

ПРАВИЛА
за измерване
на количеството електрическа енергия

Раздел I
Общи положения

Чл. 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;
2. изискванията за точността на измерване, проверката на измервателните системи и свързаните с тях комуникационни връзки;
3. създаването, поддържането и достъпът до база данни на измервателната система;
4. регистрирането на средствата за търговско измерване на количествата активна и реактивна електрическа енергия;
5. правата и задълженията на страните по сделките с електрическа енергия, на оператора на електроенергийната система и на операторите на разпределителните мрежи, свързани с измерването на количеството електрическа енергия.

Раздел II
Принципи на измерването

Чл. 2. За всяко присъединяване към електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, включително за всеки междусистемен електропровод, се осигурява измервателна система.

Чл. 3. (1) Електромерите за търговско и контролно измерване отчитат и регистрират киловатчасове (kWh) и/или киловарчасове (kVAh) в мястото на измерване на активна и/или капацитивна/индуктивна реактивна електрическа енергия.

(2) Количествата активна и реактивна електрическа енергия във всяко място на измерване се отчитат едновременно през периоди, определени в договора за покупко-продажба на електрическа енергия по регулирани цени или съгласно правилата за търговия с електрическа енергия, когато сделките с електрическа енергия са по свободно договорени цени. Общественият доставчик предоставя информация на оператора на електроенергийната система за периодите на отчитане, определени в договорите за покупко-продажба на електрическа енергия по регулирани цени.

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

Чл. 5. Техническите изисквания, метрологичните характеристики и спецификациите на измервателната система се определят от нивото на напрежение в мястото на измерване и от количеството електрическа енергия, което ще се измерва.

Чл. 6. Монтирането на контролни електромери е по преценка и за сметка на страната, която купува или продава електрическа енергия. Контролни електромери могат да се използват за осигуряване на данни от измерването при повреда на основните електромери.

Чл. 7. Всички измервателни системи се доставят, обслужват, поддържат и контролират в съответствие с изискванията на тези правила и действащото законодателство.

Раздел III Място на присъединяване и осигуряване на измервателни системи

Чл. 8. Мястото на присъединяване към електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, се определя в договора за присъединяване съгласно Наредбата за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи по чл. 116, ал. 7 от Закона за енергетиката.

Чл. 9. Произведената електрическа енергия и електрическата енергия, използвана от потребителите, се измерва със средства за търговско измерване – собственост на преносното или на съответното разпределително предприятие.

Чл. 10 (1) Преносното предприятие е длъжно 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 на производител, присъединен към електропреносната мрежа;
2. енергията, напускаща електропреносната мрежа и постъпваща в електроразпределителните мрежи;
3. енергията, постъпваща в електрическите уредби на привилегированите потребители, присъединени към електропреносната мрежа;
4. енергията, използвана от потребители на енергия за стопански нужди, присъединени към електропреносната мрежа;
5. енергията, подавана/отдавана по междусистемните електропроводи.

(2) Разпределителното предприятие е длъжно 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 потребители на енергия за стопански нужди, присъединени към електроразпределителната мрежа средно и ниско напрежение;
2. енергията, използвана от битовите потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи ниско напрежение;
3. енергията, постъпваща в електрическите уредби на привилегированите потребители, присъединени към електроразпределителната мрежа;
4. енергията на производител, присъединен към електроразпределителната мрежа.

(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 разпределителни предприятия се уреждат съгласно сключен между тях договор.

(4) Страната, която купува или продава електрическа енергия, няма право да преустройва, ремонтира или да заменя елементите на средствата за търговско измерване, както и да нарушава пломба, знак или друго контролно приспособление, поставени от преносното, съответно разпределителното предприятие, оторизиран държавен орган или упълномощени от него длъжностни лица.

Чл. 11. (1) Преносното, съответно разпределителното предприятие, е длъжно да осигурява на страната, която купува или продава електрическа енергия, достъп за визуален контрол върху показанията на средствата за търговско измерване.

(2) Потребителите осигуряват на длъжностните лица на преносното, съответно разпределителното предприятие, безпрепятствен достъп до всички елементи на измервателната система за тяхното монтиране, проверка и отчитане на количествата електрическа енергия при условия, определени в договора за продажба на електрическа енергия по регулирани цени, съответно в общите условия или в договора за ползване на преносната, съответно разпределителната мрежа, при продажба по свободно договорени цени.

Чл. 12. Преносното предприятие определя специфичен за обекта и постоянен буквено-цифров идентификационен код за всяко място на измерване на количеството електрическа енергия.

Чл. 13. (1) Когато утвърдените тарифи предоставят възможност на потребителите от дадена група да избират начина на измерване на количеството електрическа енергия, преносното, съответно разпределителното предприятие, е длъжно да монтира измервателни уреди, които да съответстват на писмено заявения избор на потребителя.

(2) В случая по ал. 1 потребителят подава писмено заявление до преносното, съответно разпределителното предприятие, с искане за промяна на начина на измерване. Заявлението съдържа мотивите за исканите промени.

(3) В 30-дневен срок преносното, съответно разпределителното предприятие, след проверка на съществуващия начин на търговско измерване на място при потребителя, предлага договор за осъществяване на исканите промени.

(4) Всички разходи, с изключение на разходите за самите измервателни уреди, са за сметка на потребителя.

Раздел IV

Определяне на местата на измерване

Чл. 14. 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. Измерва се нетното подадено количество електрическа енергия.

Чл. 15. При отдаване на електрическа енергия от електропреносната към електроразпределителната мрежа мястото на измерване е на страна средно напрежение на понижаваш трансформатор и на страна 110 kV, собственост на разпределителното предприятие. Измерва се нетното подадено количество електрическа енергия.

Чл. 16. (1) При отдаване на електрическа енергия от електропреносната мрежа, съответно електроразпределителната мрежа, към присъединен потребител, мястото на измерване е на страната с по-високо напрежение на понижавашия трансформатор на потребителя (ако има такава трансформация) или в мястото на присъединяване на потребителя към електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа. Технологичните разходи на енергия в дадено съоръжение (оборудване) са за сметка на неговия собственик.

(2) При подаване на електрическа енергия от преносното, съответно разпределителното предприятие, към производител, мястото на измерване е на страна високо напрежение.

Чл. 17. При междусистемните електропроводи мястото на измерване се организира от преносното предприятие в граничната подстанция (уредба) съгласно препоръките на УСТЕ и двустранните договори за доставка (обмен) на електрическа енергия.

Чл. 18. (1) Когато мястото на измерване не съвпада с мястото на присъединяване, данните от измерването могат при необходимост да се коригират.

(2) Преносното, съответно разпределителното предприятие, и страната, чиято енергия се измерва, се договарят за компенсацията. Договорената процедура за определяне на размера на компенсацията се включва в регистъра на измервателната система.

Раздел V Идентификационен код

Чл. 19. За унифициране и улесняване обмена на данни от електроенергийния пазар, всяко място на измерване на електрическата енергия се описва от специфичен за обекта и постоянен буквено-цифров идентификационен код, описан в приложение № 1.

Чл. 20. Преносното предприятие определя идентификационните кодове на всички места на измерване. Тези кодове се съдържат в регистъра на измервателната система и съответните комуникационни връзки за всеки участник.

Чл. 21. Идентификационният код не се прехвърля за друго място на измерване, не се променя или прередактира, като остава постоянен през целия си пазарен ресурс.

Чл. 22. При преместване или закриване на място на измерване съответният идентификационен код има начална и крайна дата и контролен запис за промяната.

Чл. 23. При обмена на данни и информация между преносното, съответно разпределителното предприятие, съответния участник, Държавната комисия за енергийно регулиране и Държавната агенция за метрология и технически надзор (ДАМТН), се използва идентификационният код на всяко място на измерване.

Раздел VI Изисквания към измервателните системи

Чл. 24. В зависимост от нивото на напрежение и големината на електрическия товар измервателната система включва:

1. измервателни трансформатори;
2. търговски електромери;
3. устройства за комуникации;
4. допълнителни и спомагателни устройства и вериги;
5. табло (шкаф) за монтиране на електромери и елементи на измервателната система, обезопасено срещу прах и влага и с възможност за пломбиране;
6. вторични вериги за измерване, клемореди и предпазители;

7. контролни електромери, ако такива са монтирани.

Чл. 25. Основните измервателни уреди и елементите на измервателните системи трябва да отговарят на следните условия:

1. да са защитени чрез пломби или други устройства, които не позволяват нерегламентиран достъп до тях на неоторизирани лица;
2. при двупосочни потоци на активна и реактивна електрическа енергия да включват и устройство, което може да регистрира и записва тези потоци;
3. при наличие на връзка с базата данни на измервателната система да имат електронни средства за записване и предаване на данни към нея;
4. да включват устройство, което дава възможност за визуално изображение на натрупващото се количество измерена електрическа енергия по тарифни зони и периоди на сетълмент;
5. да имат точност в съответствие с изискванията на Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол, и на приложение № 2;
6. да имат защита от пренапрежение.

Чл. 26. (1) Измервателните трансформатори (токови и напреженови) трябва да отговарят на изискванията за точност, посочени в Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол, и в приложение № 2.

(2) Техническите данни на измервателните трансформатори се включват в регистъра на измервателната система.

(3) В мрежите средно напрежение и мрежите високо напрежение (110 kV и по-високо) всяко място на търговско измерване се захранва от по един комплект токови и напреженови трансформатори с отделна намотка за търговско измерване.

Чл. 27. (1) Според принципа на действие електромерите за търговско измерване са индукционни или статични.

(2) Отчитането на показанията на електромерите се извършва непосредствено или дистанционно.

Чл. 28. (1) Търговското измерване на активна и реактивна електрическа енергия за стопански нужди се извършва:

1. при трифазни линии с ниско напрежение - с триелементни електромери;
2. при електропроводни линии със средно и високо напрежение, които са елементи от електроразпределителната мрежа, се допускат и двуелементни електромери;
3. при електропроводни линии с напрежение 110 kV и по-високо - с триелементни електромери.

(2) За битови потребители измерването се извършва с еднофазни или трифазни електромери с преден монтаж.

Чл. 29. (1) Електромерите по чл. 28, ал. 1, 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.

(2) Количествата енергия се измерват, както при капацитивни, така и при индуктивни фактори на мощността. Потокът на активна и реактивна енергия се измерва и регистрира поотделно в двете посоки.

Чл. 30. (1) Електромерите по чл. 28, ал. 1, които са от статичен тип, трябва да имат дисплей за изобразяване на всички интегрирани количества.

(2) Класът на точност на електромерите трябва да отговаря на изискванията, посочени в Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол.

Чл. 31. Електромерите по чл. 28, ал. 1, които са от статичен тип, трябва да са оборудвани с допълнителна електрозахранваща система и независима система като резерв, и да са осигурени със средства за наблюдение и контрол, както и със система за аварийна сигнализация за индикиране на вътрешни и външни повреди.

Чл. 32. (1) Електромерите трябва да са пломбирани. Пломбата се поставя така, че вътрешността на измервателния уред да не е достъпна без повреждане на пломбата.

(2) Техническите данни и спецификацията на електромерите и прилежащите им елементи се въвеждат в регистъра на измервателната система.

Чл. 33. (1) Измервателната система заедно с прилежащите ѝ елементи трябва да постига изискванията за обща точност, посочени в приложение № 2.

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

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

Чл. 34. (1) Преносното, съответно разпределителното предприятие, 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.

(2) Синхронизирането се извършва чрез интегриран приемник и синхронизиран радиосигнал или чрез синхронизиращ еталонен сигнал от преносното предприятие.

Чл. 35. (1) Преносното, съответно разпределителното предприятие, определя необходимостта статичният електромер да има уред за автоматично регистриране с енергонезависима памет, която включва средства за запамятване на данни за всяко измерено количество.

(2) Капацитетът на запамятащото устройство трябва да позволява запамятането на минимум 4 (четири) измерени стойности на данни, снемани през интервал от 15 (петнадесет) минути, за период от 50 (петдесет) дни.

Чл. 36. (1) Измервателната система, включваща статичен електромер съгласно чл. 35, ал. 1, трябва да е оборудвана със средства за защита на енергозависимите данни, запаметени в паметта.

(2) По възможност данните се съхраняват в енергонезависима памет. След загуба на захранване данните, записани в паметта, се пазят за най-малко 50 (петдесет) дни от натрупаното оперативно време без включено външно захранване. Всяка операция "четене" не трябва да изтрива или да променя запаметените измерени данни.

Чл. 37. (1) Измервателната система, включваща статичен електромер, трябва да е оборудвана с интерфейсни устройства за вътрешна или външна комуникация, например модем или радиопредавател, които осигуряват обмена на данни за локално или дистанционно запитване според действащия стандарт.

(2) Комуникационната връзка осигурява предаване на данните от измерването към преносното предприятие. Запитването се осъществява чрез едно от следните комуникационни средства:

1. телефонни държавни и/или частни мрежи;
2. частна или държавна радио/сателитна мрежа;
3. високочестотна комуникация по електропроводни линии високо напрежение.

Чл. 38. (1) Преносното предприятие осигурява комуникационната връзка.

(2) 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.

(3) Техническата спецификация на формата за предаване на данни, протоколите, средствата за проверка за грешки и нивото на сигурност се определят от преносното предприятие.

Чл. 39. (1) Всяка измервателна система подлежи на проверка за:

1. точност;
2. работоспособност;
3. понижено ниво на напрежение на резервната батерия;
4. проверка на паметта;
5. изолация.

(2) Надеждността на измервателните трансформатори и измервателните системи трябва да бъде на ниво над 99 % годишно. Разполагаемостта на комуникационната връзка за работа трябва да бъде над 95 % годишно.

Чл. 40. (1) Вторичните вериги на измервателната система се изпълняват с екраниран кабел при следните условия:

1. напрежените вериги (при измерване на всички нива на напрежение) - с четирижилен кабел;
2. токовите вериги (при измерване на ниво средно и високо напрежение) - със самостоятелна двойка кабел за всяка фаза от токов трансформатор до клеморед на електромер;
3. токови 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 четворка кабел;
4. минимално допустимото сечение на вторичните вериги е $2,5 \text{ mm}^2$ за меден проводник, при което сечението на кабелите във вторичната токова верига трябва да бъде съобразено с мощността на вторичната намотка на токовия трансформатор, а вторичната напреженова верига да обезпечава спад на напрежение, по-малък от 0,5 %;
5. заземяването на вторичните вериги се извършва в една точка на специализираните клеми на измервателните трансформатори;
6. заземяването на екранирания кабел (защитната обвивка) се извършва на електромерното табло;
7. клеморедите на вторичните вериги са окомплектовани 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:
 - в команден шкаф за токови и напреженови вериги - при измерване на ниво високо напрежение;

- в предкилиен шкаф за напреженови вериги - при измерване на ниво средно напрежение;
- на електромерно табло - за измерване на ниво ниско напрежение;
- 9. монтажът на клеморедите в команден и предкилиен шкаф се изпълнява в прахо-влагозащитена кутия с възможност за пломбиране;
- 10. за предпазване на вторичните напреженови вериги се използват предпазители, монтирани съответно в команден и предкилиен шкаф;
- 11. сигнализацията за отпадане на напрежение във вторичните измервателни вериги се реализира за всяка измервателна система поотделно и се извежда на командното табло на съответното присъединение;
- 12. сигнализацията за отпадане на оперативното напрежение се извежда на табло централна сигнализация.

(2) Захранването на електромерното табло с променливо напрежение 220 V се осъществява от табло собствени нужди чрез самостоятелен предпазител и сигнализация за отпадането му.

Чл. 41. Данните от измерването, съхранявани в измервателната система, са защитени от пряк локален или дистанционен достъп чрез пароли. Паролите се вписват в регистъра на измервателната система.

Чл. 42. (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.

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

(3) Проектът, техническите спецификации и електрическите схеми на елементите на измервателната система се документират от оператора на електроенергийната система, съответно от оператора на разпределителната мрежа.

Раздел VII

Регистър на измервателната система и данни от измерването

Чл. 43. (1) Всички технически данни за елементите на измервателната система, физическите данни с резултати от измерванията по отношение на всяко място на измерване, всички места на измерване и данните за администриране на регистъра на измервателната система се съхраняват в централна база данни, наречена база данни на измервателната система, съдържаща две части:

1. регистър на измервателната система;
2. данни от измерването.

(2) Операторът на електроенергийната система осигурява:

1. актуализирането, поддържането и администрирането на двете части на базата данни;
2. сигурния и поверителен начин, по който администрира, обработва, поддържа и съхранява данните в регистъра и данните от измерванията.

Чл. 44. (1) Операторът на електроенергийната система поддържа за всеки деклариран при регистрацията на пазара на балансираща енергия обект виртуален електромер, който съхранява стойностите на консумираната и отдадената от този обект активна и реактивна енергия за всеки период на сетълмент.

(2) Обектите на търговските участници, които не са декларирани при регистрация на пазара на балансираща енергия, се декларират пред обществения доставчик и/или обществен снабдител.

Чл. 45. (1) Операторът на електроенергийната система е длъжен да осигурява за всяка измервателна система всички необходими данни и технически спецификации според изискванията, описани в приложение № 1.

(2) Операторът на електроенергийната система предоставя достъп до регистъра на измервателната система само на упълномощени лица и на участниците по отношение на местата на измерване на собствените им обекти.

Чл. 46. Всяка проверка на определената според приложение № 2 точност на измервателната система, всяка промяна в нейните елементи, настройки и параметри трябва да бъдат в съответствие със сетълмента и се отразяват в регистъра.

Чл. 47. Регистърът на измервателната система съдържа информация за:

1. марка, тип, сериен номер, година на производство и клас на точност на измервателните уреди;

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. идентификационен код, компенсационни процедури и др.;

4. локална информация като физическо местоположение, име на упълномощеното лице за връзка и др.;

5. информация за комуникационната връзка (тип, технически параметри, и др.);

6. всички данни, отнасящи се до програмата за проверка и графика на подмяна на активите, протоколи от проверките на различните измервателни уреди на измервателната система.

Чл. 48. (1) Данните от измерванията са втората част от базата данни, която съдържа всички измерени и пресметнати стойности, ползвани за целите на разплащането.

(2) Операторът на електроенергийната система събира дистанционно и съхранява данните по ал. 1 и ги запамятава в базата данни на измервателната система за целите на разплащането и извършването на справки за участници.

(3) Операторът на електроенергийната система разработва процедури за събиране и съхраняване на данните от измерванията, за което уведомява участниците.

(4) В случай, че дистанционното събиране на данни стане невъзможно, операторът на електроенергийната система организира със съответния участник получаване на данните с други средства.

Чл. 49. Операторът на електроенергийната система осигурява надеждна комуникационна връзка и дистанционно предаване на данни от измервателната система към базата данни.

Чл. 50. Разпределителното предприятие създава, поддържа и администрира база данни за всички потребители и производители, присъединени към електроразпределителната мрежа, независимо от това дали сключват сделки при регулирани или свободно договорени цени. За регистрираните на пазара на балансираща енергия търговски участници

разпределителното предприятие представя на оператора на електроенергийната система валидирани данни за ползване и съхранение в базата данни.

Чл. 51. (1) Данните от измерванията включват:

1. отчетени стойности на активната и реактивната енергия, които са събрани от измервателните системи;
2. пресметнати стойности от първоначалните данни от оператора на електроенергийната система;
3. оценени и коригирани или заменени данни в случай на липсващи или погрешни данни;
4. разчетни данни и стойности, използвани за целите на разплащането.

(2) Преносното, съответно разпределителното предприятие, предоставя необходимите данни от измерванията на страните по сделките с електрическа енергия за целите на разплащането.

Чл. 52. (1) Данните от измерването се събират, обработват, администрират и запамятват по сигурен и поверителен начин.

(2) Данните за минали периоди се съхраняват в базата данни от измерването за период от 2 (две) години в достъпен формат и за период от 6 (шест) години в архив.

Чл. 53. (1) Операторът на електроенергийната система отговоря за проверката на валидността на данните и заместващите данни в случай на грешка или липсващи данни.

(2) Операторът на електроенергийната система разработва съвместно с участниците процедури и указания за валидиране и замяна на данни.

(3) При пълно отсъствие на данни от измерване или при грешки в измервателните уреди данните се заменят с възможно най-добрите пресметнати данни, като се използват статистически записи, информация от информационно-управляващата система (SCADA) на Централното диспечерско управление, и други източници и методи, съгласувани със съответния участник.

(4) В случай, че данните от измерването не могат да бъдат възстановени от измервателната система в срока, изискван за разплащане, заместващата стойност се подготвя от оператора на електроенергийната система, като се използва метод, предварително договорен с участниците.

(5) При установяване на загуба на данни от измерване или неточни данни от измервателната система операторът на електроенергийната система уведомява съответните участници до 24 (двадесет и четири) часа от установяването при работен ден.

Чл. 54. (1) Всеки участник може да поиска от оператора на електроенергийната система да извърши проверка, която да установи съответствие между данните в базата данни и данните от неговата измервателна система.

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

Чл. 55. Операторът на електроенергийната система може да даде пряк или допълнителен достъп до базата данни на измервателната система на упълномощени лица и/или организации.

Чл. 56. Право на достъп до всички данни по отношение на мястото на измерване имат:

1. преносното, съответно разпределителното предприятие;
2. операторът на електроенергийната система;
3. участникът - за съответната измервателна система.

Чл. 57. (1) Електронен достъп до базата данни се осигурява, като се използват подходящи системи за сигурност, определени от оператора на електроенергийната система.

(2) Базата данни на измервателната система и паролите за електронен достъп са поверителни и подлежат на защита в съответствие с чл. 114 от Закона за енергетиката.

(3) Операторът на електроенергийната система осигурява подходящо планиране на достъпа до базата данни с оглед недопускане на претоварване на информационната система.

Раздел VIII

Проверка на измервателните системи

Чл. 58. Средствата за измерване трябва да отговарят на техническите и метрологичните изисквания към тях, определени в Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол.

Чл. 59. Средствата за търговско измерване удовлетворяват изискванията за точност само в случаите, когато качеството на електрическата енергия в мястото на измерване отговаря на изискванията на стандарта.

Чл. 60. Всички средства за търговско и контролно измерване подлежат на първоначална и последващи проверки по реда на Закона за измерванията и Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол.

Чл. 61. Проверка на измервателната система и съответната комуникационна връзка може да бъде поискана от страната, която купува или продава електрическа енергия, а в случаите на използване на чужда уредба - и от нейния собственик. Разходите са за сметка на страната, поискала проверката, когато резултатите от нея покажат, че оборудването е в рамките на изискваната точност. Във всички останали случаи разходите за проверка са за сметка на преносното, съответно разпределителното предприятие.

Чл. 62. (1) Преносното, съответно разпределителното предприятие, извършва проверки на измервателните системи за съответствието им с изискванията на тези правила.

(2) Измервателните уреди се проверяват за съответствието им с изискванията за точност, определени в Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол, и в приложение № 2.

(3) Проверката на общата точност на измервателната система, съгласно приложение № 2, се договаря между страните.

Чл. 63. (1) Всички електромери (търговски и контролни) подлежат на първоначална проверка. Резултатите от проверката се записват в регистъра на измервателната система.

(2) Проверката се извършва от упълномощено от ДАМТН физическо или юридическо лице.

Чл. 64. (1) В случай, че търговският електромер в измервателна система в мрежа 110, 220 и 400 kV покаже отклонение, повече от 1,5 % от показанията на съответната контролна измервателна система, двете системи се проверяват.

Ако търговският електромер покаже очевиден дефект, данните от контролния електромер се приемат като точни данни.

(2) Когато при проверка на измервателната система се установи грешка над допустимата съгласно Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол, и приложение № 2, и не е известно кога се е появила дадена грешка, некоректно отчетеното количество електрическа енергия се определя съгласно процедура, предвидена в договора за покупко-продажба на електрическа енергия.

(3) Когато при проверка на измервателна система се установи грешка на измерването, по-малка 1,5 пъти от допустимата грешка по спецификациите, отчетените резултати не се подменят.

(4) В случаите по ал. 1 и ал. 2 преносното, съответно разпределителното предприятие, осигурява достатъчно точни заместващи данни за корекция на грешката за периода, от който тя се счита за настъпила.

(5) Преносното, съответно разпределителното предприятие, подготвя отчет за съгласуване на данните, снети от електромера, и го предоставя на съответния участник.

Чл. 65. (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.

(3) Последваща проверка на измервателните трансформатори се извършва по преценка на страните по договора за покупко-продажба на електрическа енергия или при настъпила очевидна промяна.

Раздел IX

Контролно измерване

Чл. 66. (1) Монтирането на система за контролно измерване е по преценка и за сметка на страната, която купува или продава електрическа енергия, като се съгласува с преносното, съответно разпределителното предприятие.

(2) Процедурата за използване на данните от контролните електромери за целите на разплащането се урежда в договора за покупко-продажба на електрическа енергия, сключен между страните, съответно в общите условия за продажба на електрическа енергия.

Чл. 67. (1) Контролната измервателна система е отделна от търговската и използва отделни намотки на токовете трансформатори.

(2) Контролните измервателни системи могат да се хранят от вторични вериги, използвани за други цели.

(3) Контролните измервателни системи не могат да бъдат с по-ниски метрологични показатели от тези за търговско измерване.

Чл. 68. (1) Участникът няма право без представител на преносното, съответно разпределителното предприятие, 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.

(2) Преносното, съответно разпределителното предприятие, няма право без представител на участника 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.

Раздел X

Контрол за спазване на правилата

Чл. 69. Контролът за спазване на тези правила е част от контрола за изпълнение на условията на издадените от Държавната комисия за енергийно регулиране лицензии.

Чл. 70. Всички спорове, възникнали във връзка с прилагане на тези правила, се отнасят за решаване от Държавната комисия за енергийно регулиране по реда на Закона за енергетиката.

ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 1. По смисъла на тези правила:

1. “Виртуален електромер” е условно работно понятие, което означава съхраняване на калкулираните стойности на консумираната и отдадената активна и реактивна енергия от съответен обект за всеки период на сетълмент.
2. “Измерване” означава регистриране на произведената или потребената активна и реактивна електрическа енергия.
3. “Контролен електромер” е електромер, различен от търговския, и служи 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 търговски участник, която произвежда или консумира електрическа енергия.
6. “Привилегирован потребител” е потребител на електрическа енергия, отговарящ на условията, определени в Правилата за условията и реда за достъп до електропреносната и електроразпределителните мрежи.
7. “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.
8. “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.
9. “Търговски електромер” е основна съставна част на всяка измервателна система, която осигурява измервателна информация за търговски цели.
10. “Търговски участници” са производителите на електрическа енергия, привилегированите потребители и търговците на електрическа енергия, които сключват сделки по реда на Правилата за търговия с електрическа енергия.
11. “Участник” е всяка от страните по сделките с електрическа енергия.
12. “УСТЕ” е Съюз за координиране на преноса на електрическа енергия.

ЗАКЛЮЧИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 2. Тези правила са изготвени на основание чл. 83, ал. 1, т. 6 от Закона за енергетиката и са приети от Държавната комисия за енергийно регулиране на основание чл. 21, т. 7 от Закона за енергетиката с решение № П-2/04.06.2004 г., т. 4.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1
Структура на идентификационния код
на местата на измерване

Държава (2 знака)	Разпределително предприятие(я) (4 знака)	Район (5 знака)	Сериен номер (5 знака)
Държава	Международната идентификация на държавите, например България: BG		
Разпределително предприятие	Преносното предприятие определя идентификационни номера за разпределителните предприятия		
Район	Идентификационен номер на мястото на измерване		
Сериен номер	Определен за всяка измервателна система индивидуално. Някои знаци може да бъдат определени за разграничаване по тип на измервателната система (производител/разпределително предприятие/привилегирован потребител)		

Регистър на измервателната система

Регистърът представлява част от базата данни на измервателната система и съдържа информация от измерванията, свързани с измервателните системи, определени от правилата за измерване, които определят валидността и точността на данните от измерването.

Предназначението на регистъра е да улесни:

- регистрирането на местата на присъединяване, местата на измерване и засегнатите участници;
- проверката на съответствието с Правилата за измерване на количеството електрическа енергия;
- контрола на промените в регистрираната информация.

Регистърът трябва да съдържа най-малко следната информация:

1. Референтни данни за местата на присъединяване и измерване, включително:
 - данни за местоположение и идентификация (номера на чертежи);
 - данни за пресмятане на компенсации за загуби;
 - идентификационни имена на обектите;
 - определяне на отговорното лице за връзка за всеки обект от името на съответния участник.
 - информация за кодирането на данните в регистъра.
2. Идентификация и характеристики на измервателната система:
 - фабрични номера;
 - идентификационно наименование на измервателната система;

- типове и модели на измервателни системи;
 - коефициенти на трансформация на измервателните трансформатори;
 - данни за текущи програми за изпитания и проверки, резултати от изпитания и отправки към протоколи от изпитания;
 - график за изпитание, проверки и подмяна на измервателната система;
3. Данни за предаването на информация, включително:
- телефонни номера за достъп до данни;
 - тип и серийни номера на комуникационното оборудване;
 - данни или указания за комуникационните протоколи;
 - информация за преобразуването на данни;
 - идентификация и права на достъп на потребителите;
 - пароли за достъп до електромерите (съдържат се в скрити или защитни полета).
4. Процедура на валидиране и замяна на данни, договорени между засегнатите страни, включително:
- алгоритми;
 - методи за сравнение на данни;
 - обработка и аварийни сигнали (ограничения за източника на напрежение, ограничения за фазовия ъгъл);
 - проверка на данните за компенсиране на измерването;
 - алтернативни източници на данни.
5. Обработка на данни преди разплащане, включително алгоритми за:
- часово пресмятане на производството (потреблението);
 - други.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2

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 трябва през цялото време да бъде в границите на грешка, посочени в таблицата по-долу.

Количество	Точност на отделните елементи на измервателната система	Ток	Фактор на мощността	Граница на грешка
Активна енергия	Електромер за активна енергия 0.2 S	20 % до 120 % от номиналния ток	1	± 0.4 %
	Токов трансформатор 0.2 S	5 % до 20 % от номиналния ток	1	± 0.4 %
		1 % до 5 % от номиналния ток	1	± 0.6 %
	Напрежен трансформатор 0.2	20 % до 120 % от номиналния ток	0.5 индуктивен до 0.8 капацитивен	± 0.93 %
Активна енергия	Електромер за активна енергия 0.5 S	5 % до 120 % от номиналния ток	1	± 0.83 %
	Токов трансформатор 0.2 S	1 % до 5 % от номиналния ток	1	± 1.23 %
		10 % до 120 % от номиналния ток	0.5 индуктивен до 0.8 капацитивен	± 1.41 %

Количество	Точност на отделните елементи на измервателната система	Ток	Фактор на мощността	Граница на грешка
Активна енергия	Електромер за активна енергия 0,5 S	5 % до 120 % от номиналния ток	1	± 1.32 %
	Токов трансформатор 0.5 S	1 % до 5 % от номиналния ток	1	± 1.68 %
	Напреженов трансформатор 0.5	10 % до 120 % от номиналния ток	0.5 индуктивен до 0.8 капацитивен	± 2,35 %
Активна енергия	Електромер за активна енергия 1,0 S	5 % до 120 % от номиналния ток	1	± 1.58 %
	Токов трансформатор 0.5 S	2 % до 5 % от номиналния ток	1	± 2,02 %
	Напреженов трансформатор 0.5	20 % до 120 % от номиналния ток	0.5 индуктивен до 0.8 капацитивен	± 2,48 %
Реактивна енергия	Електромер за реактивна енергия 2.0	10 % до 120 % от номиналния ток	0	± 4.0 %
	Токов трансформатор 0.2 S Напреженов трансформатор 0.2	10 % до 120 % от номиналния ток	0.866 индуктивен до 0.866 капацитивен	± 5.0 %

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, или да бъдат компенсирани за загуби на силовия трансформатор. Стойностите за компенсиране се записват в преносното предприятие и представят като доказателство при обосноваване на критериите за компенсиране.

Компенсирането може да се постигне или в рамките на измервателните уреди, или в рамките на софтуера за управление на данни. Ако се извърши компенсиране, тогава резултантната обща точност трябва да бъде възможно най-близо до нула. Параметрите трябва да се запаметяват в регистъра на измервателната система на преносното предприятие.