел основной абсолютной погрешности хода встроенных часов во включённом состоянии счётчика при нормальной температуре, с/сутки, не более	$\pm 0,5$
Активная (полная) мощность, потребляемая в каждой цепи напряжения счётчика, Вт (В·А), не более	2 (10)
При наличии PLC-модема дополнительная активная (полная) мощность, потребляемая по фазе I, Вт (В·А), не более	1,5 (15)
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, В·А, не более	0,3
Масса счётчика, не более. кг	1,5
Габаритные размеры (высота × ширина × глубина), мм, не более	295×170×70
Установочные размеры счётчика (по высоте) × по ширине. мм	(214,240)×150

Условия применения: Рабочий диапазон температур, °C от -40 до +55.

Относительная влажность воздуха, не более 90% при 30°C.

Постоянная счётчика, стартовый ток, при котором счётчик начинает регистрировать энергию, а также время в течение которого счётчик не создаёт более одного импульса на испытательном выходе при отсутствии тока в последовательной цепи и напряжении, равном $1,15U_{ном}$, приведены для счётчиков с ЖКИ в таблице 3.

Таблица 3.

Модификация счётчика (OX)	Постоянная счётчика (imp./kWh, imp./kvarh)		Стартовый ток, А	Время Мин.
	В режиме телеметрии (А)	В режиме поверки (В)		
00	5000	160000	0,005	1,5
01	1000	32000	0,020	0,3
02	500	16000	0,040	0,4
03	1000	160000	0,005	0,4

5.2.1.3 Устройство и работа счётчика

Конструктивно счётчик состоит из следующих узлов:

- корпуса;
- кожуха
- контактной колодки;
- защитной крышки контактной колодки;
- устройства управления, измерения и индикации.

Устройство управления, измерения и индикации (далее УУИИ) вместе с контактной колодкой устанавливается в корпус и закрывается кожухом.

Кнопки управления индикацией устанавливаются в крышке корпуса и связываются с

УУИИ механически.

В качестве датчиков тока в счётчике используются токовые трансформаторы.

В качестве датчиков напряжения в счётчике используются резистивные делители.

Структурная схема счётчика приведена на рис.5.1.

Сигналы с датчиков тока и напряжения поступают на соответствующие входы аналого-цифрового преобразователя (АЦП) микропроцессора.



Рис. 5.1. Структурная схема счётчика.

АЦП микропроцессора производит преобразование сигналов, поступающих от датчиков тока и напряжения в цифровые коды, пропорциональные току и напряжению.

Микропроцессор, перемножая цифровые коды, получает величину, пропорциональную мощности. Интегрирование мощности во времени даёт информацию о величине энергии.

Микропроцессор (МК) управляет всеми узлами счётчика и реализует измерительные алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной во внутреннюю память программ. Управление узлами счётчика производится через программные интерфейсы, реализованные на портах ввода/вывода МК:

- двухпроводный UART интерфейс для связи с внешним устройством;
- пятипроводный SPI интерфейс для связи с энергонезависимой памятью;
- трёхпроводный интерфейс для связи с драйвером ЖКИ.

МК устанавливает текущую тарифную зону в зависимости от команды, поступающей по интерфейсу или от таймера, формирует импульсы телеметрии, ведет учёт энергии по включенному тарифу, обрабатывает команды, поступившие по интерфейсу и при необходимости, формирует ответ. Кроме данных об учтённой электроэнергии в энергонезависимой памяти хранятся калибровочные коэффициенты, серийный номер, версия

программного обеспечения счётчика т.д. Калибровочные коэффициенты заносятся в память на предприятии-изготовителе и защищаются удалением перемычки разрешения

записи.

Изменение калибровочных коэффициентов на стадии эксплуатации счётчика возможно только после вскрытия счётчика и установки технологической перемычки.

МК синхронизирован внешним кварцевым резонатором, работающим на частоте 5000 кГц.

МК управляет работой драйвера ЖКИ по трёхпроводному последовательному интерфейсу с целью отображения измеренных данных. Режим индикации может изменяться посредством кнопок управления индикацией.

Драйвер ЖКИ имеет встроенный последовательный интерфейс для связи с устройством управления и память хранения информации сегментов. Устройство управления по последовательному интерфейсу записывает нужную для индикации информацию в память драйвера, а драйвер осуществляет динамическую выдачу информации, помещенную в его память, на соответствующие сегменты ЖКИ.

Блок оптронных развязок выполнен на оптопарах светодиод-фототранзистор и предназначен для обеспечения гальванической развязки внутренних и внешних цепей счётчика.

Через блок оптронных развязок проходят сигналы интерфейса и телеметрические импульсы (импульсные выходы счётчика).

Энергонезависимое запоминающее устройство.

В состав УУИИ входит микросхема энергонезависимой памяти (FRAM). Микросхема предназначена для периодического сохранения данных МК. В случае возникновения аварийного режима ("зависание" МК) МК восстанавливает данные из FRAM. Блок питания вырабатывает напряжения, необходимые для работы УУИИ.

5.2.2 Испытательная переходная коробка

Измерительные цепи счетчиков коммерческого учета подключаются к вторичным цепям тока и напряжения через коробки испытательные переходные (БЗ-3179). Конструкция коробки обеспечивает возможность пломбирования ее крышки. Помимо этого испытательная переходная коробка обеспечивает возможность закорачивания вторичных токовых цепей трансформаторов тока, отключения токовых цепей счетчика и цепей напряжения в каждой фазе счетчиков при их замене или проверке, а также включения образцового счетчика без отсоединения проводов и кабелей. На крышки коробок наносятся надписи наименований присоединений.

5.2.3 Трансформаторы тока.

Измерительные трансформаторы тока ТТИ-60-0,66 600/5А класса точности 0,5S (000 IEK).

Общие технические характеристики приведены в таблице №5.2.3.

Таблица №5.2.3.

Номинальный первичный ток, А	Номинальный вторичный ток, А	Номинальная вторичная нагрузка, ВА	Класс точности
600	5	5	0,5S

					4 710028255-010-ЭС-ПЗ-Т2	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Номинальное напряжение трансформаторов $U_{ном} = 0,66\text{кВ}$;

- наибольшее рабочее напряжение $0,72\text{кВ}$;
- номинальная частота напряжения сети 50Гц ;
- коэффициент безопасности 5 ;
- диапазон рабочей температуры от -45°C до $+50^{\circ}\text{C}$;
- климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 УХЛ4.

Условия выбора трансформаторов тока

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются:

по номинальному напряжению - $U_{уст} \leq U_{ном}$;

по номинальному току - $I_{раб.утж} \leq I_{ном}$, причем, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

по конструкции и классу точности;

по электродинамической стойкости;

по термической стойкости.

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

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

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

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

Проверка загрузки трансформаторов тока по первичному току присоединения.

Согласно ГОСТ 7746-2001 "Трансформаторы тока. Общие технические условия" для обеспечения работы трансформатора тока в классе точности $0,2S$ ($0,5S$) необходимо, чтобы ток в первичной обмотке находился в пределах $1 - 120\%$ от номинального значения (для обеспечения работы трансформатора тока в классе точности $0,5$ необходимо, чтобы ток в первичной обмотке находился в пределах $5 - 120\%$ от номинального значения). С учетом требований п.1.5.17 и п.1.5.19 ПУЭ допускается применение ТТ с величиной первичного тока не менее 40% номинального тока счетчика при максимальной рабочей нагрузке и 5% при минимальной рабочей нагрузке.

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

Ввод КТП:

Расчет трансформаторов тока:

$$I_{max} = 542,2 \text{ А}; \quad I_{min} = 135,6 \text{ А};$$

Проверка трансформаторов тока (в соответствии с п. 1.5.17 ПУЭ):
при максимальной нагрузке:

$$\frac{542,2}{600} \times 100\% = 90,4\% > 40\%;$$

при минимальной нагрузке: $\frac{135,6}{600} \times 100\% = 22,6\% > 5\%$.

Трансформаторы тока удовлетворяют требованиям ПУЭ.

					4710028255-010-ЭЛ-ПЗ-Т2	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Сечения жил кабелей токовых цепей трансформаторов тока (ТТ) выбираются исходя из выполнения следующего условия (согласно ГОСТ 7746-2001):

$$0,25 \times Z_{\text{доп.}} \leq Z_n \leq Z_{\text{доп.}} \quad (1)$$

где Z_n - полная нагрузка вторичной обмотки ТТ, Ом;

$Z_{\text{доп.}}$ - допустимая (номинальная) нагрузка вторичной обмотки ТТ, Ом.

Примечание. Условие (1) применимо для ТТ с номинальной мощностью ($S_{\text{ном}}$) более 10 ВА. Согласно п. 6.4.2 ГОСТ 7746-2001 для ТТ с $S_{\text{ном}} \leq 10$ ВА минимальная мощность нагрузки ($S_{\text{мин}}$) ТТ должна составлять:

- для ТТ с $S_{\text{ном}} = 1$ ВА $S_{\text{мин}} = 0,8$ ВА;
- для ТТ с $S_{\text{ном}} = 5$ ВА $S_{\text{мин}} = 3,75$ ВА;
- для ТТ с $S_{\text{ном}} = 10$ ВА $S_{\text{мин}} = 3,75$ ВА.

Соответственно условие (1) примет вид:

- для ТТ с $S_{\text{ном}} = 1$ ВА ($Z_{\text{доп.}} = 0,04$ Ом)

$$0,8 \times Z_{\text{доп.}} \leq Z_n \leq Z_{\text{доп.}} \quad (2)$$

- для ТТ с $S_{\text{ном}} = 5$ ВА ($Z_{\text{доп.}} =$

0,20м)

$$0,75 \times Z_{\text{доп.}} \leq Z_n \leq Z_{\text{доп.}} \quad (3)$$

- для ТТ с $S_{\text{ном}} = 10$ ВА ($Z_{\text{доп.}} = 0,4$ Ом)

$$0,375 \times Z_{\text{доп.}} \leq Z_n \leq Z_{\text{доп.}} \quad (4)$$

Полная нагрузка складывается из сопротивлений подключенных к ТТ приборов, контрольных кабелей и переходных контактов.

$$Z_n = R_{\text{пр.}} + K1 \times R_{\text{каб.}} + R_{\text{перех.}} \quad (5)$$

где $R_{\text{пр.}}$ - суммарное сопротивление приборов, Ом;

$K1$ - коэффициент схемы включения ТТ;

$R_{\text{каб.}}$ - суммарное сопротивление участков контрольного кабеля токовых цепей, Ом;

$R_{\text{перех.}}$ - суммарное сопротивление переходных контактов, Ом.

$$R_{\text{пер.}} = \frac{S_{\text{сч.}} + S_{\text{ип.}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (6)$$

где $S_{\text{сч.}}$ - потребление токовой цепи счетчика, ВА;

$S_{\text{ип.}}$ - суммарная мощность, потребляемая измерительными приборами, ВА;

$I_{2\text{ном}}$ - номинальный вторичный ток ТТ, А;

$K1 = 1$ - для включения ТТ по схеме "звезда" (трехфазное четырехпроводное включение счетчика);

$K1 = \sqrt{3}$ - для включения ТТ по схеме "неполная звезда" (двухфазное трехпроводное включение счетчика).

$$R_{\text{каб.}} = R_{\text{сущ.}} + R_{\text{зам.}} \quad (7)$$

где $R_{\text{сущ.}}$ - сопротивление участков существующего контрольного кабеля токовых цепей, соответствующего требованиям и не подлежащего замене, Ом.

					4710028255-010-ЭС-ПЗ-Т2	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$R_{\text{зам.}}$ - сопротивления заменяемых участков токовой цепи, Ом.

$R_{\text{сущ.}}$ и $R_{\text{зам.}}$ определяются как суммы сопротивлений существующих и заменяемых участков.

Сопротивления участков определяются по формуле (8).

$$R_{\text{каб.}} = L / (\gamma \times F) \quad (8).$$

где: L - длина провода, м;

γ - удельная проводимость, м/Ом*мм² (57-медь, 34-алюминий);

F - сечение провода, мм²;

$R_{\text{перех.}} = 0,1$ Ом.

В случае замены (прокладки вновь) токовых цепей проводится расчет допустимого сечения проводников. Тогда в соответствии с формулами (5), (7), (8) расчетное сечение проводника составит:

$$F_p = \frac{K_1 \times L}{\gamma \times (Z_{\text{доп.}} - R_{\text{пр}} - R_{\text{перех.}} - K_1 \times R_{\text{сущ.}})} \quad , \quad (9)$$

По полученному значению расчетного сечения из стандартного ряда сечений принимается ближайшее большее, определяется значение Z_n и производится проверка на соответствие условиям (1) - (4).

Параметры токовых цепей ИИК сведены в таблицу 4.

Расчет вторичной нагрузки ТТ.

- $Z_{\text{доп.}} = 0,2$ Ом (для ТТ типа ТТИ-60 с $S_{\text{ном}} = 5 \text{ BA}$ при $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ A}$);
- цепи тока кабель КВВГнг 10х2,5 мм², $L = 7 \text{ м}$;
- счетчик электроэнергии Вектор-3 ART2-02 PDN.

$S_{\text{сч.}} = 0,1 \text{ BA}$ Вектор-3 ART2-02 PDN;

$S_{\text{уп.}} = 0$, тогда по формуле (6):

$R_{\text{пр}} = 0,1 / 5^2 = 0,004$ Ом.

Расчетное сечение вновь прокладываемого провода определяется по формуле (9):

$$F_p \geq \frac{1 \times 7}{57 \times (0,2 - \frac{0}{0,004} - 0,1)} = \frac{7}{57 \times 0,096} = 1,28 \text{ мм}^2$$

Фактическое сечение провода принимается равным 2,5 мм².

Сопротивление вновь проложенных токовых цепей определяется по формуле (8):

$$R_{\text{зам.}} = \frac{7}{57 \times 2,5} = 0,0492 \text{ Ом.}$$

Полная нагрузка ТТ определяется по формуле (5):

$$Z_n = 0,004 + 0,0492 + 0,1 = 0,1532 \text{ Ом}$$

удовлетворяет условию (3). (для ТТ с $S_{\text{ном}} = 5 \text{ BA}$ ($Z_{\text{доп.}} = 0,20 \text{ м}$))

$$0,75 * Z_{\text{доп.}} \leq Z_n \leq Z_{\text{доп.}}$$

$$0,75 * 0,2 \leq Z_n \leq 0,2;$$

$$0,15 \leq 0,1532 \leq 0,2, \text{ что удовлетворяет условию (3).}$$

					4710028255-010-ЭС-Т.2	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

В случае, если условия длина соединительного контрольного кабеля КВВГ 10х2,5 окажется менее 7м необходимо произвести перерасчет на требуемую дозагрузку цепи догрузочными резисторами. Предлагаемые к применению догрузочные резисторы типа МР3021- Т. Смотри приложение Б.

$$Z_n = Z_n + n \times R_{др}. \quad (10)$$

где Z'_n - полная нагрузка ТТ с дозагрузочными резисторами, Ом;

n - количество догрузочных резисторов;

$R_{др}$ - сопротивление дозагрузочного резистора, Ом.

$$R_{др} = \frac{S_{др}}{I_{2ном}^2}, \quad (11)$$

где $S_{др}$ - мощность дозагрузочного резистора, ВА.

Тогда:

$$Z'_n = Z_n + n \times \frac{S_{др}}{I_{2ном}^2}, \quad (12)$$

Полученное значение Z'_n проверяется на соответствие условиям (1) - (4).

Таким образом нагрузки ТТ, приведенные в таблице 4 , удовлетворяют требованиям ГОСТ 7746-2001.

Расчетная минимальная, максимальная длина проводов КВВГнг 10х2,5 мм² определяется из условия (3) и (5):

для ТТ с $S_{ном} = 5ВА$ ($Z_{доп.} = 0,20$ м)

$0,75 \times Z_{доп.} \leq Z_n \leq Z_{доп.}$, условия (3).

$0,75 \times 0,2 \leq Z_n \leq 0,2$;

$0,15 \leq Z_n \leq 0,2$

$$Z_n = R_{пр.} + Kl \times R_{каб.} + R_{перех.} \quad (5)$$

То есть минимальная расчетная длина соединительных проводов при $Z_n = 0,15$ Ом, соответственно максимальная при $Z_n = 0,2$ Ом.

При расчете минимальной длины провода, преобразуя выражение (5), получим:

$$R_{каб.} = 0,75 \times Z_{доп.} - R_{пр} - R_{перех.}$$

$$R_{каб.} = 0,15 - 0,004 - 0,1 = 0,046 \text{ Ом}$$

Используя формулу:

$$R_{каб.} = \frac{L}{F \times \gamma},$$

следовательно: $L_{мин.} = 0,046 \times 57 \times 2,5 = 6,555 \text{ м}$ (минимальная длина проводов);

Для максимальной длины провода выражение (5) будет иметь вид:

$$R_{каб.} = Z_{доп.} - R_{пр} - R_{перех.}$$

$$R_{каб.} = 0,2 - 0,004 - 0,1 = 0,096 \text{ Ом}$$

$L_{макс.} = 0,096 \times 57 \times 2,5 = 13,68 \text{ м}$ (максимальная длина проводов);

Таблица № 4

	Диспетчерское наименование присоединения	Тип ТТ	$R_{\text{КАБ.}}$ Ом	Приборы		$R_{\text{перех}}$ Ом	Полная нагрузка $Z_{\text{н.}}$, Ом с учетом К1	Доп. нагрузка $Z_{\text{доп.}}$, Ом в %	Длина провода а КВВГн 2 10х2,5 проект ир. $L_{\text{проект}}$, м	Мин. допуст. длина провода КВВГн 2 10х2,5 без дозагрузки втор. цепи ТТ. $L_{\text{макс}}$, м	Макс. допуст. длина провода КВВГн 2 10х2,5 без дозагрузки и втор. цепи ТТ. $L_{\text{макс}}$, м
				$S_{\text{пр.}}$ $B \times A$	$R_{\text{пр.}}$ Ом						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Ввод	ТТИ-60-0,66 600/5 0,5S	0,0492	0,1	0,004	0,1	0,1532	0,15-0,2 Ом 75-100%	7	6,555	13,68
2	Линия освещ.	Прям. включение	÷	÷	÷	÷	÷	÷	÷	÷	÷

Проверка измерительных трансформаторов тока на электродинамическую и термическую стойкость к токам короткого замыкания не требуется в соответствии с ГОСТ 7746-2001 и ПУЭ.

Для безопасной установки и замены счетчика предусмотрена установка испытательной клеммной колодки (ИКК), имеющей приспособление для пломбировки на крышке.

Счетчик электроэнергии и ИКК устанавливаются внутри щита учета объекта на высоте 0,8 - 1,7 м.

Длина проводов, соединяющих трансформаторы тока со счетчиком электроэнергии, должна обеспечивать их работу в диапазоне допустимых нагрузок согласно ГОСТ 7746-2001 и настоящего проекта.

Учет электрической энергии организован трехфазным счетчиком электроэнергии Вектор-3 ART-02-03 PND 5-10,0 А, кл. точн. 0,5S, подключенный через трансформаторы тока типа ТТИ-60-0,66 600/5А и прямооточными счётчиками Вектор-3 ART-01- PN 230/400, 5(60) А, 3×230/400В, кл. точн. 1,0S на уличное освещение и Вектор-100-Mm-WD1-F1-220-5-50-RS485 на собственные нужды.

Подключение счетчика при трансформаторном включении необходимо выполнить через испытательную клеммную колодку.

5.2.4 Расположение шкафа учёта

Щит учета, расположен в РУ 0,4кВ проектируемой КТП на внутренней стене.

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

Монтаж производится индивидуально на каждом энергообъекте, исходя из удобства установки и проведения и последующей эксплуатации.

Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и

друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

Допустимые приближения для технических средств учета электроэнергии выбраны в соответствии с рекомендациями следующей технической литературы - «Устройство и обслуживание вторичных цепей электроустановок» С. И. Лезнов, А. Л. Фаерман, Л. Н. Махлина. М.: Энергоатомиздат, (таблица 6.1 Допустимые приближения аппаратов к краю панели и друг к другу).

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики типа «Вектор» соответствуют классу II по ГОСТ 8865-93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261-94, ГОСТ 26104-89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

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

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

Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала предусматривается защитное заземление устройств. Защитное заземление выполняется путем присоединения корпуса шкафа и конструкций панелей учета к ближайшему контуру заземления.

Кабельные связи технических средств системы выполняются специальным кабелем по существующим или вновь монтируемым металлоконструкциям, прокладка ведется согласно действующим нормам и правилам.

Перед монтажом шкафа учёта необходимо ознакомиться с документацией энергообъекта.

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

5.2.5 Утепление и обогрев ЩУ

ЩУ устанавливается в помещении РУ-0,4кВ. Помещение не отапливаемое. Поэтому в качестве дополнительных мер для обогрева щита при отрицательных температурах используется обогреватель ОША-Р-1-Ф 100 Вт, установленный внутри щита ЩУ (температура воздуха внутри ЩУ выше 5°C, что соответствует требованиям п. 1.5.27 ПУЭ).

5.3 Состав оборудования диспетчерского пункта заказчика

Для обмена данными со счетчиками электроэнергии МЕРКУРИЙ 230 с GSM модемами необходимо установить диспетчерский пункт, в следующей комплектации (рис.1):

- персональный компьютер с операционной системой Windows XP;
- GSM терминал ES 75iT (Siemens);
- блок питания 12В;

- антенна GSM;
- кабель интерфейса RS-232.

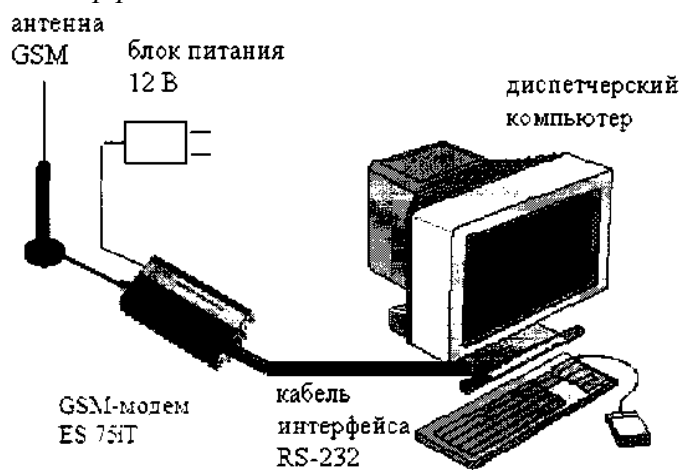


Рис.1

Для питания модуля модема используется внешний блок питания, подключенный к цепям питания проводных интерфейсов. Счетчик имеет разъем для подключения антенны. (Рис.6)

Модем GSM и счетчик производят обмен данными через канал проводного интерфейса. Обмен по GSM может производиться в двух режимах:

- «прозрачный» режим. При этом через радиоканал модема связь осуществляется на скорости 9600 бит/секунду, без контроля четности /нечетности, с протоколом обмена и системой команд, как и для проводных интерфейсов.

Особенность данного режима состоит в том, что имеется возможность доступа в канал проводного интерфейса и затем к любому счетчику, находящемуся в сети и подключенному к данному каналу. Это означает, что в состав любой системы счетчиков, объединенной проводным интерфейсом, можно включить один счетчик с модемом GSM и иметь доступ к любому счетчику системы по каналу GSM.

- режим обмена данными с использованием специальных протоколов.

В качестве примера можно привести системы сбора информации и коммерческого учета информации «ОМЕГА» и «ЭКОТЕК».

По отчетным дням или запросу диспетчера в соответствии с программой, установленной на ПК, производится последовательный опрос подключенных через модем электросчетчиков с последующей обработкой считанной информации. Опрос производится путем дозвона модема из диспетчерского пункта на удаленные модемы, находящиеся в режиме автоподъема трубки. После подъема трубки удаленным модемом устанавливается прозрачный канал связи между электросчетчиком и ПО в диспетчерском пункте, которое производит считывание данных. В качестве программного обеспечения в данной схеме может выступать программа «Меркурий-энергоучет» разработанная компанией «Инкотекс».

6. Метрологическое обеспечение СУЭ ДС

6.1 Общие положения

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

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

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

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

					4 710028255-010-ЭС-ПЗ-Т2	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При вводе СУЭ ДС в эксплуатацию требуется произвести поверочные испытания первичных преобразователей (ТТ) по ГОСТ 8.217-87 (СТ СЭВ 5645-86) в порядке, установленном РД 34.11.205-88 или другими нормативными документами, В строгом соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596-2002 и МИ 2439-97.

Поверка выполняется аттестованными рабочими эталонами согласно ПР 50.2.006-94 и ПР 50.2.007-2001 в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.2.007.14-75 и ГОСТ 22261-94.

Работы по поверке средств измерения и измерительных каналов должны выполнять поверители, аттестованные в порядке, установленном ПР 50.2.012-94 и организациями, аккредитованными по ПР 50.2.008-94 или ПР 50.2.013-97.

6.2 Система обеспечения времени СУЭ ДС

Точность хода часов обеспечивается счетчиком «Меркурий» во включенном и выключенном состоянии при нормальной температуре ($20 \pm 5^\circ\text{C}$) и не превышает $\pm 0,5$ с/сут.

Изменение точности хода часов во включенном и выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 10 до плюс 45°C не превышает $\pm 0,15$ с/ $^\circ\text{C}$ /сут, в диапазоне от минус 40 до плюс 55°C не превышает $\pm 0,2$ с/ $^\circ\text{C}$ /сут.

Отсчёт времени и даты ведётся по жидкокристаллическому индикатору (ЖКИ).

6.3 Общие требования к метрологическому обеспечению

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

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

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

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

Для присоединения расчетных счетчиков электрической энергии класс точности измерительных трансформаторов тока (п. 1.5.16. ПУЭ):

Рабочие условия эксплуатации средств измерения:

- Рабочий диапазон температур: от минус 25°C до плюс 60°C - для электросчетчиков;

					4710028255-010-ЭЛ-ПЗ-Т2	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Частота переменного тока 45-65 Гц;
- Рабочий диапазон напряжений: 0,8-1,15 $U_{ном}$ - для электросчетчиков;
- $\cos \varphi = 0,8$;
- Токовая нагрузка симметричная.

6.4 Требования к погрешности измерений

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

6.5 Расчет суммарной относительной погрешности измерительного канала.

Вычисление результатов измерений

Расчет пределов допускаемой относительной погрешности измерительных каналов проводится в соответствии с типовой методикой, приведенной в РД 153-34.0-11.209-99 "Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности".

6.5.1. Погрешность измерений в точке учета электроэнергии и электрической мощности определяется в виде предела допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях применения СУЭ ДС и при доверительной вероятности, равной 0,95. Закон распределения погрешностей принимается нормальным.

6.5.2. Погрешность измерений в точке учета электроэнергии и/или электрической мощности определяется для четырех значений тока нагрузки:

- тока нагрузки, составляющего 5% от номинального тока;
- тока нагрузки, составляющего 20% от номинального тока;
- тока нагрузки, составляющего 100% от номинального тока;
- тока нагрузки, составляющего 120% от номинального тока.

6.5.3. Предел допускаемой относительной погрешности ИИК электроэнергии, определяется в % по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_j^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{co}^2 + \sum_{i=1}^n \delta_{CDi}^2 + \delta_T^2 + \delta_{y.c.}^2},$$

где δ_j - предел допускаемой относительной погрешности тока ТТ, %;

δ_U - предел допускаемой относительной погрешности напряжения ТН, %;

δ_θ - предел допускаемой относительной погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;

δ_L - предел допускаемой относительной погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %; определяется по п. 10.4.4. При расчете предела допускаемой относительной погрешности ИИК берется максимальное значение для группы ИИК;

					4710028255-010-ЭС-ПЗ-Т2	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

δ_{CO} - предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика, %;

δ_{Cdi} - предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика, возникающей из-за отклонения i -й влияющей величины от ее нормального значения, %;

n - число влияющих величин, учитываемых при определении дополнительной погрешности счетчика;

δ_T - предел допускаемой относительной погрешности измерения текущего времени, %;

$\delta_{у.с.}$ - относительная погрешность устройства сбора и передачи данных.

6.5.4. Определение составляющих погрешности измерительного канала электроэнергии, входящих в формулу 3.

- Предел допускаемой относительной погрешности тока δ_I и угловой погрешности

θ_I определяется по ГОСТ 7746-2001 или эксплуатационной документации на используемый ТТ и приводится в таблице 5.

Таблица №5 Предел допускаемой относительной погрешности тока δ_I и угловой погрешности θ_I

Класс точности ТТ	Первичный ток, % от номинального значения (ток нагрузки)	Предел допускаемой погрешности	
		токовой θ_j , %	угловой, θ_j . мин
0,5	< 5	не нормируется	не нормируется
	5	$\pm 1,5$	± 90
	20	$\pm 0,75$	± 45
	100-120	$\pm 0,5$	± 30

- Предел допускаемой относительной погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН δ_θ определяется:

а) для активной электроэнергии по формуле:

$$\delta_\theta = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_j^2 + \theta_U^2} \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} / \cos \varphi ,$$

б) для реактивной электроэнергии по формуле:

$$\delta_\theta = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_j^2 + \theta_U^2} \cdot \cos \varphi / \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} .$$

- Предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика δ_{CO} определяется по ГОСТ 26035-83, ГОСТ 30206-94, ГОСТ 30207-94 или по Руководству по эксплуатации на счетчик. При измерении активной энергии:

Таблица 6 - Пределы погрешности, выраженные в процентах, для счетчиков электроэнергии

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, % для счетчиков класса точности 0.5S по ГОСТ 30206-94
m 0.01 $I_{ном.}$ до 0.05 $I_{ном.}$	1	$\pm 1,0$
m 0.05 $I_{ном.}$ до $I_{макс.}$ включительно	1	$\pm 0,5$
m 0.02 $I_{ном.}$ до 0.1 $I_{ном.}$	0,5 инд., 0,8 емк.	$\pm 1,0$
m 0,1 $I_{ном.}$ до $I_{макс.}$ включительно	0,5 инд.. 0,8 емк.	$\pm 0,6$

При измерении реактивной энергии:

$$\delta_{co} = \pm K$$

- при значениях m от 0,2 включительно до значения, соответствующего максимальной силе тока;

$$\delta_{co} = \pm K(0,9 + 0,02/m)$$

- при значениях m от 0,01 до 0,2;

где: K - класс точности счетчика;

$$m = U \times I \times \sin \varphi / U_{ном} \times I_{ном};$$

U - значение напряжения измерительной сети;

I - значение силы тока;

$U_{ном}$, $I_{ном}$ - номинальные значения, соответственно, напряжения и силы тока.

Предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика, возникающей из-за отклонения i -й влияющей величины от ее нормального значения, определяется по формуле:

$$\delta_{сдi} = K_i \times \Delta \xi_i,$$

где K_i - значение i -ой функции влияния, % на единицу влияющей величины; определяется по ГОСТ 26035-83, ГОСТ 30206-94 или РЭ на счетчик; $\Delta \xi_i$ - наибольшее отклонение i -ой влияющей величины от ее нормального значения, в единицах измеряемой величины; определяется по фактическим результатам наблюдения за изменением i -ой влияющей величины на энергообъекте. С учетом данных, указанных в разделе и в РЭ на счетчик, в таблице 3 приводятся рассчитанные значения функций влияния и отклонения влияющих величин при измерении активной и реактивной энергии:

Таблица № 7. Значения функций влияния и отклонения влияющих величин

Наименование влияющей величины	Функция влияния, K_i (% на единицу влияющей величины)		Отклонение влияющей величины, $\Delta \xi_i$
	Активная энергия	Реактивная энергия	
	Счетчик кл. 0,5S	Счетчик кл. 1,0	
1. Изменение напряжения измерительной цепи в пределах $\pm 1\%$	0,02 при $\cos \varphi = 1$ 0,04 при $\cos \varphi = 0,5$	Не нормируется	10%
2. Изменение частоты в пределах $\pm 1\%$	0,04	0,1 δ_{co}	5%
3. Изменение коэффициента гармоник в	0,01	-	10%
4. Изменение индукции внешнего магнитного поля на 0,05 мТл	0,1	0,1 δ_{co}	0,05 мТл
5. Изменение температуры окружающего воздуха в пределах ± 1 К	0,03 при $\cos \varphi = 1$ 0,05 при $\cos \varphi = 0,5$	0,05 δ_{co}	8 К

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

$$\delta_T = \frac{\Delta T}{3600 \cdot T_{\text{уи}}} \cdot 100$$

где ΔT - абсолютная погрешность таймера, с;

3600 - множитель, переводящий часы в секунды;

$T_{\text{уи}}$ - учетный интервал времени при измерении электроэнергии, ч; (типовое значение составляет 24 ч) и составляет $\delta T = +0,0005$ %. Полученное значение δ_T является одинаковым для всех ИИК и не зависит от вида измеряемой электроэнергии (активная/реактивная).

- Относительную погрешность УСПД вычисляют по формуле:

$$\delta_{\text{у.с.}} = \pm \sqrt{\delta_T^2 + \delta_{\text{T.P.}}^2}$$

где δ_T - среднесуточная погрешность измерений текущего астрономического времени, %

$\delta_{\text{T.P.}}$ - погрешность рассинхронизации при измерениях текущего астрономического времени, %

$\delta_T = 0,0005\%$; $\delta_{\text{T.P.}} = 0,001$ % - для УСПД.

Поскольку УСПД использует данные счетчика, переданные в цифровом коде, и не производит с ними различных преобразований, а порядок суммы погрешности рассинхронизации и измерения текущего времени составляет 0,001%, то принимается, что погрешность УСПД пренебрежимо мала и в расчете учитываться не будет.

- По формуле производится суммирование составляющих погрешности измерения активной (реактивной) электроэнергии.

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК электроэнергии δW , рассчитанные для относительных нагрузок 5 (2), 20, 100, 120%, и для каждого ИИК, приводятся в таблице 8.

Таблица №8. Расчет приписанных погрешностей измерений электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации.

ИИК 3-30 ТТ 0,5		Номер ИИК		Сч. класса 0,5	Активная энергия	Сч. класса 0,5													
						Величина расчетного тока от $I_{ном}, \%$	$\delta_{с j}$ – дополнительная погрешность счетчика от j - влияющей величины, %												
							δ_I – токовая погрешность ТТ, %	θ_I – угловая погрешность ТТ, %	δ_u – погрешность напряжения ТН, %	θ_u – угловая погрешность ТН, %	δ_θ – погрешность трансформаторной схемы подключения счётчика за счёт угловых погрешностей ТН и ТТ	δ_λ – погрешность из-за потери напряжения в линии соединения счётчика с ТН, %	$\delta_{до}$ – основная относительная погрешность счётчика	$\delta_{ст}$ – температурная погрешность	$\delta_{сU}$ – погрешность изменения напряжения	$\delta_{сI}$ – погрешность от изменения част.	$\delta_{дI}$ – внешнее магнитное поле индукции	δ_w – предел допускаемой погрешности измерений электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации, %	
$\cos \varphi = 0,8 \quad \text{емк.}$																			
		5%	1,5	90	0	0	2,01	0	1	0,33	0,14	0,02	0,2	2,69					
		20%	0,75	45	0	0	1,07	0	0,6	0,33	0,14	0,02	0,2	1,43					
		100%	0,5	30	0	0	0,78	0	0,6	0,33	0,14	0,02	0,2	1,10					
		120%	0,5	30	0	0	0,78	0	0,6	0,33	0,14	0,02	0,2	1,10					
$\cos \varphi = 1,0$																			
		5%	1,5	90	0	0	0,00	0	0,5	0,24	0,1	0,02	0,2	1,61					
		20%	0,75	45	0	0	0,00	0	0,5	0,24	0,1	0,02	0,2	0,95					
		100%	0,5	30	0	0	0,00	0	0,5	0,24	0,1	0,02	0,2	0,78					
		120%	0,5	30	0	0	0,00	0	0,5	0,24	0,1	0,02	0,2	0,78					
$\cos \varphi = 0,8 \quad \text{инд.}$																			
		5%	1,5	90	0	0	2,01	0	0,7	0,33	0,14	0,02	0,2	2,60					
		20%	0,75	45	0	0	1,07	0	0,54	0,33	0,14	0,02	0,2	1,41					
		100%	0,5	30	0	0	0,78	0	0,54	0,33	0,14	0,02	0,2	1,07					
		120%	0,5	30	0	0	0,78	0	0,54	0,33	0,14	0,02	0,2	1,07					
$\cos \varphi = 0,5 \quad \text{инд.}$																			
		5%	1,5	90	0	0	4,63	0	1	0,48	0,2	0,02	0,2	4,90					
		20%	0,75	45	0	0	2,47	0	0,6	0,48	0,2	0,02	0,2	2,52					
		100%	0,5	30	0	0	1,81	0	0,6	0,48	0,2	0,02	0,2	1,79					
		120%	0,5	30	0	0	1,81	0	0,6	0,48	0,2	0,02	0,2	1,79					
ИИК 3-30 ТТ 1,0		Сч. класса 1,0	Реактивная энергия	$\cos \varphi = 0,8 ; \sin \varphi = 0,5$															
				5%	1,5	90	0	0	3,56	0	1,7	0,68	0	0,17	0,34	4,23			
				20%	0,75	45	0	0	1,90	0	1,1	0,44	0	0,11	0,22	2,25			
				100%	0,5	30	0	0	1,39	0	1	0,4	0	0,1	0,2	1,67			
				120%	0,5	30	0	0	1,39	0	1	0,4	0	0,1	0,2	1,67			
				$\cos \varphi = 0,5 ; \sin \varphi = 0,8$															
				5%	1,5	90	0	0	1,54	0	1,4	0,56	0	0,14	0,28	2,63			
				20%	0,75	45	0	0	0,82	0	1,03	0,41	0	0,1	0,21	1,55			
				100%	0,5	30	0	0	0,60	0	1	0,4	0	0,1	0,2	1,31			
				120%	0,5	30	0	0	0,60	0	1	0,4	0	0,1	0,2	1,31			

6.5.5. Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала электрической мощности для всех вариантов конфигурации ИИК определяется по формуле:

$$\delta_p = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta_w}{1.1}\right)^2 + \delta_{TP}^2},$$

где δ_w - предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерениях электроэнергии, %;

$\delta_{\text{ТР}}$ - предел допускаемой относительной погрешности средства измерений времени в составе АИИС, %

- Предел допускаемой относительной погрешности, измерения интервала времени усреднения мощности определяется по формуле:

$$\delta_{\text{ТР}} = \frac{\Delta T}{60 \cdot T_{\text{уср}}} \cdot 100,$$

где ΔT - абсолютная погрешность таймера, с;

60 - множитель, переводящий минуты в секунды;

$T_{\text{уср}}$ - интервал времени усреднения мощности, мин;

$T_{\text{уср}} = 30$ мин,

$\delta_{\text{ТР}} = +0,0277\%$.

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

- Поскольку предел допускаемой относительной погрешности измерения интервала времени усреднения мощности значительно меньше предела допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерениях электроэнергии δ_{W} , то при расчете по формуле (5) им можно пренебречь. Поэтому предел допускаемой относительной погрешности измерения электрической мощности будет равен пределу допускаемой относительной погрешности измерения электроэнергии.

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

7. Проектная оценка надёжности

СУЭ ДС предназначена для сбора, обработки, регистрации, и хранения параметров информации энергопотребления, поступающих от счетчиков электроэнергии. При расчете показателей надежности учитываются элементы СУЭ ДС, отказы которых влияют на передачу данных в центр сбора информации. Критерием отказа является не предоставление коммерческой информации за сутки.

7.1 Надежность СУЭ ДС

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

Надежность формируется такими составляющими, как безотказность, долговечность, восстанавливаемость и сохраняемость. Основным здесь является свойство безотказности - способность системы непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение времени. Поэтому наиболее важным в обеспечении надежности является повышение безотказности.

7.2 Выбор показателей надежности

Выбор показателей надёжности (ПН) осуществляют на основе классификации элементов СУЭ ДС по признакам, характеризующим их назначение, последствия отказов и достижения предельного состояния, особенности режимов применения.

На СУЭ ДС задаются следующие ПН:

а) для измерительных трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 7746-2001 и 19294-2001:

					4 710028255-010-ЭС-ПЗ-Т2	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

средняя наработка до отказа $T_{ср}$ в соответствии с ГОСТ 27.003-90, - 4000000ч
 средний срок службы - 25 лет.

б) для счетчиков электроэнергии:

средняя наработка на отказ $T_o = 35000$ часов;

среднее время восстановления $T_v = 7$ суток.

Исходные данные для каждого элемента СУЭ ДС приведены в таблице 9.

Таблица №9.

Элемент СУЭ ДС	Средняя наработка на отказ T_o , ч	Средний срок службы $T_{ср}$, лет	Источник данных
Измерительные трансформаторы тока	4 000 000	30	Экспертная оценка
Счетчик электроэнергии	1 200 00	20	Экспертная оценка

7.3 Проверка выполнения требований по надежности к элементам СУЭ ДС.

7.3.1 Методика расчета

Коэффициент готовности i -го элемента вычисляется по формуле:

$$K_{гi} = \frac{T_{oi}}{T_{oi} + T_{vi}} = 0.997$$

где:

T_{vi} - среднее время восстановления - не более 24 часов.

T_{oi} - время наработки на отказ.

Интенсивность отказов в эксплуатации каждого элемента и всей системы в целом в α_i рассчитывается в соответствии с формулой:

$$\alpha_i = \frac{1}{T_o}.$$

7.3.2 Расчет ПН элементов

Используя формулы найдем интенсивность отказа и коэффициент готовности элементов. Результаты расчета приведены в таблице 10.

Таблица 10.

Элемент СУЭ ДС	Интенсивность отказов, α_i	Коэффициент готовности,
Измерительные трансформаторы тока	0,00000025	0,99999700
Счетчик электроэнергии	0,000002943	0,99990001

7.3.3 Анализ результатов расчетов

Из таблиц следует, что показатели надежности счетчиков электроэнергии и измерительных трансформаторов тока удовлетворяют требованиям, следовательно, надежность СУЭ ДС достаточна для достижения установленных целей функционирования.

7.4 Программа обеспечения надёжности

Проектом СУЭ ДС предусматривается программа обеспечения надежности (ПОН), содержащая организационные и технические мероприятия.

ПОН распространяется на:

- Первичные средства учета (измерительные трансформаторы) и их вторичные цепи.
- Средства измерений.

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

- Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку на отказ 120000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.
- Мероприятия по обеспечению необходимой надежности трансформаторов тока должны быть предусмотрены на стадии монтажных работ вновь устанавливаемых трансформаторов тока.
- Перед началом монтажа каждый трансформатор тока должен тщательно осматриваться. При этом особое внимание следует уделять состоянию изоляции, контактных поверхностей, наличию гаек, шайб и целостности всех креплений, исправности защитного кожуха.
- При монтаже трансформаторов тока следует уделять особое внимание контактным соединениям первичной обмотки. Они должны выполняться так, чтобы при длительной работе не нагревались выше температуры целых участков ошиновки и не ослабевали при механическом и тепловом воздействии тока короткого замыкания. Поэтому контактные поверхности, должны быть тщательно зачищены, не должны иметь раковин и т.п.
- Трансформаторы тока для внутренней установки пригодны для использования как в отапливаемом, так и в не отапливаемом помещениях. Однако их нельзя устанавливать на открытом воздухе, где они будут подвергаться непосредственному воздействию атмосферных осадков, запылению и загрязнению.
- При монтаже шинных и врезаемых в жесткую ошиновку трансформаторов тока рекомендуется по возможности снижать механическое усилие от шин, обеспечивая их разгрузку от динамических воздействий тока короткого замыкания установкой вблизи трансформатора опорных изоляторов.
- Контроль и обслуживание в процессе эксплуатации также обеспечивает необходимую надежность трансформаторов тока.
- По окончании монтажа трансформаторов тока производится проверка их исправности, правильности установки и схемы включения, а также соответствия их электрических характеристик условиям работы.
- По результатам этой проверки оценивается допустимость их включения в работу и производится приемка в эксплуатацию.
- Испытания трансформаторов тока проводятся в соответствии с «Объемом и нормами испытаний электрооборудования» (РД 34А5-51.300-97).

При этом после тщательного осмотра трансформаторов тока и их вторичных цепей проверяется схема соединения вторичных обмоток и цепей; измеряется сопротивление вторичных обмоток и цепей; измеряется сопротивление изоляции первичной цепи и вторичных цепей вместе с обмотками; снимаются вольт-амперные характеристики,

					4 710028255-010-ЭЛ-ПЗ-Т2	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

чтобы убедиться в исправности обмоток.

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

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

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

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

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

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

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

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

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

где N - число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.
 τ_j - наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

8. Методы защиты технических средств

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

8.1 Защита от электромагнитных воздействий

Защищенность счетчика от электромагнитных помех соответствует ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92).

На электрических подстанциях при коммутациях электрооборудования, коротких замыканиях, грозовых перенапряжениях, при коммутациях различных катушек соленоидов, контакторов, реле, при работе радиопередатчиков, включении усилителей поисковой связи и др., возникают сильные электромагнитные поля.

					4 710028255-010-ЭЛ-ПЗ-Т2	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Воздействуя на вторичные цепи, эти поля возбуждают в них импульсные помехи с высоким уровнем напряжения и токов, которые, попадая в устройства системы учета электроэнергии, могут приводить к повреждению этих устройств или вызывать их неправильную работу.

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

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

Цепи учета прокладываются по существующим кабельным конструкциям поверх ячеек, шкафов и по стенам. Для защиты от механических повреждений при прокладке по стенам применяется пластиковый короб.

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

8.2 Защита от климатических воздействий

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

8.3 Защита от механических воздействий

Для защиты от механических повреждений проектом предусматривается размещение счётчиков в шкафах. Оборудование размещено с максимально-возможными удобствами его обслуживания (осмотр, профилактика, мелкий ремонт).

8.4 Защита от несанкционированного доступа

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

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

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

Защитная крышка контактной колодки пломбируется пломбой организации, обслуживающей счётчик.

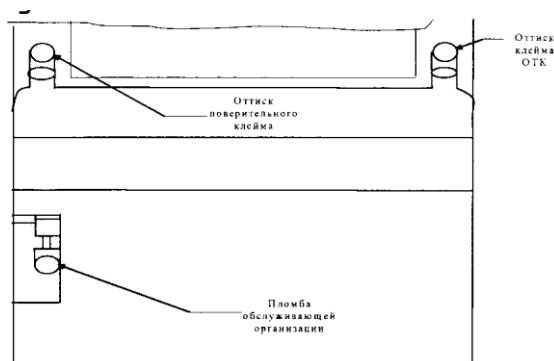


Рисунок 2. Маркирование и пломбирование.

С целью исключения безучетного потребления электроэнергии необходимо опломбировать все рукоятки приводов разъединителей, переключателей и т.п. расположенных в КТП до системы коммерческого учета электроэнергии.

8.5 Аппаратная защита

Проектом предусматривается защита от несанкционированного доступа (НСД) ко всем составным частям СУЭ ДС

Существенное искажение достоверности информации может быть получено вследствие погрешностей:

- трансформаторов тока;
- счетчиков;

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

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

В соответствии с «Положением о порядке проведения ревизии и маркирования специальными знаками визуального контроля средств учета электрической энергии» от 20.10.98 средства учета подлежат маркированию знаками, если в процессе проведения ревизии будут выявлены незащищенные от несанкционированного доступа точки (разъёмные соединения электрических цепей, электроизмерительные приборы и коммутационные аппараты в цепях учета).

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

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

Затем из листа вырезается участок подосновы красного цвета необходимой конфигурации, на нем закрепляется марка (голографический знак), и только после этого клеммное соединение заклеивается таким образом, чтобы марка при этом не повредилась, подоснова приклеилась прочно, и доступ к клеммному соединению был надежно защищен.

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

					4 710028255-010-ЭП-ПЗ-Т2	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Специальные знаки визуального контроля предназначены для защиты:

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

Маркированию знаками визуального контроля или опломбированию в цепях тока подлежат: разъемные соединения (на трансформаторах тока, переходных зажимов ячеек и коробки зажимов счетчиков) и коробки испытательные переходные.

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

Счётчик имеет два уровня пломбирования:

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

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

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

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

8.6 Программно-аппаратная защита

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

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

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

					4 710028255-010-ЭС-ПЗ-Т2	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

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

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

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

ПО также позволяет ограничивать доступ пользователей при работе в программе и доступ к базе данных СУЭ ДС.

Для каждого пользователя предусмотрен свой уникальный пароль.

Коммерческая и технологическая информация защищается от НСД с помощью криптографического программного обеспечения.

9. Монтажные, пусконаладочные мероприятия

9.1 Работы, проводимые по монтажу и пусконаладке СУЭ ДС

- Согласование срока проведения работ с 000 «РКС-энерго»;
- Проведение организационных и технических мероприятий, для допуска бригад монтажников к проведению работ;
- Проведение монтажных работ;
- Замена трансформаторов тока;
- Установка шкафа учёта;
- Прокладка измерительных цепей.

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

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

Схема подключения электронного счетчика к трехфазной четырехпроводной сети через трансформаторы тока, приведена в чертежах рабочей документации и инструкции по монтажу счетчика.

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

					4 710028255-010-ЭС-ПЗ-Т2	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

- медные однопроволочные сечением менее 1 мм^2 навивом, пайкой, а при соединениях к зажиму пластичными наконечниками; однопроволочные сечением $1-6\text{ мм}^2$, а многопроволочные сечением $1-2,5\text{ мм}^2$ - под винтовой зажим. При этом на конце жилы предварительно должно быть сформировано кольцо по часовой стрелке, концы многопроволочных жил должны быть облужены;

- однопроволочные жилы сечением свыше 6 мм^2 , а многопроволочные сечением свыше $2,5\text{ мм}^2$ перед подключением должны быть оконцованы наконечниками с помощью пайки или опрессовки.

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

Под один винтовой зажим может подключаться не более двух жил.

9.2. Пусконаладочные работы

Рекомендации по проведению работ:

В связи с первоначальным строительством и сборкой КТП при её изготовлении следует произвести установку всего запроектированного оборудования:

- трансформаторов тока (возможны замены по номиналу первичных токов при конкретном монтаже и изменении существующих нагрузок на КТП;
- установить в РУ $0,4\text{ кВ}$ КТП щиты учета со счетчиками;
- установить обогреватель и светильник в щитах ЩУ;
- смонтировать вторичные цепи тока и напряжения.

10. Средства измерений, инструменты и принадлежности

10.1 Средства измерений, инструменты и принадлежности, необходимые для проведения регулировки, поверки, ремонта и технического обслуживания приведены в таблице 11.

					4710028255-010-ЭС-ПЗ-Т2	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 11 - Средства измерений, инструменты и принадлежности, необходимые для проведения регулировки, поверки, ремонта и технического обслуживания

№п/п	Рекомендуемое оборудование	Основные требования,	Кол-во,
1	Установка для поверки счётчиков электрической энергии К 68001	Класс точности 0,05; номинальное напряжение 3*230/380 В, 3*57,7/100 В, ток (0,01...100) А	1
2	Эталонный трёхфазный ваттметр-счётчик ЦЭ7008	Погрешность измерения: - активной энергии $\pm 0,05$ %; - реактивной энергии $\pm 0,1$ %.	1
3	Программируемый трёхфазный источник фиктивной мощности	Диапазон напряжений (40...276) В Диапазон токов (0,001...10) А	1
4	Универсальная пробойная установка УПУ-10	Испытательное напряжение до 10 кВ, погрешность установки напряжения не	1
5	БЛОК питания Б5-30	Постоянное напряжение (5...24) В, ток не более 50 мА.	1
6	Мегомметр Ф4102/1-1М	Диапазон измерений до 100 МОм, испытательное напряжение 500 В, погрешность не более + 3 %.	1
7	Вибростенд ВЗДС400	Частота 25 Гц (синусоидальная), среднеквадратическое ускорение до 20 м/с ²	1
8	Осциллограф С1-92	Диапазон измеряемых напряжений (0,05...30) В.	1
9	Вольтметр цифровой универсальный В7-27	Диапазон измеряемых токов (1...10) мА, диапазон измеряемых напряжений (0...30) В.	1
10	Частотомер ЧЗ-57	Погрешность измерения 10^{-9} .	1
11	Амперметр Ф5263	Погрешность измерения ± 5 %.	1
12	Преобразователь интерфейсов «Вектор 21»	Скорость передачи данных (300-9600) бод	1
13	Преобразователь «GSM»		1
14	Технологическое приспособление «RS-232 - PLC»		1
15	Персональный компьютер с операционной системой Windows-XP	С последовательным портом RS-232.	1
16	Тестовое программное обеспечение «Конфигуратор счётчиков трёхфазных Меркурий» и «BMonitorFEC»		1
17	Программное обеспечение «Конфигуратор счётчиков трёхфазных Вектор-3»		1
18	Концентратор «Меркурий 225»		

Допускается использование другого оборудования, аналогичного по своим техническим и метрологическим характеристикам и обеспечивающего необходимые режимы.

11. Работа со счётчиком

Значения учтённой энергии по тарифным зонам могут быть считаны как с индикатора счётчика с помощью кнопок на передней панели, так и через интерфейс RS-485 или оптопорт.

В верхней части ЖКИ находятся элементы, которые индицируют вид энергии: A+, A-, R+, R-, сутки, месяц, год, пред. год и потери.

(Примечание - надписи могут быть как на русском так и на английском языке).

11.1 Считывание информации с индикатора счётчика с помощью кнопок

При включении счётчика, в течение 1,5 с, включаются все элементы индикации: курсоры, пиктограммы и все сегменты цифровых индикаторов. После чего счётчик переходит в режим индикации текущих измерений.

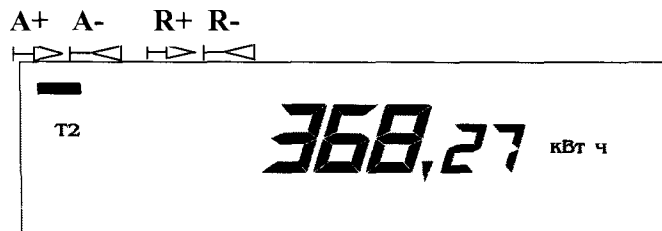
ЖКИ счётчика во время его работы при использовании клавиш может находиться в одном из трёх режимов:

- в режиме индикации потреблённой электроэнергии;
- в режиме индикации регистрируемых максимумов мощности;
- в режиме индикации текущих значений вспомогательных параметров

(мгновенных значений активной, реактивной и полной мощности, как в каждой фазе, так и сумма, тока в каждой фазе, напряжение в каждой фазе, $\cos \Phi$ в каждой фазе и по сумме, частота сети, а для счётчиков с внутренним тарификатором дополнительно - текущее время и дату).

11.1.1 Режим индикации потребленной энергии по действующим тарифам.

При включении счётчика на жидкокристаллическом индикаторе появляется количество активной энергии, потребленное по текущему тарифу за все время функционирования счётчика. Эта величина индицируется в кВт-ч, с дискретностью 0,01 кВт-ч (два знака после запятой). Справа от этого числа указываются единицы, в которых выражена показываемая величина (кВт-ч). Номер текущего тарифа показан слева (T1 - первый тариф, T2 - второй, T3 - третий, T4 - четвертый). В верхней части ЖКИ находятся элементы, которые индицируют вид энергии: A+, A-, R+, R-.

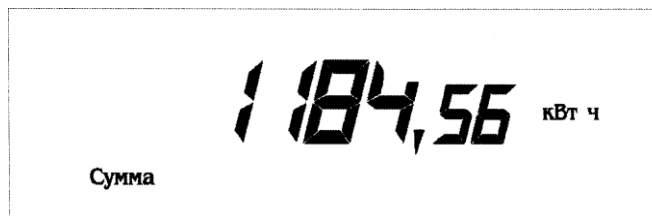


Счётчик имеет два режима индикации: ручной и автоматический.

В автоматическом режиме на экран ЖКИ последовательно выводится информация о накопленной активной и реактивной энергии по каждому тарифу и сумма по всем тарифам для каждого вида энергии. Количество параметров не более 12 и не менее одного и программируется с помощью программы «Конфигуратор ...». Длительность индикации параметров также задается программой «Конфигуратор ...».

В ручном режиме при нажатии на клавишу "DLSPLAY" циклически изменяется информация на ЖКИ следующим образом: сумма накопленной активной энергии по всем действующим тарифам, затем при следующем нажатии клавиши "DLSPLAY" индицируется величина накопленной активной энергии по тарифу 1 с указанием номера тарифа, при дальнейшем нажатии клавиши "DLSPLAY" последовательно индицируется величина накопленной активной энергии по тарифу 2, 3, 4 с указанием номера тарифа. После последнего тарифа (если счётчик четырёхтарифный, то после четвертого, если трехтарифный - после третьего, если двухтарифный - после второго) индицируется сумма накопленной реактивной энергии по всем действующим тарифам, последующее нажатие клавиши "DLSPLAY" индицирует величину накопленной реактивной энергии по тарифу 1 с указанием номера тарифа. При дальнейшем нажатии клавиши "DLSPLAY" последовательно индицируется величина накопленной реактивной энергии по тарифу 2, 3, 4 с указанием номера тарифа.

При этом слева индицируется номер, показываемого тарифа, а если индицируется сумма, то в нижней части появляется надпись "Сумма".



Количество выводимой информации на ЖКИ определяется конфигуратором, но не превосходит более 12 параметров и не менее одного.

11.1.2 Индикация вспомогательных параметров.

При нажатии клавиши «MD RESET» на экране ЖКИ высвечиваются вспомогательные параметры в следующей последовательности: активная мощность (Вт) - реактивная мощность (ВАр) - полная мощность (ВА) - напряжение сети (В) - угол между фазами - ток в нагрузке (А) - $\cos \phi$ - частота сети (Гц), а для счётчиков с внутренним тарификатором - текущее время (с) - текущая дата.

Выбор параметра осуществляется при длительном (более 3 сек) нажатии клавиши «MD RESET».

При коротком нажатии клавиши «MD RESET» выводится на экран ЖКИ значение параметра суммарное и по каждой фазе в отдельности. При индикации напряжения и тока сети - суммарное значение не индицируется. Значение частоты сети как суммарное так и по фазам также не индицируется. Если в течение действия таймута возврата в автоматический режим (5-255 с) кнопка «MD RESET» не нажимается, то индикатор переходит в режим автоматической индикации.

11.1.3 Индикация максимумов мощности

При длительном нажатии (более 2 сек) кнопки "DLSPLAY" на экране ЖКИ отображается текущий месяц в формате «месяц год». Далее кратковременные нажатия кнопки "DLSPLAY" приводят к последовательному отображению на ЖКИ утренних и вечерних максимумов мощности за текущий месяц. Так же можно посмотреть и за три предыдущих месяца.

При отображении утренних максимумов мощности отображаются символы T1 и T2, вечерних - T3 и T4.

Вид мощности указывается в верхней части символом «-» в соответствующем месте.

11.1.4 Режим ручной коррекция часов.

Коррекция часов осуществляется в режиме индикации текущего времени.

При длительном нажатии (более 3 сек.) и отпускании кнопки "DLSPLAY" осуществляется коррекция текущего времени. При этом, если значение секунд текущего времени менее 30 сек, в момент отпускания кнопки "DLSPLAY" происходит обнуление секунд текущего времени; если значение секунд текущего времени более 29 сек., в момент отпускания кнопки "DLSPLAY" значение секунд текущего времени устанавливается равным 59 сек.

Осуществление максимальной коррекции текущего времени до ± 29 сек. возможно один раз в сутки.

11.2 Программирование и считывание по интерфейсу RS-485 или оптопорту

Счётчик может работать в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии через встроенный интерфейс RS-485 или оптопорт.

Обмен по интерфейсу производится двоичными байтами на скорости 300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600 Бод;

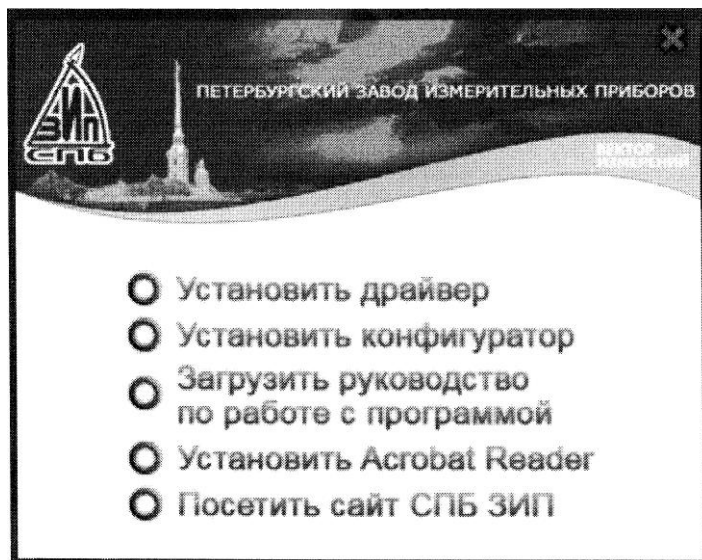
Счётчик в составе системы всегда является ведомым, т.е. не может передавать информацию в канал без запроса ведущего, в качестве которого выступает управляющий компьютер.

Управляющий компьютер посылает адресные запросы счётчикам в виде последовательности двоичных байт, на что адресованный счётчик посылает ответ в виде последовательности двоичных байт. Число байт запроса и ответа не является постоянной величиной и зависит от характера запроса.

Для программирования счётчика и считывания данных из счётчика по интерфейсу или оптопорту используется программное обеспечение «Конфигуратор счётчиков трёхфазных ВЕКТОР-3» (далее ПО) и преобразователь интерфейсов «ВЕКТОР-21», поставляемые по отдельному заказу (ПО поставляется на CD-диске).

Вся необходимая информация по установке ПО, организации связи со счетчиком и работе по программированию параметров счетчика, а также считыванию данных из счетчика по интерфейсу или оптопорту изложена в документе «Конфигуратор счетчиков трехфазных ВЕКТОР-3. Руководство пользователя», имеющемся на CD - диске совместно с ПО.

Для открытия руководства пользователя необходимо установить CD - диск в дисковод ПК и в открывшемся окне (рисунок 2) нажать кнопку «Загрузить руководство по работе с программой».



11.3. Работа с PLC модемом.

При проверке работы счётчика с PLC-модемом подключить счётчик к персональному компьютеру (ПК) через технологическое приспособление (концентратор «Меркурий-225»), поставляемое по отдельному заказу совместно с программным обеспечением «BMonitor».. Убедиться, что адрес PLC-модема установлен верно.

Запустить программу «BMonitor». Включить концентратор «Меркурий-225» и счётчик. Сконфигурировать концентратор. Через время не более 5 мин на экране монитора ПК в соответствующем разделе (окне) программы «BMonitor» появится значение накопленной энергии в кВт-ч.

Сравните это значение с показаниями на ЖКИ счётчика. Если они совпадают, то PLC-модем в счётчике функционирует нормально.

11.4. Поверка

Счётчики подлежат государственному метрологическому контролю и надзору.

Поверка счётчиков осуществляется только органами Государственной метрологической службы или аккредитованными метрологическими службами юридических лиц.

Поверка счётчика производится в соответствии с методикой поверки В946.003.000 ПМ, согласованной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» а мае 2009 г. Отметка о первичной поверке счетчика имеется в паспорте на счетчик.

Межповерочный интервал 16 лет.

В память программ счётчиков, предоставленных на поверку, должны быть введены следующие установки:

- скорость обмена - 9600 бод;
- адрес счётчика - три последние цифры заводского номера счётчика;
- режим работы импульсного выхода - телеметрия.

К работам по техническому обслуживанию счётчика допускаются лица организации, эксплуатирующей счётчики, изучившие настоящее руководство и прошедшие инструктаж по технике безопасности и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III для электроустановок до 1000 В.

Перечень работ по техническому обслуживанию и периодичность технического обслуживания приведены в таблице 4.

Таблица 4

№ п/п	Перечень работ по техническому обслуживанию	Периодичность
1	Удаление пыли с корпуса и лицевой панели счётчика.	*
2	Проверка надежности подключения силовых и интерфейсных цепей счётчика.	*
3	Проверка функционирования	*
* в соответствии с графиком планово-предупредительных работ эксплуатирующей организации.		

Удаление пыли с поверхности счётчика производится чистой, мягкой обтирочной ветошью. Для проверки надежности подключения силовых и интерфейсных цепей счётчика необходимо:

- снять пломбы крышки контактной колодки, отвернуть два винта крепления и снять крышку;
- удалить пыль с контактной колодки с помощью кисточки;
- подтянуть винты контактной колодки крепления проводов силовых и интерфейсных цепей;
- установить крышку контактной колодки, зафиксировать двумя винтами и опломбировать.

ВНИМАНИЕ! Работы проводить при обесточенной сети! Проверка функционирования производится на месте эксплуатации счётчика: силовые цепи нагружают реальной нагрузкой - счётчик должен вести учёт электроэнергии.

11.5. Текущий ремонт

Текущий ремонт осуществляется заводом-изготовителем или юридическими и физическими лицами, имеющими лицензию на проведение ремонта электросчетчиков.

Ремонт проводится в соответствии с руководством по среднему ремонту В 946. 003. 000 РС. После проведения ремонта счётчик подлежит поверке.

11.6. Хранение, транспортировка

В соответствии с требованиями, изложенными в паспорте на счетчик В 946.003.000 ПС

11.7. Пломбирование

Кожух счётчика пломбируется двумя пломбами с оттиском клейма государственного поверителя. Крышка контактной колодки пломбируется двумя пломбами организации, осуществившей ввод счётчика в эксплуатацию.