

Warszawa, dnia 8 kwietnia 2022 r.

Poz. 788

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA¹⁾**

z dnia 22 marca 2022 r.

w sprawie systemu pomiarowego^{2), 3)}

Na podstawie art. 11x ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, z późn. zm.⁴⁾) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) wymagania funkcjonalne, jakie spełnia system pomiarowy;
- 2) wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii;
- 3) wymagania, jakie spełniają:
 - a) układy pomiarowo-rozliczeniowe w zakresie energii elektrycznej w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia innego niż określone w pkt 9,
 - b) dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu,
 - c) polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania,
 - d) dane pomiarowe oraz polecenia wysyłane przez licznik zdalnego odczytu do urządzeń w gospodarstwie domowym, a także warunki ich przesyłania;
- 4) standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu;
- 5) sposób funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym oraz sposób dokonywania rozliczeń w tym trybie;

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

²⁾ Niniejsze rozporządzenie zostało notyfikowane Komisji Europejskiej w dniu 26 listopada 2021 r., pod numerem 2021/789/PL, zgodnie z § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597), które wdraża dyrektywę (UE) 2015/1535 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 9 września 2015 r. ustanawiającą procedurę udzielania informacji w dziedzinie przepisów technicznych oraz zasad dotyczących usług społeczeństwa informacyjnego (ujednolicenie) (Dz. Urz. UE L 241 z 17.09.2015, str. 1).

³⁾ Niniejsze rozporządzenie w zakresie swojej regulacji wdraża dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125).

⁴⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2021 r. poz. 868, 1093, 1505, 1642, 1873, 2269, 2271, 2376 i 2490 oraz z 2022 r. poz. 1, 200, 202 i 631.

- 6) sposób wyznaczania zastępczych danych pomiarowych oraz skorygowanych danych pomiarowych;
- 7) sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym;
- 8) szczegółowy zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu;
- 9) wymagania, jakie spełnia licznik zdalnego odczytu, aby umożliwić skomunikowanie z urządzeniami odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym;
- 10) informacje przekazywane odbiorcy końcowemu, o którym mowa w art. 11t ust. 1 lub 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”, o liczniku zdalnego odczytu oraz o przetwarzaniu jego danych osobowych.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) analizator jakości energii elektrycznej – przyrząd pomiarowy służący do pomiarów jakości energii elektrycznej;
- 2) bezpośredni układ pomiarowy – licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu, bez przekładników prądowych ani napięciowych, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię;
- 3) czas zbliżony do rzeczywistego – krótki okres z dokładnością do sekund lub do okresu rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54);
- 4) dane niezatwierdzone – dane dostępne dla odbiorcy końcowego przez interfejs komunikacyjny licznika zdalnego odczytu;
- 5) grupa przyłączeniowa – grupę przyłączeniową w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy;
- 6) interoperacyjność – zdolność co najmniej dwóch urządzeń, instalacji, sieci, systemów pomiarowych, układów pomiarowo-rozliczeniowych, oprogramowania lub systemu informacyjnego w rozumieniu art. 2 pkt 14 ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2020 r. poz. 1369, z 2021 r. poz. 2333 i 2445 oraz z 2022 r. poz. 655) do współpracy oraz do wymiany i przetwarzania informacji w celu realizacji zadań związanych z funkcjonowaniem systemu pomiarowego;
- 7) pośredni układ pomiarowy – licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię;
- 8) półpośredni układ pomiarowy – licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu wraz z przekładnikami prądowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię;
- 9) profil pomiarowy – zbiór danych pomiarowych wyrażonych w wielkościach fizycznych mierzonych i rejestrowanych przez licznik konwencjonalny i licznik zdalnego odczytu w określonym interwale czasowym;
- 10) saldo dekrementujące – liczbę wyrażoną w ilości energii elektrycznej lub jednostkach pieniężnych, pozostałą do wykorzystania przez odbiorcę końcowego dla przedpłatowej formy rozliczeń w ramach umowy kompleksowej;
- 11) zestaw koncentratorowo-bilansujący – urządzenie pełniące jednocześnie funkcje licznika zdalnego odczytu oraz koncentratora danych pomiarowych, skomunikowane z systemem zdalnego odczytu.

Rozdział 2

Wymagania funkcjonalne, jakie spełnia system pomiarowy

§ 3. 1. System pomiarowy zapewnia w szczególności:

- 1) pozyskiwanie danych pomiarowych rejestrowanych przez:
 - a) liczniki konwencjonalne,
 - b) liczniki zdalnego odczytu, w tym energii czynnej pobranej z sieci elektroenergetycznej i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej, energii biernej w czterech kwadrantach, mocy czynnej pobranej z sieci elektroenergetycznej i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej oraz wartości skutecznej napięcia;
- 2) obsługę poleceń, w tym wykonywanych za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii;
- 3) dostęp odbiorców końcowych, przez interfejs komunikacyjny licznika zdalnego odczytu, zgodnie z pkt 2.6 załącznika nr 1 do rozporządzenia, do danych niezatwierdzonych dotyczących zużycia w czasie zbliżonym do rzeczywistego;

- 4) dwukierunkową komunikację między systemem zdalnego odczytu a licznikiem zdalnego odczytu;
- 5) wykonywanie odczytów liczników zdalnego odczytu co najmniej raz na dobę na potrzeby realizacji procesów rynku energii, usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz usług systemowych;
- 6) realizację zdalnego załączania i wyłączania zasilania lub zmiany poziomu ograniczenia mocy 15-minutowej w liczniku zdalnego odczytu zabudowanym w bezpośrednim układzie pomiarowym;
- 7) synchronizację czasu w licznikach zdalnego odczytu;
- 8) bezpieczne przesyłanie danych pomiarowych przez zastosowanie uwierzytelniania i szyfrowania zgodnie z pkt 10.11 załącznika nr 1 do rozporządzenia;
- 9) rejestrowanie zdarzeń, o których mowa w pkt 5 załącznika nr 1 do rozporządzenia;
- 10) stosowanie rozwiązań zapewniających skuteczność i terminowość realizowanych procesów oraz kompletność danych pomiarowych;
- 11) przetwarzanie, w rozumieniu art. 4 pkt 2 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm.⁵⁾), informacji rynku energii:
 - a) stanowiących dane osobowe,
 - b) niestanowiących danych osobowych;
- 12) przechowywanie informacji rynku energii w celu realizacji usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz usług systemowych;
- 13) rejestrowanie każdej operacji na danych w systemie pomiarowym oraz działań na licznikach konwencjonalnych i licznikach zdalnego odczytu w sposób umożliwiający jednoznaczną identyfikację tych operacji i działań;
- 14) walidację, estymację i edycję danych pomiarowych;
- 15) wykonywanie operacji na danych pomiarowych zgodnie z § 17.

2. System pomiarowy umożliwia odczyt wskaźników jakości energii elektrycznej zgodnie z pkt 2.1 załącznika nr 3 do rozporządzenia.

3. System pomiarowy przy współpracy z analizatorami jakości energii elektrycznej instalowanymi w układzie pomiarowo-rozliczeniowym kategorii A umożliwia w szczególności:

- 1) odczyt danych pomiarowych z analizatorów jakości energii elektrycznej w trybie automatycznym oraz na żądanie dla zadanego przez użytkownika okresu pomiarowego;
- 2) przetwarzanie danych pomiarowych odczytanych z analizatorów jakości energii elektrycznej;
- 3) analizowanie i raportowanie danych pomiarowych z analizatorów jakości energii elektrycznej w zakresie weryfikacji, czy są spełnione wymagania dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej na poziomach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy oraz w instrukcjach, o których mowa w art. 9g ust. 1 i 12 ustawy;
- 4) udostępnianie raportów dotyczących jakości energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym;
- 5) synchronizację czasu analizatorów jakości energii elektrycznej;
- 6) obsługę:
 - a) błędów w systemie pomiarowym,
 - b) zakłóceń w pracy analizatorów jakości energii elektrycznej,
 - c) dziennika zdarzeń;
- 7) rejestrowanie i wysyłanie komunikatów w przypadku przekroczenia ustawionych parametrów;
- 8) zapewnienie ochrony przesyłania danych pomiarowych przez zastosowanie algorytmów szyfrowanej komunikacji zgodnie z pkt 7.2 załącznika nr 2 do rozporządzenia.

⁵⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 127 z 23.05.2018, str. 2 oraz Dz. Urz. UE L 74 z 04.03.2021, str. 35.

Rozdział 3

Wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii

§ 4. 1. System pomiarowy działa w sposób ciągły oraz zapewniający jego ochronę przed nieuprawnioną ingerencją. W tym celu stosuje się środki techniczne i organizacyjne polegające w szczególności na:

- 1) ustaleniu warunków i sposobu przydzielania uprawnień do dostępu do informacji rynku energii przetwarzanych w systemie pomiarowym;
- 2) opracowaniu instrukcji bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym zarządzania ryzykiem oraz procedury bezpiecznej eksploatacji tego systemu umożliwiającej w szczególności jak najszybsze wykrywanie incydentów zagrażających bezpieczeństwu tego systemu;
- 3) okresowym sprawdzaniu stanu bezpieczeństwa systemu pomiarowego i odpowiednim podnoszeniu poziomu tego bezpieczeństwa;
- 4) stosowaniu zabezpieczeń na możliwie wielu różnych poziomach organizacji ochrony systemu pomiarowego w celu ograniczenia występowania przypadków, w których przełamanie pojedynczego zabezpieczenia będzie skutkować naruszeniem poufności, integralności lub dostępności danych pomiarowych;
- 5) opracowaniu procedury postępowania w przypadku awarii elementów systemu pomiarowego;
- 6) zapewnieniu odporności na awarie systemu pomiarowego, w szczególności przez zapewnienie ciągłości działania jego systemów telekomunikacyjnych i teleinformatycznych przez co najmniej 8 godzin po wystąpieniu awarii;
- 7) stosowaniu zabezpieczeń przed działaniem złośliwego oprogramowania;
- 8) zapewnieniu autoryzacji autentyczności i sprawdzeniu integralności aktualizacji oprogramowania systemu pomiarowego;
- 9) zapewnieniu poufności, integralności oraz dostępności informacji rynku energii;
- 10) zabezpieczeniu przed nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii oraz przypadkowymi zmianami i celową modyfikacją tych informacji.

2. Licznik zdalnego odczytu spełnia wymagania techniczno-funkcjonalne określone w pkt 10 załącznika nr 1 do rozporządzenia dla danej kategorii.

Rozdział 4

Wymagania, jakie spełniają układy pomiarowo-rozliczeniowe w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia

§ 5. 1. Liczniki konwencjonalne, liczniki zdalnego odczytu, przekładniki prądowe i przekładniki napięciowe są skonstruowane i działają w sposób zgodny z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej opisanym w szczególności w odpowiednich Polskich Normach lub normach wydawanych przez krajowe lub międzynarodowe organizacje oraz spełniają wymagania określone w przepisach odrębnych, z zastrzeżeniem § 8.

2. Liczniki konwencjonalne, liczniki zdalnego odczytu, przekładniki prądowe oraz przekładniki napięciowe, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej, mają świadectwo wzorcowania potwierdzające poprawność pomiaru zgodnie z deklarowaną klasą dokładności, wydane przez laboratorium akredytowane w danym zakresie przez jednostkę akredytującą będącą pełnoprawnym członkiem Europejskiej Współpracy w dziedzinie Akredytacji EA (European co-operation for Accreditation) i sygnatariuszem wielostronnego porozumienia o wzajemnym uznawaniu akredytacji EAMLA (European co-operation for Accreditation Multilateral Agreement) lub przez krajowe instytucje metrologiczne NMI (National Metrology Institute) będące pełnoprawnym członkiem Europejskiego Stowarzyszenia Krajowych Instytutów Metrologicznych EURAMET (European Association of National Metrology Institutes), lub przez Okręgowe Urzędy Miar, wchodzące w skład administracji miar w Rzeczypospolitej Polskiej. W przypadku przekładników instalowanych w układach pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A dopuszcza się wykonanie wzorcowania przez laboratorium posiadające odpowiednie wyposażenie techniczne zweryfikowane pod względem metrologicznym przez laboratorium, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

3. Okres między kolejnymi wzorcowaniami liczników, o których mowa w ust. 2, jest równy okresowi ważności legalizacji liczników klasy C, które podlegają tej kontroli, zgodnie z przepisami odrębnymi.

§ 6. 1. W polach rozdzielni:

- 1) będących własnością operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – instaluje się układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy i rezerwowy tego operatora, z wyłączeniem licznika zdalnego odczytu w układzie rezerwowym;
- 2) niebędących własnością operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – instaluje się licznik zdalnego odczytu tego operatora w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym.

2. Licznik zdalnego odczytu należący do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, instaluje się:

- 1) w układzie pomiarowo-rozliczeniowym,
- 2) w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym – o ile występują

– w przypadku podmiotów zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, zaliczonych do II, III i VI grupy przyłączeniowej, oraz gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy, o którym mowa w pkt 1 lub 2, jest zlokalizowany w obiekcie będącym w eksploatacji podmiotu przyłączonego.

3. Układ pomiarowo-rozliczeniowy albo układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy i rezerwowy – o ile występują, należący do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, instaluje się:

- 1) w obiekcie będącym w eksploatacji tego operatora lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci – w przypadku podmiotów zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, zaliczonych do II, III i VI grupy przyłączeniowej;
- 2) w obiekcie przyłączonym do sieci – w przypadku podmiotów zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zaliczonych do IV, V i VI grupy przyłączeniowej.

§ 7. 1. Rozwiązania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych dzieli się na następujące kategorie:

- 1) dla układów pomiarowo-rozliczeniowych podmiotów zaliczonych do I i II grupy przyłączeniowej: kategoria A – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, niezależnie od mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci;
- 2) dla układów pomiarowo-rozliczeniowych podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej:
 - a) kategoria B3 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 5 MW,
 - b) kategoria B2 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW i nie większej niż 5 MW,
 - c) kategoria B1 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW;
- 3) dla układów pomiarowo-rozliczeniowych podmiotów zaliczonych do IV i V grupy przyłączeniowej:
 - a) kategoria C2 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW,
 - b) kategoria C1 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW.

2. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii, o których mowa w ust. 1, wartość mocy pobieranej lub wprowadzonej do sieci jest wyznaczana na podstawie wskazań licznika konwencjonalnego lub licznika zdalnego odczytu. W przypadku gdy wartość mocy pobieranej lub wprowadzonej do sieci przez podmiot jest nieznana, wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci jest wyznaczana jako wartość mocy przyłączeniowej.

3. Dla podmiotów zaliczonych do VI grupy przyłączeniowej stosuje się kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego odpowiednią do poziomu napięcia w miejscu przyłączenia podmiotu do sieci i mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci.

4. Dla układu pomiarowo-rozliczeniowego kategorii B2 i B1 dopuszcza się jego zainstalowanie po stronie niskiego napięcia transformatora, zgodnie z wymaganiami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.

5. Układy pomiarowo-rozliczeniowe poszczególnych kategorii spełniają następujące wymagania:

- 1) dla kategorii A:
 - a) przekładniki mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych oraz są instalowane w każdej z faz,
 - b) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 0,5S dla pomiaru energii biernej;
- 2) dla kategorii B3, B2 i B1:
 - a) przekładniki mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych oraz są instalowane w każdej z faz, o ile występują w układzie pomiarowo-rozliczeniowym,
 - b) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej;
- 3) dla kategorii C1:
 - a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 i są instalowane w każdej z faz, o ile występują w układzie pomiarowo-rozliczeniowym,
 - b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż B dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 dla pomiaru energii biernej;
- 4) dla kategorii C2:
 - a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 i są instalowane w każdej z faz, o ile występują w układzie pomiarowo-rozliczeniowym,
 - b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej.

6. Dla układu pomiarowo-rozliczeniowego kategorii A i B3 stosuje się układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy oraz układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy.

7. Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy spełnia następujące wymagania:

- 1) dla kategorii A – liczniki zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym są zasilane z oddzielnych rdzeni lub uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu;
- 2) dla kategorii B3 – liczniki zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym mogą być zasilane z jednego rdzenia lub uzwojenia przekładników.

8. Układy pomiarowo-rozliczeniowe:

- 1) wykorzystywane do rozliczeń za energię elektryczną, za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub za usługi systemowe instaluje się:
 - a) po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów – w przypadku ogólnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci NN/WN,
 - b) po stronie WN transformatorów NN/WN lub w polach liniowych NN/WN, stanowiących miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci – w przypadku innych podmiotów przyłączonych do sieci NN/WN,
 - c) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe,
 - d) w miejscach przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej,
 - e) po stronie napięcia sieci, na której dany podmiot jest przyłączony – w przypadku podmiotów przyłączonych do sieci SN i nN,
 - f) w miejscu przyłączenia ogólnodostępnej stacji ładowania do sieci elektroenergetycznej,
 - g) w miejscu przyłączenia punktu ładowania należącego do odbiorcy końcowego oraz w budynku mieszkalnym wielorodzinnym – w przypadku gdy odbiorca końcowy posiada tytuł prawny do lokalu w tym budynku i stanowisko postojowe do wyłącznego użytku oraz zgodę zarządcy nieruchomości lub zarządu wspólnoty lub spółdzielni, lub osoby sprawującej zarząd nad nieruchomością na instalację punktu ładowania,

- h) w przypadku gdy magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej lub instalacji odnawialnego źródła energii niebędącej mikroinstalacją, lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, w miejscu przyłączenia odpowiednio magazynu energii elektrycznej do:
 - jednostki wytwórczej lub
 - instalacji odnawialnego źródła energii, lub
 - hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii;
- 2) wykorzystywane do rozliczeń prowadzonych w ramach bilansowania systemu elektroenergetycznego i wymiany między-systemowej instaluje się:
 - a) w polach liniowych NN i WN linii stanowiących połączenie krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznymi innych państw,
 - b) w polach liniowych WN linii stanowiących połączenia między sieciami operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
 - c) w miejscach połączenia między sieciami operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na napięciu SN i nN;
- 3) wykorzystywane do realizacji innych procesów rynku energii instaluje się:
 - a) w przypadku wytwórców, dla których jest wymagane potwierdzanie przez operatora systemu elektroenergetycznego ilości energii elektrycznej niezbędnej do posiadania uprawnień wynikających z systemów wsparcia w rozumieniu przepisów odrębnych, w miejscach określonych w tych przepisach,
 - b) po stronie nN transformatora w stacjach elektroenergetycznych transformujących napięcie SN/nN,
 - c) w miejscach w sieci na poziomie SN i nN, w których energia elektryczna jest zużywana na potrzeby własne operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w stacjach elektroenergetycznych NN/WN i NN/SN:
 - w przypadku stacji sieciowych – w miejscach, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego od operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w celu zasilania ich potrzeb własnych związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
 - w przypadku stacji znajdujących się przy jednostkach wytwórczych – w miejscach, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego od wytwórcy, w celu zasilania potrzeb własnych operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej;
- 4) w pozostałych przypadkach – w miejscu wskazanym w umowie.

§ 8. Liczniki zdalnego odczytu spełniają minimalne wymagania techniczno-funkcjonalne określone w załączniku nr 1 do rozporządzenia oraz minimalne wymagania dotyczące wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej określone w załączniku nr 3 do rozporządzenia.

§ 9. 1. Analizatory jakości energii elektrycznej spełniają minimalne wymagania techniczno-funkcjonalne określone w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

2. Operator systemu elektroenergetycznego instaluje analizator jakości energii elektrycznej w układzie pomiarowo-rozliczeniowym kategorii A – w przypadku:

- 1) odbiorców;
- 2) wytwórców wykorzystujących energię wiatru lub promieniowania słonecznego lub innych wytwórców, dla których instalacja jest uzasadniona – biorąc pod uwagę lokalizację i rolę obiektu w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
- 3) magazynów energii elektrycznej.

3. Operator systemu elektroenergetycznego może zainstalować analizator jakości energii elektrycznej w innych miejscach niż wskazane w ust. 2 u podmiotów I i II grupy przyłączeniowej, dla których instalacja jest uzasadniona ze względów technicznych.

4. Analizatory jakości energii elektrycznej mają dokumenty potwierdzające właściwości funkcjonalne i metrologiczne zgodnie z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej opisanym w szczególności w odpowiednich Polskich Normach lub normach wydawanych przez krajowe lub międzynarodowe organizacje, wydane przez akredytowane laboratorium, o którym mowa w § 5 ust. 2 zdanie pierwsze.

5. Wprowadzane do obrotu analizatory jakości energii elektrycznej posiadają świadectwo wzorcowania potwierdzające poprawność pomiarów zgodnie z deklarowaną klasą dokładności, wydane przez akredytowane laboratorium, o którym mowa w § 5 ust. 2 zdanie pierwsze.

6. Okres między kolejnymi wzorcowaniami analizatora jakości energii elektrycznej określa właściciel tego analizatora, przy czym okres między kolejnymi wzorcowaniami nie może być dłuższy niż okres ważności legalizacji liczników klasy C podlegających prawnej kontroli metrologicznej, zgodnie z przepisami odrębnymi.

Rozdział 5

Wymagania, jakie spełniają dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez liczniki zdalnego odczytu, polecenia odbierane przez liczniki zdalnego odczytu, dane pomiarowe oraz informacje wysyłane przez licznik zdalnego odczytu do urządzeń w gospodarstwie domowym, a także warunki przesyłania tych danych, informacji i poleceń

§ 10. 1. Dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez liczniki zdalnego odczytu spełniają minimalne wymagania określone w pkt 2 i 5 załącznika nr 1 do rozporządzenia.

2. Dane pomiarowe w systemie zdalnego odczytu podlegają walidacji, a w przypadkach, o których mowa w § 15 ust. 1 i 4 – uzupełnieniu danymi zastępczymi lub skorygowanymi.

3. Wszystkie dane pomiarowe w systemie pomiarowym oznacza się:

- 1) znacznikiem daty i czasu rejestracji danej pomiarowej lub
- 2) znacznikiem daty i czasu wyznaczenia danej pomiarowej.

4. Wszystkie dane pomiarowe w systemie pomiarowym oznacza się statusem danych pomiarowych.

5. Status danych pomiarowych wskazuje na:

- 1) źródło ich pochodzenia pozwalające na ustalenie, że zostały:
 - a) odczytane lokalnie z licznika konwencjonalnego lub licznika zdalnego odczytu,
 - b) odczytane zdalnie z licznika zdalnego odczytu,
 - c) przekazane przez odbiorcę,
 - d) wyznaczone w systemie pomiarowym;
- 2) poprawność danych pomiarowych.

6. Status danych pomiarowych określa się na podstawie:

- 1) zdarzeń zarejestrowanych w układzie pomiarowo-rozliczeniowym, o których mowa w pkt 5 załącznika nr 1 do rozporządzenia, dla danych pomiarowych pozyskanych z licznika zdalnego odczytu lub
- 2) sposobu wyznaczenia tych danych w systemie pomiarowym.

7. Dane pomiarowe w systemie pomiarowym wyznacza się w szczególności:

- 1) zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy – na potrzeby rozliczenia energii elektrycznej pobranej;
- 2) zgodnie z § 15 ust. 1 i 4.

8. Zdarzenia rejestrowane przez liczniki zdalnego odczytu podlegają weryfikacji przez operatora systemu elektroenergetycznego pod względem przyczyny ich zaistnienia i wpływu na poprawność zarejestrowanych danych pomiarowych.

§ 11. 1. Polecenie odbierane przez licznik zdalnego odczytu jest jednoznaczne i zgodne z funkcjonalnością licznika zdalnego odczytu oraz jest wydawane w sposób zapewniający spełnienie wymagań określonych w pkt 10.8 i 10.12 załącznika nr 1 do rozporządzenia.

2. Licznik zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym kategorii A, B3, B2, B1 i C2 wykonuje w szczególności polecenie:

- 1) zmiany konfiguracji stref czasowych;
- 2) zmiany ustawienia zakresu danych pomiarowych przekazywanych z licznika zdalnego odczytu do systemu zdalnego odczytu;
- 3) zmiany grupy taryfowej;
- 4) synchronizacji i ustawienia czasu lub aktualizacji kalendarza.

3. Licznik zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym kategorii C1 wykonuje w szczególności polecenie:

- 1) załączenia lub wyłączenia elementu wykonawczego, w tym w celu wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej lub dla przedpłatowej formy rozliczeń w ramach umowy kompleksowej;
- 2) zmiany wartości ogranicznika mocy;
- 3) zmiany grupy taryfowej;
- 4) zmiany zakresu danych pomiarowych przekazywanych z licznika zdalnego odczytu do systemu zdalnego odczytu;
- 5) synchronizacji i ustawienia czasu lub aktualizacji kalendarza.

4. Polecenia do licznika zdalnego odczytu są:

- 1) inicjowane bezpośrednio w systemie pomiarowym przez właściwego operatora systemu elektroenergetycznego albo właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, albo
- 2) przekazywane do systemu pomiarowego za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, zgodnie ze standardami wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii.

§ 12. Dane pomiarowe oraz informacje udostępniane przez licznik zdalnego odczytu do infrastruktury sieci domowej, a także warunki ich przesyłania spełniają minimalne wymagania określone w pkt 2.6 załącznika nr 1 do rozporządzenia.

Rozdział 6

Standardy komunikacji między licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu

§ 13. 1. Standardy komunikacji między licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu spełniają w szczególności następujące wymagania:

- 1) umożliwiają bezpieczne przekazywanie danych pomiarowych oraz innych informacji rejestrowanych przez licznik zdalnego odczytu między licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu;
- 2) komunikacja w systemie zdalnego odczytu odbywa się zgodnie z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej opisanym w szczególności w odpowiednich Polskich Normach lub normach wydawanych przez krajowe lub międzynarodowe organizacje, zapewniającym interoperacyjność zastosowanego rozwiązania;
- 3) użyte do komunikacji rozwiązania techniczne i protokoły komunikacyjne zapewniają prawidłową i bezpieczną komunikację.

2. Użyte w rozwiązaniach technicznych standardy protokołów komunikacyjnych zapewniają możliwość podwyższania tych standardów i są dostępne publicznie.

Rozdział 7

Sposób funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym oraz sposób dokonywania rozliczeń w tym trybie

§ 14. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje do centralnego systemu informacji rynku energii informację, czy w danym punkcie poboru energii istnieje możliwość wykorzystywania licznika zdalnego odczytu do przedpłatowej formy rozliczeń.

2. Sprzedawca, w zależności od stanu salda dekrementującego, decyduje o załączeniu lub wyłączeniu elementu wykonawczego licznika zdalnego odczytu przez wysłanie do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, żądania załączenia lub wyłączenia elementu wykonawczego licznika zdalnego odczytu, zgodnie ze standardami wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii.

3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przyjmuje przesyłane od sprzedawcy za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii żądanie załączenia lub wyłączenia elementu wykonawczego licznika zdalnego odczytu, zgodnie ze standardami wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii.

4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wykonuje żądanie załączenia lub wyłączenia elementu wykonawczego licznika zdalnego odczytu w ciągu jednego dnia roboczego od chwili otrzymania tego żądania z centralnego systemu informacji rynku energii.

5. Sprzedawca informuje odbiorcę o tym, że po doładowaniu przez odbiorcę salda dekrementującego załączenie elementu wykonawczego licznika zdalnego odczytu może nastąpić pod nieobecność odbiorcy w obiekcie lub lokalu bez odrębnego powiadomienia odbiorcy, oraz o konieczności przygotowania urządzeń lub instalacji w sposób umożliwiający ich bezpieczną eksploatację po załączeniu elementu wykonawczego licznika zdalnego odczytu.

6. Sprzedawca informuje odbiorcę nie rzadziej niż raz na dobę o stanie jego salda dekrementującego za pośrednictwem przeznaczonego do tego kanału komunikacji takiego jak SMS lub e-mail lub innego kanału komunikacji określonego w umowie kompleksowej.

Rozdział 8

Sposób wyznaczania zastępczych danych pomiarowych oraz skorygowanych danych pomiarowych

§ 15. 1. Jeżeli nie ma możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub licznika zdalnego odczytu, operator systemu elektroenergetycznego albo właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, wyznacza dane zastępcze w sposób odzwierciedlający rzeczywiste ilości energii elektrycznej.

2. Dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik zdalnego odczytu, zastępcze dane pomiarowe wyznacza się z uwzględnieniem:

- 1) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z innych układów pomiarowo-rozliczeniowych lub elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego operatora systemu elektroenergetycznego albo właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, z tego samego okresu, lub
- 2) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z tego samego układu pomiarowo-rozliczeniowego, z okresu poprzedzającego okres braku rzeczywistych danych pomiarowych lub następującego po tym okresie, z uwzględnieniem charakterystyki zmienności przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na przepływ energii elektrycznej w okresie braku rzeczywistych danych pomiarowych.

3. Dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik konwencjonalny, zastępcze dane pomiarowe wyznacza się z uwzględnieniem średniodobowego przepływu energii elektrycznej w ostatnim okresie rozliczeniowym za świadczone usługi dystrybucji, z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej i standardowych profili przepływu energii elektrycznej. Jeżeli nie można ustalić średniodobowego przepływu energii elektrycznej na podstawie poprzedniego okresu rozliczeniowego, podstawą wyliczenia ilości energii elektrycznej jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego, z uwzględnieniem sezonowości przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na wielkość przepływu tej energii.

4. W przypadku gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika zdalnego odczytu albo licznika konwencjonalnego są błędne, skorygowane dane pomiarowe wyznacza się:

- 1) z uwzględnieniem współczynników korekcyjnych właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii, o ile jest możliwe ich określenie, lub
- 2) analogicznie jak w przypadku wyznaczania danych zastępczych, jeżeli określenie współczynników korekcyjnych nie jest możliwe.

5. Przepisów ust. 2–4 nie stosuje się, jeżeli w punkcie pomiarowym, dla którego zachodzi konieczność wyznaczenia zastępczych danych pomiarowych lub skorygowanych danych pomiarowych, jest zainstalowany rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy. W takim przypadku ilość energii elektrycznej wyznacza się na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego pod warunkiem, że ten układ zarejestrował poprawne dane pomiarowe.

Rozdział 9

Sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym

§ 16. 1. Wskaźnik skuteczności pozyskiwania danych pomiarowych dla doby „n” z liczników zdalnego odczytu za pośrednictwem systemu zdalnego odczytu wynosi co najmniej:

- 1) 90% do godziny 09.00 doby „n+1”;
- 2) 94% do godziny 12.00 doby „n+3”;
- 3) 96% do godziny 24.00 doby „n+7”.

2. Dla liczników zdalnego odczytu, dla których dane pomiarowe nie zostały pozyskane w terminie, o którym mowa w ust. 1 pkt 3, operator systemu elektroenergetycznego albo właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, pozyskuje rzeczywiste dane pomiarowe w terminie 30 dni od doby „n”, z wyłączeniem przypadku, o którym mowa w ust. 9 pkt 1.

3. W przypadku, o którym mowa w ust. 2, operator systemu elektroenergetycznego albo właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, podejmuje czynności mające na celu przywrócenie komunikacji z licznikiem zdalnego odczytu.

4. Wskaźnik skuteczności pozyskiwania danych pomiarowych jest wyznaczany nie później niż ostatniego dnia trzeciego miesiąca kalendarzowego następującego po miesiącu, w którym zainstalowano licznik zdalnego odczytu.

5. Dla grupy nie większej niż 200 liczników zdalnego odczytu przyłączonych do tej samej stacji elektroenergetycznej transformującej napięcie SN/nN wskaźnik skuteczności przekazywania poleceń z centralnego systemu informacji rynku energii za pośrednictwem systemu pomiarowego do liczników zdalnego odczytu w okresie 3 godzin nie może być niższy niż 95%.

6. W przypadku liczników zdalnego odczytu, dla których nie doszło do skutecznego przekazania poleceń z centralnego systemu informacji rynku energii za pośrednictwem systemu pomiarowego, operator systemu elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, wykonuje polecenia nie później niż:

- 1) do 24 godzin od chwili otrzymania z centralnego systemu informacji rynku energii poleceń o wysokim priorytecie wykonania,
- 2) do 3 dni roboczych od chwili otrzymania z centralnego systemu informacji rynku energii poleceń o normalnym priorytecie wykonania

– jeżeli przyczyna wydania polecenia jest aktualna lub jeżeli polecenie nie zostało odwołane.

7. Poleceniem o wysokim priorytecie wykonania jest polecenie załączenia dostarczania energii elektrycznej oraz polecenie ograniczenia mocy dla trybu awaryjnego. Pozostałe polecenia są poleceniami o normalnym priorytecie wykonania.

8. W przypadku licznika zdalnego odczytu, dla którego doszło do skutecznego przekazania poleceń z systemu pomiarowego, licznik ten wykonuje polecenie natychmiastowo lub w terminie określonym w tym poleceniu.

9. Przy obliczaniu wskaźników skuteczności, o których mowa w ust. 1 pkt 3, nie uwzględnia się liczników konwencjonalnych i liczników zdalnego odczytu, do których operator systemu elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, nie miał dostępu zdalnego i dostępu lokalnego:

- 1) z przyczyny leżącej po stronie użytkownika systemu niebędącego operatorem systemu elektroenergetycznego lub właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego;
- 2) na skutek awarii sieci elektroenergetycznej na obszarze, na którym jest zlokalizowany licznik zdalnego odczytu.

10. Operator systemu elektroenergetycznego albo właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, wykazuje i dokumentuje okoliczności, o których mowa w ust. 9.

11. Przy obliczaniu wskaźników skuteczności, o których mowa:

- 1) w ust. 1 pkt 1 i 2 oraz ust. 4 – uwzględnia się odpowiednio okoliczności, o których mowa w ust. 9;
- 2) w ust. 1 pkt 3 – uwzględnia się odpowiednio okoliczność, o której mowa w ust. 9 pkt 1.

12. Sposób wyznaczenia wskaźników niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym określa załącznik nr 4 do rozporządzenia.

Rozdział 10

Szczegółowy zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu

§ 17. 1. W przypadku odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym zakres danych pomiarowych pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu obejmuje:

- 1) zarejestrowane dane pomiarowe dotyczące energii elektrycznej:
 - a) pobranej w punkcie poboru energii – zsumowane do okresów 15-minutowych,
 - b) wprowadzonej w punkcie poboru energii – zsumowane do okresów 15-minutowych;
- 2) zarejestrowane dane pomiarowe dotyczące wartości mocy czynnej i mocy biernej;
- 3) informacje o wskaźnikach jakości lub parametrach jakościowych w zakresie energii elektrycznej w punkcie poboru energii;
- 4) informacje o zdarzeniach rejestrowanych przez licznik zdalnego odczytu;
- 5) zarejestrowane dane pomiarowe dotyczące energii elektrycznej w punkcie ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2021 r. poz. 110, 1093 i 2269);
- 6) inne dane pomiarowe, których obowiązek rejestrowania wynika z przepisów odrębnych.

2. Operator systemu elektroenergetycznego oraz właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, pozyskuje z liczników zdalnego odczytu:

- 1) zarejestrowane dane pomiarowe dotyczące energii elektrycznej:
 - a) pobranej w punkcie poboru energii – zsumowane do okresów 15-minutowych,
 - b) wprowadzonej w punkcie poboru energii – zsumowane do okresów 15-minutowych,
 - c) wprowadzonej do sieci przez wytwórców – zsumowane do okresów 15-minutowych;
- 2) zarejestrowane dane pomiarowe dotyczące wartości mocy czynnej i mocy biernej;
- 3) informacje o wskaźnikach jakości oraz parametrach jakościowych w zakresie energii elektrycznej w punkcie poboru energii;
- 4) informacje o zdarzeniach rejestrowanych przez licznik zdalnego odczytu;
- 5) inne dane pomiarowe, których obowiązek rejestrowania wynika z przepisów odrębnych.

3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pozyskuje z liczników zdalnego odczytu lub zestawów koncentratorowo-bilansujących, zainstalowanych w stacjach SN/nN stanowiących element sieci dystrybucyjnej, w szczególności:

- 1) zarejestrowane dane pomiarowe dotyczące energii elektrycznej;
- 2) zarejestrowane dane pomiarowe dotyczące wartości mocy czynnej i mocy biernej;
- 3) informacje o wskaźnikach jakości lub parametrach jakościowych w zakresie energii elektrycznej w miejscu instalacji licznika zdalnego odczytu;
- 4) informacje o statusie pracy licznika zdalnego odczytu;
- 5) informacje o zarejestrowanych zdarzeniach.

Rozdział 11

Wymagania dla licznika zdalnego odczytu w celu skomunikowania go z urządzeniami odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym

§ 18. 1. W celu skomunikowania licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym licznik zdalnego odczytu wyposaża się w interfejs komunikacyjny do komunikacji lokalnej spełniający wymagania określone w pkt 7.3.2 załącznika nr 1 do rozporządzenia.

2. Interfejs komunikacyjny licznika zdalnego odczytu do komunikacji lokalnej zapewnia ochronę przesyłanych danych pomiarowych do urządzeń odbiorcy w gospodarstwie domowym przez zastosowanie algorytmów szyfrowanej komunikacji.

Rozdział 12

Informacje przekazywane odbiorcy końcowemu o liczniku zdalnego odczytu oraz o przetwarzaniu danych osobowych tego odbiorcy

§ 19. Operator systemu elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, udostępnia odbiorcy końcowemu, u którego ma zostać lub został zainstalowany licznik zdalnego odczytu, informacje dotyczące:

- 1) sposobu komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy końcowego;
- 2) funkcji licznika zdalnego odczytu oraz interoperacyjności charakteryzującej ten licznik;
- 3) usług, z jakich można korzystać za pomocą licznika zdalnego odczytu;
- 4) korzyści, jakie można osiągnąć dzięki posiadaniu licznika zdalnego odczytu;
- 5) przetwarzania danych osobowych tego odbiorcy w zakresie określonym w art. 13 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych).

Rozdział 13

Przepisy przejściowe i przepis końcowy

§ 20. W okresie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wskaźnik skuteczności pozyskiwania danych pomiarowych dla doby „n” z liczników zdalnego odczytu za pośrednictwem systemu zdalnego odczytu wynosi co najmniej:

- 1) 90% do godziny 9.00 doby „n+1”;
- 2) 93% do godziny 12.00 doby „n+3”;
- 3) 95% do godziny 24.00 doby „n+7”.

§ 21. 1. Przepisy rozporządzenia stosuje się do układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych lub modernizowanych po dniu wejścia w życie rozporządzenia.

2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe:

- 1) zainstalowane lub zmodernizowane w okresie od dnia 4 lipca 2019 r. do dnia wejścia w życie rozporządzenia oraz
- 2) instalowane po dniu wejścia w życie rozporządzenia, które zostały zakupione lub były objęte postępowaniem przetargowym wszczętym przed tym dniem

– dostosowuje się do wymagań określonych w rozporządzeniu w terminie do dnia 4 lipca 2031 r.

§ 22. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem § 11 ust. 4 pkt 2, § 14, § 16 ust. 5 i 6 oraz pkt 3 załącznika nr 4 do rozporządzenia, które wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2024 r.

Minister Klimatu i Środowiska: *A. Moskwa*