

Standardy w zakresie parametrów technicznych energii elektrycznej i jakości obsługi odbiorców oraz konsekwencje ich nieprzestrzegania dla operatorów systemów

Waldemar Dołęga
Instytut Energoelektryki, Politechnika Wrocławska,
50 – 370 Wrocław, ul. Wybrzeże Wyspiańskiego 27,
email: waldemar.dolega@pwr.wroc.pl

1. Parametry jakościowe energii elektrycznej

Parametry techniczne energii elektrycznej obejmują parametry jakościowe i parametry związane z niezawodnością i pewnością dostaw.

Parametry jakościowe energii elektrycznej przedstawiono w rozdziale 10 rozporządzenia [R1]. Dotyczą one odbiorców zaliczanych do grup przyłączeniowych I i II oraz III, IV i V w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń. Dla odbiorców zaliczanych do grupy przyłączeniowej VI parametry te określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowa kompleksowa (§38. p.6 [R1]).

Podział odbiorców na grupy przyłączeniowe przedstawia tabela 1.

Tabela. 1. Podział odbiorców na tzw. grupy przyłączeniowe według [R1]

Grupa	Opis
I	podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej 220 kV lub 400 kV
II	podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV
III	podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV
IV	podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A
V	podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A
VI	podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok

Parametry jakościowe energii elektrycznej stanowią minimalny, wymagany standard dla odbiorców. Operator systemu, do którego sieci są przyłączeni odbiorcy może wprowadzić ustalić, dla poszczególnych grup przyłączeniowych odmienne od standardowych lub ustalonych we właściwej umowie (umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, umowa sprzedaży energii elektrycznej) dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej pod warunkiem jednak, że nie powodują ich pogorszenia.

Dotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej staje się obowiązkiem dla operatora systemu, do którego sieci jest przyłączony odbiorca, z chwilą zawarcia przez odbiorcę z operatorem umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji (umowy kompleksowej). Niedotrzymanie tych parametrów wiąże się z odpowiedzialnością ekonomiczną, która pojawia się dopiero na wniosek odbiorcy.

2. Standardowe parametry jakościowe energii elektrycznej dla odbiorców I i II grupy przyłączeniowej

Standardowe parametry jakościowe energii elektrycznej przy pobieraniu przez odbiorcę zaliczanego do grup przyłączeniowych I i II mocy czynnej nie większej od mocy umownej oraz przy współczynniku $\text{tg } \varphi$ nie większym niż 0,4. w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń określa § 38. p.1 [R1]. Parametry te mogą być zastąpione w całości lub w części innymi parametrami jakościowymi tej energii określonymi przez strony w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej (lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej) (§ 38. p.2 [R1]).

Zdefiniowane w rozporządzeniu [R1] parametry są następujące:

- 1) wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia powinna być zawarta w przedziale:
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia,
 - b) $50 \text{ Hz} +4\% /-6\%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100 % tygodnia;
- 2) w każdym tygodniu 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień:
 - a) $\pm 10\%$ napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV,
 - b) $+5\% /-10\%$ napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 400 kV;
- 3) przez 95 % czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 0,8;
- 4) w ciągu każdego tygodnia 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale od 0 % do 1 % wartości składowej kolejności zgodnej,
 - b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego powinno być mniejsze lub równe wartościom względnym napięcia w procentach składowej podstawowej określonym w poniższej tabeli 2;
- 5) współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 3 %.

Tabela 2. Dopuszczalny poziom zawartości wyższych harmonicznymi dla odbiorców I i II grupy przyłączeniowej według [R1]

Rząd harmonicznymi	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej
Harmoniczne parzyste	
2	1,5%
4	1%
>4	0,5%
Harmoniczne nieparzyste będące krotnością 3	
3	2%
9	1%
15	0,5%
>15	0,5%
Harmoniczne nieparzyste nie będące krotnością 3	
5	2%
7	2%
11	1,5%
13	1,5%
17	1%
19	1%
23	0,7%
25	0,7%

3. Standardowe parametry jakościowe energii elektrycznej dla odbiorców III, IV i V grupy przyłączeniowej

Standardowe parametry jakościowe energii elektrycznej przy pobieraniu przez odbiorcę zaliczanego do grup przyłączeniowych III, IV i V mocy czynnej nie większej od mocy umownej oraz przy współczynniku $\text{tg}\varphi$ nie większym niż 0,4 w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń określa § 38. p.3 [R1].

Zdefiniowane w rozporządzeniu [R1] parametry są następujące:

- 1) wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia powinna być zawarta w przedziale:
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia,
 - b) $50 \text{ Hz} +4\% / -6\%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100 % tygodnia;
- 2) w każdym tygodniu 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień $\pm 10\%$ napięcia znamionowego;
- 3) przez 95 % czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{It} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 1;
- 4) w ciągu każdego tygodnia 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale od 0 % do 2 % wartości składowej kolejności zgodnej,
 - b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli 3;
- 5) współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 8 %.

Tabela 3. Dopuszczalny poziom zawartości wyższych harmonicznymi dla odbiorców III, IV i V grupy przyłączeniowej według [R1]

Rząd harmonicznymi	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej
Harmoniczne parzyste	
2	2%
4	1%
>4	0,5%
Harmoniczne nieparzyste będące krotnością 3	
3	5%
9	1,5%
15	0,5%
>15	0,5%
Harmoniczne nieparzyste nie będące krotnością 3	
5	6%
7	5%
11	3,5%
13	3%
17	2%
19	1,5%
23	1,5%
25	1,5%

4. Standardowe parametry niezawodności i pewności dostaw energii elektrycznej

Niezawodność może być charakteryzowana różnymi wskaźnikami. W rozliczeniach z odbiorcą dla każdego miejsca dostarczania energii przyjmuje się standardowo proste i czytelne parametry takie jak: dopuszczalny czas trwania jednej przerwy w dostawie energii i roczny łączny czas trwania przerw w dostawie energii.

Ustalenia dotyczące klasyfikacji przerw w dostawie energii oraz dopuszczalnych czasów trwania przerw: jednorazowej i łącznego w skali roku są bardzo istotne z punktu widzenia odpowiedzialności ekonomicznej operatora systemu.

Dotrzymanie parametrów niezawodności dostaw energii elektrycznej staje się obowiązkiem dla operatora systemu, do którego sieci jest przyłączony odbiorca, z chwilą zawarcia przez odbiorcę z operatorem umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji (umowy kompleksowej). Niedotrzymanie tych parametrów wiąże się z odpowiedzialnością ekonomiczną, która pojawia się dopiero na wniosek odbiorcy.

Rodzaje przerw w dostarczaniu energii zostały określone w § 40. [R1]. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej dzieli się na: planowane i nieplanowane określane często jako awaryjne. Cechy charakterystyczne tych przerw przedstawiono w tabeli 4. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony przynajmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem w formie określonej w § 42. p. 4 [R1], jest traktowana jako przerwa nieplanowana (§ 40 p.4 [R1]).

Tabela 4. Rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej według [R1]

Rodzaje przerw	Przyczyna przerw	Określenie czasu trwania
planowane	wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej	od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej
nieplanowane	spowodowane wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej	od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej

W zależności od czasu trwania wyróżnia się przerwy: przemijające, krótkie, długie, bardzo długie i katastrofalne. Przedstawia to tabela 5.

Tabela.5. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej w zależności od czasu ich trwania według [R1]

Nazwa przerwy	Czas trwania przerwy, t
przemijające (mikro przerwy)	$t \leq 1s$
krótkie	$1s < t \leq 3 \text{ min}$
długie	$3 \text{ min} < t \leq 12h$
bardzo długie	$12h < t \leq 24h$
katastrofalne	$t > 24h$

Najprostsze, standardowe parametry niezawodności dostawy energii: dopuszczalny czas trwania jednej przerwy w dostawie energii i roczny łączny czas trwania przerw w dostawie energii odnoszą się do przerw długich i bardzo długich i przyjmuje się je dla każdego miejsca dostarczania energii elektrycznej. Określa się je osobno w odniesieniu do przerw planowanych i nieplanowanych.

Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I, II i III oraz VI wielkości te określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji lub umowa kompleksowa (§ 40. p. 4 [R1]).

Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:

1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:

- przerwy planowanej - 16 godzin,
- przerwy nieplanowanej - 24 godzin;

2) przerw w ciągu roku stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:

- przerw planowanych - 35 godzin,
- przerw nieplanowanych - 48 godzin (§ 40 p. 5 [R1]).

W rozporządzeniu [R1] wielkości te uległy znacznemu zmniejszeniu na korzyść odbiorców. Do 31 grudnia 2005 r. dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalne było, aby łączny czas trwania wyłączeń awaryjnych w ciągu roku wynosił do 60 godzin a jednorazowa przerwa awaryjna w dostarczaniu energii elektrycznej wynosiła do 36 godzin (§ 38. [R3]).

Dla odbiorców niekorzystne mogą być przerwy: przemijające i krótkie za które operator systemu nie ponosi z reguły odpowiedzialności ekonomicznej. Przerwy te mogą również podobnie jak przerwy długie powodować duże straty materialne w centrach komputerowych, zakładach przemysłowych: produkcji ciągłej, wysokorozwiniętych technologii itp. Dla takiego odbiorcy jedynym rozwiązaniem zabezpieczającym jest własny system zasilania bezprzerwowego (UPS).

Wymaganie zapewnienia zwiększonej pewności zasilania określa się ilością ciągów zasilania w układzie normalnym pracy sieci zasilającej urządzenia elektroenergetyczne odbiorcy.

Zwiększona pewność zasilania ma miejsce wtedy gdy:

- ciągi zasilania w miejscu dostarczania energii elektrycznej są w ciągłej gotowości (znajdują się pod napięciem) do dostarczania energii elektrycznej,
- ciągi zasilania są wyposażone w automatykę SZR.

Odbiorca zgłasza wymaganie zapewnienia zwiększonej pewności zasilania, już na etapie wniosku o określenie warunków przyłączenia lub w umowie o przyłączenie.

W rozliczeniach z odbiorcą dla każdego miejsca dostarczania energii przyjmuje się standardowo proste i czytelne parametry takie jak: wymagany stopień pewności, dopuszczalny czas trwania obniżenia pewności zasilania.

Dotrzymanie stopnia pewności dostaw energii elektrycznej staje się obowiązkiem dla operatora systemu, do którego sieci jest przyłączony odbiorca, z chwilą zawarcia przez odbiorcę z operatorem świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji (umowy kompleksowej) zawierającej postanowienie dotyczące wymaganej pewności dostaw. Nietrzymanie tego parametru wiąże się z odpowiedzialnością ekonomiczną, która pojawia się dopiero na wniosek odbiorcy.

Operatorzy systemów mają obowiązek podawania do publicznej wiadomości na swoich stronie internetowej niektórych wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej (§ 41. [R1]). Wskaźniki te dostarczają wiedzę dotyczącą bezpieczeństwa dostaw pomocną odbiorcy w podjęciu odpowiednich działań (technicznych, ekonomicznych, logistycznych itp.) oraz właściwej eksploatacji własnych urządzeń elektroenergetycznych.

Ponadto takie wskaźniki mogą być pomocne przy szacowaniu stopnia bezpieczeństwa dostaw energii dla odbiorcy. Może się tak zdarzyć, że odbiorca będzie chciał dodatkowo zabezpieczyć się przed stratami materialnymi spowodowanymi przerwami w dostawach

energii poprzez zawarcie indywidualnej, dostosowanej do swoich potrzeb umowy ubezpieczenia z zakładem ubezpieczeń chroniącej go przed takim ryzykiem. Na rynku ubezpieczeniowym funkcjonują bowiem odpowiednie klauzule, które można dokupić do podstawowych ubezpieczeń od żywiołów czy awarii. Na mocy tych klauzul zakład ubezpieczeń pokrywa szkody powstałe wskutek przerw w dostawie mediów (prądu, wody, itp.). Przy czym co do zasady pokrywane są głównie szkody polegające na uszkodzeniu lub zniszczeniu mienia - np. w partii produkcji na skutek przerywania procesu technologicznego, uszkodzenie linii produkcyjnej, itp. Ponadto są one dostępne przeważnie dla dużych podmiotów gospodarczych dysponujących odpowiednim potencjałem negocjacyjnym. Publikowane wskaźniki są pomocne przy szacowaniu takiego ryzyka.

Operator systemu przesyłowego podaje następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

- wskaźnik energii elektrycznej niedostarczonej do systemu przesyłowego (ENS), stanowiący sumę iloczynów mocy niedostarczonej wskutek przerwy i czasu trwania tej przerwy, obejmujący przerwy krótkie, długie i bardzo długie;
- wskaźnik średniego czasu przerwy w systemie przesyłowym (AIT), stanowiący iloczyn liczby 60 i wskaźnika energii niedostarczonej do systemu przesyłowego (ENS) podzielony przez średnią moc dostarczaną przez system przesyłowy wyrażoną w MW. Średnia moc dostarczana przez system przesyłowy stanowi energię elektryczną dostarczoną przez ten system w ciągu roku wyrażoną w MWh podzieloną przez liczbę godzin w ciągu roku (8760 h).

Natomiast operator systemu dystrybucyjnego podaje następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych:

- wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej (SAIDI), stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich (SAIFI), stanowiący liczbę wszystkich tych przerw w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Dodatkowo operator systemu dystrybucyjnego podaje do publicznej wiadomości:

- wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę wszystkich przerw krótkich w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

5. Standardy jakościowe obsługi odbiorców

Przedsiębiorstwa energetyczne, w tym operatorów systemów obowiązują wysokie standardy jakościowe obsługi odbiorców zawarte w § 42. [R1]. Określają one obowiązki przedsiębiorstwa energetycznego oraz procedury postępowania, powiadamiania i informowania odbiorców. Wiele z tych elementów związane jest z przerwami w dostawie energii elektrycznej oraz jej parametrami jakościowymi i rzutuje na odpowiedzialność ekonomiczną operatorów, w sytuacji gdy odbiorca ma zawartą z operatorem umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji (umowę kompleksową). W przypadku niedotrzymania przez operatora standardów jakościowych obsługi odbiorców odbiorcom przysługują określone opłaty. Ponadto przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w określonej formie przynajmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem jest traktowana jako przerwa nieplanowana (§ 40 p.4 [R1]).

6. Bonifikaty i upusty za niedotrzymanie standardów jakościowych energii elektrycznej i parametrów niezawodności i pewności dostaw energii elektrycznej

Niedotrzymanie standardów jakościowych energii elektrycznej określonych § 38. [R1] lub umowie o świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji) i/lub parametrów niezawodności i pewności dostaw energii elektrycznej określonych § 40. [R1] lub umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji) wiąże się z koniecznością udzielenia przez operatorów systemów odbiorcom, na ich wniosek bonifikat i upustów, w wysokości określonej w § 40 i 41. [R2] lub umowie o świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji.

Wysokość bonifikaty i upustu za niedotrzymanie poziomu napięcia znamionowego w danym okresie doby, zgodnie § 40. p. 1 [R2], określa się zależnie od wartości odchylenia napięcia w stosunku do dopuszczalnych wartości granicznych.

Jeżeli wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych nie przekracza 10 %, odbiorcy przysługuje upust (W_{UT}) w wysokości obliczonej według wzoru:

$$W_{UT} = \left(\frac{\Delta U}{10\%} \right)^2 \cdot A_T \cdot C_T \quad (1)$$

gdzie:

ΔU - wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych: [%],

A_T - ilość energii elektrycznej dostarczona odbiorcy w danym okresie doby: [MWh] lub [kWh],

C_T - cena energii elektrycznej określona w taryfie: [PLN/MWh] lub [PLN/kWh].

Jeżeli wartość odchylenia napięcia znamionowego od dopuszczalnych wartości granicznych przekracza 10 %, odbiorcy przysługuje upust (W_{UT}) uwzględniający bonifikatę, w łącznej wysokości obliczonej według wzoru:

$$W_{UT} = A_T \cdot C_T + b_{rT} \cdot t_T \quad (2)$$

gdzie:

A_T - ilość energii elektrycznej dostarczona odbiorcy w danym okresie doby, w którym nastąpiło odchylenie napięcia przekraczające wartości graniczne: [MWh],

C_T - cena energii elektrycznej określona w taryfie: [PLN/MWh] lub [PLN/kWh],

b_{rT} - ryczałtowa stawka bonifikaty za niedotrzymanie poziomu napięcia w dopuszczalnych granicach: [PLN/h],

t_T - łączny czas niedotrzymania poziomu napięcia w dopuszczalnych granicach: [h].

Do rozliczeń bonifikat i upustów za niedotrzymanie standardów jakościowych energii elektrycznej zarówno operator systemu przesyłowego (PSE-Operator S.A.) jak i operatorzy systemów dystrybucyjnych stosują ryczałtową cenę energii elektrycznej (C_T) równoważną średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym (p. 3.1.[T1]). W roku 2011 wynosiła 195,32 PLN/MWh, natomiast obecnie wynosi 198,80 PLN/MWh.

Ryczałtowa stawka bonifikaty za niedotrzymanie poziomu napięcia w dopuszczalnych granicach (b_{rT}) jest przyjmowana na poziomie 200 PLN/h przez operatora systemu przesyłowego (p. 3.6. [T1]) oraz na poziomie 9 PLN/h przez operatorów systemów dystrybucyjnych (p. 4.5.1.[T2], p.3.5.1. [T3]).

Wysokość bonifikaty za przerwę w dostawie energii elektrycznej określa § 41 p.1 [R2].

Za każdą niedostarczoną jednostkę energii elektrycznej odbiorcy przyłączonemu do sieci o napięciu powyżej 1 kV przysługuje bonifikata w wysokości pięciokrotności ceny energii elektrycznej za okres, w którym wystąpiła przerwa w dostarczaniu tej energii lub jej dziesięciokrotności jeśli dotyczy to odbiorcy przyłączonego do sieci na napięciu niskim poniżej 1kV. Ilość niedostarczonej energii elektrycznej w dniu, w którym miała miejsce przerwa w jej dostarczaniu, ustala się na podstawie poboru tej energii w odpowiednim dniu poprzedniego tygodnia, z uwzględnieniem czasu dopuszczalnych przerw określonych w umowie o świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji (lub umowie o przyłączenie) lub w § 40 p. 5 [R1] dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V.

W okresie, w którym nie były dotrzymane standardy jakościowe obsługi odbiorców, a układ pomiarowo-rozliczeniowy uniemożliwia określenie ilości energii elektrycznej dostarczonej odbiorcy, ilość tej energii ustala się na podstawie poboru energii elektrycznej w analogicznym okresie rozliczeniowym tego samego dnia tygodnia w poprzednim tygodniu oraz proporcji liczby godzin, w których standardy jakościowe obsługi odbiorców nie zostały dotrzymane, do całkowitej liczby godzin w okresie rozliczeniowym.

Do rozliczeń bonifikat za przerwę w dostawie energii elektrycznej przyjmuje się średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym (2011 – 195,32 PLN/MWh, 2012 – 198,80 PLN/MWh)

Wysokość upustu za niewystarczającą pewność zasilania określa umowa o przyłączenie lub umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

Wymaganie zapewnienia zwiększonej pewności zasilania zgłasza się w umowie o przyłączenie (lub wcześniej na etapie wniosku o określenie warunków przyłączenia) i określa się ilością ciągów zasilania w układzie normalnym pracy sieci zasilającej urządzenia elektroenergetyczne odbiorcy.

Zwiększona pewność zasilania ma miejsce wtedy gdy:

- ciągi zasilania w miejscu dostarczania energii elektrycznej są w ciągłej gotowości (znajdują się pod napięciem) do dostarczania energii elektrycznej,
- ciągi zasilania są wyposażone w automatykę SZR.

Odbiorcy o zwiększonych wymaganiach w zakresie zapewnienia pewności zasilania ponoszą podwyższone opłaty za część stałą usługi dystrybucyjnej w wysokości określonej w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Wysokość tej opłaty zależna jest od realizowanego stopnia pewności zasilania.

W przypadku wystąpienia w okresie rozliczeniowym, z winy operatora systemu, pewności zasilania niższej od ustalonej w umowie, operator nie pobiera opłat za pewność zasilania w wielkości wynikającej ze skali obniżenia tej pewności i czasu trwania wyrażonego w pełnych godzinach (p. 4.4.2.[T2], p.3.3.2.[T3]).

7. Bonifikaty i upusty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców

Niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi wiąże się z koniecznością udzielenia przez operatorów systemów odbiorcom, na ich wnioski bonifikat, w wysokości określonej w § 42. [R2] lub umowie o świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji. Dodatkowo informacje takie zawarte są w taryfach dla energii elektrycznej operatorów systemów przesyłowego i dystrybucyjnych. Bonifikaty te zależą od rodzaju niewłaściwej czynności wykonanej przez operatora (nieprzyjęcie zgłoszeń lub reklamacji, niepowiadomienie w określonym czasie, niepoinformowanie na piśmie, nieudzielenie, na żądanie odbiorcy, informacji) i określane są w odniesieniu do przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce

narodowej w roku kalendarzowym poprzedzającym rok zatwierdzenia taryfy, określonego w komunikacie Prezesa GUS.

Bonifikaty są na stosunkowo niskim poziomie. Nietrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców przynosi więc głównie straty w wizerunku przedsiębiorstwa w oczach społeczeństwa (obejmującego m.in. klientów przedsiębiorstwa, indywidualnych odbiorców) a w skrajnym przypadku gdy spowodowało to znaczne straty u odbiorcy skutkujące odpowiedzialnością cywilno-prawną, stanowi argument na niekorzyść przedsiębiorstwa energetycznego w ewentualnym postępowaniu sądowym.

8. Wnioski

Operatorzy systemów: przesyłowego i dystrybucyjnych ponoszą odpowiedzialność ekonomiczną za dotrzymanie parametrów technicznych energii elektrycznej w ramach umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji. W umowie tej zawarte są postanowienia dotyczące standardów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów dotyczących niezawodności dostaw. Mogą być również zawarte, zgodnie z wymaganiami odbiorcy, postanowienia dotyczące standardów podwyższonej pewności zasilania. Nietrzymanie tych standardów skutkuje odpowiedzialnością ekonomiczną operatora i wiąże się z koniecznością udzielenia przez nich odbiorcom, na ich wniosek bonifikat i upustów, w wysokości określonej w § 40 i 41. [R2] lub umowie o świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji.

Standardowe parametry jakościowe energii elektrycznej dotyczą napięcia zasilającego i jego częstotliwości i stanowią pewien minimalny, wymagany standard dla odbiorców. Parametry te są określone dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I, II oraz III, IV i V w § 38. rozporządzenia [R1], natomiast dla odbiorców zaliczanych do grupy przyłączeniowej VI w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji lub umowie kompleksowej. Nietrzymanie standardów jakościowych energii elektrycznej wiąże się z koniecznością udzielenia przez operatorów systemów odbiorcom, na ich wniosek bonifikat i upustów, w wysokości określonej w § 40. [R2] lub umowie o świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji lub umowie kompleksowej.

Standardowe parametry niezawodności dostawy energii dla każdego miejsca dostarczania energii elektrycznej obejmują dopuszczalny czas trwania jednej przerwy w dostawie energii i roczny łączny czas trwania przerw w dostawie energii dla przerw planowanych i nieplanowanych i odnoszą się do przerw długich i bardzo długich. Parametry te są określone dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I, II i III oraz VI w umowie natomiast dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V w § 40. p. 5 rozporządzenia [R1]. Przekroczenie tych czasów skutkuje koniecznością wypłaty odbiorcy, na jego wniosek, bonifikat w wysokości pięciokrotności ceny energii elektrycznej za okres, w którym wystąpiła przerwa w dostarczaniu tej energii (§ 41 p. 1 [R2]).

Literatura

Rozporządzenia

- R1. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. nr 93, poz. 623 z dnia 29.05.2007 z późn.zm.).
- R2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. nr 189, poz. 1126 z dnia 12.09.2011 z późn.zm.)

R3. Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 20 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz.U. nr 2, poz. 6 z dnia 6.01.2005), /utraciło ważność 13.06.2007/.

Taryfy

- T1. Taryfa dla energii elektrycznej na rok 2012. PSE-Operator S.A. Konstancin-Jeziorna 2012.
- T2. Taryfa operatora systemu dystrybucyjnego energii elektrycznej. ENERGA-Operator S.A. Gdańsk 2012.
- T3. Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. PGE Dystrybucja S.A. Lublin 2012.