

## Требования к приборам на соответствие действующего законодательства

## в области минимального набора функций, указанных в ПП РФ №890 от 19.07.2020

I	Группа продукции	Приборы учета электроэнергии		
1.	<b>Наименование и тип приборов учета</b>	1- о фазный прибор учета (статический непосредственного включения)	3 - х фазный прибор учета (статический непосредственного включения) до 50 (65) кВт	3 - х фазный прибор учета (статический непрямого включения с использованием измерительных трансформаторов тока)
2.	<b>Перечень функций приборов учета в соответствии с требованиями ПП РФ от 19.06.2020 № 890</b>			
2.1.	а) измерение активной и реактивной энергии в сетях переменного тока в двух направлениях с классом точности,	1,0 и выше по активной энергии и 2,0 и выше по реактивной энергии	1,0 и выше по активной энергии и 2,0 и выше по реактивной энергии	0,5S и выше по активной энергии и 1,0 и выше по реактивной энергии
2.2.	а1) интервал между поверками не менее	16 лет	10 лет	10 лет
2.3.	б) возможность выполнения измерений с применением коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения (для приборов учета электрической энергии трансформаторного включения);	нет	нет	да
2.4.	в) ведение времени независимо от наличия напряжения в питающей сети с абсолютной погрешностью хода внутренних часов не более 5 секунд в сутки, а также с возможностью смены часового пояса;	да	да	да
2.5.	г) возможность синхронизации и коррекции времени с внешним источником сигналов точного времени;	да	да	да

2.6.	д) возможность учета активной и реактивной энергии с фиксацией на конец программируемых расчетных периодов и по не менее чем 4 программируемым тарифным зонам с не менее чем 4 диапазонами суммирования в каждом (далее - тарифное расписание);	да	да	да
2.7.	е) измерение и вычисление: - фазного напряжения в каждой фазе; - линейного напряжения (для трехфазных приборов учета электрической энергии); - фазного тока в каждой фазе; - активной, реактивной и полной мощности в каждой фазе и суммарной мощности; - значения тока в нулевом проводе (для однофазного прибора учета электрической энергии); - небаланса токов в фазном и нулевом проводах (для однофазного прибора учета электрической энергии); - частоты электрической сети;	да	да	да
2.8.	<u>ж) нарушение индивидуальных параметров качества электроснабжения (погрешность измерения параметров должна соответствовать классу S или выше согласно ГОСТ 30804.4.30-2013);</u>	да	да	да
2.9.	з) контроль наличия внешнего переменного и постоянного магнитного поля;	да	да	да
2.10.	и) отображение на встроенном и (или) выносном цифровом дисплее: - текущих даты и времени; - текущих значений потребленной электрической энергии суммарно и по тарифным зонам; - текущих значений активной и реактивной мощности, напряжения, тока и частоты; - значения потребленной электрической энергии на конец последнего программируемого расчетного	да	да	да

	<p>периода суммарно и по тарифным зонам;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- индикатора режима приема и отдачи электрической энергии;</li> <li>- индикатора факта нарушения индивидуальных параметров качества электроснабжения;</li> <li>- индикатора вскрытия электронных пломб на корпусе и клеммной крышке прибора учета электрической энергии;</li> <li>- индикатора факта события воздействия магнитных полей со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение) на элементы прибора учета электрической энергии;</li> <li>- индикатора неработоспособности прибора учета электрической энергии вследствие аппаратного или программного сбоя;</li> </ul>			
2.11.	<p><u>к) отображение информации в единицах величин, допущенных к применению в Российской Федерации Положением о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 31 октября 2009 г. № 879 "Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации" (обозначение активной электрической энергии - в кВт·ч, реактивной - в кВАр·ч);</u></p>	да	да	да
2.12.	<p>л) индикацию функционирования (работоспособного состояния) на корпусе и выносном дисплее (при наличии выносного дисплея);</p>	да	да	да
2.13.	<p>м) наличие 2 интерфейсов связи для организации канала связи (оптического и иного другого), а в отношении приборов учета электрической энергии трансформаторного включения также по</p>	да	да	да

	цифровому электрическому интерфейсу связи RS-485 или цифровому электрическому интерфейсу связи Ethernet;			
2.14.	н) защиту прибора учета электрической энергии от несанкционированного доступа с помощью реализации в приборе учета: - идентификации и аутентификации; - контроля доступа; - контроля целостности; - регистрации событий безопасности в журнале событий;	да	да	да
2.15.	о) фиксирование несанкционированного доступа к прибору учета посредством энергонезависимой электронной пломбы, фиксирующей вскрытие клеммной крышки и вскрытие корпуса (для разборных корпусов);	да	да	да
2.16.	п) фиксацию воздействия постоянного или переменного магнитного поля с указанием даты и времени воздействия со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение);	да	да	да
2.17.	р) запись событий в отдельные выделенные сегменты энергонезависимой памяти прибора учета электрической энергии (с указанием даты и времени), результатов нарушения индивидуальных параметров качества электроснабжения - в отдельные выделенные сегменты энергонезависимой памяти прибора учета электрической энергии (далее соответственно - журнал событий, ведение журнала событий) в объеме не менее чем на 500 записей;	да	да	да

2.18.	<p>- с) ведение журнала событий, в котором должно фиксироваться следующее:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- дата и время вскрытия клеммной крышки;</li> <li>- дата и время вскрытия корпуса прибора учета электрической энергии (для разборных корпусов);</li> <li>- дата, время и причина включения и отключения встроенного коммутационного аппарата;</li> <li>- дата и время последнего перепрограммирования;</li> <li>- дата, время, тип и параметры выполненной команды;</li> <li>- попытка доступа с неуспешной идентификацией и (или) аутентификацией;</li> <li>- попытка доступа с нарушением правил управления доступом;</li> <li>- попытка несанкционированного нарушения целостности программного обеспечения и параметров;</li> <li>- изменение направления перетока мощности (для однофазных и трехфазных приборов учета электрической энергии);</li> <li>- дата и время воздействия постоянного или переменного магнитного поля со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение) с визуализацией индикации;</li> <li>- факт связи с прибором учета электрической энергии, приведшей к изменению параметров конфигурации, режимов функционирования (в том числе введение полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии (управление нагрузкой);</li> <li>- дата и время отклонения напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;</li> </ul>	да	да	да
-------	---	----	----	----

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- отсутствие или низкое напряжение при наличии тока в измерительных цепях с конфигурируемыми порогами (кроме однофазных и трехфазных приборов учета электрической энергии прямого включения);</li> <li>- отсутствие напряжения либо значение напряжения ниже запрограммированного порога по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;</li> <li>- инверсия фазы или нарушение чередования фаз (для трехфазных приборов учета электрической энергии);</li> <li>- превышение соотношения величин потребления активной и реактивной мощности;</li> <li>- небаланс тока в нулевом и фазном проводе (для однофазных приборов учета электрической энергии);</li> <li>- превышение заданного предела мощности;</li> </ul>			
2.19.	г) формирование по результатам автоматической самодиагностики обобщенного события или каждого факта события;	да	да	да
2.20.	у) изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени с фиксацией в журнале событий времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано значение;	да	да	да
2.21.	ф) возможность полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии, приостановление или ограничение предоставления коммунальной услуги (управление нагрузкой) с использованием встроенного коммутационного аппарата, в том числе путем его фиксации в положении "отключено" непосредственно на приборе учета электрической энергии (кроме приборов учета	да	да	нет

	<p>электрической энергии трансформаторного включения), в следующих случаях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- запрос интеллектуальной системы учета;</li> <li>- превышение заданных в приборе учета электрической энергии пределов параметров электрической сети;</li> <li>- превышение заданного в приборе учета электрической энергии предела электрической энергии (мощности);</li> <li>- несанкционированный доступ к прибору учета электрической энергии (вскрытие клеммной крышки, вскрытие корпуса (для разборных корпусов) и воздействие постоянным и переменным магнитным полем);</li> </ul>			
2.22.	<p>х) возобновление подачи электрической энергии по запросу интеллектуальной системы учета, в том числе путем фиксации встроенного коммутационного аппарата в положении "включено" непосредственно на приборе учета электрической энергии;</p>	да	да	нет
2.23.	<p>ц) хранение профиля принятой и отданной активной и реактивной энергии (мощности) с программируемым интервалом времени интегрирования от 1 минуты до 60 минут и периодом хранения не менее 90 суток (при времени интегрирования 30 минут);</p>	да	да	да
2.24.	<p>ч) хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета электрической энергии данных по принятой и отданной активной и реактивной энергии с нарастающим итогом на начало</p>	да	да	да

	текущего расчетного периода и не менее 36 предыдущих программируемых расчетных периодов;			
2.25.	ш) обеспечение энергонезависимого хранения журнала событий, выявление фактов изменения (искажения) информации, влияющих на информацию о количестве и иных параметрах электрической энергии, а также фактов изменения (искажения) программного обеспечения прибора учета электрической энергии;	да	да	да
2.26.	щ) возможность организации с использованием защищенных протоколов передачи данных из состава протоколов, утвержденных Министерством цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации по согласованию с Министерством энергетики Российской Федерации, информационного обмена с интеллектуальной системой учета, в том числе передачи показаний, предоставления информации о результатах измерения количества и иных параметров электрической энергии, передачи журналов событий и данных о параметрах настройки, а также удаленного управления прибором учета электрической энергии, не влияющих на результаты выполняемых приборами учета электрической энергии измерений, включая:  - корректировку текущей даты и (или) времени, часового пояса; - изменение тарифного расписания; - программирование состава и последовательности вывода сообщений и измеряемых параметров на дисплей;	да	да	да

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- программирование параметров фиксации индивидуальных параметров качества электроснабжения;</li> <li>- программирование даты начала расчетного периода;</li> <li>- программирование параметров срабатывания встроенных коммутационных аппаратов;</li> <li>- изменение паролей доступа к параметрам;</li> <li>- изменение ключей шифрования;</li> <li>- управление встроенным коммутационным аппаратом путем его фиксации в положении "отключено" (кроме приборов учета электрической энергии трансформаторного включения);</li> </ul>			
2.27.	э) возможность передачи зарегистрированных событий в интеллектуальную систему учета по инициативе прибора учета электрической энергии в момент их возникновения и выбор их состава.	да	да	да
2.28.	Для приборов учета электрической энергии непосредственного включения необходимо наличие возможности физической (аппаратной) блокировки срабатывания встроенного коммутационного аппарата, используемого для полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии, приостановление или ограничения предоставления коммунальной услуги (управление нагрузкой).	да	да	нет
3.	<b>Требования к описанию приборов учета, его функциональных характеристик (потребительских свойств) его количественных и качественных характеристик.</b>			
3.1.	Тип включения цепей: напряжения/тока	Непосредственное / непосредственное	Непосредственное / непосредственное	Непосредственное / Трансформаторное
3.2.	Номинальное напряжение Уном, В	1×230	3×230/400	3×230/400

3.3.	Предельный рабочий диапазон напряжений, В	от $0,75 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$	от $0,75 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$	от $0,75 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$
3.4.	Базовый ток $I_b$ ,	5	-	-
3.5.	Максимальный ток $I_{макс}$ , А	80	100	10
3.6.	Номинальное значение частоты сети, Гц -	$50 \pm 0,5$	$50 \pm 0,5$	$50 \pm 0,5$
3.7.	Диапазон измерения фазного / линейного напряжения переменного тока, В	от $0,75 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$	от $0,75 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$	от $0,75 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$
3.8.	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения фазного / линейного напряжения переменного тока, %	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 0,5$
3.9.	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения силы переменного тока, %	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
3.10.	Количество тарифов	4	4	4
3.11.	Расстояние связи между выносным дисплеем и ПУ, не менее	нет	нет	нет
3.12.	Степень защиты по ГОСТ 14254-96, для счетчиков модификаций:	не менее IP51	не менее IP51	не менее IP51
3.13.	Средняя наработка счетчика на отказ, ч,	не менее - 220 000	не менее - 220 000	не менее - 220 000
3.14.	Средний срок службы, лет	не менее - 30	не менее - 30	не менее - 30
3.15.	Рабочие условия: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность воздуха при температуре окружающего воздуха 25 °С, %,	от минус 40 до плюс 60  не более 98	от минус 40 до плюс 60  не более 98	от минус 40 до плюс 60  не более 98
3.16.	Дистанционное управление нагрузкой с помощью встроенного реле	да	да	нет
3.17.	Наличие нормируемого измерения показателей качества (контроль отклонения напряжения и частоты)	да	да	да
3.18.	Наличие контроля тока в нейтральном проводе	да	нет	нет
3.19.	Интерфейсы для передачи данных во внешние измерительные системы: Оптопорт	скорость передачи данных не менее 9600 бит/с	скорость передачи данных не менее 9600 бит/с	скорость передачи данных не менее 9600 бит/с