

# **ПРАВИЛА за измерване на количеството електрическа енергия**

Издадени от председателя на Държавната комисията за енергийно и водно регулиране, обн., ДВ, бр. 98 от 12.11.2013 г.

## **Раздел I**

### **Общи положения**

**Чл. 1.** (1) С правилата за измерване на количеството електрическа енергия се определят:

1. принципите, начините и местата на измерване на количествата активна и реактивна електрическа енергия и мощност;
2. изискванията за точността на измерване, проверката на техническите и метрологичните характеристики на измервателните средства/системи и свързаните с тях комуникационни връзки;
3. съдържанието на регистри и бази първични данни на измервателните системи, поддържането им, както и достъпът до регистъра на измервателната система;
4. измерването, валидирането, обработването, съхраняването и предоставянето на данни от измерването на електрическата енергия;
5. правата и задълженията на собственика на измервателна система и на страните по сделките с електрическа енергия;
6. условията и редът за установяване случаите на неизмерена, неправилно и/или неточно измерена електрическа енергия и начините за извършване на преизчисление (корекция) на количеството електрическа енергия.

(2) Тези правила не регламентират обмена на информация между търговските участници на пазара по смисъла на Правилата за търговия с електрическа енергия (ДВ, бр. 66 от 2013 г.).

## **Раздел II**

### **Принципи на измерването**

**Чл. 2.** (1) За всяко място на търговско измерване към електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, включително за всеки междусистемен електропровод, операторът на преносната мрежа, съответно операторът на електроразпределителната мрежа, осигурява и поддържа измервателна система.

(2) За всяка търговска измервателна система може да бъде изградена контролна измервателна система, резервираща търговската по реда на тези правила, като средствата и системите за контролно измерване са с не по-лоши метрологични характеристики от средствата за търговско измерване и се осигуряват и поддържат от страната (участника), която го е поискала.

(3) За целите на уреждане на взаимоотношенията по сделките с електрическа енергия и валидиране на информацията при отпадане на средства за търговско и контролно измерване се допуска друг начин за допълване на данните.

(4) За целите на изготвяне на енергиен баланс на преносната и разпределителната мрежа, операторите на съответната мрежа имат право да изградят собствени измервателни системи за техническо измерване на преминаващата електрическа енергия.

**Чл. 3.** (1) Електромерите за търговско и контролно измерване между различни мрежови оператори, както и електромерите за търговско и контролно измерване между мрежови оператор и производител отчитат и регистрират обменената енергия в две посоки, в киловатчасове (kWh) и киловарчасове (kVAh), съответно в четирите квадранта, в мястото на измерване на активна и реактивна (капацитивна/индуктивна) електрическа енергия.

(2) Електромерите за търговско и контролно измерване на обекти на клиенти отчитат и регистрират киловатчасове (kWh) и/или киловарчасове (kVAh) в мястото на измерване на активна и/или реактивна (капацитивна/индуктивна) електрическа енергия.

(3) Търговските и контролните електромери измерват и регистрират в мястото на измерване с инсталирана мощност, по-голяма или равна на 100 kW, и данните за активна и реактивна енергия съгласно Наредба № 1 от 2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (ДВ, бр. 33 от 2013 г.).

(4) Периодичността на отчитане на количествата активна и реактивна електрическа енергия във всяко място на измерване е най-малко веднъж месечно, като периодът не може да е по-дълъг от 31 дни.

(5) Операторите на електроразпределителните мрежи не са задължени да монтират и поддържат средства за почасово търговско измерване на електрическата енергия за всеки период на сетълмент за обекти:

1. присъединени към мрежа „ниско напрежение“ с предоставена мощност до 100 kW;

2. на битови клиенти.

(6) Собствениците на измервателните системи извършват отчитането на количествата електрическа енергия съгласно периодите на отчитане по ал. 4 и предоставят данните от измерването на съответните лица съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ).

**Чл. 4.** (1) Всяко място на измерване трябва да има постоянен буквено-цифров идентификационен код.

(2) Всяко място на измерване задължително се отнася към определена балансираща група съгласно ПТЕЕ.

**Чл. 5.** (1) Техническите изисквания и спецификациите на измервателната система се определят от нивото на напрежение, предоставената мощност в мястото на измерване, както и от количеството електрическа енергия, което ще се измерва съгласно Наредба № 3 от 2004 г. за устройство на електрическите уредби и електропроводните линии (обн., ДВ, бр. 90 и 91 от 2004 г.; изм., бр. 108 от 2007 г. и бр. 92 от 2013 г.).

(2) Метрологичните характеристики на средствата/системите за измерване са определени в Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол, приета с ПМС № 239 от 2003 г. (обн., ДВ, бр. 98 от 2003 г.; посл. изм., бр. 56 от 2011 г.) и в Наредбата за съществените изисквания и оценяване съответствието на средствата за измерване, приета с ПМС № 253 от 2006 г. (обн., ДВ, бр. 80 от 2006 г.; посл. изм., бр. 48 от 2010 г.).

**Чл. 6.** Всички измервателни системи се доставят, обслужват, поддържат и контролират в съответствие с изискванията на тези правила и действащото законодателство.

**Чл. 7.** При изграждане на нови и/или реконструкция на системи за измерване проектите се съгласуват с оператора на преносната мрежа или оператора на разпределителната мрежа.

**Чл. 8.** Произведената електрическа енергия и електрическата енергия, използвана от клиентите, се измерва със средства за търговско измерване – собственост на оператора на преносната мрежа или на съответния оператор на разпределителната мрежа.

**Чл. 9.** (1) Операторът на преносната мрежа е длъжен да доставя, монтира и поддържа система за търговско измерване, регистриране и предаване на данни в случаите, когато се измерва:

1. енергията от и към производител, присъединен към електропреносната мрежа;
2. енергията, напускаща и постъпваща в електропреносната мрежа към и от електроразпределителните мрежи;
3. енергията, постъпваща в електрическите уредби на клиенти, присъединени към електропреносната мрежа;
4. енергията, постъпваща/напускаща електропреносната мрежа по междусистемните електропроводи;
5. енергията за собствени нужди на подстанции високо/средно напрежение, при които трансформаторите за собствени нужди са преди границата на собственост на уредбите на преносната и разпределителната мрежа.

(2) Операторът на разпределителна мрежа е длъжен да доставя, монтира и поддържа средствата за търговско измерване и прилежащата апаратура за регистриране и предаване на данни в случаите, когато се измерва:

1. енергията, използвана от клиенти на енергия за небитови нужди, присъединени към електроразпределителната мрежа;
2. енергията, използвана от битовите клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи ниско напрежение;
3. енергията, постъпваща в разпределителната мрежа от производители, и енергията, отдавана от разпределителната мрежа към производители, присъединени към тази мрежа на средно и ниско напрежение.

(3) Доставка, монтажът и поддръжката на средствата за търговско измерване и прилежащата апаратура за регистриране и предаване на данни в местата за обмен на енергия между съседни оператори на електроразпределителните мрежи се уреждат съгласно сключен между тях договор.

(4) Страната, която купува или продава електрическа енергия, няма право да преустройва, ремонтира или заменя елементи на средствата/системите за търговско измерване, както и да нарушава пломба, знак или друго контролно приспособление, поставени от съответния мрежови оператор, от оторизиран държавен орган или упълномощени от него длъжностни лица.

**Чл. 10.** (1) Операторът на съответната мрежа е длъжен да осигурява на страната, която купува или продава електрическа енергия, възможност за контрол на показанията на средствата за търговско измерване.

(2) Клиентите и производителите осигуряват на длъжностните лица на оператора на съответната мрежа безпрепятствен достъп до всички елементи на измервателната система за тяхното монтиране, проверка и отчитане на количествата електрическа енергия по всяко време по ред, описан в договорите за достъп и пренос между страните.

**Чл. 11.** (1) Когато утвърдените тарифи предоставят възможност на клиентите от дадена група да избират тарифността на измерване на количеството електрическа енергия, операторът на съответната мрежа е длъжен да монтира измервателни уреди, които да съответстват на писмено заявения избор на клиента.

(2) В случая по ал. 1 клиентът прави своя избор в договора за присъединяване или подава писмено заявление до оператора на съответната мрежа с искане за промяна на тарифността на измерване.

(3) В 30-дневен срок операторът на съответната мрежа подменя средствата за търговско измерване в съответствие на заявената тарифност.

## **Раздел III**

### **Определяне на местата на търговско измерване**

**Чл. 12.** (1) При постъпване на електрическа енергия от производители в електропреносната мрежа, съответно в електроразпределителната мрежа, мястото на измерване е на страна високо напрежение на повишаващите трансформатори и/или електропроводни линии.

(2) При производители с тринамотъчен силов трансформатор мястото на мерене е на страна високо напрежение и на страна средно напрежение. Постъпилата енергия на средно напрежение се измерва от оператора на съответната мрежа, в чиято уредба постъпва енергията.

(3) Производителят може да изгради техническо мерене на генераторно напрежение на силовия трансформатор.

**Чл. 13.** При отдаване на електрическа енергия от електропреносната към електроразпределителната мрежа мястото на измерване е:

1. при собственост на мрежата 110 kV на оператора на разпределителната мрежа – на страна 110 kV;

2. при собственост на уредбата на оператора на преносната мрежа:

а) на страна средно напрежение на понижаващ трансформатор 110 kV/СрН;

б) на трансформатори собствени нужди на уредбата;

в) на страна средно напрежение на електропроводни линии, чрез които са присъединени клиенти към преносната мрежа, когато тези линии са собственост на клиента.

**Чл. 14.** (1) При отдаване на електрическа енергия от електропреносната мрежа, съответно електроразпределителната мрежа, към клиент мястото на измерване е на страната с по-високо напрежение на понижаващия трансформатор на клиента (ако има такава трансформация) или в мястото на присъединяване на клиента към електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа.

(2) При отдаване на електрическа енергия от оператора на съответната мрежа към производител мястото на измерване е на страна на по-високото напрежение на съответния трансформатор.

(3) Измерване на електрическа енергия се извършва и когато трета страна е предоставила достъп през собствените си електрически уредби и съоръжения на оператора на съответната мрежа до други клиенти.

**Чл. 15.** При междусистемните електропроводи мястото на измерване се организира от оператора на преносната мрежа в граничната подстанция (уредба) съгласно препоръките на ENTSO-E и двустранните договори за доставка (обмен) на електрическа енергия.

## **Раздел IV**

### **Идентификационен код**

**Чл. 16.** За унифициране и осигуряване на обмена на данни на електроенергийния пазар и между заинтересовани лица всяко място на измерване на електрическата енергия се описва чрез специфичен за обекта идентификационен код. Структурата на идентификационния код се определя от съответния мрежови оператор.

## **Раздел V**

### **Изисквания към измервателните системи**

**Чл. 17.** В зависимост от нивото на напрежение и предоставената мощност измервателната система включва:

1. измервателни трансформатори;

2. електромери – търговски, контролни и за техническо измерване;
3. устройства за комуникации и предаване на данни;
4. допълнителни и спомагателни устройства и вериги, включително табла (шкафове);
5. вторични вериги за измерване, клемореди и предпазители.

**Чл. 18.** Средствата за измерване трябва да отговарят на следните условия:

1. да са защитени чрез пароли, ключове, пломби или други устройства, които не позволяват нерегламентиран достъп до тях на неоторизирани лица;
2. да имат стойности на техническите и метрологичните характеристики в съответствие с изискванията на Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол, Наредбата за съществените изисквания и оценяване съответствието на средствата за измерване, Наредба № 3 от 2004 г. за устройство на електрическите уредби и електропроводните линии;
3. при измерване на страна високо напрежение да имат защита от пренапрежение;
4. да имат възможност за съхраняване на данни освен в случаите по чл. 3, ал. 5.

**Чл. 19.** (1) Измервателните трансформатори (токови и напреженови) трябва да отговарят на изискванията за стойности на метрологичните характеристики, посочени в Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол.

(2) В мрежите средно напрежение и мрежите високо напрежение всяко място на търговско измерване се захранва от един комплект токови и напреженови трансформатори с отделна намотка за търговско измерване на токов трансформатор и с отделна напреженова верига от напреженов трансформатор за търговското мерене съгласно приложението.

(3) Всяко място на измерване за обмен на електроенергия по междусистемен електропровод се захранва от един комплект токови и напреженови трансформатори с отделни намотки за основния и контролния електромер на токовите трансформатори и със самостоятелни кръгове за основния и контролния електромер към намотка мерене на напреженовия трансформатор, свързани към отделни предпазители.

**Чл. 20.** (1) Според принципа на действие средствата за търговско измерване са индукционни или статични.

(2) Показанията на електромерите се отчитат дистанционно или на място.

**Чл. 21.** Търговското измерване на електрическата енергия се извършва:

1. при трифазни линии – с трифазни електромери; не се допуска измерване с три еднофазни електромера; в случаите на тягов товар измерването се извършва в схема на едноелементно свързване на електромер;
2. при еднофазни линии – с еднофазни (едноелементни) електромери;
3. при използване на трифазни електромери с измервателни трансформатори се прилагат само схеми на свързване с три токови и три напреженови трансформатора с изключение на измерването в тяговите подстанции;
4. в преносната мрежа не се допуска измерване само с един електромер на електрическа енергия от повече от един извод с изключение на случаите, когато го налага схемата на първичната комутация – при т.нар. схема „прекъсвач и половина“ на присъединение.

**Чл. 22.** (1) Електромерите, които са от статичен тип, трябва да измерват и записват количествата активна и реактивна енергия през определени интервали от време и да ги регистрират в независима памет или в база данни на системи за дистанционен отчет с изключение на тези, измерващи електрическата енергия на обекти, присъединени към мрежи „ниско напрежение“ с предоставена мощност до 100 kW.

(2) Потокът на активна и реактивна енергия се измерва и регистрира в двете посоки за обекти, отговарящи на условията по чл. 3, ал. 1.

(3) Потокът на активна и реактивна енергия се измерва и регистрира за обекти на клиенти, отговарящи на условията по чл. 3, ал. 2.

**Чл. 23.** (1) Измервателната система трябва да постига изискванията за обща точност, посочени в приложението към тези правила.

(2) При необходимост данните от измервателните системи могат да бъдат компенсирани за грешките на измервателните трансформатори и съответните връзки към електромера.

(3) Стойностите на компенсацията се записват от оператора на преносната мрежа, съответно оператора на разпределителната мрежа, и трябва да бъдат доказани за обосноваване на компенсационните критерии. Всички параметри се запамятват в регистъра на измервателната система.

**Чл. 24.** (1) Операторът на съответната мрежа определя необходимостта от оборудване на електромер с вграден часовник с вход за синхронизация със стандартен часовник. Времето на електромера се задава според българското стандартно време. Времето на електромерите за измерване на междусистемен обмен се задава по централно европейско време.

(2) При определяне на часови тарифни структури началните и крайните часове са:

1. за небитови клиенти върховата зона е:

а) за периода 1.11. – 31.03. от 8.00 ч. до 11.00 ч. и от 18.00 ч. до 21.00 ч.;

б) за периода 1.04. – 31.10. от 8.00 ч. до 12.00 ч. и от 20.00 ч. до 22.00 ч.;

2. за всички клиенти нощната зона е:

а) за периода 1.11. – 31.03. от 22.00 ч. до 6.00 ч.;

б) за периода 1.04. – 31.10. от 23.00 ч. до 7.00 ч.

**Чл. 25.** (1) Операторът на съответната мрежа определя необходимостта статичният електромер да има енергонезависима памет за запамятване на данни за всяко измерено количество.

(2) Енергонезависимата памет трябва да позволява запамятването на минимум 4 измерени стойности на данни, снемани през интервал от 15 минути, за период 62 дни.

**Чл. 26.** (1) Измервателната система, включваща статичен електромер съгласно чл. 24, трябва да е оборудвана със средства за защита на енергозависимите данни, запаметени в паметта.

(2) Данните се съхраняват в енергонезависима памет. След загуба на захранване данните, записани в паметта, се пазят за най-малко 62 дни от натрупаното оперативное време без включено външно захранване. Всяка операция „четене“ не трябва да изтрива или да променя запаметените измерени данни.

**Чл. 27.** (1) Измервателната система, включваща статичен електромер, трябва да е оборудвана с интерфейсни устройства за вътрешна или външна комуникация с изключение на тези, измерващи електрическата енергия на

обекти, присъединени към мрежи ниско напрежение с предоставена мощност до 100 kW.

(2) Измервателната система за измерване на междусистемен обмен, включваща статичен електромер, трябва да е оборудвана с интерфейсни устройства за директно предаване в реално време на данните от основния и контролни електромери в диспечерската система SCADA, както и в базата данни на измервателната система.

(3) Собствениците на измервателните системи отчитат на място или дистанционно данните от статичните електромери най-малко веднъж в месеца. Независимият преносен оператор има право на достъп за периодично отчитане на статичните електромери по междусистемните електропроводи.

**Чл. 28.** (1) Отчитането на данни от електромера, както и частично или пълно параметриране на електромера трябва да бъде възможно единствено чрез достъп при подходящо ниво на сигурност.

(2) Техническата спецификация на формата за предаване на данни, протоколите, средствата за проверка за грешки и нивото на сигурност се определят от собственика на средствата за измерване.

(3) Статичните електромери трябва да са параметризирани според възможностите на типа електромер, така че да регистрират всички събития, които са свързани с неправилно или неточно измерване на електрическа енергия. Това параметризиране трябва да осигурява съхраняване на събитията за възможния най-голям период от време или брой събития. По време на използването на електромер за търговско или контролно измерване дневниците на тези събития се изтриват от собственика на средствата за измерване след уведомяване на съответния участник.

**Чл. 29.** (1) Вторичните вериги на измервателната система за обекти, присъединени към преносната мрежа, се изпълняват с екраниран кабел при следните условия:

1. напрежените вериги (при измерване на всички нива на напрежение) – със самостоятелна двойка кабел за всяка фаза от напреженовия трансформатор до команден шкаф/клеморед, а от команден шкаф до клеморед – с четирижилен кабел;

2. токовите вериги (при измерване на всички нива на напрежение) – със самостоятелна двойка кабел за всяка фаза от токов трансформатор до команден шкаф/клеморед при токовия трансформатор, а от команден шкаф до клеморед – с четирижилен кабел;

3. минимално допустимото сечение на вторичните вериги е регламентирано в Наредба № 3 от 2004 г. за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии, при което сечението на кабелите във вторичната токова верига трябва да бъде съобразено с мощността на вторичната намотка на токовия трансформатор, а вторичната напреженова верига да обезпечава допустимия пад на напрежение;

4. заземяването на вторичните вериги се извършва в една точка на специализираните клеми на измервателните трансформатори;

5. заземяването на екранирания кабел (защитната обвивка) се извършва на електромерното табло;

6. клеморедите на вторичните вериги са окомплектувани с принадлежности, осигуряващи оптимална възможност за независимо шунтиране на всяка от фазите, както и за разкъсване на вторичните вериги;

7. вторичните вериги се извеждат на клемореди:

а) в команден шкаф за токови и напреженови вериги – при измерване на ниво високо напрежение;

б) в предкилиен шкаф за напреженови вериги – при измерване на ниво средно напрежение;

в) на електромерно табло – за измерване на ниво ниско напрежение;

8. монтажът на клеморедите в команден и предкилиен шкаф се изпълнява в прахо-влагозащитена кутия с възможност за пломбиране;

9. за предпазване на вторичните напреженови вериги се използват еднополюсни предпазители, монтирани в

кутии, с възможност за пломбиране, в команден и предкилиен шкаф, като за всеки отделен кръг се подsigурява отделна защита;

10. сигнализацията за отпадане на напрежение във вторичните измервателни вериги се реализира за всяка измервателна система поотделно и при измерването на междусистемния обмен се извежда на командното табло на съответното присъединение;

11. сигнализацията за отпадане на оперативното напрежение при измерването на междусистемния обмен се извежда на табло – централна сигнализация;

12. електромерното табло, обезопасено срещу прах и влага и с възможност за пломбиране, се захранва с променливо и постоянно напрежение от съответно табло – собствени нужди чрез самостоятелни предпазители и сигнализации за отпадането им.

(2) Вторичните вериги на измервателната система за обекти, присъединени към електроразпределителната мрежа, се изпълняват при следните условия:

1. напрежените вериги (при измерване на средно и високо напрежение) – с четирижилен кабел;

2. токовите вериги (при измерване на ниво средно и ниско напрежение) – с четирижилен кабел или със самостоятелна двойка кабел за всяка фаза от токовите трансформатори до клеморед в електромерно табло;

3. токовите вериги (при измерване на ниво високо напрежение) – със самостоятелна двойка кабел за всяка фаза от токов трансформатор до команден шкаф, а от команден шкаф до клеморед – с четирижилен кабел;

4. минимално допустимото сечение на вторичните вериги  $2,5 \text{ mm}^2$  за меден проводник, при което сечението на кабелите във вторичната токова верига трябва да бъде съобразено с мощността на вторичната намотка на токовия трансформатор и дължината на вторичната верига, а вторичната напрежена верига да обезпечава спад на напрежение, посочен в Наредба № 3 от 2004 г. за устройство на електрическите уредби и електропроводните линии;

5. заземяването на вторичните вериги се извършва в една точка на специализираните клеми на измервателните трансформатори;

6. при използване на екраниран кабел (защитната обвивка) той се заземява;

7. клеморедите за вторичните вериги са окомплектувани с принадлежности, осигуряващи оптимална възможност за независимо шунтиране на всяка от фазите, както и за разкъсване на вторичните вериги;

8. вторичните вериги се извеждат на клемореди:

а) в команден шкаф за токови и напреженови вериги – при измерване на ниво високо напрежение;

б) на електромерно табло – за измерване на ниво средно и ниско напрежение;

9. клеморедите в команден и предкилиен шкаф се монтират в прахо-влагозащитена кутия с възможност за пломбиране;

10. за предпазване на вторичните напреженови вериги се използват еднополюсни предпазители, възможност за пломбиране.

(3) При използване на токови трансформатори за измерване на електрическа енергия трябва да се осигури:

1. товарът на присъединението, на което се измерва електрическата енергия, да е в следния обхват от обявения първичен ток на токовия трансформатор: от 1 % до 120 % за токови трансформатори с клас на точност 0,2 S и 0,5 S; от 5 % до 120 % за останалите класове на точност;

2. товарът на използваната вторична намотка на токовия трансформатор да е в обхвата от 25 % до 100 % от номиналната вторична мощност на тази намотка.

**Чл. 30.** Данните от измерването, съхранявани в измервателната система, са защитени от пряк локален или дистанционен достъп чрез пароли, определени от собственика на измервателната система.

**Чл. 31.** (1) Мястото на измерване и всички прилежащи елементи, настройки и параметри на измервателната система трябва да бъдат ясно определени и записани в регистъра на измервателната система с изключение на тези, измерващи електрическата енергия на обекти, присъединени към мрежи ниско напрежение с предоставена мощност до 100 kW.

(2) Всички промени на елементи, настройки и параметри се съгласуват със съответния участник. При необходимост от неотложни промени собственикът на измервателната система уведомява съответния участник.

(3) Проектът, техническите спецификации и електрическите схеми на елементите на измервателната система се документират от собственика на измервателната система.

## **Раздел VI**

### **Регистър на измервателната система**

**Чл. 32.** (1) Регистърът на измервателната система съдържа информация за:

1. марката, типа, серийния номер, годината на производство и класа на точност на средствата за измерване;
2. всички данни, свързани с техническите и метрологичните спецификации и стандарти, като минимален и максимален ток, номинално резервно напрежение, работен обхват и точност на всички устройства в измервателната система, включително техническите данни на силовите и измервателните трансформатори;
3. идентификационния код, компенсационните процедури и др.;
4. локалната информация, като физическо местоположение, име на упълномощеното лице за връзка и др.;
5. комуникационната връзка (тип, технически параметри и др.);
6. всички данни, отнасящи се до програмата за проверка и графика на подмяна на активите.

(2) Регистърът на измервателната система за измерването на междусистемния обмен трябва да съдържа посочената в ал. 1 информация и за измервателните системи в съответните подстанции на съседния системен оператор.

**Чл. 33.** (1) Всички технически данни за елементите на измервателната система се съхраняват от собствениците им.

(2) Собствениците на измервателните системи осигуряват:

1. актуализирането, поддържането и администрирането на регистъра;
2. сигурен начин, по който администрат, обработват, поддържат и съхраняват данните в регистъра.

**Чл. 34.** Всяка проверка на определената според приложението към тези правила точност на измервателната система, както и всяка промяна в нейните елементи, настройки и параметри се отразяват в регистъра.

## **Раздел VII**

### **Данни от измерването**

**Чл. 35.** Данните от измерванията включват отчетените стойности на активната и реактивната енергия.

**Чл. 36.** (1) Данните от измерването се събират, обработват, администрират и съхраняват от собственика на измервателната система.

(2) Данните за минали периоди се съхраняват в базата данни за период 5 години.

**Чл. 37.** (1) Операторът на съответната мрежа създава, поддържа и администрира база данни от измерването за всички клиенти и производители, присъединени към електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа.

(2) Собствениците на измервателните системи са длъжни да осигурят информация за отчетената електрическа енергия от и към електрически инсталации на производители и клиенти и да я предоставят по реда и при условията на Правилата за търговия с електрическа енергия и сключени договори.

**Чл. 38.** (1) Собственикът на измервателните системи отговаря за проверката на валидността на данните и заместващите данни в случай на грешка или липсващи данни.

(2) Когато мястото на измерване не съвпада с мястото на присъединяване, данните от измерването се коригират. Необходимостта и големината на корекцията се определят въз основа на спада на напрежението в точката на измерване, установен от независима акредитирана лаборатория за сметка на оператора на съответната мрежа.

(3) Корекцията се извършва по един от следните начини:

1. в електромера чрез компенсация на загубите в съответния електропровод и/или трансформатор;

2. чрез софтуера за валидиране на данните от измерванията, като операторът на съответната мрежа и страната, чиято енергия се измерва, се договарят за начина на компенсацията и процедурата за определяне на нейния размер, която се включва в регистъра на измервателната система.

(4) При измервателна система, собственост на оператора на преносната мрежа, се прилагат посочените принципи за валидиране на данните със следния приоритет:

1. използване на данни от контролни електромери;

2. използване на данни от електромери от насрещни точки на мерене (коригирани със съответен коефициент);

3. използване на данни от технически измервания;

4. използване на данни от баланс на подстанция;

5. използване на данни от информационните системи за оперативно управление или други системи за измерване;

6. използване на статистически (числени) методи за изчисления на данни.

(5) При измервателна система, собственост на оператора на разпределителната мрежа, се прилагат посочените принципи за валидиране на данните, като приоритетите на прилаганите принципи се определят в договорите между страните:

1. използване на данни от контролни електромери;

2. използване на данни от електромери от насрещни точки на мерене (коригирани със съответен коефициент);

3. използване на данни от технически измервания;

4. използване на данни от баланс на подстанция;

5. използване на данни от информационните системи за оперативно управление или други системи за измерване;

6. използване на статистически (числени) методи за изчисления на данни.

(6) В случай че данните от измерването не могат да бъдат възстановени от измервателната система в срока, определен за разплащане, заместващата стойност се подготвя от собственика на измервателната система.

(7) При установяване на загуба на данни от измерване или неточни данни от измервателната система собственикът на измервателната система уведомява съответните търговски участници в сроковете, определени в договорите за пренос.

**Чл. 39.** (1) Всеки участник може да поиска от собственика на измервателната система да извърши проверка за съответствие между данните в базата данни и данните от търговската измервателна система.

(2) Разходите за извършване на проверката са за сметка на страната инициатор, поискала проверката, когато резултатите от нея покажат съответствие. Във всички останали случаи разходите за проверка са за сметка на оператора на съответната мрежа.

(3) При несъответствие между данните от измервателната система и тези в базата данни засегнатият участник и собственикът на измервателната система съвместно определят най-подходящия начин за отстраняване на несъответствието въз основа на данните от измервателната система.

## **Раздел VIII**

### **Проверка на измервателните системи**

**Чл. 40.** Измервателните системи за търговско и контролно измерване удовлетворяват изискванията за обща точност само в случаите, когато качеството на електрическата енергия в мястото на измерване отговаря на изискванията на стандарта.

**Чл. 41.** Всички средства за търговско и контролно измерване подлежат на първоначална и последващи проверки по реда на Закона за измерванията, Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол и Наредбата за съществените изисквания и оценяване съответствието на средствата за измерване.

**Чл. 42.** (1) Проверка на измервателната система може да бъде поискана от страната, която купува или продава електрическа енергия. Разходите се заплащат от страната, поискала проверката.

(2) Разходите за проверката са за сметка на страната, поискала проверката, когато резултатите от нея покажат, че измервателната система е в рамките на изискваната точност.

(3) Разходите за проверката са за сметка на собственика на измервателната система, когато резултатите от нея покажат, че не е в рамките на изискваната точност.

**Чл. 43.** (1) Операторът на съответната мрежа извършва проверки на измервателните системи за съответствието им с изискванията на тези правила,

(2) Измервателните системи се проверяват за съответствието им с изискванията за точност съгласно приложението към тези правила,

(3) Извършването на проверката на общата точност на измервателната система съгласно приложението към

тези правила се съгласува между собствениците на измервателните системи и страните по сделките с електрическа енергия.

(4) Проверката на общата точност се извършва чрез:

1. уредби за проверка на общата точност на измервателната система;
2. изчислителни процедури за определяне на общата точност по резултатите от проверки на грешките на отделните елементи на система за измерване на електрическата енергия.

**Чл. 44.** (1) Извън проверките по чл. 43 операторът на мрежата (собственикът на средството за търговско измерване) извършва технически проверки на място на измервателната система/средствата за търговско измерване.

(2) Отчитането на средствата за търговско измерване не се счита за техническа проверка по реда на тези правила.

**Чл. 45.** (1) Когато при проверка по реда на чл. 41 се установи грешка над допустимата съгласно Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол и приложението към тези правила, неправилно и неточно измерване или неизмерване и не е известно кога се е появила установената грешка, количеството електрическа енергия се определя съгласно процедура, определена в договорите с оператора на преносната мрежа или в раздел IX от тези правила за оператора на разпределителната мрежа.

(2) В случаите по ал. 1 операторът на преносната мрежа осигурява заместващи данни по реда на чл. 39 за периода, от който грешката се счита за настъпила.

(3) Когато при наличие на монтиран контролен електромер се установи, че измерената електрическа енергия от търговския електромер се различава от тази на контролния електромер с количество, надвишаващо два пъти грешката, посочена в приложението към тези правила, двете измервателни системи се проверяват. Ако се установи, че търговската система за измерване не отговаря на нормираните технически и метрологични изисквания, а контролното измерване е изправно, данните от контролния електромер се приемат за валидни.

**Чл. 46.** (1) Всички измервателни трансформатори подлежат на първоначална проверка.

(2) Новите измервателни трансформатори, преди да влязат в търговска употреба, се изпитват и проверяват съгласно Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол.

## **Раздел IX**

### **Случаи и начини за извършване на преизчисление на количеството електрическа енергия от операторите на съответните мрежи**

**Чл. 47.** (1) При извършване на проверки по реда на Чл.43 и 44 операторът на съответната мрежа съставя констативен протокол.

(2) Протоколът се подписва от представител на оператора на съответната мрежа и от клиента или негов представител.

(3) При отсъствие на клиента при съставянето на констативния протокол или при отказ от негова страна да го подпише констативният протокол се подписва поне от двама свидетели, които не са служители на оператора на съответната мрежа.

(4) В случаите по ал. 3 операторът на съответната мрежа изпраща констативния протокол на клиента с препоръчано писмо с обратна разписка.

(5) Когато при проверката се установи несъответствие на метрологичните и/или техническите характеристики на средството за търговско измерване с нормираните, нарушения в целостта и/или функционалността на измервателната система, добавяне на чужд за системата елемент, средството за търговско измерване се демонтира и се поставя в безшевен чувал, който се затваря с пломба със знака на оператора на съответната мрежа и уникален номер. Номерът на пломбата и уникалният номер се записват в констативния протокол. Операторът на съответната мрежа изпраща демонтираното средство за търговско измерване на компетентния орган за метрологичен надзор в срок до седем дни от датата на проверката.

(6) В случаите по ал. 5 операторът на съответната мрежа монтира изправни средства за търговско измерване. Когато при проверка се установи промяна на схемата на свързване, операторът на съответната мрежа възстановява правилната схема на свързване.

**Чл. 48.** (1) При липса на средство за търговско измерване, както и в случаите, когато при метрологичната проверка се установи, че средството за търговско измерване не измерва или измерва с грешка извън допустимата, операторът на съответната мрежа изчислява количеството електрическа енергия за период от датата на констатиране на неправилното/неточното измерване или неизмерване до датата на монтажа на средството за търговско измерване или до предходната извършена проверка на средството за търговско измерване, но не по-дълъг от 90 дни, както следва:

1. за битови клиенти:

а) при наличие на точен измерител количеството преминала електрическа енергия се изчислява като функция на измерителя, като се отчита класът на точност на средството за търговско измерване;

б) при липса на точен измерител количеството електрическа енергия се изчислява като една трета от максималния ток на средството за търговско измерване при всекидневно осемчасово ползване на електрическа енергия от клиента, а при липса на средство за търговско измерване корекцията се изчислява на базата на половината от пропускателната способност на присъединителните съоръжения (кабели, проводници), свързващи инсталацията на клиента с разпределителната мрежа, при ежедневно 8-часово натоварване;

2. за небитови клиенти:

а) при наличие на точен измерител количеството преминала електрическа енергия се изчислява като функция на измерителя, като се отчита класът на точност на средството за търговско измерване;

б) при липса на точен измерител количеството електрическа енергия се изчислява като една трета от пропускателната способност на средството за търговско измерване, а при липса на средство за търговско измерване – по една втора от пропускателната способност на присъединителните съоръжения (кабели, проводници), свързващи инсталацията на клиента със съответната мрежа, при ежедневно 10-часово натоварване.

(2) Когато при проверка на измервателната система се установи промяна на схемата за свързване, корекцията по ал. 1 се извършва само въз основа на констативен протокол за установяване намесата в измервателната система, който отговаря на изискванията по чл. 47 и е съставен в присъствието на органите на полицията и е подписан от тях.

**Чл. 49.** (1) При повреда или неточна работа на тарифния превключвател, поради която използваната електрическа енергия се измерва, но не се регистрира точно по съответните тарифи, избрани от клиента, отчетената електрическа енергия се разпределя на база на аналогичен предходен период. При липсата на такъв количествата се коригират по

следния начин:

1. при измерване на 2 тарифни зони – в съотношение 60 на сто за дневна зона и 40 на сто за нощна;
2. при измерване на 3 тарифни зони – в съотношение 20 на сто за върхова зона, 55 на сто за дневна зона и 25 на сто за нощна зона.

(2) Корекциите по ал. 1 се извършват за период от датата на установяване на повреда или неточна работа на тарифния превключвател до датата на отчетен период с коректно измерване, но за не повече от 90 дни.

**Чл. 50.** В случаите на установяване на несъответствие между данните за параметрите на измервателната група и въведените в информационната база данни за нея, водещо до неправилно изчисляване на използваните от клиента количества електрическа енергия, операторът на съответната мрежа коригира количествата електрическа енергия като разлика между отчетеното количество електрическа енергия и преминалите количества електрическа енергия за времето от допускане на грешката до установяването ѝ, но за период не по-дълъг от една година.

**Чл. 51.** (1) Операторът на разпределителната мрежа предоставя на крайния снабдител и доставчик от последна инстанция информация за дължимата сума от съответния клиент, вследствие на установеното неизмерване, непълно или неточно измерване, определена на база коригираните количества електрическа енергия, действащата цена, по която операторът на разпределителната мрежа закупува от обществения доставчик електрическа енергия за покриване на технологичните си разходи и дължимите мрежови цени.

(2) За клиенти, закупуващи електрическа енергия по свободно договорени цени от доставчик, различен от крайния снабдител, или доставчик от последна инстанция, операторът на разпределителната мрежа предоставя на доставчика информация за дължимата сума от съответния клиент вследствие на установеното неизмерване, непълно или неточно измерване. Ако между оператора на разпределителната мрежа и търговеца няма сключен рамков договор въз основа на сключен комбиниран договор между клиента и търговеца, операторът представя на клиента фактурата за дължимата сума вследствие на неизмерване, непълно или неточно измерване, определена на база коригираните количества електрическа енергия, действащата цена, по която операторът на разпределителната мрежа закупува от обществения доставчик електрическа енергия за покриване на технологичните си разходи и дължимите мрежови цени.

## Раздел X

### Контролно и техническо измерване

Контролно измерване

**Чл. 52.** (1) Системата за контролно измерване се осигурява и поддържа от страната, която го е поискала, като изграждането и експлоатацията ѝ се съгласува с оператора на съответната мрежа.

(2) Контролната измервателна система е отделна от търговската и използва отделни намотки на токовите трансформатори, както и отделни вериги на напреженовите трансформатори.

(3) Контролните измервателни системи не могат да бъдат с по-лоши метрологични характеристики от тези за търговското измерване.

(4) Контролното измерване се изгражда в мястото на търговското измерване, като се осигуряват същите условия на околната среда.

(5) По преценка на оператора на съответната мрежа може една и съща вторична намотка на токовите трансформатори да се използва за търговски и контролни електромери.

(6) Използването на данните на контролното измерване се уреждат със споразумение между

страните.

**Чл. 53.** (1) Ползвателят няма право без представител на оператора на съответната мрежа да преустройва, ремонтира или заменя елементите на средствата за контролно измерване, както и да нарушава пломба, знак или друго контролно приспособление на тези средства.

(2) Операторът на съответната мрежа няма право без представител на ползвателя да преустройва, ремонтира или да заменя елементите на средствата за контролно измерване, както и да нарушава пломба, знак или друго контролно приспособление на тези средства.

Техническо измерване

**Чл. 54.** (1) Системата за техническо измерване се осигурява и поддържа от страната, която го е поискала, като изграждането и експлоатацията ѝ се съгласува с оператора на съответната мрежа.

(2) Системата за техническо измерване е отделна от търговската и контролната и използва отделни вериги от съществуващите токови и напреженови трансформатори.

## Раздел XI

### Контрол за спазване на правилата

**Чл. 55.** Контролът за спазване на тези правила е част от контрола за изпълнение на условията на издадените от ДКЕВР лицензии.

**Чл. 56.** Всички спорове, възникнали във връзка с прилагане на тези правила, се отнасят за решаване от ДКЕВР по реда на Закона за енергетиката.

### ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 1. По смисъла на тези правила:

1. „Измерване“ означава регистриране на произведената или употребената активна и реактивна електрическа енергия.
2. „Електромер за техническо измерване“ е електромер, различен от търговския и контролния и служи за целите на баланса на електрическа енергия или други нетърговски цели.
3. „Контролен електромер“ е електромер, различен от търговския и служещ за източник на информация в определени случаи.
4. „Междусистемни електропроводи“ са електропроводи и принадлежащите им съоръжения, осигуряващи връзка с други електроенергийни системи или части от тях.
5. „Обект“ е всяка обособена по отношение на измерването на електрическа енергия производствена единица на участник в пазара на електрическа енергия, която произвежда или потребява електрическа енергия.
6. „SCADA“ е информационно управляваща система за събиране, обработване, регистриране и визуализиране на информация, необходима за оперативното и аварийното управление на електроенергийната система, както и за следоперативен анализ.
7. „Точност“ е предвидената допустима грешка на всяко измервателно устройство в зависимост от местоположението му и допустимата грешка на свързаните към него токови и напреженови трансформатори.
8. „Търговски електромер“ е основна съставна част на всяка измервателна система, която осигурява измервателна информация за търговски цели.
9. „Търговски участници“ по смисъла на тези правила са производителите на електрическа енергия, търговците на електрическа енергия, крайни клиенти, общественият доставчик

на електрическа енергия, крайните снабдители на електрическа енергия, операторите на електропреносна/електроразпределителни мрежи и доставчиците от последна инстанция.

10. „ENTSO-E“ е международна организация „Европейска мрежа на операторите на преносната система за електроенергия“.

## ЗАКЛЮЧИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 2. Тези правила са приети от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по т. 3 от Протокол № 147 от 14.10.2013 г. на основание чл.21, ал. 1, т. 9 във връзка с чл. 83, ал. 1, т. 6 от Закона за енергетиката и отменят Правила за измерване на количеството електрическа енергия, приети от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с Решение № П-1 от 10.04.2007 г. (ДВ, бр. 38 от 2007 г.).

### Приложение

към чл. 19, ал. 2, чл. 23, ал. 1,

чл. 34, чл. 43, ал. 2 и 3 и чл. 45

#### Обща точност

Общата точност на измерванията зависи от точността както на електромера, така и на токовете и напрежените трансформатори. Общата точност на измерванията в мястото на измерване за всички съществуващи и нови измервателни системи през цялото време е в границите на грешка, посочени в таблицата.

Количество	Точност на отделните елементи на измервателната система	Ток	Фактор на Граница на мощността	Граница на грешката
Активна енергия	Електромер за активна енергия	20 до 120 % от 1.00	1.00	± 0.40 %
	0.2 S	IN		
	Токов трансформатор	0.2 ± 0.40 %		
Активна енергия	С	± 0.60 %	1.00	± 0.83 %
	Напрежен трансформатор	0.2 ± 0.93 %		
	Електромер за активна енергия	5 до 120 % от 1.00		
Активна енергия	0.5 S	IN	1.00	± 1.32 %
	Токов трансформатор	0.2 ± 1.23 %		
	С	± 1.41 %		
Активна енергия	Напрежен трансформатор	0.2	1.00	± 1.58 %
	Електромер за активна енергия	5 до 120 % от 1.00		
	0.5 S	IN		
Активна енергия	Токов трансформатор	0.5 ± 1.68 %	1.00	± 4.00 %
	С	± 2.35 %		
	Напрежен трансформатор	0.5		
Активна енергия	Електромер за активна енергия	5 до 120 % от 1.00	1.00	± 5.00 %
	1.0	IN		
	Токов трансформатор	0.5 ± 2.02 %		
Активна енергия	С	± 2.48 %	1.00	± 5.00 %
	Напрежен трансформатор	0.5		
	Електромер за реактивна енергия	10 до 120 % от 0		
Реактивна енергия	2.0	IN	1.00	± 5.00 %
	Токов трансформатор	0.2 ± 5.00 %		
	С			

Напреженов  
трансформатор 0.2

± 5.00 %

Забележка. Изискванията за токове в обхвата от 1 до 5 % от номиналния ток се прилагат само когато енергията, която ще се измерва при нормални работни условия, е такава, че номиналният ток на измерване е под 5 % (без 0) за периоди, равни на 10 % или повече годишно.

За постигане на общата изисквана точност може да е необходимо електромерите да бъдат компенсирани за грешките на измервателните трансформатори и за съответната връзка към електромерите.