



Klast**ER**

II Krajowy Raport Benchmarkingowy

**nt. jakości dostaw
energii elektrycznej
do odbiorców
przyłączonych do sieci
przesyłowych
i dystrybucyjnych**

Kraków, czerwiec 2021

II Krajowy Raport Benchmarkingowy

nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców
przyłączonych do sieci przesyłowych
i dystrybucyjnych

Autorzy:

- | | |
|--------------------------|---|
| Zbigniew Hanzelka (red.) | – Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie |
| Franciszek Głowacki | – Instytut Energetyki Oddział Gdańsk |
| Henryk Koseda | – Instytut Energetyki Oddział Gdańsk |
| Krzysztof Piątek | – Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie |
| Mieczysław Wrocławski | – Energia MW Mieczysław Wrocławski |



Praca zrealizowana w ramach projektu pt.

Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER)
(www.er.agh.edu.pl)

współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych *Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków* GOSPOSTRATEG/umowa nr Gospostrateg1/385085/21/NCBR/19

Kraków, czerwiec 2021 r.

Wydawca:

Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica
al. Mickiewicza 30, 30-59 Kraków

Redakcja:

Redaktor naczelny: Sławomir Kopeć
Sekretarz redakcji: Katarzyna Faryj
Członek redakcji: Jacek Gądecki
Członek redakcji: Zbigniewa Hanzelka
Członek redakcji: Andrzej Kaźmierski
Członek redakcji: Marek Kisiel-Dorohinicki
Członek redakcji: Ryszard Sroka
Członek redakcji: Tomasz Szmuc
Członek redakcji: Karol Wawrzyniak
Redakcja i korekta językowa: Malwina Mus
Strona internetowa: Sebastian Medoń, Jakub Mirek

Kontakt do redakcji:

Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica
al. Mickiewicza 30, 30-59 Kraków
Paw. H-A2, III piętro
tel. 12 888 55 29
klaster_er@agh.edu.pl
<https://www.er.agh.edu.pl/>

ISBN 978-83-66727-43-4

Spis treści

WPROWADZENIE	5
JAKOŚĆ DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	7
1. CIĄGŁOŚĆ DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ	9
1.1. Raport CEER.....	9
1.1.1. WPROWADZENIE	9
1.1.2. NAJWAŻNIEJSZE WYNIKI	10
1.2. Raport polski.....	33
1.2.1. WSTĘP	33
1.2.2. OPIS KWESTIONARIUSZY BADAWCZYCH	36
1.2.3. DOSTĘPNOŚĆ DANYCH ANKIETOWYCH	38
1.2.4. ANALIZA DANYCH I PREZENTACJA WYNIKÓW.....	39
1.2.5. WNIOSKI	54
2. JAKOŚĆ HANDLOWA.....	55
2.1. Raport europejski (CEER)	55
2.1.1. CZYM JEST JAKOŚĆ HANDLOWA I DLACZEGO NALEŻY JĄ REGULOWAĆ.....	55
2.1.2. GŁÓWNE WNIOSKI Z POPRZEDNIEGO OPRACOWANIA CEER W ZAKRESIE JAKOŚCI HANDLOWEJ	56
2.1.3. STRUKTURA ROZDZIAŁU DOTYCZĄCEGO JAKOŚCI HANDLOWEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ	58
2.1.4. GŁÓWNE ASPEKTY JAKOŚCI HANDLOWEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	58
2.1.5. GŁÓWNE WYNIKI ANALIZY PORÓWNAWCZEJ WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI HANDLOWEJ.....	62
2.1.6. STUDIUM PRZYPADKU: WSKAŹNIKI AKTYWACJI PRZY UZGODNIONYCH TERMINACH REALIZACJI WE FRANCJI.....	77
2.1.7. RZECZYWISTE POZIOMY JAKOŚCI HANDLOWEJ.....	78
2.1.8. STRESZCZENIE WYNIKÓW ANALIZY PORÓWNAWCZEJ	82
2.1.9. WNIOSKI I ZALECENIA DOTYCZĄCE JAKOŚCI HANDLOWEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ	84
2.2. Raport polski.....	86
2.2.1. WPROWADZENIE	86
2.2.2. OPIS KWESTIONARIUSZY BADAWCZYCH	91
2.2.3. ANALIZA DANYCH I PREZENTACJA WYNIKÓW.....	91
2.2.4. WNIOSKI	99
3. JAKOŚĆ NAPIĘCIA	101
3.1. Raport europejski (CEER)	101
3.1.1. CO TO JEST JAKOŚĆ NAPIĘCIA I DLACZEGO WAŻNE JEST, ABY PODLEGAŁA REGULACJOM.....	101

3.1.2.	NAJWAŻNIEJSZE WNIOSKI Z DOTYCHCZASOWYCH PRAC CEER DOTYCZĄCYCH JAKOŚCI NAPIĘCIA	102
3.1.3.	STRUKTURA ROZDZIAŁU POŚWIĘCONEGO JAKOŚCI NAPIĘCIA	104
3.1.4.	JAK JEST REGULOWANA JAKOŚĆ NAPIĘCIA	104
3.1.5.	JAKOŚĆ NAPIĘCIA NA POZIOMIE ODBIORCY	110
3.1.6.	SYSTEMY MONITOROWANIA JAKOŚCI NAPIĘCIA I WYNIKI POMIARÓW	116
3.1.7.	ŚWIADOMOŚĆ ZNACZENIA JAKOŚCI NAPIĘCIA.....	133
3.1.8.	STUDIUM PRZYPADKU: REGULACJE JAKOŚCI NAPIĘCIA W IZRAELU	134
3.1.9.	WNIOSKI I ZALECENIA DOTYCZĄCE JAKOŚCI NAPIĘCIA	136
3.2.	Raport polski.....	137
3.2.1.	STAN WIEDZY, ZNACZENIE PROBLEMU	137
3.2.2.	BADANIE KOSZTÓW ZŁEJ JAKOŚCI DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ	142
3.2.3.	PROCEDURA PRZYŁĄCZENIA ODBIORNIKÓW I ŹRÓDEŁ ENERGII ELEKTRYCZNEJ	144
3.2.4.	OBECNA PRAKTYKA ZAPEWNIENIA JAKOŚCI DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ	146
3.2.5.	POMIARY WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI ZASILANIA W PROCESIE ROZSTRZYGANIA SPORÓW I REKLAMACJI.....	153
3.2.6.	SYSTEM CIĄGŁEGO MONITOROWANIA WSKAŹNIKÓW JEE	164
3.2.7.	LICZNIKI AMI I REJESTRATORY Z OPCJĄ POMIARU WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI NAPIĘCIA	168
3.2.8.	PLANOWANE SYSTEMY POMIAROWE	172
3.2.9.	SPOSÓB UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH.....	175
3.2.10.	WPŁYW ODNAWIALNYCH I ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ ENERGII	177
3.2.11.	WNIOSKI	183
4.	PODSUMOWANIE	185
	BIBLIOGRAFIA	187
	ZAŁĄCZNIK 1	189
	ZAŁĄCZNIK 2	191
	ZAŁĄCZNIK 3	217
	Część 1: Krajowe legislacje i regulacje inne niż wymagane w normie EN 50160	217
	Część 2: Dane dotyczące jakości napięcia	222
	ZAŁĄCZNIK 4	227
	ZAŁĄCZNIK 5	247
	ZAŁĄCZNIK 6	253

WPROWADZENIE

Niniejsze opracowanie zostało wykonane przez Akademię Górniczo-Hutniczą im. Stanisława Staszica w Krakowie w ramach projektu pt. **Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER)** (www.er.agh.edu.pl) współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju – program badań naukowych i prac rozwojowych *Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków GOSPOSTRATEG*/umowa nr Gospostrateg1/385085/21/NCBR/19.

Ze względu na różne aspekty jakości dostawy energii elektrycznej do współpracy zaproszono ekspertów z Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk oraz Energia MW. To samo grono autorów opracowało jedenaście lat temu I KRAJOWY RAPORT BENCHMARKINGOWY nt. JAKOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ DO ODBIORCÓW PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI PRZESYŁOWYCH I DYSTRYBUCYJNYCH [17] (zwany dalej I KRB). Inicjatorem ówczesnego raportu oraz instytucją wspierającą jego powstanie, podobnie jak w przypadku niniejszego dokumentu, był Urząd Regulacji Energetyki.

W okresie ponad dekady, która upłynęła od publikacji pierwszego i zarazem jedyne polskiego raportu benchmarkingowego, w europejskiej i polskiej energetyce nastąpiły ogromne zmiany, zarówno w strukturze organizacyjnej, w jej legislacyjnych podstawach, jak i na poziomie rozwoju technicznego odbiorców i źródeł energii elektrycznej. Energetyka przechodzi obecnie głęboką transformację, wdrażany jest europejski rynek energii elektrycznej, a w jego ramach zmienia się struktura źródeł wytwarzających energię elektryczną w celu uzyskania w perspektywie 2050 r. neutralności emisyjnej. Celem jest także efektywne i bezpieczne funkcjonowanie połączonych systemów elektroenergetycznych w Europie, systemów bazujących na źródłach wytwórczych wykorzystujących czyste technologie i wspierających dekarbonizację europejskiej gospodarki.

Konstatacja powyższych faktów stała się podstawą projektu KlastER dotyczącego rozwoju energetyki rozproszonej. Jego celem jest między innymi wypracowanie strategii rozwoju klastrów energii, szerzej – wspólnot energetycznych w Polsce. Ma on umożliwić skuteczne wdrażanie w ramach Strategii na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju kompleksowego projektu „Energetyka Rozproszona”, za którego implementację podmiotem odpowiedzialnym jest Ministerstwo Klimatu (wcześniej Ministerstwo Energii).

Jednym z pierwszych działań przeprowadzonych w ramach projektu KlastER była identyfikacja uwarunkowań i barier technicznych, prawnych, ekonomicznych i społecznych rozwoju energetyki rozproszonej. Z badań tych jednoznacznie wynika, że jednym z najważniejszych technicznych czynników warunkujących rozwój energetyki rozproszonej są zagadnienia jakości dostawy energii elektrycznej. Realizatorzy projektu postanowili przyglądać się bliżej temu zagadnieniu, wykorzystując do tego celu narzędzie benchmarkingu, zastosowane w Polsce w odniesieniu do jakości zasilania wiele lat temu, a w Europie stosowane już prawie dwie dekady.

Od 2001 r. Rada Europejskich Organów Regulacji Energetyki (CEER¹) przeprowadza badania i analizy jakości dostaw energii elektrycznej w krajach członkowskich (w tym także w Polsce), których wyniki przedstawiane są w formie okresowych raportów. W ciągu ostatnich dziewiętnastu lat CEER opracował sześć raportów porównawczych [1-8] dotyczących jakości dostawy energii elektrycznej, a także aktualizacje kluczowych danych opublikowanych od 2001 r. Ostatni raport ukazał się 2016 roku jako 6th CEER BENCHMARKING REPORT ON THE QUALITY OF ELECTRICITY AND GAS SUPPLY [8], a jego aktualizacja w zakresie ciągłości dostawy energii w 2018 r. [9].

Korzystając z doświadczeń poprzedniej edycji oraz raportów CEER, Autorzy niniejszego raportu postanowili zwrócić się do operatorów sieci w Polsce z listą pytań dotyczących szeroko rozumianych zagadnień jakości dostawy energii elektrycznej. Pytania podzielono na trzy części: ciągłość dostawy energii, jakość handlową i jakość napięcia. Informacje uzyskane w procesie ankietyzacji były traktowane jako poufne i są publikowane wyłącznie w ujęciu statystycznym.

Każdy z prezentowanych w raporcie rozdziałów zawiera wprowadzenie do danego obszaru tematycznego oparte na ostatnim 6. Raporcie CEER w celu prezentacji polskich wyników na tle wyników innych krajów europejskich. Niniejszy raport w załącznikach zawiera także pełną listę pytań ankietowych.

Tłumacząc fragmenty 6. Raportu CEER (oznaczone w tekście kolorem niebieskim), starano się wiernie odtworzyć oryginalny tekst raportu, włączając w to konsultacje z ekspertami CEER. W przypadku jakichkolwiek wątpliwości, oryginalny tekst w języku angielskim pozostaje tekstem referencyjnym.

Autorzy mają nadzieję, że analiza uzyskanych odpowiedzi pozwoli określić prawdziwy obraz stanu jakości dostawy energii w Polsce w roku 2020, umożliwi także ocenę zmian, które nastąpiły w tym obszarze w ostatnich jedenastu latach. Pozwoli na ocenę polskiego poziomu jakości na tle innych krajów europejskich, co może być podstawą przyszłych krajowych działań regulacyjnych.

Raport, stanowiąc anonimową publikację wyników, daje każdemu z operatorów możliwość przeprowadzenia analizy porównawczej własnej pozycji w obszarze jakości dostawy energii względem innych firm energetycznych. Daje także operatorom wartości referencyjne określające cele do osiągnięcia, tym samym może stać się narzędziem procesu „ciągłej poprawy”.

Niniejszy dokument pozwoli także uzyskać odpowiedź na pytanie zasadnicze dla realizatorów projektu KlastER: jaka jest siła ograniczeń technicznych dla rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce? Co należy zrobić, jaką przyjąć strategię rozwoju rozproszonych źródeł energii, aby wpływ tych ograniczeń zredukować w możliwie największym stopniu?

Autorzy raportu kierują szczególnie gorące podziękowania do Prezesa Urzędu Regulacji Energii za przychylność dla inicjatywy opracowania niniejszego dokumentu i udzielone wsparcie w kontaktach z operatorami.

Dziękują także Polskiemu Towarzystwu Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej za ogromną pomoc podczas opracowywania i uzgadniania pytań ankietowych.

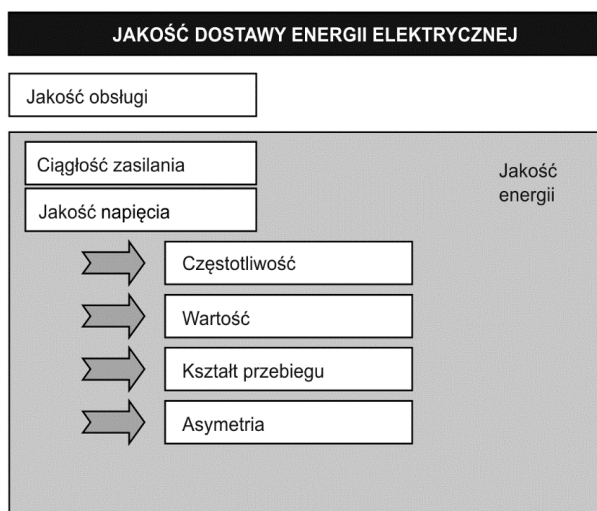
1 Council of European Energy Regulators (CEER) – Electricity Quality of Supply Task Force of CEER'S Distribution Systems.

JAKOŚĆ DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Energia elektryczna ulega degradacji pod wpływem zaburzeń elektromagnetycznych, a więc zjawisk, które sprawiają, że wartości liczbowych wskaźników – cech jakości – różnią się od znamionowych, odnoszących się do stanów ustalonych z przebiegami sinusoidalnie zmiennymi, występującymi w symetrycznych układach wielofazowych. Przyjęto powszechnie, że wskaźniki te to liczbowe atrybuty zaburzeń (lub szerzej: zjawisk) elektromagnetycznych rozważanych najczęściej oddzielnie.

W rozumieniu Rady Europejskich Regulatorów Energii jakość dostawy energii (określana dalej także terminem „jakość zasilania”) obejmuje trzy główne obszary (rysunek 1):

1. *ciągłość dostawy energii elektrycznej/ciągłość zasilania* (ang. *continuity of supply*) mierzona najczęściej liczbą przerw, maksymalnym czasem trwania pojedynczej przerwy, łącznym czasem braku dostawy energii w określonym czasie, np. w ciągu roku, lub innymi wskaźnikami zdefiniowanymi na elementach tego zbioru;
2. *jakość obsługi* (zwana także jakością handlową, ang. *commercial quality*) rozumiana jako jakość komercyjnych relacji pomiędzy dostawcą i odbiorcą energii. Rozpoczynają się one w chwili, kiedy odbiorca zwróci się o informację lub zgodę na przyłączenie swojej instalacji lub urządzeń do sieci publicznej, i obejmują między innymi: procedury reklamacji, skargi, eliminację zaburzeń w dostawie energii, powiadamianie o planowanych przerwach, upusty za niedotrzymanie deklarowanych warunków zasilania, formę i tryb rozliczeń, warunki przyłączenia itp.;
3. *jakość napięcia* (ang. *voltage quality*) mierzona różnicą rzeczywistych przebiegów czasowych względem sinusoidalnych, symetrycznych trójfazowych napięć i prądów o znamionowych wartościach. Jakość napięcia jest zagadnieniem złożonym, stanowiącym zbiór wielu zjawisk fizycznych, z których każde posiada swoje własne charakterystyki.



Rys. 1. Klasyfikacja zagadnień jakości dostawy energii elektrycznej [25]

Przyczyny wzrostu zainteresowania jakością dostawy energii elektrycznej

Istnieją racjonalne powody uzasadniające występowanie tak dużego zainteresowania tą tematyką. Należą do nich przede wszystkim:

- *Rosnąca świadomość, że energia elektryczna jest towarem* i to, co nazywamy jakością dostawy energii, jest w swej istocie określeniem cech oferowanego produktu, sprecyzowaniem jego wartości użytkowej. Jednoznaczne zdefiniowanie liczbowych wskaźników jakości energii jest szczególnie istotne w okresie rosnącej powszechności stosowania rozproszonych źródeł oraz w okresie tworzenia lokalnych rynków energii.
- *Wzrost liczby i mocy jednostkowej niespokojnych, nieliniowych, niekiedy również asymetrycznych odbiorników.* Rośnie liczba technologii będących potencjalnym źródłem zaburzeń elektromagnetycznych. Sieć 50 Hz jest w coraz większym stopniu traktowana jako źródło energii pierwotnej. Pomiędzy nią i odbiorcami/źródłami instalowane są układy przetwarzania energii w inne, bardziej użyteczne formy. W następstwie rozwoju elementów półprzewodnikowych dużej mocy oraz technologii sprzętu informatycznego umożliwiającego realizację coraz bardziej wyrafinowanych algorytmów sterowania, wszechobecne stają się urządzenia energoelektroniczne. Korzyści wynikające z ich rozwoju są często okupione wzrostem zaburzeń wprowadzanych do sieci zasilającej. Równocześnie energoelektronika staje się coraz doskonalszym technicznym narzędziem stosowanym do ich eliminacji.
- *Wzrost liczby i mocy rozproszonych źródeł energii* (elektrownie wiatrowe, źródła fotowoltaiczne itp.). W wielu krajach ich procentowy udział w całkowitym bilansie energii jest duży i ciągle rosnący, a wpływ na lokalną jakość dostawy energii znaczący (głównie na wartość napięcia i jego zmiany).
- *Zmniejszenie odporności odbiorników na zaburzenia elektromagnetyczne.* Rosnąca liczba odbiorców energii skarży się na złą jej jakość utrudniającą lub często uniemożliwiającą poprawną pracę urządzeń, szczególnie sprzętu informatycznego. Jego rozwój i redukcja wymiarów została w dużym stopniu okupiona zmniejszeniem odporności na zaburzenia.
- *Rosnący koszt awarii.* Dla wielu końcowych odbiorców energii jej jakość wiąże się przede wszystkim z wielkością produkcji w określonym czasie, a w konsekwencji w przypadku przerwy w dostawie energii z dużymi stratami. Ekonomiczne skutki zaburzeń elektromagnetycznych są wymierne i niekiedy bardzo wysokie.
- *Wzrost efektywności przetwarzania energii.* Coraz popularniejsze stają się energooszczędne produkty, np. energooszczędne w eksploatacji i materiałoozczędne w produkcji silniki elektryczne i transformatory, energooszczędne źródła światła itp. Mimo niewątpliwych zalet są one bardzo często źródłem zwiększonej emisji zaburzeń i produktami o zmniejszonym poziomie odporności, co można uznać za cenę poprawy efektywności przetwarzania energii.
- *Ograniczony poziom nowych inwestycji w sektorze przesyłu i wytwarzania energii* obserwowany w wielu krajach. Istniejące systemy zasilające i urządzenia do generacji podlegają modernizacji polepszającej ich sprawności przetwarzania oraz cechy funkcjonalne. Pociąga to za sobą zwiększoną liczbę urządzeń energo- i elektronicznych, które w wielu przypadkach wprowadzają znaczące zaburzenia elektromagnetyczne.
- *Ekologia elektromagnetyczna.* Jakość dostawy energii to element większej całości – jakości życia. Promowane są wszelkie przedsięwzięcia służące zachowaniu „czystości” środowiska, także elektromagnetycznego. Równocześnie rośnie świadomość rangi technicznych i ekonomicznych problemów, które niesie ze sobą energia elektryczna złej jakości.
- *Zmiany organizacyjne sektora energetycznego* sprawiają, że interesy poszczególnych partnerów na rynku energii elektrycznej są odmienne, w wielu przypadkach sprzeczne.
- *Rozwój metod i środków technicznych służących do pomiaru różnych,* niekiedy bardzo złożonych w swej definicji wskaźników jakości zasilania. Sprzęt pomiarowy jest powszechnie dostępny i coraz tańszy, co sprawia, że praktycznie wszyscy uczestnicy rynku energii mają możliwość kontrolowania warunków zasilania.
- *Jakość energii tworzy sektor rynku o bardzo dużej wartości.* W większości krajów wzrasta produkcja i serwis urządzeń przeznaczonych do rejestracji i poprawy warunków zasilania.

1. CIĄGŁOŚĆ DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

1.1. Raport CEER

1.1.1. WPROWADZENIE²

Niniejszy Raport Benchmarkingowy 6.1 (*Benchmarking Report 6.1* – BR 6.1) ma na celu zapewnienie częściowej aktualizacji wskaźników związanych z ciągłością dostaw (*Continuity of Supply* – CoS) dla energii elektrycznej i gazu zawartych w 6. Raporcie Benchmarkingowym CEER (6. BR), opublikowanym w 2016 r. [8]. Podczas gdy pełny Raport Benchmarking dotyczy trzech obszarów jakości dostaw do sieci elektroenergetycznych (ciągłość dostaw, jakość napięcia i jakość handlowa), niniejszy BR 6.1 nie obejmuje jakości napięcia i jakości handlowej. Wszystkie te obszary jakości dostaw zostaną szczegółowo omówione w 7. Raporcie Benchmarkingowym CEER, który wstępnie zaplanowano do publikacji w 2020 r.

Dlatego też *CEER Energy Quality of Supply Work Stream* (EQS WS) skupia się na ostatnich danych CoS tylko dla ich aktualizacji. Niniejszy raport nie zawiera dokładnej analizy danych przekazanych przez krajowe organy regulacyjne, nie zawiera wniosków ani zaleceń. Niniejszy raport służy jedynie do przedstawienia najbardziej aktualnych informacji dotyczących CoS i charakterystyk technicznych energii elektrycznej.

Raport zawiera dane od wszystkich członków CEER z wyjątkiem Islandii i Cypru, a także od obserwatora CEER (*CEER Observer*) – Szwajcarii. Odpowiedzi przesłała również Republika Słowacka, która nie jest ani członkiem, ani obserwatorem CEER. Ogółem odpowiedziało 29 krajów. Liczba krajów uczestniczących w tym badaniu znacznie wzrosła od czasu pierwszego raportu benchmarkingowego CEER w 2001 r. (*CEER's 1st Benchmarking Report* [1]).

Należy podkreślić, że wskaźniki CoS nie są obecnie w pełni zharmonizowane między różnymi krajami. Definicje wskaźników opisanych w niniejszym raporcie można znaleźć w 6. CEER BR [8].

W szczególności w zależności od kraju mogą wystąpić różnice w zakresie definicji:

- poziomów napięć NN, WN, SN i nN;
- wyjątkowych zdarzeń;

² Na podstawie *CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply* [9]. Choć w tłumaczeniu starano się wiernie odtworzyć oryginalny tekst raportu, włączając w to konsultacje z ekspertami CEER, oryginalny tekst w języku angielskim pozostaje tekstem referencyjnym w przypadku jakichkolwiek wątpliwości.

- wskaźników takich jak SAIDI, SAIFI, MAIFI, AIT, ENS, które mogą być obliczane w poszczególnych krajach nieco innymi metodami (na przykład ze względu na ustawodawstwo krajowe).

Poprzednie raporty benchmarkingowe są dostępne na stronie internetowej CEER, w zakładce „Dokumenty powiązane”. Czwarty raport CEER Benchmarking (2008 [4]) zawiera dokładne definicje wskaźników ciągłości (od strony 20) oraz szczegółowe informacje o wyjątkowych wydarzeniach (od strony 42).

W porównaniu z 6. Raportem Benchmarkingowym (CEER's 6th *Benchmarking Report* [8]), BR 6.1 zawiera kilka dodatkowych danych, takich jak zagregowane charakterystyki podsumowujące w formie wykresów pudełkowych. Wykresy pudełkowe ilustrują zakres wartości z ostatnich siedmiu lat (pod warunkiem, że dostępne są dane z co najmniej czterech z tych lat), oprócz średniej i najnowszej dostępnej wartości (w tym przypadku z 2016 r.). Stąd wiele rysunków składa się z dwóch części: przebiegów wartości w czasie i wykresów pudełkowych z zakresami min-maks i wartościami średnimi. Inne liczby są podobne do tych przedstawionych w szóstym raporcie, natomiast dodatkowe informacje można znaleźć w tabelach zawartych w ZAŁĄCZNIKU 2. Należy zauważyć, że w niniejszym raporcie zastosowano przecinek dziesiętny, np. 0,1 = 10%.

1.1.2. NAJWAŻNIEJSZE WYNIKI

Podobnie jak w przypadku 6. Raportu Benchmarkingowego [8] istnieją przypadki, dla których wartości wskaźników różnią się nie tylko ze względu na różny czas trwania lub liczbę przerw w dostawie, ale także dlatego, że w zależności od kraju mogą być uwzględniane różne poziomy napięcia. Założeniem badania było uwzględnienie przerw na wszystkich poziomach napięcia, ale okazało się to trudne ze względu na różnice w archiwizowaniu i zgłaszaniu danych w całej Europie³.

Kilka przykładów odmienności wskaźników w badanych krajach.

W **Czechach** wszystkie wartości odpowiadają jedynie OSP i/lub 3 największym OSD, którzy reprezentują zdecydowaną większość terytorium kraju.

W **Danii** definicje nN, SN, WN i NN różnią się między wartościami SAIDI/SAIFI oraz podawaną długością obwodów przy różnych przedziałach napięcia. Przy rozpatrywaniu wartości SAIDI/SAIFI stosuje się następujące definicje: nN = 0,4 kV, SN = 1–24 kV, WN = 25–99 kV, NN = brak. Biorąc pod uwagę długość obwodu: nN = 0,4 kV, SN = 0,4–10 kV, WN = 10–50 kV, NN = 50–132 kV.

Bułgaria, Chorwacja, Grecja, Łotwa i Niemcy uwzględniają w swoich wartościach SAIDI i SAIFI tylko niskie i średnie napięcie.

Finlandia uwzględnia tylko średnie napięcie w swoich nieplanowanych SAIDI i SAIFI. Od 2016 r. **Francja** nie uwzględnia w swoich nieplanowanych SAIFI średnich i niskich napięć. **Irlandia, Rumunia i Szwecja** nie włączają do swoich danych najwyższego napięcia.

Na **Malcie** wartości SAIDI dla przerw planowanych i nieplanowanych (w tym zdarzeń wyjątkowych) wykazują przerwy przy napięciu 11 kV lub wyższym. To samo dotyczy SAIFI dla przerw planowanych i nieplanowanych (w tym zdarzeń wyjątkowych).

W **Holandii** dane dostarczane dla SAIDI/SAIFI uwzględniają wszystkie przerwy dłuższe niż 5 sekund.

W **Norwegii** przerwy w dostawie niskiego napięcia są rejestrowane dopiero od 2014 r.

W **Polsce** niskie napięcie nie jest uwzględnione w SAIDI.

W **Portugalii** ogólne SAIDI i SAIFI obejmują tylko niskie napięcie.

W **Słowenii** SAIDI i SAIFI dla przerw nieplanowanych bez wyjątkowych zdarzeń obejmują jedynie przerwy w dostawie na poziomie NN i WN. Wskaźniki takie jak SAIDI i SAIFI dla przerw planowanych/nieplanowanych uwzględniające wszystkie przerwy odnoszą się tylko do średniego napięcia.

³ Wartości SAIDI i SAIFI dla energii elektrycznej w Belgii, mimo że są monitorowane, nie mogły zostać uwzględnione, ponieważ do EQS WS (Energy Quality of Supply Work Stream) nie przekazano jednej wartości dla całego kraju.

1.1.2.1. Wskaźnik średniego, systemowego czasu trwania przerw w dostawie energii – SAIDI

Rysunek 1.1 przedstawia wskaźnik SAIDI dla wszystkich nieplanowanych przerw, w tym zdarzeń wyjątkowych. Przedstawione wartości pokazują zmiany wynikające z ekstremalnych warunków pogodowych z ostatnich lat, ale mają tendencję do stabilizacji w latach 2015 i 2016, przy czym najwyższa wartość wynosi nieco poniżej 400 minut na odbiorcę rocznie.

Na wykresach pudełkowych przedstawiono zakres wartości w latach 2010–2016 (pod warunkiem, że dostępne były wartości z co najmniej czterech z tych lat), a także średnią i ostatnią dostępną wartość (2016 r.).

Ponieważ szeroki rozrzut wartości wskaźników utrudnia odczyt dolnej połowy części wykresów, niektóre dane liczbowe na wykresach pokazują tylko te kraje, w których najgorsze wartości nie przekraczają wybranej wartości granicznej (np. 200 minut) w żadnym z obserwowanych lat, tak jak na rysunku 1.2. Nie ma to żadnego wpływu na dane i służy jedynie ułatwieniu odczytu wykresów. Należy zauważyć, że w przypadku wykresów z poziomem granicznym różne kraje mogą pojawić się na wykresie pudełkowym z tym samym limitem. Powodem tego jest fakt, że kraj, który nie przekroczył pewnego limitu w ciągu ostatnich siedmiu lat (od 2010 r.), jest warunkiem mniej rygorystycznym niż warunek, że kraj, nie przekroczył tego samego limitu w żadnym z lat od 2002 r. Rysunek 1.3 przedstawia SAIDI dla nieplanowanych przerw z wyjątkiem przerw spowodowanych przez wyjątkowe zdarzenia. Dla większości krajów wartości za rok 2016 znajdują się w dolnej części ich siedmioletniego przedziału, wykazując tendencję do poprawy. Szczegółowe omówienie definicji zdarzeń wyjątkowych znajduje się w załączniku A do 6. RB [8].

Jak już wspomniano, wskaźniki nie zawsze są obliczane w taki sam sposób w każdym kraju. Jednym z przykładów jest Słowenia, która włącza tylko NN i WN do swoich SAIDI (i odpowiednio SAIFI) dla przerw nieplanowanych bez wyjątkowych zdarzeń. Mają one oddzielne wartości SAIDI dla średniego napięcia, ale te dwie wartości nie mogą być po prostu dodane ze względu na różne metodologie ich obliczania. Wartości SAIDI dla Słowenii na rysunku 1.3 odnoszą się tylko do ich OSP. W 2014 roku w Słowenii wystąpiło zjawisko deszczu ze śniegiem, które doprowadziło do zwiększenia liczby przerw, ale sposób, w jaki były one zgłaszane, zależy od tego, czy przerwy były zgłaszane przez OSD czy OSP, co podkreśla odrębność słoweńskiej metodologii. W przypadku systemu dystrybucyjnego zjawisko deszczu ze śniegiem z 2014 r. jest traktowane jako zdarzenie siły wyższej. W przypadku systemu przesyłowego to samo zdarzenie jest traktowane jako strona trzecia i w normalnych warunkach zostałoby włączone do SAIDI bez wyjątkowych zdarzeń. Z tego powodu (oraz w celu uproszczenia porównania tych wartości SAIDI przesyłu z wartościami dystrybucyjnymi przedstawionymi w Tabeli 12, ZAŁĄCZNIK 2) postanowiono wyłączyć z wartości słoweńskich na rysunku 1.3 przerwy spowodowane przez stronę trzecią. Innymi słowy, SAIDI dla Słowenii obejmuje tylko wartości przerw w dostawie, które zostały spowodowane przez operatora.

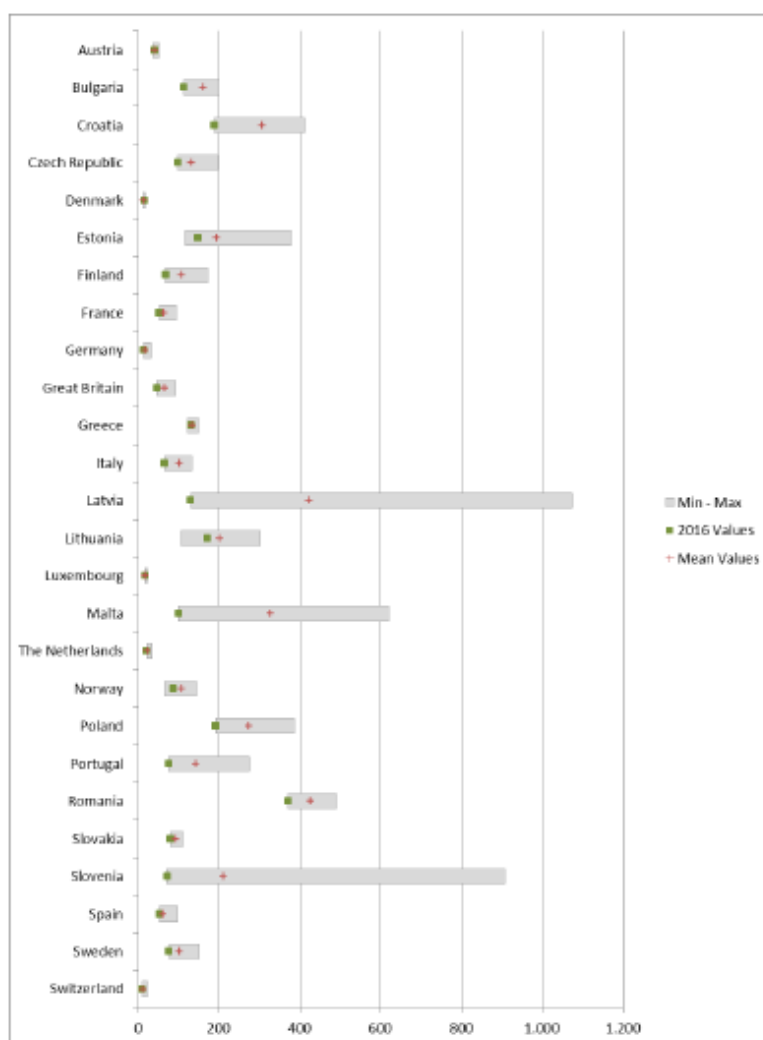
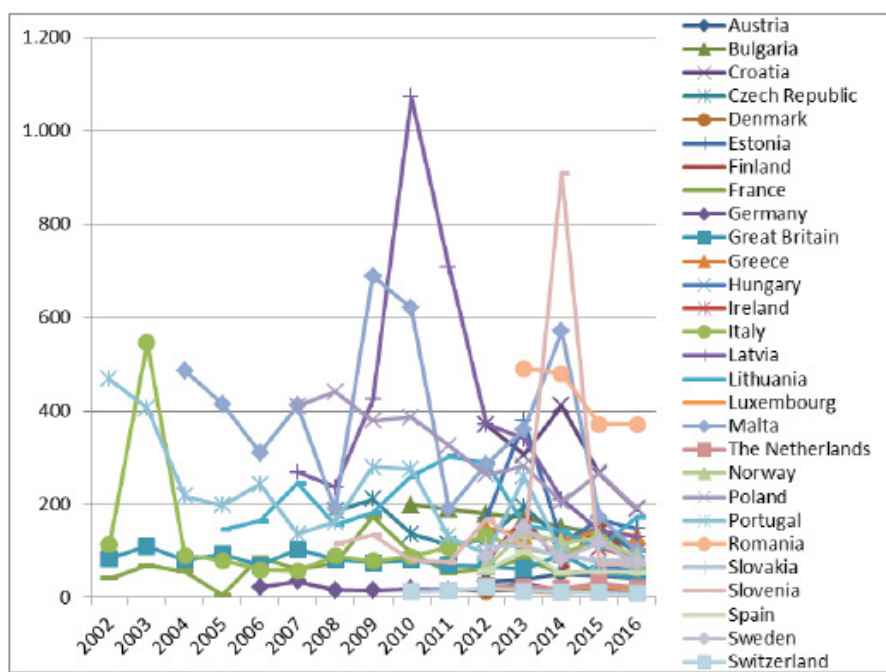
Lepsze przedstawienie krajów o mniejszych wartościach współczynników można zobaczyć na rysunku 1.4, który obejmuje tylko przypadki nie przekraczające 200 minut rocznie w całym obserwowanym okresie. Większość krajów wykazuje stabilne lub poprawiające się wartości, a Chorwacja poczyniła znaczne postępy od 2014 r.

Planowane przerwy odnoszą się do tych minut bez dostawy energii, których doświadczyli użytkownicy sieci, którzy zostali wcześniej powiadomieni o przerwie. Zasady związane z definicją i postępowaniem w przypadku planowanych przerw można znaleźć w Tabeli 2.2 w 6. Raporcie Benchmarkingowym [8].

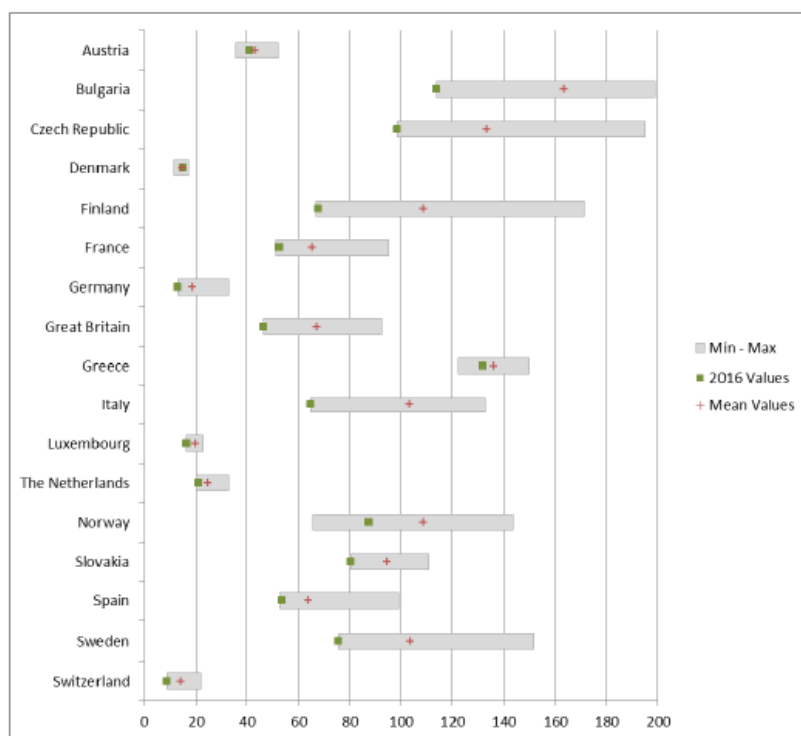
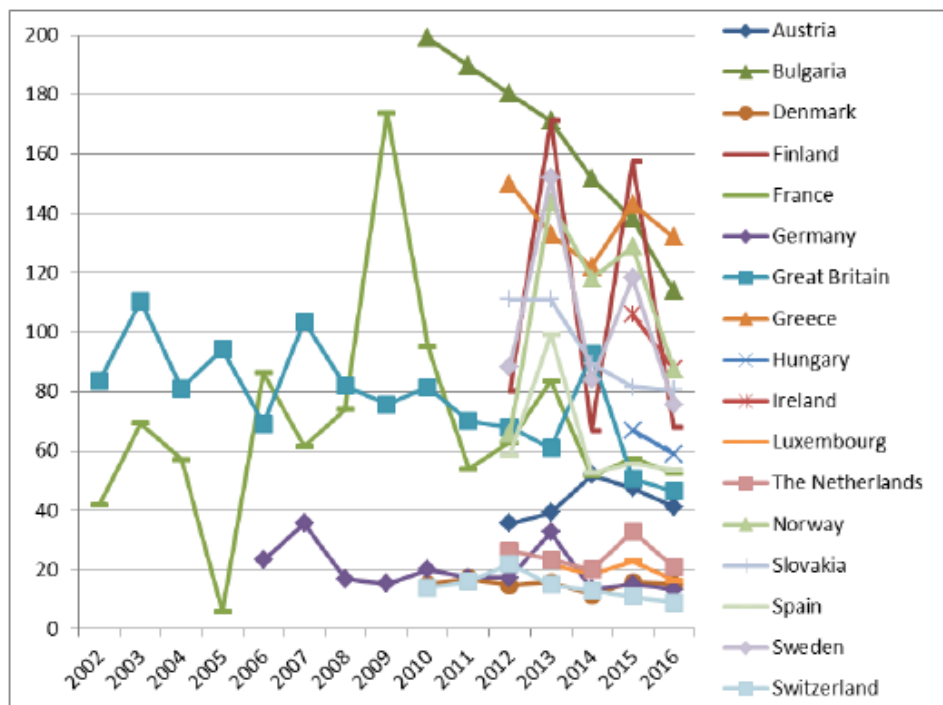
Patrząc na wartości SAIDI dla planowanych przerw na rysunku 1.5, jedyną widoczną tendencją jest zmniejszanie się rozpiętości wartości między poszczególnymi krajami. W ciągu dwóch lat od 6. RB najwyższa wartość SAIDI wyniosła 251.

Rysunek 1.7 przedstawia całkowitą wartość SAIDI dla wszystkich przerw (pochodzących ze wszystkich poziomów napięcia), w tym planowanych i nieplanowanych przerw łącznie z wyjątkowymi zdarzeniami. Trendy nie są widoczne, ponieważ oprócz planowanych i nieplanowanych przerw w dostawie uwzględniono także zdarzenia wyjątkowe.

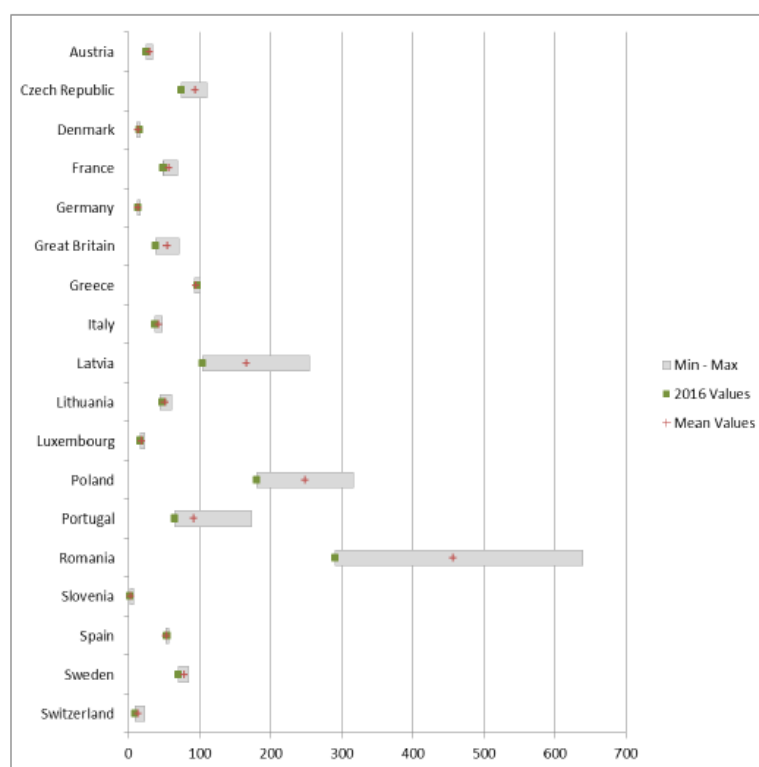
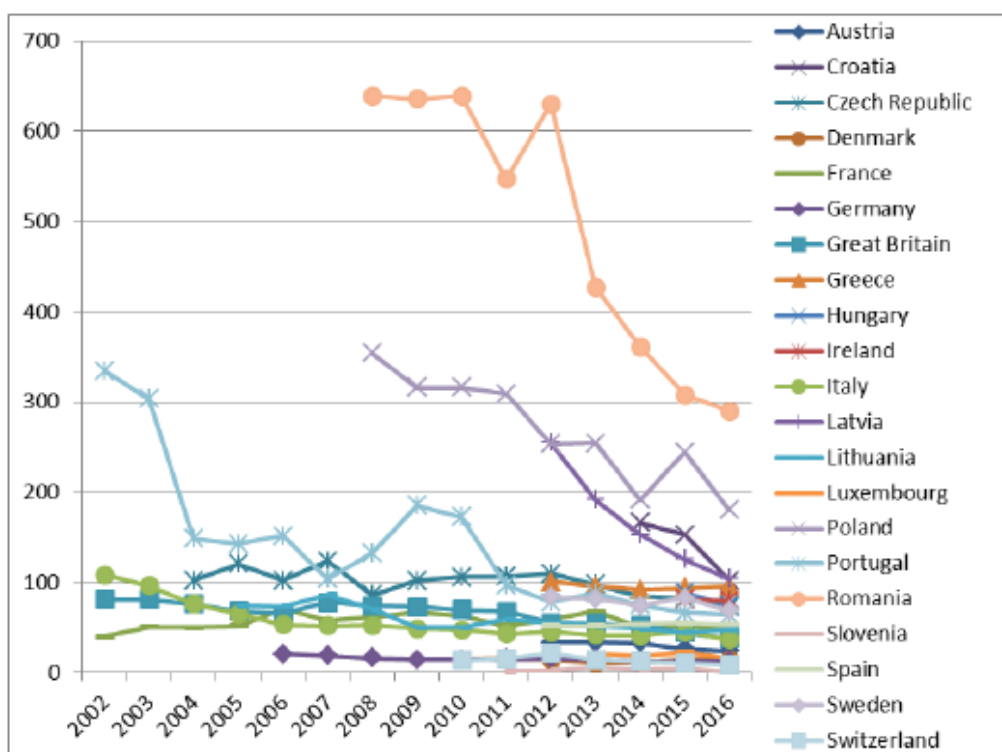
Rys. 1.1. SAIDI dla nieplanowanych przerw, w tym zdarzeń wyjątkowych (minuty na odbiorcę) – przebiegi czasowe i wartości min-maks



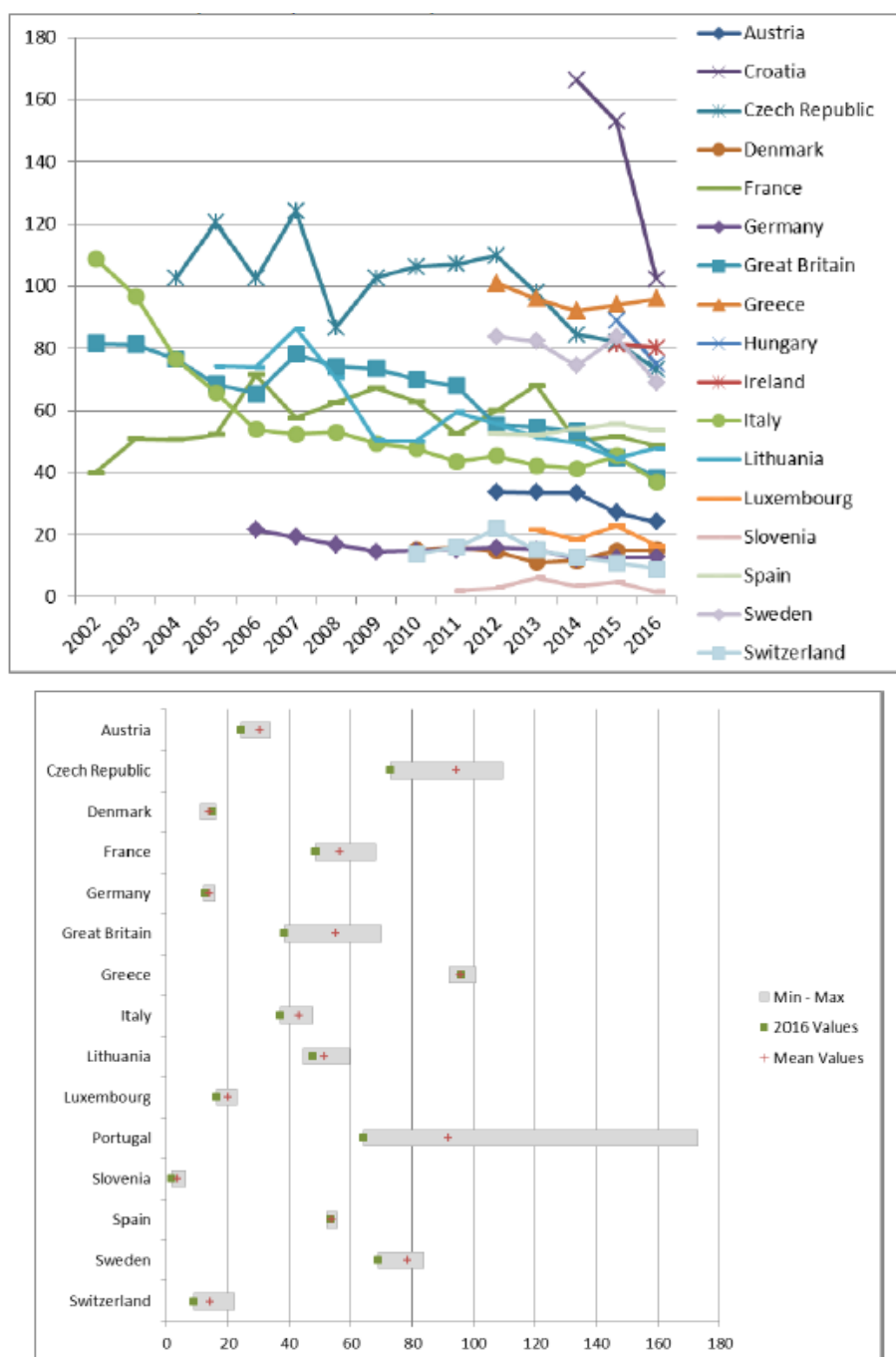
Rys. 1.2. SAIDI dla nieplanowanych przerw, w tym zdarzeń wyjątkowych, tylko kraje nieprzekraczające 200 minut (minuty na odbiorcę) – przebiegi czasowe i min-maks



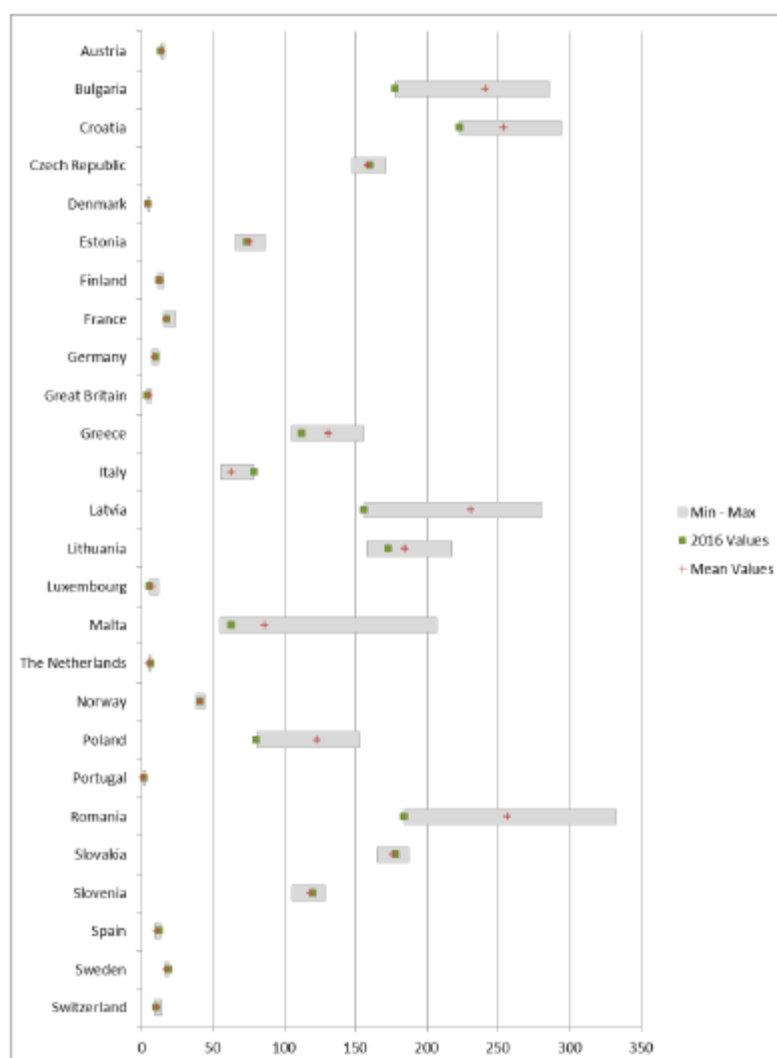
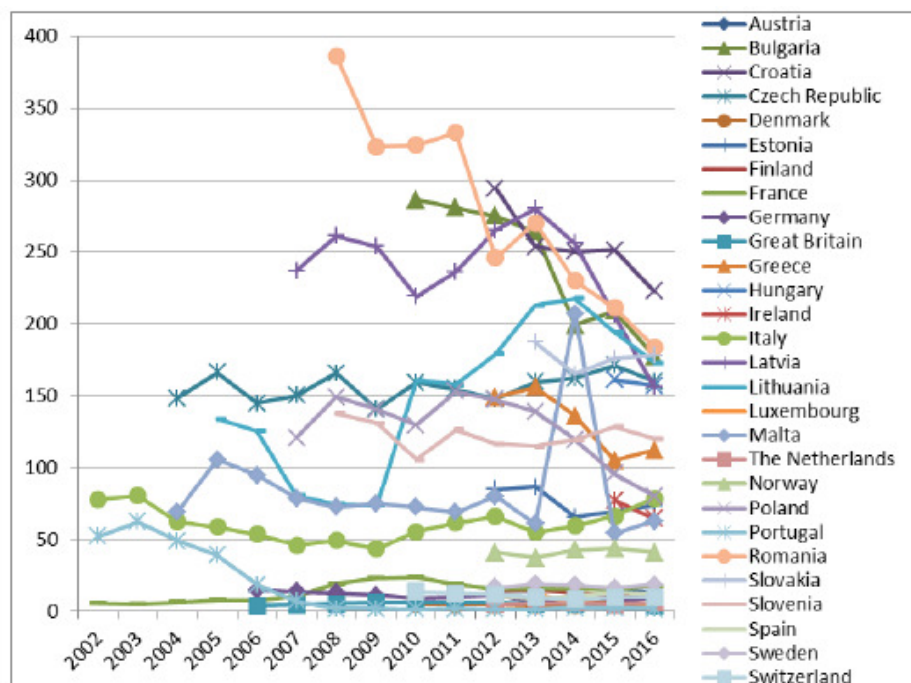
Rys. 1.3. SAIDI dla nieplanowanych przerw bez zdarzeń wyjątkowych (minuty na odbiorcę) – przebiegi czasowe i wykresy min-maks



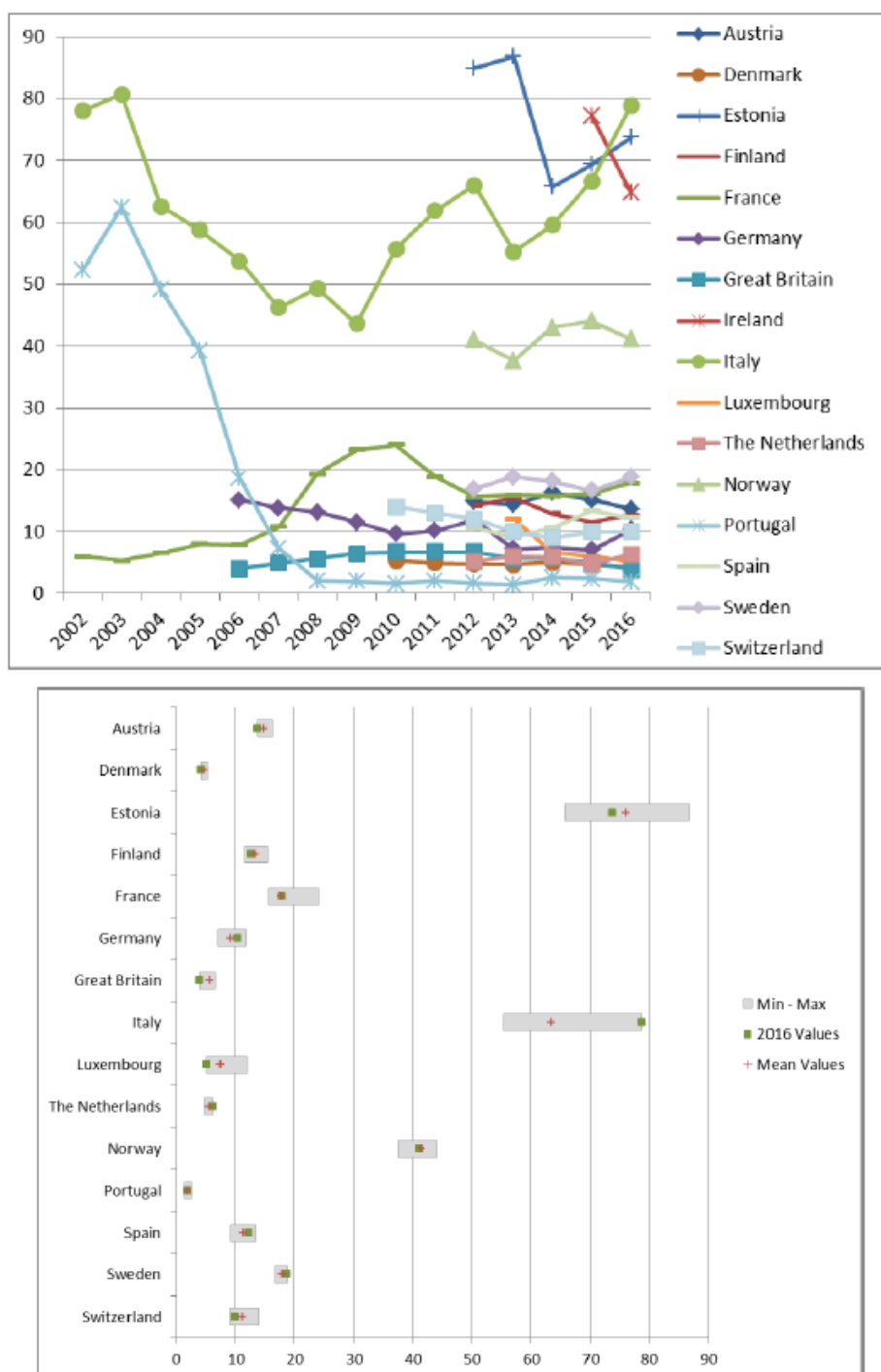
Rys. 1.4. SAIDI dla nieplanowanych przerw bez zdarzeń wyjątkowych, tylko kraje nieprzekraczające 200 minut (minuty na odbiorcę) – przebiegi czasowe i wykresy min-maks



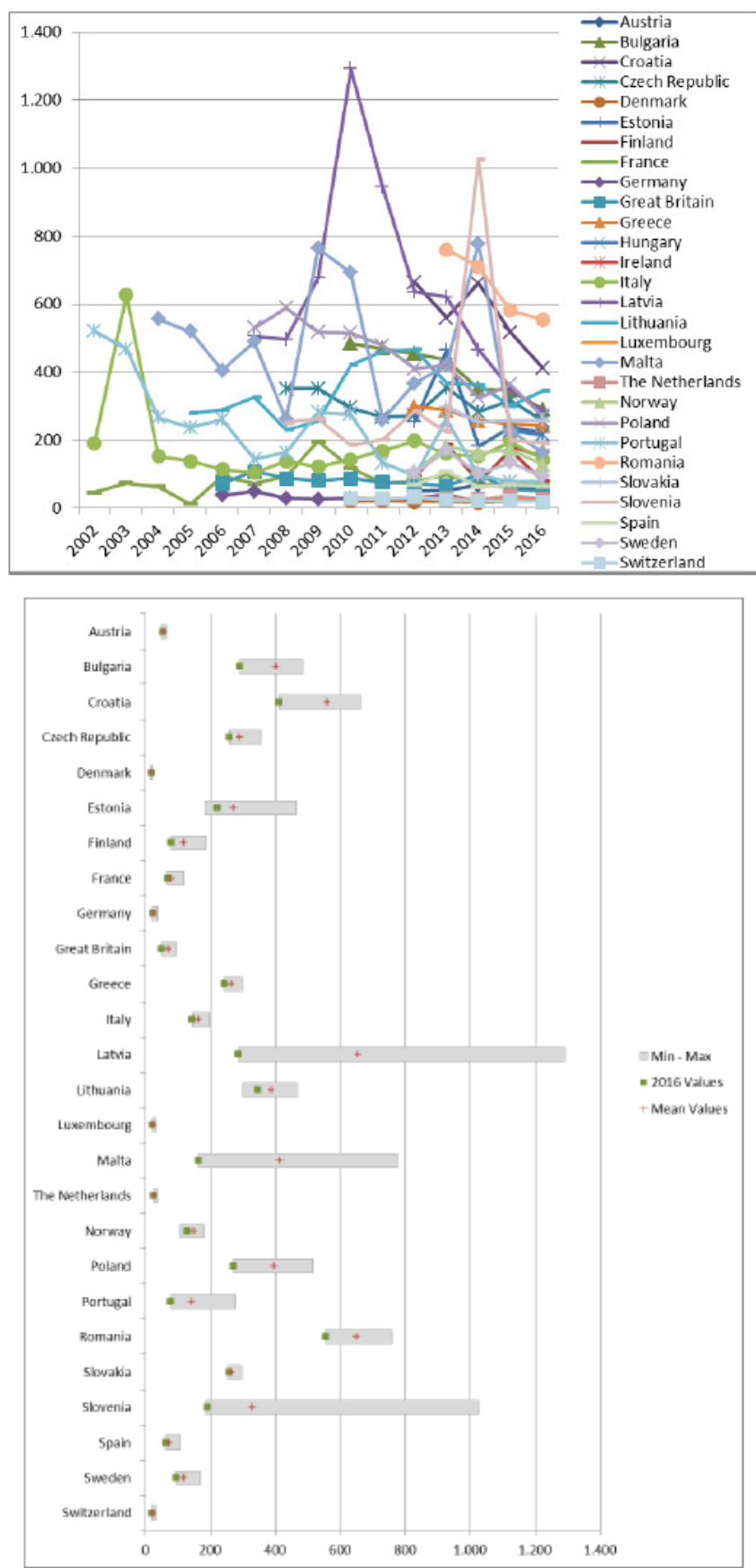
Rys. 1.5. SAIDI dla przerw planowanych (minuty na odbiorcę) – przebiegi czasowe i min-maks



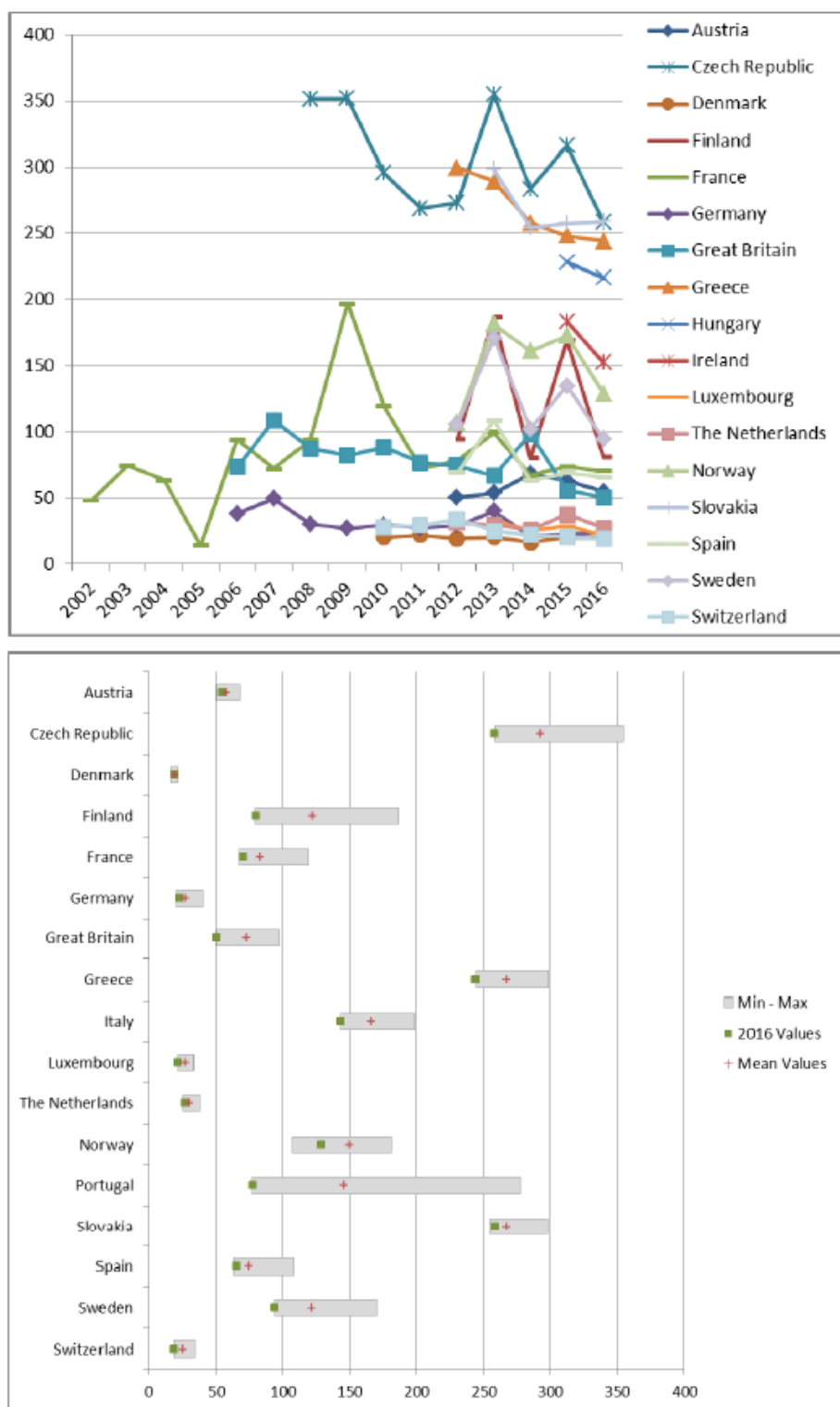
Rys. 1.6. SAIDI dla planowanych przerw, tylko kraje nieprzekraczające 100 minut (minuty na odbiorcę) – przebiegi czasowe i wartości min-maks



Rys. 1.7. SAIDI dla przerw planowanych i nieplanowanych, w tym zdarzenia wyjątkowe (minuty na odbiorcę) – przebiegi czasowe i wartości min-maks



Rys. 1.8. SAIDI dla przerw planowanych i nieplanowanych, w tym zdarzenia wyjątkowe, tylko kraje nieprzekraczające 400 minut (minuty na odbiorcę) – przebiegi czasowe i wartości min-maks



1.1.2.2. Wskaźnik średniej, systemowej częstotliwości przerw w dostawie – SAIFI

Rysunek 1.9 przedstawia SAIFI dla wszystkich nieplanowanych przerw (pochodzących ze wszystkich poziomów napięcia, chyba że zaznaczono inaczej), w tym zdarzeń wyjątkowych. Dodatkowe informacje o tym, które poziomy napięcia są uwzględniane w tym wskaźniku przez poszczególne kraje, znajdują się na liście krajów na początku rozdziału 1.1.2.

Należy zauważyć, że wskaźniki przedstawiające liczbę przerw w dostawie nie zawsze są łatwo porównywalne między krajami. Powodem tego jest fakt, że zasady agregacji przerw różnią się w poszczególnych krajach Europy. W niektórych krajach wszystkie przerwy występujące w określonym okresie są uznawane za pojedynczą przerwę.

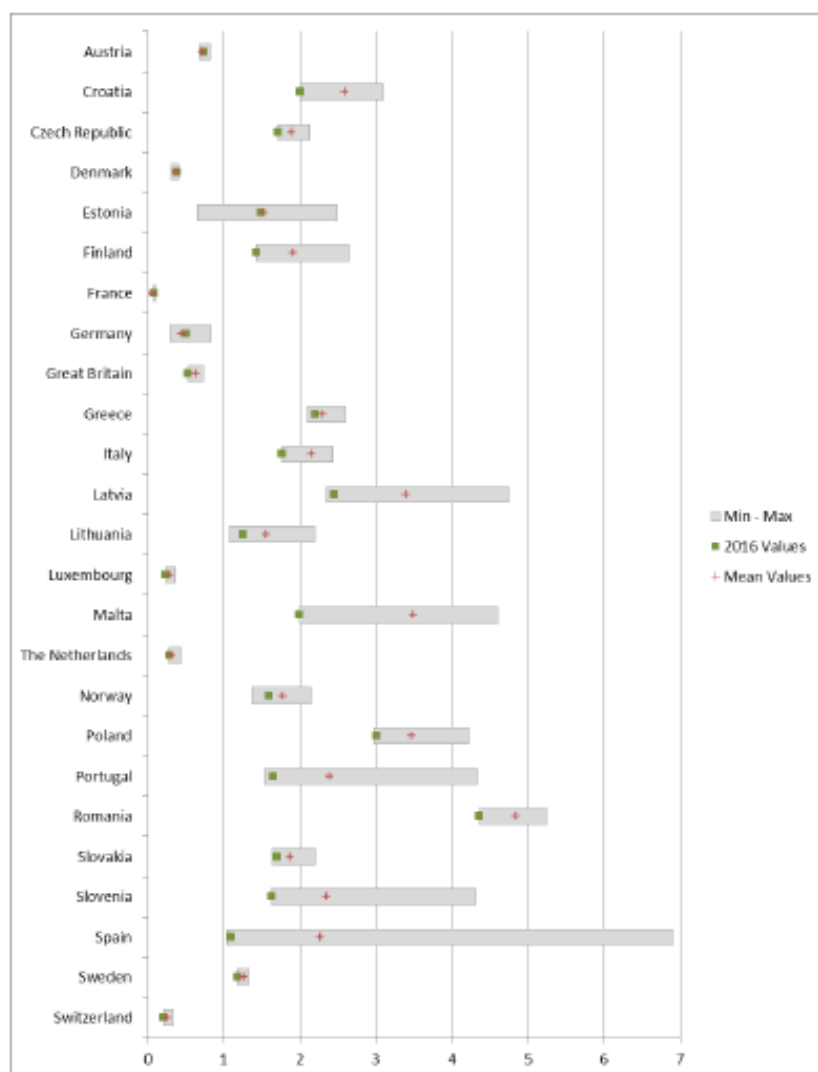
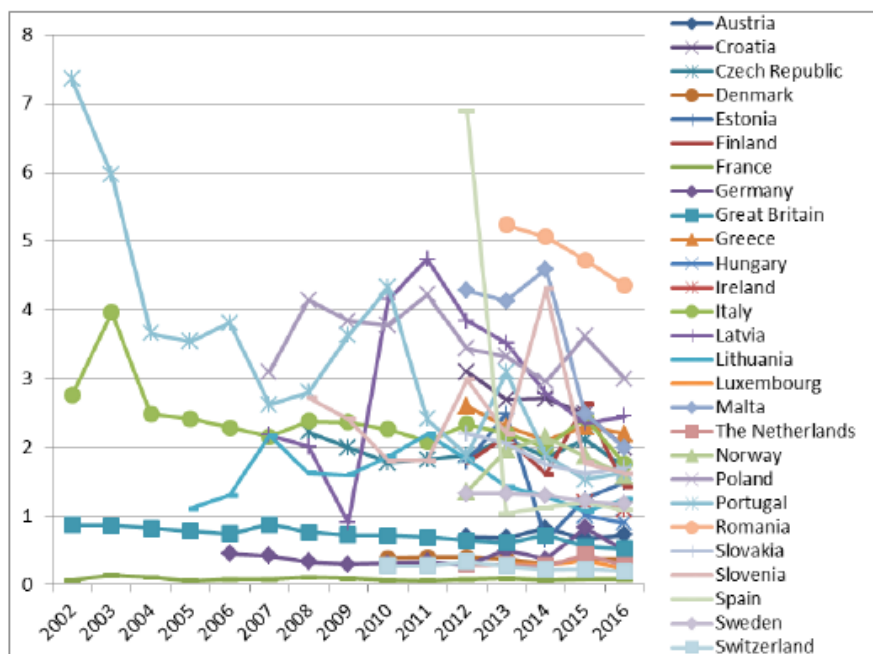
Rysunek 1.11 przedstawia SAIFI dla nieplanowanych przerw z wyjątkiem przerw spowodowanych przez wyjątkowe zdarzenia. W 2016 r. większość krajów wykazywała wartości, które znajdowały się w dolnej części ich siedmioletniego przedziału, wykazując z czasem spadek poziomów SAIFI.

Ponownie Słowenia włącza tylko sieci NN i WN do swoich SAIFI dla przerw nieplanowanych bez wyjątkowych zdarzeń. Mają one oddzielne wartości SAIFI dla średniego napięcia, ale te dwie wartości nie mogą być po prostu dodane ze względu na różne metodologie ich obliczania. Podobnie jak w przypadku rysunku 1.3, wartości SAIFI dla Słowenii na rysunku 1.11 odnoszą się jedynie do ich OSP i nie uwzględniają przerw spowodowanych przez strony trzecie. Ułatwia to porównanie z wartościami SAIFI w dystrybucji (Tabela 20, ZAŁĄCZNIK 2).

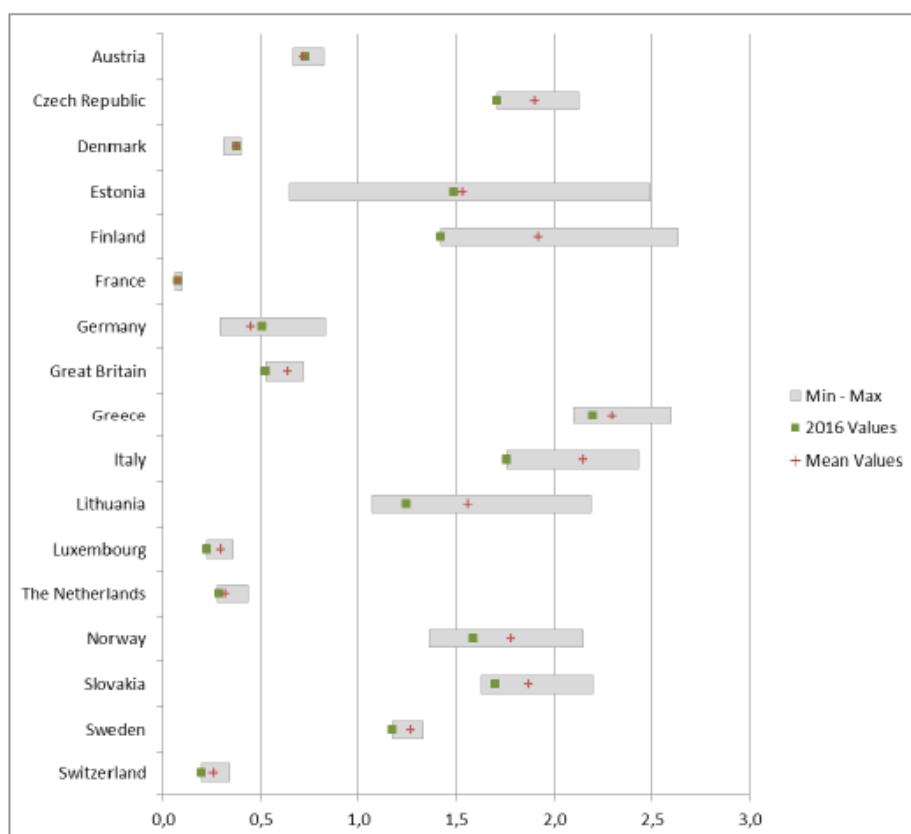
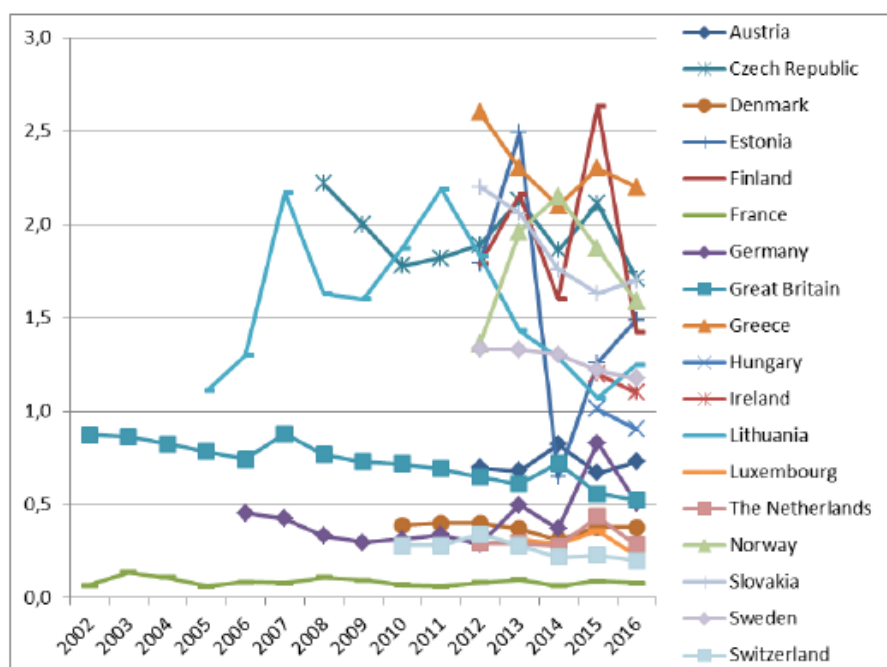
Lepsze przedstawienie krajów o mniejszych wartościach SAIFI można zobaczyć na rysunku 1.12, który obejmuje tylko kraje nieprzekraczające trzech przerw rocznie w całym obserwowanym okresie. Większość krajów wykazuje stabilne i malejące wartości, a Włochy poczyniły znaczne postępy od 2002 r.

Rysunek 1.13 przedstawia SAIFI dla planowanych przerw (pochodzących z wszystkich poziomów napięcia, chyba że zaznaczono inaczej). Tymczasowo wysoki poziom planowanych przerw może być oznaką wysokiego poziomu inwestycji w sieci dystrybucyjne w celu zmniejszenia liczby nieplanowanych przerw w przyszłości. Częstsze planowane przerwy mogą być również spowodowane wymianą i naprawą podzespołów lub powszechną wymianą liczników energii.

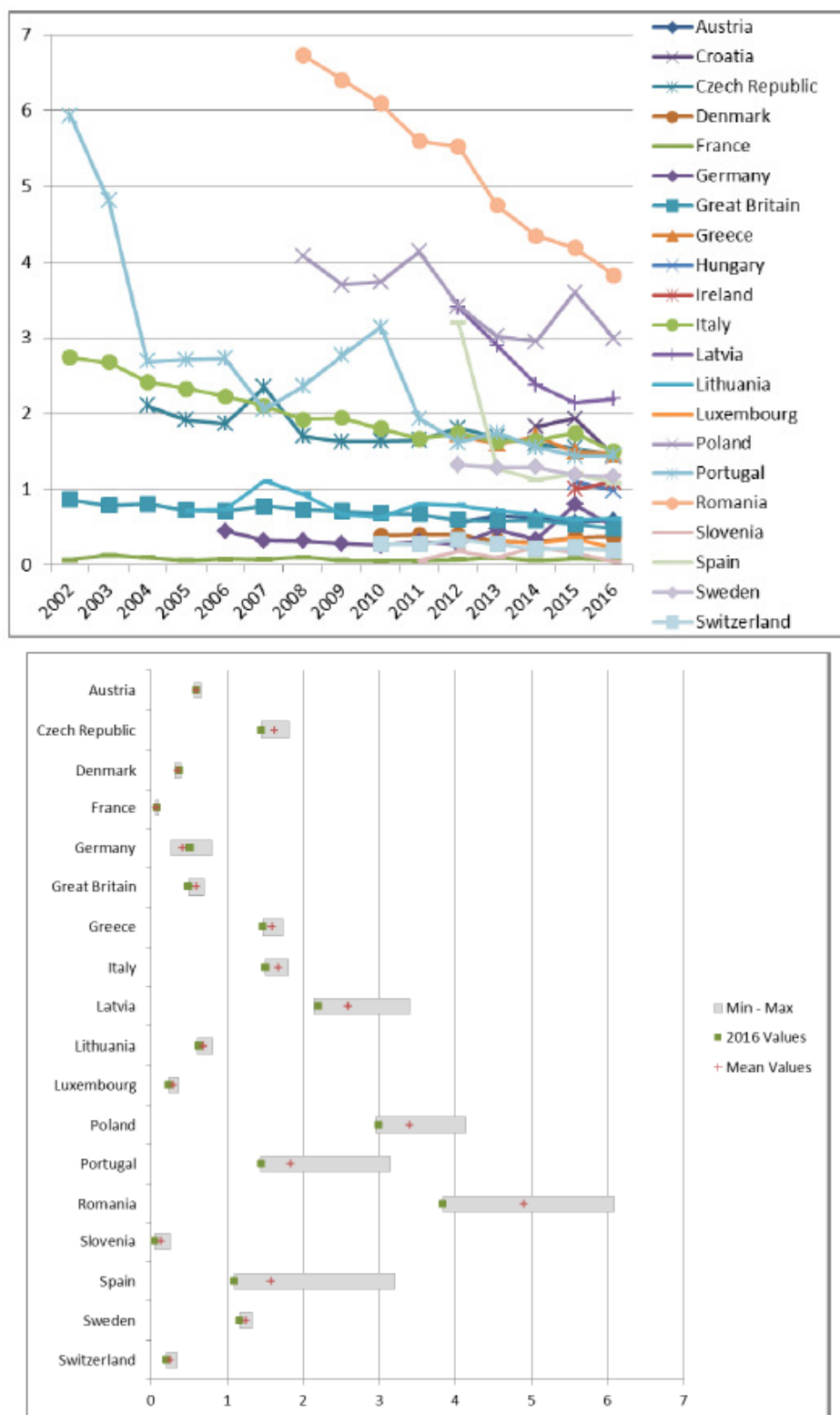
Rys. 1.9. SAIFI dla nieplanowanych przerw, w tym zdarzeń wyjątkowych (przerwy na odbiorce) – przebiegi czasowe i wykresy min-maks



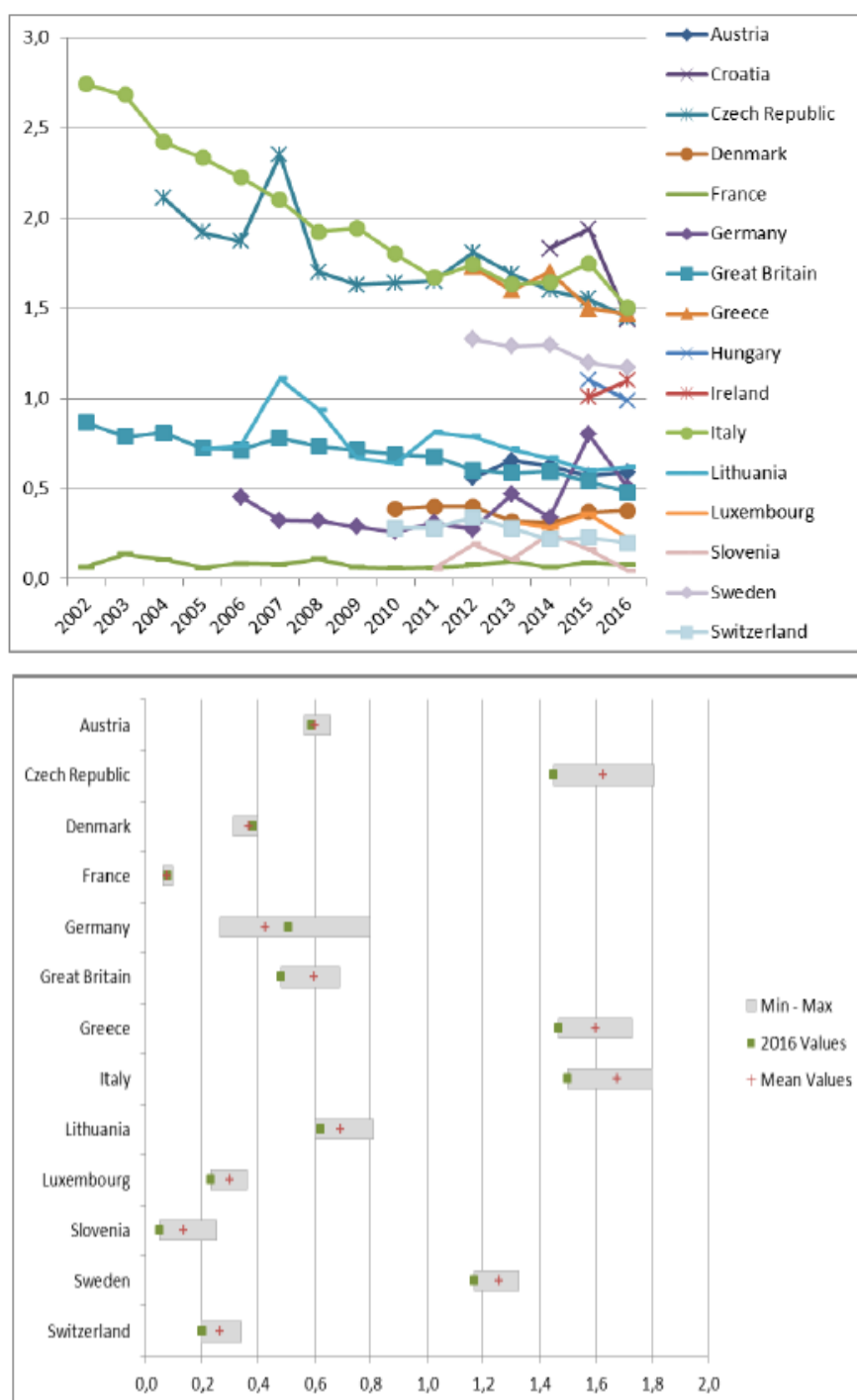
Rys. 1.10. SAIFI dla nieplanowanych przerw, w tym zdarzeń wyjątkowych, tylko kraje nieprzekraczające 3 przerw (przerwy na odbiorcę) – przebiegi czasowe i wartości min-maks



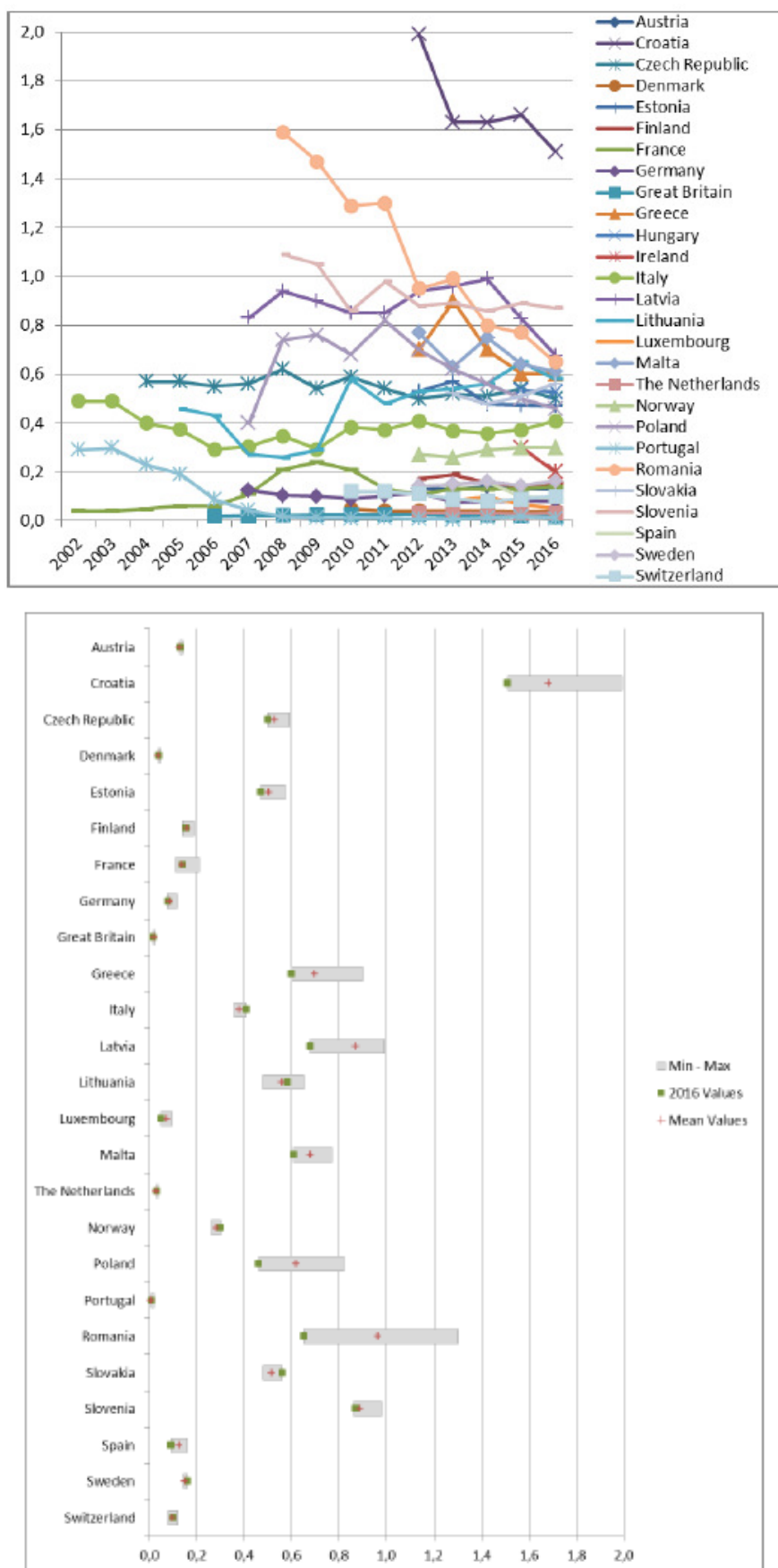
Rys. 1.11. SAIFI dla nieplanowanych przerw bez zdarzeń wyjątkowych (przerwy na odbiorę) – przebiegi czasowe i wartości min-maks



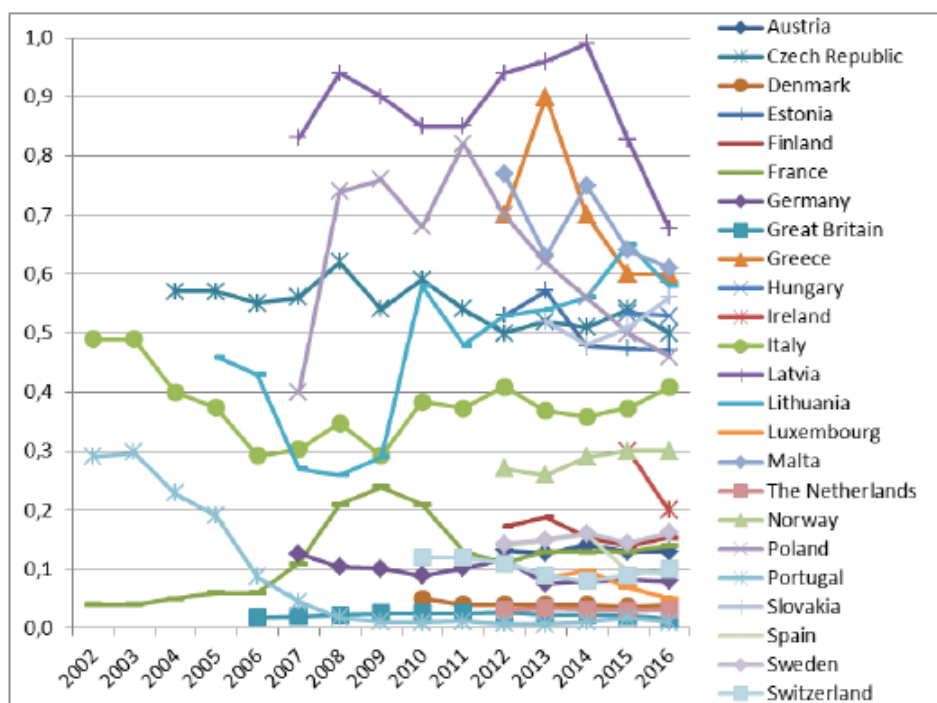
Rys. 1.12. SAIFI dla nieplanowanych przerw bez zdarzeń wyjątkowych, tylko kraje nieprzekraczające 3 przerw (przerwy na odbiorce) – przebiegi czasowe i wykresy min-maks



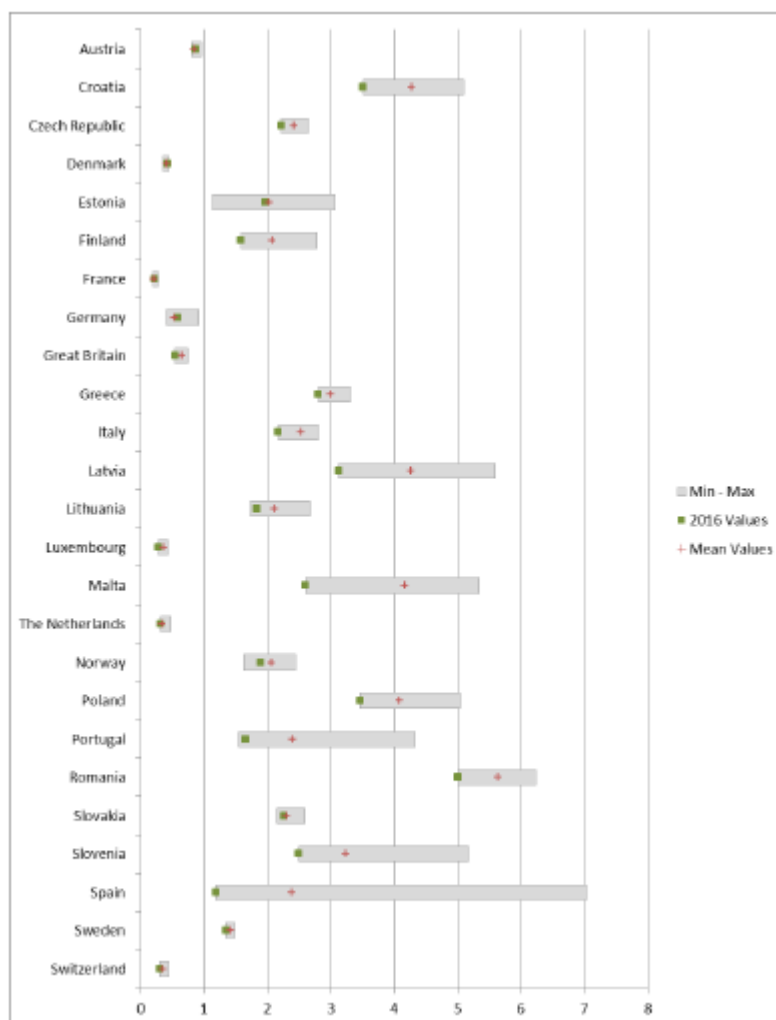
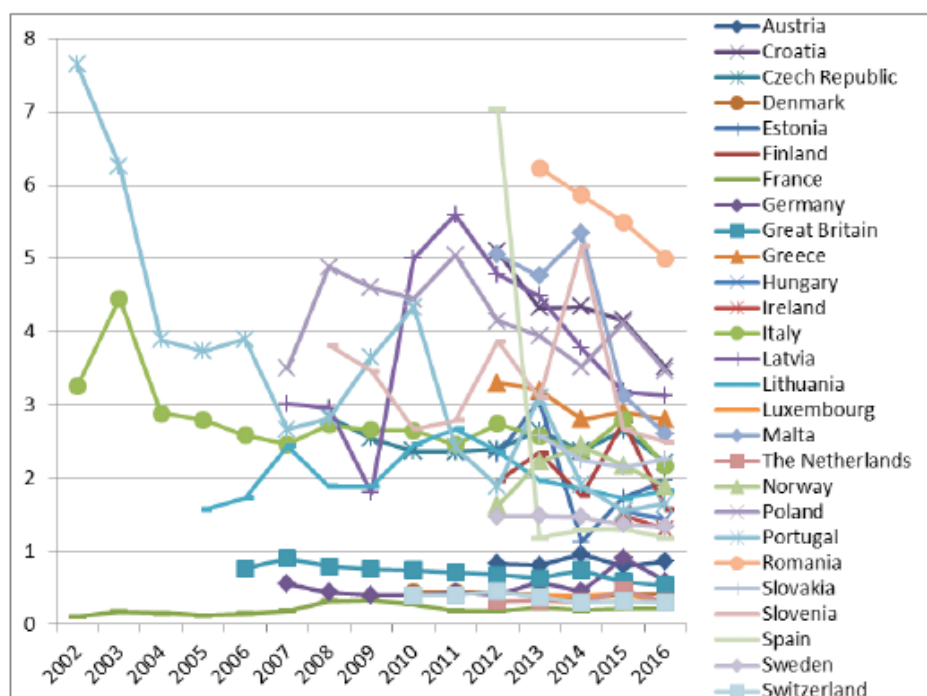
Rys. 1.13. SAIFI dla planowanych przerw (przerwy na odbiorę) – przebiegi czasowe i wartości min-maks



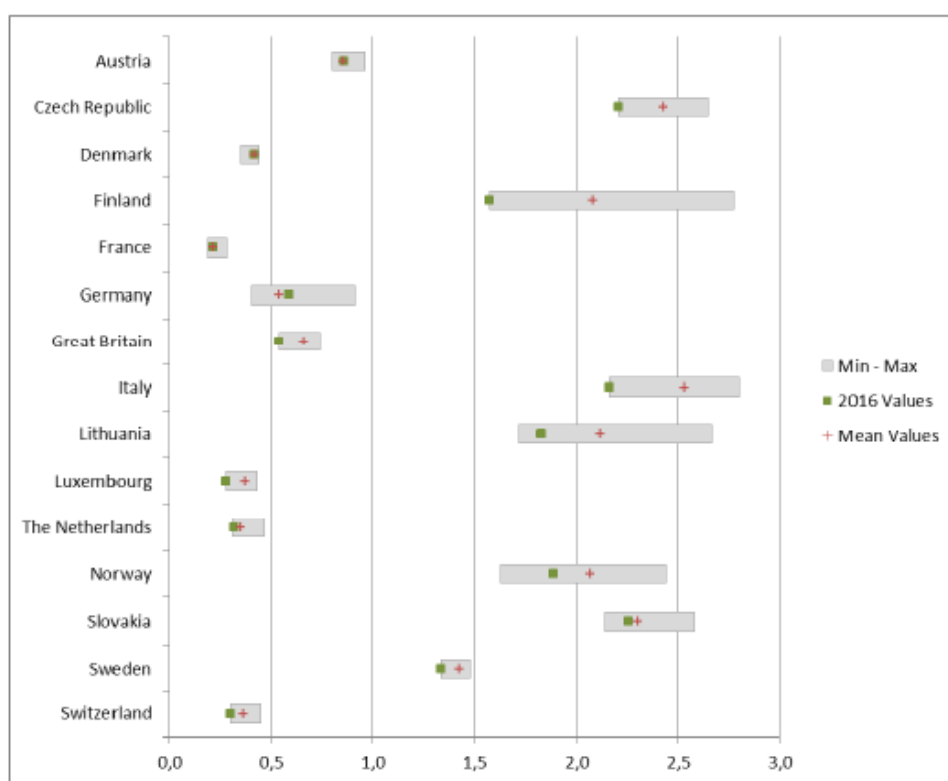
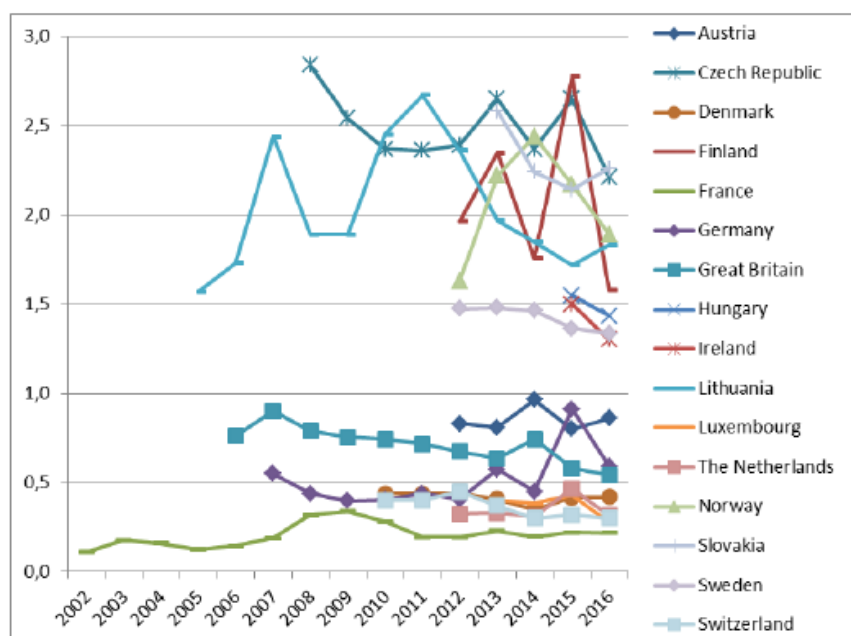
Rys. 1.14. SAIFI dla planowanych przerw, tylko kraje nieprzekraczające 1 przerwę (przerwy na odbiorcę) – przebiegi czasowe i wykresy min-maks



Rys. 1.15. SAIFI dla planowanych i nieplanowanych przerw, w tym zdarzeń wyjątkowych (przerwy na odbiorcę) – przebiegi czasowe i wartości min-maks



Rys. 1.16. SAIFI dla planowanych i nieplanowanych przerw, w tym zdarzeń wyjątkowych, tylko kraje nieprzekraczające 3 przerw (przerwy na odbiorce) – przebiegi czasowe i wartości min-maks



1.1.2.3. Przerwy w zasilaniu w sieciach przesyłowych

Najczęściej stosowanymi wskaźnikami do pomiaru ciągłości dostaw w sieciach przesyłowych są ENS⁴ (energia niedostarczona) i AIT⁵ (średni czas przerw w dostawie). ENS podaje całkowitą ilość energii, która została dostarczona do odbiorców, u których wystąpiła przerwa w dostawie, gdyby nie doszło do przerwy. AIT jest wyrażana w minutach na rok i obliczana jako 60-krotność ENS (w MWh) podzielona przez średnią moc dostarczaną przez system (w MW). Dane przedstawione są w Tabeli 1.1 i Tabeli 1.2, ale czytelnicy powinni pamiętać, że definicje sieci przesyłowych różnią się w poszczególnych krajach Europy i różnice te mogą mieć istotny wpływ na porównywanie danych. Dokładne definicje sieci przesyłowej dla każdego kraju znajdują się w Tabeli 2.3 w 6. RB [8].

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Belgia											2,18	1,76	3,45	1,25	1,90
Czechy								5,50	5,00	15,40	4,00	18,38	15,83	17,50	16,00
Estonia											1 756,00	2 719,00	410,30	552,00	1 404,66
Finlandia											0,44	1,24	4,40	1,54	1,22
Francja	2,38	4,20	3,77	2,44	1,89	2,52	4,35	6,35	2,89	1,73	2,28	3,02	2,77	7,02	2,90
Grecja											13,61	23,78	19,65	30,61	20,93
Węgry														0,03	0,03
Włochy					5,28	12,80	3,68	3,82	3,41	4,88	6,17	4,65	2,68	5,29	2,69
Litwa								0,06	0,49	0,35	0,34	0,31	0,25	0,22	0,04
Norwegia											19,15	4 370,77	102,65	11,00	5,97
Polska						0,00	468,45	0,00	4,57	252,33	161,89	0,00	1 249,78	86,77	84,44
Portugalia	1,07	2,02	6,68	0,52	0,78	0,81	1,35	0,44	1,16	0,28	0,00	0,09	0,02	0,00	0,12
Rumunia							1,80	0,81	3,10	1,06	1,19	0,35	0,82	0,36	2,11
Słowacja											0,26	3,85	1,45	1,02	11,09
Słowenia		0,10	4,03	0,11	6,33	1,35	0,06	0,36	2,95	0,40	0,37	1,08	0,04	2,67	0,27
Hiszpania											0,24	0,24	0,44	0,11	0,14
Szwecja											0,03	0,00	0,05	0,04	0,01

Tabela 1.1. AIT (sieć przesyłowa) dla przerw nieplanowanych bez zdarzeń wyjątkowych (minuty)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Belgia											293,81	237,48	453,79	161,09	242,33
Czechy								41,00	7,00	161,30	4,50	167,50	231,00	64,00	16,00
Estonia											148,21	58,41	27,56	11,93	67,54
Finlandia											60,00	150,00	490,00	170,00	139,67
Francja	1 753,00	3 211,00	2 950,00	1 937,00	1 512,00	2 002,00	3 563,00	5 089,00	2 429,00	1 374,00	1 865,00	2 499,00	2 150,00	5 540,00	2 320,00
Grecja											1 275,00	2 050,63	1 672,13	2 645,03	1 806,75
Węgry														2,45	2,73
Włochy					3 477,00	8 465,00	2 430,00	2 372,00	2 175,00	3 131,00	3 886,00	2 839,00	1 593,00	3 209,00	1 623,00
Litwa								2,24	11,63	7,53	7,36	6,70	5,36	4,54	1,03
Norwegia											106,25	8 608,00	188,55	14,49	18,92
Polska						0,00	1 925,14	0,00	18,98	1 134,28	755,13	0,00	5 375,17	388,99	425,10
Portugalia	75,90	141,78	496,00	40,20	262,59	75,90	130,16	42,09	116,20	27,00	0,00	8,60	1,80	0,40	11,00
Rumunia							167,00	69,30	267,90	98,80	107,12	30,89	82,51	38,36	224,69
Słowenia		2,33	94,54	2,54	156,76	34,02	1,34	7,69	67,94	9,71	8,85	26,69	0,82	64,47	6,42
Hiszpania											113,00	1 126,00	204,00	232,00	524,30
Szwecja											6,90	0,20	10,60	9,30	1,10

Tabela 1.2. ENS (sieć przesyłowa) bez zdarzeń wyjątkowych (MWh)

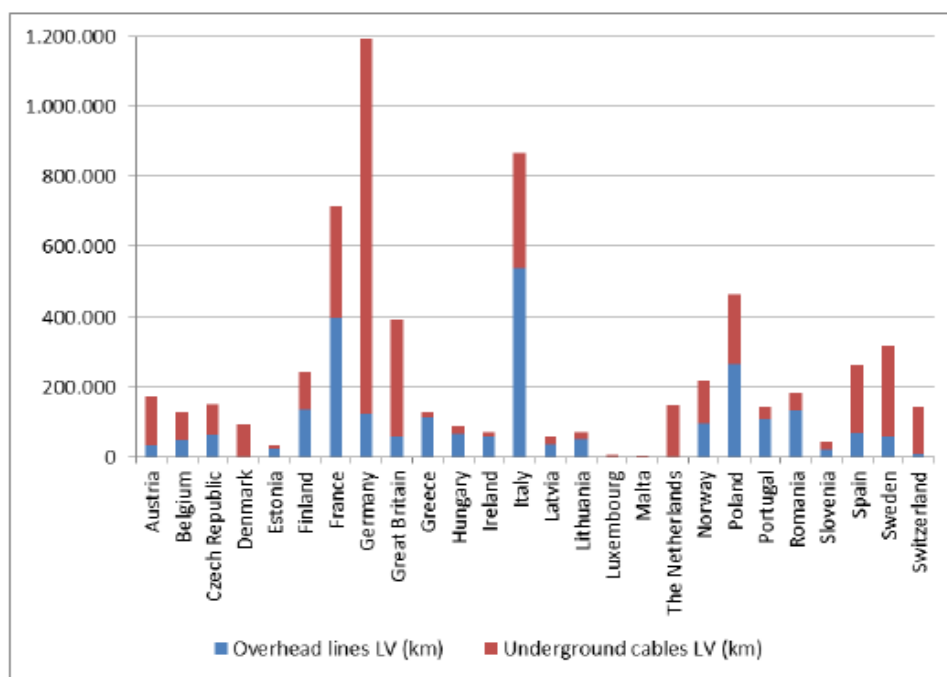
4 Energy Not Supplied.

5 Average Interruption Time.

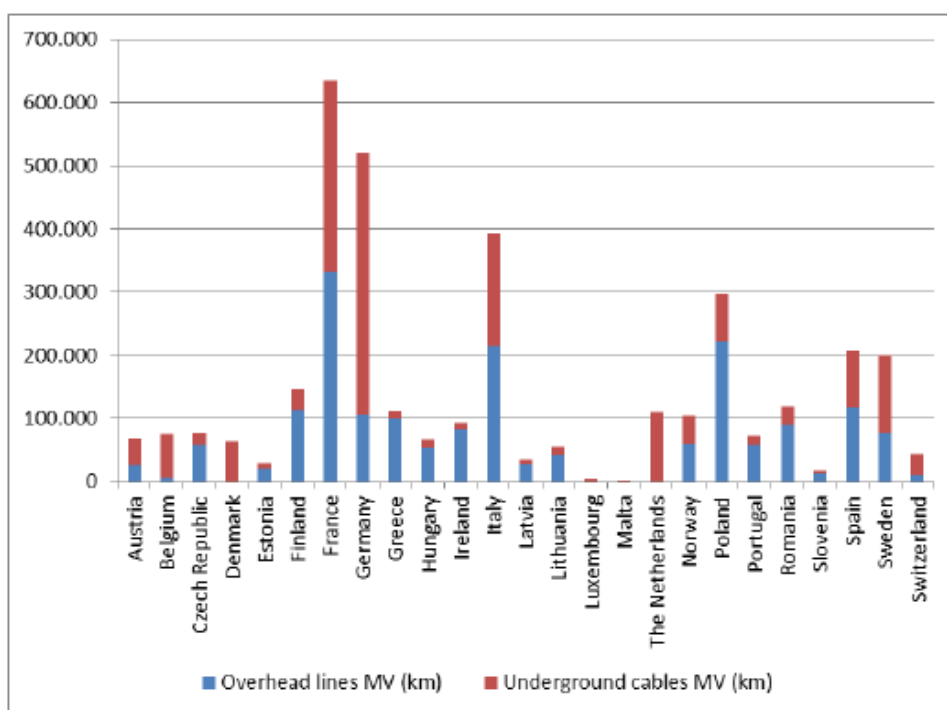
1.1.2.4. Charakterystyka techniczna sieci elektroenergetycznych

Rysunki 1.17 i 1.18 pokazują długość obwodów w sieciach niskiego i średniego napięcia w całej Europie w 2016 r. Oprócz całkowitej długości obwodów wyróżnia się również odpowiednie długości podziemnych sieci kablowych i linii napowietrznych. Należy pamiętać, że poziomy napięcia są różnie definiowane w poszczególnych krajach i należy zapoznać się z Tabelą 2.3 w 6. RB [8] w celu uzyskania dokładnych wartości (z wyjątkiem zaktualizowanych definicji poziomów napięcia na Maltcie, które zostały wymienione w sekcji 1.1.2.5 niniejszego raportu).

Rys. 1.17. Długość obwodów nN (linie i kable) w 2016 r. (km)



Rys. 1.18. Długość obwodów SN (linie i kable) w 2016 r. (km)



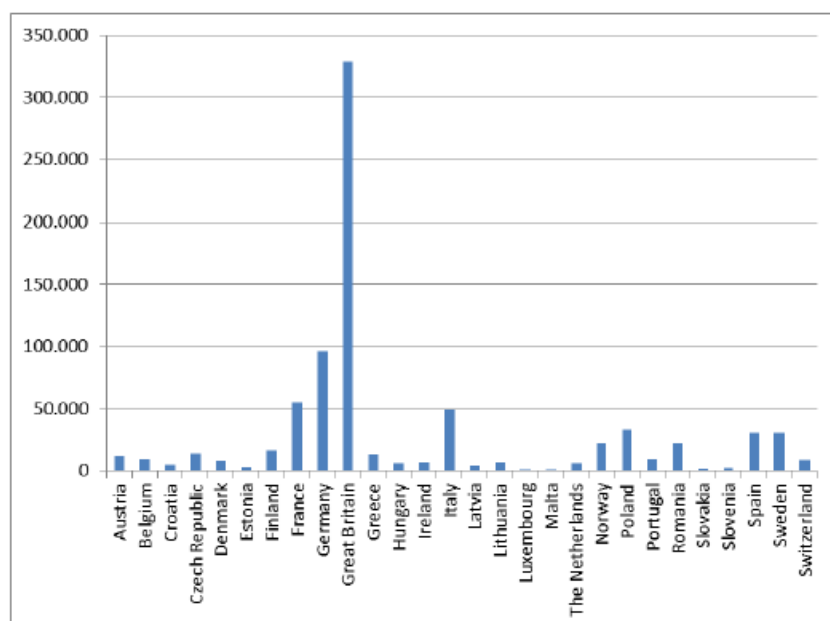
Wartości podane dla Wielkiej Brytanii odnoszą się wyłącznie do systemów dystrybucji. Obejmuje to napięcia do 132 kV w Anglii i Walii, ale nie obejmuje sieci 132 kV w Szkocji. W Anglii i Walii sieć 132 kV jest częścią systemu dystrybucji, natomiast w Szkocji sieć 132 kV jest częścią systemu przesyłowego i została wyłączona z całkowitej długości obwodu.

W Grecji całkowita długość (podziemnych) obwodów kablowych niskiego i średniego napięcia obejmuje kable podmorskie, ale nie obejmuje kabli napowietrznych (przewodów izolowanych). Kable napowietrzne wchodzi w skład całkowitej długości obwodu, na który składają się kable podziemne, kable podmorskie, linie napowietrzne (przewody nieosłonięte) i kable napowietrzne (przewody izolowane).

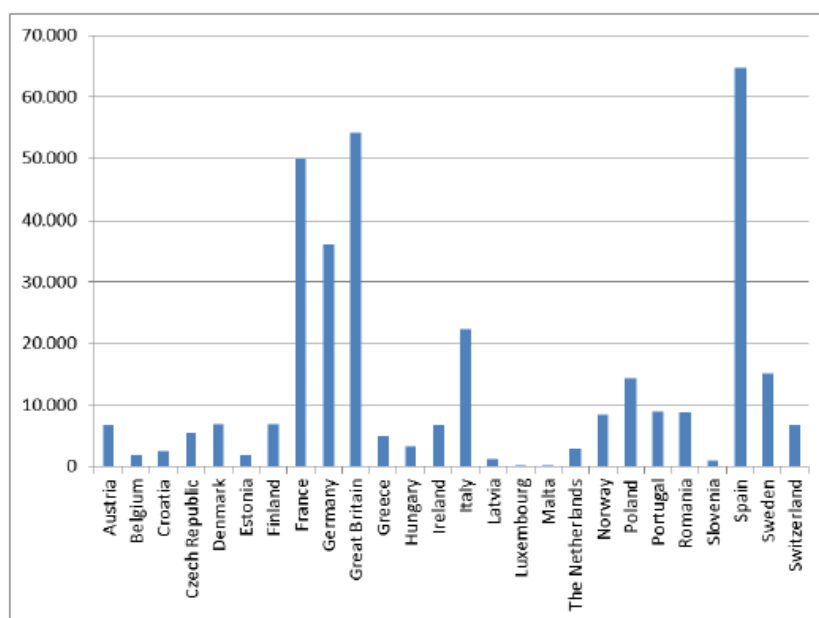
Podana długość obwodów w Rumunii odpowiada długości tras, ale nie obejmuje liczby obwodów w trasie.

Długości obwodów na poziomach wysokiego i najwyższego napięcia przedstawiono na rysunkach 1.19 i 1.20.

Rys. 1.19. Długość obwodów WN w 2016 r.

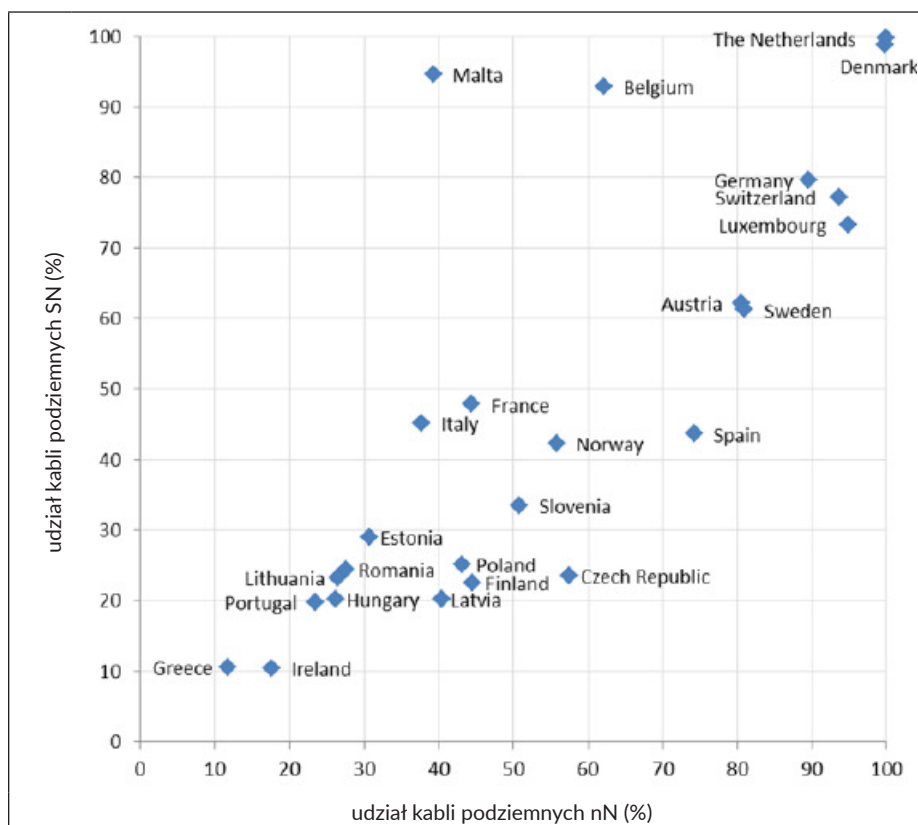


Rys. 1.20. Długość obwodów NN w 2016 r. (km)



Rysunek 1.21 przedstawia zestawienie krajów europejskich w zależności od odsetka kabli podziemnych w sieciach średniego i niskiego napięcia. Grupowanie krajów o podobnej charakterystyce sieciowej może ułatwiać porównywanie wartości swoich wskaźników. Wartość procentowego udziału obwodów kablowych ma bezpośredni wpływ na wskaźniki ciągłości dostaw. Kraje, w których występuje wysoki odsetek kabli podziemnych (zwłaszcza w sieciach średniego napięcia), mają zazwyczaj mniejsze wartości odpowiednich wskaźników przerw w dostawie energii.

Rys. 1.21. Udział kabli podziemnych nN i SN



1.1.2.5. Informacje dodatkowe

Poniżej znajduje się kilka dodatkowych informacji na temat używanych (lub monitorowanych) wskaźników oraz długości obwodów w następujących krajach biorących udział w badaniu:

- **Austria:** ASIDI, ASIFI (średni czas przerwy ważony mocą znamionową), CAIDI i ENS są stosowane jako dodatkowe wskaźniki ciągłości dostaw.
- **Czechy:** Wartości przedstawione w odniesieniu do AIT dla przerw nieplanowanych (bez zdarzeń wyjątkowych) nie są dokładnie zgodne z AIT wg definicji w 4. RB [4]. Obliczenia wykonywane są jako średnia arytmetyczna.
- **Finlandia:** SAIDI i SAIFI bez wyjątkowych zdarzeń nie są dostępne.
- **Wielka Brytania:** Podane wartości nie obejmują sieci o napięciu 132 kV.
- **Grecja:** Sieć dystrybucyjna (łącznie z niepołączonymi wyspami) składa się z sieci WN. W ostatnich latach długość sieci WN OSD wynosiła: 950 km w roku 2016, 945 km w 2015, 944 km w 2014, 967 km w 2013.
- **Irlandia:** Zamiast AIT i ENS do pomiaru przerw w irlandzkim systemie przesyłowym wykorzystuje się wskaźnik utraconych minut systemowych (*System Minutes Lost*).
- **Luksemburg:** Dotychczasowe wartości SAIDI i SAIFI zostały dostosowane w oparciu o skorygowaną liczbę punktów przyłączeń. Skorygowane wartości są dostępne tylko od 2013 roku.
- **Malta:** Poziomy napięcia są następujące: niskie napięcie: 400 V; średnie napięcie: 11 kV i 33 kV; wysokie napięcie: 132 kV; najwyższe napięcie: 220 kV.

- **Holandia:** W Holandii definicja przerwy w dostawie jest inna. Przerwą w dostawie energii elektrycznej nazywa się sytuację, w których przerwa trwa co najmniej pięć sekund. W latach 2012–2016 nie wystąpiły zdarzenia wyjątkowe i nie były one odrębnie zgłaszane przez operatorów sieci.
- **Norwegia:** Przerwy w dostawie w sieciach niskiego napięcia są rejestrowane dopiero od 2014 roku. W Norwegii nie ma definicji zdarzeń wyjątkowych.
- **Polska:** Wskaźniki są niedostępne dla poszczególnych poziomów napięcia.
- **Rumunia:** „Bez zdarzeń wyjątkowych” oznacza wszystkie zdarzenia, za które operator jest odpowiedzialny, z wyłączeniem wyjątkowych zdarzeń pogodowych lub zdarzeń spowodowanych przez osoby trzecie.
- **Słowacja:** SAIDI i SAIFI nie są monitorowane według poziomu napięcia.
- **Słowenia:** Monitorowanie ciągłości dostawy energii na poziomie nN nie zostało jeszcze wdrożone.
- **Hiszpania:** W Hiszpanii SAIDI i SAIFI nie istnieją jako liczbowe wskaźniki ciągłości. Zamiast tego używane są tylko TIEPI i NIEPI, które są równoważne z ASIDI i ASIFI.

1.2. Raport polski⁶

1.2.1. WSTĘP

Wydane na podstawie obowiązującej ustawy Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 roku (Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późniejszymi zmianami [33]) „Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu energetycznego” z dnia 4 maja 2007 (Dz.U. 2007 r. Nr 93, poz. 623, zwane dalej Rozporządzeniem Systemowym [34]) określa w rozdziale 10 standardy ciągłości dostaw energii elektrycznej. W paragrafie 40 wprowadzono podział przerw na planowane i nieplanowane oraz ich klasyfikację ze względu na czas trwania. *Przerwy planowane* są to przerwy spowodowane zaplanowanymi pracami eksploatacyjnymi o czasie trwania liczonym od chwili pozbawienia napięcia wyznaczonego obszaru poprzez otwarcie wyłącznika do momentu przywrócenia zasilania dla tego obszaru. Natomiast *przerwy nieplanowane* są to przerwy wynikające z wystąpienia awarii w systemie elektroenergetycznym – w tym przypadku czas trwania przerwy liczony jest od momentu pozyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne informacji o wystąpieniu awarii do momentu przywrócenia zasilania obszaru objętego awarią.

Czas trwania przerwy w zasilaniu decyduje o jej zakwalifikowaniu do odpowiedniej grupy zgodnie z podziałem podanym poniżej:

- przerwy przemijające (mikroprzerwy) – czas trwania ≤ 1 s
- przerwy krótkie ≥ 1 s i ≤ 3 min
- przerwy długie ≥ 3 min i ≤ 12 h
- przerwy bardzo długie ≥ 12 h i ≤ 24 h
- przerwy katastrofalne ≥ 24 h.

Zapis Rozporządzenia Systemowego ogranicza też dla odbiorców IV i V grupy dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy oraz sumę czasów trwania wszystkich przerw długich i bardzo długich, zarówno planowanych jak i nieplanowanych w roku. W paragrafie 41 Rozporządzenia Systemowego regulator rynku nakłada na operatorów systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych obowiązek publikowania do 31 marca każdego roku wskaźników ciągłości dostaw energii za rok poprzedni. Operator systemu przesyłowego obowiązany jest do publikacji wskaźników:

- ENS – energii niedostarczonej,
- AIT – średniego czasu trwania przerw,

⁶ W ankiecie uczestniczyli następujący operatorzy: ENERGA-OPERATOR S.A., TAURON Dystrybucja S.A., PKP Energetyka S.A., Innogy Stoen Operator, ENEA Operator, PGE Dystrybucja S.A., PSE.

dla każdego poziomu napięcia sieci przesyłowej oddzielnie oraz wskaźników:

- SAIDI – przeciętnego systemowego czasu trwania przerw długich i bardzo długich,
- SAIFI – przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich

wyznaczonych oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez tych przerw.

Operator systemu dystrybucyjnego obowiązany jest do podania do publicznej wiadomości wskaźników:

- SAIDI – przeciętny systemowy czas trwania przerw długich i bardzo długich,
- SAIFI – przeciętna systemowa częstość przerw długich i bardzo długich, wyznaczonych oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw oraz wskaźnika,
- MAIFI – przeciętna częstość przerw krótkich (oraz liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do wyznaczania wskaźnika).

W roku 2015, który był końcowym rokiem okresu regulacji pięciu największych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD), Prezes Urzędu Regulacji Energetyki podjął decyzję o wprowadzeniu elementów regulacji jakościowej⁷. Celem wprowadzenia regulacji jakościowej była poprawa jakości świadczonych odbiorcom usług dystrybucji m.in. poprzez poprawę jakości i niezawodności dostarczania energii elektrycznej, poprawę jakości obsługi odbiorców oraz zapewnienie optymalnego poziomu efektywności realizowanych inwestycji. Wprowadzona przez URE regulacja jakościowa dotyczyła pięciu największych OSD: RWE Stoen Operator sp. z o.o. (aktualnie Innogy Stoen Operator), PGE Dystrybucja S.A., Enea Operator Sp. z o.o., Tauron Dystrybucja S.A. oraz Energa-Operator S.A. i obejmowała lata 2016–2020. Jednocześnie zaplanowano przeprowadzenie w roku 2017 weryfikacji i korekty założeń oraz metod regulacji na lata 2018–2020. Zgodnie z przyjętym założeniem, doświadczenia uzyskane w czasie dwuletniego okresu funkcjonowania modelu regulacji jakościowej w latach 2016–2020 dla pięciu największych OSD w Polsce stanowiły bazę dla dokonania oceny skuteczności tego modelu. Poniżej zamieszczono w punktach istotne zmiany obowiązujące od 2018 r.:

- w miejsce wskaźników SAIDI, SAIFI wprowadzono wskaźniki obszarowe z podziałem na 4 obszary: duże miasta, miasta na prawach powiatu, miasta, wsie,
- wyznaczono cele długoterminowe (do 2025 r.) wraz z aktualnymi, nowymi punktami startowymi,
- odrzucono z obliczania wskaźników jakościowych zdarzenia pogodowe o charakterze katastrofalnym,
- wprowadzono premie za wykonanie celów końcowych regulacji jakościowej,
- odniesienie kary do kwoty zwrotu z kapitału stanowiącego część przychodu regulowanego.

Nowy model regulacji jakościowej zawiera wyznaczone wskaźniki efektywności (KPI), metodę wyznaczania ich celów w poszczególnych latach regulacji, sposób ich rozliczenia oraz wpływ na przychód regulowany OSD w części dotyczącej zwrotu z kapitału. Ocena modelu regulacji jakościowej na nowo zdefiniowała parametry modelu regulacji, w tym:

- katalog wskaźników jakościowych oraz zasady ich kalkulacji,
- metody wyznaczania celów w zakresie wskaźników jakościowych,
- zasady wpływu realizacji wskaźników jakościowych na przychód regulowany OSD w części dotyczącej zwrotu z kapitału.

Wskaźnikami mającymi bezpośredni wpływ na przychód regulowany OSD w części dotyczącej zwrotu z kapitału w okresie 2018–2025 będą następujące kluczowe wskaźniki efektywności (KPI):

- CTP_{md} - wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: duże miasta,
- CTP_{mp} - wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: miasta na prawach powiatu,
- CTP_m - wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: miasta,
- CTP_w - wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: wsie,
- CP_{md} - wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: duże miasta,
- CP_{mp} - wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: miasta na prawach powiatu,
- CP_m - wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: miasta,

⁷ Na mocy decyzji prezesa URE numer DPE-4711-5(4)/3158/2011/BT w 2015 roku rozpoczął działalność dystrybucyjną OSD PKP Energetyka i został objęty badaniem benchmarkingowym od 2016 roku.

- CP_w - wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: wsie,
- CRP - Czas Realizacji Przyłączenia,
- CPD - Czas Przekazywania Danych pomiarowo-rozliczeniowych (zostanie wprowadzony do regulacji jakościowej po wdrożeniu przez OSD jednolitego systemu wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej).

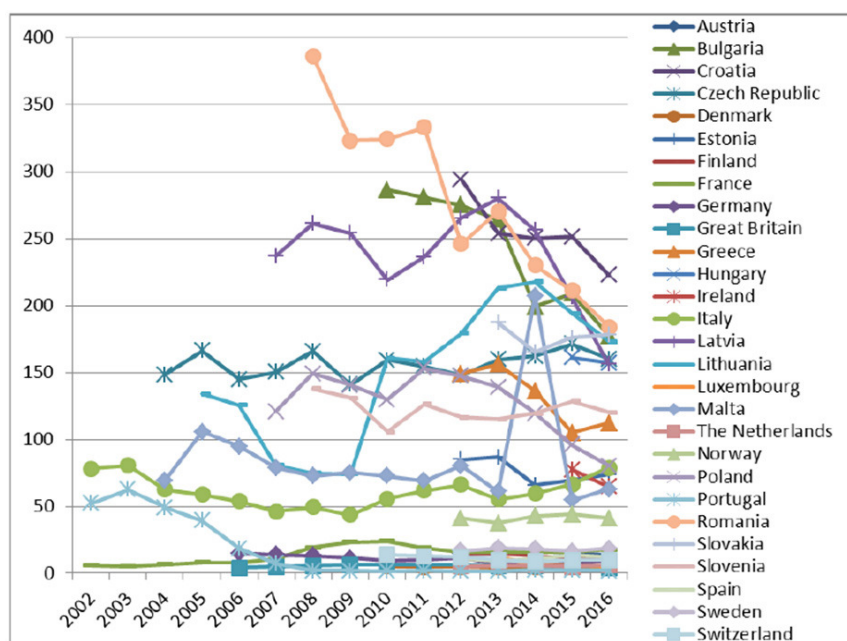
Wprowadzone po ocenie regulacje jakościowe wymusiły uwzględnienie w pytaniach również wskaźników obowiązujących aktualnie, o których mowa powyżej.

Publikowane przez kraje europejskie dane dotyczące ciągłości dostaw energii elektrycznej analizuje od kilkunastu lat Rada Europejskich Regulatorów Energii (CEER). Rada ta jest dobrowolnym stowarzyszeniem zrzeszającym regulatorów energetyki głównie z krajów UE (liczy obecnie 29 członków oraz 4 obserwatorów). Głównie zadanie CEER to wsparcie rozwoju konkurencyjnego modelu rynku energii elektrycznej i gazu w Europie.

Na rysunku 1.22 jako przykład tendencji zmian przedstawiono zaczerpnięte z Benchmarking Report 6.1 wartości wskaźnika przerw nieplanowanych SAIDI w latach 2002–2016. W przypadku wszystkich analizowanych krajów wartość SAIDI w roku 2016 była mniejsza niż średnia z lat 2010–2016 – świadczy to o tendencji zmniejszania się wartości tego wskaźnika. Dla wszystkich krajów (w tym Polski) z wyjątkiem Rumunii wartość SAIDI w roku 2016 wyniosła poniżej 200.

Można zauważyć znaczną poprawę wskaźnika SAIDI w Polsce z wartości około 139 min/odbiorcę w roku 2013 do około 82 min/odbiorcę w roku 2016.

RYŚ. 1.22. WARTOŚCI PLANOWANEGO WSKAŹNIKA SAIDI W MIN/ODBIORCĘ W POSZCZEGÓLNYCH KRAJACH W LATACH 2002–2016



Opracowany kwestionariusz ankietowy ciągłości zasilania objął informacje i pytania dotyczące trzech grup zagadnień. W celu ujednolicenia pozyskiwanych danych pierwsza część kwestionariusza zawiera informacje dotyczące pojęć, określeń i definicji wykorzystanych w ankiecie, sposobu ich normalizacji i wyznaczania oraz pytania o przyjęte przez operatora podziały obszarowe. Następna obszerna grupa pytań kwestionariusza dotyczy ogólnych informacji o systemie elektroenergetycznym oraz sposobu pozyskiwania danych o ciągłości zasilania, praktyki zawieranych umów i informacji operatora o skutkach przerw dla zasilanych odbiorców. W tej części znajdują się pytania ogólne o liczbę odbiorców, wielkość mocy, obciążeń oraz długości linii na poszczególnych poziomach napięcia i pytania szczegółowe dotyczące liczby wyłączeń i odbiorców o różnym czasie trwania z podziałem na awaryjne i planowe. Pytania w tej części są bardziej

szczegółowe niż wynika to z obowiązujących przepisów i mają na celu dostarczenie informacji statystycznych o charakterze sieci na obszarze działania operatora, statystycznej skuteczności usuwania awarii, jak również sposobu i zakresu gromadzonych informacji o wpływie nieciągłości zasilania na odbiorców. Kolejna część kwestionariusza zawiera tabele z wymaganymi przepisami wskaźnikami ciągłości zasilania w podziale na poziomy napięcia, charakter odbiorców i rodzaj sieci. Bardziej szczegółowy podział wskaźników przerw ze względu na charakterystyczne obszary sieci, mimo że nie wymagany obecnie obowiązującymi przepisami, jest zgodny z benchmarkingową tendencją obserwowaną w innych krajach i dokładniej opisuje niezawodność dostaw energii umożliwiając tym samym bardziej szczegółowe analizy porównawcze. Brak wymagań przepisów co do gromadzenia danych i wskaźników z bardziej szczegółowym podziałem na charakterystyczne obszary sprawia, że dane takie mogą nie być udostępniane lub gromadzone przez wielu operatorów. Wprowadzenie do praktyki operatorskiej takich podziałów ułatwi bardziej rzetelne badania benchmarkingowe w przyszłości i dostarczy dodatkowych informacji regulatorowi rynku o skuteczności działania operatora sieci. Wskaźniki ciągłości zasilania uzyskane od operatorów sieci wraz ze statystycznymi informacjami o sieci elektroenergetycznej i odbiorcach na obszarze działania operatora umożliwią analizy ciągłości dostaw energii zgodne z tendencjami obserwowanymi w innych krajach europejskich.

1.2.2. OPIS KWESTIONARIUSZY BADAWCZYCH

Opracowany formularz badawczy składał się z definicji wskaźników, arkusza informacji kontaktowych oraz pytań pogrupowanych w trzech częściach. W części czwartej formularza zamieszczono arkusz zestawienia braku odpowiedzi. Każda część pytań znajduje się w osobnym arkuszu (ZAŁĄCZNIK 4).

Pytania skonstruowane zostały w postaci tabel oraz pytań otwartych i zamkniętych. W pytaniach zamkniętych proszono o wybór właściwej odpowiedzi z listy. Jeżeli zdaniem wypełniającego ankietę istniała potrzeba sformułowania uzupełniających komentarzy do postawionych pytań, należało je zamieścić w polach na końcu poszczególnych tabel. W sytuacji, gdy udzielenie odpowiedzi nie było możliwe z różnych powodów, proszono o zaznaczenie tego faktu na końcu ankiety wraz z podaniem przyczyny nieudzielenia odpowiedzi. W pytaniach ankietowych zastosowano następujące oznaczenia:

- **nN** - sieć dystrybucyjna o napięciu nominalnym do 1 kV,
- **SN** - sieć dystrybucyjna o napięciu nominalnym wyższym niż 1 kV do 35 kV,
- **WN** - sieć o napięciu wyższym niż 35 kV i niższym niż 220 kV,
- **NN** - sieć o napięciu >220 kV.

W celu zapewnienia jednoznaczności odpowiedzi udzielanych na przesłane pytania ankietowe pierwszy z formularzy zawiera definicje poszczególnych wskaźników. W Tabeli 1.3 zamieszczono definicje stosowanych pojęć zgodnie z aktualnymi przepisami.

TABELA 1.3. DEFINICJE POJĘĆ STOSOWANYCH W BADANIU BENCHMARKINGOWYM	
Pojęcie	Definicja
Przerwa w zasilaniu	Stan, gdy wartość skuteczna napięcia w miejscu dostarczania energii jest mniejsza od 10% napięcia znamionowego we wszystkich fazach.
Katastrofalne przerwy	Czas trwania dłuższy niż 24 godziny.
Długie przerwy	Czas trwania dłuższy niż 3 minuty.
Krótkie przerwy	Czas trwania krótszy lub równy (nie dłuższy) niż 3 minuty.
Przemijające przerwy, bardzo krótkie przerwy (mikro przerwy)	Czas trwania nie dłuższy niż 1 sek.
Czas trwania (D)	Od uzyskania informacji o braku lub obniżeniu napięcia poniżej 10% wartości nominalnej do ostatecznego przywrócenia zasilania, powrotu wartości skutecznej napięcia w miejscu dostarczania energii powyżej 90% wartości deklarowanej we wszystkich fazach. Chwilę otwarcia wyłącznika linii nN lub SN zasilanej jednostronnie należy traktować jako początek przerwy niezależnie od tego, czy do wyłączanego odcinka linii przyłączone są lokalne źródła energii. W przypadku przywracania zasilania w kilku etapach czas trwania przerwy określany osobno dla każdego etapu i grupy odbiorców, którym w tym etapie przywrócono zasilania.

TABELA 1.3 (cd.)	
Pojęcie	Definicja
Odbiorca dotknięty zdarzeniem (U)	Liczba końcowych odbiorców dotkniętych zdarzeniem (lub ich część) o jednakowym czasie trwania. Dla sieci nN może być estymowana na podstawie liczby transformatorów SN/nN dotkniętych zdarzeniem.
Odbiorca	Konsument energii elektrycznej, któremu jest ona dostarczana na podstawie umowy za pomocą jednego (każdego) miejsca dostarczania energii wymienionego w umowie.
Odbiorca końcowy	Odbiorca zużywający energię elektryczną na własne potrzeby niebędący dystrybutorem energii.
Odbiorca komunalny i/lub gospodarstwo domowe	Odbiorca zużywający energię elektryczną na własne potrzeby, zasilany z sieci nN (według klasyfikacji formularza ARE G11e).
Odbiorca nie będący gospodarstwem domowym	Odbiorca zużywający energię elektryczną na własne potrzeby (według klasyfikacji formularza ARE G11e).
Odbiorca przemysłowy	Każdy odbiorca końcowy, którego działalność gospodarcza zaliczana jest do sekcji B lub C wg Polskiej Klasyfikacji Działalności Gospodarczej (według klasyfikacji formularza ARE G11e).
Magazyn energii	Urządzenie służące do magazynowania energii elektrycznej przy wykorzystaniu dowolnej technologii.
Źródła generacji rozproszonej	Odnawialne źródła energii (wiatrowe, fotowoltaiczne, biogazowe, wodne) oraz konwencjonalne generatory synchroniczne przyłączone do sieci SN i nN.
CTP (xx)	Wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: (xx) - określenie obszaru: md – duże miasta, mp – miasta na prawach powiatu, m – miasta, w – wsie
CP (xx)	Wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: (xx) - określenie obszaru: md – duże miasta, mp – miasta na prawach powiatu, m – miasta, w – wsie.

Wskaźniki dla każdego poziomu napięcia przedstawiono osobno dla WN/SN/nN (Tabela 1.4) oraz dla sieci przesyłowej (Tabela 1.5).

TABELA 1.4. WSKAŹNIKI CIĄGŁOŚCI ZASILANIA DLA KAŻDEGO POZIOMU NAPIĘCIA WN/SN/nN			
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	Przeciętny systemowy wskaźnik trwania wszystkich przerw długich w roku na odbiorcę systemu; $SAIDI = \frac{\sum_i N_i \times D_i}{N_T}$ N_i – to czas przywrócenia zasilania po wystąpieniu zdarzenia osobno dla każdej grupy odbiorców, którym przywrócono zasilanie przy etapowym przywracaniu zasilania; N_i – liczba odbiorców dotkniętych przerwą o jednakowym czasie trwania w wyniku zdarzenia; N_T – ogólna liczba odbiorców systemu (lub jego fragmentu), których wskaźnik dotyczy.	Może być normalizowany nie tylko według liczby odbiorców, ale też w inny sposób, np.: a) N_i – moc niedostarczona – wartość niedostarczonej mocy w wyniku zdarzenia (rzeczywistej lub umownej); N_T – wartość mocy w systemie na poziomie napięcia, dla którego określany jest wskaźnik. Moc w systemie może być określona jako suma mocy transformatorów dystrybucyjnych zasilanych z danego poziomu napięcia (oznaczona jako N_{TT}) lub moc umowna odbiorców zasilanych z poziomu napięcia, którego wskaźnik dotyczy (oznaczona jako N_{TU}). Koniecznie podać według jakiej procedury wyliczania mocy wyznaczono wskaźnik (N_{TT} czy N_{TU}); b) N_i – moc niedostarczona – wartość energii niedostarczonej; N_i – wartość mocy czynnej wyłączonej w wyniku zdarzenia; N_T – wartość mocy czynnej zużywana przez cały (lub fragment) system, dla którego określany jest wskaźnik; c) N_i – liczba transformatorów – liczba transformatorów dystrybucyjnych pozbawionych napięcia w wyniku zdarzenia; N_T – liczba transformatorów dystrybucyjnych w całym systemie, dla którego określany jest wskaźnik; d) N_i – liczba punktów dostawy – liczba punktów dostarczania energii pozbawionych dostawy energii w wyniku zdarzenia; N_T – liczba punktów dostarczania energii w całym systemie, dla którego określany jest wskaźnik; e) N_i – roczne zapotrzebowanie na energię – roczna ilość energii zużywana przez odbiorcę dotkniętego zdarzeniem; N_T – roczne zapotrzebowanie na energię całego systemu, dla którego określany jest wskaźnik.	UWAGA: Czas powrotu zasilania w wyniku tego samego zdarzenia może być różny dla różnych grup odbiorców, sumowanie musi odbywać się według grup odbiorców (liczba odbiorców) doświadczających przerwy o takim samym czasie trwania.

TABELA 1.4 (cd.)		
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) $SAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_T}$	Przeciętny systemowy wskaźnik częstości występowania wszystkich przerw długich w roku na odbiorcę systemu osobno dla przerw długich i krótkich. N_i – liczba odbiorców dotkniętych przerwą w wyniku zdarzenia; dla sieci nN może być estymowana za pomocą średniej liczby odbiorców przypadającej na transformator SN/nN; N_T – ogólna liczba odbiorców systemu (lub jego fragmentu), których wskaźnik dotyczy. UWAGA: Czas powrotu zasilania w wyniku tego samego zdarzenia może być różny dla różnych grup odbiorców, sumowanie musi odbywać się według grup odbiorców (liczba odbiorców) doświadczających przerwy o takim samym czasie trwania.	Może być normalizowany nie tylko według liczby odbiorców, ale też w inny sposób, jak wyżej (tak jak SAIDI).
MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) $MAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_T}$ synonimy to: AIF (Average Interruption Frequency) SI (Short Interruptions) SAIFI (SAIFI short)	Wskaźnik przeciętnej częstości występowania przerw krótkich (do 3 minut) w roku na odbiorcę systemu. N_i – liczba odbiorców dotkniętych przerwą w wyniku zdarzenia; N_T – ogólna liczba odbiorców systemu (lub jego fragmentu), których wskaźnik dotyczy. UWAGA: Czas powrotu zasilania w wyniku tego samego zdarzenia może być różny dla różnych grup odbiorców, sumowanie musi odbywać się według grup odbiorców (liczba odbiorców) doświadczających przerwy o takim samym czasie trwania.	Może być normalizowany nie tylko według liczby odbiorców, ale też w inny sposób, jak wyżej (tak jak SAIDI).

TABELA 1.5. WSKAŹNIKI CIĄGŁOŚCI ZASILANIA DLA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO		
AIT (Average Interruption Time) $AIT = \frac{60 \times \sum_i ENS_i}{P_T}$	Średni czas przerwy w dostawie energii wyrażony w minutach na rok, gdzie: P_T – średnia moc całego systemu w MW; ENS_i – energia niedostarczona w MWh w „i” zdarzeniu z powodu przerwy (z wyłączeniem strat w sieci). Jeżeli w obliczeniach wskaźnika nie wyłączono strat sieciowych należy podać to w komentarzach.	W opisie dostaw energii systemy przesyłowego ma analogiczne znaczenia jak SAIDI dla systemu dystrybucyjnego. Jest częściej używany dla systemu przesyłowego niż SAIDI.
ENS (Energy not Supplied) $ENS = \sum_i P_i \times D_i$	Suma jest obliczana dla całego systemu, obejmuje zarówno przerwy krótkie, długie, jak i bardzo długie. „P_i” – moc odłączona w „i” przerwie w [MW], „D_i” – czas trwania przerwy „i” wyrażony w godzinach, UWAGA: Obydwie wielkości „P_i” i „D_i” są wyliczane przy każdym zdarzeniu i dla każdego punktu dostawy energii dotkniętego przerwą w sieci przesyłowej; [ENS] jest wyrażana w [MWh].	ENS – energia niedostarczona – to różnica pomiędzy energią jaką dostarczono by do klientów bez jakichkolwiek przerw a dostarczoną rzeczywistości. Obliczana przez sumowanie energii niedostarczonej w wyniku każdego i-tego zdarzenia.

1.2.3. DOSTĘPNOŚĆ DANYCH ANKIETOWYCH

Badaniem ankietowym objęto sześciu największych OSD oraz OSP działających na terenie Polski. Ze względu na wrażliwy charakter niektórych danych zostały one zanimizowane, a operatorzy oznaczeni kodem literowym od A do G (poza oficjalnie prezentowanymi na stronach internetowych zgodnie z Rozporządzeniem Systemowym).

Pierwsza część arkuszy badawczych dostarcza ogólnych informacji o systemie oraz o praktycznym zakresie gromadzenia informacji dotyczących ciągłości zasilania. Dostarcza informacji o liczbie i mocy eksploatowanych transformatorów, długości linii z podziałem na poziomy napięcia (WN, SN, nN), rodzaju sieci (kablówkowe, napowietrzne), charakterze obszaru (miejski, wiejski) oraz ilości energii dostarczonej odbiorcom oraz ich liczbie.

Druga część arkuszy zawiera pytania o klasyczne wskaźniki ciągłości zasilania (AIT, ENS, SAIDI, SAIFI) z podziałem na planowane i nieplanowane, poziom napięcia, rodzaj sieci (kablówkowe, napowietrzne), charakter obszaru dotkniętego przerwą oraz wskaźniki wprowadzone przez nowy model regulacji jakościowej od roku 2018. Dostępność danych w ankietach operatorów przedstawiono w Tabeli 1.6.

TABELA 1.6. DOSTĘPNOŚĆ DANYCH ANKIETOWYCH U OPERATORÓW							
	A	B	C	D	E	F	G
Ogólne dane o systemie							
ilość i moc transformatorów	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
długość linii z podziałem na poziomy napięcia	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
rodzaj sieci	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
charakter obszaru	tak	tak	tak	tak	n/d	tak	tak
ilość dostarczonej energii	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
ilość odbiorców z podziałem na poziomy napięcia	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
Wskaźniki „klasyczne” ciągłości zasilania (SAIDI; SAIFI)							
planowane i nieplanowane	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
z podziałem na poziom napięcia	nie	nie	nie	nie	tak	nie	nie
rodzaj sieci	nie	nie	nie	nie	n/d	nie	nie
charakter obszaru	nie	nie	nie	tak	n/d	nie	nie
wskaźniki nowego modelu jakościowego od 2018	nie©	tak	nie©	nie©	n/d	nie©	nie©
szacowane skutki ekonomiczne przerw	nie	nie	nie	tak	tak	nie	nie
wskaźniki ciągłości zasilania wymagane „Rozporządzeniem Ministra z dnia 4 maja 2007”	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
czasy trwania przerw inne niż w „Rozporządzeniem Ministra z dnia 4 maja 2007”	nie	tak	tak	nie	nie	nie	nie
nie© - brak danych, dane objęte tajemnicą przedsiębiorstwa nie - brak danych, przedsiębiorstwo nie gromadzi takich danych lub ich wyznaczenie jest zbyt pracochłonne n/d - brak danych (nie dotyczą) ze względu na obszar i charakter działania przedsiębiorstwa tak - dane dostępne							

Mimo że nie wszyscy operatorzy udzielili jasnych odpowiedzi na wszystkie pytania ankietowe, można stwierdzić, że wszyscy rozróżniają obszary miejskie i wiejskie zgodnie z ankietami ARE (Agencji Rynku Energii) i wprowadzonym od roku 2018 nowym modelem regulacji jakościowej. Z różnych przyczyn nie różnicują wskaźników ciągłości zasilania według poziomu napięcia, rodzaju sieci czy charakteru obszaru. Zgodnie z Rozporządzeniem Systemowym publikują na stronach internetowych wymagane wskaźniki ciągłości zasilania dla obsługiwanego systemu. Wskaźniki wymagane nowym modelem regulacji jakościowej z reguły nie są publikowane i udostępniane jako objęte tajemnicą przedsiębiorstwa ze względu na wpływ na jego wyniki finansowe.

1.2.4. ANALIZA DANYCH I PREZENTACJA WYNIKÓW

Podstawowe dane o wielkości obsługiwanego systemu przez ankietowane przedsiębiorstwa w latach 2016, 2017, 2018 i 2019 na podstawie danych badania ankietowego przedstawiono w Tabeli 1.7. Podstawowe dane o wielkości systemu obsługiwanego przez poszczególnych operatorów nie zostały przedstawione ze względu na ich animizację.

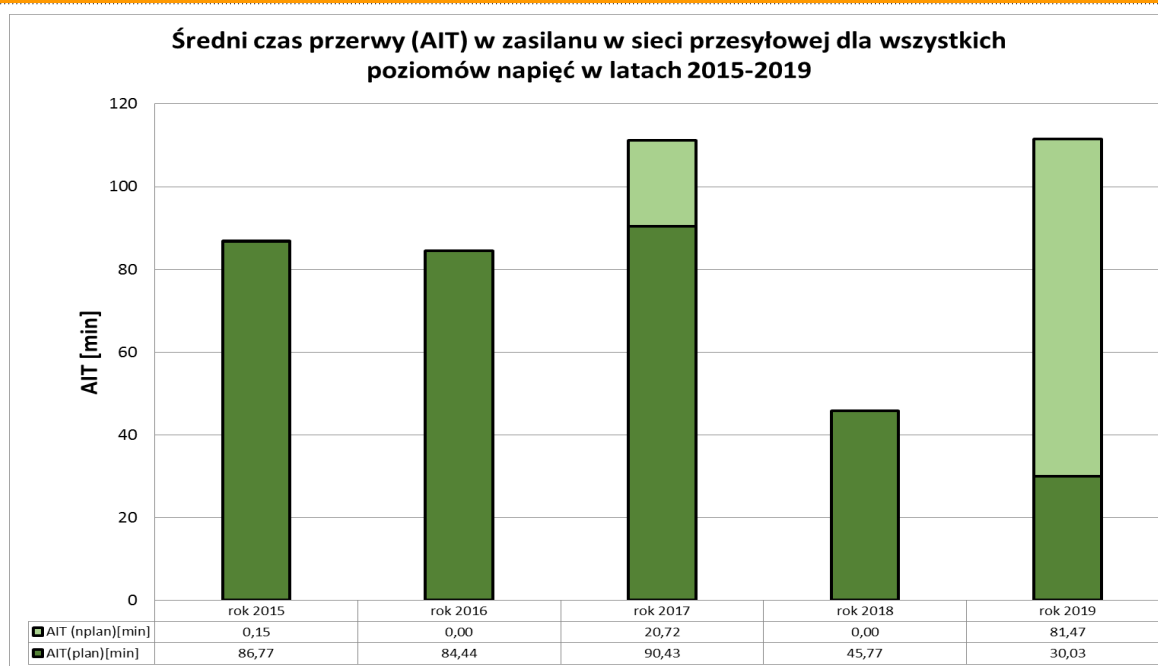
TABELA 1.7. PODSTAWOWE DANE O WIELKOŚCI OBSŁUGIWANEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO PRZEZ PODMIOTY BADANIA ANKIETOWEGO					
	rok	2016	2017	2018	2019
Liczba obsługiwanych transformatorów	WN/SN	2801	2828	2842	2863
	SN/nN	261 159	263 204	259 389	265 970
Długość linii [km]	WN	37 836	48 281	48 827	48 915
	w tym kablowych	436	573	518	559
	SN	270 605	313 189	315 391	317 880
	w tym kablowych	121 130	83 116	86 173	89 707
	nN	405 647	517 002	523 819	524 572
	w tym kablowych	279 139	180 490	186 529	190 892

TABELA 1.7 (cd.)					
	rok	2016	2017	2018	2019
Liczba obsługiwanych odbiorców	WN	535	557	560	588
	SN	34 127	35 150	36 435	37 961
	nN	14 508 849	14 648 581	14 797 490	14 961 655
Ilość energii dostarczonej odbiorcom w [GWh]	WN	1 513 704	1 600 328	1 754 749	1 821 962
	SN	8 798 879	9 149 232	9 455 078	9 250 789
	nN	8 526 699	8 611 222	8 770 134	8 794 132

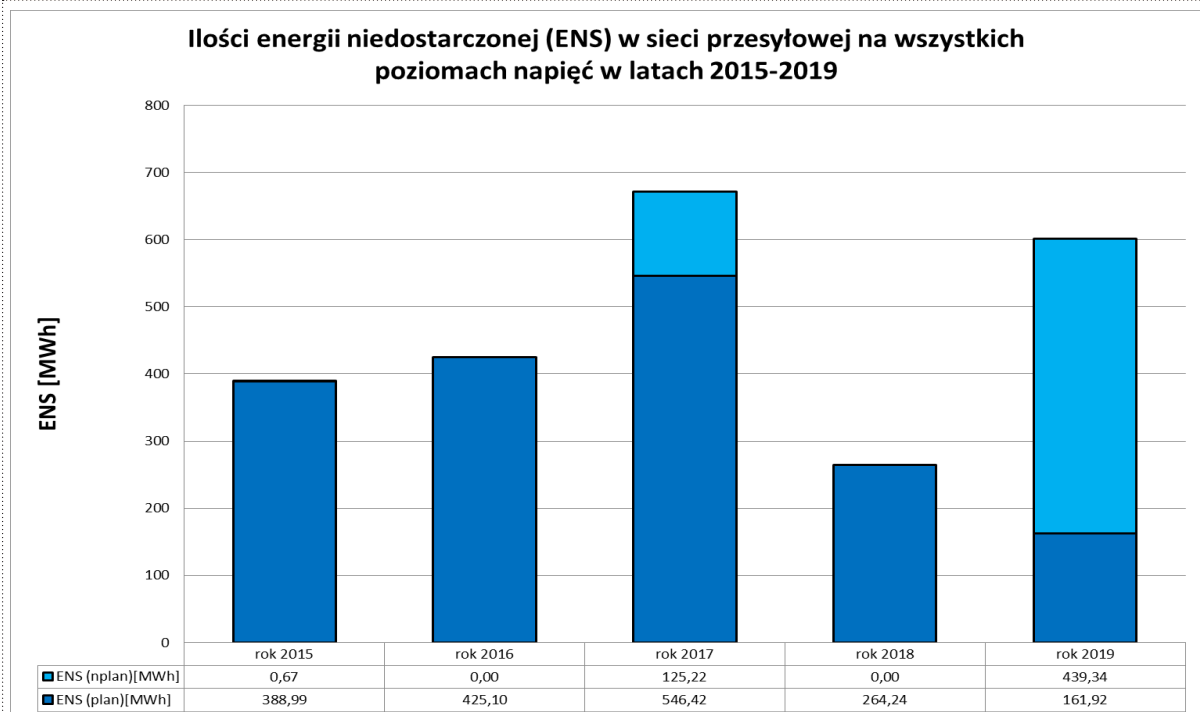
1.2.4.1. Analiza danych i prezentacja wyników dla sieci OSP

Na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, wyznacza się jednego operatora sieci przesyłowej (OSP). Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) do 31 grudnia 2030 roku PSE są jedynym operatorem systemu przesyłowego (OSP) na obszarze Polski. Informacje o wskaźnikach ciągłości zasilania systemu przesyłowego są ogólnie dostępne i publikowane zgodnie z prawem na stronach internetowych PSE. Na rysunkach 1.23 i 1.24 przedstawiono wskaźniki ciągłości zasilania sieci przesyłowej (AIT oraz ENS) w latach 2015–2019, a trend zmian tych wskaźników w latach 2008-2019 przedstawiono na rysunku 1.25. Można zauważyć trend stabilizacji wskaźników po roku 2015 nieprzekraczający 120 min AIT oraz 700 MWh ENS. Oznaczenia wskaźników w tabelach i na rysunkach: AIT/ENS (nplan) – wskaźniki dla przerw nieplanowanych oraz AIT/ENS (plan) – wskaźniki dla przerw planowanych.

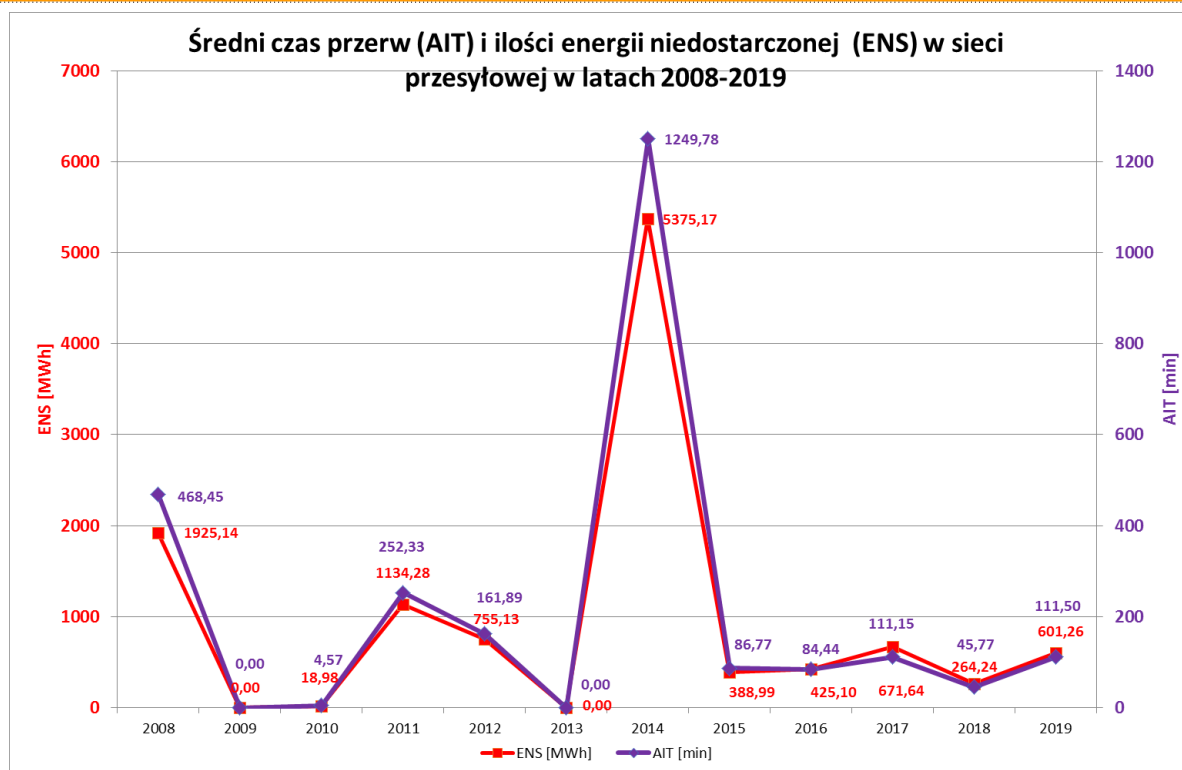
RYS. 1.23. ŚREDNI CZAS TRWANIA PRZERWY W SIECI OSP W LATACH 2015–2019



RYS. 1.24. ILOŚĆ ENERGII NIEDOSTARCZONEJ ODBIORCOM ZASILANYM Z SIECI OSP W [MWh]
W LATACH 2015-2019



RYS. 1.25. TREND ZMIAN ŚREDNIEGO CZASU TRWANIA WSZYSTKICH PRZERWY AIT I ILOŚCI ENERGII NIEDOSTARCZONEJ ENS W SIECI PRZESYŁOWEJ W LATACH 2008-2019



Dla odbiorców zasilanych przez sieć operatora OSP dostępne są wskaźniki czasu trwania przerw (SAIDI) oraz ich częstotliwości (SAIFI). Liczbę odbiorców, których wskaźniki dotyczą w latach 2015–2019, przedstawiono w Tabeli 1.8.

TABELA 1.8. LICZBA ODBIORCÓW ZASILANYCH Z SIECI OSP W LATACH 2015–2019					
Rok	2015	2016	2017	2018	2019
N-liczba odbiorców zasilanych z sieci OSP	13	13	13	14	17

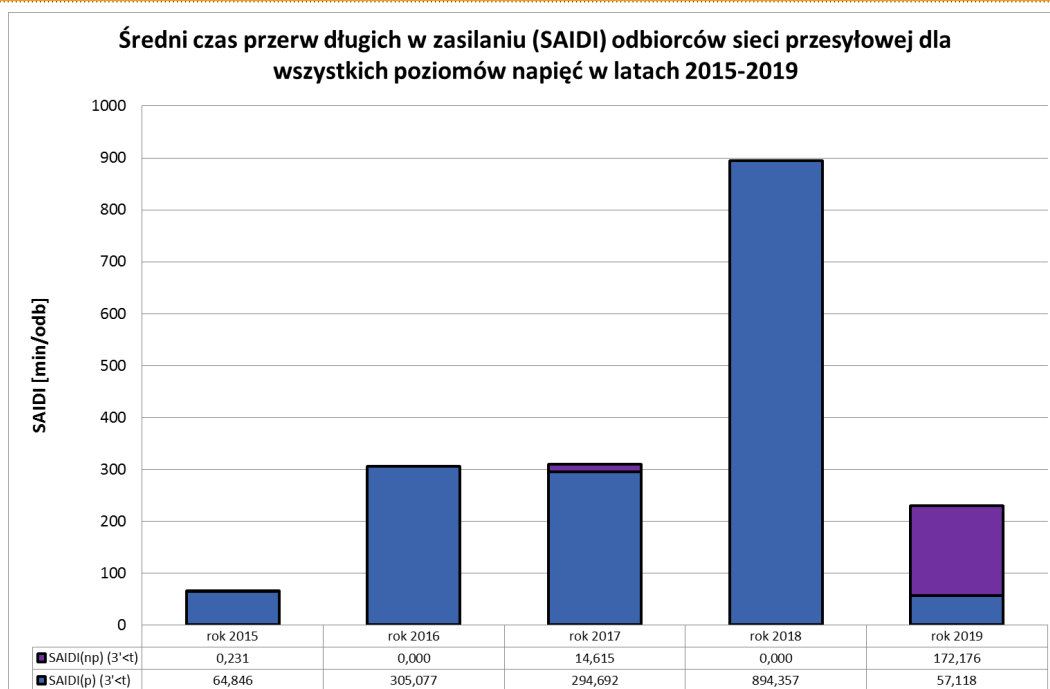
W Tabeli 1.9 przedstawiono wskaźniki ciągłości zasilania odbiorców sieci przesyłowej w latach 2015–2019 dla różnych czasów trwania poziomów napięcia.

Na rysunkach od 1.26 do 1.33 zilustrowano trend zmian wskaźników ciągłości zasilania odbiorców sieci przesyłowej w latach 2015 do 2019 dla różnych poziomów napięć.

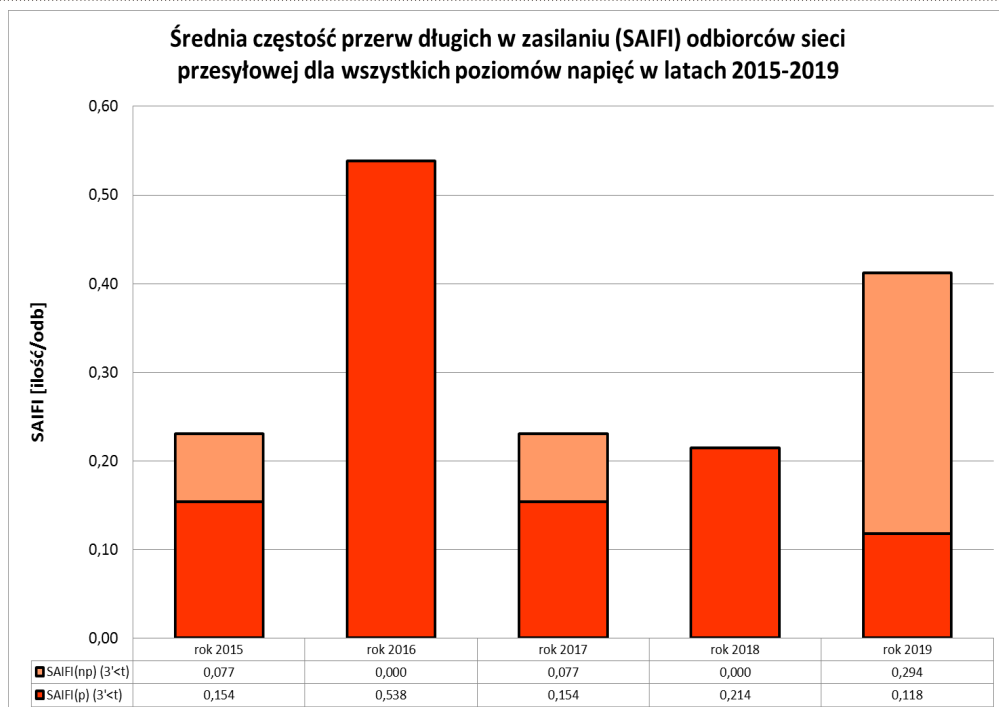
Oznaczenia wskaźników w tabeli 1.9 i na rysunkach (1.26 do 1.33):

- SAIDI/SAIFI (np)(np.+kat) – wskaźnik dla przerw nieplanowanych oraz nieplanowanych i katastrofalnych,
- SAIDI/SAIFI(p) – wskaźnik dla przerw planowanych.

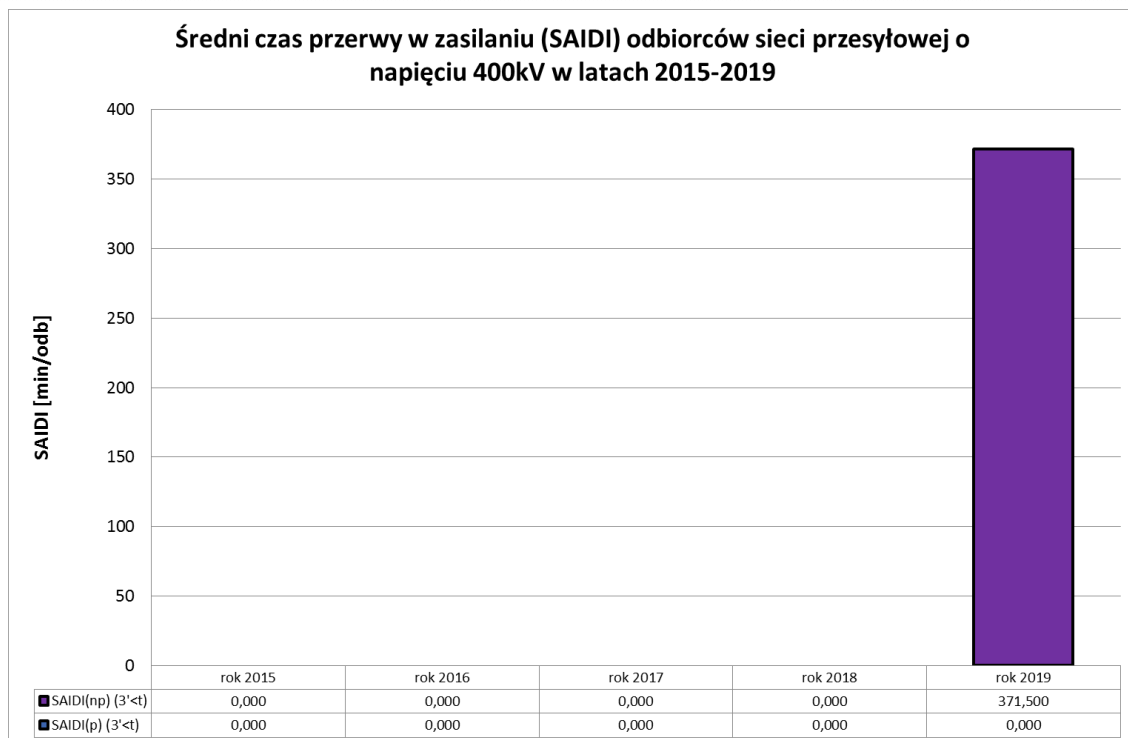
RYS. 1.26. ŚREDNI CZAS PRZERW DŁUGICH W ZASILANIU ODBIORCÓW SIECI PRZESYŁOWEJ W [MIN/ODBIORCĘ] W LATACH 2015–2019



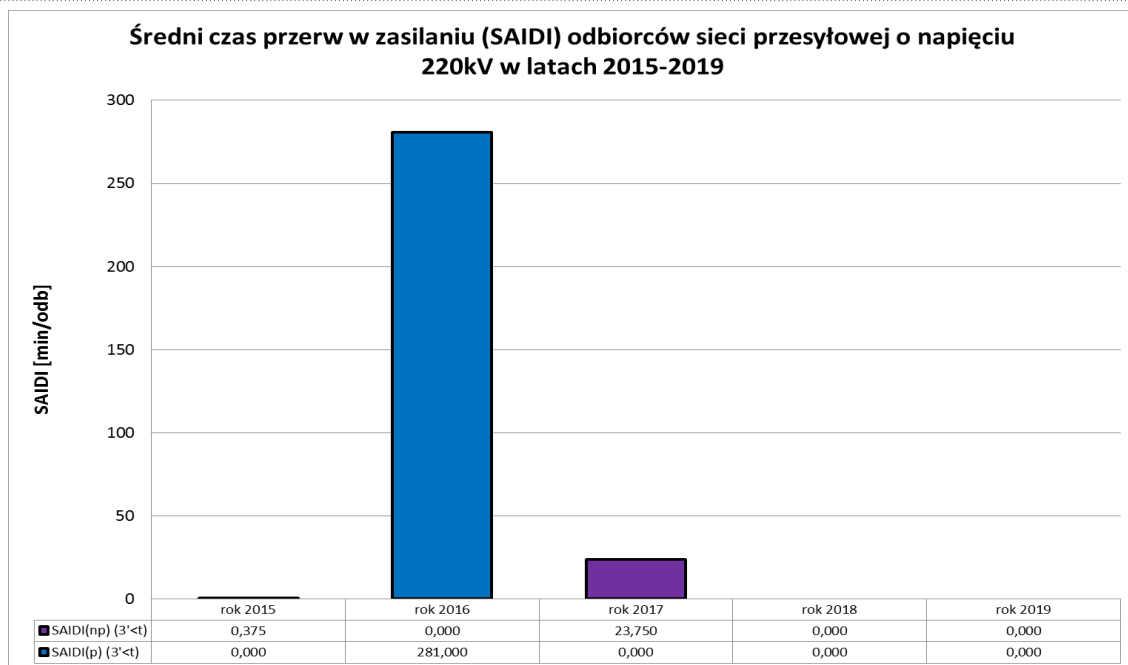
RYS. 1.27. ŚREDNIA CZĘSTOŚĆ PRZERW DŁUGICH W ZASILANIU ODBIORCÓW SIECI PRZESYŁOWEJ [LICZBA/ODBIORCĘ] W LATACH 2015-2019



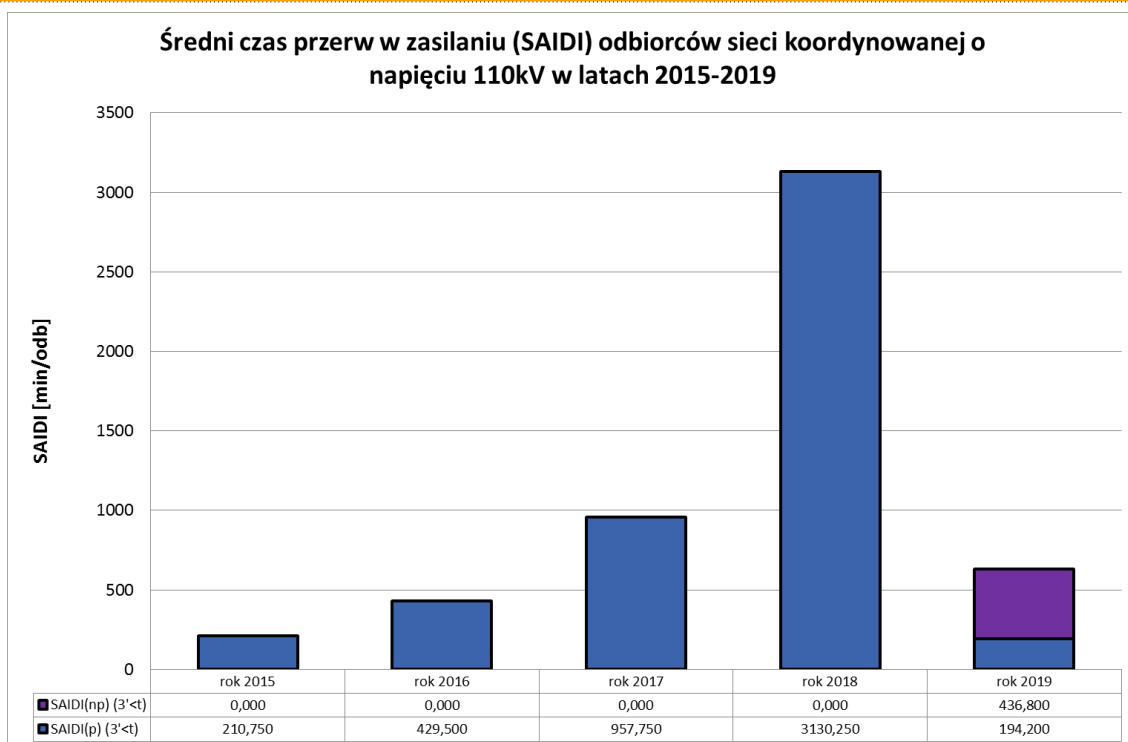
RYS. 1.28. ŚREDNI CZAS PRZERW DŁUGICH W ZASILANIU ODBIORCÓW SIECI PRZESYŁOWEJ O NAPIĘCIU 400 KV W [MIN/ODBIORCĘ] W LATACH 2015-2019



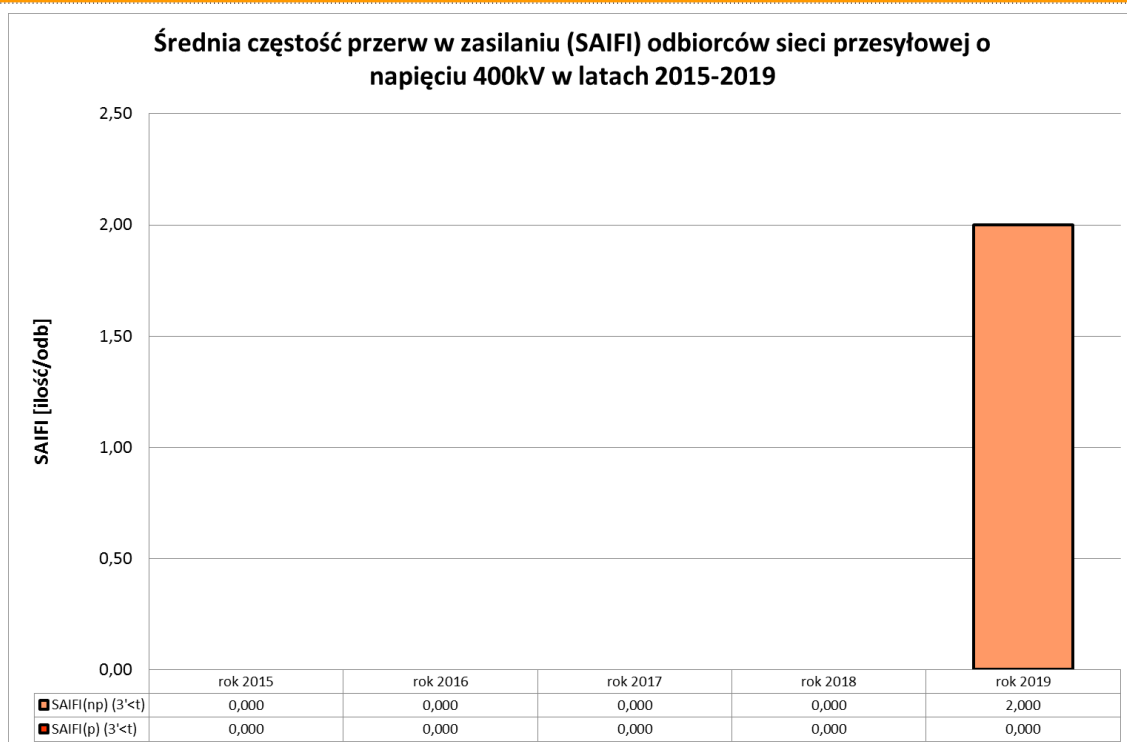
RYŚ. 1.29. ŚREDNI CZAS PRZERW DŁUGICH W ZASILANIU ODBIORCÓW SIECI PRZESYŁOWEJ O NAPIĘCIU 220 KV W [MIN/ODBIORCĘ] W LATACH 2015-2019



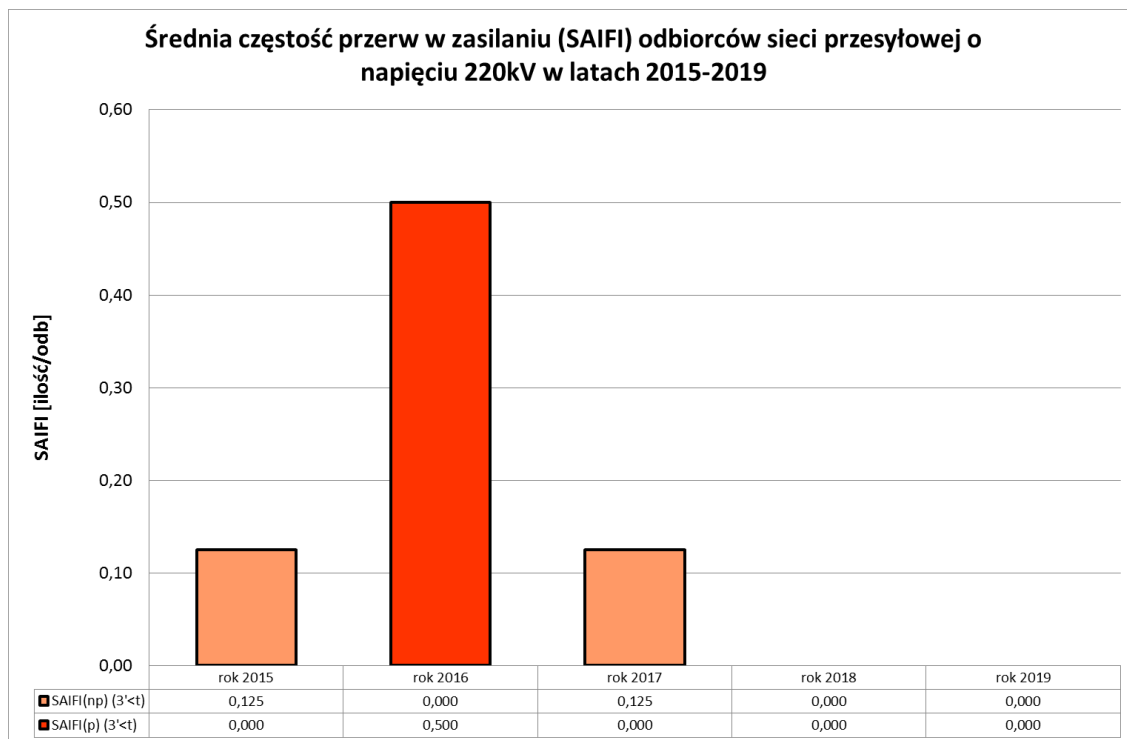
RYŚ. 1.30. ŚREDNI CZAS PRZERW DŁUGICH W ZASILANIU ODBIORCÓW SIECI PRZESYŁOWEJ O NAPIĘCIU 110 KV W MIN/ODBIORCĘ W LATACH 2015-2019



**RYS. 1.31. ŚREDNIA CZĘSTOŚĆ PRZERW DŁUGICH W ZASILANIU ODBIORCÓW SIECI PRZESYŁOWEJ 400 KV
LICZBA/ODBIORCĘ W LATACH 2015-2019**



**RYS. 1.32. ŚREDNIA CZĘSTOŚĆ PRZERW DŁUGICH W ZASILANIU ODBIORCÓW SIECI PRZESYŁOWEJ 220 KV
LICZBA/ODBIORCĘ W LATACH 2015-2019**



**RYŚ. 1.33. ŚREDNIA CZĘSTOŚĆ PRZERW DŁUGICH W ZASILANIU ODBIORCÓW SIECI PRZESYŁOWEJ 110 KV
LICZBA/ODBIORCĘ W LATACH 2015–2019**

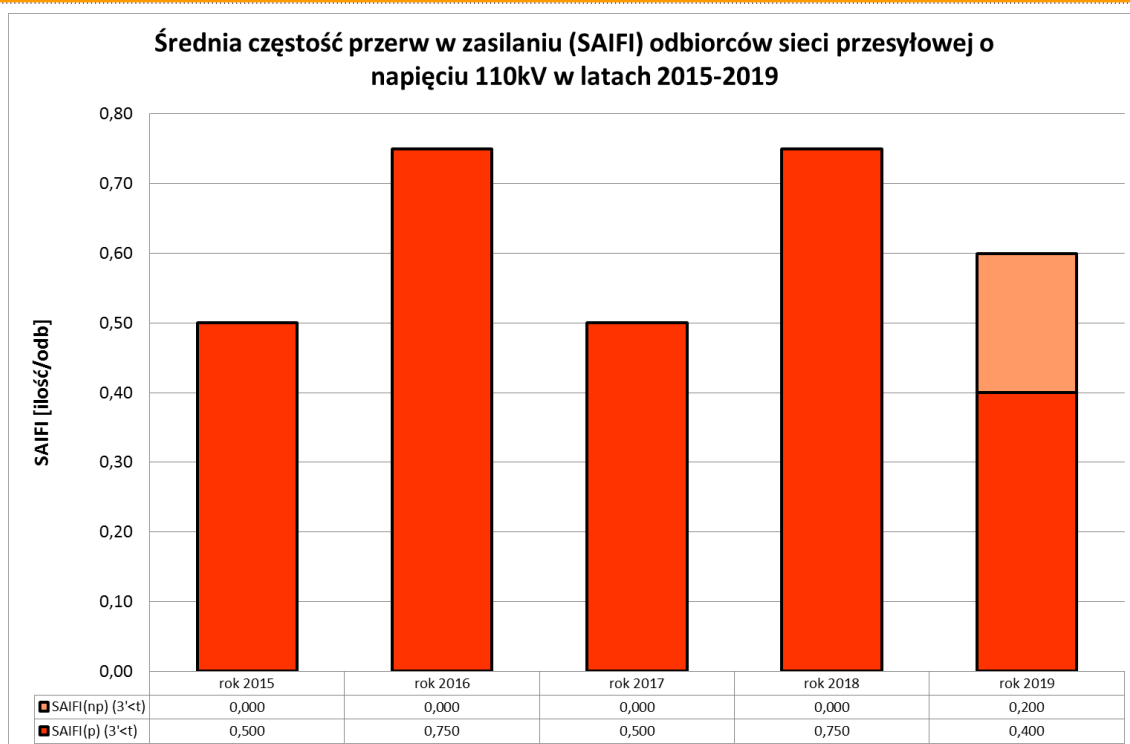


TABELA 1.9. WSKAŹNIKI CIĄGŁOŚCI ZASILANIA DLA ODBIORCÓW SIECI OSP W LATACH 2015–2019 DLA RÓŻNYCH CZASÓW TRWANIA PRZERW I POZIOMÓW NAPIĘCIA. SAIDI [MIN/ODB]; [SAIFI – LICZBA/ODB.]

	Poziom napięcia	Wskaźnik za rok	2015	2016	2017	2018	2019
Wskaźniki przerw planowanych	wszystkie	SAIDI(p) (3'<t)	64,846	305,077	294,692	894,357	57,118
		SAIFI(p) (3'<t)	0,154	0,538	0,154	0,214	0,118
		SAIDI(p) (3'<t≤12h)	64,846	188,769	36,462	61,500	57,118
		SAIFI(p) (3'<t≤12h)	0,154	0,385	0,077	0,143	0,118
		SAIDI(p) (12<t≤24h)	0,000	116,308	0,000	0,000	0,000
		SAIFI(p) (12<t≤24h)	0,000	0,154	0,000	0,000	0,000
		SAIDI(p) (24h<t)	0,000	0,000	258,231	832,857	0,000
		SAIFI(p) (24h<t)	0,000	0,000	0,077	0,071	0,000
Wskaźniki przerw nieplanowanych	wszystkie	SAIDI(np) (3'<t)	0,231	0,000	14,615	0,000	172,176
		SAIFI(np) (3'<t)	0,077	0,000	0,077	0,000	0,294
		SAIDI(np) (3'<t≤12h)	0,231	0,000	14,615	0,000	43,706
		SAIFI(np) (3'<t≤12h)	0,077	0,000	0,077	0,000	0,235
		SAIDI(np) (12<t≤24h)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		SAIFI(np) (12<t≤24h)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		SAIDI(np) (24h<t)	0,000	0,000	0,000	0,000	128,471
		SAIFI(np) (24h<t)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,059

TABELA 1.9 (cd.)							
	Poziom napięcia	Wskaźnik za rok	2015	2016	2017	2018	2019
Wskaźniki przerw planowanych	400kV	SAIDI(p) (3'<t)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIFI(p) (3'<t)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIDI(p) (3'<t≤12h)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIFI(p) (3'<t≤12h)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIDI(p) (12<t≤24h)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIFI(p) (12<t≤24h)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIDI(p) (24h<t)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIFI(p) (24h<t)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wskaźniki przerw nieplanowanych	400kV	SAIDI(np) (3'<t)	0,00	0,00	0,00	0,00	371,50
		SAIFI(np) (3'<t)	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00
		SAIDI(np) (3'<t≤12h)	0,00	0,00	0,00	0,00	371,50
		SAIFI(np) (3'<t≤12h)	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00
		SAIDI(np) (12<t≤24h)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIFI(np) (12<t≤24h)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIDI(np) (24h<t)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIFI(np) (24h<t)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wskaźniki przerw planowanych	220kV	SAIDI(p) (3'<t)	0,00	281,00	0,00	0,00	0,00
		SAIFI(p) (3'<t)	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00
		SAIDI(p) (3'<t≤12h)	0,00	92,00	0,00	0,00	0,00
		SAIFI(p) (3'<t≤12h)	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00
		SAIDI(p) (12<t≤24h)	0,00	189,00	0,00	0,00	0,00
		SAIFI(p) (12<t≤24h)	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00
		SAIDI(p) (24h<t)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIFI(p) (24h<t)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wskaźniki przerw nieplanowanych	220kV	SAIDI(np) (3'<t)	0,38	0,00	23,75	0,00	0,00
		SAIFI(np) (3'<t)	0,13	0,00	0,13	0,00	0,00
		SAIDI(np) (3'<t≤12h)	0,38	0,00	23,75	0,00	0,00
		SAIFI(np) (3'<t≤12h)	0,13	0,00	0,13	0,00	0,00
		SAIDI(np) (12<t≤24h)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIFI(np) (12<t≤24h)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIDI(np) (24h<t)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIFI(np) (24h<t)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wskaźniki przerw planowanych	110kV	SAIDI(p) (3'<t)	210,75	429,50	957,75	3130,25	194,20
		SAIFI(p) (3'<t)	0,50	0,75	0,50	0,75	0,40
		SAIDI(p) (3'<t≤12h)	210,75	429,50	118,50	215,25	194,20
		SAIFI(p) (3'<t≤12h)	0,50	0,75	0,25	0,50	0,40
		SAIDI(p) (12<t≤24h)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIFI(p) (12<t≤24h)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIDI(p) (24h<t)	0,00	0,00	839,25	2915,00	0,00
		SAIFI(p) (24h<t)	0,00	0,00	0,25	0,25	0,00

TABELA 1.9 (cd.)							
	Poziom napięcia	Wskaźnik za rok	2015	2016	2017	2018	2019
Wskaźniki przerw nieplanowanych	110kV	SAIDI(np) (3'<t)	0,00	0,00	0,00	0,00	436,80
		SAIFI(np) (3'<t)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20
		SAIDI(np) (3'<t≤12h)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIFI(np) (3'<t≤12h)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIDI(np) (12<t≤24h)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIFI(np) (12<t≤24h)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		SAIDI(np) (24h<t)	0,00	0,00	0,00	0,00	436,80
		SAIFI(np) (24h<t)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20
N-liczba odbiorców zasilanych z sieci OSP			13	13	13	14	17

1.2.4.2. Analiza danych i prezentacja wyników dla sieci OSD

Badaniem ankietowym objęto 6 największych operatorów sieci dystrybucyjnej działających na terenie Polski. Zgodnie z Rozporządzenia Systemowym operatorzy publikują na stronach internetowych wskaźniki ciągłości zasilania dla obsługiwanego systemu. Dane te zweryfikowane i uzupełnione wynikami badań ankietowych są przedmiotem benchmarkingu. Badaniem objęto operatorów sieci dystrybucyjnej: ENERGA-OPERATOR S.A., TAURON Dystrybucja S.A., PKP Energetyka S.A., Innogy Stoen Operator, ENEA Operator, PGE Dystrybucja S.A. Podstawowe zanonimizowane dane o wielkości systemu elektroenergetycznego każdego z operatorów OSD biorących udział w badaniu przedstawiono w Tabeli 1.10. W Tabeli 1.11 przedstawiono wskaźniki opisujące przerwy w zasilaniu odbiorców OSD charakteryzowane za pomocą wskaźników SAIDI; SAIFI oraz MAIFI, które w latach 2015–2019 publikowane były na stronach internetowych OSD.

Na rysunkach 1.34 i 1.35 przedstawiono średni czas trwania wszystkich przerw długich (SAIDI) oraz średnią częstość występowania (SAIFI) tych przerw w zasilaniu u odbiorców OSD oraz KSE w latach 2015–2019. Na rysunku 1.36 przedstawiono średnią częstość występowania przerw krótkich (MAIFI) w zasilaniu u odbiorców OSD oraz KSE w latach 2015–2019.

Porównanie czasu trwania przerw planowanych [SAIDI(p)] oraz nieplanowanych i katastrofalnych [SAIDI(np+kat)] w ogólnym czasie trwania przerw długich u operatorów OSD w latach 2015–2019 – rysunek 1.37 – wskazuje na dominujący wpływ przerw nieplanowanych. Tendencję tę potwierdza częstość występowania przerw nieplanowanych.

Na rysunkach od 1.38 do 1.40 przedstawiono bardziej szczegółowo wpływ przerw planowanych i nieplanowanych na wartość współczynników opisujących występowanie przerw długich u odbiorców OSD w roku 2019. Można zauważyć dominujący wpływ zdarzeń nieplanowanych na wskaźniki ciągłości zasilania odbiorców w całym analizowanym okresie.

Można zauważyć w latach 2018 i 2019 tendencję stabilizacji wartości współczynników zarówno częstości występowania (SAIFI), jak i czasu trwania (SAIDI) przerw długich. W roku 2019 przeciętna częstość występowania w KSE wszystkich przerw długich wynosi SAIFI=2,88 na odbiorcę przy czasie trwania SAIDI=188 minut/odbiorcę. Planowane wartości tych wskaźników wynoszą w roku 2019: SAIFI(p)= 0,25 SAIDI(p)=39,5. Planowane w latach 2015–2019 wartości wskaźników opisujących ciągłość zasilania odbiorców są przekraczane kilkukrotnie w każdym analizowanym roku. Średnia częstość występowania przerw krótkich (MAIFI) w latach 2015–2019 nie ulega większym zmianom, oscylując nieco poniżej 6 przerw rocznie na odbiorcę systemu.

Oznaczenia wskaźników w tabelach i na rysunkach:

- SAID/SAIFI(np)(np+kat) – wskaźnik dla przerw nieplanowanych oraz nieplanowanych i katastrofalnych,
- SAIDI/SAIFI(p) – wskaźnik dla przerw planowanych,
- SAIDI/SAIFI – wskaźnik dla wszystkich przerw (suma planowanych, nieplanowanych i katastrofalnych).

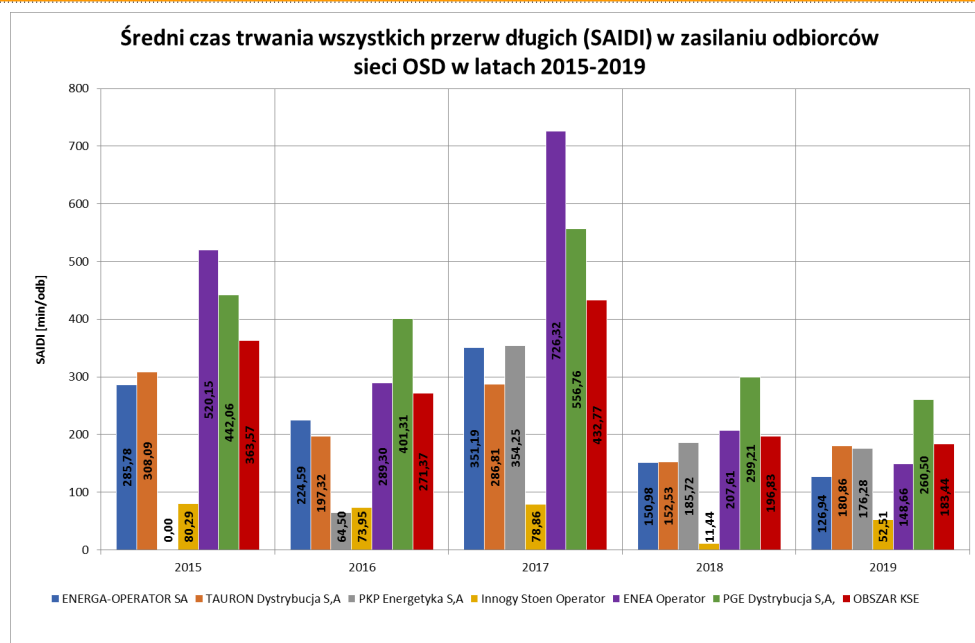
TABELA 1.10. PODSTAWOWE „ANIMIZOWANE” DANE O WIELKOŚCI OBSŁUGIWANEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO PRZEZ BADANE OSD W 2019								
	operator OSD	A	B	C	D	E	F	razem OSD
Liczba obsługiwanych transformatorów	WN/SN	450	87	521	830	894	79	2861
	SN/nN	37 377	6677	61 463	94 874	57 905	7475	265 771
Długość linii [km]	WN	5377	510	6499	10 296	11 083	178	33 943
	w tym kablowych	35	155	51	93	145	77	556
	SN	45 983	7888	69 188	113 856	65 678	15 287	317 880
	w tym kablowych	12 602	7608	14 202	23 961	25 204	6130	89 707
	nN	67 034	7179	114 050	169 652	161 160	5497	524 572
	w tym kablowych	32 895	5859	44 253	48 192	54 570	5123	190 892
Liczba obsługiwanych odbiorców	WN	84	8	93	109	277	0	571
	SN	7992	1469	3915	12 120	11 730	735	37 961
	nN w [tys]	2617,679	1057,228	121,842	5449,766	5638,875	76,265	14 961,655
Ilość energii dostarczonej odbiorcom w [GWh]	WN	1797264,935	0,672786	2234,089	5560,559217	14 059,25709	0	1821962,196
	SN	9 209 191,53	3,282868	5488,793	14 286,04597	18 439,21529	3380,336	9 250 789,203
	nN	8 757 339,91	3,566883	2185,213	16 555,25317	17 403,98213	644,394	8 794 132,319

TABELA 1.11. WSKAŹNIKI OPISUJĄCE PRZERWY W SIECI OPERATORÓW OSD W LATACH 2015–2019								
		ENERGA- OPERATOR S.A.	TAURON Dystrybucja S.A.	PKP Energetyka S.A.	Innogy Stoen Operator	ENEA Operator	PGE Dystrybucja S.A.	KSE
2015	SAIDI	285,78	308,09	0,00	80,29	520,15	442,06	363,57
	SAIDI(p)	46,38	69,42	0,00	14,26	110,12	158,89	95,88
	SAIDI(np)	213,75	207,35	0,00	62,81	373,70	272,16	244,52
	SAIDI(np+kat)	239,40	238,67	0,00	66,03	410,03	283,17	267,68
	SAIFI(p)	0,34	0,46	0,00	0,17	0,51	0,70	0,50
	SAIFI(np)	3,07	3,08	0,00	1,31	5,62	4,01	3,64
	SAIFI(np+kat)	3,08	3,10	0,00	1,31	5,63	4,02	3,65
	MAIFI	9,48	3,12	0,00	0,41	5,37	5,25	5,06
2016	SAIDI	224,59	197,32	64,50	73,95	289,30	401,31	271,37
	SAIDI(p)	50,10	59,38	0,00	12,55	103,32	119,41	80,02
	SAIDI(np)	163,81	137,68	0,00	58,30	184,31	252,05	179,77
	SAIDI(np+kat)	174,49	137,94	64,50	61,40	185,98	281,90	191,35
	SAIFI(p)	0,32	0,40	0,00	0,13	0,59	0,61	0,46
	SAIFI(np)	2,46	2,55	0,00	0,88	3,52	3,86	2,98
	SAIFI(np+kat)	2,46	2,55	0,00	0,89	3,53	3,88	2,99
	MAIFI	8,27	3,49	0,00	0,55	5,80	8,52	6,04

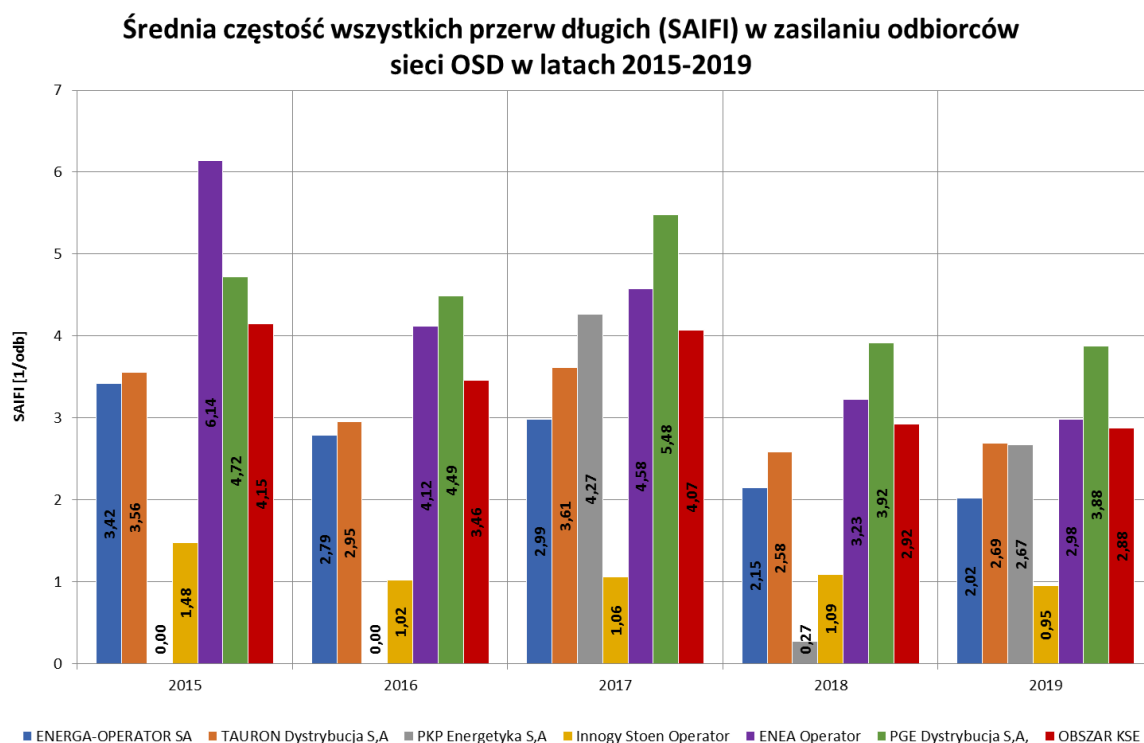
TABELA 1.11. WSKAŹNIKI OPISUJĄCE PRZERWY W SIECI OPERATORÓW OSD W LATACH 2015-2019

		ENERGA- OPERATOR S.A.	TAURON Dystrybucja S.A.	PKP Energetyka S.A.	Innogy Stoen Operator	ENEA Operator	PGE Dystrybucja S.A.	KSE
2017	SAIDI	351,19	286,81	354,25	78,86	726,32	556,76	432,77
	SAIDI(p)	55,03	48,40	27,50	9,05	55,26	95,05	62,55
	SAIDI(np)	208,09	219,67	288,53	64,85	403,76	385,89	286,51
	SAIDI(np+kat)	296,16	238,41	326,75	69,81	671,06	461,71	370,23
	SAIFI(p)	0,33	0,31	0,27	0,10	0,35	0,48	0,36
	SAIFI(np)	2,63	3,29	3,98	0,96	4,15	4,97	3,68
	SAIFI(np+kat)	2,65	3,30	4,00	0,96	4,23	5,00	3,71
	MAIFI	9,20	3,97	9,98	0,63	5,31	9,46	6,56
2018	SAIDI	150,98	152,53	185,72	11,44	207,61	299,21	196,83
	SAIDI(p)	43,81	45,35	32,94	11,44	47,40	87,40	56,23
	SAIDI(np)	103,51	106,95	130,72	54,94	145,15	204,49	138,67
	SAIDI(np+kat)	107,18	107,18	152,78	0,00	160,21	211,81	140,59
	SAIFI(p)	0,28	0,33	0,27	0,15	0,27	0,47	0,34
	SAIFI(np)	1,87	2,25	2,74	0,94	2,96	3,45	2,58
	SAIFI(np+kat)	1,87	2,25	0,00	0,94	2,96	3,45	2,58
	MAIFI	7,75	3,33	10,05	0,55	4,57	8,84	5,80
2019	SAIDI	126,94	180,86	176,28	52,51	148,66	260,50	183,44
	SAIDI(p)	28,70	40,37	28,72	8,72	24,01	58,24	39,52
	SAIDI(np)	96,94	138,68	125,15	41,72	123,64	196,65	141,15
	SAIDI(np+kat)	98,24	140,49	147,56	43,79	124,65	202,26	143,93
	SAIFI(p)	0,19	0,28	0,26	0,19	0,16	0,31	0,25
	SAIFI(np)	1,83	2,41	2,41	0,76	2,82	3,57	2,63
	SAIFI(np+kat)	1,83	2,41	2,41	0,76	2,82	3,57	2,63
	MAIFI	7,45	3,42	9,04	0,56	4,79	8,56	5,72

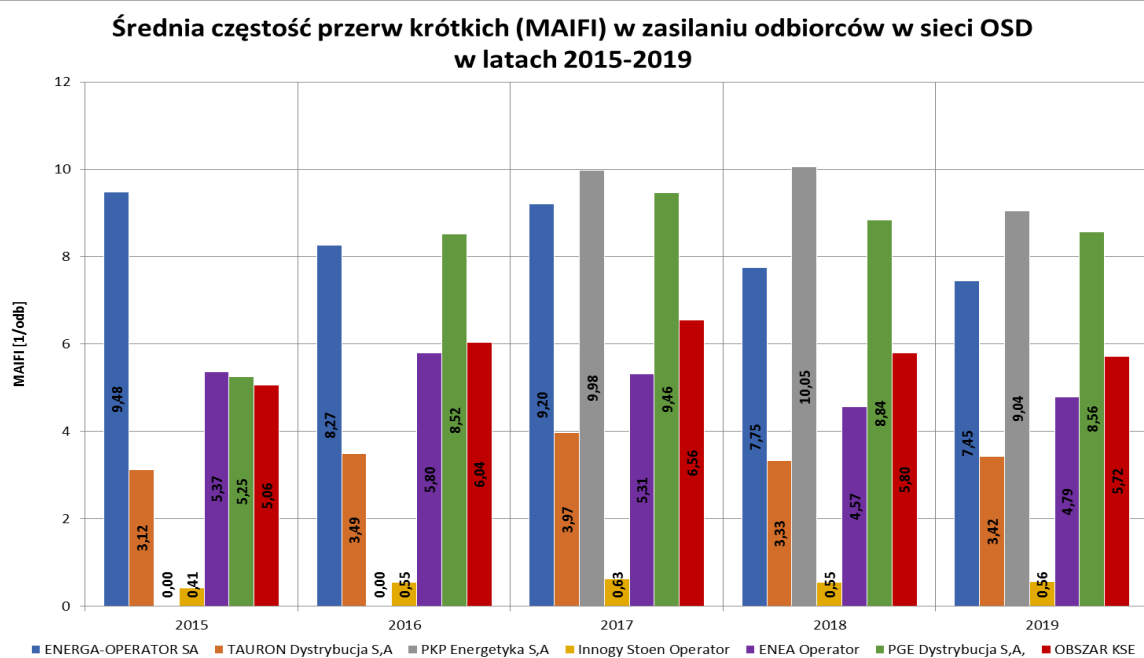
RYS. 1.34. ŚREDNI CZAS TRWANIA WSZYSTKICH PRZERW DŁUGICH (SAIDI) W ZASILANIU ODBIORCÓW OSD [MIN/ODBIORCĘ] W LATACH 2015-2019



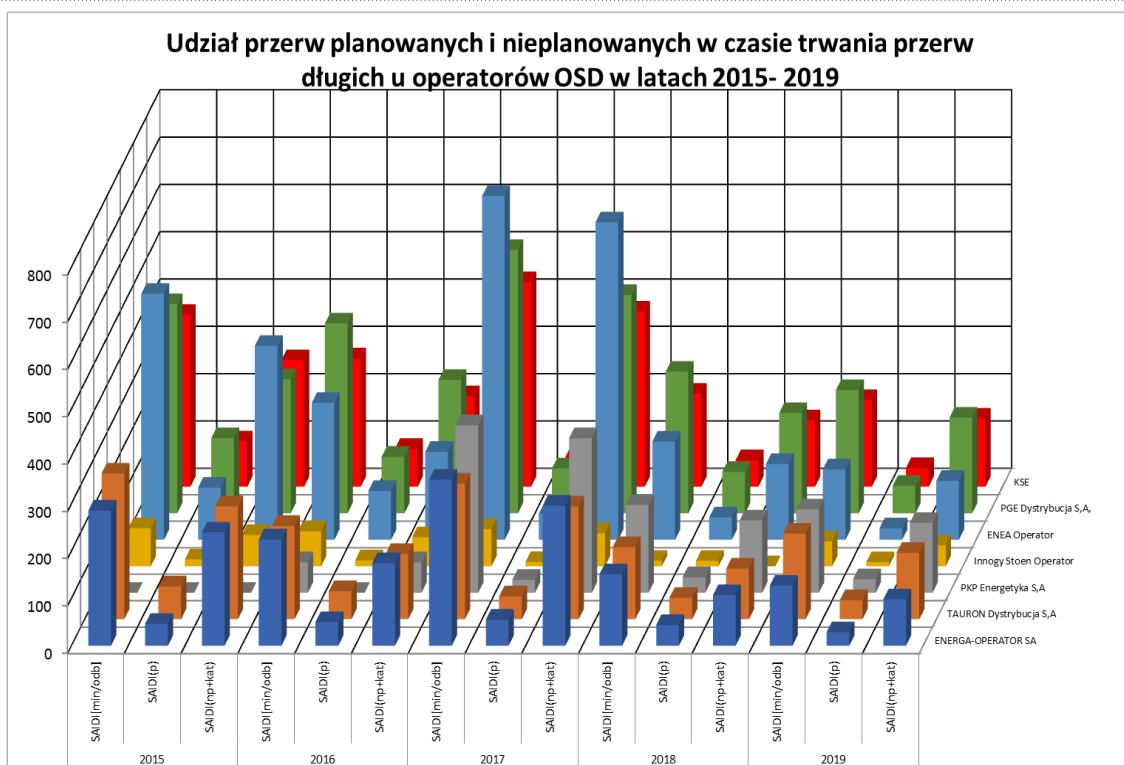
RYS. 1.35. ŚREDNIA CZĘSTOŚĆ WSZYSTKICH PRZERW DŁUGICH (SAIFI) W ZASILANIU ODBIORCÓW OSD W LATACH 2015-2019



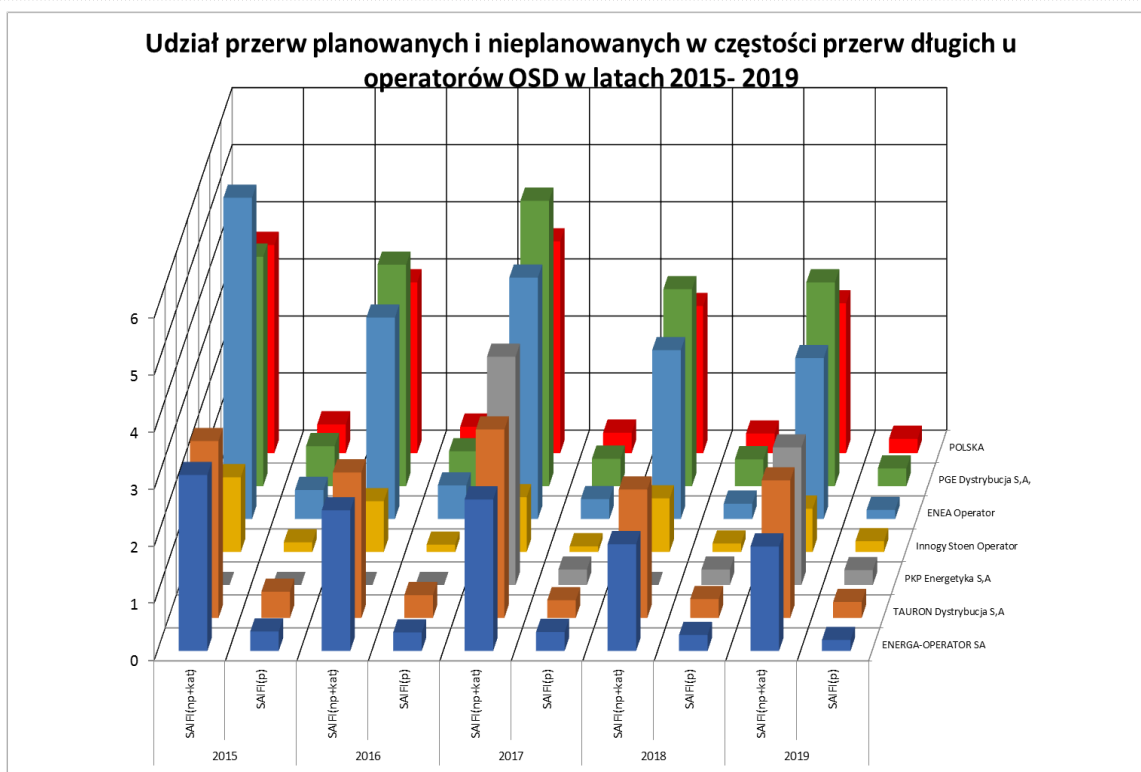
RYS. 1.36. ŚREDNIA CZĘSTOŚĆ PRZERW KRÓTKICH (MAIFI T<3') W ZASILANIU ODBIORCÓW SIECI OSD W LATACH 2015-2019



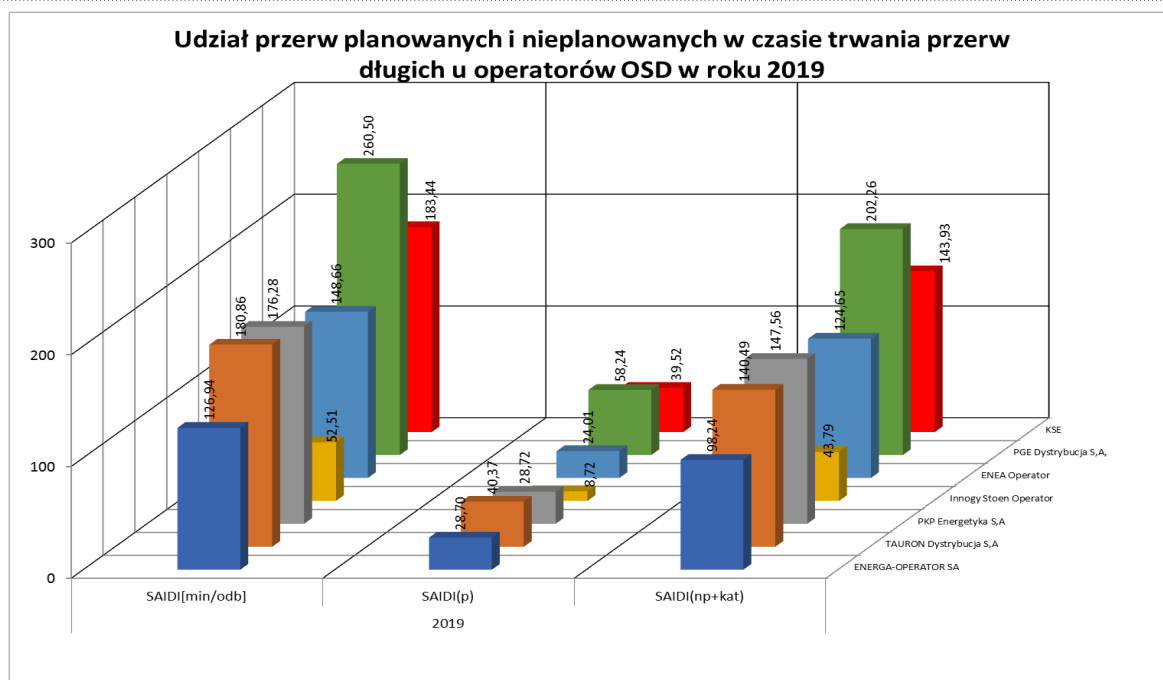
RYS. 1.37. UDZIAŁ PRZERW PLANOWANYCH [SAIDI (P)] ORAZ NIEPLANOWANYCH I KATASTROFALNYCH [SAIDI (NP+KAT)] W CZASIE TRWANIA PRZERW DŁUGICH U OPERATORÓW OSD W LATACH 2015-2019



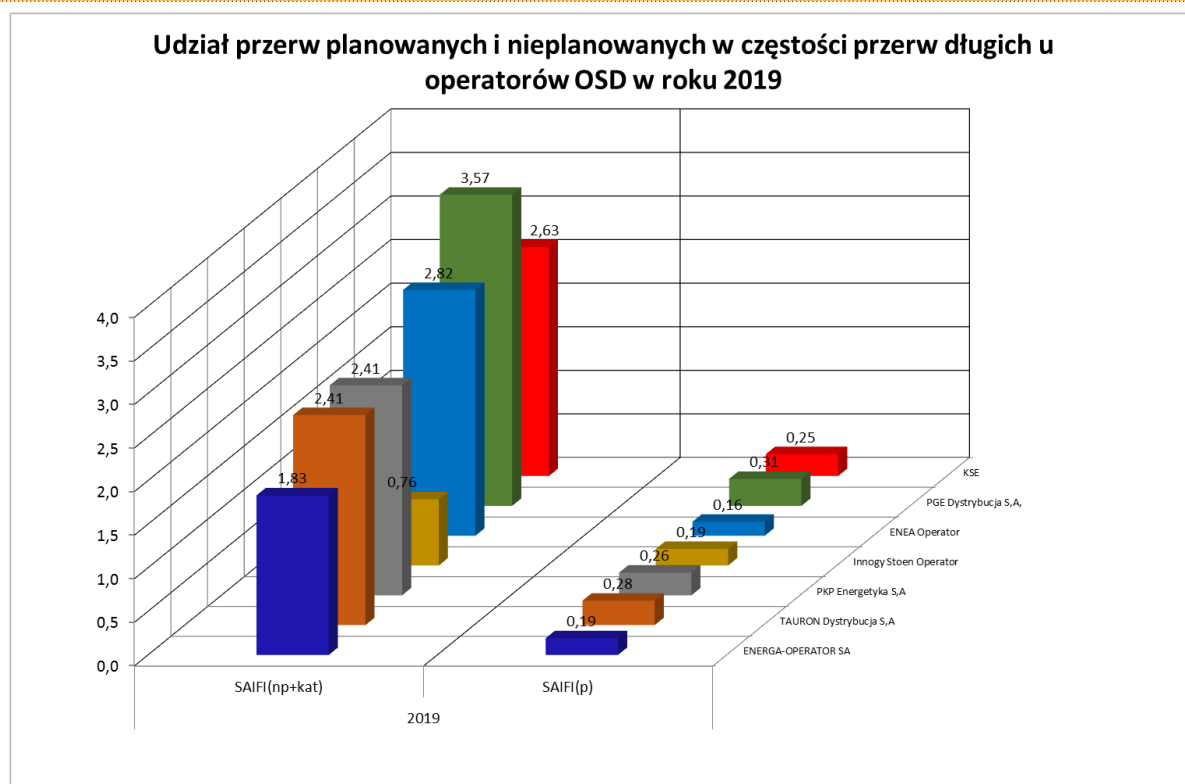
RYS. 1.38. UDZIAŁ PRZERW PLANOWANYCH [SAIFI (P)] ORAZ NIEPLANOWANYCH [SAIFI (NP.+KAT)] W CZĘSTOŚCI PRZERW DŁUGICH U OPERATORÓW OSD W LATACH 2015-2019



RYS. 1.39. UDZIAŁ PRZERW PLANOWANYCH [SAIDI (P)] ORAZ NIEPLANOWANYCH I KATASTROFALNYCH [SAIDI (NP+KAT)] W CZASIE TRWANIA PRZERW DŁUGICH U ODBIORCÓW W SIECI OPERATORÓW OSD W ROKU 2019



RYS. 1.40. UDZIAŁ PRZERW PLANOWANYCH [SAIFI (P)] ORAZ NIEPLANOWANYCH I KATASTROFALNYCH [SAIFI (NP+KAT)] W CZĘSTOŚCI WYSTĘPOWANIA PRZERW DŁUGICH U ODBIORCÓW W SIECI OPERATORÓW OSD W ROKU 2019



1.2.5. WNIOSKI

- 1) Zdarzenia nieplanowane są dominującą przyczyną przerw ciągłości zasilania OSD, zarówno co do częstości występowania, jak i czasu trwania.
- 2) Wskaźniki częstości przerw zasilania istotnie zależą od wielkości i rozległości obsługiwanego systemu.
- 3) Duży udział sieci kablowej sprzyja istotnej poprawie wskaźników ciągłości zasilania.
- 4) Operatorzy o zdecydowanej przewadze sieci kablowej, miejskiej wykazują zdecydowanie lepsze wskaźniki opisujące częstość i czas trwania zdarzeń zaburzających ciągłość zasilania.
- 5) Częstość i długość przerw nieplanowanych w latach 2015–2019 w sieci OSD mimo istotnych wahań wykazuje tendencje spadkową, szczególnie w latach 2018 i 2019.
- 6) Częstość krótkich przerw w latach 2015–2019 u operatorów utrzymuje się na stałym poziomie, nie wykazując istotnej tendencji zmian.
- 7) Operatorzy gromadzą i analizują dane o eksploatowanej sieci i urządzeniach pod kątem wymagań statystycznych ARE (Agencji Rynku Energii). Ponieważ dane te zawierają informacje wrażliwe z punktu widzenia przedsiębiorstw energetycznych, nie są one łatwo dostępne, utrudniając tym samym porównanie efektywności i skuteczności działania przedsiębiorstw. Zazwyczaj OSD nie gromadzą (lub nie ujawniają) danych i informacji umożliwiających pogłębioną analizę ciągłości zasilania z podziałem na rodzaj sieci i jej właściwości, poziom napięcia itp.
- 8) Operatorzy publikują na stronach internetowych wskaźniki ciągłości zasilania wyłącznie te, do których obowiązują ich obowiązujące przepisy prawa energetycznego.

2. JAKOŚĆ HANDLOWA

2.1. Raport europejski (CEER)

2.1.1. CZYM JEST JAKOŚĆ HANDLOWA I DLACZEGO NALEŻY JĄ REGULOWAĆ⁸

Na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej odbiorca ma albo pojedynczą umowę ze sprzedawcą albo oddzielne umowy ze sprzedawcą (SP) i operatorem systemu dystrybucyjnego (OSD), zgodnie z obowiązującymi przepisami krajowymi. W obu przypadkach jakość handlowa jest istotną kwestią.

Jakość handlowa jest związana bezpośrednio z transakcjami między spółkami energetycznymi (OSD lub sprzedawcami bądź też jednymi i drugimi) a odbiorcami. Jakość handlowa obejmuje nie tylko dostawę i sprzedaż energii elektrycznej, ale też różne formy kontaktów nawiązywanych między przedsiębiorstwami sektora energii elektrycznej a odbiorcami. Nowe przyłączenia, odłączenia, odczyt i weryfikacja liczników, naprawy oraz eliminacja problemów związanych z jakością napięcia, rozpatrywanie reklamacji itp., to usługi, które wiążą się z pewnym aspektem jakości handlowej. Najczęstszym aspektem jakości handlowej jest terminowość usług zamówionych przez odbiorców. Z perspektywy odbiorcy usługi te często stanowią pierwszą styczność odbiorców z rynkiem energii. Wizja CEER-BEUC 2020 dla europejskich odbiorców energii określa 4 zasady: niezawodności, przystępności cenowej, łatwości, ochrony i wzmocnienia pozycji konsumenta, które muszą stanowić podstawę rynków energii angażujących się w zróżnicowane potrzeby odbiorców i rozumiejących je, a także świadczących usługi spełniające te potrzeby. Niezawodność charakteryzuje się ciągłym i niezawodnym zaopatrzeniem oraz niezawodną obsługą odbiorcy. W związku z tym usługi z zakresu jakości handlowej są postrzegane jako bardzo istotne dla satysfakcji odbiorców i pozytywnego kontaktu z rynkami energii.

W przypadku gdy dotyczy to konieczności wprowadzenia wskaźników jakości handlowej, należy dokonać rozróżnienia między deregulowanym rynkiem energii a regulowanym rynkiem operatorów sieci. Krajowy organ regulacyjny ds. energii zazwyczaj nie interweniuje na rynku deregulowanym, ponieważ oczekuje się, że konkurencja między sprzedawcami detalicznymi doprowadzi do osiągnięcia wystarczającej jakości. Jednak w niektórych przypadkach niezbędny jest pewien poziom ochrony odbiorcy. Potrzeba takiej ochrony różni się w zależności od różnych typów odbiorców.

Operatorzy sieci (tj. rynek regulowany) są naturalnymi monopolami, wolnymi lub prawie wolnymi od konkurencji. Wskaźniki jakości handlowej pomagają zapewnić odpowiedni poziom jakości usług

⁸ Na podstawie 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply – 2016 (rozdział 4) [8]. Chociaż w tłumaczeniu starano się wiernie odtworzyć oryginalny tekst raportu, włączając w to konsultacje z ekspertami CEER, oryginalny tekst w języku angielskim pozostaje tekstem referencyjnym w przypadku jakichkolwiek wątpliwości.

świadczonych przez operatorów sieci. W niektórych krajach ustanowiono ramy regulacyjne oparte na zachętach finansowych (np. na systemie premii/kar) – jeżeli wyniki operatora osiągną oczekiwany poziom jakości, może on otrzymać premię równą lub większą od zera, a jeśli nie, będzie musiał zapłacić karę i/lub rekompensatę na rzecz danego odbiorcy. Liczne aspekty jakości handlowej (np. czas oczekiwania na przyłączenie) na deregulowanym rynku energii elektrycznej są również związane z sieciami dystrybucyjnymi i dlatego, biorąc pod uwagę ich monopolistyczny charakter, powinny być nadal regulowane.

Ustawodawstwo unijne określa ramy prawne w zakresie zapewnienia jakości handlowej. Dyrektywa 2009/72/WE [18] i dyrektywa 2009/73/WE [19] wymagają, aby państwa członkowskie podjęły odpowiednie środki w celu ochrony odbiorców końcowych, aby zagwarantować, że odbiorcy mają prawo do zawierania z OSD lub dostawcą usługi kompleksowej (DUK) umowy, która określa:

- zakres świadczonych usług;
 - oferowany poziom jakości usługi;
 - termin przyłączenia;
 - wszelkie ustalenia dotyczące rekompensat i zwrotu opłat, które mają zastosowanie w przypadku, gdy nie są spełnione standardy jakości usług zagwarantowane w umowie, włącznie z niepoprawnym i opóźnionym rozliczeniem;
 - informacje dotyczące praw konsumenta, włącznie z rozpatrywaniem skarg oraz wszystkimi informacjami, o których mowa w niniejszym punkcie, przekazywane w sposób wyraźny wraz z rozliczeniem lub na stronach internetowych;
- korzystają z przejrzystych, prostych i niedrogich procedur rozpatrywania skarg. W szczególności wszyscy konsumenci mają prawo do dobrej jakości usługi oraz do rozpatrzenia skargi przez swojego dostawcę usług energoelektrycznych.

Z tych dyrektyw wynika obowiązek monitorowania przez krajowe organy regulacyjne czasu potrzebnego OSP i OSD na wykonanie przyłączy i napraw. Chociaż wymogi te dotyczą regulowanej części rynków energii, ich funkcjonowanie ma zasadnicze znaczenie dla rynków detalicznych jako całości. Dlatego ważne jest, aby monitorować kluczowe usługi sieciowe oraz ich terminową realizację przez OSD, tak aby uzyskać pełny obraz funkcjonowania rynku z perspektywy odbiorcy.

2.1.2. GŁÓWNE WNIOSKI Z POPRZEDNIEGO OPRACOWANIA CEER W ZAKRESIE JAKOŚCI HANDLOWEJ

W ciągu ostatnich 15 lat jakość handlowa była integralną częścią wszystkich raportów benchmarkingowych CEER dotyczących jakości dostaw energii. Regulacja jakości handlowej dotyczy głównie jakości relacji między sprzedawcą lub operatorem sieci (OSD, OSP) a użytkownikiem sieci. W pierwszym raporcie benchmarkingowym ([1] w 2001 r.) wprowadzono definicje wskaźników ogólnych (WO) i wskaźników gwarantowanych (WG) w celu sklasyfikowania metod regulacyjnych. W pierwszym [1] i czterech kolejnych raportach benchmarkingowych [2-5] były one określane jako „standardy gwarantowane” (SG) i „standardy ogólne” (SO). Główna różnica między dwoma rodzajami wskaźników (z użyciem obecnego nazewnictwa) polega na tym, że odbiorca otrzymuje zwrot kosztów w przypadku niespełnienia WG (ale nie w przypadku WO). Szósty raport benchmarkingowy odnosi się (również z mocą wsteczną) do wskaźników ogólnych i wskaźników gwarantowanych, a nie do standardów, przy czym rozróżnia się „standardy” (w odniesieniu do minimalnego poziomu jakości usług) i „wskaźniki” (w odniesieniu do pomiaru jakości usług), zgodnie z poniższymi wyjaśnieniami.

Kwestionariusz wewnętrzny, który został przygotowany na potrzeby pierwszego raportu benchmarkingowego [1], został uzupełniony przez sześć krajów. Dzięki temu ocena i przetwarzanie danych nie nastręczało istotnych trudności. 25 ocenianych wskaźników zorganizowano wokół konkretnych tematów (np. dostęp do sieci, skargi itp.). SO i SG istniały w 4 z 6 krajów, przy czym w 1 kraju stosowano tylko SG, podczas gdy w innym kraju stosowano poszczególne wskaźniki bez żadnej rekompensaty. Przedstawiono również skalę rekompensat (15–33 EUR), które mają być wypłacane automatycznie lub na wniosek w przypadku niespełnienia standardów.

Drugi raport benchmarkingowy [2] wskazał, że liczba regulacji dotyczących dostawców zmniejszyła się w krajach o całkowicie otwartych rynkach, ale zakładała odwrotną sytuację w przypadku OSD. Wyniki kwestionariusza pokazały, że wiele krajów korzystało już z tych wskaźników. W 4 krajach łączna liczba SO i SG wyniosła ponad 15. Spośród 25 wskaźników, które zostały ujęte w badaniu, w ponad 5 krajach zastosowanie znalazło ponad 9 wskaźników. W większości krajów rekompensata była wypłacana automatycznie.

Trzeci raport benchmarkingowy [3] miał na celu zbadanie, czy przepisy dotyczące jakości handlowej są powszechnie stosowane. W kwestionariuszu CEER pierwotnie wymieniono 24 wskaźniki, a także umożliwiono krajom określenie wszelkich dodatkowych, specyficznych dla nich wskaźników. W rezultacie 19 krajów dostarczyło dane dotyczące łącznie 48 wskaźników, jak również dane dotyczące rzeczywistego poziomu zastosowania 42 wskaźników. 14 najczęściej stosowanych wskaźników oceniono w 5 grupach. Po raz pierwszy w badaniu oceniono również dane OSP. Wyniki ankiety wykazały zmianę w kierunku wykorzystania wskaźników SG i automatyczną wypłatę rekompensat. Ponadto organy regulacyjne ściśle monitorowały poziom jakości usług za pomocą całkowicie różnych zbiorów wskaźników, różnych zakresów i poziomów realizacji.

W czwartym raporcie benchmarkingowym [4] CEER dostosowała listę wskaźników poprzez ponowne sformułowanie nazw niektórych wskaźników oraz włączenie nowego wskaźnika dotyczącego „Czasu od wezwania do zapłaty do odłączenia”. W 4 grupach oceniono 15 wskaźników, które były najczęściej stosowane w 21 krajach. Większość przepisów dotyczących jakości handlowej wyraźnie dotyczyła OSD. Oprócz dwóch rodzajów wskaźników zawartych w poprzednich raportach (SG i SO) wprowadzono nowy: „Inne dostępne wymogi” (IDW) jako formę regulacji. W czwartym raporcie benchmarkingowym [4] CEER zaleciła: (1) by kraje rozważyły przydatność SG powiązanych z automatyczną rekompensatą za nieprzestrzeganie parametrów jakościowych lub innych wymogów regulacyjnych, z możliwością nakładania sankcji, o ile jest to możliwe, (2) by krajowe organy regulacyjne rozważyły opracowanie procedur umożliwiających pomiar wydajności centrów obsługi telefonicznej i monitorowanie wyników licencjobiorców.

W piątym raporcie benchmarkingowym [5] brało udział 17 państw. Utrzymano podział wskaźników na 4 grupy i oceniono łącznie 17 wskaźników. Liczba wskaźników stosowanych jako SG i SO wahała się od 1 do 14 w każdym z krajów. Na podstawie listy najczęściej stosowanych standardów i zaleceń z poprzednich opracowań CEER dokonano pewnych poprawek w standardach – przykładowo „Czas reakcji na skargi odbiorców” stał się „Czasem reakcji na skargi i zapytania odbiorców”, podzielonym na skargi dotyczące napięcia i przerwy w dostawie energii. Ponadto wprowadzono nowe standardy, takie jak „Czas odłączenia na wniosek odbiorcy” oraz „Czas do przywrócenia zasilania w przypadku nieplanowanej przerwy”.

Główne zalecenia piątego raportu benchmarkingowego [5] były następujące: okresowy przegląd krajowych przepisów dotyczących jakości handlowej, egzekwowanie SG w celu lepszej ochrony odbiorców, właściwe ustalenie priorytetów w zakresie krajowych regulacji dotyczących jakości handlowej, maksymalizacja korzyści płynących z rozwoju zaawansowanych technologii dla odbiorców oraz rozwój regulacji dotyczących relacji z odbiorcami. Główne punkty podkreślone w tym raporcie były następujące:

- powszechne stosowanie wskaźników jakości handlowej w krajach europejskich,
- tendencja do coraz częstszego przyjmowania SG,
- priorytet dostępu do energii elektrycznej,
- sprawdzone możliwości rozwoju zaawansowanych technologii w zakresie poprawy jakości dla odbiorców,
- nowe trendy w regulowaniu relacji z odbiorcami.

Piąty raport benchmarkingowy [5] oraz ustalone w nim najlepsze praktyki stanowiły istotną podstawę do opracowania w 2014 roku zaleceń CEER w zakresie jakości dystrybucji energii elektrycznej i gazu (*Advice on the Quality of Electricity and Gas Distribution* [13]), w których zaproponowano 16 zaleceń dotyczących poziomów jakości usług OSD świadczonych na rzecz odbiorców będących gospodarstwami domowymi. Zalecenia te stanowiły pierwszy krok w kierunku ogólnoeuropejskiego zharmonizowanego poglądu na to, jakie usługi OSD w zakresie przyłączania, odłączania i utrzymania uległyby poprawie w efekcie zdefiniowania i monitorowania przez krajowe organy regulacyjne.

2.1.3. STRUKTURA ROZDZIAŁU DOTYCZĄCEGO JAKOŚCI HANDLOWEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Podobnie jak w przypadku poprzednich raportów, szósty raport benchmarkingowy [8] koncentruje się bardziej na wynikach OSD w zakresie jakości handlowej niż na wynikach operatorów na zderegulowanym rynku energii elektrycznej. W tym wydaniu nie omawia się wpływu otwarcia rynku na jakość handlową.

W odniesieniu do jakości handlowej szósty raport benchmarkingowy [8] przyjmuje taką samą strukturę jak piąty raport benchmarkingowy [5]. Po pierwsze przedstawia on główne aspekty jakości handlowej i dzieli wskaźniki na 4 grupy. Następnie przedstawia zestawienie wskaźników i sposobów regulacji jakości handlowej.

Treść niniejszego rozdziału dotyczącego jakości handlowej opiera się na odpowiedziach udzielonych przez 23 kraje CEER: Austrii, Belgii, Chorwacji, Czech, Estonii, Finlandii, Francji, Grecji, Holandii, Irlandii, Litwy, Luksemburga, Łotwy, Malty, Niemiec, Norwegii, Polski, Portugalii, Słowenii, Szwecji, Węgier, Wielkiej Brytanii i Włoch. Niemcy przekazały pewne dodatkowe informacje, ale bez podania szczegółowych danych. Wyniki analizy porównawczej (benchmarkingu) zostały przedstawione w punkcie 2.1.5 w zestawieniu według głównych grup aspektów jakości handlowej. W punkcie 2.1.5.6 zwrócono uwagę na poziom rekompensaty wypłacanej odbiorcom. W punkcie 2.1.7 przedstawiono poziom jakości handlowej od 2008 r. (średni odsetek niedotrzymania standardów w krajach CEER). Podsumowanie wyników znajduje się w punkcie 2.1.8.

2.1.4. GŁÓWNE ASPEKTY JAKOŚCI HANDLOWEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Transakcje handlowe między przedsiębiorstwami z sektora energii elektrycznej a odbiorcami są tradycyjnie klasyfikowane w następujący sposób:

- Transakcje przed zawarciem umowy, takie jak informacje o przyłączeniu do sieci i cenach związanych z dostawą energii elektrycznej. Działania te mają miejsce przed wejściem w życie umowy na dostawę i obejmują działania zarówno po stronie OSD, jak i po stronie sprzedawcy. Zasadniczo prawa odbiorców w odniesieniu do takich działań są określone w kodeksach (takich jak umowy na przyłączenie i ogólne warunki umów na dostawę) i są zatwierdzane przez organ regulacyjny lub inne organy rządowe.
- Transakcje w okresie obowiązywania umowy, takie jak rozliczenia, ustalenia dotyczące płatności oraz odpowiedzi na skargi odbiorców. Transakcje te odbywają się regularnie, jak rozliczenia i odczyty liczników, lub sporadycznie (np. gdy odbiorca kontaktuje się z przedsiębiorstwem w ramach zapytania lub reklamacji).

Jakość usług podczas tych transakcji może być mierzona na podstawie czasu, jaki przedsiębiorstwo potrzebuje na udzielenie właściwej odpowiedzi. Transakcje te mogą dotyczyć OSD, sprzedawcy/dostawcy usługi kompleksowej (DUK) lub operatora systemu pomiarowego (OP) i mogą być regulowane zgodnie z ramami regulacyjnymi danego kraju.

Niniejszy rozdział koncentruje się na odbiorcach będących gospodarstwami domowymi przyłączonymi do sieci nN, ponieważ jest to największa grupa odbiorców, a także ponieważ małe gospodarstwa domowe często potrzebują większej ochrony.

2.1.4.1. Główne grupy aspektów jakości handlowej

W celu uproszczenia podejścia do tak złożonej kwestii, jaką jest jakość handlowa, wskaźniki odnoszące się do jakości handlowej zostały podzielone na 4 główne grupy:

- przyłączenie (grupa I),
- obsługa odbiorcy (grupa II),
- obsługa techniczna (grupa III),
- pomiary i rozliczenia (grupa IV).

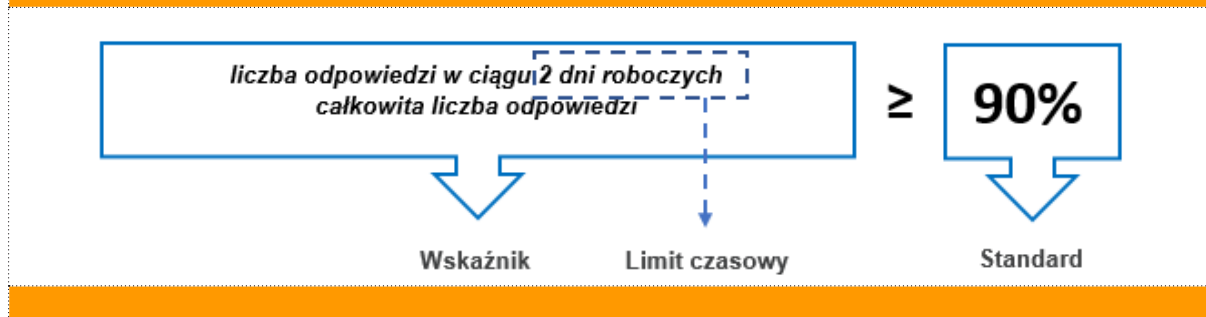
2.1.4.2. Wskaźniki jakości handlowej i ich definicje

Kwestionariusze dotyczące jakości handlowej z szóstego raportu benchmarkingowego [8] różnią się od tych z poprzednich edycji. Zmiany te powstały na skutek konieczności stosowania jednolitego zbioru bardziej precyzyjnych terminów i definicji, zgodnych z tymi, które są obecnie stosowane w literaturze dotyczącej regulacji energetyki. Dlatego też w niniejszym szóstym raporcie benchmarkingowym wyraz „standard” odnosi się, zgodnie z definicją krajowych organów regulacyjnych, do minimalnego poziomu jakości usług, jakie przedsiębiorstwo ma dostarczać swoim odbiorcom. Wskaźniki są definiowane tak, aby mogły służyć do pomiaru poziomu jakości usług. Krajowe organy regulacyjne mogą definiować standardy dla wskaźników lub mogą definiować wskaźniki bez standardów i jedynie publikować wartości wskaźników przedsiębiorstw. Tym samym „ogólne” lub „gwarantowane” są wskaźniki, a nie standardy, ponieważ wyrazy „ogólne” i „gwarantowane” odnoszą się do charakteru wskaźnika. Standard to limit, wartość (np. odsetek). Dlatego też niniejszy raport obejmuje 3 rodzaje wskaźników: wskaźniki gwarantowane, wskaźniki ogólne oraz inne wymogi. W związku z tą potrzebą terminy używane w poprzednich wydaniach raportów benchmarkingowych zostały zastąpione terminami podanymi w Tabeli 2.1.

TABELA 2.1 PRZYKŁADY UŻYCIA NOWYCH TERMINÓW			
Terminy używane w 5 raporcie [5]	Nowy termin	Przykład m	Przykład n
Wskaźnik nr		m	n
Opis		wskaźnik (wskaźnik gwarantowany)	wskaźnik (ogólny wskaźnik)
Standard	Rodzaj wskaźnika	WG	WO
Ilość wg standardu	Limit czasowy	5	20
Jednostka miary	Jednostka miary limitu	dni robocze	dni
% przypadków	Wartość standardu	Nd.	90%
Rzeczywiste wyniki w 2010 r.	Liczba przypadków, w których nie przekroczono limitu	5 000	10 000
Rzeczywisty % przypadków	Wartość wskaźnika	99,5%	93,5%
Średni czas realizacji		3 dni robocze	13 dni
Rekompensata za niewykonanie SG (euro)	Rekompensata za niezgodność	20 EUR	Nd.
Rekompensata – metoda płatności		Automatyczna	Nd.
Sankcje lub konsekwencje		Nd.	Sankcja 20 000 EUR przy mniej niż 85%
Przedsiębiorstwo, do którego się odnosi	Rodzaj przedsiębiorstwa	OSD	OSD
nN lub SN	Poziomy napięcia	nN	nN

Przykładowo, jak pokazano na rysunku 2.1, dla ogólnego wskaźnika „Czas potrzebny na odpowiedź na wniosek odbiorcy dotyczący nowego przyłączenia do sieci”, czas ten nie powinien przekraczać 2 dni roboczych w kraju A. Odpowiedź powinna informować odbiorcę o procesie, szacowanym harmonogramie oraz prośbach o informacje wymagane od odbiorcy, w tym dane kontaktowe. Czas potrzebny na odpowiedź na wniosek odbiorcy o przyłączenie do sieci nie powinien przekraczać 2 dni roboczych w 90% przypadków.

RYS. 2.1. PRZYKŁAD WSKAŹNIKA JAKOŚCI HANDLOWEJ



Na podstawie listy najczęściej stosowanych wskaźników i zaleceń z poprzednich opracowań CEER dotyczących jakości handlowej (czwarty i piąty raport benchmarkingowy [4,5]) przygotowano kwestionariusz, którego zadaniem jest pomoc w zapewnieniu porównywalności danych.

W porównaniu z piątym raportem benchmarkingowym [5] dokonano drobnych korekt. Utworzono nowy wskaźnik w ramach wskaźników przyłączeń (grupa I): „Czas na zmianę sprzedawcy”. Jeden standard, a mianowicie „Czas reakcji na skargi i zapytania odbiorców”, został podzielony na dwa wskaźniki: „Czas reakcji na skargi odbiorców” oraz „Czas reakcji na zapytania odbiorców”. Dodatkowe trzy wskaźniki zostały włączone do grupy wskaźników obsługi odbiorcy (grupa II) w zakresie centrów obsługi telefonicznej i obsługi odbiorcy (np. „Średni czas oczekiwania podczas kontaktu z centrum obsługi telefonicznej”).

Tabela 2.2 przedstawia wskaźniki jakości handlowej zawarte w badaniu oraz ich definicje dla celów szóstego raportu benchmarkingowego [8].

TABELA 2.2. BADANE WSKAŹNIKI JAKOŚCI HANDLOWEJ

Grupa	Wskaźnik	Definicja
I. Przyłączenie	I.1 Czas reakcji na wniosek odbiorcy o przyłączenie do sieci	Okres między otrzymaniem pisemnego wniosku odbiorcy o przyłączenie a pisemną odpowiedzią Operatora (data wysyłki), jeśli nie jest konieczna inwestycja w sieci OSD.
	I.2 Czas na oszacowanie kosztów prac prostych	Okres między otrzymaniem pisemnego wniosku odbiorcy o przyłączenie a pisemną odpowiedzią Operatora zawierającą szacowane koszty prac (data wysyłki), jeżeli przyłączenie może być wykonane za pomocą prac prostych (przyłączenie, które wymaga nie więcej niż 1 dnia pracy w siedzibie odbiorcy).
	I.3 Czas na przyłączenie nowych odbiorców do sieci	Okres między otrzymaniem pisemnego wniosku odbiorcy o przyłączenie do sieci a datą przyłączenia odbiorcy do sieci, jeśli nie jest wymagana inwestycja w sieci.
	I.4 Czas na odłączenie na wniosek odbiorcy	Okres między otrzymaniem pisemnego wniosku odbiorcy o odłączenie (dezaktywację) a datą odłączenia odbiorcy. Patrz również dezaktywacja dostawy.
	I.5 Czas na zmianę sprzedawcy	Okres między otrzymaniem pisemnego wniosku odbiorcy o zmianę sprzedawcy a datą wejścia w życie zmiany.
II. Obsługa odbiorcy	II.1 Punktualność spotkań z odbiorcami	Personel Przedsiębiorstwa energetycznego pojawia się w siedzibie odbiorcy w uzgodnionym wcześniej z odbiorcą przedziale czasowym (godzinowym).
	II.2 Czas reakcji na skargi odbiorców	Okres między rejestracją skargi odbiorcy a datą odpowiedzi na nią.
	II.3 Czas reakcji na zapytania odbiorców	Okres między rejestracją zapytania odbiorcy a datą odpowiedzi na nie.
	II.4 Czas reakcji na skargi odbiorcy dotyczące napięcia i/lub natężenia prądu	Okres między rejestracją skargi odbiorcy dotyczącej napięcia i/lub natężenia prądu a datą odpowiedzi na nią.
	II.5 Czas reakcji na skargi dotyczące przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorcy	Okres między rejestracją skargi odbiorcy dotyczącej przerw w dostawie energii elektrycznej a datą odpowiedzi na nią.
	II.6 Czas reakcji na pytania dotyczące kosztów i płatności (z wyłączeniem przyłączeń)	Okres między otrzymaniem pytań odbiorcy (z wyłączeniem szacowania kosztów przyłączenia) a udzieleniem odpowiedzi na nie.
	II.7 Średni czas oczekiwania podczas kontaktu z centrum obsługi telefonicznej	Okres między odebraniem połączenia od odbiorcy a udzieleniem odpowiedzi w ramach tego połączenia przez centrum obsługi telefonicznej w odniesieniu do połączeń wykonanych w związku z sytuacją alarmową i/lub awaryjną.

TABELA 2.2 (cd.)		
Grupa	Wskaźnik	Definicja
II. Obsługa odbiorcy	II.8 Poziom usług centrum obsługi telefonicznej	Okres między odebraniem połączenia od odbiorcy a udzieleniem odpowiedzi w ramach tego połączenia przez centrum obsługi telefonicznej.
	II.9 Czas oczekiwania w przypadku osobistej wizyty w centrum obsługi klienta	Okres między przybyciem odbiorcy a odpowiedzią udzieloną przez operatora.
	II.10 Odsetek odbiorców, których czas oczekiwania w centrum obsługi telefonicznej nie przekroczył limitu	Odsetek odbiorców, których połączenie zostało odebrane przed przekroczeniem obowiązującego limitu czasowego.
	II.11 Odsetek odbiorców, których czas oczekiwania w centrum obsługi klienta nie przekroczył limitu	Odsetek odbiorców, których obsłużył pracownik centrum obsługi klienta przed przekroczeniem obowiązującego limitu czasowego.
	II.12 Odsetek wniosków odbiorców, na które udzielono odpowiedzi w terminie	–
	II.13 Średni czas reakcji na skargi i/lub wnioski odbiorców	–
III. Obsługa techniczna	III.1 Czas między datą udzielenia odpowiedzi na skargę dotyczącą jakości napięcia a usunięciem problemu	Okres między udzieleniem odpowiedzi na skargę a usunięciem zakłócenia napięcia.
	III.2 Czas do rozpoczęcia przywracania dostawy po awarii bezpiecznika OSD	Okres między awarią bezpiecznika OSD a wymianą bezpiecznika.
	III.3 Czas na udzielenie informacji z wyprzedzeniem o planowanej przerwie w dostawie	Okres między wcześniejszym zawiadomieniem o planowanej przerwie w dostawie energii elektrycznej a początkiem planowanej przerwy.
	III.4 Czas do przywrócenia dostawy w przypadku nieplanowanej przerwy w dostawie	Okres między początkiem nieplanowanej przerwy w dostawie energii elektrycznej a przywróceniem dostawy do danego odbiorcy.
IV. Pomiary i rozliczenia	IV.1 Czas na kontrolę licznika w przypadku awarii licznika	Okres między zgłoszeniem przez odbiorcę problemu z licznikiem a kontrolą licznika.
	IV.2 Czas od wezwania do zapłaty do odłączenia	Okres między wezwaniem do zapłaty/powiadomieniem o odłączeniu po braku płatności a odłączeniem odbiorcy.
	IV.3 Czas na przywrócenie dostawy po odłączeniu z powodu braku płatności	Okres między spłatą zadłużenia przez odbiorcę a przywróceniem dostawy do odbiorcy.
	IV.4 Roczna liczba odczytów licznika przez wyznaczone przedsiębiorstwo	Liczba faktycznie przeprowadzonych odczytów licznika przez wyznaczonego operatora pomiarów (wyłącza się odczyty przez odbiorcę).
	IV.5 Odsetek odczytów licznika przeprowadzonych w czasie krótszym niż określony czas po ostatnim odczycie	Odsetek odczytów licznika, które zostały przeprowadzone przed upływem określonego czasu, np. 92 dni, od poprzedniego odczytu tego samego licznika.

Główne wyniki analizy porównawczej zostały opisane w punkcie 2.1.5 w podziale na cztery główne grupy. Wyniki dotyczące jakości handlowej należy interpretować z zachowaniem ostrożności, ponieważ niektóre parametry można mierzyć na różne sposoby i nie wszystkie dane były zawsze dostępne w poszczególnych krajach. Co ważne, wyniki operatorów w poszczególnych krajach nie są porównywalne, ponieważ każdy kraj ma swój własny system regulacyjny (z określonymi terminami, normami, poziomami rekompensat i kwotami kar).

2.1.4.3. Jak regulować jakość handlową?

W szóstym raporcie benchmarkingowym [8] przedstawiono trzy rodzaje wymogów dotyczących jakości handlowej:

- **wskaźniki gwarantowane (WG)** odnoszą się do poziomów jakości usług, które muszą być spełnione w każdym przypadku. Jeżeli firma nie zapewni wymaganego poziomu usług, odbiorca, którego to dotyczy, musi otrzymać rekompensatę z zastrzeżeniem pewnych wyjątków. Definicja WG obejmuje następujące parametry:
 - wyniki objęte standardami (np. oszacowanie kosztów przyłączenia),
 - maksymalny czas przed realizacją (czas reakcji lub realizacji),
 - rekompensata pieniężna, która ma być wypłacona odbiorcy w przypadku niedotrzymania standardów.

- **wskaźniki ogólne (WO)** odnoszą się do danego zbioru przypadków (np. wszystkie wnioski odbiorców w danym regionie dotyczące danej transakcji) i muszą być spełnione w odniesieniu do całej populacji w tym zbiorze. Rekompensata wypłacana jest w przypadku niedotrzymania wartości określonych wskaźnikiem. WO definiuje się w następujący sposób:
 - wyniki objęte badaniem (np. przyłączenie nowego odbiorcy do sieci),
 - minimalny poziom wyników (zwykle w % przypadków), który musi zostać osiągnięty w danym okresie (np. 90% nowych odbiorców musi być przyłączonych do sieci dystrybucyjnej w ciągu 15 dni roboczych).
- **inne wymagania (IW)**. Oprócz WG i WO krajowe organy regulacyjne (lub inne właściwe strony) mogą określać wymagania w celu wypracowania określonego poziomu jakości usług. Te poziomy jakości mogą być ustalane zgodnie ze stanowiskiem krajowego organu regulacyjnego, np. jako minimalny poziom, który musi być nieustannie spełniany dla wszystkich odbiorców. Jeśli wymagania określone przez krajowe organy regulacyjne nie są spełnione, krajowy organ regulacyjny może w większości przypadków nałożyć sankcje (np. kary finansowe).

2.1.5. GŁÓWNE WYNIKI ANALIZY PORÓWNAWCZEJ WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI HANDLOWEJ

2.1.5.1. Stosowane wskaźniki jakości handlowej

Tabela 2.3 pokazuje, czy dany kraj monitoruje lub stosuje dany wymóg (WG, WO lub IW) w odniesieniu do różnych aspektów jakości handlowej. W ostatniej kolumnie znajduje się łączna liczba krajów, w których obowiązuje dany wskaźnik. Najczęstszymi wskaźnikami są wskaźniki dotyczące zagadnień związanych z przyłączeniem (grupa I) i obsługą odbiorcy (grupa II). Z wyników wynika, że 16 krajów, które udzieliły odpowiedzi, stosuje pewien rodzaj wskaźnika dotyczącego czasu reakcji na wniosek odbiorcy o przyłączenie do sieci (I.1) oraz czasu na przyłączenie odbiorców do sieci (I.3). W sumie 12 krajów korzysta z 10 lub więcej wskaźników: Austria, Belgia, Chorwacja, Czechy, Estonia, Francja, Grecja, Holandia, Norwegia, Portugalia, Słowenia i Węgry.

TABELA 2.3. WYKAZ KRAJÓW, KTÓRE STOSUJĄ WSKAŹNIKI JAKOŚCI HANDLOWEJ																								
Grupa	Wskaźnik	AT	BE	CZ	EE	EL	FI	FR	GB	HR	HU	IE	IT	LT	LU	LV	MT	NL	NO	PL	PT	SE	SI	Razem
I. Przyłączenie	I.1 Czas reakcji na wniosek odbiorcy o przyłączenie do sieci	X	X	X	X					X	X		X	X	X	X	X	X	X		X	X	X	16
	I.2 Czas na oszacowanie kosztów prac prostych	X				X		X			X		X		X	X			X				X	9
	I.3 Czas na przyłączenie nowych odbiorców do sieci	X	X	X		X	X	X		X	X			X	X			X	X		X	X	X	15
	I.4 Czas na odłączenie na wniosek odbiorcy		X		X	X		X								X			X					6
	I.5 Czas na zmianę dostawcy	X	X	X	X	X	X	X		X	X			X	X				X	X		X		14
II. Obsługa odbiorcy	II.1 Punktualność spotkań z odbiorcami	X		X				X			X										X			5
	II.2 Czas reakcji na skargi odbiorców		X		X	X		X		X	X			X		X		X	X	X	X			12
	II.3 Czas reakcji na zapytania odbiorców	X	X		X	X					X					X		X	X		X		X	10

TABELA 2.3 (cd.)

	Wskaźnik	AT	BE	CZ	EE	EL	FI	FR	GB	HR	HU	IE	IT	LT	LU	LV	MT	NL	NO	PL	PT	SE	SI	Razem
II. Obsługa odbiorcy	II.4 Czas reakcji na skargi odbiorcy dotyczące napięcia i/lub natężenia prądu		X	X		X		X		X	X							X	X	X			X	10
	II.5 Czas reakcji na skargi dotyczące przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorcy		X		X			X		X								X	X	X				7
	II.6 Czas reakcji na pytania dotyczące kosztów i płatności (z wyłączeniem przyłączy)			X				X										X		X				4
	II.7 Średni czas oczekiwania podczas kontaktu z centrum obsługi telefonicznej										X													1
	II.8 Poziom usług centrum obsługi telefonicznej							X			X								X				X	4
	II.9 Czas oczekiwania w przypadku osobistej wizyty w centrum obsługi klienta										X								X					2
	II.10 Odsetek odbiorców, których czas oczekiwania w centrum obsługi telefonicznej nie przekroczył limitu																				X			1
	II.11 Odsetek odbiorców, których czas oczekiwania w centrum obsługi klienta nie przekroczył limitu																				X			1
	II.12 Odsetek wniosków odbiorców, na które udzielono odpowiedzi w terminie																				X			1
	II.13 Średni czas reakcji na skargi i/lub wnioski odbiorców																				X			1
III. Służba techniczna	III.1 Czas między datą udzielenia odpowiedzi na skargę dotyczącą jakości napięcia a usunięciem problemu		X	X		X		X	X		X											X	X	8
	III.2 Czas do rozpoczęcia przywracania dostawy po awarii bezpiecznika OSD		X	X		X			X	X	X							X			X		X	9
	III.3 Czas na udzielenie informacji z wyprzedzeniem o planowanej przerwie w dostawie	X	X	X	X				X	X	X			X		X		X					X	11
	III.4 Czas do przywrócenia dostawy w przypadku nieplanowanej przerwy w dostawie	X	X	X	X				X	X	X			X		X		X				X		11
	IV.1 Czas na kontrolę licznika w przypadku awarii licznika		X	X	X	X			X	X	X	X		X			X		X				X	12

TABELA 2.3 (cd.)																								
Grupa	Wskaźnik	AT	BE	CZ	EE	EL	FI	FR	GB	HR	HU	IE	IT	LT	LU	LV	MT	NL	NO	PL	PT	SE	SI	Razem
IV. Pomiary i rozliczenia	IV.2 Czas od wezwania do zapłaty do odłączenia	X	X	X		X				X							X	X				X		8
	IV.3 Czas na przywrócenie dostawy po odłączeniu z powodu braku płatności	X		X	X					X	X				X						X			7
	IV.4 Roczna liczba odczytów licznika przez wyznaczone przedsiębiorstwo	X	X	X			X	X		X	X	X						X				X		10
	IV.5 Odsetek odczytów licznika przeprowadzonych w czasie krótszym niż określony czas po ostatnim odczycie																				X			1
Łączna liczba wskaźników na kraj		11	15	14	10	11	3	12	5	13	18	2	2	7	5	7	3	12	12	5	12	7	10	196

W Tabeli 2.4 przedstawiono liczby różnych wskaźników jakości handlowej wraz z rodzajem przedsiębiorstwa, do którego się odnoszą (OSD, sprzedawca, DUK⁹, OP¹⁰ i OSP). Najliczniejsze grupy wskaźników to przyłączenia (grupa I) i obsługa odbiorcy (grupa II).

TABELA 2.4. LICZBA WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI HANDLOWEJ (WG, WO, IW) W PODZIALE NA GRUPĘ I RODZAJ PRZEDSIĘBIORSTWA						
Grupa	Wskaźnik	OSD	SP, DUK	OP	OSP	Razem
I. Przyłączenie	I.1 Czas reakcji na wniosek odbiorcy o przyłączenie do sieci	13	1	1	1	16
	I.2 Czas na oszacowanie kosztów prac prostych	9	2	2	1	14
	I.3 Czas na przyłączenie nowych odbiorców do sieci	10	1			11
	I.4 Czas na odłączenie na wniosek odbiorcy	5				5
	I.5 Czas na zmianę dostawcy	7	5			12
II. Obsługa odbiorcy	II.1 Punktualność spotkań z odbiorcami	4				4
	II.2 Czas reakcji na skargi odbiorców	8	4	1	2	15
	II.3 Czas reakcji na zapytania odbiorców	7	3		2	12
	II.4 Czas reakcji na skargi odbiorcy dotyczące napięcia i/lub natężenia prądu	9			1	10
	II.5 Czas reakcji na skargi dotyczące przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorcy	5			1	6
	II.6 Czas reakcji na pytania dotyczące kosztów i płatności (z wyłączeniem przyłączeń)	4			1	5
	II.7 Średni czas oczekiwania podczas kontaktu z centrum obsługi telefonicznej	2	1			3
	II.8 Poziom usług centrum obsługi telefonicznej	1	2			3
	II.9 Czas oczekiwania w przypadku osobistej wizyty w centrum obsługi klienta	1	2			3
	II.10 Odsetek odbiorców, których czas oczekiwania w centrum obsługi telefonicznej nie przekroczył limitu	1	1			2
	II.11 Odsetek odbiorców, których czas oczekiwania w centrum obsługi klienta nie przekroczył limitu	1	1			2
	II.12 Odsetek wniosków odbiorców, na które udzielono odpowiedzi w terminie	1	1			2
	II.13 Średni czas reakcji na skargi i/lub wnioski odbiorców				1	1

⁹ Dostawca Usługi Kompleksowej.

¹⁰ Operator systemu pomiarowego/operator pomiaru.

TABELA 2.4 (cd.)						
Grupa	Wskaźnik	OSD	SP, DUK	OP	OSP	Razem
III. Obsługa techniczna	III.1 Czas między datą udzielenia odpowiedzi na skargę dotyczącą jakości napięcia a usunięciem problemu	4				4
	III.2 Czas do rozpoczęcia przywracania dostawy po awarii bezpiecznika OSD	7				7
	III.3 Czas na udzielenie informacji z wyprzedzeniem o planowanej przerwie w dostawie	13			3	16
	III.4 Czas do przywrócenia dostawy w przypadku nieplanowanej przerwy w dostawie	7				7
IV. Pomiar i rozliczenia	IV.1 Czas na kontrolę licznika w przypadku awarii licznika	8		1		9
	IV.2 Czas od wezwania do zapłaty do odłączenia	4				4
	IV.3 Czas na przywrócenie dostawy po odłączeniu z powodu braku płatności	9	1	1	1	12
	IV.4 Roczna liczba odczytów licznika przez wyznaczone przedsiębiorstwo	6		1		7
	IV.5 Odsetek odczytów licznika przeprowadzonych w czasie krótszym niż określony czas po ostatnim odczycie	1				1
Razem		147	25	7	14	193

TABELA 2.5. LICZBA BADANYCH WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI HANDLOWEJ				
Kraje	WO	WG	IW	Razem
Austria	11	0	2	13
Belgia	0	0	12	12
Chorwacja	4	1	6	11
Czechy	0	10	3	13
Estonia	7	0	3	10
Finlandia	0	0	1	1
Francja	2	4	8	14
Wielka Brytania	0	5	0	5
Grecja	0	8	1	9
Węgry	2	16	4	22
Irlandia	0	0	1	1
Włochy	1	2	1	4
Łotwa	0	0	8	8
Litwa	6	0	0	6
Luksemburg	5	0	0	5
Malta	1	1	1	3
Holandia	0	6	0	6
Norwegia	0	0	6	6
Polska	1	0	0	1
Portugalia	7	3	1	11
Słowenia	4	5	1	10
Szwecja	0	0	5	5
Razem	51	61	64	176

Tabela 2.5 przedstawia liczbę wskaźników jakości handlowej w poszczególnych krajach w podziale na WG, WO i IW. Wyraźnie widać, że krajowe organy regulacyjne w większym stopniu korzystają z WG niż z WO. W wielu krajach stosuje się jednak również wymogi mające zastosowanie do każdej transakcji, choć bez rekompensaty dla odbiorcy w przypadku ich nieprzestrzegania. Z punktu widzenia ochrony

odbiorcy najskuteczniejsza regulacja opiera się na WG lub minimalnych wymogach określonych przez krajowy organ regulacyjny, w których przewidziane jest nałożenie sankcji.

Co ważne, wyniki piątego [5] i szóstego [8] raportu benchmarkingowego nie są porównywalne, ponieważ odnoszą się do różnych grup krajów, a kwestionariusze były różne. Większość krajów korzysta z WG i IW. Czechy, Grecja, Holandia i Wielka Brytania stosują WG. Inne kraje (Austria, Belgia, Finlandia, Irlandia, Łotwa i Norwegia) korzystają z IW. W Estonii i Austrii krajowy organ regulacyjny monitoruje zbiór wymogów i wyznacza WO. Chorwacja, Francja, Malta, Słowenia, Węgry i Włochy korzystają ze wszystkich trzech rodzajów wskaźników.

TABELA 2.6. WSKAŹNIKI JAKOŚCI HANDLOWEJ DLA DZIAŁAŃ ZWIĄZANYCH Z ODBIORCAMI nN						
Wskaźniki jakości (grupa I)	Kraje pogrupowane według rodzajów wskaźników			Limit czasowy (wartość przeciętna i zakres)	Rekompensata (wartość przeciętna i zakres)	Przedsiębiorstwo
	WO	WG	IW			
I.1 Czas reakcji na wniosek odbiorcy o przyłączenie do sieci	AT, EE, HR, IT, LT, LU, MT, PT, SI	CZ, HU, IT, MT, NL	BE, HU, LV, NO	15 dni (zakres 8–30)	20 EUR (zakres 16–25)	OSD
I.2 Czas na oszacowanie kosztów prac prostych	AT, FR, LU	EL, HU, IT, SI	HU, LV	14 dni (zakres 8–30)	20 EUR (zakres 15–70)*	OSD
I.3 Czas na przyłączenie nowych odbiorców do sieci	AT, HR, LT, LU, PT, SI	CZ, EL, HU, NL	BE, FI, FR, HU, SE	11 dni (zakres 2 dni robocze –18 tygodni)	16 EUR (zakres 15–250)	OSD
I.4 Czas na odłączenie na wniosek odbiorcy	EE	EL	BE, FR, LV	5 dni roboczych (zakres 3–5)	15 EUR Tylko jeden kraj	OSD
I.5 Czas na zmianę sprzedawcy	AT, EE, HU, LT	–	BE, CZ, EL, FI, FR, HR, LU, NO	21 dni (zakres 2–42)	–	OSD
* w tym odbiorcy nN inni niż gospodarstwa domowe (Włochy)						

2.1.5.2. Grupa I: przyłączenie

Grupa ta jest przeznaczona dla wskaźników jakości handlowej, które mają zastosowanie wyłącznie do OSD i są stosowane przez dużą liczbę krajowych organów regulacyjnych. Przyczyna tego jest dwójaka – z jednej strony szybkie objaśnienie warunków dostępu do sieci i terminowość konkretnych przyłączeń mają wysoki priorytet dla odbiorców, a z drugiej strony przyłączenie jest związane głównie z dystrybucją, a tym samym jest ściśle związane z regulacją działań monopolistycznych (choć w kilku krajach działalność taką mogą prowadzić niezależne przedsiębiorstwa).

Tabela 2.6 zawiera dane dotyczące przyłączeń gospodarstw domowych z siecią nN – kraje są pogrupowane według rodzaju stosowanych wskaźników, wartości opisowych standardów i rekompensat. Kilka krajów dostarczyło dane dotyczące wskaźników dla odbiorców przyłączonych do różnych poziomów napięcia (SN lub WN). W tabeli przedstawiono syntezę wskaźników jakości handlowej dla działań związanych z przyłączeniami. Na podstawie wyników można wskazać pewne szczególne cechy.

Ponieważ działania związane z przyłączeniami są ściśle ze sobą powiązane, niektóre kraje zgłosiły, że pewne wskaźniki kwestionariusza CEER nie są całkowicie zgodne z tymi, które stosują. Na przykład na Węgrzech wskaźniki I.1 („Czas reakcji na wniosek odbiorcy o przyłączenie do sieci”) i I.2 („Czas na oszacowanie kosztów prac prostych”) są identyczne. Szwecja (1) nie monitoruje wskaźnika związanego z „Czasem reakcji na wniosek odbiorcy o przyłączenie do sieci”, ale operatorzy sieci są zobowiązani do odpowiedzi na wnioski o przyłączenie (jeśli tego nie zrobią, Inspektorat Rynków Energii może zażądać wyjaśnienia, dlaczego nie zareagowali, i w razie konieczności zażądać od operatora odpowiedzi na wniosek o przyłączenie), (2) operatorzy są prawnie zobowiązani do posiadania planu rozpatrywania skarg odbiorców, a także (3) nie istnieje wskaźnik dotyczący „Czasu na przyłączenie nowych odbiorców do sieci” (I.3), ale według przepisów prawa przyłączanemu odbiorcy należy zaoferować „rozsądne warunki” (Inspektorat

Rynków Energii może zbadać wszystkie warunki (np. czas lub koszt) przyłączenia, aby sprawdzić, czy są one rozsądne, a jeśli nie są – wówczas operatorzy sieci będą musieli je zmienić).

Jeśli chodzi o „Czas reakcji na wniosek odbiorcy o przyłączenie do sieci” (I.1), na Węgrzech w ciągu ostatnich 5 lat rzeczywisty poziom wyników był stosunkowo stabilny (około 98,68%), a średni czas realizacji zmniejszał się od 2010 r. (3,84 dnia) do 2014 r. (1,3 dnia) przy terminie 8 dni i spełnieniu standardu w 100%. Czechy wypracowały stabilne wyniki od 2010 r. (99,44%, przy średnim czasie realizacji 9 dni) do 2014 r. (99,95%, przy średnim czasie realizacji 7 dni i terminie 30 dni dla odbiorców nN). W Słowenii wyniki nieznacznie się poprawiły od 2010 r. – z 82,24% (w 2010 r. przy średnim czasie realizacji 14,5 dnia) do 86,25% (w 2014 r. przy średnim czasie realizacji 15,4 dnia i limicie czasowym wynoszącym 20 dni roboczych). Portugalia odnotowała roczny wynik na poziomie 72,61%.

Wskaźnik „Czas na oszacowanie kosztów prac prostych” (I.2) istnieje w 9 krajach, głównie jako wskaźnik gwarantowany. W Portugalii od 2013 r. nie istnieje wskaźnik odpowiadający „Czasowi na oszacowanie kosztów prac prostych” (I.2). W latach 2010–2014 Grecja wypracowała dobry i nieznacznie zwiększający się poziom jakości – średni czas realizacji uległ skróceniu z 6,49 dnia do 6,15 dnia (przy limicie czasowym wynoszącym 15 dni roboczych), a średnie roczne wyniki wzrosły z 98,32% do 99,21%. Na Węgrzech w latach 2010–2014 wyniki nieznacznie się zmniejszyły – średni czas realizacji zamówienia zmniejszył się z 1,13 dnia do 2,51 dnia (termin 8 dni), a średni czas realizacji zamówienia zmniejszył się o około 1 punkt procentowy z 99,40% do 98,30%. Ten nieznaczny spadek można wyjaśnić wzrostem liczby wniosków odbiorców o oszacowanie kosztów w latach 2010–2014 (+34,70%).

Wskaźnik „Czas na przyłączenie nowych odbiorców do sieci” (I.3) jest monitorowany w 15 krajach przy użyciu trzech rodzajów wskaźników (WO, WG i IW). W Portugalii jest on mierzony wskaźnikiem „Odsetek przyłączeń nowych odbiorców zrealizowanych w ciągu 2 dni roboczych” i jest stosowany tylko do prac prostych, a wartość jego standardu wynosi 90%. W 2014 r. kraj ten osiągnął średni wynik na poziomie 68,50% (dla łącznej liczby 292 972 wniosków).

„Czas na zmianę sprzedawcy” (I.5) jest nowym wskaźnikiem w kwestionariuszu CEER 2014. Jest on monitorowany jako wskaźnik IW dla większości krajów oraz jako WO dla 3 krajów (Estonia, Litwa i Węgry). Łącznie 7 krajów zgłosiło istniejące, liczbowe limity czasowe. W Portugalii istnieją dwa wskaźniki ogólne dotyczące zmiany sprzedawcy – średni czas zmiany sprzedawcy z preferencyjną datą (odbiorca prosi o podanie konkretnej daty) oraz średni czas zmiany sprzedawcy bez preferencyjnej daty (odbiorca nie wyraża chęci podania konkretnej daty). Na Malcie zmiana sprzedawcy nie jest możliwa, ponieważ rynek dostaw nie jest otwarty na konkurencję.

Limity czasowe dla realizacji czynności związanych z przyłączeniem mają często złożoną strukturę, która zależy od złożoności wykonywanych prac. W niektórych krajach usługi te są realizowane w uzgodnionych terminach. Na przykład we Francji czas na przyłączenie nowego odbiorcy do sieci (I.3) jest uzgadniany z odbiorcą.

Różnice w interpretacji znaczenia „pracy złożonej” prawdopodobnie wyjaśniają obserwowany dość duży zakres limitów czasowych i wartości rekompensat (patrz Tabela 2.8) – od 8 do 30 dni, przy czym mediana wynosi 15 dni. We Francji:

- a. czas reakcji na wniosek o oszacowanie kosztów prac prostych musi wynosić maksymalnie 10 dni roboczych (8,4 dnia w 2010 r.),
- b. od 2014 r., ze względu na dużą liczbę wniosków, główny OSD ustanowił nową procedurę przyłączenia, która pozwala mu na odsunięcie czasu przyłączenia o czas potrzebny na opracowanie analizy wpływu na sieć przyłączanego odbiorcy (kontaktuje się z odbiorcą w momencie składania wniosku o pozwolenie na budowę i proponuje mu uwzględnienie badań), w związku z czym wskaźnik nie jest już odpowiedni, ponieważ rejestruje czas potrzebny na przeprowadzenie badań od przewidywanej daty do daty uzgodnionej z odbiorcą.

Istnieje również szeroki zakres limitów czasowych dla odbiorców nN, biorąc pod uwagę „Czas przyłączenia nowego odbiorcy do sieci” (I.3) od 2 dni roboczych (w Portugalii) do 126 dni (w Holandii), przy czym mediana wynosi 11 dni. W kwestii odłączeń wyniki nie wykazują dużej rozbieżności między limitami czasowymi: od 3 dni roboczych do 5 dni roboczych, przy czym mediana wynosi 5 dni roboczych. W przypadku tego wskaźnika należy zauważyć, że w kwietniu 2014 r. limit w Grecji ustalono na 3 dni robocze (w poprzednich latach były to 2 dni robocze).

Rekompensata w przypadku nieprzestrzegania wskaźników gwarantowanych również może mieć złożoną strukturę. W wielu krajach rekompensata zależy od poziomu napięcia lub rodzaju odbiorcy (gospodarstwa domowego lub firmy). Wymagania dotyczące wskaźników z grupy I zostały określone według różnych kryteriów. Oczekiwany poziom jakości może być określony na podstawie zdolności przyłączeniowej lub złożoności projektu, ale w większości krajów zależy on od poziomu napięcia (niskie, średnie lub wysokie napięcie). Zróżnicowanie regulacji jest wyraźnie przedstawione w tabelach 2.7 i 2.8.

TABELA 2.7. PRZYKŁADY KRYTERIÓW I OBOWIĄZKÓW, WEDŁUG KTÓRYCH MONITOROWANY JEST WSKAŹNIK „CZAS NA OSZACOWANIE KOSZTÓW PROSTYCH ROBÓT”

Kraj	Kryteria/rodzaje odbiorców	Obowiązek	Standard, który musi być spełniony	Rekompensata
Austria	LV	14 dni	95%	„Wykroczenie administracyjne – grzywna w wysokości do 75 000 EUR”
	SN	30 dni	95%	„Wykroczenie administracyjne – grzywna w wysokości do 75 000 EUR”
Chorwacja	LV	20 dni		
Grecja	LV	15 dni roboczych		15 EUR
Węgry	LV	8 dni	100%	16 EUR
Włochy	nN – gospodarstwo domowe	20 dni roboczych		35 EUR
	nN – odbiorca inny niż gospodarstwo domowe	20 dni roboczych		70 EUR
	SN	40 dni roboczych		105 EUR
Słowenia		10 dni roboczych	100%	20 EUR

TABELA 2.8. PRZYKŁADY KRYTERIÓW I OBOWIĄZKÓW, WEDŁUG KTÓRYCH MONITOROWANY JEST TEMAT „PRZYŁĄCZENI NOWYCH ODBIORCÓW DO SIECI”

Kraj	Kryteria/rodzaje odbiorców	Obowiązek	Standard, który musi być spełniony	Rekompensata	Metoda wypłaty rekompensaty
Austria	LV	14 dni	95%	„Wykroczenie administracyjne – grzywna w wysokości do 75 000 EUR”	
	SN	30 dni	95%	„Wykroczenie administracyjne – grzywna w wysokości do 75 000 EUR”	
Czechy	LV	5 dni roboczych		maks. 250 EUR	Na wniosek
	SN	5 dni roboczych		maks. 500 EUR	Na wniosek
	WN	5 dni roboczych		maks. 500 EUR	Na wniosek
Francja	Data uzgodniona z odbiorcą	–			
Grecja	LV	20 dni roboczych		15 EUR	Automatyczna
Węgry	LV	8 dni	100%	16 EUR	Automatyczna
Litwa	SN	20 dni roboczych			
Holandia	LV	126 dni			
Portugalia	LV	2 dni robocze	90%		
Słowenia		20 dni roboczych	85%		

Dla wszystkich wskaźników gwarantowanych związanych z przyłączeniami w Słowenii wartości rekompensat w ramach wskaźników gwarantowanych wynoszą: 20 EUR dla gospodarstw domowych, 40 EUR dla pozostałych odbiorców nN i 100 EUR dla odbiorców SN. We Włoszech oszacowanie kosztów prostych robót budowlanych podlega WG, a limit różni się w zależności od poziomu napięcia – limit wynosi 20 dni roboczych dla odbiorców nN (rekompensata wynosi 35 EUR dla odbiorcy nN będącego gospodarstwem domowym oraz 70 EUR dla odbiorcy nN innego niż gospodarstwo domowe) oraz 40 dni roboczych dla odbiorców SN (rekompensata wynosi 105 EUR).

Nie ma szerokiego zakresu rekompensat dla odbiorców nN w odniesieniu do wskaźnika „Czas reakcji na wnioski odbiorcy o przyłączenie do sieci” (I.1) – kwoty wypłacane przez OSD wahają się od 16 EUR (na Węgrzech) do 25 EUR (w Czechach), przy czym mediana wynosi 20 EUR. Istnieje jednak szeroki zakres kwot rekompensaty dla odbiorców nN, biorąc pod uwagę „Czas na oszacowanie kosztów prac prostych” (I.2) – od 15 EUR do 70 EUR. W Grecji głównym usprawnieniem, jakiego dokonano w związku z usługami gwarantowanymi przyjętymi przez OSD, było wdrożenie nowej metody w ramach zasad – automatyzacji wypłaty rekompensat.

2.1.5.3. Grupa II: obsługa odbiorcy

Podczas gdy wskaźniki w grupie I (przyłączenie) odnoszą się wyłącznie do OSD, w grupie II dotyczą one głównie OSD, ale również sprzedawców i OSP. Również w przypadku wskaźników z grupy II niektóre kraje udzielające odpowiedzi wskazały, że niektóre wskaźniki nie mogą być jednoznacznie zinterpretowane. Większość wskaźników związanych z obsługą odbiorcy to wskaźniki gwarantowane wraz z wypłatą rekompensaty na rzecz odbiorcy w przypadku niedotrzymania standardów.

Jeśli chodzi o wskaźnik „Punktualność spotkań z odbiorcami” (II.1) Węgry odnotowywały coraz lepsze wyniki w latach od 2010 (96,30%) do 2014 (98,74%). W Portugalii, oprócz „Punktualności spotkań z odbiorcami” (II.1):

- (1) operatorzy mają inne obowiązki dotyczące spotkań z odbiorcami: DUK i OP są odpowiedzialne za wypłatę odszkodowań odbiorcy lub OSD, jeśli ma to zastosowanie,
- (2) odbiorcy, OSD i DSK mogą odwołać spotkanie bez konieczności wypłaty rekompensaty, jeśli odwołanie zostało dokonane do godziny 17:00 dnia poprzedzającego spotkanie.

Do 2014 r. dostępne były tylko dane o zrealizowanych wizytach (nie wszystkie wymagane) dla Portugalii – dane od odbiorców dotyczące punktualności sprzed 2014 r. nie były miarodajne, ponieważ obejmowały sytuacje odwołania wizyty nie z winy klienta, w związku z tym nie zostały one zgłoszone.

Biorąc pod uwagę „Reakcję na skargi odbiorców”, OSP w Portugalii posiada wskaźnik ogólny średniego rocznego czasu reakcji na skargi odbiorców. Limit 15 dni roboczych dotyczy tylko OSD i DUK. Każdy SP musi określić limit czasowy odpowiedzi na skargę i wartość rekompensaty oraz włączyć je do umowy z odbiorcą. Przed 2014 r. funkcjonowały 3 kodeksy jakości usług – jeden dla kontynentalnej części Portugalii, drugi dla Azorów i kolejny dla regionu autonomicznego Madery. Każdy z nich miał inne wymagania dotyczące skarg odbiorców. W Portugalii limit czasowy na udzielenie odpowiedzi na skargi odbiorców wynosi 15 dni roboczych. W 2014 r. zarejestrowano średni czas realizacji wynoszący 8 dni i wynik 91,96% (brak wartości standardowej dla tego wskaźnika).

W przypadku „Skarg odbiorcy dotyczących napięcia i/lub natężenia prądu” (II.4) w Portugalii OSD musi albo wyjaśnić odbiorcy przyczyny braku jakości, albo złożyć wizytę i zbadać instalację odbiorcy w celu ustalenia przyczyn złej jakości. Jeśli za brak satysfakcjonującej jakości odpowiada odbiorca, to musi on zapłacić OSD za koszty przeprowadzonej przez OSD weryfikacji. W Szwecji nie istnieje wskaźnik związany z „Czasem reakcji na skargi odbiorców dotyczące napięcia i/lub natężenia prądu” (II.4), ale jeśli występują problemy z napięciem lub natężeniem prądu, które nie zostały rozwiązane, odbiorca może skontaktować się z Inspektorem Rynków Energii i zgłosić problem.

We Francji wskaźnik odnoszący się do czasu reakcji na skargi napięciowe odbiorcy (II.5) i na przerwy w dostawie (II.6) jest taki sam.

Jeśli chodzi o limity czasowe, ważną kwestią są terminy spotkań z odbiorcami, ponieważ niektóre operacje (np. dostęp do pomieszczeń) wymagają obecności odbiorcy. Krajowe organy regulacyjne mogą narzucać standardy (głównie WG dla OSD) w celu zapewnienia terminowości spotkań z odbiorcami. Jak pokazano w Tabeli 2.9, wiele krajów stosuje wskaźniki dla tego aspektu jakości. Mediana limitu czasowego związanego z punktualnością spotkań z odbiorcami wynosi 2,5 godziny, wahając się od 1 godziny do 4 godzin w zależności od kraju. Wyniki Czech nieznacznie spadły od 2011 r. (1,1 godziny) do 2014 r. (2,2 godziny).

TABELA 2.9. WSKAŹNIKI JAKOŚCI HANDLOWEJ DLA DZIAŁAŃ ZWIĄZANYCH Z OBSŁUGĄ ODBIORCY						
Wskaźniki jakości (grupa II)	Kraje pogrupowane według rodzajów wskaźników			Limit czasowy (wartość przeciętna i zakres)	Rekompensata (wartość przeciętna i zakres)	Przedsiębiorstwo
	WO	WG	IW			
II.1 Punktualność spotkań z odbiorcami	AT	CZ, FR, HU, PT	–	2,5 godziny (zakres 1–4)	25 EUR (zakres 16–100)	OSD
II.2 Czas reakcji na skargi odbiorców	FR, HU, PT	EL, FR, HU, PT	BE, EE, HR, LV, NO	15 dni (zakres 5–30 dni roboczych)	20 EUR (zakres 15–30)	DSU/DS, OSD, OSP
II.3 Czas reakcji na zapytania odbiorców	AT, HU	EL, HU, PT, SI	BE, EE, FR, LV, NO	15 dni (zakres 5–30 dni roboczych)	16 EUR (zakres 15–20)	DSU/DS, OSD, OSP
II.4 Czas reakcji na skargi odbiorcy dotyczące napięcia i/lub natężenia prądu	SI	CZ, EL, FR, HU	HR, NO	30 dni (zakres 10–60)	23 EUR (zakres 15–50)	OSD, OSP
II.5 Czas reakcji na skargi dotyczące przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorcy	–	FR	BE, EE, HR, NO	30 dni (zakres 24 godziny–30 dni)	30 EUR Tylko jeden kraj	OSD, OSP
II.6 Czas reakcji na pytania dotyczące kosztów i płatności (z wyłączeniem przyłączy)	PL	CZ	FR	14 dni (zakres 5–30)	25 EUR Tylko jeden kraj	OSD, OSP

Jeśli chodzi o czas reakcji na skargi odbiorców (II.2) i zapytania (II.3), mediana limitu czasowego wynosi 15 dni, a jego zakres waha się od 10 dni roboczych (Belgia) do 30 dni (Estonia, Łotwa) w przypadku skarg odbiorców nN oraz od 5 dni roboczych do 30 dni w przypadku zapytań odbiorców. W Portugalii na wszystkie pytania kierowane do centrów obsługi telefonicznej należy odpowiedzieć w ciągu 3 dni roboczych. W 2013 r. Litwa i Łotwa zarejestrowały średni czas realizacji wynoszący około 13 dni.

Rekompensaty, w przypadku gdy nie jest spełniony standard dotyczący punktualności spotkań (II.1), są należne w niemal wszystkich krajach, które monitorują ten wskaźnik (głównie WG). Wysokość rekompensat za ten aspekt jakościowy waha się od 16 EUR (na Węgrzech) do 100 EUR (w Czechach). Wpłata rekompensaty jest automatyczna na Węgrzech i w Portugalii oraz na wniosek w Czechach i we Francji. Jeśli chodzi o czas reakcji na skargi i zapytania odbiorców, wartość mediany wynosi 20 EUR w przypadku skarg i 16 EUR w przypadku zapytań.

Bardzo niewiele krajów monitoruje jako WG „Czas reakcji na skargi dotyczące przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorcy” (Francja, z rekompensatą w wysokości 30 EUR, jeśli standard 100% w ciągu 30 dni nie zostanie spełniony) oraz „Czas reakcji na pytania dotyczące kosztów i płatności” (Czechy, z rekompensatą w wysokości 25 EUR powyżej 15 dni).

W Portugalii oprócz wskaźników przedstawionych w niniejszym raporcie istnieją dodatkowe obowiązki dotyczące centrów obsługi odbiorcy – od 2014 r. przedsiębiorstwa muszą zgłaszać wszystkie wizyty odbiorców we wszystkich centrach obsługi odbiorcy, niezależnie od tego, czy jest to centrum z weryfikacją czasu oczekiwania, czy też nie. Ponadto dane przekazywane przez przedsiębiorstwa muszą dotyczyć zbioru centrów, na które przypadało co najmniej 40% wizyt w poprzednim roku.

TABELA 2.10. PRZYKŁAD REGULACJI KONTAKTÓW Z ODBIORCAMI W FORMIE INNEJ NIŻ PISEMNA			
Kraj	Średni czas oczekiwania podczas kontaktu z centrum obsługi telefonicznej*	Średni poziom usług w centrum obsługi telefonicznej	Czas oczekiwania w przypadku osobistej wizyty w centrum obsługi klienta
Węgry	WG dla OSD. Wymóg: 75% przypadków musi zostać obsłużonych w ciągu 30 sekund, rzeczywista wartość w 2014 r. wyniosła 35,21 sekundy (782 379 przedstawionych połączeń), a roczne wyniki wynoszą 78,62%.	WG dla DUK. Wymóg: 80% przypadków musi zostać obsłużonych w ciągu 30 sekund, rzeczywista wartość w 2014 r. wyniosła 28 sekund (1 780 745 przedstawionych połączeń), a roczne wyniki wynoszą 79,65%.	WG dla DUK. Wymóg: 80% przypadków zostać obsłużonych w ciągu 10 minut, rzeczywista wartość w 2014 r. wyniosła 6,42 minuty (1 711 701 wizyt).
*w tym odbiorcy nN inni niż gospodarstwa domowe (Włochy)			

2.1.5.4. Grupa III: obsługa techniczna

Grupa III obejmuje wskaźniki związane z obsługą techniczną. Wszystkie wskaźniki odnoszą się do działalności dystrybucyjnej lub przesyłowej, dlatego standardy grupy III odnoszą się wyłącznie do OSD i OSP. Rozpatrywanie skarg związanych z jakością napięcia zazwyczaj składa się z dwóch etapów: pierwszym etapem jest sprawdzenie, przez wykonanie pomiarów, czy jakaś regulacja lub norma nie została naruszona; drugim etapem czynności naprawczych jest korekta problemów poprzez odpowiednie prace w sieci. Ważne jest, aby wszelkie skargi odbiorców związane z zaburzeniami napięcia były usuwane bez zbędnej zwłoki. Dokładny czas potrzebny na usunięcie problemu lub wdrożenie tymczasowych rozwiązań będzie bardzo różny i będzie zależał od złożoności danej sytuacji.

Wskaźnik III.1 „Czas między datą udzielenia odpowiedzi na skargę dotyczącą jakości napięcia a usunięciem problemu” istnieje od piątego raportu benchmarkingowego [5]. Celem pytania o jakość napięcia w czwartym raporcie benchmarkingowym [4] była ocena przepisów w odniesieniu do pierwszego kroku rozwiązania problemu (skarga odbiorcy, pomiary, weryfikacja problemu, odpowiedź do odbiorcy), natomiast w piątym [5] i szóstym [8] raporcie benchmarkingowym badane są wymagania dla obu kroków (odpowiedź do odbiorcy (wskaźnik II.4) i korekta problemu z napięciem). Jedynie Belgia, Czechy, Słowenia i Węgry zgłosiły istniejące, liczbowe limity czasowe.

Czechy, Węgry i Wielka Brytania monitorują wskaźnik gwarantowany, podczas gdy w Słowenii jest to wskaźnik ogólny. Krajowe organy regulacyjne w Belgii, Finlandii i Francji wydają wymagania w celu wypracowania określonego poziomu jakości usług. W Szwecji:

- (1) nie istnieje żaden wskaźnik dotyczący tej kwestii, ale jeżeli problemy nie zostaną rozwiązane, odbiorcy mogą skontaktować się z krajowym organem regulacyjnym i zgłosić problem,
- (2) zgodnie z ustawą o energii elektrycznej koncesjonariusz sieci jest zobowiązany do usuwania braków w przesyłce energii elektrycznej w takim zakresie, w jakim koszty usuwania braków są uzasadnione i proporcjonalnie do niedogodności dla odbiorców energii elektrycznej,
- (3) dostawcy energii elektrycznej i koncesjonariusze sieci muszą mieć ustanowione procedury rozpatrywania skarg od odbiorców.

„Czas do rozpoczęcia przywracania dostawy po zadziałaniu bezpiecznika OSD” (III.2) jest głównie monitorowany jako WG. Czechy, Grecja, Portugalia i Węgry odnotowują średnie wyniki powyżej 98% od 2010 r. Ponadto od 2012 r. Czechy wypracowały stabilny czas realizacji na poziomie 0,07 dnia (czyli 2 godzin). W Grecji (1) obowiązek odnosi się zarówno do poziomów napięcia średniego i niskiego, jak i wysokiego, (2) czas rozpoczęcia jest definiowany przez otrzymanie zawiadomienia o zadziałaniu bezpiecznika, jeśli wezwanie jest wystosowane w godzinach pracy odpowiedniej służby OSD, w przeciwnym razie ustala się go w momencie rozpoczęcia pracy dla tej służby następnego dnia.

„Czas na udzielenie informacji o planowanej przerwie w dostawie” (III.3) jest stosowany jako wskaźnik w 11 krajach biorących udział w badaniu. Celem powiadomienia odbiorcy o przerwie z wyprzedzeniem jest umożliwienie użytkownikowi końcowemu wdrożenia odpowiednich środków w celu ograniczenia negatywnych skutków przerwy. W Polsce nie istnieje wskaźnik ogólny, ale za każdy dzień opóźnienia, co

najmniej 5 dni przed planowanymi terminami i czasem trwania przerw, konsumentowi przysługuje rekompensata w wysokości 1/50 średniego wynagrodzenia w gospodarce narodowej.

TABELA 2.11. WSKAŹNIKI JAKOŚCI HANDLOWEJ DOTYCZĄCE OBSŁUGI TECHNICZNEJ DLA ODBIORCY						
Wskaźniki jakości (grupa III)	Kraje pogrupowane według rodzajów wskaźników			Limit czasowy (wartość przeciętna i zakres)	Rekompensata (wartość przeciętna i zakres)	Przedsiębiorstwo
	WO	WG	IW			
III.1 Czas między datą udzielenia odpowiedzi na skargę dotyczącą jakości napięcia a usunięciem problemu	SI	CZ, GB, HU	BE, FR, SE	1 miesiąc (zakres 6 dni–24 miesiące)	43 EUR (zakres 16–50)	OSD
III.2 Czas do rozpoczęcia przywracania dostawy po zadziałaniu bezpiecznika OSD	–	CZ, EL, GB, HU, NL, PT, SI	BE, FR	4 godziny (zakres 3–6)	20 EUR (zakres 15–100)	OSD
III.3 Czas na udzielenie informacji z wyprzedzeniem o planowanej przerwie w dostawie	AT, EE, LT	GB, HU, NL	BE, CZ, HR, LV, SI	3 dni (zakres 1–15)	30 EUR (zakres 16–43)	OSD
III.4 Czas do przywrócenia dostawy w przypadku nieplanowanej przerwy w dostawie	AT, EE, LT	CZ, GB, HU, NL	BE, HR, LV, SE	12 godzin (zakres 4–24)	106 EUR (zakres 100–250)	OSD

„Czas do przywrócenia dostawy w przypadku nieplanowanej przerwy w dostawie” (III.4) jest stosowany jako wskaźnik przez 11 krajów biorących udział w badaniu. W Belgii, Chorwacji, na Łotwie i w Szwecji oczekuje się, że istniejące wymogi osiągną określony poziom jakości w przypadku nieplanowanych zakłóceń. W Austrii podejmuje się natychmiastowe działania w celu dostarczenia odbiorcom informacji o przewidywanym czasie trwania przerwy. W Szwecji nie istnieje żaden wskaźnik, ale zgodnie z ustawą o energii elektrycznej jej dostawa powinna być wysokiej jakości, co oznacza szybkie przywrócenie dostaw po nieplanowanej przerwie.

Jeśli chodzi o limity czasowe, „Czas między datą odpowiedzi na skargę dotyczącą jakości napięcia a usunięciem problemu” (III.1), istnieje szeroki zakres limitów czasowych zależnie od kraju – od 6 dni do 24 miesięcy, przy czym mediana wynosi 1 miesiąc. W rzeczywistości w Czechach w zależności od rodzaju problemu stosowane są różne limity czasowe: 1 miesiąc w przypadku środka prostego, 6 miesięcy w przypadku środków budowlanych i bardzo długi limit czasowy 24 miesięcy w przypadku konieczności uzyskania pozwolenia na budowę. Na Węgrzech, podobnie jak w 2010 r., limit czasowy dla odbiorców nN jest długi, 12-miesięczny.

Jednym z najczęściej stosowanych WG z grupy III jest „Czas do rozpoczęcia przywracania dostawy po zadziałaniu bezpiecznika OSD” (III.2). W niektórych krajach (Czechy, Portugalia i Węgry) limity czasowe zależą od położenia geograficznego odbiorcy, poziomu napięcia, czasu przyłączenia (dzień lub noc) lub rodzaju odbiorcy. Zakres terminów waha się od 3 godzin w Wielkiej Brytanii (jeśli awaria ma miejsce w dniu roboczym) i Portugalii (dla konsumentów priorytetowych) do 12 godzin (głównie, jeśli awaria ma miejsce na peryferiach gmin) w Słowenii.

Niezbędny „Czas na udzielenie informacji o planowanej przerwie w dostawie” (III.3) będzie różny dla różnych typów odbiorców (tj. przemysłowych i mieszkaniowych). Negatywne skutki przerwy będą również bardzo zróżnicowane w zależności od grupy odbiorców (nN, SN i WN). W prawie wszystkich krajach, które udzieliły odpowiedzi, zastosowano pewne wymogi dotyczące terminu. W kilku krajach limit czasowy przekazywania odbiorcom informacji o planowanych przerwach jest bardzo długi: w Czechach (15 dni dla OSD, 50 dni dla OSP), na Węgrzech (15 dni) i na Litwie (10 dni). W większości pozostałych krajów stosuje się natomiast terminy od 1 do 5 dni. Na przykład w Chorwacji termin ten wynosi 1 dzień roboczy dla użytkowników końcowych, których pobierana moc wynosi <30 kW, oraz 2 dni robocze dla użytkowników końcowych, których pobierana moc wynosi >30 kW. Pomimo tego, że dla odbiorców ważne jest, aby być informowanym o planowanych przerwach w dostawie z wyprzedzeniem, tylko 3 kraje wypłacają rekompensatę w przypadku niespełnienia warunków.

TABELA 2.12. PRZYKŁADY KRYTERIÓW I OBOWIĄZKÓW, ZA POMOCĄ KTÓRYCH MONITOROWANY JEST WSKAŹNIK III.2 „CZAS DO ROZPOCZĘCIA PRZYWRACANIA DOSTAWY”

Kraj	Kryteria/rodzaje odbiorców	Obowiązek	Rekompensata
Belgia	nN, SN, WN	6 godzin	100 EUR
Czechy	W Pradze (nN, SN, WN)	4 godziny	50 EUR
	Gdzie indziej (nN, SN, WN)	6 godzin	50 EUR
Wielka Brytania		3 godziny (dzień roboczy) 4 godziny (inny dzień)	43 EUR
	Ponad 50 000 mieszkańców, w dni powszednie	4 godziny	
	Ponad 50 000 mieszkańców, w weekendy oraz między 5 000 a 50 000 mieszkańców, w dni robocze	6 godzin	
Węgry	Od 5 000 do 50 000 mieszkańców w weekendy, a mniej niż 5 000 w dni robocze	8 godzin	16 EUR
	Mniej niż 5 000 mieszkańców, w weekendy i na peryferiach gmin	12 godzin	
	Na peryferiach gmin	12 godzin	
Portugalia	Dla konsumentów priorytetowych	3 godziny	20 EUR
	LV	4 godziny	

Uwagi: Wielka Brytania: W przypadku, gdy dystrybutor zostaje poinformowany telefonicznie, wiadomością tekstową lub elektroniczną o okolicznościach sugerujących zadziałanie bezpiecznika dystrybutora odłączającego zasilanie do nieruchomości odbiorcy, który jest bezpośrednio przyłączony do systemu tego dystrybutora. W przypadku gdy odpowiednia osoba nie stawi się (w ciągu 3 godzin w dniu roboczym i 4 godzin każdego innego dnia) w miejscu, w którym znajduje się bezpiecznik dystrybutora, w celu jego wymiany i przywrócenia zasilania, dystrybutor musi, z wyjątkiem pewnych okoliczności, zapłacić odbiorcy 30 GBP.

W odniesieniu do „Czasu do przywrócenia dostawy w przypadku nieplanowanej przerwy w dostawie” (III.4), zgodnie z oczekiwaniami, limity czasowe są zróżnicowane (od 4 godzin do 24 godzin, przy przeciętnej wartości 12 godzin) i zależą od poziomu napięcia i lokalizacji, w której wystąpiła przerwa. W Czechach limity czasowe są następujące: 8 godzin dla odbiorców SN i WN w Pradze, 12 godzin dla odbiorców nN w Pradze i odbiorców SN i WN, którzy znajdują się gdzie indziej, oraz 18 godzin dla odbiorców nN, którzy znajdują się gdzie indziej. Na Węgrzech, w przypadku pojedynczej przerwy, limit czasowy wynosi 12 godzin, a w przypadku wielu jednoczesnych przerw – 18 godzin. W Holandii nieplanowana przerwa powinna zostać rozwiązana w ciągu 4 godzin dla odbiorców nN (napięcia niższego lub równego 1 kV), w ciągu 2 godzin dla odbiorców SN (napięcia między 1 kV a 35 kV) lub w ciągu 1 godziny (dla napięć większych lub równych 35 kV).

TABELA 2.13. PRZYKŁADY KRYTERIÓW I OBOWIĄZKÓW, ZA POMOCĄ KTÓRYCH MONITOROWANY JEST WSKAŹNIK III.4 „CZAS DO ROZPOCZĘCIA PRZYWRACANIA DOSTAWY W PRZYPADKU NIEPLANOWANEJ PRZERWY W DOSTAWIE”

Kraj	Kryteria/rodzaje odbiorców	Limit czasowy	Rekompensata
Czechy	W Pradze (nN)	12 godzin	10% rocznej płatności odbiorcy za dystrybucję (maks. 250) na żądanie
	Gdzie indziej (nN)	18 godzin	
	W Pradze (SN)	8 godzin	10% rocznej płatności odbiorcy za dystrybucję (maks. 500) na żądanie
	Gdzie indziej (SN)	12 godzin	
	W Pradze (WN)	8 godzin	10% rocznej płatności odbiorcy za dystrybucję (maks. 5 000) na żądanie
	Gdzie indziej (WN)	12 godzin	
Wielka Brytania	Automatycznie dla odbiorców w Rejestrze Usług Priorytetowych, po zgłoszeniu dla wszystkich innych. (nN, SN, WN)	12 godzin	106,5 EUR (gospodarstwo domowe) 213 EUR (odbiorca inny niż gospodarstwo domowe)
	W przypadku pojedynczej przerwy W przypadku wielu jednoczesnych przerw	12 godzin 18 godzin	
Litwa	Istnieją trzy kategorie przywracania dostawy w zależności od wniosku odbiorcy	Zautomatyzowane 2,5 godziny 24 godziny	

UWAGI: Wielka Brytania: W przypadku przerwy w dostawie do siedziby odbiorcy w wyniku awarii, uszkodzenia lub uszkodzenia systemu dystrybucyjnego tego dystrybutora (z wyjątkiem sytuacji, gdy zastosowanie ma standard dotyczący bezpieczników dystrybutora). Jeśli dostawa nie zostanie przywrócona w ciągu 12 godzin, dystrybutor musi zapłacić odbiorcy 75 GBP (150 GBP w przypadku odbiorców innych niż gospodarstwo domowe), a kolejne 35 GBP za każdy kolejny okres 12 godzin bez dostawy.

Jeśli chodzi o „Czas między datą udzielenia odpowiedzi na skargę dotyczącą jakości napięcia a usunięciem problemu” (III.1), zakres rekompensaty waha się od 16 do 50 EUR, przy czym mediana wynosi 43 EUR. W Czechach od 2010 r. wysokość rekompensaty dla odbiorców nN wynosi 50 EUR (na wniosek), przy czym maksymalna kwota wynosi 2500 EUR. W Wielkiej Brytanii rekompensata wynosi 43 EUR i również wypłacana jest na żądanie, w przeciwieństwie do Węgier, gdzie w przypadku niedotrzymania standardów wypłaca się automatycznie kwotę 16 EUR.

Istnieje szeroki zakres poziomów rekompensat za „Czas do rozpoczęcia przywracania dostawy po zadziałaniu bezpiecznika OSD” (III.2) – od 15 EUR (w Grecji) do 100 EUR (w Belgii), przy czym mediana wynosi 20 EUR (Słowenia, Portugalia). W Wielkiej Brytanii poziom rekompensaty wzrastał od 2010 r. (22 EUR) do 2014 r. (43 EUR), a odbiorca musi (z wyjątkiem szczególnych przypadków) otrzymać rekompensatę, gdy:

- (1) dystrybutor jest poinformowany telefonicznie, wiadomością tekstową lub elektroniczną o okolicznościach sugerujących, że zadziałał bezpiecznik dystrybutora, odłączając zasilanie do nieruchomości odbiorcy, który jest bezpośrednio przyłączony do systemu tego dystrybutora,
- (2) odpowiednia osoba nie stawia się terminowo w miejscu, w którym znajduje się bezpiecznik dystrybutora, w celu jego wymiany i przywrócenia zasilania.

W przypadku „Czasu na udzielenie informacji o planowanej przerwie w dostawie” (III.3) poziomy rekompensaty wahają się od 16 do 43 EUR dla gospodarstw domowych. W Wielkiej Brytanii kwota ta zależy od rodzaju odbiorcy: 43 EUR dla gospodarstwa domowego i 85 EUR dla odbiorcy innego niż gospodarstwo domowe. Pomimo tego, że dla odbiorców ważne jest, aby otrzymywać informacje o planowanych przerwach w pracy z wyprzedzeniem, tylko 2 kraje stosują rekompensatę w przypadku niespełnienia warunków.

2.1.5.5. Grupa IV: pomiary i rozliczenia

Grupa IV obejmuje zbiór wskaźników jakości handlowej związanych z pomiarami i rozliczeniami. Tabela 2.14 zawiera podsumowanie odpowiedzi na temat wskaźników jakości handlowej z grupy IV, które odnoszą się głównie do OSD. W niektórych krajach (takich jak Irlandia) wskaźniki są również ustalane dla OP. Ogólnie rzecz biorąc, tylko nieliczne krajowe organy regulacyjne korzystają z wskaźników w odniesieniu do liczników. W odniesieniu do wskaźników związanych z pomiarami i rozliczeniami stosuje się wszystkie trzy rodzaje wskaźników. Rekompensata w przypadku braku realizacji jest stosowana w niewielkiej liczbie krajów udzielających odpowiedzi.

TABELA 2.14. WSKAŹNIKI JAKOŚCI HANDLOWEJ DLA USŁUG POMIAROWYCH I ROZLICZENIOWYCH						
Wskaźniki jakości (grupa IV)	Kraje pogrupowane według rodzajów wskaźników			Limit czasowy (wartość przeciętna i zakres)	Rekompensata (wartość przeciętna i zakres)	Przedsiębiorstwo
	WO	WG	IW			
IV.1 Czas na kontrolę licznika w przypadku awarii licznika	EE, HR, LT	CZ, EL, GB, HU, SI	BE, IE, NO	6,5 dnia (zakres 3–20)	20 EUR (zakres 15–31)	OSD
IV.2 Czas od wezwania do zapłaty do odłączenia	AT, EE, HR	NL	BE, CZ, GB, SE	15 dni (zakres 10–45)	Nd.	OSD
IV.3 Czas na przywrócenie dostawy po odłączeniu z powodu braku płatności	AT, EE, LT, LU	CZ, EL, HU, SI, PT	HR, LV	2 dni (zakres 0,5–5)	20 EUR (zakres 15–50)	OSD
IV.4 Roczna liczba odczytów licznika przez wyznaczone przedsiębiorstwo	AT, FR	HR, NL	BE, CZ, HU, LV, SE	5 miesięcy (zakres 1–12)	Nd.	OSD, OP
IV.5 Odsetek odczytów licznika przeprowadzonych w czasie krótszym niż określony czas po ostatnim odczycie	PT			96 dni od ostatniego odczytu	Nd.	OSD

Jeśli chodzi o „Czas na kontrolę licznika w przypadku awarii licznika” (IV.1), typowe stosowane wskaźniki są stosunkowo niejednorodne. W Czechach, Grecji, Słowenii, na Węgrzech i w Wielkiej Brytanii istnieją wskaźniki gwarantowane. W Irlandii:

- (1) OSD prowadzi cykliczne kontrole głównych liczników, w zależności od typu i napięcia licznika (SN i WN),
- (2) OSD posiada zasady dotyczące kontroli, które mogą odbywać się co 2, 3 lub 6 lat,
- (3) dla nN (tj. dla liczników w gospodarstwach domowych) OSD nie posiada zasad dotyczących regularnych kontroli, ale jeśli odbiorca lub dostawca zażąda sprawdzenia licznika, zgłoszenie jest rejestrowane i ustalana jest wizyta kontrolna, przy czym pracownicy dystrybutora wymieniają wszelkie wadliwe liczniki, na które natrafiają podczas wykonywania innych zadań.

W Norwegii OSD ponosi odpowiedzialność za wszystkie liczniki i musi je wymienić w przypadku awarii. W Grecji definicja „Czasu na kontrolę licznika w przypadku awarii licznika” jest nieco inna – jest ona uważana za kontrolę licznika na pisemny wniosek odbiorcy lub jego dostawcy. Średnie wyniki Grecji w 2014 r. wyniosły 91,74%.

Limity czasowe „Od wezwania do zapłaty do odłączenia” (IV.2) wahają się zazwyczaj od 10 dni roboczych do 6 tygodni. Ponadto istnieje kilka przykładów, w których krajowe organy regulacyjne stosują założenia specyficzne dla danego kraju. W Austrii, w przypadku oddzielnych rachunków, OSD musi wysłać co najmniej 2 wezwania do zapłaty z co najmniej dwutygodniowym terminem, to znaczy minimum 4 tygodnie przed odłączeniem odbiorcy.

Jeśli chodzi o „Czas na przywrócenie dostawy po odłączeniu z powodu braku płatności” (IV.3), 11 krajów stosuje limity czasowe, ale tylko 5 zezwala na rekompensatę (jako gwarantowany wskaźnik WG) w przypadku niedotrzymania standardów. W Polsce wskaźnik nie istnieje, ale przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane do natychmiastowego przywrócenia dostawy. W Austrii OSD musi dokonać ponownego przyłączenia w ciągu następnego dnia roboczego.

Sytuacje niedotrzymania standardów poboru energii z umową z winy odbiorcy, które mogą prowadzić do odłączenia dostawy, różnią się w zależności od kraju. Na przykład w Chorwacji OSP/OSD może przerwać dostawę energii elektrycznej do odbiorcy po uprzednim złożeniu upomnienia w różnych przypadkach – na przykład, jeśli odbiorca lub producent nie zmniejszy wykorzystania mocy w granicach zatwierdzonej mocy przyłączeniowej, jeśli nie zawarto umowy na dostawę i umowy o korzystaniu z sieci itp. Na Węgrzech istnieją również różne sytuacje, które mogą prowadzić do przerwania dostaw energii elektrycznej, takie jak zaleganie z opłatami lub naruszenie warunków umowy.

„Roczna liczba odczytów liczników przez wyznaczone przedsiębiorstwo” (IV.4) jest monitorowana jako IW w 5 krajach: Belgia, Czechy, Łotwa, Słowenia i Węgry. W Austrii operator ma obowiązek poinformować odbiorcę z 14-dniowym wyprzedzeniem w przypadku odczytu licznika. Na Łotwie OSD musi sprawdzać liczniki przynajmniej raz w roku. W Szwecji nie ma wskaźnika, ale wymagania dotyczące odczytów liczników są określone w ustawie o energii elektrycznej.

Biorąc pod uwagę limity czasowe, w odniesieniu do „Czasu na kontrolę licznika w przypadku awarii licznika” (IV.1), 8 krajów zgłosiło istniejące, liczbowe limity czasowe stosowane wobec odbiorców nN. Nie ma szerokiego zakresu terminów: od 3 dni (w Belgii) do 20 dni roboczych (w Grecji), przy czym mediana wynosi 6,5 dnia. W Czechach limity wynoszą 15 dni na odpowiedź i 60 dni na kontrolę liczników. Na Węgrzech (limit czasowy 15 dni), w Litwie (limit czasowy 5 dni roboczych) i Słowenii (limit czasowy 8 dni roboczych) standard wynosi 100%.

Największym zainteresowaniem wśród krajowych organów regulacyjnych cieszył się limit czasowy dotyczący „Czasu na przywrócenie dostawy po odłączeniu z powodu braku płatności” (IV.3). Jest to ściśle związane z dostępnością usług. Odbiorcy, którzy uregulowali swoje długi i zapłacili wszystkie opłaty w związku z odłączeniem, mogą zażądać jak najszybszego ponownego przyłączenia do sieci elektrycznej. W przypadku więcej niż jednej trzeciej krajów biorących udział w badaniu ponowne przyłączenie odbiorców musi być wykonane przez OSD w ciągu jednego dnia. Krajowe organy regulacyjne zamierzają zachęcać OSD do jak najszybszej realizacji ponownego przyłączenia przez obciążenie ich obowiązkiem

wypłaty coraz większych kwot rekompensat (patrz Tabela 2.15). W związku z tym istnieje niewielki przedział limitów czasowych dla tego wskaźnika: od 0,5 dnia do 5 dni roboczych, a wartość mediany wynosi 2 dni. W Portugalii:

- (1) limit czasowy wynosi 8 godzin dla odbiorców niebędących odbiorcami nN,
- (2) odbiorcy (o dowolnym poziomie napięcia) mogą wybrać pilne przywrócenie (w przypadku, którego limit czasowy wynosi 4 godziny), wnosząc dodatkową opłatę,
- (3) czas do upływu terminu nie jest liczony od godziny 24:00 do 8:00,
- (4) limity czasowe mają zastosowanie wyłącznie do prostych czynności.

TABELA 2.15. PRZYKŁADY KRYTERIÓW I OBOWIĄZKÓW, WEDŁUG KTÓRYCH MONITOROWANY JEST WSKAŹNIK IV.3 „CZAS PRZYWRÓCENIA DOSTAWY PO ODŁĄCZENIU Z POWODU BRAKU PŁATNOŚCI”			
Kraj	Kryteria/rodzaje odbiorców	Obowiązek	Rekompensata
Czechy	nN, SN, WN	2 dni	maks. 1 250 EUR
Estonia	SN	5 dni roboczych	
Grecja	nN, SN, WN	2 dni robocze	15 EUR
Węgry	SN	1 dzień	16 EUR
Litwa	nN, SN, WN	2 dni robocze	
	SN	12 godzin	
Portugalia	SN, WN	8 godzin	20 EUR
	Dla pilnych przywróceń	4 godziny	
Słowenia		3 dni	20 EUR

Stwierdzenia w poprzednich raportach benchmarkingowych CEER dotyczące typowych wartości dla maksymalnego czasu między odczytami liczników („Roczna liczba odczytów licznika przez wyznaczone przedsiębiorstwo” (IV.4)) nieco się zdezaktualizowały, ponieważ w wielu krajach instalowane są inteligentne liczniki. W zależności od kraju obowiązują różne standardy. Na przykład w Portugalii 92% odczytów musi być dokonanych przed upływem 96 dni (około 13 tygodni) od ostatniego odczytu. We Francji 94,8% odczytów nie może być przeprowadzonych w ciągu więcej niż jednego roku.

W Irlandii standardy różnią się w zależności od sposobu pomiaru (co kwadrans lub inne niż kwadrans):

1. dla liczników z pomiarem innym niż co kwadrans – 100% lokali powinno mieć zaplanowaną wizytę odczytową 2 razy w roku, 97% lokali powinno mieć zaplanowaną wizytę odczytową 4 razy w roku, 80% wizyt powinno skutkować faktycznym odczytem licznika, 98% liczników powinno mieć jeden odczyt (OSD lub odbiorca) rocznie, a 99% liczników nie będzie miało sukcesywnych szacunków blokowych,
2. liczniki z pomiarem co kwadrans są odczytywane codziennie, OSD stara się rozwiązywać problemy z komunikacją w określonych ramach czasowych, ale nie ma dla nich formalnych umów o poziomie usług (SLA).

W odniesieniu do rekompensat, w przypadku „Czasu na kontrolę licznika w przypadku awarii” (IV.1) zakres wartości waha się od 15 EUR (w Grecji) do 31 EUR (w Wielkiej Brytanii). W przypadku „Czasu na przywrócenie dostawy po odłączeniu z powodu braku płatności” (IV.3) zakres waha się od 15 EUR (w Grecji) do 50 EUR (w Czechach).

2.1.5.6. Rekompensaty dla odbiorców

Tabela 2.16 pokazuje, że istnieje duża różnorodność metod płatności w przypadku rekompensat dla odbiorców, gdy WG nie są spełnione w krajach biorących udział w badaniu. Wskaźniki mogą być klasyfikowane według rodzaju płatności.

TABELA 2.16. REKOMPENSATY NALEŻNE W PRZYPADKU, GDY NIE SĄ SPEŁNIONE WSKAŹNIKI GWARANTOWANE JAKOŚCI HANDLOWEJ

Kraj	Metoda płatności	
	Automatyczna	Na wniosek
Belgia		X
Czechy		X
Francja	X	X
Wielka Brytania		X
Grecja	X	
Węgry	X	
Irlandia		
Włochy	X	
Polska		X
Portugalia	X	
Słowenia		X

Preferowana jest automatyczna rekompensata w celu zagwarantowania skutecznej ochrony odbiorcy. Szczegółowe informacje na temat wysokości rekompensaty są dostępne w dalszej części niniejszego rozdziału. Kwota ta może różnić się w zależności od kraju, sektora odbiorcy (mieszkalny, niemieszkalny) lub poziomu napięcia (nN, SN i WN) lub w zależności od opóźnienia w realizacji transakcji poza standardem.

We Włoszech automatyczna rekompensata ulega podwojeniu i potrojeniu w zależności od rodzaju odbiorcy w przypadku przekroczenia wymaganego terminu wykonania. Na przykład w odniesieniu do „Czasu na oszacowanie kosztów prac prostych” dla odbiorców nN będących gospodarstwami domowymi rekompensata wynosi 35 EUR, dla odbiorców nN innych niż gospodarstwa domowe – 70 EUR, a dla odbiorcy WN – początkowa kwota jest mnożona przez trzy (105 EUR). Kwoty rekompensat w Czechach należą do najwyższych w krajach CEER:

- (1) za „Czas przywrócenia dostawy po odłączeniu z powodu braku płatności” rekompensata może osiągnąć maksymalną kwotę 1 250 EUR,
- (2) za „Czas przyłączenia nowych odbiorców do sieci” dla odbiorców nN rekompensata wynosi 250 EUR, podczas gdy dla odbiorców SN i WN rekompensata podwaja się (500 EUR).

Można stwierdzić, że ogólnie rzecz biorąc kary nie są stosowane tak często jak rekompensaty. W Belgii i Luksemburgu wskaźniki IW są zobowiązaniami prawnymi/sankcjami, dlatego też wszelkie kary mogą być stosowane wyłącznie po zakończeniu procedury administracji publicznej.

2.1.6. STUDIUM PRZYPADKU: WSKAŹNIKI AKTYWACJI PRZY UZGODNIONYCH TERMINACH REALIZACJI WE FRANCJI

We Francji krajowy organ regulacyjny ds. energii (CRE) ustalił wskaźniki jakości handlowej i cele wynikowe po przeprowadzeniu rozmów z OSD (głównie ERDF¹¹ w zakresie energii elektrycznej i GRDF¹² w zakresie gazu). CRE ocenia osiągnięte wyniki i przyznaje premię (jeśli wyniki są wyższe niż założenia docelowe) lub kary (jeśli wyniki są niższe niż założenia bazowe).

11 Electricity Distribution Network France.

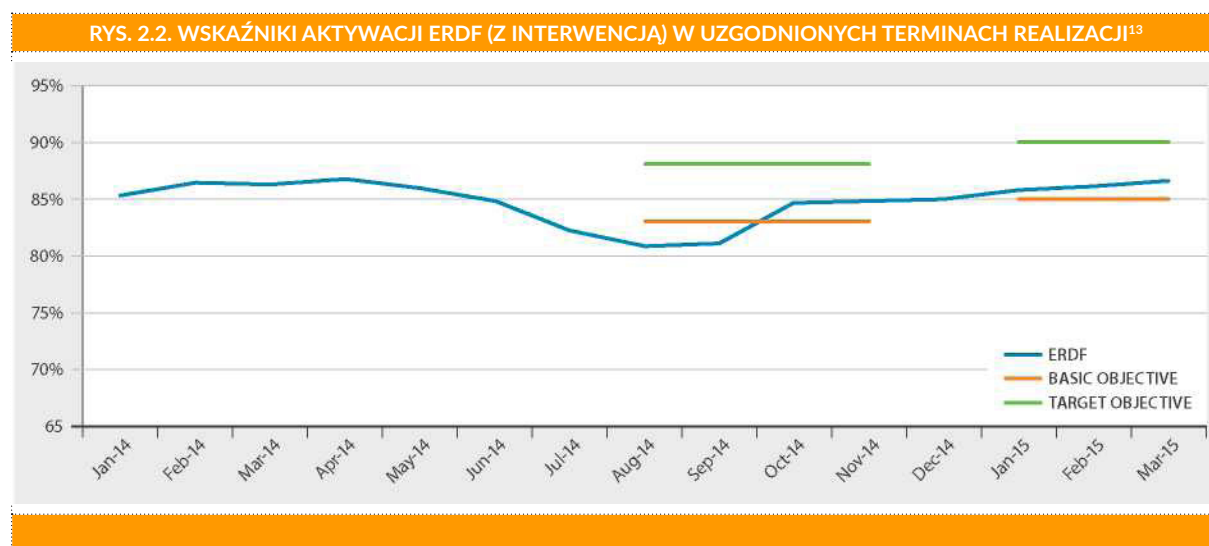
12 Gaz Réseau Distribution France.

Aktywacja jest przeprowadzana z inicjatywy odbiorcy, który się przeniósł i który wcześniej wybrał sprzedawcę energii. Aktywacje w przypadku gazu i energii elektrycznej są zapewniane przez te same zespoły techniczne. ERDF monitoruje wskaźnik aktywacji (z interwencją) w uzgodnionych terminach realizacji, który odpowiada liczbie aktywacji na istniejącej instalacji przeprowadzonych w uzgodnionych terminach realizacji w odniesieniu do całkowitej liczby wniosków o aktywację.

Od dnia 1 stycznia 2014 r. wskaźnik ten jest objęty zachętami finansowymi:

- kara w wysokości 40 000 EUR na rok kalendarzowy, jeśli miesięczny wskaźnik jest niższy od bazowego założenia 83%,
- premia w wysokości 40 000 EUR na rok kalendarzowy, jeśli półroczny wskaźnik jest wyższy lub zgodny z docelowym założeniem 88%.

Od dnia 1 stycznia 2015 r. ewoluowały zachęty finansowe mające na celu poprawę wyników operatora sieci.



Rysunek 2.2 przedstawia wyniki w % (liczba aktywacji w uzgodnionych terminach w stosunku do całkowitej liczby aktywacji).

W 2014 r. średni wskaźnik aktywacji (wraz z interwencją) w uzgodnionym okresie realizacji wyniósł 84,3%, co jest wartością wyższą niż założenie bazowe (83%), ale niższą niż założenie docelowe (88%). ERDF nie otrzymał żadnej premii ani nie zapłacił żadnej kary. Według ERDF ten niewielki spadek wyników w trzecim trymestrze można wyjaśnić okresem letnim, w którym dostępność zasobów była niższa od średniej, a także większą liczbą wniosków o aktywację w porównaniu ze średnim poziomem. Wciąż jednak jest miejsce na poprawę.

2.1.7. RZECZYWISTE POZIOMY JAKOŚCI HANDLOWEJ

Istnieją dwa sposoby monitorowania rzeczywistego poziomu jakości handlowej:

- monitorowanie średniej wartości wskaźnika (np. średni czas realizacji nowego przyłączenia),
- monitorowanie odsetka przypadków, w których przedsiębiorstwo przestrzega terminu wyznaczonego przez krajowy organ regulacyjny, tj. odsetek przypadków, w których limit nie został przekroczony (w stosunku do całkowitej liczby przypadków), jest poniżej lub powyżej standardu (np. 90%).

¹³ BASIC OBJECTIVE (założenia bazowe); TARGET OBJECTIVE (założenia docelowe).

Należy zauważyć, że pierwszy sposób pomiaru rzeczywistego poziomu jakości nie zależy od standardów i dlatego jest porównywalny między krajami (przy założeniu, że uwzględniane są wymogi tego samego typu). Drugi sposób pomiaru, zwany również odsetkami dotrzymania standardów, ma znaczenie dla porównania tylko wtedy, gdy limity czasowe, do których się odnosi, są takie same, nawet jeśli standardy nie są takie same, w przeciwnym razie nie można ich porównać między krajami. Na przykład odsetek skarg odbiorców, na które udzielono odpowiedzi w ciągu 15 dni (limit czasowy) wynosi 99% w kraju A (kraj A ma standard 80%) i 90% w kraju B (którego standard wynosi 95%), wówczas wartości te można porównać, jeśli kraj B również ma limit czasowy 15 dni.

W czwartym raporcie benchmarkingowym [4] nie przedstawiono wystarczających danych na temat rzeczywistych poziomów wskaźników jakości, dlatego też porównania między krajami nie były możliwe. W przypadku piątego raportu benchmarkingowego [5] poproszono respondentów o przedstawienie danych za lata 2008–2010, a w przypadku szóstego raportu benchmarkingowego [8] – danych za lata 2010–2014. W niniejszym raporcie analiza koncentruje się na wynikach za lata 2010–2014.

Większa ilość informacji stała się dostępna dla bieżącego, szóstego raportu benchmarkingowego [8], prawdopodobnie ze względu na rosnące zainteresowanie krajowych organów regulacyjnych standardami jakości handlowej. W Tabeli 2.17 przedstawiono niewielki wybór wskaźników z każdej z 4 głównych grup (np. dla grupy I „Przyłączenie” uwzględniono dane dla pierwszych 4 wskaźników). Wartości te zostały obliczone przez uśrednienie danych dotyczących niedotrzymania standardów w ramach głównej grupy: Przyłączenie, Obsługa odbiorcy, Obsługa techniczna oraz Pomiary i rozliczenia. Chociaż wartości te nie są ważne znaczeniem pytań zawartych w grupach, to jednak dają one wiarygodne wyobrażenie o kierunku poprawy. Analizę tę, opartą na danych z okresu 4 lat, należy jednak interpretować z zachowaniem ostrożności, ponieważ baza danych była częściowo niezupełniona (nie wszystkie kraje odpowiedziały na wszystkie pytania dotyczące wartości wskaźników).

Ponadto średnie wyniki nie powinny być porównywane we wszystkich krajach, a jedynym celem tego porównania jest uzyskanie w skrócie obrazu rzeczywistego poziomu jakości handlowej.

Rosnąca liczba krajów zbierających dane jest zachęcająca. Nie wszystkie kraje odpowiedziały jednak na pytania z kwestionariusza, ponieważ nie monitorują wymaganego wskaźnika lub ponieważ wskaźnik, który monitorują, nie odpowiada dokładnie definicji wskaźnika zawartej w kwestionariuszu CEER.

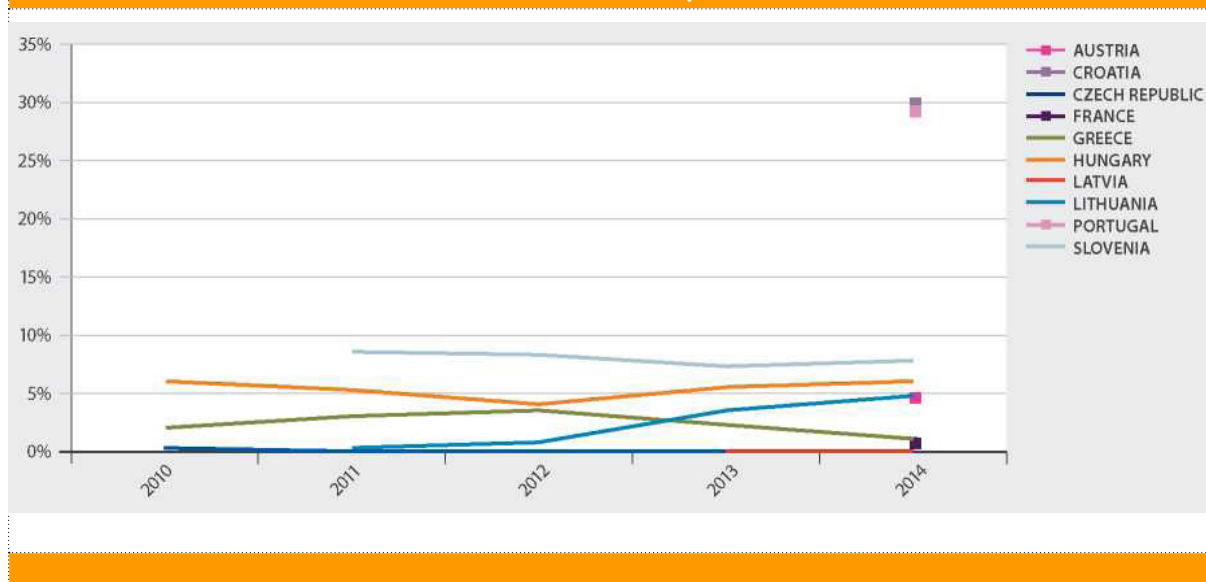
TABELA 2.17. ŚREDNI ODSETEK NIEDOTRZYMANIA STANDARDÓW W PODZIALE NA KRAJE										
Średni odsetek niedotrzymania standardów	I. Przyłączenie					II. Obsługa odbiorcy				
	2010	2011	2012	2013	2014	2010	2011	2012	2013	2014
Austria					4,00%					2,3%
Belgia										
Chorwacja					30,00%					
Czechy	0,29%	0,19%	0,14%	0,10%	0,03%	1,94%	0,46%	0,22%	0,50%	0,26%
Francja					1,05%					6,15%
Grecja	2,04%	3,02%	3,65%	2,39%	1,12%		0,49%	0,30%	0,25%	0,10%
Węgry	6,04%	5,16%	4,06%	5,61%	5,95%	10,66%	14,00%	10,90%	18,88%	16,87%
Irlandia										
Łotwa				0,11%	0,0%				7,90%	3,23%
Litwa		0,35%	0,85%	3,55%	4,75%					
Holandia										
Portugalia					29,45%	2,95%	3,54%	3,52%	3,39%	10,90%
Słowenia		7,99%	7,64%	6,74%	7,22%		31,92%	24,57%	21,06%	55,24%
Średnia	2,79%	3,34%	3,27%	3,08%	8,36%	5,19%	10,08%	7,91%	8,66%	13,25%

TABELA 2.17 (cd.)										
Średni odsetek niedotrzymania standardów	III. Obsługa techniczna					IV. Pomiary i rozliczenia				
	2010	2011	2012	2013	2014	2010	2011	2012	2013	2014
Austria										
Belgia										
Chorwacja										5,00%
Czechy	4,09%	7,23%	6,03%	5,87%	5,24%	0,14%	0,39%	0,61%	0,04%	2,35%
Francja										
Grecja	1,50%	1,48%	1,56%	1,77%	0,46%	1,58%	1,58%	1,58%	1,80%	4,41%
Węgry	17,22%	19,01%	6,28%	15,92%	12,52%	2,54%	4,025%	4,025%	3,71%	5,645%
Irlandia										
Łotwa				0,0%	0,0%					
Litwa										
Holandia										
Portugalia	1,57%	0,14%	0,16%	0,36%	0,58%	0,61%	0,26%	0,20%	0,35%	7,17%
Słowenia		31,02%	36,50%	32,82%	36,52%		1,25%	3,75%	14,43%	3,76%
Średnia	6,10%	11,78%	10,10%	9,45%	9,22%	1,22%	1,50%	2,03%	4,07%	

2.1.7.1. Przyłączenie

Wskaźniki wyników związanych z przyłączeniami (grupa I) są najczęściej monitorowanymi wskaźnikami jakości handlowej. W ciągu ostatnich kilku lat większość krajów poczyniła zauważalne postępy. Średni odsetek niedotrzymania standardów w przypadku Czech spadł z 0,29% (w 2010 r.) do 0,03% (w 2014 r.). Grecja osiągnęła dobre i stosunkowo stabilne wyniki od 2010 r.: od 2,05% (w 2010 r.) do 1,12% (w 2014 r.). Na Węgrzech od 2010 r. średni odsetek niedotrzymania standardów w ciągu 5 lat wyniósł 5,36%. W 2014 r. 8 państw (Austria, Czechy, Francja, Grecja, Łotwa i Węgry) plasuje się poniżej ogólnej średniej niedotrzymania standardów wynoszącej 8,36%.

RYS. 2.3. ŚREDNI ODSETEK NIEDOTRZYMANIA STANDARDÓW W PODZIALE NA KRAJE W ODNIESIENIU DO DZIAŁAŃ W ZAKRESIE PRZYŁĄCZEŃ



Ogólny średni czas przyłączenia nowego odbiorcy do sieci (I.3) wyniósł 7,89 dnia w 2014 roku (uwzględniono wyniki Czech, Francji, Grecji, Litwy, Portugalii, Słowenii i Węgier). W większości krajów ogólny trend jest pozytywny (średni odsetek dotrzymania standardów wyższy niż 90%). W 2014 r. Chorwacja i Portugalia odnotowały średni odsetek niedotrzymania standardów w wysokości 30% dla Chorwacji i 29,45% dla Portugalii. Istotnie w Chorwacji limit czasowy (15 dni) na odpowiedź na wniosek odbiorcy o przyłączenie do sieci (I.1) jest przestrzegany w 70% przypadków. Natomiast w Portugalii limit czasowy (15 dni roboczych) na udzielenie odpowiedzi na wniosek odbiorcy o przyłączenie do sieci (I.1) jest przestrzegany w 72,61% przypadków dla łącznej liczby 9 355 wniosków.

2.1.7.2. Obsługa odbiorcy

Podobnie jak w przypadku przyłączenia (grupa I) zgłoszone wskaźniki niedotrzymania standardów związane z obsługą odbiorcy (grupa II) w większości krajów również były stosunkowo niskie i jednorodne w latach 2010–2014: w przypadku Austrii, Czech, Francji, Grecji, Portugalii (z wyjątkiem 2014 r.) i Łotwy wskaźniki te były niższe niż 10%.

W Portugalii w latach 2010–2013 odsetek przypadków niedotrzymania standardów był niższy niż 4% – szczególnie dobre wyniki odnotowano w zakresie czasu reakcji na skargi odbiorców (II.2). W 2014 r. osiągnął on poziom 10,90% – ten wyższy odsetek niedotrzymania standardów można wyjaśnić niższymi wynikami osiągniętymi w zakresie „Punktualności spotkań z odbiorcami” (88,77%).

Słowenia i Węgry to dwa kraje, których wyniki w zakresie niedotrzymania standardów są wyższe od ogólnej średniej od 2011 r. Od 2010 r. Węgry wykazują wzrost niedotrzymania standardów z 10,66% do 16,87% – odsetek dotrzymania standardów w przypadku wskaźnika „Czas reakcji na skargi odbiorcy dotyczące napięcia i/lub natężenia prądu” (II.3) obniża średni odsetek dotrzymania standardów związany z obsługą odbiorcy – operatorzy osiągnęli wynik niższy niż 50% w latach 2013 i 2014 dla tego wskaźnika. W Słowenii obserwuje się najwyższy odsetek niedotrzymania standardów w związku z obsługą odbiorcy – w szczególności należy poprawić czas reakcji na zapytania odbiorców (II.3) oraz skargi dotyczące napięcia i/lub natężenia prądu (II.4).

2.1.7.3. Obsługa techniczna

Wskaźniki dotyczące obsługi technicznej (grupa III) pozostały mniej więcej takie same lub uległy nieznacznej poprawie w latach 2010–2014 w przypadku Czech, Grecji, Portugalii i Węgier. Większość wyników była niższa od ogólnego średniego odsetka niedotrzymania standardów (9,22%) w 2014 r. W latach 2011–2014 Słowenia odnotowała wysoki poziom niedotrzymania standardów (od 31% do 36,52%). W szczególności wartości procentowe dotrzymania standardów czasu między datą udzielenia odpowiedzi na skargę dotyczącą jakości napięcia a usunięciem problemu (III.1) w latach 2011–2014 były niskie (34,11%).

Jeśli chodzi o czas między datą udzielenia odpowiedzi na skargę dotyczącą jakości napięcia a usunięciem problemu (III.1), Węgry odnotowały bardzo zróżnicowany odsetek dotrzymania standardów w latach 2010–2014 (np. 24,41% w 2011 r., 75,75% w 2012 r. i 51,22% w 2014 r.). Jeśli chodzi o czas do rozpoczęcia procesu przywracania dostawy po zadziałaniu bezpiecznika OSD (III.2), odsetek dotrzymania standardów w latach 2010–2014 był dobry (> 96%) dla Czech, Grecji, Portugalii, Słowenii i Węgier.

2.1.7.4. Pomiary i rozliczenia

Wskaźniki wyników w zakresie pomiarów i rozliczeń (grupa IV) były najrzadziej monitorowanymi wskaźnikami jakości handlowej w poprzednim, piątym raporcie benchmarkingowym [5]. W szóstym raporcie benchmarkingowym [8] 6 krajów przedstawiło swoje wskaźniki dotyczące pomiarów i rozliczeń. W latach 2010–2014 wszystkie kraje zarejestrowały odsetek niedotrzymania standardów niższy niż 8%. W 2014 r. ogólna średnia niedotrzymania standardów osiągnęła 4,72%, a 3 kraje przekroczyły nieco średnią: Chorwacja (5,00%), Portugalia (7,17%) i Węgry (5,65%). Odsetek niedotrzymania standardów nieznacznie wzrasta w latach 2010–2014, ale ogólny obraz jest stosunkowo jednorodny. Dość duże różnice zaobserwowano w przypadku Portugalii (tj. 0,61% w 2010 r. i 7,17% w 2014 r.).

Wyniki są szczególnie dobre w odniesieniu do czasu przywrócenia dostawy po odłączeniu z powodu braku płatności (IV.3), dla którego odsetek dotrzymania standardów w latach 2010–2014 w Czechach, Grecji, Portugalii, Słowenii i na Węgrzech wyniósł ponad 98%. Średni czas przywrócenia dostawy po odłączeniu z powodu braku płatności (IV.3) zmniejszył się w latach 2011–2014 dla Czech (z 0,9 dnia do 0,8 dnia, przy limicie czasowym 2 dni), Litwy (z 1,87 dnia do 1,5 dnia, przy limicie czasowym 2 dni roboczych) i Słowenii (z 3 do 1,1 dnia, przy limicie czasowym 3 dni).

2.1.8. STRESZCZENIE WYNIKÓW ANALIZY PORÓWNAWCZEJ

Tabele 2.18 i 2.19 dokonują syntezy wyników zgodnie ze wskaźnikami (patrz również punkt 2.1.5.1). Wskaźniki dla OSD stanowią 147 ze 193 wskaźników krajowych (zgodnie z tabelą 2.4).

Zgodnie z tabelą 2.18 istnieje 58 wskaźników dla działań związanych z przyłączeniami (grupa I). Najczęściej monitorowanymi wskaźnikami są: czas reakcji na wniosek odbiorcy o przyłączenie do sieci (I.1), czas przyłączenia nowych odbiorców do sieci (I.3) oraz czas zmiany dostawcy (I.5), który został wprowadzony jako nowy wskaźnik jakości handlowej w piątym raporcie benchmarkingowym [5]. Średnia liczba wskaźników o określonym rodzaju to 12 („standardy/działanie”, tj. „(18+13+27)/5”) w przypadku przyłączeń (grupa I). Liczba ta jest najwyższa spośród pozostałych grup, co oznacza, że przyłączenie do sieci w badanych krajach ma znaczenie podstawowe. Obsługa odbiorcy (grupa II) to najmniej liczna grupa wskaźników przy średniej wartości 6 wskaźników/działanie.

Obsługa techniczna (grupa III) (przy średniej wartości 9 wskaźników/działanie) oraz pomiary i rozliczenia (grupa IV) (przy średniej wartości 10 wskaźników/działanie) są w mniejszym lub większym stopniu regulowane w tym samym zakresie. Należy zauważyć, że wiele uwagi poświęca się jak najszybszemu przywróceniu zasilania niezależnie od tego, czy jego utrata była spowodowana błędami, nieterminowymi płatnościami, czy informacjami o zawiadomieniach o planowanych przerwach. Potwierdza to, że w regulacji energetyki priorytetem jest zapewnienie dostępu do zasilania.

TABELA 2.18. ŁĄCZNE WARTOŚCI ZASTOSOWANYCH WSKAŹNIKÓW WEDŁUG TYPU				
Łączne wartości zastosowanych wskaźników według typu	WO	WG	IW	Razem
I. PRZYŁĄCZENIE				
I.1 Czas reakcji na wniosek odbiorcy o przyłączenie do sieci	8	4	5	17
I.2 Czas na oszacowanie kosztów prac prostych	1	4	4	9
I.3 Czas na przyłączenie nowych odbiorców do sieci	5	4	6	15
I.4 Czas na odłączenie na wniosek odbiorcy	1	1	3	5
I.5 Czas na zmianę dostawcy	3	0	9	12
ŁĄCZNA WARTOŚĆ DLA WSKAŹNIKÓW PRZYŁĄCZENIA	18	13	27	58
II. OBSŁUGA ODBIORCY				
II.1 Punktualność spotkań z odbiorcami	0	4	1	5
II.2 Czas reakcji na skargi odbiorców	3	4	5	12
II.3 Czas reakcji na zapytania odbiorców	2	4	5	11
II.4 Czas reakcji na skargi odbiorcy dotyczące napięcia i/lub natężenia prądu	1	4	2	7
II.5 Czas reakcji na skargi dotyczące przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorcy	0	1	4	5
II.6 Czas reakcji na pytania dotyczące kosztów i płatności (z wyłączeniem przyłączeń)	1	1	1	3
II.7 Średni czas oczekiwania podczas kontaktu z centrum obsługi telefonicznej	0	1	0	1
II.8 Poziom usług centrum obsługi telefonicznej	0	0	0	0
II.9 Czas oczekiwania w przypadku osobistej wizyty w centrum obsługi klienta	0	0	0	0
ŁĄCZNA WARTOŚĆ DLA WSKAŹNIKÓW OBSŁUGI ODBIORCY	7	19	18	44

TABELA 2.18 (cd.)				
III. OBSŁUGA TECHNICZNA				
III.1 Czas między datą udzielenia odpowiedzi na skargę dotyczącą jakości napięcia a usunięciem problemu	1	3	3	7
III.2 Czas do rozpoczęcia przywracania dostawy po awarii bezpiecznika OSD	0	6	2	8
III.3 Czas na udzielenie informacji z wyprzedzeniem o planowanej przerwie w dostawie	2	3	6	11
III.4 Czas do przywrócenia dostawy w przypadku nieplanowanej przerwy w dostawie	2	4	5	11
ŁĄCZNA WARTOŚĆ DLA WSKAŹNIKÓW OBSŁUGI TECHNICZNEJ	5	16	16	37
IV. POMIARY I ROZLICZENIA				
IV.1 Czas na kontrolę licznika w przypadku awarii licznika	3	5	3	11
IV.2 Czas od wezwania do zapłaty do odłączenia	2	1	5	8
IV.3 Czas na przywrócenie dostawy po odłączeniu z powodu braku płatności	3	4	3	10
IV.4 Roczna liczba odczytów licznika przez wyznaczone przedsiębiorstwo	1	2	6	9
ŁĄCZNA WARTOŚĆ DLA WSKAŹNIKÓW POMIARÓW I ROZLICZEŃ	9	12	17	38

Istnieją znaczne różnice w średniej liczbie wskaźników w poszczególnych grupach działań. IW są najczęściej stosowane do regulacji przyłączy, obsługi odbiorcy, obsługi technicznej oraz rozliczeń i pomiarów.

W niektórych istotnych przypadkach kraje stosują równolegle WG, WO i IW. WO są często stosowane w odniesieniu do działań grup przyłączeniowych. Wiele WG dotyczy obsługi odbiorcy, służby technicznej oraz kwestii związanych z pomiarami i rozliczeniami. Tabela 2.19 przedstawia wskaźniki stosowane w poszczególnych krajach w podziale na grupy i rodzaje.

TABELA 2.19. WSKAŹNIKI JAKOŚCI HANDLOWEJ STOSOWANE PRZEZ KRAJE CEER W PODZIALE NA RODZAJE WSKAŹNIKA I GRUPY												
Kraje	I. Przyłączenie			II. Obsługa odbiorcy			III. Służba techniczna			IV. Pomiary i rozliczenia		
	WO	WG	IW	WO	WG	IW	WO	WG	IW	WO	WG	IW
Austria	X			X			X			X		
Belgia			X			X			X			X
Chorwacja	X		X			X			X	X	X	
Czechy		X	X		X			X			X	X
Estonia	X					X	X			X		
Finlandia			X									
Francja			X	X	X	X			X	X		
Wielka Brytania								X			X	X
Grecja		X	X		X			X			X	
Węgry	X	X	X	X	X			X			X	X
Włochy	X	X										
Łotwa			X			X			X			X
Litwa	X						X			X		
Luksemburg	X		X							X		
Malta	X	X										
Holandia		X						X			X	
Norwegia			X			X						X
Portugalia	X		X	X	X			X		X	X	
Słowenia	X	X		X	X		X	X	X		X	
Szwecja			X						X			X

2.1.9. WNIOSKI I ZALECENIA DOTYCZĄCE JAKOŚCI HANDLOWEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Należy pamiętać, że wyniki dotyczące jakości handlowej powinny być interpretowane z zachowaniem ostrożności, ponieważ niektóre parametry można mierzyć na różne sposoby i nie wszystkie dane są dostępne w poszczególnych krajach. Może to odzwierciedlać różnice w pomiarach. Przykładowo niektóre wskaźniki nie oddzielają prac prostych od złożonych. Ponadto wyniki wypracowane przez operatorów nie są porównywalne w poszczególnych krajach, ponieważ każdy kraj ma swój własny system regulacyjny (z określonymi limitami czasowymi, normami, kwotami rekompensat, kar itp.).

WNIOSEK 1

WIĘKSZA KONCENTRACJA KRAJOWYCH ORGANÓW REGULACYJNYCH NA JAKOŚCI USŁUG ŚWIADCZONYCH NA RZECZ ODBIORCÓW

Pierwszym wnioskiem, zgodnym również z wnioskami z poprzednich raportów benchmarkingowych CEER, jest to, że krajowe organy regulacyjne poświęcają znaczną uwagę jakości świadczonych usług. Łącznie 22 kraje, które udzieliły odpowiedzi, zgłosiły 177 krajowych wskaźników jakości handlowej odnoszących się do 22 realizacji na wniosek odbiorców.

WNIOSEK 2

MONITOROWANY JEST SZEROKI, LECZ CORAZ SILNIEJ ZHARMONIZOWANY ZAKRES WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI HANDLOWEJ

Istnieją znaczne różnice dotyczące charakteru i liczby wskaźników monitorowanych w poszczególnych krajach. Chociaż zbiór działań i oczekiwane cele regulacji są podobne, w niektórych krajach regulacje nie są jasno zdefiniowane lub są egzekwowane rzadziej niż konkretne wskaźniki jakości (np. „W rozsądnym czasie”, „Na rozsądnych warunkach”). Możliwe jest osiągnięcie regulacji danej usługi na wiele różnych sposobów, takich jak limity czasowe, normy, kwoty rekompensat i kar. Krajowe organy regulacyjne powinny ustanowić przepisy dotyczące jakości handlowej z uwzględnieniem specyfiki krajowej, politycznej, kulturowej i gospodarczej. Jednocześnie osiągnięto postęp w zakresie harmonizacji w porównaniu z poprzednimi raportami benchmarkingowymi CEER. W okresie ujętym w trzecim raporcie benchmarkingowym (w 2005 r.) [3] parametry jakości handlowej rzadko były regulowane w ten sam sposób we wszystkich krajach członkowskich CEER, podczas gdy szósty raport benchmarkingowy pokazuje, że liczba identycznych lub częściowo identycznych regulacji dotyczących tych wskaźników znacznie wzrosła.

WNIOSEK 3

WYMAGANIA I REKOMPENSATY RÓŻNIĄ SIĘ ZNACZNIE W ZALEŻNOŚCI OD RODZAJU ODBIORCY

Jakość handlowa dotyczy różnych rodzajów odbiorców: z punktu widzenia regulacji istotna jest również różnica wielkości zużycia energii. Ich klasyfikacja (lokalizacja, poziomy napięcia) różni się w zależności od kraju i operatora sieci. W danym kraju wymagania mogą znacznie się różnić w zależności od tego, czy dany odbiorca jest odbiorcą nN czy WN. Zasadniczo jakość handlowa dotyczy przede wszystkim odbiorców będących gospodarstwami domowymi, przyłączonych do sieci nN, ponieważ stanowią oni największą grupę, a także ponieważ małe gospodarstwa domowe często potrzebują większej ochrony.

WNIOSEK 4

PONOWNIE POTWIERDZONO DZIAŁANIA W KIERUNKU WIĘKSZEJ LICZBY WSKAŹNIKÓW GWARANTOWANYCH (Z REKOMPENSATĄ)

Niektóre definicje i nazwy odnoszące się do wymogów jakości handlowej zmieniły się w stosunku do poprzednich edycji, np. „standardy” są obecnie określane jako „wskaźniki”. Zebrane dane pokazują, że wskaźniki jakości handlowej mogą być wykorzystywane przez krajowe organy regulacyjne na trzy sposoby:

- do definiowania WO bez żadnych konsekwencji gospodarczych dla OSD lub dostawcy w przypadku niezgodności lub z uwzględnieniem sankcji gospodarczych. Krajowe organy regulacyjne są uprawnione do nakładania sankcji, takich jak kary,
- do ustalania WG, za pomocą których odbiorcy otrzymują bezpośrednią rekompensatę w przypadku niespełnienia norm,
- do stosowania IW, a w przypadku niezgodności krajowy organ regulacyjny może nałożyć sankcje.

Analiza wyników potwierdza, że istnieje ogólna tendencja do odchodzenia w miarę upływu czasu od wskaźników ogólnych (WO) na rzecz wskaźników gwarantowanych (WG). Tendencja ta została zidentyfikowana już w czwartym [4] i piątym [5] raporcie benchmarkingowym. Niniejszy, szósty raport benchmarkingowy obejmuje 60 WG w porównaniu z 39 obecnie stosowanymi WO. Rozwijana jest automatyzacja wypłat rekompensat: niektóre kraje stosują już automatyczne rekompensaty w przypadku niezgodności w odniesieniu do niektórych wskaźników (Francja, Grecja, Portugalia, Węgry i Włochy).

WNIOSEK 5

JAKOŚĆ HANDLOWA DOTYCZY PRZEDĘ WSZYSTKIM RELACJI OSD Z ODBIORCAMI

W krajach, w których konkurencja funkcjonuje prawidłowo, krajowe organy regulacyjne skupiają się bardziej na monitorowaniu zobowiązań OSD w zakresie jakości handlowej (a nie zobowiązań dostawców), ponieważ działalność dystrybucyjna jest ściśle powiązana z odbiorcami (przyłączenie do sieci, aktywacje itp.). W istocie 147 wskaźników (z łącznej liczby 193) odnosi się do OSD, a 25 wskaźników – do sprzedawców/DUK.

WNIOSEK 6

PRZYŁĄCZENIA DO SIECI I OBSŁUGA ODBIORCY POZOSTAJĄ KLUCZOWYMI KWESTIAMI

Z punktu widzenia konsumenta, przyłączenia, aktywacje i utrzymanie są bardzo istotnymi procesami, ponieważ w niektórych przypadkach stanowią one pierwszą interakcję konsumenta z rynkiem energii. Jeśli procesy te są dobrze zaprojektowane i działają sprawnie, przełożą się na lepsze postrzeganie rynku energii przez konsumentów. W badaniu podkreślono, że priorytetem są standardy przyłączenia odbiorców do sieci i obsługi odbiorcy, takie jak czas reakcji na skargi. W istocie spośród łącznie 177 wskaźników 58 jest monitorowanych pod kątem działań z zakresu przyłączenia do sieci, a 44 pod kątem usług z zakresu obsługi odbiorcy.

WNIOSEK 7

INTELIGENTNE LICZNIKI MAJĄ WPŁYW NA REGULACJĘ JAKOŚCI HANDLOWEJ

Dokładne rozliczenie na podstawie faktycznego, zmierzonego zużycia staje się coraz ważniejsze zarówno dla odbiorców, jak i licencjobiorców. Wszystkie strony oczekują bardziej szczegółowego obrazu nawyków związanych ze zużyciem (profilu), na podstawie których będą mogły planować konserwacje sieci, kupno energii lub ewentualne zmiany w codziennych praktykach związanych ze zużyciem. Wiele krajów uznaje tę potrzebę i dąży do gromadzenia miesięcznych (lub nawet częściej zbieranych) danych z liczników za pomocą odczytów przez wdrażanie programów inteligentnych liczników. Inteligentne liczniki ułatwiają uzyskanie dokładniejszego obrazu zużycia energii elektrycznej, stanu sieci oraz mogą ułatwić i skrócić zarówno procedurę zmiany dostawcy, jak i proces dezaktywacji i ponownej aktywacji z powodu niezapłaconych rachunków.

WNIOSEK 8

NALEŻY WYJŚĆ DALEJ NIŻ PISEMNE ODPOWIEDZI OSD DO KONSUMENTÓW

Oprócz oczekiwań odbiorcy w zakresie możliwie najszybszego przyłączenia lub ponownego przyłączenia istnieje zauważalna potrzeba udzielenia przez OSD/dostawcę merytorycznej odpowiedzi na każde zapytanie odbiorcy w rozsądnym terminie. Z danych wynika, że obecnie nacisk kładzie się na prace OSD w zakresie pisemnych form komunikacji. Skutkuje to niepełnym obrazem jakości odpowiedzi na zapytania odbiorców z dwóch różnych powodów:

- formy komunikacji niepisemnej, takie jak telefon (stacjonarny i komórkowy) oraz internet (strona internetowa) znacznie się rozwinęły i są szeroko rozpowszechnione,
- w niektórych krajach nadal stosuje się bardziej tradycyjne podejście polegające na odwiedzaniu lokalnych centrów obsługi odbiorcy.

W niektórych krajach skargi ustne nadal nie są brane pod uwagę, a rejestrowane są tylko skargi pisemne.

ZAŁECENIE 1

WYKONYWANIE REGULARNYCH PRZEGLĄDÓW KRAJOWYCH PRZEPISÓW PRAWNYCH

Ważne jest, aby CEER (oraz krajowe organy regulacyjne) regularnie dokonywały przeglądu wskaźników jakości handlowej, biorąc pod uwagę rozwój warunków krajowych (np. rozwój inteligentnych sieci) oraz oczekiwania odbiorców. Istotną rolę w takich przeglądach odgrywa monitorowanie rzeczywistego poziomu jakości handlowej (średnie wartości wskaźników i odsetek realizacji). Najważniejszym czynnikiem w tym procesie jest dostępność szerokiego zakresu realistycznych danych. Dlatego też konieczne jest szczegółowe zbadanie (w tym składanie zapytań do interesariuszy) obowiązujących przepisów dotyczących jakości handlowej, aby dowiedzieć się, czy monitorowane są inne wskaźniki lub wymogi lub aby zrozumieć specyfikę każdego badanego kraju. Ponadto liczba wskaźników badanych przez CEER powinna zostać ograniczona, aby uprościć analizę danych. Zaleca się, aby rzeczywiste wyniki dla odbiorców SN i WN traktować oddzielnie, aby uniknąć zniekształcenia mediany.

ZAŁECENIE 2

DAŻYĆ DO HARMONIZACJI DEFINICJI HANDLOWYCH WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI

Harmonizacja definicji¹⁴ ułatwia uzyskanie znaczących wyników z krajów europejskich oraz stworzenie spójniejszej i bardziej zrozumiałej bazy danych. Trudno jest dokonywać porównań między państwami członkowskimi, ponieważ regulacja danego działania może być realizowana na wiele różnych sposobów w zależności od kraju. Jasne ramy i zharmonizowane parametry mogą pomóc w analizie wyników, a tym samym w określeniu dalszych usprawnień i zaleceń.

14 Raport CEER-ACER z 11.2014 na temat wyników monitorowania wewnętrznych rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego (http://www.eemg-mediators.eu/downloads/ACER_Market_Monitoring_Report_2015.pdf).

ZALECENIE 3

ZAPEWNIĆ WIĘKSZĄ OCHRONĘ DZIĘKI GWARANTOWANYM WSKAŹNIKOM Z AUTOMATYCZNYMI REKOMPENSACJAMI DLA KLIENTÓW

Zaleca się, aby krajowe organy regulacyjne stosowały WG z automatycznymi rekompensatami lub WO albo IW związane z możliwością nakładania sankcji. W przypadku najważniejszych wskaźników (np. działań w zakresie przyłączeń) zaleca się połączenie WO z sankcjami ekonomicznymi (takimi jak kary) i WG, zarówno w celu poprawy średnich wyników, jak i ochrony odbiorców przed najgorszymi warunkami świadczenia usług. Niniejsze zalecenie jest skierowane głównie do OSD ze względu na ich ważne relacje z odbiorcami. Ponadto coraz częściej stosowana automatyzacja wypłaty rekompensaty powinna być rozszerzona na wszystkie kraje.

ZALECENIE 4

KRAJOWE ORGANY REGULACYJNE POWINNY MONITOROWAĆ WSKAŹNIKI, WYKORZYSTUJĄC WSZYSTKIE SPOSOBY KOMUNIKACJI, ABY UZYSKAĆ LEPSZĄ OCENĘ POZIOMU JAKOŚCI

Większość wskaźników bierze pod uwagę jedynie pisemne formy komunikacji, co stanowi niekompletny obraz jakości handlowej. Należy również uwzględnić niepisemne formy komunikacji, takie jak telefon (stacjonarny i komórkowy) oraz internet (strona internetowa). Przykładowo – nie wszystkie kraje monitorują skargi ustne i pisemne. CEER zaleca, aby krajowe organy regulacyjne regulowały również realizację usług świadczonych na rzecz odbiorców przez komunikację telefoniczną, e-mailową i internetową (np. strony internetowe/aplikacje) oraz wizyty w centrach obsługi odbiorcy. W szczególności należy monitorować działania OSD i DSU w coraz ważniejszej dziedzinie kontaktów telefonicznych. Należy zwrócić uwagę nie tylko na szybką reakcję, ale również na to, by była ona rzetelna i użyteczna. Przy regulowaniu jakości handlowej należy uwzględnić wszystkie rodzaje odpowiedzi: skargi ustne, internetowe i pisemne.

ZALECENIE 5

ZAPEWNIĆ DOSTĘPNOŚĆ USŁUG, W SZCZEGÓLNOŚCI W ZAKRESIE PRZYŁĄCZEŃ I OBSŁUGI ODBIORCY

CEER zaleca, aby kraje i ich krajowe organy regulacyjne dokonały oceny priorytetów klientów przed utworzeniem nowych ram regulacyjnych.

ZALECENIE 6

NADAL ROZWIJAĆ REGULACJE DOTYCZĄCE RELACJI Z KLIENTAMI

W celu **dalszego** rozwoju regulacji dotyczących jakości handlowej – choć będzie to kosztowne – można wprowadzić badania satysfakcji zawierające elementy jakościowe (oprócz elementów ilościowych, które zawiera kwestionariusz CEER), ponieważ mogą one pomóc w ocenie tego, jak odbiorcy rzeczywiście postrzegają usługi świadczone przez operatora.

2.2. Raport polski

2.2.1. WPROWADZENIE

I Krajowy Raport Benchmarkingowy nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych był opracowany w 2009 roku. W lipcu 2007 roku, po rozdzieleniu pionowo koncernów energetycznych, powstały niezależne przedsiębiorstwa obrotu i operatorzy systemów energetycznych. Badaniom poddano operatorów systemów powstałych w wyniku *unbundlingu*. Od tego czasu rynek energii bardzo się rozwinął. Powstało wiele niezależnych przedsiębiorstw zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej. Są to duże przedsiębiorstwa obrotu, pełniące rolę sprzedawcy zobowiązanego, nowo powstałe przedsiębiorstwa obrotu skierowane do wybranego segmentu klientów, przedsiębiorstwa sprzedające inne media, takie jak gaz czy ciepło, przedsiębiorstwa telekomunikacyjne, przedsiębiorstwa działające w ramach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, od których prawo nie wymagało rozdzielenia. Oprócz operatorów dużych systemów dystrybucyjnych, wchodzących w skład energetycznych grup kapitałowych powstało wielu operatorów systemów dystrybucyjnych nieprzyłączonych do sieci przesyłowej (OSDn). Konkurencja rozwinęła się. Prawo umożliwiło odbiorcom swobodny wybór sprzedawcy. Odbiorca energii elektrycznej ma albo pojedynczą umowę na świadczenie usługi kompleksowej, albo oddzielne umowy ze sprzedawcą (SP) i operatorem systemu dystrybucyjnego (OSD). W obu przypadkach jakość handlowa jest istotną kwestią.

Jakość handlowa jest związana bezpośrednio z transakcjami między spółkami energetycznymi (OSD lub sprzedawcami bądź też jednymi i drugimi) a odbiorcami. Jakość handlowa obejmuje nie tylko dostawę i sprzedaż energii elektrycznej, ale też różne formy kontaktów nawiązywanych między przedsiębiorstwami sektora energii elektrycznej a odbiorcami. Nowe przyłączenia, odłączenia, odczyt i weryfikacja liczników, naprawy oraz eliminacja problemów związanych z jakością napięcia, rozpatrywanie reklamacji itp., to usługi, które wiążą się z pewnym aspektem jakości handlowej. Najczęstszym aspektem jakości handlowej jest terminowość usług zamówionych przez odbiorców. Z perspektywy odbiorcy usługi te często stanowią pierwszą styczność odbiorców z rynkiem energii.

Poza zmianami związanymi z uwolnieniem rynku energii dokonano zmian legislacyjnych, a w nich wymagań w zakresie standardów związanych z jakością handlową obsługi odbiorców. Wymagania w zakresie terminów wydawania warunków przyłączenia określa Ustawa z dnia 10 kwietnia Prawo energetyczne [33] w art. Art. 7. ust. 8g w którym określa, że:

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie:

- 1) 21 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
- 2) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
- 3) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło;
- 4) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło;
- 5) 150 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej.

Zgodnie z art. 34 ust. 1 ustawy z dnia 13 lutego 2020 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 471), do wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci przedsiębiorstw energetycznych złożonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 5 w brzmieniu dotychczasowym, tj.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie:

- 1) 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia złożenia kompletnego wniosku lub wniesienia zaliczki, w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później;
- 2) 150 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia złożenia kompletnego wniosku lub wniesienia zaliczki, w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później.

Wprowadzono również definicję mikroinstalacji i wymaganie w zakresie jakości obsługi prosumentów. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane dokonać przyłączenia do sieci mikroinstalacji na podstawie zgłoszenia w terminie 30 dni od dnia dokonania tego zgłoszenia.

Wymagania dotyczące handlowej i technicznej obsługi odbiorców, fakturowania, pomiarów i rozliczeń zostały delegowane w Art. 9 ust 3 do Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego [34]. W nim w § 42 określa się, że:

Przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców:

1. Przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci;
2. Bezwzględnie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci;
3. Udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci;
4. Powiadamia z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
 - ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;

5. Nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf;
6. Rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w pkt 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów;
7. Na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci określonych w § 38 ust. 1 i 3 lub w umowie, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w § 38 ust. 1 i 3 lub w umowie koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego;
8. Na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w § 38 ust. 1 i 3 lub które określono w umowie.

W § 43. 1. określa się, że:

1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w ciągu 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.
2. Odbiorca lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego; badanie laboratoryjne przeprowadza się w ciągu 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.
3. Podmiot niebędący właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania tego układu oraz badania laboratoryjnego tylko w przypadku, gdy nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego.
4. W ciągu 30 dni od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego, o którym mowa w ust. 3, odbiorca może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego; przedsiębiorstwo energetyczne umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
5. Koszty ekspertyzy, o której mowa w ust. 4, pokrywa odbiorca.
6. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, przedsiębiorstwo energetyczne zwraca koszty, o których mowa w ust. 3 i 5, a także dokonuje korekty należności za dostarczoną energię elektryczną.
7. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, przedsiębiorstwo energetyczne wydaje odbiorcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

Zmieniło się również Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną [35]. Rekompensaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców nie tylko na wniosek odbiorcy, ale również automatycznie. Rozporządzenie określa w § 42, że:

W przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, o ile umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowa kompleksowa nie stanowią inaczej, odbiorcom przysługują bonifikaty w następującej wysokości:

- 1) za nieprzyjęcie zgłoszeń lub reklamacji od odbiorcy – w wysokości 1/50 przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej w roku kalendarzowym poprzedzającym rok zatwierdzenia taryfy, określonego w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłaszanym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”;
- 2) za nieuzasadnioną zwłokę w usuwaniu zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci – w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 3) za odmowę udzielenia odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej, przerwanej z powodu awarii sieci – w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 4) za niepowiadomienie, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych albo w inny sposób przyjęty na danym terenie, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV – w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 5) za niepowiadomienie w formie indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikacji elektronicznej, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV – w wysokości 1/10 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;

§ 43 określa, że:

1. Za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach odbiorcom przysługują bonifikaty w wysokości określonej w taryfie lub umowie.
2. Przedsiębiorstwo energetyczne udziela odbiorcom bonifikat, o których mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od:
 - 1) ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców określonych w odrębnych przepisach;
 - 2) dnia otrzymania wniosku odbiorcy o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej;

- 3) ostatniego dnia, w którym nastąpiło przekroczenie dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach lub umowach, dla odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 4) dnia otrzymania wniosku odbiorcy o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach lub umowach, dla odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV;
- 5) dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt 4, dla innych odbiorców niż odbiorca, który złożył wniosek, zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co odbiorca, który złożył wniosek, dla których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.
3. Przedsiębiorstwo energetyczne, z którym odbiorca zawarł umowę przesyłania lub dystrybucji albo umowę kompleksową, zamieszcza na fakturze informację o dopuszczalnym czasie przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.
4. Przedsiębiorstwo energetyczne, z którym odbiorca zawarł umowę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowę kompleksową, uwzględnia udzieloną bonifikatę w rozliczeniach za najbliższy okres rozliczeniowy.

Poza wymaganiami określonymi przez Ustawę Prawo energetyczne [33] i Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego [34], wymagania w zakresie jakości obsługi klientów wprowadził Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w regulacji jakościowej dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności. W zakresie jakości handlowej wskaźnikami mającymi bezpośredni wpływ na przychód regulowany OSD w części dotyczącej zwrotu z kapitału w okresie 2018–2025 będą następujące kluczowe wskaźniki efektywności:

- CRP – Czas Realizacji Przyłączenia,
- CPD – Czas Przekazywania Danych Pomiarowo-Rozliczeniowych, który zostanie wprowadzony do regulacji jakościowej po wdrożeniu przez OSD jednolitego systemu wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej.

Wskaźniki jakościowe, o które może zostać rozbudowany model, w tym wskaźniki podlegające monitorowaniu, będą podlegały ustaleniu w przyszłości.

Zakłada się, że w 2023 r. może nastąpić przegląd funkcjonowania założeń modelu regulacji jakościowej, a także dopuszcza się określenie i wdrożenie nowych wskaźników.

Regulacja jakościowa składa się z następujących etapów:

- określenie punktu startowego dla danego kluczowego wskaźnika efektywności KPI¹⁵ (PSKPI),
- wyznaczenie celu końcowego dla 2025 r. (KPI2025),
- wyznaczenie celów rozliczeniowych dla poszczególnych lat okresu regulacji jakościowej (KPI2018–2025),
- wyznaczenie poziomu przedziału neutralnego dla poszczególnych lat okresu regulacji jakościowej (PnKPI 2018–2025),
- wyznaczenie maksymalnego poziomu kary (MkKPI 2018–2025) i maksymalnego poziomu premii (MpKPI 2018–2025) dla poszczególnych lat okresu regulacji jakościowej.

Przyznanie premii jest zależne od wykonania wskaźników na koniec okresu regulacji jakościowej. Oznacza to, że premia zostanie przyznana jednorazowo w taryfie na 2027 r., pod warunkiem osiągnięcia przez danego OSD wyznaczonych celów końcowych na 2025 r.

Czas Realizacji Przyłączenia (CRP)

Szczegółowa metoda sposobu określania wskaźnika CRP na potrzeby regulacji jakościowej została opisana w dokumencie *Metodologia obliczania wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej* [36]. Nowy punkt startowy PSCR IV/V dla każdego OSD określono indywidualnie przyjmując średnią rocznego wykonania wskaźnika w latach 2016–2017. Prezes URE uznał za zasadne ustalenie celów końcowych dla wskaźników CRP w 2025 roku KPI2025 – CRP IV/V wg poniższej formuły:

$$KPI2025, CRP IV/V = \frac{PSCR IV/V + 100\%}{2}$$

gdzie:

KPI2025, CRP IV/V – kluczowy wskaźnik efektywności (cel) CRP w roku 2025 osobno dla IV oraz V grupy przyłączeniowej, [%];

PSCR IV/V – punkt startowy CRP osobno dla IV oraz V grupy przyłączeniowej, [%].

15 KPI – Key Performance Indicators (ang) – kluczowy wskaźnik efektywności.

Cele rozliczeniowe na poszczególne lata w okresie 2018–2025 zostały wyznaczone na podstawie funkcji liniowej:

$$KPI_t, CRP IV/V = PSCR IV/V - W_t \bullet (PSCR IV/V - KPI_{2025}, CRP IV/V)$$

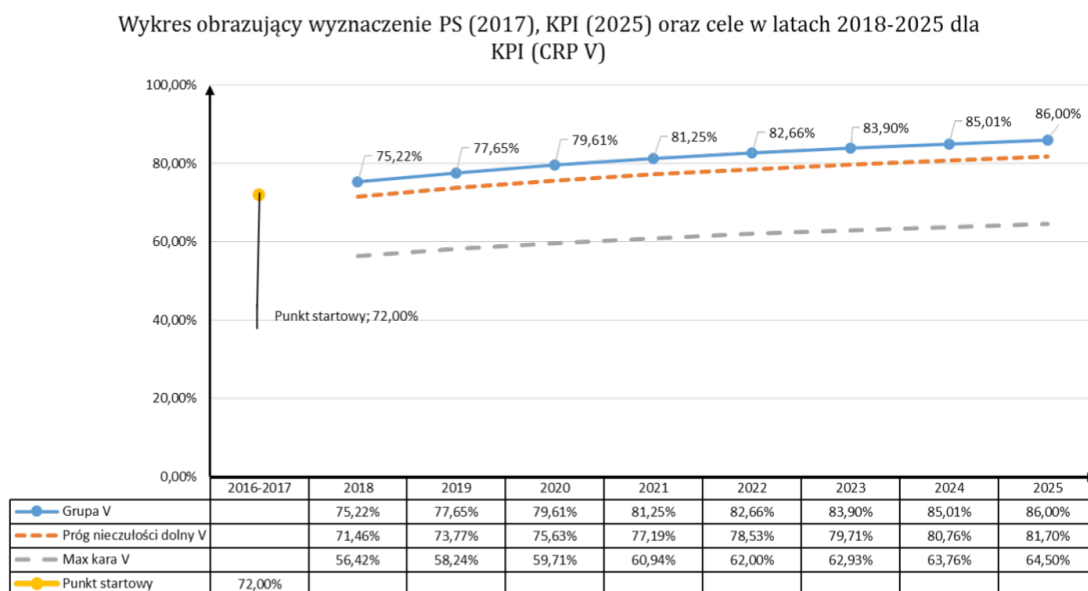
gdzie:

- KPI_t, CRP IV/V** – kluczowy wskaźnik efektywności (cel) dla danego roku okresu regulacji, od 2018 r. do 2025 r., osobno dla IV i V grupy przyłączeniowej [%];
- PSCR IV/V** – punkt startowy określony za lata 2016–2017, osobno dla IV i V grupy przyłączeniowej [%];
- KPI₂₀₂₅, CRP IV/V** – kluczowy wskaźnik efektywności (cel) dla 2025 r., osobno dla IV i V grupy przyłączeniowej [%];
- W_t** – wskaźnik, który w poszczególnych latach wynosi odpowiednio: 0,125; 0,25; 0,375; 0,5; 0,625; 0,75; 0,875 i 1 dla 2025 r.

Regulacja jakościowa 2018–2025

Prezes URE postanowił ustalić przedział neutralny (Pnt, CRP IV/V) na poziomie 5% celu KPI określonego na dany rok okresu regulacji. Ponadto, w celu ograniczenia negatywnego wpływu ewentualnej kary na przychód regulowany OSD w części dotyczącej zwrotu z kapitału, Prezes URE wprowadzi wskaźnik ograniczający maksymalny poziom kary (Kmt, CRP IV/V), który będzie wynosił -25% celu KPI określonego na dany rok okresu regulacji. Kary w zakresie progu nieczułości (Pnt, CRP, IV/V) oraz progu maksymalnej kary (Kmt, CRP, IV/V) będą naliczane liniowo. Rysunek 2.4 obrazuje progres w regulacji jakościowej od punktu startowego w roku 2017 (PS2017) do osiągnięcia wartości docelowej w roku 2025.

RYS. 2.4. WYKRES OBRAZUJĄCY WYZNACZENIE PS (2017), KPI (2025) ORAZ CELE W LATACH 2018-2025 DLA KPI (CRPV)¹⁶



¹⁶ Regulacja jakościowa w latach 2018–2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności) – <https://www.ure.gov.pl/download/9/9923/REGULACJAJAKOSCIOWA.pdf>.

2.2.2. OPIS KWESTIONARIUSZY BADAWCZYCH

Strukturę badania przyjęto na podstawie wymaganych regulacji. Struktura ta jest zbieżna z raportami europejskimi i *I Krajowym raportem benchmarkingowym nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych* (2009). Podzielono ją na trzy części:

- przyłączenia, w skład której wchodzi również procedura zmiany sprzedawcy,
- obsługa handlowa i techniczna,
- pomiary i fakturowanie.

Badaniom zostali poddani operatorzy systemów dystrybucyjnych, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności, przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo (np. OSDn) i sprzedawcy.

Ankiety wysłano do 50 najbardziej aktywnych podmiotów. Na ankietę odpowiedziało 11¹⁷. W skład tej grupy wchodzi OSD, OSDn i sprzedawcy. Z uwagi, że pewne procesy (np. przyłączenia) nie mogą być realizowane przez wszystkie podmioty, odpowiedzi na niektóre pytania nie były wymagane, co uwzględniono w statystyce.

Dane w ankietach dotyczą roku 2019 lub stanu na koniec roku 2019. Jedynie w pytaniach dotyczących zmiany sprzedawcy dane dotyczą lat 2015–2019, aby pokazać progres w liberalizacji rynku. Informacje o prowadzonych badaniach satysfakcji klientów dotyczą lat 2017–2019, ponieważ badania takie z reguły trwają dłużej niż 1 rok lub firmy nie wykonują ich co roku.

Ze względu na poufność danych oraz na zróżnicowany charakter przedsiębiorstw energetycznych nie można ich bezpośrednio ze sobą porównywać. Każde z przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dystrybucją energii lub jej sprzedażą może porównać swoje wyniki z wartościami średnimi i pozycję w przedziale wartości dla każdego z zagadnień badawczych.

2.2.3. ANALIZA DANYCH I PREZENTACJA WYNIKÓW

2.2.3.1. Przyłączenia

Grupa ta jest przeznaczona dla wskaźników jakości handlowej, które mają zastosowanie wyłącznie do OSD i są stosowane przez dużą liczbę krajowych organów regulacyjnych. Przyczyna tego jest dwójaka – z jednej strony szybkie określenie warunków dostępu do sieci i terminowość konkretnych przyłączeń mają wysoki priorytet dla odbiorców, a z drugiej strony przyłączenie jest związane głównie z dystrybucją, a tym samym jest ściśle związane z regulacją działań monopolistycznych. W krajach europejskich badane są wskaźniki związane z przyłączeniami głównie dla gospodarstw domowych. W Tabeli 2.20 przedstawiono średni czas uzyskania przez odbiorcę warunków przyłączenia do sieci.

TABELA 2.20. CZAS UZYSKANIA WARUNKÓW PRZYŁĄCZENIA PRZEZ ODBIORCĘ				
Czas uzyskania warunków przyłączenia przez odbiorcę	Średni czas w dniach	Średni czas w dniach	Średni czas w dniach	Czas wymagany w Ustawie Prawo Energetyczne
Grupa przyłączeniowa	średnia	min	max	
Grupa IV, V, VI o napięciu nie wyższym niż 1 kV	16	13	17	21
Grupa III i VI o napięciu pow. 1 kV	52	37	60	60
Grupa I i II	117	47	150	150

17 Operatorzy, którzy uczestniczyli w ankiecie: Audax Energia Sp. z o.o., ENEA Operator, ENERGA-OPERATOR S.A., ENTRADE Sp. z o.o., Innogy Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., PKP Energetyka S.A., Polkomtel Sp. z o.o., TAURON Dystrybucja S.A., TAURON Sprzedaż sp. z o.o.

W Polsce gospodarstwa domowe uzyskiwały warunki przyłączenia średnio w ciągu 16 dni przy standardzie określonym w Ustawie Prawo energetyczne w wymiarze 21 dni. Średni czas uzyskania warunków przyłączenia u operatorów wynosił od 13 do 17 dni. U operatorów europejskich średni czas uzyskania warunków przyłączenia wynosił 15 dni przy zakresie od 8 do 30 dni.

Średni czas, w jakim operatorzy wydawali warunki przyłączenia do sieci o napięciu powyżej 1 kV odbiorcom grupy III i VI, wynosił 52 dni przy standardzie określonym w Ustawie Prawo energetyczne w wymiarze 60 dni i był w zakresie od 37 do 60 dni. Dla odbiorców grupy I i II średni czas wydania warunków przyłączenia wynosił 117 dni w zakresie od 47 do 150 dni, przy standardzie określonym w Ustawie Prawo energetyczne w wymiarze 150 dni. Dość długi czas wydawania warunków przyłączenia dla odbiorców ubiegających się o przyłączenie do sieci o napięciu powyżej 1 kV wynikał głównie z konieczności wykonywania analiz sieciowych, a w szczególności w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV sporządza się ekspertyzę wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zapewnia sporządzenie ekspertyzy.

Wytwórcy ubiegający się o przyłączenie do sieci o napięciu do 1 kV, poza prosumentami przyłączającymi instalacje, korzystającymi ze zgłoszenia, uzyskiwali warunki przyłączenia średnio w okresie 19 dni przy zakresie od 13 do 47 dni (Tabela 2.21). Standard określony w Ustawie Prawo energetyczne to 21 dni. Średni czas uzyskania warunków przyłączenia przez wytwórców ubiegających się o przyłączenie do sieci o napięciu powyżej 1 kV to 96 dni przy zakresie od 79 do 112 dni. Podobnie jak u odbiorców, długi czas wydawania warunków przyłączenia wynikał z konieczności wykonywania analiz sieciowych i ekspertyz wpływu źródeł na sieć.

TABELA 2.21. ŚREDNI CZAS UZYSKANIA WARUNKÓW PRZYŁĄCZENIA PRZEZ WYTWÓRCĘ

Średni czas uzyskania warunków przyłączenia przez wytwórcę	Średni czas w dniach		
	średnia	min	max
Grupa przyłączeniowa			
Wytwórca przyłączany do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV	19	13	47
Wytwórca przyłączany do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV	96	79	112

Czas realizacji przyłączenia jest monitorowany przez Prezesa URE i podlega regulacji jakościowej. Czas, w jakim odbiorca czy wytwórca zostanie przyłączony do sieci, zależy od kilku czynników:

1. Czasu wydania warunków przyłączenia,
2. Czasu, w jakim zostanie podpisana umowa o przyłączenie do sieci. Czas ten jest zależny głównie od podmiotu przyłączanego, ponieważ warunki przyłączenia, zgodnie z Ustawą Prawo energetyczne [33], ważne są przez 2 lata,
3. Zakresu koniecznych inwestycji w sieć,
4. Czasu aktywacji umowy o dostawę energii liczonego od zawarcia umowy sprzedaży energii i umowy o świadczenie usług dystrybucji energii lub umowy kompleksowej do czasu założenia licznika przez operatora.

Dla umów bezinwestycyjnych średni czas realizacji umowy o przyłączenie (Tabela 2.22), liczony od podpisania umowy do poinformowania odbiorcy o możliwości podania napięcia, dla odbiorców grup IV, V, VI o napięciu nie wyższym niż 1 kV, wynosił 23 dni przy zakresie od 1 do 72 dni, dla grup III i VI o napięciu powyżej 1 kV wynosił 39 przy zakresie od 11 do 79 dni, a dla grup I i II to 72 dni przy zakresie od 7 do 137 dni.

TABELA 2.22. ŚREDNI CZAS REALIZACJI BEZINWESTYCYJNYCH UMÓW O PRZYŁĄCZENIE

Średni czas realizacji bezinwestycyjnych umów o przyłączenie	Średni czas w dniach		
	średnia	min	max
Grupa przyłączeniowa			
Grupa IV, V, VI o napięciu nie wyższym niż 1 kV	23	1	72
Grupa III i VI o napięciu pow. 1 kV	39	11	79
Grupa I i II	72	7	137

Dla realizacji przyłączy wymagających inwestycji sieciowych (Tabela 2.23) czas realizacji umowy wynosił odpowiednio:

- dla grup IV, V, VI o napięciu nie wyższym niż 1 kV – średnio 271 dni przy zakresie od 183 do 553 dni,
- dla grup III i VI o napięciu powyżej 1 kV – średnio 544 dni przy zakresie od 224 do 893 dni,
- dla grup I i II – średnio 884 dni przy zakresie od 579 do 1707 dni.

TABELA 2.23. ŚREDNI CZAS REALIZACJI INWESTYCYJNYCH UMÓW O PRZYŁĄCZENIE

Średni czas realizacji inwestycyjnych umów o przyłączenie	Średni czas w dniach		
	średnia	min	max
Grupa przyłączeniowa			
Grupa IV, V, VI o napięciu nie wyższym niż 1 kV	271	183	553
Grupa III i VI o napięciu pow. 1 kV	544	224	893
Grupa I i II	884	579	1707

Czas aktywacji umowy o dostawę energii dla grup IV, V, VI o napięciu nie wyższym niż 1 kV wynosił średnio 8 dni przy zakresie od 2 do 14 dni.

2.2.3.2. Zmiana sprzedawcy

Operatorzy zawarli średnio po 134 Generalne Umowy Dystrybucyjne (GUD) przy zakresie od 93 do 162, co umożliwiło sprzedawcom zawarcie umów sprzedaży energii elektrycznej z odbiorcami, a operatorom dostarczenie danych pomiarowych do rozliczenia tych umów sprzedaży. Procedury zmiany sprzedawcy są opisane w *Instrukcji Ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej* każdego z operatorów i zatwierdzone przez Prezesa URE. Czas potrzebny do przeprowadzenia procedur zmiany sprzedawcy, tj. weryfikacji wniosku o zmianę sprzedawcy, skrócił się przeciętnie do 5 dni, choć w nielicznych instrukcjach czas ten jest skrócony do 3 dni. Czas, w którym rzeczywiście odbiorca zmienił sprzedawcę, jest uzależniony od zawartych przez niego umów, a w szczególności od zapisów dotyczących rozwiązania umowy z dotychczasowym sprzedawcą i od terminów rozpoczęcia świadczenia usługi sprzedaży przez nowego sprzedawcę. Takie umowy zawierane są z odpowiednim wyprzedzeniem.

Przeciętny czas na przeprowadzenie procedur zmiany sprzedawcy wynosił 3 dni przy zakresie od 1 do 5 dni.

Odbiorcy mają coraz większą świadomość możliwości wynegocjowania lepszych warunków sprzedaży energii oferowanych przez sprzedawców. Liczba odbiorców zmieniających sprzedawcę rośnie każdego roku (rys. 2.5). Odbiorcy coraz chętniej korzystają z obsługi w jednym miejscu i zawierają umowy kompleksowe. W ramach zawartych GUD, przeciętnie z 29 przedsiębiorstwami obrotu (od 25 do 35) operatorzy zawarli Generalne Umowy Dystrybucyjne na świadczenie usługi kompleksowej (GUDk). Umożliwiło to rozliczenie przez sprzedawców zarówno umowy sprzedaży energii, jak i świadczonej usługi dystrybucji energii w imieniu operatorów i rozliczenia się z operatorami w imieniu odbiorcy za świadczone usługi (Tabela 2.24).

RYS. 2.5. ŚREDNIA LICZBA PRZYPADKÓW ZMIANY SPRZEDAWCY W PRZELICZENIU NA OSD

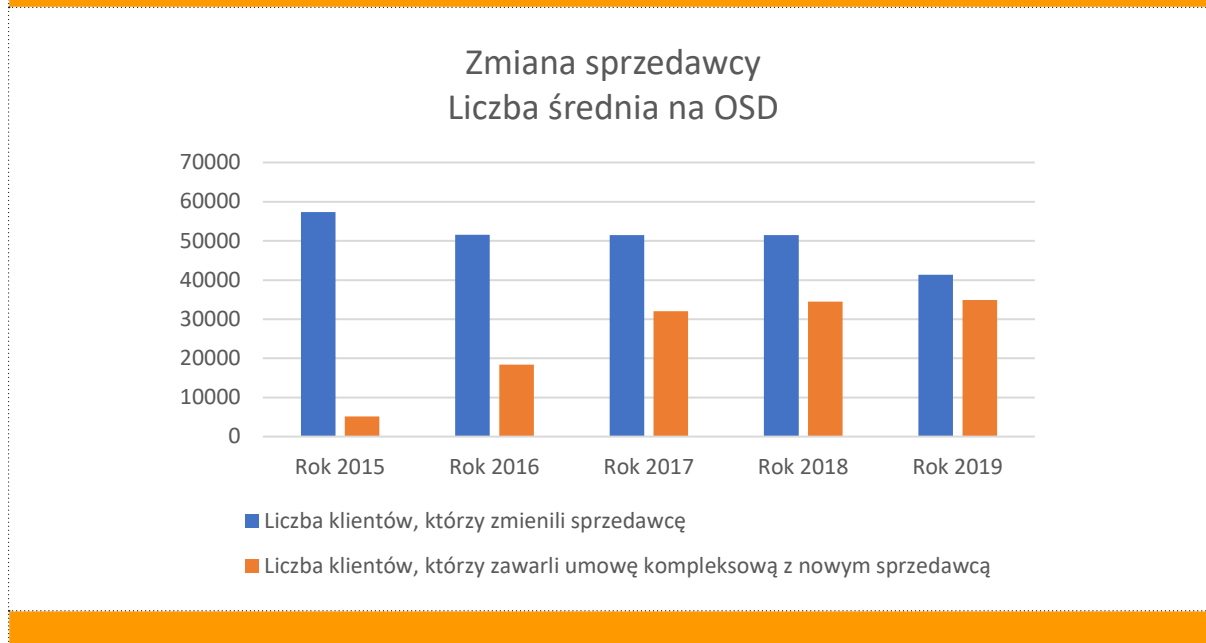


TABELA 2.24. GENERALNE UMOWY DYSTRYBUCYJNE

Generalne Umowy Dystrybucyjne (GUD)	średnia	min	max
Liczba sprzedawców, z którymi zawarto Generalne Umowy Dystrybucyjne (GUD) – procedury, stan na koniec roku 2019	134	93	162
Liczba sprzedawców, z którymi zawarto Generalne Umowy Dystrybucyjne na świadczenie usług kompleksowych (GUDk) – stan na koniec roku 2019	29	25	35
Standardowy czas trwania zmiany sprzedawcy (liczony w dniach od wpływu wniosku do jego weryfikacji)	5	3	5

2.2.3.3. Obsługa handlowa i techniczna

Badania jakości obsługi (satysfakcji klientów)

Większość operatorów i sprzedawców prowadziła badania jakości obsługi (satysfakcji) klientów. Pięć z 11 przedsiębiorstw, które udzieliły odpowiedzi na ankietę, stwierdziło, że w latach 2017–2019 nie prowadziło badań w zakresie jakości obsługi (satysfakcji) klientów. W pozostałych przypadkach w odpowiedzi przekazano, że:

Respondent 1 – Od 2019 roku prowadzone są Badanie Satysfakcji Klientów Indywidualnych. Są to badanie ilościowe, cykliczne, przeprowadzane raz do roku. Badania są ogólnopolskie, prowadzone techniką CATI¹⁸ i MOBI¹⁹.

Respondent 2 – Dla wybranych kwartałów prowadzone były badanie satysfakcji klientów z korzystania z infolinii alarmowej 991 oraz infolinii dystrybucyjnej metodą wywiadów telefonicznych CATI. Respondentami byli klienci obsłużeni przez infolinię dystrybucyjną oraz alarmową w ramach różnych procesów z danego kwartału. W każdej fali badanych było 500 osób dla każdego kanału kontaktu. Badany jest również wskaźnik NPS. Prowadzone było Badanie Tajemniczego Klienta – 1 wizyta w miesiącu w każdej placówce oraz badanie jakościowe polegające na audycie przeprowadzonych rozmów przez konsultantów na infolinii alarmowej oraz dystrybucyjnej. Po 100 rozmów miesięcznie z numeru 991 oraz po 100 rozmów w wybranych miesiącach z numeru infolinii dystrybucyjnej. Obecnie badania są kontynuowane.

18 CATI – ang. computer-assisted telephone interviewing, czyli wspomagany komputerowo wywiad telefoniczny.

19 MOBI – badania ilościowe realizowane przy pomocy responsywnych ankiet elektronicznych.

Respondent 3:

- CSI²⁰ (w latach 2017–2019) – poziom zadowolenia Klienta pod względem każdej cechy istotnej z punktu widzenia satysfakcji Klienta, jak i całości produktu/usługi. Analizowane obszary to m.in.: rozliczenia i płatności, kontakty ze sprzedawcą (obsługa Klienta), wizerunek, awarie i wyłączenia, ceny/taryfy, umowy. Respondenci: wybrana losowo grupa Klientów z segmentu GD (gospodarstwa domowe), MSP (małe i średnie przedsiębiorstwa) i biznesu. Częstotliwość badania: 1 raz w roku, technika badania: wywiad telefoniczny wspomagany komputerowo (CATI). Realizator badania: firma zewnętrzna.
- Customer Barometr (w latach 2018–2019) – ocena jakości usług świadczonych w kanałach – badane wskaźniki CSI, NPS²¹, CES²², FCR²³, pytania ankietowe dla kontaktów w kanale mail, Punkt Obsługi Klienta (POK), infolinia. Częstotliwość pomiaru: raz na miesiąc.
- Audyt Federacji Konsumentów (w latach 2017–2019):
 - a) przeprowadzenia audytu konsumenckiego i prawnego Punktów Obsługi Klienta oraz Infolinii,
 - b) przeprowadzenia procesu certyfikacji Punktów Obsługi Klienta,
 - c) ocena procedur pod kątem przyjazności dla Klienta oraz zgodności z prawem konsumenckim,
 - d) dyspensery w POK (w latach 2018–2019),
 - e) przeprowadzenie ankiet z pomocą urządzeń mobilnych.

Respondent 4 – CSI. Badanie przeprowadzane telefonicznie na losowej próbie klientów zamieszkujących obszar działalności Spółki. Oceniana jest zadowolenie klienta (w skali od 0 do 100) w kwestiach m.in.: ciągłości i jakości dostaw energii elektrycznej, powiadamiania o awariach i włączeniach oraz pracy elektryków. Badanie wykonywane jest jeden raz, co rok.

Barometr klienta – badanie satysfakcji klienta z obsługi w kanałach kontaktu. W badaniu mierzona jest wysokość wskaźników: CSI, NPS, CES i FCR. Jest to badanie ankietowe przeprowadzane pocztą elektroniczną dwa razy w miesiącu.

Respondent 5 – Codzienne badania, realizowane po zakończeniu rozmowy na infolinii. Klient jest wówczas przełączany do ankiety, gdzie odpowiada na pytanie, na ile poleciłby firmę znajomym i rodzinie. Dodatkowo od 2019 do klientów taryfy B i C kierujemy mailową ankietę badającą ocenę jakości obsługi klienta.

Respondent 6 – Prowadzone są badania jakościowe tzw. Wskaźnik Strategiczny. Badania są przeprowadzane w obszarze: prace planowe, wizyta elektryków, reklamacje, kontakt z nr 991, proces przyłączeniowy. W zależności od obszaru dobierana jest częstotliwość wywiadów. Wynik prezentowany jest raz w roku. Wskaźnik ten łączy w sobie elementy CES, NPS, CSI.

Badanie u klientów skutków dostawy energii o złej jakości

Przedsiębiorstwa nie badały u klientów skutków dostawy energii o złej jakości w rozumieniu badań kompleksowych. Indywidualnie, każdorazowo, gdy klient występował z takim wnioskiem, OSD analizuje wszelkie okoliczności związane z taką reklamacją, m.in.: weryfikuje dokumenty formalne, sprawdza ich zgodność ze stanem faktycznym, analizuje stan techniczny instalacji wewnętrznej, stan techniczny układu pomiarowego, zabezpieczenia przedlicznikowe oraz stan techniczny przyłącza, złącza i sieci zasilającej wraz z wykonaniem, w razie potrzeby, pomiaru jakości dostawy energii elektrycznej analizatorem. Zebrana wiedza jest podstawą do przeprowadzenia wnikliwej analizy, udzielenia odpowiedzi i podjęcia działań dostosowanych do podjętej decyzji.

Punktualność spotkań z klientem

Ważną kwestią są terminy spotkań z odbiorcami, ponieważ niektóre operacje (np. dostęp do pomieszczeń) wymagają obecności odbiorcy. Wiele krajów stosuje wskaźniki dla tego aspektu jakości. Mediana limitu czasowego związanego z punktualnością spotkań z odbiorcami wynosi 2,5 godziny, wahając się

20 Customer Satisfaction Index (CSI) – syntetyczny wskaźnik satysfakcji klienta zbudowany w oparciu o pomierzone główne czynniki budujące jego zadowolenie z produktu/usługi/obsługi. Przyjmuje wartości od 0 do 100.

21 Net Promotor Score (NPS) – wskaźnik rekomendacyjny opisujący skłonność do polecenia firmy na skali 0–10. Obliczany jako różnica wskazań promotorów (oceny 9–10) i krytyków (oceny 0–6). Przyjmuje wartości od: - 100 do: + 100.

22 Customer Effort Score (CES) – wskaźnik mierzący wysiłek włożony przez klienta w załatwienie konkretnej sprawy. Przyjmuje wartości od 0 do 100.

23 First Call Resolution (FCR).

od 1 godziny do 4 godzin w zależności od kraju. W większości przedsiębiorstw klienci mają możliwość umówienia się w biurze na określoną godzinę z różną tolerancją. Istnieją też możliwości umówienia wizyty montera w domu w oparciu o kalendarz wizyt monterskich. Określone są przedziały czasowe w zakresie jednej do półtorej godziny. Monitoring prowadzony jest wrywkowo i nie jest rejestrowany.

U jednego z operatorów klient ma możliwość umówienia się na wizytę poprzez formularz na stronie www. Do wyboru ma przedziały 15-minutowe. Klient powinien pojawić się w biurze 15 minut przed wizytą w celu pobrania biletu, inaczej godzina jego wizyty może zostać przesunięta. W przypadku pojawienia się więcej niż 15 minut po umówionym czasie, wizyta może zostać odwołana.

U innego operatora wizyty klientów w BOK²⁴ umawiane są w slotach 30 minutowych. Klient może wybić na systemie kolejkowym bilet z tolerancją +/-10 minut, później bilet traci ważność, wcześniej jest niewidoczny dla konsultanta. Klienci z zarezerwowaną wizytą mają pierwszeństwo w obsłudze przed klientami oczekującymi w kolejkach. Ci drudzy obsługiwani są w miarę zwalnianych się stanowisk w kolejności przyścia. W roku 2019 większość klientów nie umawiała wcześniej wizyt przez stronę internetową ani infolinię. Przeważająca liczba wizyt odbywała się na podstawie kolejki w BOK. W 2020 r. wprowadzono odrębny system umawiania dla klientów.

Obsługa bezpośrednia

Obsługa bezpośrednia (Tabela 2.25) jest bardzo uzależniona od profilu sprzedażowego przedsiębiorstw. OSD obsługują klientów przeciętnie na 201 stanowiskach przez 263 pracowników. Przedsiębiorstwa prowadzące sprzedaż klientom biznesowym posiadają 1–2 stanowiska obsługi bezpośredniej. Przedsiębiorstwa prowadzące sprzedaż jednocześnie innych mediów (ciepło, gaz, wodę, usługi telekomunikacyjne) prowadzą obsługę bezpośrednią wszystkich klientów w całym kraju na od 520 do 3078 stanowiskach.

Klienci oczekują na przyjęcie przeciętnie 14 minut w zakresie od 5 do 34 minut. Obsługa trwa przeciętnie 16 minut w zakresie od 8 do 30 minut.

Część operatorów wydzieliła stanowiska nie związane z obsługą umów o świadczenie usług dystrybucji energii np. biura przyłączy.

TABELA 2.25. OBSŁUGA BEZPOŚREDNIA	
Obsługa bezpośrednia	średnia
Średni czas oczekiwania na obsługę w centrach (biurach) obsługi odbiorców (w min, za okres roku 2019)	14
Średni czas obsługi klienta w centrach (biurach) obsługi odbiorców (w min, za okres roku 2019)	16
Liczba stanowisk obsługi odbiorców (stan na koniec roku 2019 u OSD)	202
Liczba pracowników bezpośrednio zaangażowanych do obsługi odbiorców (stan na koniec roku 2019 u OSD)	263
Liczba stanowisk obsługi odbiorców w zakresie obsługi umów sprzedaży energii, usług dystrybucyjnych lub umów kompleksowych (stan na koniec roku 2019)	133
Liczba godzin pracy biur obsługi klienta średnio dziennie na biuro (stan na koniec roku 2019)	8
Procent odbiorców oczekujących na obsługę w centrach (biurach) obsługi odbiorców mniej niż 20 minut (za okres roku 2019)	72,37%

Biura obsługi czynne są przeciętnie 8 godzin dziennie. Biura mieszczące się w centrach handlowych często pracują w godzinach otwarcia centrów, tj. do 10 godzin.

Poza nielicznymi wyjątkami, przedsiębiorstwa nie prowadzą punktów kasowych, umożliwiających realizację płatności za usługi dystrybucji czy energię w punktach obsługi klienta.

Ponad 72% klientów jest obsługiwanych w czasie poniżej 20 minut przy zakresie od 44% do 99%.

²⁴ Biuro Obsługi Klienta.

Obsługa telefoniczna

Stan obsługi telefonicznej przedstawia Tabela 2.26. Obsługa telefoniczna (poza alarmowymi) prowadzona jest przez centra obsługi telefonicznej przez większość podmiotów całodobowo, przez wszystkie dni tygodnia, choć część przedsiębiorstw prowadzi obsługę telefoniczną tylko w dni robocze przez 8 lub 12 godzin dziennie. Natomiast obsługa telefonów alarmowych jest prowadzona całodobowo przez wszystkie dni tygodnia, co wypełnia wymagania Rozporządzenia Systemowego [34].

Standardowy czas oczekiwania na połączenie telefoniczne, zapisany w umowach z centrum obsługi telefonicznej, to 30 sekund. Przeciętny czas oczekiwania na połączenie telefoniczne z konsultantem w centrach (biurach) obsługi odbiorców wyniósł 44 sekundy w zakresie od 19 do 76 sekund. Średnio 51% klientów w zakresie od 14 do 80% uzyskało połączenie z konsultantem poniżej czasu standardowego.

Przeciętny czas obsługi telefonicznej odbiorcy w centrach (biurach) obsługi odbiorców w 2019 roku wynosił 6 minut w zakresie od 3 do 11 minut. Średnio 82%, w zakresie od 60% do 97%, spraw załatwiono podczas pierwszego kontaktu.

TABELA 2.26. OBSŁUGA TELEFONICZNA			
Obsługa telefoniczna	średnia	min	max
Czas oczekiwania na połączenie z konsultantem zapisany w regulaminie (umowie) centrum obsługi telefonicznej (w sek. w roku 2019)	30	30	30
Przeciętny czas oczekiwania na połączenie telefoniczne z konsultantem w centrach (biurach) obsługi odbiorców (w sek. w roku 2019)	44	19	76
Procent klientów uzyskujących połączenie poniżej czasu standardowego (w roku 2019)	51%	14%	80%
Przeciętny czas obsługi telefonicznej odbiorcy w centrach (biurach) obsługi odbiorców (w min, w roku 2019)	6	3,17	10,8
Procent spraw załatwionych podczas jednego kontaktu telefonicznego (w roku 2019)	82%	60%	97%

Korespondencja

Przewagę stanowiła korespondencja elektroniczna wynosząca 73,89% całej korespondencji. Średni czas odpowiedzi na korespondencję pisemną wynosił 9 dni w zakresie od 3 do 14 dni. Czas odpowiedzi na korespondencję elektroniczną wynosił 3 dni w zakresie od 1 do 7 dni.

Z całej korespondencji, jaka wpłynęła do przedsiębiorstw energetycznych, 6,7% stanowiły reklamacje. Uznanych skarg/reklamacji klientów było 22,6%. Skargi/reklamacje na jakość usługi świadczonej przez OSD stanowiły 1,6%.

Ilość skarg/reklamacji odbiorców, zgłoszonych do regulatora, stanowiła 0,42%. Ze zgłoszonych do regulatora skarg/reklamacji odbiorców 3% uznano za zasadne.

Bardzo niewiele operatorów monitoruje czas reakcji na skargi i zapytania w dostawie energii elektrycznej do odbiorcy, który w krajach europejskich wynosił 15 dni przy zakresie 5–30 dni roboczych. W Polsce średni czas odpowiedzi wynosił 7 dni przy zakresie od 2 do 10 dni.

Wznowienie dostaw

Wstrzymanie dostaw energii do odbiorcy jest szczególnym zabiegiem uwarunkowanym przyczynami określonymi w Ustawie Prawo energetyczne w art. 6b. Ze względu na monopolistyczny charakter, OSD może wstrzymać dostarczanie energii, jeżeli:

1. w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie energii,
2. odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub na żądanie sprzedawcy, za pobraną energię, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności, o ile po otrzymaniu powiadomienia odbiorca ten nie ureguje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni,
3. w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska.

OSD jest obowiązane niezwłocznie wznowić dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie ich dostarczania. Stąd czas wznowienia dostawy jest monitorowany.

Jak przedstawiono w Tabeli 2.27, wstrzymanie dostawy za długi następuje przeciętnie po 3 dniach od otrzymania wniosku o wstrzymanie dostawy przy zakresie od 1 do 7 dni. Natomiast wznowienie dostawy następuje przeciętnie po 18 godzinach, przy zakresie od 7 do 36 godzin liczonych od wpływu do operatora wniosku o przywrócenia dostawy. W krajach europejskich czas przywrócenia dostawy po wstrzymaniu za długi wynosi od 1 do 5 dni. W jednej trzeciej krajów wznowienie następuje w ciągu 1 dnia. Wstrzymanie dostawy z przyczyn innych niż długi (np. nielegalny pobór, zagrożenie życia itp.) następuje podczas przeprowadzanej kontroli, a wznowienie dostawy przeciętnie po 20 godzinach, przy zakresie od 16 do 24 godzin, po ustaniu przyczyny wstrzymania.

TABELA 2.27. WSTRZYMANIE I WZNOWIENIE DOSTAW			
Wstrzymanie i wznowienie dostaw	średnia	min	max
Średni czas wstrzymania dostawy za długi, liczony od otrzymania wniosku o wstrzymanie dostawy do odłączenia od sieci (w dniach, w roku 2019)	3	1	7
Średni czas wznowienia dostawy po wstrzymaniu dostawy za długi liczony od wpływu wniosku do operatora do przywrócenia dostawy (w godzinach, w roku 2019)	18	7	36
Średni czas wznowienia dostawy po ustaniu przyczyn wstrzymania innych niż długi (np. nielegalny pobór, zagrożenie życia itp.) liczony od ustania przyczyny do wznowienia dostawy (w godzinach, w roku 2019)	20	16	24

2.2.3.4. Pomiar i fakturowanie

Liczniki przedpłatowe

Przedsiębiorstwo energetyczne może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy, na własny koszt, służący do rozliczeń za energię elektryczną, jeżeli odbiorca:

1. co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy zwlekał z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi przez okres co najmniej jednego miesiąca,
2. nie ma tytułu prawnego do nieruchomości, obiektu lub lokalu, do którego są dostarczana jest energia elektryczna,
3. użytkuje nieruchomość, obiekt lub lokal w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

Odbiorca również może zarządzać zainstalowania licznika przedpłatowego na własny koszt. Użytkowanie licznika przedpłatowego wiąże się z koniecznością wcześniejszego zakupu energii elektrycznej, co może stanowić duże utrudnienie w zakupie, a w szczególności automatyczne wstrzymanie dostawy. W krajach europejskich, gdzie systemy przedpłatowe są bardziej popularne, stosuje się ułatwione systemy płatności (Internet, SMS itp.). Odbiorca otrzymuje powiadomienia o kończącym się limicie lub stosuje kredytowanie (np. na 1 dzień).

W Polsce OSD obsługuje średnio 32 446 (od 23 521 do 97 914) liczników przedpłatowych. Żaden z OSD nie informuje odbiorcy o wyczerpującej się zakupionej energii i nie stosuje kredytowania odbiorcy.

Odbiorcy mogą zakupić energię w punktach obsługi klienta, energomatach, placówkach handlowych, stacjach paliwowych czynnych całodobowo i doładować licznik, wprowadzając odpowiednie kody. U dwóch OSD mogą zakupić energię przez stronę internetową i doładowanie licznika nastąpi po 10 do 20 minutach. U jednego z OSD można doładować licznik przy pomocy SMS-a i doładowanie nastąpi po 1 minucie. Ponieważ właścicielem układu pomiarowego jest OSD, a odbiorca kupuje energię u sprzedawcy, muszą być zawarte odpowiednie umowy między sprzedawcami a OSD.

Zdalne odczyty

Ilość zdalnych odczytów bardzo różni się u OSD, od 0,11% do 30%. Odczyty zdalne są robione raz dziennie. Jakość odczytów jest zróżnicowana. Odczytów niezrealizowanych podczas transmisji danych jest od 1,8% do 17,5%. Odczyty są uzupełniane podczas kolejnych transmisji lub u OSD posiadających niewielką liczbę układów zdalnego odczytu realizowane są przez odczytujących. Przeciętnie około 4% danych pomiarowych jest estymowanych.

Reklamacje działania układu pomiarowo-rozliczeniowego

Skargi na działanie układu pomiarowo-rozliczeniowego i wskazania liczników są najczęstszą przyczyną reklamacji klienta. W roku 2019 do OSD wpływało średnio 4262 w przedziale od 1588 do 5826 reklamacji na działania liczników. Uznano średnio 2864 w przedziale od 1095 do 3295 reklamacji dotyczących wskazań układów pomiarowych, jakie odbiorcy otrzymywali na rachunkach. Poddano badaniu średnio 2592 w przedziale od 985 do 5382 układów pomiarowych. Czas sprawdzenia układu pomiarowego to od 5 do 7 dni. Jeśli była konieczna laboratoryjna ekspertyza sprawności licznika, czas badania wydłużał się do miesiąca.

Informacje o zużyciu energii

Informacje o zużyciu energii pozwalają odbiorcom kontrolować prawidłowość rozliczeń, ale również mają wpływ na ograniczenie zużycia i bardziej efektywne użytkowanie energii. Czterech z badanych operatorów udostępnia stronę internetową, na której po zalogowaniu się na swoje konto odbiorca może śledzić wielkość zużycia energii. Stronę odwiedza średnio 10,88% w przedziale od 1 do 25%. Maksymalnie 4% z odwiedzających uważa stronę za mało czytelną.

Fakturowanie

Odbiorcy korzystali głównie z obsługi kompleksowej, a liczba faktur rozdzielonych za usługę dystrybucji i sprzedaż energii stanowiła 23%. Faktury były wystawiane głównie na podstawie rzeczywistych odczytów, ale 8% faktur było szacowanych; 0,16% faktur było reklamowanych. Korektę faktur przeprowadzono średnio w przeciągu 6 dni w zakresie od 6 minut do 10 dni. Nie zanotowano zażaleń na czytelność danych na fakturze za energię i usługi dystrybucji.

2.2.4. WNIOSKI

WNIOSEK 1

ZWIĘKSZONE SKUPIENIE POLSKICH ORGANÓW REGULACYJNYCH NA JAKOŚCI USŁUG ŚWIADCZONYCH NA RZECZ ODBIORCÓW

Poza zmianami związanymi z uwolnieniem rynku energii dokonano zamian legislacyjnych, a w nich wymagań w zakresie standardów związanych z jakością handlową obsługi odbiorców.

Ponadto Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wprowadził wymagania w zakresie jakości obsługi klientów w regulacji jakościowej dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności. W zakresie jakości handlowej wskaźnikami mającymi bezpośredni wpływ na przychód regulowany OSD w części dotyczącej zwrotu z kapitału w okresie 2018-2025 będzie Czas Realizacji Przyłączenia (CRP).

WNIOSEK 2

WPROWADZONO OBOWIĄZKOWY MONITORING JAKOŚCI OBSŁUGI KLIENTÓW

Wskaźniki CRO – Czas Realizacji Przyłączeń oraz CPD – Czas Przekazywania Danych Pomiarowo-Rozliczeniowych, który zostanie wprowadzony do regulacji jakościowej po wdrożeniu przez OSD jednolitego systemu wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej, są powiązane z przychodami OSD.

WNIOSEK 3

KONKURENCYJNY RYNEK ENERGII WYMUSIŁ WIĘKSZĄ TROSKĘ O ZADOWOLENIE KLIENTA ZE ŚWIADCZONYCH USŁUG DYSTRYBUCJI I SPRZEDAŻY ENERGII

Jakość obsługi klienta i jego zadowolenie są systematycznie badane i są elementem podnoszącym konkurencyjność sprzedawców i usługodawców. Prowadzone są systematyczne badania satysfakcji klienta.

WNIOSEK 4

ZWIĘKSZYŁO SIĘ ZAUFANIE KLIENTÓW DO ROZLICZEŃ

Rozliczenia prowadzone są na podstawie odczytów rzeczywistych. Podczas badań, I KRB pokazywał, że faktur szacowanych było do 85%, a korygowanych do 15%. Obecnie faktur szacowanych było 8%, a reklamowanych 0,16%. Klienci nie mieli zastrzeżeń do czytelności faktury.

WNIOSEK 5

REKOMPENSATY DLA ODBIORCÓW NIE TYLKO NA WNIOSEK ODBIORCY, LECZ RÓWNIEŻ AUTOMATYCZNIE

Przedsiębiorstwo energetyczne udziela odbiorcom bonifikat w terminie 30 dni od ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i informację tę uwzględnia w fakturze.

3. JAKOŚĆ NAPIĘCIA

3.1. Raport europejski (CEER)²⁵

3.1.1. CO TO JEST JAKOŚĆ NAPIĘCIA I DLACZEGO WAŻNE JEST, ABY PODLEGAŁA REGULACJOM

Jakość napięcia obejmuje szeroki zakres zaburzeń napięcia i odchyłeń wartości lub przebiegu napięcia od wartości optymalnych. W niniejszym raporcie benchmarkingowym termin „jakość napięcia” obejmuje wszystkie zaburzenia w dostawie energii elektrycznej, z wyłączeniem przerw w dostawie omówionych w Rozdziale 1. Zaburzenia jakości napięcia mogą być spowodowane działaniem sieci elektroenergetycznej lub urządzeń podłączonych do sieci. Przykładem zaburzeń są zmiany napięcia zasilającego, które np. mogą kumulować się w przypadku dużych zmian obciążenia na poziomie odbiorcy, zapady napięcia, które mogą być powodowane przez zwarcia w sieci lub szybkie zmiany napięcia, które mogą być wywoływane zmianami w wytwarzaniu. Niniejszy raport nie zawiera informacji szczegółowych na temat zmian częstotliwości, ponieważ uznaje się je w przeważającej mierze za kwestie dotyczące funkcjonowania systemu.

Każdy odbiornik lub źródło energii może wpływać na jakość napięcia, zarówno w punkcie jego przyłączenia do sieci zasilającej, jak i w innych punktach w obrębie całej sieci elektroenergetycznej. Wszelkie regulacje jakości napięcia muszą uwzględniać zarówno koszty ponoszone przez konkretnych odbiorców, spowodowane nieprawidłowym działaniem lub uszkodzeniem ich urządzeń, jak i wszelkie bezpośrednie i pośrednie koszty związane z modernizacją sieci, mogące skutkować wzrostem opłat taryfowych dla wszystkich odbiorców. Podczas gdy przerwy w zasilaniu dotyczą wszystkich użytkowników sieci, zaburzenia napięcia wpływają w różny sposób na wszystkich odbiorców.

Jakość napięcia staje się coraz istotniejszym problemem, między innymi z powodu zwiększającej się wrażliwości urządzeń odbiorców końcowych i instalacji przemysłowych na zaburzenia napięcia. Jednocześnie przewiduje się zwiększenie emisji zaburzeń napięcia wywołanych przez energooszczędne urządzenia odbiorców końcowych związane z realizowanymi w nich procesami łączeniowymi. Także rosnąca powszechność stosowania rozproszonych źródeł energii (RZE) może być dodatkowym czynnikiem degradacji jakości napięcia.

²⁵ Na podstawie 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply – 2016 (rozdział 3). Chociaż w tłumaczeniu starano się wiernie odtworzyć oryginalny tekst raportu, włączając w to konsultacje z ekspertami CEER, oryginalny tekst w języku angielskim pozostaje tekstem referencyjnym w przypadku jakichkolwiek wątpliwości.

3.1.2. NAJWAŻNIEJSZE WNIOSKI Z DOTYCHCZASOWYCH PRAC CEER DOTYCZĄCYCH JAKOŚCI NAPIĘCIA

Pierwszy [1] i drugi [2] raport benchmarkingowy nt. jakości dostaw energii elektrycznej były poświęcone ciągłości dostaw i jakości handlowej. CEER zaczęła zajmować się jakością napięcia w 2005 r., w trakcie opracowywania 3. raportu benchmarkingowego [3]. W 2006 r. CEER pracowała nad jakością napięcia wspólnie z Europejskim Komitetem Normalizacyjnym Elektrotechniki CENELEC w celu wprowadzenia zmian w normie europejskiej EN 50160 [14,18], która zawiera zestawienie wszystkich zaburzeń jakości napięcia i określa wartości graniczne lub wartości wskaźników dla wielu z nich²⁶.

W 3. raporcie benchmarkingowym [3] pokazano, że dobra znajomość rzeczywistych poziomów jakości napięcia jest pierwszym krokiem w kierunku jakiegokolwiek interwencji regulacyjnej. W 2005 r. w wielu krajach wdrażano systemy do monitorowania jakości napięcia. Zasadniczo użytkownikom sieci przysługiwało prawo do uzyskania informacji o rzeczywistych poziomach jakości napięcia w punkcie ich przyłączenia. Zalecenia zawarte w 3. raporcie benchmarkingowym dotyczyły stosowania monitoringu oraz publikacji najbardziej krytycznych parametrów jakości napięcia, a także prowadzenia dalszych badań nad umowami o zapewnienie jakości energii.

W 2006 r. w ramach wspólnego przedsięwzięcia CEER i Florenckiej Szkoły Regulacji opracowano podręcznik poświęcony „Regulacji jakości usług dystrybucji i sprzedaży detalicznej energii elektrycznej” [24]. Zgrupowano w nim praktyki regulacji jakości napięcia w czterech instrumentach regulacyjnych:

- publikacja danych,
- minimalne wymagania/standardy,
- systemy nagród i kar powiązane ze standardami,
- umowy o zapewnienie jakości dostawy energii.

W podręczniku wyrażono opinię, że przed wdrożeniem któregośkolwiek z tych instrumentów kluczowe znaczenie ma dostępność miarodajnych pomiarów, zwłaszcza w dziedzinie jakości napięcia.

W 2008 r. w 4. raporcie benchmarkingowym [4] przedstawiono ocenę programów monitorowania jakości napięcia w 11 krajach. Stwierdzono, że brakowało harmonizacji programów monitorowania. Pomiary wykonywane za pomocą wszystkich dostępnych liczników mogą dostarczyć istotnych informacji na temat zaburzeń napięcia i mogą zapewnić wstępne informacje dla dalszych pomiarów. 4. raport benchmarkingowy zawierał zalecenie, aby poszczególne kraje rozważyły ciągłe monitorowanie jakości napięcia, publikowały wyniki i upowszechniały doświadczenia. Ponadto zalecano, aby wszystkie kraje przyjęły w odniesieniu do operatorów systemów obowiązek zapewnienia indywidualnej weryfikacji jakości napięcia na wniosek odbiorcy końcowego oraz zbadały możliwość wykorzystania „inteligentnych liczników energii” (liczników zdalnego odczytu AMI) do skutecznego pomiaru parametrów jakości napięcia.

W 2009 r. CEER we współpracy z Eurelectric zorganizowała wspólne warsztaty poświęcone monitorowaniu jakości napięcia, zgodnie z zaleceniami w sprawie upowszechniania zdobytych w tym zakresie doświadczeń. W trakcie warsztatów stwierdzono, że istnieje potrzeba wyraźnego podziału odpowiedzialności pomiędzy zainteresowane strony, zwiększenia świadomości i uczestnictwa wśród użytkowników sieci. Zwrócono także uwagę na potrzebę udziału wszystkich zainteresowanych stron w pracach grup roboczych, takich jak te sponsorowane przez CIGRE (Międzynarodowy Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych) i CIRED (Międzynarodowa Konferencja Dystrybutorów Energii Elektrycznej).

W 2010 r. CEER zleciła opracowanie raportu konsultacyjnego „Oszacowanie kosztów związanych z przerwami w dostawie energii elektrycznej i zaburzeniami napięcia”, skupiającego się na problemach i kosztach zaburzeń jakości napięcia [10]. Autorzy raportu stwierdzili, że działania w tej dziedzinie były na różnych

²⁶ W niniejszym rozdziale termin „norma” oznacza specyfikację techniczną do wielokrotnego lub ciągłego stosowania, zgodność, z którą nie jest obowiązkowa i która stanowi jedną z następujących norm: normą międzynarodową, normą europejską, normą zharmonizowaną przyjętą na podstawie złożonego przez Komisję Europejską wniosku lub normą krajową. Zasady dotyczące poszczególnych parametrów napięcia są zazwyczaj określane mianem „wartości granicznych” lub „wymagań”, gdy odnoszą się one do jakości napięcia (podczas gdy normalnie nazywane są one „standardami” w odniesieniu do ciągłości dostaw lub jakości handlowej).

poziomach rozwoju w różnych krajach europejskich. Wyniki badań poświęconych oszacowaniu kosztów ponoszonych przez odbiorców związanych z zaburzeniami napięcia mają istotne znaczenie dla określenia konsekwencji różnych zaburzeń przy podejmowaniu decyzji dotyczących obszarów wymagających skoncentrowania działań regulacyjnych. Po zapoznaniu się z raportem konsultacyjnym CEER opublikowała „Wytyczne w sprawie dobrych praktyk szacowania kosztów związanych z zaburzeniami jakości napięcia” i zachęcała krajowe organy regulacyjne do przeprowadzenia ogólnokrajowych badań poświęconych oszacowaniu kosztów przerw w dostawie energii elektrycznej i zaburzeń napięcia.

W 2012 r. 5. raport benchmarkingowy [5] skoncentrował się na poprawkach wprowadzonych w nowej wersji normy EN 50160 z 2010 r. Niektóre z najważniejszych zmian wprowadzonych w normie to: rozróżnienie zjawisk ciągłych i zdarzeń napięciowych, poprawa definicji oraz normalizacja zapadów i wzrostów napięcia. Przedstawiono także opis dodatkowych zmian i dalsze zalecenia w odniesieniu do normy EN 50160.

Najważniejsze wnioski 5. raportu benchmarkingowego nt. jakości dostaw energii elektrycznej to:

- parametry napięcia są regulowane przez EN 50160 w połączeniu z bardziej rygorystycznymi wymaganiami krajowymi,
- weryfikacja rzeczywistych poziomów napięcia w poszczególnych punktach przyłączenia jest zagwarantowana w większości krajów,
- regulacja poziomów emisji użytkowników sieci różni się w poszczególnych krajach,
- w wielu krajach stosowane są systemy monitorowania jakości napięcia,
- istnieją różnice pomiędzy poszczególnymi krajami w zakresie wyboru monitorowanych parametrów jakości napięcia oraz danych dotyczących zapadów napięcia podawanych w raportach,
- w niektórych krajach europejskich dane dotyczące jakości napięcia są publicznie dostępne.

Najważniejsze zalecenia zawarte w 5. raporcie benchmarkingowym nt. jakości dostaw energii elektrycznej:

- ponieważ przewiduje się, że wymagania dotyczące odpowiednich uregulowań związanych z jakością napięcia będą rosły wraz z upowszechnianiem rozproszonych źródeł energii, należy wprowadzać kolejne poprawki w normie EN 50160 jako zharmonizowanym instrumencie regulacji jakości napięcia,
- niezbędne jest przeprowadzenie badań poświęconych oszacowaniu kosztów zaburzeń napięcia w celu lepszego rozpoznania obszarów, których powinna dotyczyć regulacja,
- należy zapewnić możliwość indywidualnej weryfikacji jakości napięcia we wszystkich krajach, prowadzić statystyki skarg/reklamacji i wyników weryfikacji oraz – jeżeli to możliwe – korelować te wyniki z wynikami z programów ciągłego monitorowania,
- określić rozsądne limity emisji dla użytkowników sieci w celu utrzymania poziomów zaburzeń napięcia poniżej wymagań jakości napięcia bez nadmiernych kosztów dla pozostałych odbiorców.

W 2012 r. opublikowany został raport CEER/ECRB „Wytyczne w sprawie dobrych praktyk wdrażania i stosowania systemów monitorowania jakości napięcia do celów regulacyjnych” [11]. W dokumencie zwrócono uwagę na czynniki warunkujące wprowadzenie programu monitorowania jakości napięcia (także lista w rozdziale 3.1.6). Monitorowanie jakości napięcia jest narzędziem przydatnym do lepszego zrozumienia relacji pomiędzy właściwościami sieci a zaburzeniami napięcia. Ponadto monitorowanie jakości napięcia ułatwia zbieranie danych dla potrzeb badań benchmarkingowych, celów edukacyjnych oraz poprawy standardów technicznych. W odniesieniu do wyboru lokalizacji rejestratorów jakościowych wytyczne zalecają monitorowanie jakości napięcia we wszystkich stacjach NN/WN, NN/SN i WN/SN oraz wybranych stacjach SN/nN. Wytyczne w sprawie dobrych praktyk zalecają również wprowadzenie monitorowania jakości napięcia w punktach przyłączenia dla odbiorców NN i WN oraz w pozostałych punktach przyłączenia, w których można spodziewać się zaburzeń napięcia. W sieciach nN monitorowanie jakości napięcia jest zalecane w losowo wybranych punktach przyłączenia. Wytyczne rekomendują w przyszłości wykorzystanie do monitorowania jakości napięcia także inteligentne liczniki (AMI).

Najważniejsze działania CEER dotyczące jakości napięcia zostały wymienione w ZAŁĄCZNIKU 3.

3.1.3. STRUKTURA ROZDZIAŁU POŚWIĘCONEGO JAKOŚCI NAPIĘCIA

Niniejszy rozdział raportu w pierwszej kolejności opisuje, jak jakość napięcia jest regulowana w Europie, standardy, które mają zastosowanie do jakości napięcia, oraz przepisy krajowe różniące się od EN 50160. Po drugie, w rozdziale tym omówiono indywidualną weryfikację i informacje na temat jakości napięcia w punkcie przyłączenia odbiorcy, a także limity emisji zaburzeń napięcia. Po trzecie, przedstawiono dane i opis systemów monitorowania napięcia, łącznie z publikacją danych dotyczących jakości napięcia i charakterystyką zapadów napięcia. Po raz pierwszy w tym wydaniu raportu wprowadzono dodatkową część poświęconą świadomości w zakresie jakości napięcia oraz studium przypadku na końcu rozdziału, dotyczące jakości napięcia w Izraelu. Rzeczywiste dane na temat zapadów napięcia z czterech krajów zostały przedstawione w Załączniku 3.

Niniejszy rozdział jest oparty na danych dostarczonych z 27 następujących krajów: Austrii, Belgii, Bułgarii, Czech, Danii, Estonii, Finlandii, Francji, Grecji, Hiszpanii, Holandii, Irlandii, Islandii, Litwy, Luksemburga, Łotwy, Malty, Niemiec, Norwegii, Polski, Portugalii, Słowacji, Słowenii, Szwecji, Węgier, Wielkiej Brytanii i Włoch. Należy zwrócić uwagę na to, że nie wszystkie kraje przedstawiły odpowiedzi na wszystkie pytania.

3.1.4. JAK JEST REGULOWANA JAKOŚĆ NAPIĘCIA

Jakość napięcia jest najbardziej złożonym elementem jakości dostawy energii elektrycznej. Technika pomiaru, dobór wskaźników oraz określenie ich wartości granicznych wymagają szczegółowej analizy każdego zaburzenia. Ponadto wiele podmiotów określa niezależnie poziom zaburzeń i następstwa ich wysokich wartości. Utrudnia to przekazanie odpowiedzialności tylko jednemu z nich – niezależnie, czy jest to operator sieci, czy odbiorcy końcowi. Regulacja jakości napięcia musi uwzględniać koszty ponoszone przez odbiorców (np. spowodowane nieprawidłowym działaniem lub uszkodzeniem urządzeń) oraz wszelkie bezpośrednie lub pośrednie wzrosty opłat taryfowych związane z modernizacją sieci.

3.1.4.1. Odpowiedzialność za regulację jakości napięcia

Wpływ poszczególnych zaburzeń napięcia na odbiorców może być zróżnicowany. Mimo że konieczna jest harmonizacja wymagań (urządzenia odbiorców końcowych są takie same w całej Europie), potrzeba regulacji może wynikać z różnych przyczyn w poszczególnych krajach europejskich.

W Tabeli 3.1 przedstawiono, jak rozkłada się odpowiedzialność za regulację jakości napięcia w każdym z ankietowanych krajów. Około połowa krajowych organów regulacyjnych posiada uprawnienia lub obowiązki w zakresie samodzielnej regulacji jakości napięcia lub we współpracy z innymi organami. Ustawowy zakres obowiązków i uprawnień krajowego organu regulacyjnego w zakresie regulacji jakości napięcia decyduje o podejmowanych przez niego i przez inne współpracujące z nim instytucje prac w dziedzinie jakości dostawy energii elektrycznej oraz wpływa na społeczną świadomość znaczenia problemu i na rozwój edukacji w tym obszarze. W przypadku większości krajów uprawnienia w zakresie regulacji jakości napięcia spoczywają w rękach ministerstwa, są delegowane krajowemu organowi regulacyjnemu przez ministerstwo lub udzielane przemysłowi albo organom władzy państwowej na potrzeby krajowej normalizacji z procedurami zatwierdzenia przez krajowy organ regulacyjny.

W Bułgarii każde przedsiębiorstwo dystrybucyjne prowadzi ciągły monitoring i kontrolę wewnętrzną wskaźników jakości napięcia, a wyniki przedstawia krajowemu organowi regulacyjnemu, Krajowej Komisji Regulacyjnej ds. Energii i Wody (*State Energy and Water Regulatory Commission, SEWRC*), co roku lub na jej wniosek. Gdy docelowe wskaźniki jakości nie są spełnione, SEWRC dostosowuje wymagania dotyczące przychodów przedsiębiorstw przy użyciu metodyki taryfikacji. Pod względem proceduralnym odbywa się to na drodze debaty publicznej.

W Czechach krajowy organ regulacyjny posiada uprawnienia w zakresie regulacji jakości napięcia częściowo wraz z Ministerstwem Przemysłu i Handlu, które deleguje je krajowemu organowi regulacyjnemu na podstawie ustawy energetycznej. Krajowy organ regulacyjny przeprowadza konsultacje społeczne

dotyczące jakości napięcia w procesie wydania lub zmiany ogłoszenia publicznego o jakości dostawy energii elektrycznej i innych usług w branży elektroenergetycznej.

TABELA 3.1. ODPOWIEDZIALNOŚĆ ZA REGULACJĘ JAKOŚCI NAPIĘCIA					
Kraj	Czy krajowy organ regulacyjny posiada wyłączone uprawnienia/ obowiązki w zakresie ustalania regulacji jakości napięcia?	Czy krajowy organ regulacyjny posiada uprawnienia/obowiązki w zakresie ustalania regulacji jakości napięcia wraz z innymi właściwymi organami?		Czy krajowy organ regulacyjny wydał rozporządzenia regulujące jakość napięcia?	Czy krajowy organ regulacyjny przeprowadził konsultacje społeczne dotyczące jakości napięcia?
Austria	Tak	Nie		Tak	Nie
Belgia	Nie	Nie		Nie	Nie
Bułgaria	Tak	Nie		Tak	Tak
Czechy	Tak	Tak	Krajowy organ regulacyjny posiada uprawnienia/obowiązki częściowo delegowane z Ministerstwa Energii i Handlu		
Dania	Nie	Nie		Tak	Tak
Estonia	Nie	Nie		Nie	Nie
Finlandia	Nie	Nie		Nie	Nie
Francja	Tak	Tak	Krajowy organ regulacyjny posiada uprawnienia/obowiązki częściowo delegowane z Ministerstwa	Nie	Nie
Niemcy	Nie	Nie			
Wielka Brytania	Nie	Nie	Departament Energii i Zmian Klimatu posiada uprawnienia. IDEM	Tak	Tak
Grecja	Tak	Tak	Ministerstwo Środowiska, Energii i Zmian Klimatu	Nie	Nie
Węgry	Tak	Nie			
Islandia	Nie	Tak	Ministerstwo	Tak	Tak
Irlandia	Nie	Tak	Przemysł. Krajowy organ regulacyjny zatwierdza kodeksy i standardy		
Włochy	Tak	Nie		Nie	Tak
Łotwa	Tak	Tak	Ministerstwo Gospodarki	Tak	Tak
Litwa	Tak	Tak		Tak	Nie
Luksemburg	Tak	Nie		Nie	Nie
Malta	Nie	Tak	Właściwy krajowy organ normalizacyjny	Tak	Tak
Holandia	Tak	Nie	Organ ochrony konkurencji	Nie	Nie
Norwegia	Tak	Tak	Krajowy organ regulacyjny posiada uprawnienia/obowiązki delegowane z Ministerstwa	Tak	Nie
Polska	Nie	Nie	Uprawnienia posiada Ministerstwo Gospodarki	Nie	Tak
Portugalia	Tak	Nie			Nie
Słowacja	Tak	Nie		Tak	Nie
Słowenia	Nie	Tak	OSD, OSP	Tak	Tak
Hiszpania	Nie	Nie		Nie	Nie
Szwecja	Tak	Nie		Tak	Tak

We Francji krajowy organ regulacyjny, *Commission de Regulation de l'Energie* (CRE), udziela porad odnośnie do rozporządzeń i tekstów technicznych, w tym dotyczących jakości napięcia. CRE nie posiada uprawnień w zakresie zatwierdzania lub ustalania standardów jakości napięcia. Standardy te są ustalane przez ministerstwa. Jednak od 2008 r. CRE zatwierdza wzorce umów na dostawę energii, łącznie z zobowiązaniami dotyczącymi jakości napięcia. W trakcie procesu zatwierdzania wzorca umowy dla odbiorców przyłączanych do sieci przesyłowej CRE przeprowadza konsultacje społeczne, w tym dotyczące jakości napięcia oraz w szczególności zapadów napięcia. Wzorce umów dla sieci dystrybucyjnej są zgłaszane do CRE, ale nie zatwierdzane. 2 grudnia 2006 r. drogą ustawy został powołany we Francji tzw. Stały Komitet ds. rozstrzygania sporów i sankcji w sektorze energetycznym (*The Standing Committee for Disputes and Sanctions*, CoRDİS). CoRDİS posiada uprawnienia w zakresie rozstrzygania sporów pomiędzy odbiorcą końcowym a OSP lub OSD, dotyczących jakości napięcia, interpretacji umów zawieranych przez odbiorców końcowych i operatorów systemów oraz egzekwowania spełnienia zawartych w nich warunków.

W Wielkiej Brytanii Departament Energii i Zmian Klimatu posiada uprawnienia i obowiązki w zakresie ustalania regulacji jakości napięcia. W ramach przeprowadzonej kontroli cen dystrybucji krajowy organ regulacyjny przeprowadził badania odbiorców dotyczące „Oczekiwań OSD i gotowości do pokrycia kosztów poprawy jakości usług”.

W Grecji krajowy organ regulacyjny posiada uprawnienia i obowiązki w zakresie regulacji jakości napięcia wraz z Ministerstwem Środowiska, Energii i Zmian Klimatu. Krajowy organ regulacyjny przeprowadził konsultacje społeczne dotyczące instrumentów regulacji jakości napięcia, minimalnych standardów jakości, ogólnych standardów jakości, regulacji motywacyjnych oraz umów o zapewnienie najwyższej jakości (*premium power*).

Na Węgrzech krajowy organ regulacyjny opublikował wytyczne w sprawie monitorowania jakości napięcia.

W Islandii norma europejska EN 50160 *Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych* jest uwzględniona w regulacji rządowej.

W Irlandii standardy techniczne, które muszą być spełnione przez operatorów sieciowych, zostały wyszczególnione w kodeksach i standardach planowania usług sieciowych. Przedstawiciele przemysłu zasiadają w komisjach opiniujących i weryfikujących proponowane zmiany kodeksów sieciowych. Krajowy organ regulacyjny ostatecznie zatwierdza kodeksy i planowane normy.

We Włoszech krajowy organ regulacyjny posiada wyłączne uprawnienia i obowiązki. Przeprowadził konsultacje społeczne dotyczące głównie wdrożenia monitorowania jakości napięcia (NN/WN/SN), m.in. oczekiwanych poziomów jakości napięcia (NN/WN), zapadów napięcia (SN), zmian napięcia zasilającego (nN), indywidualnej weryfikacji zmian napięcia zasilającego (SN/nN) oraz wprowadzenia inteligentnych liczników (nN).

W Luksemburgu krajowy organ regulacyjny przeprowadził konsultacje społeczne dotyczące kryteriów jakości napięcia oraz metod jej monitorowania.

W Holandii krajowy organ regulacyjny – organ ochrony konkurencji (*Netherlands Competition Authority*, NMa) – jest wyłącznie odpowiedzialny za regulację jakości napięcia. Proces, w ramach którego określane jest ustawodawstwo, obejmuje przygotowanie projektów przepisów przez wszystkich operatorów sieci elektroenergetycznej, oraz – po uprzedniej konsultacji z zainteresowanymi stronami – NMa podejmuje decyzję w sprawie proponowanych przepisów.

W Norwegii krajowy organ regulacyjny posiada wyłączne uprawnienia w zakresie regulacji jakości napięcia w ramach prawnych określonych przez Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii.

W Portugalii konsultacje społeczne zostały przeprowadzone przed opublikowaniem w 2013 r. nowego kodeksu jakości usług. Ten nowy kodeks zawiera rozdział poświęcony jakości napięcia. Główne zmiany w tej kwestii dotyczyły dostosowania do wersji normy EN 50160 z 2010 r.

W Szwecji krajowy organ regulacyjny przeprowadził konsultacje społeczne dotyczące regulacji jakości napięcia.

3.1.4.2. Normalizacja jakości napięcia (EN 50160)

Norma europejska EN 50160 [14] zawiera zestawienie wszystkich zaburzeń jakości napięcia i określa dla wielu z nich graniczne lub rekomendowane wartości wskaźników. Dokument ten stał się istotną podstawą dla regulacji jakości napięcia w całej Europie. Kolejnym znaczącym wkładem jest norma EN 61000-4-30 [21], która określa metody pomiaru wskaźników jakości napięcia.

Wersja normy EN 50160 z 2010 r. została przetłumaczona i zastosowana w 24 krajach. W czterech krajach – na Cyprze, Węgrzech, w Rumunii i Słowacji – nadal obowiązuje wersja normy z 2007 r.

W większości krajów europejskich (17) wprowadzenie normy zostało określone w przepisach regulacyjnych. W ośmiu krajach w ustawodawstwie krajowym pojawiają się odniesienia do normy EN 50160. W przypadku Rumunii i Estonii norma jest wdrażana na zasadzie dobrowolności. W Hiszpanii, mimo że opis normy został opublikowany w dekrete królewskim, jest ona wdrażana na zasadzie dobrowolności. W Czechach odniesienie do przetłumaczonej wersji normy zostało zawarte w kodeksach sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. We Francji istnieje rozporządzenie krajowe dotyczące sieci przesyłowej, stanowiące, że OSP ma zagwarantować odpowiednią jakość napięcia w celu umożliwienia OSD spełnienia wymagań normy EN 50160. Stwierdza ono również, że OSP jest zobowiązany określić szczegółowe zobowiązania umowne w odniesieniu do czterech wskaźników jakości napięcia: (wolnych) zmian wartości napięcia zasilającego, wahań, częstotliwości i asymetrii napięcia.

Wartości graniczne określone w EN 50160 dla zaburzeń napięcia przedstawiono w Tabeli 3.2. W przypadku zmian napięcia zasilającego wartości graniczne zostały określone wyłącznie dla sieci nN i SN.

TABELA 3.2. NORMA EN 50160 – PODSUMOWANIE DLA CIĄGŁYCH ZABURZEŃ NAPIĘCIA		
Zaburzenie napięcia	Poziom napięcia	Wskaźnik jakości napięcia (wartość graniczna)
Zmiany napięcia zasilającego	nN	- w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia ($\pm 10\%$ napięcia znamionowego) - w każdym tygodniu 100% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia ($+10\%$ / -15% napięcia znamionowego)
	SN	- w każdym tygodniu 99% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia poniżej $+10\%$ napięcia referencyjnego oraz w każdym tygodniu 99% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia powyżej -10% napięcia referencyjnego - w każdym tygodniu 100% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia ($\pm 15\%$ napięcia referencyjnego)
Wahania napięcia	nN, SN, WN	przez 95% czasu każdego tygodnia wskaźnik P_{10} nie powinien być większy od 1
Asymetria	nN, SN, WN	w ciągu każdego tygodnia 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale od 0% do 2% wartości składowej kolejności zgodnej
Harmoniczne napięcia	nN, SN	- w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia powinno być mniejsze od wartości granicznych określonych w tabeli - w każdym tygodniu 100% wartości THD ($\pm 8\%$)
	WN	w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia powinno być mniejsze od wartości granicznych określonych w tabeli
Napięcia sygnalizacyjne nałożone na napięcie zasilające	nN, SN	przez 99% czasu każdego dnia 3-sekundowa średnia wartość napięć sygnalizacyjnych mniejsza od wartości granicznych przedstawionych w postaci graficznej

3.1.4.3. Ustawodawstwo krajowe i regulacje różniące się od EN 50160

Norma EN 50160 pozostaje podstawowym instrumentem oceny jakości napięcia w ankietowanych krajach. Jednak w ustawodawstwie niektórych krajów znajdują zastosowanie inne wymagania. Powody są różne w poszczególnych krajach i zwykle są związane z faktem, że wersja normy z 2010 r. nadal nie obejmuje poziomów najwyższego napięcia. Powodem są też bardziej rygorystyczne wymagania wprowadzone na szczeblu krajowym w porównaniu z wartościami granicznymi określonymi w normie.

We Francji sieci WN wartości graniczne są zasadniczo takie same jak w wersji EN 50160 z 2010 r., ale z ograniczeniem czasowym 100% (w odróżnieniu od 95% w EN 50160). W Wielkiej Brytanii przepisy dotyczące bezpieczeństwa, jakości i ciągłości dostaw energii elektrycznej z 2002 r. zostały wprowadzone wcześniej niż EN 50160 i ponieważ część wartości granicznych napięcia jest bardziej rygorystyczna niż EN 50160, obowiązują one nadal. Podobna sytuacja ma miejsce w Irlandii, gdzie zakres wolnych zmian napięcia w odniesieniu do SN został określony przez OSD na długo przed wprowadzeniem EN 50160. Na Malcie występują różnice limitów tolerancji dla określonych parametrów jakości napięcia pomiędzy kodeksem sieci a EN 50160. Kodeks sieci został opracowany przez OSD i zatwierdzony przez krajowy organ regulacyjny po uprzednich konsultacjach z zainteresowanymi stronami.

W Holandii przyjęto lepszą jakość napięcia niż ta określona w normie EN 50160. W związku z tym określono rygorystyczne wymagania i wdrożono pewne wartości graniczne dla zapadów napięcia, a inne są obecnie opracowywane. Tak było w przypadku wartości granicznych dla zapadów napięcia w sieciach wysokiego i najwyższego napięcia, uwzględnionych w kodeksie sieci w 2013 r. W międzyczasie operatorzy sieci przedłożyli wniosek aktualizacji tych wartości granicznych; jest on aktualnie oceniany przez organ regulacyjny. Operatorzy sieci pracują również nad wartościami granicznymi dla zapadów napięcia w sieciach średniego napięcia. Regulacje te powinny wejść w życie przed początkiem 2018 r.

Również w Norwegii przyjmuje się, że norma EN 50160 ma istotne i zasadnicze braki i w związku z tym nie można jej w zadowalającym stopniu zastosować do publicznego uregulowania jakości dostaw energii elektrycznej w norweskim systemie elektroenergetycznym. Najważniejsze kwestie dotyczą kilku obszarów, dla których norma określa jedynie wartości graniczne mające zastosowanie przez 95% czasu. Ponadto określa ona wartości graniczne tylko dla niektórych parametrów jakości. W przypadku części parametrów norma opisuje jedynie, czego można oczekiwać w Europie. W opinii krajowego organu regulacyjnego nie do przyjęcia jest, aby w nowoczesnym społeczeństwie jakość dostawy energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom sieci przekraczała wartości graniczne dla szeregu istotnych parametrów w ciągu 8 godzin w każdym tygodniu.

W Szwecji stosowane są takie same wartości graniczne jak w EN 50160, ale nie powinny być one przekraczane przez 100% czasu. Dodatkowo krajowy organ regulacyjny wprowadził wartości graniczne dla zapadów napięcia (studium przypadku w 5. raporcie benchmarkingowym [5]).

Inne wymagania krajowe różniące się od wskaźników podanych w EN 50160 przedstawiono w Tabelach 3.3, 3.4 i 3.5. Szczegółowe informacje podano w Załączniku 3.

TABELA 3.3. REGULACJE JAKOŚCI NAPIĘCIA RÓŻNIĄCE SIĘ OD EN 50160 - ZMIANY NAPIĘCIA ZASILAJĄCEGO					
Zaburzenia napięcia	Wskaźnik	Okres agregacji	Czas	Wartość graniczna	Kraj (poziom napięcia)
Zmiany napięcia zasilającego	wartość skuteczna napięcia	1 min	100%	$\pm 10\% U_N$	SE (WN, SN, nN)
	wartość skuteczna napięcia	1 min	100%	$+10\% / -6\% U_N$	GB (nN)
	wartość skuteczna napięcia	1 min	100%	$\pm 10\% U_N$	NO (nN)
	wartość skuteczna napięcia	10 min	100%	$\pm 5\% U_N$	FR (SN), MT (SN) [11 kV]
	wartość skuteczna napięcia	10 min	100%	$\pm 6\% U_N$	MT (WN), GB (WN, SN)
	wartość skuteczna napięcia	10 min	100%	$+9\% / -5\% U_N$	IE (SN)
	wartość skuteczna napięcia	10 min	100%	$+5\% / -10\% U_N$	MT (SN) [3 kV]
	wartość skuteczna napięcia	10 min	100%	$\pm 10\% U_N$	FR (nN), MT (nN) GB (NN)
	wartość skuteczna napięcia	10 min	100%	$+13,16\% / -8,42\% U_N$	IE (WN)
	wartość skuteczna napięcia	10 min	100%	$+10\% / -15\% U_N$	NL (SN, nN)
	wartość skuteczna napięcia	10 min	99,9%	$\pm 10\% U_N$	NL (NN, WN)
	wartość skuteczna napięcia	10 min	95%	$\pm 5\% U_N$	PT (NN)
	wartość skuteczna napięcia	10 min	95%	$\pm 10\% U_N$	NL (SN, nN)
(1): NN nie jest objęte normą EN 50160: 2010.					
(2): Dla WN nie podano wartości granicznych zmian napięcia zasilającego w normie EN 50160: 2010.					
(3): Okres wykonywania pomiarów dla wszystkich powyższych wymagań wynosi 1 tydzień.					

TABELA 3.4. REGULACJE JAKOŚCI NAPIĘCIA RÓŻNIĄCE SIĘ OD EN 50160 – POZOSTAŁE PARAMETRY					
Zaburzenia napięcia	Wskaźnik	Okres integracji	Czas	Wartość graniczna	Kraj (poziom napięcia)
Wahania napięcia	P_{lt}	-	100%	$\leq 0,5$	MT (SN, nN)
	P_{lt}	-	100%	$\leq 0,8$	NO (NN, WN)
	P_{lt}	-	100%	≤ 1	NO (SN, nN), PT (NN)
		-	100%	≤ 5	NL (NN, WN)
	P_{lt}	-	95%	≤ 1	NL (NN, WN)
		-	100%	$\leq 0,7$	MT (SN, nN)
	P_{st}	-	100%	≤ 1	PT (NN)
	P_{st}	-	95%	≤ 1	NO (NN, WN)
	P_{st}	-	95%	$\leq 1,2$	NO (SN, nN)
Asymetria napięcia	V_{un}	10 min	100%	$\leq 2\%$	NO (NN, WN, SN, nN), SE (WN, SN, nN)
	V_{un}	10 min	100%	$\leq 3\%$	NL (SN, nN)
	V_{un}	10 min	99,9%	$\leq 1\%$	NL (NN, WN)
	V_{un}	10 min	95%	$\leq 2\%$	NL (SN, nN) PT (NN)
	V_{un}	-	-	$\leq 1,3\%$	MT (nN)
Harmoniczne napięcia	THD	-	-	$\leq 1,5\%$	MT (SN) [33 kV]
	THD	-	-	$\leq 2\%$	MT (SN) [11 kV]
	THD	-	-	$\leq 2,5\%$	MT (nN)
				$\leq 8\%, 0,23 \leq U \leq 35 \text{ kV}$	NO (NN, WN, SN, nN)
	THD	10 min	100%	$\leq 3\%, 35 \leq U \leq 245 \text{ kV}$	
				$< 2\%, U > 245 \text{ kV}$	
	THD	10 min	99,9%	$\leq 6\%$	NL (NN)
	THD	10 min	99,9%	$\leq 7\%$	NL (WN)
	THD	10 min	99,9%	$\leq 12\%$	NL (SN)
	THD	10 min	95%	$\leq 4\%$	PT (NN)
	THD	10 min	95%	$\leq 5\%$	NL (NN)
	THD	10 min	95%	$\leq 6\%$	NL (WN)
	THD	10 min	95%	$\leq 8\%$	NL (SN)
	THD	1 tydzień	100%	$\leq 5\%$	NO (SN, nN)
	Indywidualny	10 min	100%	Tabela	NO (WN, SN, nN)
	Indywidualny	10 min	100%	Tabela (jak w EN 50160)	SE (WN, SN, nN)
	Indywidualny	10 min	95%	Tabela	PT (NN)
(1): Okres wykonywania pomiarów dla wszystkich powyższych wymagań wynosi 1 tydzień.					

TABELA 3.5. REGULACJE JAKOŚCI NAPIĘCIA RÓŻNIĄCE SIĘ OD EN 50160 – ZDARZENIA					
Zaburzenia napięcia	Wskaźnik	Okres integracji	Czas	Wartość graniczna	Kraj (poziom napięcia)
Zapady napięcia	Tabela zapadów jest podzielona na trzy obszary: A, B i C. Zapady o czasie trwania i amplitudzie kwalifikujących je do obszaru A uznaje się za normalne zjawisko w eksploatacji sieci. Zapady w obszarze B muszą zostać zbadane, a zapady w obszarze C są niedopuszczalne. Granice pomiędzy obszarami różnią się nieznacznie dla wartości napięcia powyżej i poniżej 45 kV (zob. studium przypadku w 5. raporcie benchmarkingowym [5]).				SE (WN, SN, nN)
	Nagły spadek napięcia do wartości pomiędzy 90% a 1% wartości deklarowanej, a następnie powrót do wyjściowej wartości napięcia po krótkim okresie.				MT (SN, nN)

TABELA 3.5 (cd.)					
Zaburzenia napięcia	Wskaźnik	Okres integracji	Czas	Wartość graniczna	Kraj (poziom napięcia)
Wzrosty napięcia	Tabela wzrostów jest podzielona na trzy obszary: A, B i C. Wzrosty o czasie trwania i amplitudzie kwalifikujących je do obszaru A uznaje się za normalne zjawisko w eksploatacji sieci. Wzrosty w obszarze B muszą zostać zbadane, a wzrosty w obszarze C są niedopuszczalne (zob. studium przypadku w 5. raporcie benchmarkingowym).				SE (WN, SN, nN)
Pojedyncza szybka zmiana wartości napięcia	Liczba zmian wartości napięcia w ciągu 24 godzin			$\Delta U_{\text{steady state}} \geq 3\%:$	NO (WN, SN, nN)
				$\leq 24 \ 0,23 \leq U \leq 35 \text{ kV}$	
				$\leq 12 \ 35 \text{ kV} < U$	
				$\Delta U_{\text{max}} \geq 5\%:$	
				$\leq 24 \ 0,23 \leq U \leq 35 \text{ kV}$	
				$\leq 12 \ 35 \text{ kV} < U$	

3.1.5. JAKOŚĆ NAPIĘCIA NA POZIOMIE ODBIORCY

Z 5. raportu benchmarkingowego [5] wynika, że weryfikacja rzeczywistych poziomów jakości napięcia w poszczególnych punktach przyłączenia jest zagwarantowana lub jest powszechną praktyką w większości krajów, a raport zawierał zalecenia dotyczące przyjęcia tej praktyki we wszystkich krajach. Dodatkowo zalecano, aby operatorzy sieci podawali szczegółowy opis swoich praktyk w celu udostępnienia wszystkich istotnych informacji odbiorcy.

Kolejnym zaleceniem zawartym w 5. raporcie benchmarkingowym jest prowadzenie przez krajowy organ regulacyjny lub operatora sieci statystyk skarg/reklamacji i wyników weryfikacji oraz korelowanie tych wyników z wynikami z ciągłego monitorowania jakości napięcia.

Jak wspomniano w punkcie 3.2, w opracowanym wspólnie przez CEER i Florencką Szkołę Regulacji w 2006 roku podręczniku poświęconym „Regulacji jakości usług dystrybucji i sprzedaży detalicznej energii elektrycznej” [24] wymieniono umowy o zapewnienie jakości dostawy energii jako jeden z czterech instrumentów regulacyjnych. W Czechach i Norwegii możliwe jest zawieranie indywidualnych umów o zapewnienie jakości napięcia. W praktyce nie są one jednak powszechnie stosowane. W Norwegii w przypadku prywatnych zapisów w umowach dotyczących jakości dostaw energii elektrycznej, innych niż przewidziane w przepisach, OSP i OSD mają obowiązek jednoznacznie przedstawić konsekwencje wynikające z takich zapisów dla użytkownika sieci. Przyjmuje się jednak założenie, że umowa taka nie spowoduje obniżenia jakości dla jakichkolwiek innych odbiorców niebędących stroną takiej umowy. Na Łotwie OSP określił indywidualne umowy. Jednak w kilku innych krajach nie ma możliwości zawierania umów uwzględniających dodatkowe gwarancje jakości napięcia w zamian za dodatkową opłatę.

3.1.5.1. Indywidualne informacje na temat jakości napięcia

W kilku spośród ankietowanych krajów operatorzy sieci są zobowiązani do informowania odbiorców o rzeczywistych poziomach jakości napięcia (w praktyce o zmierzonych poziomach z niedawnej przeszłości). Tabela 3.6 zawiera przegląd obowiązków OSD/OSP w zakresie przedstawiania informacji na wniosek odbiorców. Rodzaj przekazywanych informacji będzie zależeć od wniosku. W celu zapoznania się z informacjami przekazywanymi odbiorcom końcowym w Słowenii i Norwegii, zobacz studia przypadków w 5. raporcie benchmarkingowym [5].

TABELA 3.6. OBOWIĄZKI OSD/OSP W ZAKRESIE INFORMOWANIA ODBIORCÓW KOŃCOWYCH O PRZESZŁYCH (LUB SPODZIEWANYCH PRZYSZŁYCH) POZIOMACH JAKOŚCI NAPIĘCIA

	OSD	OSP	Brak obowiązków	Uwagi
Austria			X	
Belgia			X	Brak szczególnego obowiązku, ale OSD musi wykonać niezbędne prace w celu spełnienia standardów.
Bułgaria			X	
Chorwacja			X	
Cypr			X	
Czechy			X	Tylko podstawowe informacje na temat jakości napięcia – poziom napięcia jest taki sam dla nowych odbiorców; nowi „wrażliwi” odbiorcy mogą wnioskować o szczegółowe informacje na temat harmonicznych napięcia, zapadów/wzrostów.
Dania			X	
Estonia			X	
Finlandia			X	
Francja			X	Nie ma obowiązku, ale są opcjonalne pakiety usług obejmujące informacje na temat ubiegłych lat.
Niemcy			X	
Wielka Brytania			X	
Grecja			X	
Węgry			X	
Irlandia	X		X	OSD musi dostarczać informacje na wniosek odbiorcy. Informacje nie są szczegółowo określone; zależą one od wniosku odbiorcy. OSP nie ma obowiązku informowania odbiorców końcowych o poziomach jakości napięcia.
Włochy	X	X		W odniesieniu do odbiorców końcowych NN i WN OSP ma obowiązek publikowania/informowania o maksymalnej i minimalnej mocy zwarciowej. W odniesieniu do odbiorców końcowych SN OSD ma obowiązek informowania o maksymalnych poziomach mocy zwarciowej. Przekazywanie informacji o zapadach napięcia odbiorcom końcowym SN będzie obowiązywało od 2016 r.
Łotwa			X	
Litwa			X	Przed przebudową przedsiębiorstwo informuje swoich odbiorców o możliwych zaburzeniach jakości napięcia.
Luksemburg			X	
Malta	X			Kodeks sieci nakłada na OSD obowiązek podawania określonych informacji na temat warunków sieci lokalnej na wniosek odbiorców końcowych.
Holandia			X	Jeżeli w określonym punkcie przyłączenia zainstalowana jest jednostka pomiarowa, wówczas ten konkretny odbiorca jest uprawniony do otrzymywania informacji na temat danych pomiarowych.
Norwegia	X	X		Na wniosek obecnego lub przyszłego odbiorcy OSP/OSD ma obowiązek dostarczyć w ciągu jednego miesiąca informacje na temat jakości napięcia w swoich instalacjach.
Polska			X	
Portugalia	X	X		Parametry określone w kodeksie jakości usług; częstotliwość; zmiany napięcia zasilającego; asymetria napięcia; nasilenie wahań napięcia; harmoniczne napięcia; zapady napięcia; wzrosty napięcia.
Słowacja			X	
Słowenia	X	X		OSD/OSP ma obowiązek udostępniać informacje o zharmonizowanym zbiorze parametrów dla przeszłych poziomów (corocznie).
Hiszpania			X	
Szwecja			X	Obowiązek jest ograniczony do kwestii dotyczących ciągłości dostaw.

3.1.5.2. Indywidualna weryfikacja jakości napięcia

3.1.5.2.1. W związku ze skargą/reklamacją odbiorcy

Jeśli odbiorca zgłasza skargę/reklamację dotyczącą jakości napięcia w punkcie przyłączenia odbiorcy, OSD lub OSP jest – w kilku krajach – zobowiązany do wykonania pomiarów w celu zweryfikowania poziomów wszystkich istotnych parametrów jakości napięcia.

Koszt wykonania pomiarów jakości napięcia po zgłoszeniu skargi/reklamacji dotyczącej jakości napięcia jest zasadniczo pokrywany na dwa sposoby:

- koszt pokrywa OSP/OSD (Czechy, Estonia, Litwa, Luksemburg, Niemcy, Norwegia),
- koszt pokrywa OSP/OSD, jeżeli jakość nie jest zgodna z przepisami krajowymi lub normą EN 50160,
- koszt ponosi odbiorca, jeżeli poziom jakości napięcia jest zgodny z tą normą lub gdy skarga/reklamacja jest nieuzasadniona (Belgia, Bułgaria, Łotwa, Portugalia).

W niektórych krajach dopuszcza się możliwość instalowania przez odbiorcę końcowego własnego rejestratora jakości napięcia, jeśli wyniki mają być wykorzystane w sporze pomiędzy użytkownikiem końcowym a OSD/OSP. W kilku krajach obowiązują szczególne przepisy dotyczące pomiarów technicznych parametrów napięcia do celów weryfikacji jakości napięcia. Nie jest jednak powszechnie przyjęte, aby szczególne przepisy określały możliwość wykonywania pomiarów przez odbiorcę końcowego.

W kilku krajach (Belgia, Finlandia, Norwegia, Polska i Węgry) przepisy dopuszczają sytuacje, w których odbiorca końcowy może zainstalować własny rejestrator jakości napięcia, pod warunkiem, że instalowane urządzenie zostało zatwierdzone przez OSD/OSP i/lub odbiorca końcowy uzgodnił instalację z OSD/OSP.

W Słowenii przepisy wykonawcze nie regulują jednoznacznie przypadków tego typu, więc odbywa się to wyłącznie na podstawie porozumienia pomiędzy odbiorcą końcowym a OSD/OSP, ponieważ OSD/OSP ma wyłączny obowiązek deklarowania swojej jakości napięcia. Możliwy jest jednak równoległy nadzór nad monitorowaniem jakości napięcia przy użyciu zainstalowanego urządzenia odbiorcy końcowego i jest on stosowany w określonych przypadkach przez szczególnie dużych i bardzo wrażliwych odbiorców. Nie określono żadnych warunków akceptacji pomiarów odbiorcy końcowego. Wyniki pomiarów wykonanych przez odbiorcę końcowego mogą być wykorzystywane wyłącznie jako wskaźnik niskiej jakości. W sytuacji sporu zazwyczaj wyznaczany jest niezależny ekspert do wykonania pomiarów do celów referencyjnych.

We Włoszech odbiorcy końcowi WN i SN mogą zainstalować własny rejestrator jakości napięcia, ale nie ma żadnych przepisów dotyczących wykorzystania pomiarów w sporach, ponieważ decyduje o tym sąd.

W Niemczech odbiorca końcowy może zainstalować własny rejestrator jakości napięcia w swojej instalacji elektrycznej, ale należy wykluczyć niekorzystny wpływ układu pomiarowego na pracę sieci. W celu zapewnienia powyższego instalacje własne odbiorców mogą być budowane, ulepszane, modyfikowane i utrzymywane wyłącznie zgodnie z rozporządzeniem dotyczącym dostępu do sieci niskiego napięcia, innymi odnośnymi przepisami prawa i regulacjami rządowymi oraz zgodnie z ogólnie przyjętymi zasadami techniki. Czynności te muszą być wykonywane przez operatora sieci lub firmę instalacyjną zarejestrowaną przez operatora sieci. O możliwości wykorzystania danych w sporze pomiędzy odbiorcą końcowym a OSD/OSP musi zadecydować sąd cywilny.

Na Łotwie odbiorcy końcowi posiadający certyfikat uprawniający do wykonywania pomiarów jakości napięcia mogą zainstalować własny rejestrator. Odbiorca końcowy może również zwrócić się do innych firm o wykonywanie takich pomiarów, jeżeli firmy te mają uprawnienia do świadczenia usług tego typu.

Na Litwie odbiorcy końcowi muszą uzyskać certyfikat dokładności pomiaru dla rejestratora jakości napięcia, aby pomiary mogły być akceptowane w sporach z OSD. Certyfikat musi być wystawiony przez laboratorium badawcze z Litwy. Laboratorium badawcze musi być akredytowane zgodnie z ISO/IEC 17025 do przeprowadzania badań liczników. Jednak jak dotąd OSD na Litwie nie zanotował ani jednego przypadku, w którym odbiorca końcowy wykorzystał dane z własnego certyfikowanego licznika jakości napięcia jako dowód w sporze.

W Portugalii, zgodnie z kodeksem jakości usług, wyniki pomiaru są akceptowane w sporze, jeśli rejestrator był skalibrowany i zamknięty (zaplombowany). Jednak trwają dyskusje, który podmiot ma możliwość weryfikacji kalibracji i zamknięcia (zaplombowania) urządzenia monitorującego.

Kary pieniężne nakładane na operatorów sieci w celu zapewnienia rekompensat dla odbiorców z tytułu indywidualnych kwestii dotyczących jakości napięcia omówiono w 5. raporcie benchmarkingowym.

3.1.5.2.2. Na wniosek odbiorcy

W niektórych krajach, jeśli odbiorca chce monitorować jakość napięcia w swoim punkcie przyłączenia, OSD/OSP ma obowiązek zapewnić rejestrator do monitorowania jakości napięcia. W pozostałych ankietowanych krajach monitorowanie jakości napięcia może być prowadzone, nawet jeśli OSD/OSP nie jest do tego prawnie zobowiązany. W sytuacjach nie dotyczących skarg/reklamacji w zakresie ogólnej jakości napięcia odbiorca końcowy zazwyczaj ponosi koszty tego pomiaru. Najczęściej nie ma ustalonej opłaty za tę usługę. Na Malcie, która jest tu wyjątkiem, OSD zapewnia rejestrator jakości napięcia nieodpłatnie.

We Francji odbiorca może subskrybować opcjonalny pakiet usług (2000 EUR/rok w sieci przesyłowej oraz od 270 EUR do kilku tysięcy EUR w zależności od rodzaju monitorowania w sieci dystrybucyjnej) obejmujący system monitorowania, analizę zaburzeń, informacje i raporty. W sieciach dystrybucyjnych odbiorcom przysługuje zwrot kosztów, pod warunkiem że dokumenty wykazują, że (wolne) zmiany napięcia przekraczają wartości dopuszczalne określone w normie.

W Polsce OSD/OSP ma obowiązek zapewnić odbiorcom końcowym rejestrator jakości napięcia, ale tylko tymczasowo i nie ma ustalonej opłaty za tę usługę. Jeśli wyniki monitorowania wskazują, że niska jakość napięcia u odbiorcy jest spowodowana przez operatora sieci, odbiorca nie płaci za tę usługę. Przez rejestrator jakości napięcia rozumie się urządzenie pomiarowe o technicznej funkcji przechowywania danych i ich dalszego opracowania dla potrzeb oceny jakości dostawy energii elektrycznej.

W Irlandii OSD nie ma obowiązku zapewnienia urządzenia do monitorowania jakości napięcia na wniosek odbiorcy, ale OSD zazwyczaj udostępnia je nieodpłatnie. OSP nie ma obowiązku zapewnienia rejestratora jakości napięcia, ale polityką OSP jest utrzymywanie wystarczającej liczby dostępnych rejestratorów w systemie w celu zapewnienia odpowiedniego monitorowania systemu elektroenergetycznego, podłączonych generatorów i zapotrzebowania odbiorców oraz w celu zapewnienia możliwości dostarczania odbiorcom odpowiednich danych stosownie do wymagań. W przypadku pojawienia się konkretnej kwestii wymagającej dodatkowych urządzeń rejestrujących może to być zrealizowane w stosownym terminie za pomocą urządzeń przenośnych. Odbiorcy mogą również instalować własne rejestratory po swojej stronie punktu przyłączenia. Nie ma ustalonych opłat dla odbiorcy za tę usługę.

W Szwecji pomiar jakości napięcia może być zlecony wyłącznie przez krajowy organ regulacyjny. Jednak szwedzki organ regulacyjny zaleca operatorom sieci przychylanie się do wniosków odbiorców.

3.1.5.2.3. Wymagania dotyczące przyrządów do monitorowania jakości napięcia

W celu zweryfikowania, czy dostarczane napięcie spełnia wymagania przepisów lub norm, kluczowe znaczenie ma znormalizowana metoda monitorowania różnych parametrów jakości napięcia. Jeśli są określone wymagania krajowe w odniesieniu do monitorowania jakości napięcia, najczęściej muszą być one zgodne z normą EN 61000-4-30 lub ustawodawstwem krajowym opartym na EN 61000-4-30. W kilku krajach normy są przyjmowane lub opracowywane przez krajowe organizacje normalizacyjne.

Na przykład EN 61000-4-30 służy jako punkt odniesienia dla wymagań w zakresie monitorowania jakości napięcia w Bułgarii, Chorwacji, Norwegii, Portugalii, Szwecji i we Włoszech. W Czechach specyfikacje jakości napięcia są zawarte w kodeksie sieci dystrybucyjnej i są one oparte na EN 61000-4-30. Krajowy kodeks sieci dystrybucyjnej jest zatwierdzany przez krajowy organ regulacyjny.

Krajowe wytyczne w sprawie monitorowania jakości napięcia, w tym wymagania dla jednostek pomiarowych, zostały opracowane w Słowenii i na Węgrzech. Wymagania w Słowenii istniały przed utworzeniem słoweńskiego organu regulacyjnego. We Włoszech kodeks sieci przesyłowej, zatwierdzony przez krajowy

organ regulacyjny, określa: pomiar napięcia dla trzech faz, dokładność zgodna z klasą A wg EN 61000-4-30 oraz unikanie naliczenia tego samego zaburzenia w dwóch różnych parametrach. Specyfikacje dla urządzeń do monitorowania jakości napięcia dla sieci SN są określone przez krajowy organ regulacyjny. W Bułgarii środki techniczne stosowane do kontroli jakości muszą być skalibrowane oraz muszą spełniać standardy przyjęte przez bułgarski instytut normalizacyjny. Na Litwie krajowy organ regulacyjny wskazał zalecane urządzenia. Urządzenia muszą być zgodne z litewską ustawą o wymaganiach metrologicznych.

W Holandii przyrządy do monitorowania jakości napięcia muszą być zgodne ze standardami określonymi w „Instrukcji wykonywania pomiarów dla potrzeb określania parametrów napięcia” opracowanej przez UNI-PEDE (obecnie Eurelectric). Ponieważ trwa proces zmiany kodeksu sieciowego, norma IEC 61000-4-30 zostanie w najbliższej przyszłości uwzględniona.

3.1.5.3. Wartości dopuszczalne emisji

Na jakość napięcia w całej sieci i w punkcie przyłączenia odbiorcy ma wpływ sposób eksploatacji sieci przez operatora sieci, sposób zwymiarowania sieci przez właściciela sieci oraz konstrukcja i wykorzystanie wszystkich urządzeń przyłączonych do sieci. Ponieważ zarówno źródło zaburzeń napięcia, jak i środki techniczne mające na celu zmniejszenie zaburzeń napięcia mogą znajdować się w obrębie sieci lub urządzenia przyłączonego do sieci, CEER określiła podział odpowiedzialności jako istotną zasadę regulacji jakości napięcia. Dotyczy to m.in. ustawienia maksymalnych poziomów zaburzeń napięcia w punkcie dostawy pomiędzy operatorem sieci a odbiorcami oraz dopuszczalnych poziomów emisji dla instalacji. Emisje indywidualnych odbiorców muszą być ograniczone, aby zaburzenia napięcia mieściły się w granicach określonych wymaganiami. 5. raport benchmarkingowy zawierał zalecenie dotyczące racjonalnego określenia wartości granicznych zarówno dla odbiorców, jak i dla operatora sieci. Przekroczenia wartości granicznych nie powinny być np. spowodowane niskimi poziomami mocy zwarciowej (słaba sieć).

Istotne znaczenie ma zapewnienie funkcjonowania urządzeń pomimo obecności zaburzeń napięcia w sieci. W Europie prawdopodobieństwo nieprawidłowego funkcjonowania urządzeń na skutek zaburzeń napięcia jest małe dzięki normom z zakresu kompatybilności elektromagnetycznej. Normy te wydane są przez Międzynarodową Komisję Elektrotechniczną (IEC) i przyjęte przez Europejski Komitet Normalizacyjny Elektrotechniki (CENELEC) jako europejskie normy zharmonizowane. Dyrektywa kompatybilności elektromagnetycznej (EMC) [18] ogranicza emisje zaburzeń elektromagnetycznych tak, że w przypadku prawidłowej eksploatacji danego urządzenia nie zakłóca ono pracy innych urządzeń. Normy ograniczają emisję zaburzeń z urządzeń lub instalacji, a także ustalają odporność poszczególnych urządzeń na zaburzenia. Mimo że rozprzestrzenianie się zaburzeń w sieci elektroenergetycznej jest brane pod uwagę przy ustalaniu różnych wartości granicznych, niezbędna jest dodatkowa regulacja dotycząca operatorów sieci w zakresie jakości napięcia.

W celu uregulowania wpływu odbiorców na jakość napięcia w sieci w wielu krajach wprowadzono przepisy w zakresie emisji przez indywidualnych odbiorców. Kary dla odbiorców w przypadku przekroczenia maksymalnych poziomów zaburzeń są przewidziane w następujących krajach: Austrii, Bułgarii, Chorwacji, Czechach, Finlandii, Francji, Holandii, Irlandii, Litwie, Luksemburgu, Malcie, Norwegii, Portugalii, Słowenii i Wielkiej Brytanii. Kary te mogą obejmować odłączenie od sieci lub zobowiązanie odbiorcy do podjęcia niezbędnych prac w celu uniknięcia przekraczania poziomów granicznych zaburzeń.

W 5. raporcie benchmarkingowym [5] role zainteresowanych stron w odniesieniu do limitów emisji dla odbiorców oraz kary zostały omówione bardziej szczegółowo; przedstawione zostało również studium przypadku maksymalnych emisji prądu dla harmonicznych we Francji.

Koncepcja podziału odpowiedzialności pomiędzy zainteresowane strony została określona zgodnie z poniższymi punktami:

- dobra jakość napięcia na szynie zbiorczej odbiorcy jest obowiązkiem operatora sieci,
- dobra jakość prądu odbiornika przyłączonego do szyny zbiorczej jest obowiązkiem odbiorcy,
- opracowanie i dostarczanie urządzeń tolerujących jakość dostawy energii elektrycznej oraz ekonomicznych urządzeń do kondycjonowania napięcia z odpowiednią technologią jest obowiązkiem producenta.

Zapewnienie równowagi pomiędzy tymi trzema obowiązkami jest rolą krajowego organu regulacyjnego.

W kwestionariuszu, na którym oparto niniejszy raport, różne krajowe organy regulacyjne poproszono o przedstawienie uwag dotyczących sposobu, w jaki te obowiązki zostały przypisane różnym zainteresowanym stronom w celu poprawy ogólnej jakości napięcia i/lub usunięcia nieprawidłowości w przypadku wystąpienia zaburzeń napięcia.

Podział odpowiedzialności pomiędzy różne zainteresowane strony zgodnie z trzema punktami wymienionymi powyżej jest wspólną interpretacją odpowiedzi uzyskanych od 19 krajowych organów regulacyjnych, które odpowiedziały na to pytanie: operator systemu ponosi ogólną odpowiedzialność za utrzymanie wysokiej jakości napięcia w systemie. Jednak jeżeli źródłem niskiej jakości napięcia są emisje generowane przez użytkownika sieci, odpowiedzialny jest ten użytkownik. Oznacza to, że odbiorcy sieci również są odpowiedzialni za stosowanie odpowiednich urządzeń.

Kolejną zasadą stosowaną przez krajowe organy regulacyjne jest przypisanie odpowiedzialności za podejmowanie działań zmniejszających skutki zaburzeń napięcia sprawcy problemu, który jest źródłem zaburzenia.

Poruszony został aspekt dotyczący odpowiedzialności operatora sieci w zakresie zapewnienia, że normalne prądy obciążeniowe nie powodują problemów z jakością napięcia. Stopień, w jakim urządzenie może wywoływać zaburzenia napięcia, będzie zależeć od parametrów urządzenia oraz poziomów mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia.

Wskazano również, że operator sieci odpowiada za monitorowanie emisji ze strony odbiorcy i egzekwowanie limitów emisji. Dodatkowo operator sieci może być zobowiązany do dostarczania odbiorcy niezbędnych informacji, aby odbiorca sieci mógł wybrać i zoptymalizować urządzenia do kondycjonowania warunków dostawy energii.

Studium przypadku: Podział odpowiedzialności pomiędzy zainteresowane strony na Łotwie

Na Łotwie odpowiedzialność za jakość napięcia jest podzielona na mocy przepisów pomiędzy przedsiębiorstwa sieciowe i użytkowników sieci. W niniejszym studium przypadku przedstawiono główne elementy regulacji dotyczące podziału odpowiedzialności.

Przepisy nakładają na operatora odpowiedzialność za wysoką jakość napięcia. Operator systemu w sposób ciągły świadczy usługi systemowe na rzecz odbiorcy, jeśli ten nie przekracza swojego obciążenia szczytowego określonego w umowie na usługi systemowe lub umowie sprzedaży energii elektrycznej, chociaż istnieją odstępstwa. Jednak użytkownicy sieci również mają pewne obowiązki.

Obowiązki operatorów sieci

Przepisy stanowią, że operator systemu ma obowiązek zapewnienia usług sieciowych odpowiedniej jakości. Jeśli odbiorca nie ma zapewnionej właściwej jakości usług zgodnie z określonymi przepisami i regulacjami dotyczącymi jakości napięcia, obowiązują poniższe zasady.

Operator systemu dystrybucyjnego powinien zastosować obniżoną taryfę za usługi. Obniżona taryfa zostanie obliczona z zastosowaniem współczynnika 0,5 do składowej za przesył energii elektrycznej zgodnie z taryfą określoną dla danej grupy odbiorców. Płatność wynikająca z wartości prądu zabezpieczenia wejściowego i dopuszczalnego obciążenia pozostaną bez zmian. Procedury ubiegania się o obniżoną taryfę za usługi zostaną opracowane przez operatora systemu dystrybucyjnego i opublikowane na jego stronie internetowej.

OSP zrekompensuje odbiorcy straty zaistniałe na skutek świadczenia niskiej jakości usług systemu elektroenergetycznego.

Obowiązki użytkowników sieci

Odbiorca jest odpowiedzialny za przyłączenie swoich instalacji i urządzeń elektrycznych, ich stan techniczny i wykwalifikowany serwis, zgodnie z przepisami i regulacjami określającymi wymagania dla obsługi technicznej i bezpieczeństwa instalacji elektrycznych.

Odbiorca, którego instalacje elektryczne nie tolerują przerw w dostawie energii elektrycznej, zapadów napięcia i przepięć, powinien zastosować dodatkowe środki w celu zapewnienia niezbędnego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Rezerwowe zasilanie, niezależne źródło zasilania i urządzenia stabilizujące napięcie oraz zautomatyzowane urządzenia przełączające powinny być zainstalowane i rozmieszczone na koszt odbiorcy.

Dodatkowo zabrania się odbiorcy wprowadzania energii biernej do sieci operatora systemu. Jeśli operator systemu stwierdzi przepływ energii biernej do systemu, odbiorcy, których instalacje elektryczne są przyłączone do napięcia o wartości co najmniej 6 kV i dopuszczalnym obciążeniu co najmniej 100 kW, lub inni odbiorcy posiadający zabezpieczenia wejściowe o prądzie co najmniej 200 A, mają obowiązek zapłacić za całą energię bierną przesłaną do sieci operatora systemu, według stawki 0,013 EUR/kVA_{rh}.

3.1.6. SYSTEMY MONITOROWANIA JAKOŚCI NAPIĘCIA I WYNIKI POMIARÓW

Od czasu opublikowania 5. raportu benchmarkingowego [5] kolejne kraje rozpoczęły monitorowanie jakości napięcia na różnych poziomach napięcia. Podejścia w różnych krajach różnią się pod względem koncepcji w związku z warunkami lokalnymi, bez zharmonizowanych wymagań kierujących je ku wspólnemu celowi. W szczególności różne są przesłanki leżące u podstaw ich stosowania, co skutkowało różnymi wyborami w zakresie tego, co jest monitorowane, które (i ile) punkty sieci i poziomy napięcia są objęte monitorowaniem i jakiego rodzaju monitorowanie jest stosowane.

W 6. raporcie benchmarkingowym, gdy jest mowa o monitorowaniu jakości napięcia, należy mieć na uwadze różne zastosowania i cele podane w wytycznych w sprawie dobrych praktyk z 2012 r. [11]:

- kontrola poziomu zaburzeń,
- monitorowanie funkcjonowania systemu,
- monitorowanie konkretnej lokalizacji,
- badanie benchmarkingowe,
- rozbudowa sieci i zatwierdzanie inwestycji,
- sprawozdawczość i publikowanie wyników monitorowania jakości napięcia,
- dalszy rozwój regulacji jakości napięcia,
- działania naprawcze i zaradcze,
- świadomość operatorów sieci i odbiorców końcowych,
- weryfikacja zgodności użytkowników sieci,
- transformacja w sieci inteligentne,
- badania i edukacja.

Różnorodność celów utrudnia porównanie danych pochodzących z różnych krajów. Niemniej jednak w niniejszym rozdziale przedstawiono podsumowanie stanu monitorowania jakości napięcia w krajach europejskich i w miarę możliwości dokonano porównań.

Spośród krajów członkowskich CEER w 18 trwa proces wprowadzania inteligentnych liczników lub już zostały one wprowadzone. W kilku krajach monitorowanie jakości napięcia jest możliwe lub częściowo możliwe.

3.1.6.1. Rozwój systemów monitorowania jakości napięcia

Systemy monitorowania jakości napięcia funkcjonują w 18 z 27 ankietowanych krajów. W Tabeli 3.7 przedstawiono podsumowanie istniejących systemów monitorowania, informację, od jak dawna działają, oraz liczbę jednostek monitorujących, z podziałem na poziomy napięcia. Jednak nie oznacza to, że w pozostałych krajach nie ma systemów monitorowania jakości napięcia.

Jak to zostało również skomentowane w 5. raporcie benchmarkingowym, badanie przeprowadzone przez Eurelectric w 2009 r. wykazało, że 82% ankietowanych OSD prowadzi monitorowanie jakości napięcia w sposób ciągły [22]. W niniejszym raporcie skoncentrowano się na systemach ciągłego monitorowania jakości napięcia w odróżnieniu od pomiarów dorywczych, związanych np. ze skargami/reklamacjami zgłaszanymi przez odbiorców.

TABELA 3.7. DZIAŁAJĄCE SYSTEMY MONITOROWANIA

Kraj	Początek monitorowania	Monitorowane poziomy napięcia			Liczba zainstalowanych przyrządów	Czas trwania monitorowania
		NN / WN	SN	nN		
Austria	2011		X	X		3 tygodnie, przemieszczające się
Belgia	2005	X	X			
Bułgaria	2010	X	X	X	Stałe: 250 Przenośne: 53	Ciągłe, przemieszczające się
Cypr	2010 przesył 2000 dystrybucja	X	X	X	Stałe: 1 Przenośne: 15	Stałe: ciągłe Przenośne: 1 tydzień
Czechy	2006	X	X	X	Stałe: 15 379 Przenośne: 400	Stałe: ciągłe Przenośne: 1 tydzień
Francja	1998 NN i WN 2010 nN	X	X	X	Stałe NN: 670 Przenośne NN: 14 Stałe WN/SN: 3000 Stałe nN: 270 000	Ciągłe
Grecja	2008			X	Stałe: 500	Ciągłe przez 1 rok
Węgry	2009		X	X		Ciągłe i ograniczony okres. Średni czas trwania 90 dni.
Irlandia		X	X		Stałe: 308 Przenośne: 10	Ciągłe
Włochy	2006 NN, WN i SN	X	X	X	Stałe NN/WN: 180 Stałe SN: 4000 Stałe nN: 35 mln	NN, WN, SN: ciągłe (1)
Łotwa	1999		X	X	Przenośne: 20	1 tydzień
Litwa		X	X	X	Stałe: 13 000 Przenośne: 80	Ciągłe
Malta				X	Przenośne: 8	15 dni (2)
Holandia	1996	X	X	X		Stałe (zapad napięcia) 1 tydzień, przemieszczające się (jakość energii)
Norwegia	2006	X	X		Stałe: 250	Ciągłe
Portugalia	2001	X	X	X	Stałe NN/WN: 27 Przenośne NN/WN: 7 Stałe SN/nN: 47	NN/WN: 1 rok SN: 1 rok nN: 3 miesiące
Rumunia	2008	X	X	X	Stałe: 150 Przenośne: 150	Ciągłe i przemieszczające się Minimum okres 1 roku
Słowenia		X	X		Stałe: Przenośne:	Ciągłe

(1) Sieć nN podlega monitorowaniu na wybranej próbie, w okresie przejściowym lub co X lat. Podlega to konsultacjom.

(2) W badaniu przeprowadzonym przez krajowy organ regulacyjny większość lokalizacji była monitorowana przez 15 dni.

W 5. raporcie benchmarkingowym [5] przedstawiono programy monitorowania w różnych krajach. Liczba krajów realizujących monitoring jakości napięcia zwiększyła się do 18 w porównaniu z 5. raportem benchmarkingowym (14 krajów); do listy dodano Belgię, Irlandię i Litwę. Dodatkowo Malta przeprowadziła jednorazowe badanie, którego podsumowanie zostało przedstawione w studium przypadku w rozdziale 3.1.2 niżej. Jak widać w Tabeli 3.7, niektóre kraje prowadzą monitorowanie na wszystkich poziomach napięcia (Bułgaria, Cypr, Czechy, Francja, Holandia, Litwa, Portugalia, Rumunia i Włochy). Wyniki pokazują, że pięć krajów nie prowadzi monitorowania na poziomie NN/WN (Austria, Grecja, Łotwa, Malta i Węgry), a 4 kraje nie prowadzą monitorowania na poziomie nN (Belgia, Irlandia, Norwegia i Słowenia). Grecja i Malta nie prowadzą monitorowania na poziomie SN.

Występują pewne różnice w okresie monitorowania: 13 krajów prowadzi monitorowanie w sposób ciągły, a pozostałe stosują inny czas trwania monitorowania bądź przemieszczanie części mierników do innych lokalizacji.

3.1.6.1.1. Monitorowane punkty sieci

Dla potrzeb 6. raportu benchmarkingowego poproszono kraje o podanie rodzaju i liczby punktów sieci oraz liczby punktów monitorowanych.

TABELA 3.8. MONITOROWANIE STACJI WN/SN																
	AT	BE	BG	CY	CZ	EL	FR	HU	IE	IT	LT	LV	NO	PT	RO	SI
Szyny zbiorcze SN w stacjach WN/SN są monitorowane	Tak	Nie	Tak	Tak	Tak	Tak	Nie	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak
Procent monitorowanych szyn zbiorczych	10			20	100	60			3,6	100	100	10		18,5		100

W Tabeli 3.8 przedstawiono monitorowanie stacji WN/SN w reprezentatywnych krajach. Wielu operatorów sieci ma dostęp do mierników jakości napięcia na własny użytek, a kilku z nich ma nawet działający system stałego monitorowania obejmujący wiele mierników. Niemniej jednak systemy te są najczęściej przeznaczone wyłącznie do użytku operatora sieci. Mimo że tylko kilka krajów podało procent monitorowanych szyn zbiorczych, monitorowanie poziomów prądu i napięcia na szynach zbiorczych na wyższych poziomach napięcia jest zazwyczaj kluczowym elementem eksploatacji sieci. W odpowiedziach „monitorowanie” może być jednak różnie rozumiane. W niniejszym rozdziale „monitorowanie” koncentruje się głównie na monitorowaniu różnych parametrów jakości napięcia.

W Tabeli 3.9 przedstawiono liczbę różnych monitorowanych punktów sieci w poszczególnych krajach. Wskazano pewne różnice w wyborze punktów pomiarowych.

TABELA 3.9. MONITOROWANE PUNKTY SIECI				
Kraj	Rodzaj punktu sieci	Łączna liczba punktów	Monitorowane punkty (łączna liczba i procent)	
Austria	SN/nN	4300	400	
Bułgaria	Stacja WN	165	165	100%
	Lokalizacja odbiorcy końcowego WN	330	330	100%
	Lokalizacja odbiorcy końcowego SN	124	124	100%
	Szyna zbiorcza SN w stacjach WN/SN	1252	1252	100%
Czechy	Punkty dostawy SP/SD	62	62	100%
	Szyny zbiorcze SN w stacjach WN/SN	694	694	100%
	Szyny zbiorcze nN w stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN		14 525	
	Punkty dostawy u odbiorców 110 kV		98	
Francja	Lokalizacje odbiorców końcowych NN/WN	1,72	208	12%
	Szyny zbiorcze SN w stacjach WN/SN	5000	3000	60%
	Lokalizacje odbiorców końcowych SN	96 000	48 000	50%
	Lokalizacje odbiorców końcowych nN		270 000	1%
	Różne inne punkty sieci			
	Stacje WN/SN			
Grecja	Połączone miejskie		285	
	Połączone wiejskie		107	
	Niepołączone wyspy		108	

TABELA 3.9 (cd.)				
Kraj	Rodzaj punktu sieci	Łączna liczba punktów	Monitorowane punkty (łączna liczba i procent)	
Węgry	Szyna zbiorcza SN w stacjach WN/SN + lokalizacja odbiorcy końcowego SN		157	
	Szyna zbiorcza nN w stacjach transformatorowych SN/nN + lokalizacja odbiorcy końcowego nN		2758	
Irlandia	Szyna zbiorcza 38 kV w stacji 110/38 kV (OSP/OSD)	81	69	85%
	Generator 38 kV	60	60	100%
	Generator SN	121	121	100%
	Generator nN > 300 kW	5	5	100%
Włochy	Szyna zbiorcza/stacja 380 kV		17	
	Szyna zbiorcza/stacja 220 kV		25	
	Szyna zbiorcza/stacja WN		138	
	Szyna zbiorcza SN w stacjach WN/SN	4000	4000	100%
	Szyna zbiorcza SN w stacjach SN/nN		130	
	Lokalizacja odbiorcy końcowego SN	100 000	70	0,07%
	Lokalizacja odbiorcy końcowego nN (inteligentne liczniki)	35 000 000	35 000 000	100%
Portugalia	Punkt dostawy szyna zbiorcza WN	80	34	42,5%
	Szyny zbiorcze SN w stacjach WN/SN	416	77	18,5%
	Szyna zbiorcza nN w stacjach transformatorowych SN/nN	66 719	168	0,25%
Słowenia	NN/WN	187	187	100%
	WN/SN	87	87	100%
	SN/SN	219	219	100%

Porównując odpowiedzi zebrane w Tabelach 3.8 i 3.9 można zauważyć, że liczba przyrządów podanych w Tabeli 3.8 różni się od liczby monitorowanych punktów sieci podanych w Tabeli 3.9. 15 spośród 18 krajów wykazuje odstępstwa w odpowiedziach. Tylko Czechy, Grecja i Włochy podały liczby przyrządów do monitorowania odpowiadające liczbie monitorowanych punktów sieci.

7 spośród 18 krajów nie podało informacji w Tabeli 3.9 o rodzaju punktu sieci, dla którego prowadzone jest monitorowanie jakości napięcia: Belgia, Cypr, Holandia, Łotwa, Malta, Norwegia i Rumunia. Ponadto Austria, Bułgaria i Rumunia podają, że lokalizacja ich przyrządów jest zmienna, co oznacza, że jeden przyrząd może monitorować kilka punktów sieci. Grecja podaje okres monitorowania wynoszący jeden rok, co również oznacza, że w okresie kilku lat jeden przyrząd jest przenoszony i może monitorować kilka punktów sieci.

W większości ankietowanych krajów stacje rozdzielcze łączące sieć przesyłową z dystrybucyjną są objęte monitorowaniem. Ma to na celu zapewnienie monitorowania parametrów energii elektrycznej pomiędzy sieciami oraz oddzielnych odbiorców wyposażonych w niezbędne rejestratory. W Czechach wszystkie punkty dostawy w systemie przesyłowym/dystrybucyjnym 110 kV oraz wyjścia wszystkich stacji 110 kV/WN muszą być monitorowane zgodnie z czeskim kodeksem systemu dystrybucyjnego. Również w Irlandii i Bułgarii punkty pomiarowe wskaźników jakości są zlokalizowane na granicach własności pomiędzy siecią przesyłową i dystrybucyjną. W Belgii OSP instaluje przyrząd do monitorowania w swoich stacjach w sieci przesyłowej, do której przyłączony jest co najmniej jeden odbiorca, lub w punktach połączenia sieci przesyłowej z innym OSP. Wyjątek stanowią stacje zapewniające przyłączenie trakcji kolejowej, metra oraz stacje OSD.

W kilku krajach lokalizacje jednostek monitorujących jakość napięcia wybierane są na podstawie doświadczenia OSD w zakresie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Na Łotwie monitorowanie jest prowadzone w najniższym punkcie sieci elektroenergetycznej. W Polsce punkty sieci objęte

pomiarami są wybierane przez OSP na podstawie kryterium bilansowania energii dla potrzeb opomiarowania i rozliczeń.

W Norwegii wszyscy OSP i OSD są zobowiązani do ciągłego monitorowania w obszarach charakterystycznych swoich sieci SN, WN i NN. Przy określaniu obszaru charakterystycznego należy uwzględnić różne aspekty, takie jak: linie podziemne (kable) lub napowietrzne, sposób uziemienia systemu, rozbudowa sieci, kategoria przyłączonych odbiorców, różnice klimatyczne, moc zwarciowa. OSP/OSD muszą sami decydować, ile mierników jest niezbędnych w celu zapewnienia wiarygodności statystyk. Każde przedsiębiorstwo sieciowe musi mieć co najmniej jeden miernik zainstalowany w każdym obszarze charakterystycznym. Mierniki są instalowane w sieci wysokiego napięcia, w związku z tym wykorzystywane są przekładniki pomiarowe.

W Rumunii operatorzy sieci określają punkty monitorowania, przy uwzględnieniu różnych kryteriów, takich jak reprezentatywne stacje elektroenergetyczne, punkty przyłączenia pomiędzy OSP i OSD, potencjalne zaburzenia w stacji oraz źródła wytwórcze, np. farmy wiatrowe.

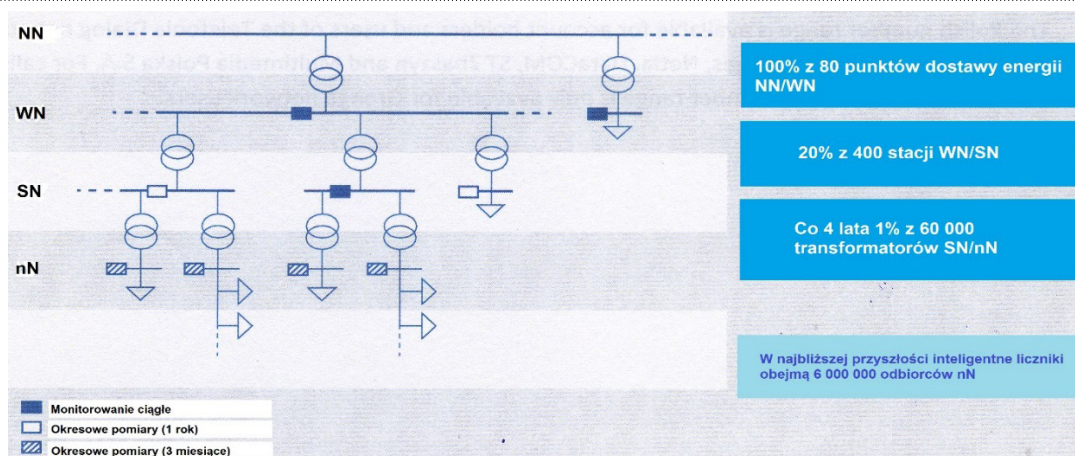
Jednostka wytwórcza jest kolejnym kryterium stosowanym do ustalania lokalizacji monitorowania napięcia. W Irlandii monitorowane są wszystkie lokalizacje generatorów o maksymalnej mocy większej niż 300 kW. Na Cyprze punkty przyłączenia niezależnych wytwórców na poziomie przesyłu są objęte pomiarami przy użyciu stacjonarnych rejestratorów. Punkty przyłączenia niezależnych odnawialnych źródeł energii na poziomie dystrybucji są objęte pomiarami przy użyciu rejestratorów przenośnych. W najbliższej przyszłości zostaną również zapewnione mierniki stacjonarne w stacjach przesyłowych, a w stacjach SN – mierniki przenośne.

Jednostki pomiarowe są również instalowane losowo w 3 krajach: Austrii, Holandii i na Węgrzech. W Austrii szczegółowymi informacjami na temat punktów pomiarowych i strategią pomiarów zarządzają OSD. Punkty objęte pomiarami są wybierane w oparciu o względy i metody statystyczne. Punkty pomiarowe są wybierane z listy potencjalnych punktów i muszą zostać uzgodnione z organem regulacyjnym. Na Węgrzech obecne urządzenia monitorujące są instalowane losowo na poziomie nN i SN. W najbliższej przyszłości strona SN stacji WN/SN zostanie wyposażona w urządzenia do monitorowania jakości napięcia. Kryteria wyboru są określone przez OSD. W Holandii istnieją dwa systemy punktów objętych pomiarami: zapady napięcia są mierzone w 200 lokalizacjach SN od 2015 r., 14 lokalizacjach WN i 17 lokalizacjach NN. Dodatkowo pomiary jakości dostawy energii elektrycznej o czasie trwania wynoszącym 1 tydzień są prowadzone na wszystkich poziomach napięcia, z lokalizacjami wybieranymi losowo. Na poziomie nN, SN, WN i NN wykonuje się odpowiednio 266, 266, 1265 i 650 pomiarów (2015).

We Francji dla NN i WN 31% urządzeń jest zlokalizowanych w punktach przyłączenia dla odbiorców z pakietami usług opcjonalnych, jak podano w punkcie 3.1.5. Pozostałe 69% punktów pomiarowych jest umiejscowionych w taki sposób, aby zapewnić wystarczające pokrycie sieci za pomocą minimalnej liczby urządzeń. Około 50%, czyli 48 000 odbiorców SN jest wyposażonych w urządzenie monitorujące zmiany napięcia. Dotyczy to zwłaszcza odbiorców o mocy większej niż 250 kVA. Inne urządzenia monitorujące w sieci dystrybucyjnej są zlokalizowane wyłącznie w stacjach WN/SN. Na poziomie nN monitorowani są tylko odbiorcy końcowi.

Portugalia znowelizowała swój kodeks jakości dostawy energii elektrycznej w 2013 r. Zgodnie z nowymi przepisami operatorzy sieci muszą co dwa lata przeprowadzić program monitorowania jakości napięcia w oparciu o monitorowanie ciągłe i okresowych kampaniach. Te dwuletnie programy muszą być przedkładane do zatwierdzenia organowi regulacyjnemu. Wszystkie punkty dostawy w sieci przesyłowej (około 80 stacji NN/WN) muszą być wyposażone w rejestratory stacjonarne. Kodeks określa również minimalną liczbę punktów sieci, które muszą być objęte programem monitorowania jakości napięcia na każdym poziomie napięcia. Do 2017 r. część mierników przenośnych była wykorzystywana w rocznych kampaniach. Umieszczenie mierników przenośnych jest określone przez OSP we współpracy z OSD. Portugalski kodeks jakości usług określa, że w okresie 4 lat co najmniej dwie stacje transformatorowe SN/nN w każdej gminie muszą być monitorowane. Architektura programu monitorowania jakości napięcia w Portugalii została przedstawiona na rysunku 3.1.

RYS. 3.1. ARCHITEKTURA PORTUGALSKIEGO PROGRAMU MONITOROWANIA JAKOŚCI NAPIĘCIA W 2017 [23]



3.1.6.1.2. Monitorowane zaburzenia napięcia

Parametry jakości napięcia monitorowane w różnych krajach zebrano w Tabeli 3.10.

W odniesieniu do zdarzeń napięciowych w 18 z 19 krajów monitoruje się zapady napięcia, w 17 krajach monitorowane są wzrosty napięcia, a w 11 krajach – szybkie zmiany napięcia. W przypadku parametrów występujących stochastycznie korzystne jest ciągłe monitorowanie, aby uzyskać pełny obraz zaburzeń napięcia tego typu.

W odniesieniu do ciągłych zaburzeń napięcia w 17 z 19 krajów monitoruje się zmiany napięcia zasilającego, wahania napięcia oraz poszczególne harmoniczne napięcia. W 15 krajach łącznie monitoruje się asymetrię napięcia, a w 7 – przepięcia przejściowe. W mniej niż jednej trzeciej krajów monitoruje się sygnały napięciowe nałożone na napięcie zasilające, interharmoniczne napięcia i THD.

W 6 z 19 krajów monitoruje się częstotliwość zasilania. W tradycyjnym systemie elektroenergetycznym nie ma istotnej potrzeby monitorowania częstotliwości w wielu węzłach sieci dystrybucyjnej, ponieważ jest już ona monitorowana przez OSP w ramach eksploatacji systemu przesyłowego. Jednakże taka potrzeba może zaistnieć w przyszłości ze względu na wzrost liczby źródeł rozproszonych oraz przypadków pracy wyspowej części systemu (zarówno kontrolowanej, jak i niekontrolowanej).

TABELA 3.10. MONITOROWANE PARAMETRY JAKOŚCI NAPIĘCIA

	Zmiany napięcia zasilającego	Migotanie światła	Zapady napięcia	Wzrosty napięcia	Przepięcia przejściowe	Asymetria napięcia	Harmoniczne napięcia	Interharmoniczne napięcia	Napięcie sygnalizacyjne nałożone na napięcie zasilające	Pojedyncza szybka zmiana wartości napięcia	Inne (proszę określić)
Austria	X	X	X			X	X				
Belgia	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	EN 50160
Bułgaria	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Cypr	X	X	X	X			X			X	
Czechy	X	X	X	X		X	X		X		
Francja	X	X	X	X	X	X	X				Częstotliwość
Grecja	X	X	X	X		X	X				
Węgry	X		X	X		X	X				

TABELA 3.10 (cd.)

	Zmiany napięcia zasilającego	Migotanie światła	Zapady napięcia	Wzrosty napięcia	Przebiegi przejściowe	Asymetria napięcia	Harmoniczne napięcia	Interharmoniczne napięcia	Napięcie sygnalizacyjne nałożone na napięcie zasilające	Pojedyncza szybka zmiana wartości napięcia	Inne (proszę określić)
Irlandia	X	X	X	X		X	X			X	
Włochy	X	X	X	X		X	X			X	Częstotliwość
Łotwa	X	X	X	X		X	X				
Litwa (1)											
Malta (2)	X	X	X	X	X	X	X	X		X	THD, częstotliwość
Holandia	X	X	X (3)	X	X	X	X			X	
Norwegia		X	X	X						X	THD
Polska	X	X	X	X			X		X	X	
Portugalia	X	X	X	X		X	X				THD, częstotliwość
Rumunia	X	X	X	X	X	X	X			X	Częstotliwość
Słowenia	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	Częstotliwość
(1) Na Litwie wszystkie monitorowane parametry przedstawione w tabeli powyżej są mierzone, gdy do przedsiębiorstwa wpłynie skarga/reklamacja od odbiorcy. (2) Na Malcie zaburzenia napięcia były monitorowane przez 15 dni w ramach kampanii monitorowania, zob. szczegółowe informacje w studium przypadku. (3) W Holandii zapady mierzono tylko dla NN i WN, ale od 2015 r. zapady będą również mierzone dla SN.											

3.1.6.1.3. Odpowiedzialność za programy monitorowania i ich cel

W Tabeli 3.11 przedstawiono organy promujące inicjatywę programu monitorowania, np. krajowy organ regulacyjny, ministerstwo, OSP lub OSD, wraz z celem monitorowania. W porównaniu z analogiczną tabelą w 5. raporcie benchmarkingowym w niniejszym raporcie dodano do listy Belgię, Bułgarię, Irlandię i Maltę.

We Włoszech program monitorowania jakości napięcia na wszystkich poziomach napięcia został zainicjowany przez krajowy organ regulacyjny, przy uwzględnieniu następujących celów:

- statystyki (wiedza i publikacja danych statystycznych), badania (analiza korelacji pomiędzy parametrami jakości napięcia a charakterystyką sieci), informacje (zwiększenie świadomości użytkowników sieci), regulacja (podstawa ewentualnych przyszłych regulacji/weryfikacja istniejących zasad technicznych),
- określenie oczekiwanych poziomów jakości napięcia, publikacja danych statystycznych,
- statystyki (znajomość danych statystycznych), regulacja (podstawa ewentualnych przyszłych regulacji), zrozumienie wpływu napięcia na rozproszone źródła energii nN.

W Norwegii regulacja wymaga, aby OSP i OSD prowadzili ciągłe monitorowanie jakości napięcia w swoich sieciach. Na wniosek indywidualnego odbiorcy muszą przedstawić stosowne informacje na temat jakości napięcia i wyjaśnienia w odniesieniu do historycznych poziomów jakości w swoich sieciach oraz oszacować przyszłą jakość w swoich sieciach.

W Tabeli 3.12 przedstawiono, kto ponosi koszty monitorowania jakości napięcia w różnych krajach. Obejmuje to koszty instalacji, konserwacji i obsługi systemu monitorowania.

We Francji odbiorcy zasilani z poziomu NN, WN i SN, którzy subskrybują pakiety usług opcjonalnych, płacą za swoje punkty dostawy. Ewentualne różnice między opłatami a rzeczywistymi kosztami monitorowania (ponieważ są ustalone taryfy) są przenoszone na taryfy sieciowe. Całkowite koszty monitorowania systemu są ponoszone przez wszystkich odbiorców za pośrednictwem taryf sieciowych.

TABELA 3.11. INICJATYWY I CELE MONITOROWANIA JAKOŚCI NAPIĘCIA (W PRZYPADKACH INNYCH NIŻ ZGŁASZANE SKARGI/REKLAMACJE)

Kraj	Inicjatywa	Cele
Austria	Inne organy	Statystyki
Belgia	Krajowy organ regulacyjny	
Bułgaria	Krajowy organ regulacyjny, OSP, OSD	Podniesienie jakości usług i zmniejszenie strat technicznych
Cypr	OSP	Statystyki, regulacja, badania
Czechy	OSP i OSD	Statystyki, regulacja, badania, rozbudowa sieci
Francja	NN/WN: OSP SN: OSD nN: Krajowy organ regulacyjny, inne organy	Statystyki, informacje dla odbiorców oraz w celu zapewnienia spełnienia standardów określonych w przepisach i umowach z indywidualnymi odbiorcami
Grecja	Krajowy organ regulacyjny	Statystyki
Węgry	Krajowy organ regulacyjny	Statystyki, konkurencja przez porównanie
Irlandia	OSD	Statystyki, monitorowanie, badania
Włochy	Krajowy organ regulacyjny	Statystyki, badania, informacje, regulacja, publikacja, określenie oczekiwanych poziomów jakości napięcia
Łotwa	OSD	Statystyki
Litwa	OSP i OSD	Monitorowanie, zapewnienie i utrzymanie jakości energii elektrycznej.
Malta	Krajowy organ regulacyjny	Jednorazowe badanie dla potrzeb statystyk poziomu jakości dostaw energii elektrycznej. Badanie oparte przede wszystkim na wytycznych ECRB
Holandia	OSP i OSD	Statystyki, regulacja
Norwegia	Krajowy organ regulacyjny	Statystyki, regulacja, monitorowanie
Portugalia	Krajowy organ regulacyjny	Statystyki, regulacja
Rumunia		Statystyki, regulacja, badania i rozwój
Słowenia	Krajowy organ regulacyjny i inne organy	Statystyki, regulacja, badania i rozwój

TABELA 3.12. ODPOWIEDZIALNOŚĆ ZA KOSZTY MONITOROWANIA JAKOŚCI NAPIĘCIA

Kraj	Ustalone taryfy	Podmiot odpowiedzialny za pokrycie kosztów monitorowania
Austria	Nie	OSD, pokrywane za pośrednictwem taryf sieciowych dla wszystkich przyłączonych odbiorców
Bułgaria	Nie	OSD, pokrywane za pośrednictwem taryf sieciowych dla wszystkich przyłączonych odbiorców
Chorwacja		OSD
Cypr	Nie	OSP, OSD i niezależni wytwórcy
Czechy	Nie	OSD, pokrywane za pośrednictwem taryf sieciowych dla wszystkich przyłączonych odbiorców
Francja	Tak	Wszyscy odbiorcy za pośrednictwem taryf sieciowych
Grecja	Nie	Krajowy organ regulacyjny
Węgry	Nie	OSD
Irlandia	Nie	OSD, pokrywane za pośrednictwem taryf sieciowych dla wszystkich przyłączonych odbiorców lub opłat od generatorów
Włochy	Nie	OSP, pokrywane za pośrednictwem taryf przesyłowych dla wszystkich przyłączonych odbiorców Krajowe fundusze badawcze na przyrządy do monitorowania jakości napięcia dystrybucyjnego OSD, pokrywane za pośrednictwem taryf dla wszystkich odbiorców (dla inteligentnych liczników nN)
Łotwa	Tak	OSD
Litwa	Tak	Pomiary jakości napięcia są finansowane z funduszy przedsiębiorstwa OSP/OSD
Holandia	Nie	OSP / OSD, pokrywane za pośrednictwem taryf sieciowych dla wszystkich przyłączonych odbiorców
Norwegia	Nie	OSP / OSD
Polska		OSP / OSD
Portugalia	Nie	OSP / OSD, pokrywane za pośrednictwem taryf sieciowych dla wszystkich przyłączonych odbiorców
Rumunia	Tak	OSP / OSD. Farmy wiatrowe powyżej 10 MW mają obowiązek monitorowania jakości napięcia w punkcie przyłączenia, a koszty tego monitorowania pokrywa wytwórca
Słowenia	Tak	OSP / OSD, pokrywane za pośrednictwem taryf sieciowych dla wszystkich przyłączonych odbiorców

We Włoszech OSD otrzymuje uspołeczniony wkład finansowy w koszt każdej jednostki za pośrednictwem taryfy. Wkład ten jest wyłączony ze zwrotu z inwestycji osiąganego za pośrednictwem taryfy. Koszty systemu ponosi OSP i są one pokrywane za pośrednictwem taryf przesyłowych.

W Norwegii operatorzy (OSP i OSD), którzy mają obowiązek prowadzenia ciągłego monitorowania jakości napięcia, muszą również pokrywać koszty instalacji, utrzymania i obsługi systemu.

W Portugalii to odbiorcy pokrywają koszty programu monitorowania jakości napięcia. Koszty programu są wliczone w taryfy sieciowe.

W Rumunii operatorzy sieci (OSP i OSD) są zobowiązani do monitorowania wybranych stacji, zgodnie ze standardami opracowanymi przez krajowy organ regulacyjny. Koszty są wliczone w taryfę sieciową. Dodatkowo farmy wiatrowe powyżej 10 MW mają obowiązek monitorowania jakości napięcia w punkcie przyłączenia i pokrywania kosztów tego monitorowania. Odbiorca może również – na własny koszt – zainstalować własny miernik (rejestrator parametrów) jakości energii elektrycznej.

W Słowenii koszty monitorowania są wliczone w taryfy sieciowe zarówno dla systemu przesyłu, jak i dystrybucji. Odbiorcy końcowi uiszczają opłatę sieciową.

Studium przypadku 6: Badanie jakości napięcia w dostawach energii elektrycznej na Malcie w latach 2013–2014

Na Malcie krajowy organ regulacyjny przeprowadził badanie dotyczące jakości napięcia w latach 2013–2014. Badanie to zostało przeprowadzone w celu uzyskania danych dotyczących wszystkich parametrów napięcia, aby móc określić obecny poziom jakości dostaw energii elektrycznej. Badanie to zostało oparte przede wszystkim na wytycznych ECRB (*Energy Community Regulatory Board*) i zostało sfinansowane przez krajowy organ regulacyjny.

Badanie obejmowało punkty przyłączenia niskiego napięcia na poziomie 230 V/400 V (+/- 10%) oraz o wartości prądu znamionowego nie przekraczającej 60 A/fazę. Wartość prądu znamionowego dla niskonapięciowych źródeł jednofazowych na Malcie wynosi 40 A. Dla źródeł trójfazowych stosowany jest układ czteroprzewodowy. W przypadku punktów przyłączenia o zasilaniu trójfazowym badanie obejmowało tylko te o prądzie znamionowym 60 A/fazę. Badanie było prowadzone w okresie 12 miesięcy. Punkty pomiarowe do celów zbierania danych wymaganych dla potrzeb badania były zlokalizowane w obiektach u wybranych odbiorców przyłączonych do sieci niskiego napięcia systemu dystrybucyjnego. Punkty pomiarowe były losowane warstwowo, aby w jak największym stopniu uwzględnić różne lokalizacje.

Punkty pomiarowe

Badanie obejmowało łącznie 106 odbiorców niskiego napięcia, z których 104 było zasilanych jednofazowo, a dwóch trójfazowo. Każdy z punktów jednofazowych był monitorowany w sposób ciągły przez 15 dni, a dwa punkty trójfazowe były monitorowane w sposób ciągły przez 12 miesięcy. W każdym z punktów monitorowanych przez 15 dni mierzono zmiany napięcia zasilającego, wahania napięcia, asymetrię napięcia (dla 3 faz), harmoniczne napięcia, interharmoniczne napięcia, zawartość harmonicznych i napięcia sygnalizacyjne nałożone na napięcie zasilające. W przypadku dwóch lokalizacji trójfazowych dodatkowo monitorowano częstotliwość, wzrosty napięcia, zapady napięcia, pojedyncze szybkie zmiany napięcia i przebiegi przejściowe.

Standardy techniczne pomiarów

Pomiary jakości napięcia w każdej z monitorowanych lokalizacji oraz analiza danych dotyczących jakości napięcia, zestawianych z monitorowanych lokalizacji, jak to zostało określone, były prowadzone miernikami klasy S lub wyższej wg najnowszej wersji EN 61000-4-30 [21] i zgodnie z EN 50160 [14]. Zasadniczo wykonawca miał się również odnieść do rekomendacji CEER [11]. Oczekiwano również znajomości raportów benchmarkingowych nt. jakości dostaw energii elektrycznej CEER. Urządzenia używane do pomiarów jakości napięcia, pod względem kompatybilności elektromagnetycznej, musiały być zgodne z EN 61326 [27]. Do monitorowania punktów jednofazowych używano urządzeń Metrel Power Q4 Plus MI2792, a do monitorowania punktów trójfazowych – Fluke 435 Series II.

Sprawozdawczość

Opracowano raport wstępny oraz raport końcowy obejmujący wszystkie lokalizacje monitorowane w trakcie badania, z uwzględnieniem wyników. W raportach przedstawione zostały dane z monitorowania, obejmujące m.in. odchylenia i liczbę zdarzeń przekraczających wartości podane dla różnych monitorowanych parametrów jakości napięcia.

3.1.6.2. Inteligentne liczniki i monitorowanie jakości napięcia

Raport CEER z 2013 r. zatytułowany „Przegląd stanu aspektów regulacyjnych w zakresie inteligentnych systemów pomiarowych” [12] stanowi podsumowanie regulacji i stanu wdrożenia inteligentnych liczników w krajach członkowskich CEER. Zgodnie z tym raportem 18 krajów wdrożyło inteligentne liczniki lub planowało to zrobić w 2013 r.

Część krajów planuje wykorzystać inteligentne liczniki do monitorowania jakości napięcia równolegle z pomiarem ilości pobieranej energii elektrycznej. W celu pomiaru aspektów jakości napięcia za pomocą inteligentnych liczników ważne jest, aby wiedzieć, czy pomiary są wykonywane zgodnie z normami międzynarodowymi i dobrą praktyką inżynierską. W przeciwnym razie pomiary będą miały ograniczoną wartość, a ich interpretacja będzie w wielu sytuacjach utrudniona.

W Tabeli 3.13 przedstawiono zestawienie krajów, w których inteligentne liczniki są aktualnie zainstalowane oraz zakres, w jakim te liczniki mogą monitorować aspekty jakości napięcia. Mogą występować różnice w sposobie definiowania inteligentnych liczników w poszczególnych ankietowanych krajach, co z kolei może mieć wpływ na odpowiedzi.

Tabela 3.13 pokazuje, że istnieją różnice w zakresie możliwości monitorowania jakości napięcia za pomocą inteligentnych liczników. W Chorwacji, Finlandii, na Litwie, Łotwie, w Szwecji i we Włoszech inteligentne liczniki lub niektóre z inteligentnych liczników są w stanie monitorować jakość napięcia. Z kwestionariusza nie wynika, czy monitorowanie jakości napięcia jest obowiązkowe w tych krajach. Dodatkowo Austria, Czechy, Francja i Norwegia poinformowały, że monitorowanie parametrów jakości napięcia jest dobrowolne lub przeprowadzane są tylko testy w tym zakresie. W Grecji i Rumunii więksi odbiorcy lub odbiorcy wyższego napięcia mają możliwość monitorowania jakości napięcia.

W krajach, w których inteligentne liczniki zapewniają możliwość pomiaru jakości napięcia, zmiany napięcia zasilającego są najczęściej monitorowanym parametrem. W niektórych krajach uwzględniane są również pomiary zapadów i wzrostów napięcia za pomocą inteligentnych liczników.

TABELA 3.13. INTELIGENTNE LICZNIKI I MONITOROWANIE JAKOŚCI NAPIĘCIA			
Kraj	Inteligentne liczniki?	Możliwość monitorowania jakości napięcia?	Które parametry są (lub mogą być) monitorowane?
Austria	Tak (1)	Dobrowolne, bieżące projekty	
Belgia	Tak	Nie	
Bułgaria	Nie	Nie	
Chorwacja	Tak	Tak	Zaniki napięcia, THD
Cypr	Nie (2)		
Czechy	Tak	Bieżące projekty	Napięcie
Finlandia	Tak	Częściowo	Większość liczników może monitorować poziom napięcia, zapady napięcia
Francja	Tak	Częściowo	Nowe liczniki obecnie testowane pod kątem monitorowania wolnych zmian napięcia zasilającego (przedziały czasowe od 10 min do 1 min)
Grecja	Nie	Częściowo	Liczniki odbiorców SN mogą monitorować zapady i wzrosty napięcia
Węgry	Nie		
Włochy	Tak	Tak	Zmiany napięcia zasilającego
Łotwa	Tak	Tak	Zmiany napięcia zasilającego, zapady, wzrosty, harmoniczne napięcia
Litwa	Tak	Częściowo	Częstotliwość, napięcie (3)

TABELA 3.13 (cd.)

Kraj	Inteligentne liczniki?	Możliwość monitorowania jakości napięcia?	Które parametry są (lub mogą być) monitorowane?
Malta	Tak		
Holandia	Tak	Nie	
Norwegia	Tak (4)	Dobrowolne	
Polska	Tak		
Portugalia	Tak	Nie	
Rumunia	Tak	Częściowo (5)	
Szwecja	Tak	Częściowo	66% liczników w Szwecji może zbierać informacje dotyczące zmian napięcia zasilającego
(1) Austria: Dobrowolne. Istnieją otwarte kwestie prawne dotyczące problemów z ochroną danych. Brak jeszcze ogólnokrajowych inteligentnych systemów pomiarowych, ale jest szereg bieżących projektów. (2) Cypr: Inteligentne systemy pomiarowe mają być zainstalowane w najbliższej przyszłości. (3) Litwa: Liczniki EPQS rejestrują okresy, w których średnia wartość częstotliwości i napięcia były niezgodne z określonymi wartościami granicznymi. Liczniki EPQS stanowią 0,19% wszystkich eksploatowanych liczników. (4) Norwegia: Instalacja inteligentnych liczników do celów pomiaru energii elektrycznej będzie obowiązkowa w odniesieniu do wszystkich odbiorców końcowych od 2019 r. W zależności od wybranego licznika i urządzeń pomocniczych możliwy będzie również pomiar jakości napięcia. (5) Rumunia: Niektórzy z (dużych) odbiorców mają inteligentne liczniki różnego typu umożliwiające monitorowanie.			

Mimo że CEER nie widzi konieczności monitorowania wszystkich zaburzeń jakości napięcia za pomocą liczników u odbiorców na poziomie nN, we wnioskach z 4. raportu benchmarkingowego [4] zalecono, aby wykorzystać do tego możliwości inteligentnych liczników, jeśli nie przełoży się to na wzrost cen.

Ostatni raport benchmarkingowy opisywał rozwój monitorowania jakości napięcia za pomocą inteligentnych liczników we Francji, Holandii i Włoszech.

Od czasu ostatniego raportu 10 kolejnych krajów odpowiedziało na pytanie o inteligentne liczniki i pomiary jakości napięcia. Spośród tych 10 krajów, w Belgii, Chorwacji, Czechach, na Malcie, w Norwegii, Polsce i Rumunii zainstalowano lub trwa proces instalowania inteligentnych liczników. W Chorwacji możliwe jest monitorowanie jakości napięcia, w Norwegii jest ono dobrowolne, a w Czechach jest obecnie realizowany projekt w tym zakresie.

Studium przypadku 7: Norweski projekt badawczy dotyczący monitorowania jakości energii elektrycznej w sieci niskiego napięcia za pomocą inteligentnych liczników

W tradycyjnej sieci elektroenergetycznej – bez prosumentów – przepływ energii jest jednokierunkowy, a wartości napięcia w punktach przyłączenia odbiorców można łatwo oszacować. Jednak w inteligentnej sieci, z rozproszonymi źródłami energii i możliwościami przesyłania energii z pojazdów elektrycznych i innych zasobników, przepływ energii nie jest już jednokierunkowy. Powoduje to, że oszacowanie wartości napięcia w punktach przyłączenia staje się bardziej skomplikowane. Wykorzystanie energii elektrycznej staje się bardziej oszczędne, ale pojawiają się urządzenia bardziej wymagające pod względem jakości zasilania. Mogą częściej powstawać zaburzenia napięcia, takie jak zapady napięcia, szybkie zmiany napięcia, wahania napięcia, harmoniczne, asymetria napięcia itp. W związku z tym dla OSD posiadanie odpowiednich narzędzi i metod w zakresie monitorowania jakości zasilania staje się coraz ważniejsze.

SINTEF Energy Research opublikował w 2010 r. raport [32] przedstawiający możliwości wykorzystania inteligentnych liczników do monitorowania i kontroli jakości napięcia w sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia. Raport koncentruje się na wykorzystaniu pomiarów napięcia w przypadku skarg lub reklamacji odbiorców do celów analizy i planowania sieci, a także podaje przykłady zastosowania do zarządzania siecią.

We wnioskach SINTEF stwierdza, że OSD mogą wykorzystać inteligentne liczniki w większym stopniu niż tylko do pomiaru zużycia energii i zachęca OSD do podejmowania perspektywicznych decyzji przy inwestowaniu w sieci niskiego napięcia. OSD w Norwegii zamierzają obecnie dokonać dużej inwestycji w inteligentne liczniki

w punktach przyłączenia odbiorców. Warto rozważyć, czy do monitorowania jakości energii elektrycznej powinny zostać wykorzystane inteligentne liczniki lub czy powinno się to odbywać innymi metodami.

Przykłady wykorzystania danych z inteligentnych liczników

Dostępne pomiary napięcia i energii elektrycznej za pomocą inteligentnych liczników są przydatne do uzyskania lepszego zrozumienia i kontroli w sieci niskiego napięcia. Umożliwiają one również zautomatyzowanie procesów zarządzania w sieci. W ramach procesu planowania rozwoju sieci dostęp do rzeczywistych danych ułatwia identyfikowanie miejsc w sieci, które wymagają modernizacji:

- umożliwia określenie bardziej precyzyjnych założeń dla potrzeb analizy inwestycji oraz lepszy wgląd w wytwarzanie i konsumpcję mocy czynnej i biernej,
- pozwala na analizę obciążenia i wytwarzania z wykorzystaniem lepszych danych dotyczących rzeczywistych warunków,
- zapewnia możliwości regulacji obciążenia u odbiorców i kontroli stacji transformatorowych,
- umożliwia ocenę bezpieczeństwa przez monitorowanie napięcia u odbiorców,
- gwarantuje lepsze dane w analizie technicznej rozwiązań alternatywnych,
- umożliwia dokładniejsze ustalenie kosztów i bardziej poprawne obliczenia strat w sieci oraz większa dokładność w analizie przepływu obciążenia.

W raporcie SINTEF wskazano szereg możliwych sposobów prezentacji danych dotyczących jakości napięcia w postaci graficznej, co ułatwia zbieranie informacji o stanie sieci, tzn. lokalizacjach w sieci, w których inteligentny licznik rejestruje dane dotyczące napięcia.

Wykorzystanie „analizy przypadku” do wykazania przydatności monitorowania jakości napięcia za pomocą inteligentnych liczników

Analiza przypadku jest znormalizowaną metodą [28] opisu funkcjonalności w systemie oraz sposobu osiągnięcia pożądanego celu dla systemu. Metoda ta zapewnia przegląd systemu i różnych użytkowników istotnych z punktu widzenia osiągnięcia celu. W raporcie SINTEF zastosowano tę metodę do opisanego kilku konkretnych przykładów sposobu wykorzystania zmierzonych danych dotyczących jakości napięcia:

- stwierdzenie czy zmiany napięcia są zbyt małe lub zbyt duże,
- weryfikacja szybkich zmian, zapadów i wzrostów napięcia,
- zlokalizowanie źródła szybkich zmian, zapadów i wzrostów napięcia,
- weryfikacja warunków napięciowych w okresach dużego i małego obciążenia,
- prezentacja marginesów napięcia w sieci niskiego napięcia,
- weryfikacja dokumentacji sieci,
- otrzymywanie powiadomień o wysokich i niskich wartościach napięcia,
- weryfikacja czy wartość napięcia jest dopuszczalna po ponownym przyłączeniu do sieci,
- alarm w przypadku awarii sieci.

3.1.6.3. Rzeczywiste dane dotyczące zapadów napięcia

Jasne i spójne definicje wskaźników zapadów napięcia są niezbędne do interpretacji wyników kampanii pomiarów oraz do efektywnego egzekwowania wartości granicznych. Obliczanie wskaźników zapadów napięcia składa się z trzech etapów:

- obliczanie charakterystyki zapadu (inaczej: wskaźników pojedynczego zdarzenia) na podstawie przebiegu wartości chwilowej napięcia. Obliczenia te są często wykonywane przez miernik,
- obliczanie wskaźników punktowych, przeważnie liczby zapadów w ciągu roku, o określonej charakterystyce,
- obliczanie wskaźników systemowych, np. średniej liczby zapadów w ciągu roku w danej lokalizacji.

Te trzy wskaźniki, wraz z ich definicją w normach międzynarodowych i podobnych dokumentach, zostały szczegółowo omówione w 5. raporcie benchmarkingowym. Najważniejsze punkty zostały przywołane w Załączniku 3.

Załącznik 3 zawiera również zestawienie danych dotyczących jakości napięcia, dostarczonych przez kraje w odpowiedzi na kwestionariusz wewnętrzny dla potrzeb 6. raportu benchmarkingowego. Kraje ankietowane

dla potrzeb tego załącznika to Francja, Portugalia i Słowenia. Udostępnione dane dotyczące jakości napięcia obejmują zapady napięcia, zgłaszane zgodnie z klasyfikacją zapadów napięcia zalecaną wg EN 50160 [14]. W tym samym załączniku został podany opis standardowych definicji zapadów napięcia wg EN 50160.

3.1.6.4. Publikacja danych dotyczących jakości napięcia

Raportowanie wyników monitorowania jakości napięcia stanowi prosty instrument regulacyjny i jest zalecane w różnych publikacjach CEER jako pierwszy krok w kierunku regulacji jakości napięcia.

Łącznie 15 krajów odpowiedziało na pytanie dotyczące publikacji danych dotyczących jakości napięcia. Ich odpowiedzi na pytania przedstawiono w Tabeli 3.14. Dodatkowo w porównaniu z 5. raportem benchmarkingowym [5] dodano do tabeli 6 krajów: Cypr, Czechy, Litwę, Łotwę, Polskę i Rumunię. W odniesieniu do krajów ankietowanych w 5. raporcie benchmarkingowym nie stwierdzono większych zmian w 6. raporcie benchmarkingowym.

5. raport benchmarkingowy zawierał stwierdzenie, że krajom monitorującym jakość napięcia zaleca się regularne publikowanie wyników. Dodatkowo raport zawierał zalecenie przechowywania w miarę możliwości jak największej ilości danych w łatwo dostępnym formacie w celu ułatwienia analizy danych pod kątem zapytań, których nie można jeszcze w tej chwili przewidzieć.

Tabela 3.14 pokazuje, że we wszystkich krajach z wyjątkiem Czech krajowy organ regulacyjny ma dostęp do danych zagregowanych. W kilku krajach regulator ma również dostęp do danych indywidualnych. W Czechach indywidualne dane są dostępne dla właściwych odbiorców końcowych. W około połowie krajów dane dotyczące jakości napięcia są przechowywane w centralnej bazie danych.

TABELA 3.14. PUBLIKACJA DANYCH DOTYCZĄCYCH JAKOŚCI NAPIĘCIA							
Kraj	Czy dane o jakości napięcia są przechowywane w centralnej bazie danych?	Czy dane dotyczące jakości napięcia są publicznie dostępne?	Czy zagregowane dane są dostępne dla regulatora?	Czy indywidualne dane są dostępne dla regulatora?	Czy indywidualne dane są dostępne dla odbiorców końcowych?	Podmiot odpowiedzialny za publikację	Regularność publikowania danych
Austria	Nie	Tak	Tak	Tak	Tak		
Cypr	Tak	Nie	Tak	Tak	Tak		
Czechy	Tak	Nie	Nie	Nie	Tak		
Francja	Tak	Tak	Tak		Tak	OSP / OSD	
Węgry	Nie	Tak	Tak	Tak	Nie	Regulator	
Irlandia		Tak	Tak	Tak	Nie		
Włochy	Tak	Tak	Tak	Tak		Ośrodek badawczy / OSP	
Łotwa	Nie	Nie	Tak	Tak	Tak		
Litwa	Nie	Nie	Tak		Tak	Krajowy organ regulacyjny	Co roku
Holandia	Nie (1)	Tak	Tak	Nie	Tak, przyłącza WN i NN	Firma doradcza	
Norwegia	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak	Krajowy organ regulacyjny / OSP	Co roku (2)
Polska		Nie	Tak	Tak	Tak		
Portugalia	Nie	Tak	Tak	Tak	Tak	Regulator	Co roku
Rumunia						OSP / OSD	
Słowenia	Tak	Nie	Tak		Tak	OSP / OSD / regulator	Co roku
(1) Dane nie są dostępne dla krajowego organu regulacyjnego. (2) Jakość napięcia jest raportowana do krajowego organu regulacyjnego od 2014 r. Publikacja danych nie jest obecnie realizowana, ale zostanie wdrożona w przyszłości.							

Najczęściej publikacja danych odbywa się poprzez udostępnianie raportów na stronach internetowych OSP lub OSD (oddzielne raporty dotyczące jakości napięcia) lub jako część raportu publikowanego przez organ regulacyjny dotyczącego pracy sieci.

We Francji liczba zapadów napięcia w sieci przesyłowej jest publikowana w raportach rocznych na stronie internetowej OSP w oparciu o normę EN 50160. Indywidualne informacje są dostępne poprzez subskrypcję, a dodatkowe informacje można znaleźć w Internecie.

Na Węgrzech zagregowane dane na poziomie krajowym oraz w podziale na OSD są publikowane na stronie internetowej HEO (*Hungarian Energy Office, Hungarian National Regulatory Authority*). OSD zbierają dane dla poziomu nN i SN oddzielnie i przedkładają raporty roczne krajowemu organowi regulacyjnemu. Krajowy organ regulacyjny agreguje dane na poziomie krajowym do celów publikacji. Każdy OSD gromadzi dane we własnej centralnej bazie danych. Indywidualne dane dotyczące jakości napięcia są dostępne na wniosek krajowego organu regulacyjnego, np. w przypadku skargi lub reklamacji.

W Irlandii OSD dostarcza informacje na temat jakości napięcia poszczególnym odbiorcom na wniosek dotyczący ich przyłączenia. Zagregowane dane dla sieci dystrybucyjnych nie są publikowane.

We Włoszech zagregowane dane są publikowane w Internecie oraz w raporcie OSP. Dane są dostępne w formie zagregowanej według regionów, prowincji, rodzaju punktów sieci, stanu uziemienia punktu neutralnego, rodzaju linii SN (napowietrzne, mieszane, kablowe), długości linii SN, wielkości mocy transformatora WN/SN i napięcia znamionowego szyny zbiorczej SN. Jest to minimalny poziom agregacji co najmniej czterech monitorowanych lokalizacji.

Na Litwie jakość napięcia jest przedstawiana w raporcie rocznym nt. niezawodności systemu elektroenergetycznego, publikowanym w Internecie.

W Holandii zagregowane dane pomiarowe jakości napięcia we wszystkich sieciach są publikowane w Internecie. Publikacja zawiera wykaz liczby zmierzonych przez jednostki monitorujące naruszeń wymagań w zakresie jakości napięcia, określonych w kodeksie sieci. Dane dotyczące jakości napięcia są dostępne na mapie na stronie internetowej holenderskiego Stowarzyszenia Operatorów Sieci Elektroenergetycznych²⁷. Dane na temat działalności poszczególnych operatorów sieci nie są publicznie dostępne.

W Norwegii kodeks sieci został zweryfikowany w 2014 r. Wprowadzono zmiany w odniesieniu do raportowania danych dotyczących jakości napięcia. Od 2014 r. OSP i wszyscy OSD są zobowiązani do raportowania pięciu wskazanych parametrów jakości napięcia, wraz z określonymi kluczowymi informacjami na temat punktów pomiarowych, takimi jak nazwa lokalizacji pomiaru, współrzędne GPS lokalizacji pomiaru, nazwa prowincji i gminy dla lokalizacji pomiaru, napięcie znamionowe w lokalizacji pomiaru, prąd zwarcia dla lokalizacji pomiaru, rodzaj sieci w lokalizacji pomiaru, NN, WN, SN (linie napowietrzne, mieszane lub kablowe) oraz system uziemienia w lokalizacji pomiaru (izolowany, dławik gaszący, uziemienie bezpośrednie). OSP publikuje wyniki monitorowania jakości napięcia w ramach raportu rocznego nt. eksploatacji systemu przesyłowego energii elektrycznej. Krajowy organ regulacyjny planuje opublikować raport nt. statystyk napięcia po raz pierwszy w 2016 r.

W Portugalii OSP, OSD i krajowy organ regulacyjny publikują raporty roczne nt. jakości usług na swoich stronach internetowych. Dla systemu przesyłowego, dla każdego punktu i każdego parametru publikowana jest wartość reprezentatywna i wartość najbardziej niekorzystna. Do publicznej wiadomości podawane są sytuacje, w których wartości graniczne były przekroczone. W odniesieniu do systemu dystrybucyjnego sytuacje, w których wartości graniczne były przekroczone, są określone ilościowo. Szczegółowe informacje na temat publikacji jakości napięcia w Portugalii przedstawiono w studium przypadku w dalszej części.

W Słowenii OSP i OSD są zobowiązani do publikacji danych dotyczących jakości napięcia, a przesyłane dane dotyczące jakości napięcia z ciągłego monitorowania napięcia są uwzględniane w raportach rocznych nt. jakości usług. Agregacja danych jest dokonywana przez OSD/OSP oraz krajowy organ regulacyjny.

²⁷ Dane dotyczące jakości napięcia w Holandii zostały przedstawione w ujęciu geograficznym na stronie internetowej www.uwspanningskwaliteit.nl.

Studium przypadku: Wytyczne w sprawie publikacji danych dotyczących jakości napięcia w Portugalii

Jednym z głównych elementów programu monitorowania jakości napięcia jest raportowanie i publikacja wyników. Internet wydaje się najbardziej rozpowszechnioną platformą o największym potencjale do publikacji danych. Oprócz stron internetowych krajowych organów regulacyjnych zaleca się publikację wyników na stronach internetowych operatorów sieci [11].

W Portugalii kodeks jakości dostawy energii elektrycznej, opublikowany w listopadzie 2013 r., nakłada na operatorów sieci obowiązek publikowania wyników monitorowania jakości napięć na ich stronach internetowych. Jednak, ponieważ kodeks jakości dostaw energii elektrycznej nie określa wytycznych w sprawie publikacji takich wyników, operatorzy stosują różne praktyki.

Operator systemu przesyłowego

Zgodnie z wymaganiami kodeksu jakości dostaw energii elektrycznej OSP publikuje wyniki programu monitorowania jakości na swojej stronie internetowej. Publikacja ta obejmuje wykaz punktów dostawy objętych monitorowaniem oraz stosowne raporty z wynikami [30].

Każdy raport zawiera identyfikację punktu dostawy, poziom napięcia monitorowanej szyny zbiorczej (lub szyn), okres pomiaru i wyniki dla różnych parametrów napięcia. W odniesieniu do zjawisk ciągłych, jak przedstawiono na rysunku 3.2, wyniki są publikowane tygodniowo zgodnie z systemem oznakowania kolorystycznego.

RYS. 3.2. PUBLIKACJA WYNIKÓW DLA ZJAWISK CIĄGŁYCH W PUNKTACH DOSTAWY NN/WN

Rok 2014								
Parametry/dzień	1	2	3	4	5	6	7	8
Wartość								
Asymetria								
Harmoniczne								
Częstotliwość								
Wahania napięcia								

System oznakowania stosowany przez operatora składa się z sześciu kolorów i ma za zadanie sprawić, aby analiza była jak najbardziej zrozumiała. Ten system opisu został pierwotnie opracowany przez CIRED [26, 29]. Wzoruje się on na etykietach służących do oznaczania efektywności energetycznej urządzeń AGD.

Jak pokazano na rysunku 3.3, kolory wahają się od ciemnozielonego (bardzo wysoka jakość) do czerwonego (zła jakość), stosownie do wartości współczynnika jakości napięcia.



Kolor oznakowania zależy od wartości współczynnika jakości napięcia $i(p,l,f)$, używanego do charakteryzowania każdego ze zjawisk ciągłych. Do obliczania tego współczynnika służy następujący wzór:

$$i_{(p,l,f)}(\%) = \left(\frac{n_{(p,l,f)}}{l_{(p)}} - 1 \right) \times 100$$

gdzie $n_{(p,l,f)}$ oznacza poziom wskaźnika napięcia p , dla fazy l szyny zbiorczej b , a $l_{(p)}$ oznacza wartości graniczne określone dla parametru p w kodeksie jakości dostaw energii elektrycznej.

Dla harmonicznych napięcia współczynnik jakości napięcia jest ustalany na podstawie parametru THD. Wadą tej metody jest to, że w przypadku parametrów napięcia mających wyższe i niższe wartości graniczne określone ustawowo brakuje informacji o tym, która z tych wartości granicznych decyduje o kolorze oznakowania.

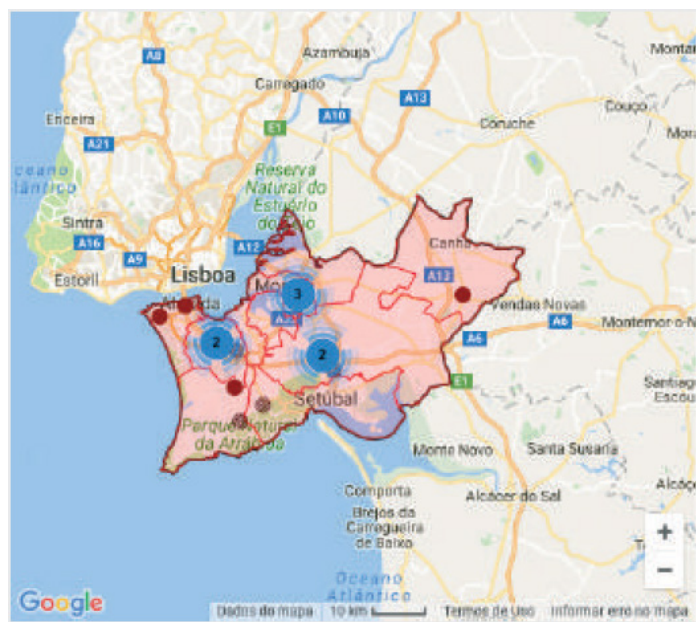
Ten system oznakowania jest stosowany w odniesieniu do zdarzeń napięciowych, ponieważ nie ma dla nich wartości granicznych określonych ustawowo. Wyniki monitorowania zdarzeń napięciowych są publikowane w oparciu o tabele określone przez portugalski kodeks (opracowany na podstawie normy EN 50160: 2010), agregujące zdarzenia według maksymalnego odchylenia od deklarowanej wartości napięcia oraz czasu trwania zdarzeń.

Operator systemu dystrybucyjnego

Główny portugalski OSD (sieci WN, SN i nN), zaopatrujący ponad 99% z 6 mln odbiorców nN, wdrożył system publikacji wyników monitorowania jakości napięcia oparty na interaktywnej mapie. Jak pokazano na rysunku 3.4, mapa identyfikuje wszystkie punkty sieci objęte programem monitorowania. Umożliwia to użytkownikowi wybranie dowolnego punktu i zapewnia dostęp do wyników pomiarów [31].

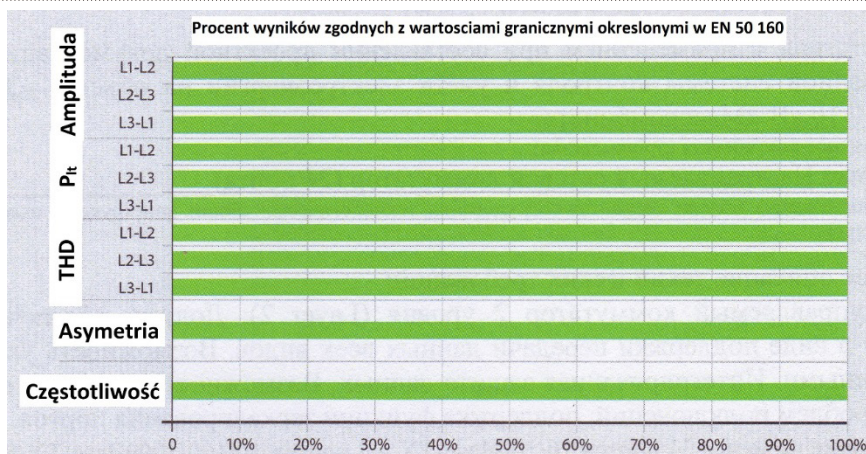
Raport dostępny dla każdego punktu sieci zawiera identyfikację punktu dostawy, poziom napięcia monitorowanej szyny zbiorczej (lub szyn), okres pomiaru i wyniki dla różnych parametrów napięcia.

RYŚ. 3.4. MAPA Z LOKALIZACJAMI PUNKTÓW SIECI OBJĘTYCH PROGRAMEM MONITOROWANIA JAKOŚCI NAPIĘCIA



W odniesieniu do zjawisk ciągłych wyniki dla każdego parametru napięcia są prezentowane w formie wykresu słupkowego (rys. 3.5) z podaniem wartości procentowej wartości 10-minutowych, zgodnych z wartościami granicznymi określonymi w EN 50160: 2010.

RYS. 3.5. PRZYKŁAD PUBLIKACJI WYNIKÓW DLA ZJAWISK CIĄGŁYCH W PUNKTACH DOSTAWY WN/SN I TRANSFORMATORACH SN/nN



Pomimo odniesienia do EN 50160:2010 to rozwiązanie dotyczące publikacji zjawisk ciągłych nie jest w pełni zgodne z normą. Podejście zastosowane w normie opiera się na tygodniowej zgodności z wartościami granicznymi, a nie na zgodności każdej z wartości 10-minutowych.

Ponadto publikacja wyników wyłącznie w oparciu o zgodność z normą może być niewystarczająca dla użytkowników sieci. Na przykład dany parametr napięcia może być zgodny z normą, ale bardzo bliski wartości granicznej. Zgodnie z podejściem stosowanym przez OSD informacja taka nie jest udostępniana odbiorcom. Dodatkowo przy tym podejściu nie jest możliwe śledzenie zmian parametrów napięcia w ciągu roku.

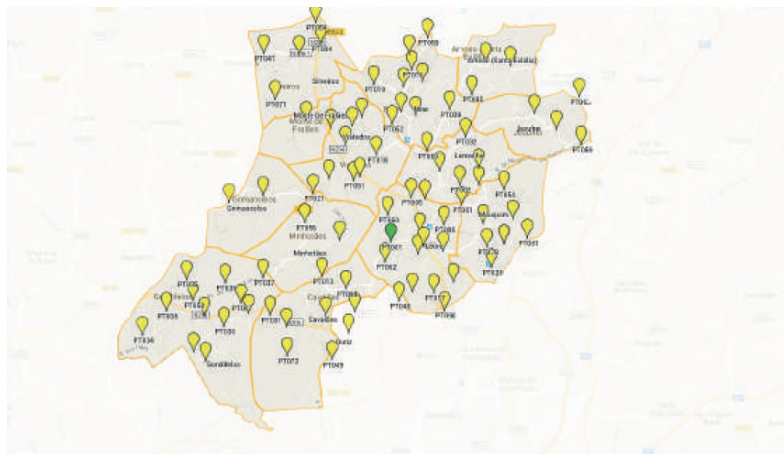
W odniesieniu do publikacji zdarzeń napięciowych podejście jest takie samo jak stosowane przez OSP, oparte na tabelach EN 50160: 2010 dla zapadów i wzrostów napięcia.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych obsługujący wyłącznie nN

W części kontynentalnej Portugalii, oprócz największego OSD, działa 10 mniejszych przedsiębiorstw obsługujących wyłącznie sieci nN. Spośród nich CEVE zaopatruje większą liczbę odbiorców – około 9000.

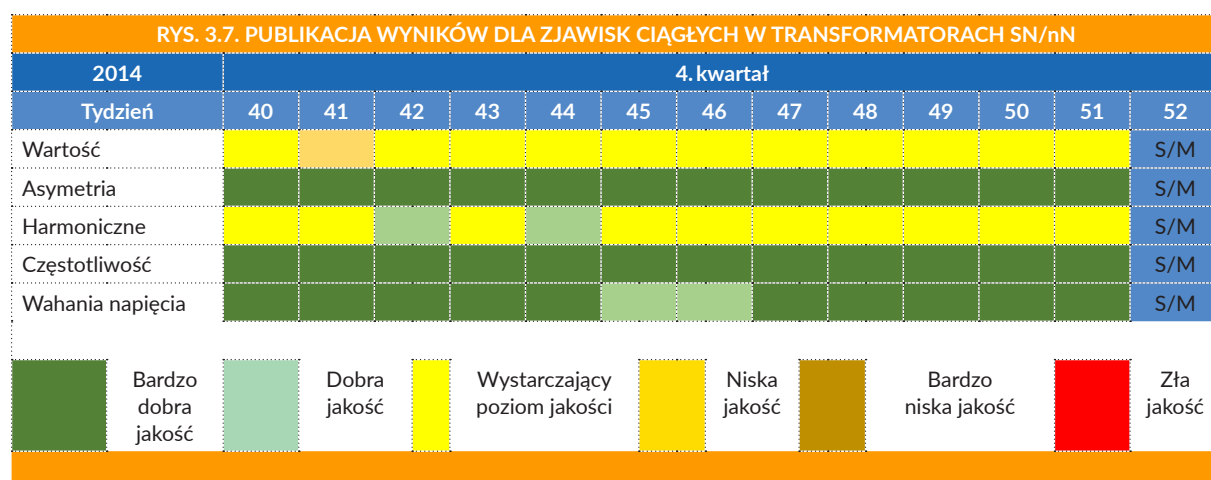
Jak pokazano na rysunku 3.6, CEVE działa wyłącznie na poziomie nN i również wdrożyło na swojej stronie internetowej mapę z identyfikacją punktów sieci objętych danym programem monitorowania jakości napięcia [15].

RYS. 3.6. MAPA Z LOKALIZACJAMI TRANSFORMATORÓW SN/nN OBJĘTYCH PROGRAMEM MONITOROWANIA JAKOŚCI NAPIĘCIA



Jak pokazano na rysunku 3.7, wyniki monitorowania są raportowane za pomocą systemu oznakowania opartego na skali sześciu kolorów, od czerwonego (zła jakość) do ciemnozielonego (bardzo dobra jakość), będącego odpowiednikiem systemu opracowanego przez OSP.

Ponieważ portugalski kodeks jakości dostaw energii elektrycznej nie nakłada obowiązku monitorowania zdarzeń napięciowych w sieciach nN, dane takie nie są raportowane przez tego operatora sieci.



Niektóre wytyczne w sprawie publikacji wyników monitorowania

Głównym celem publikacji wyników monitorowania jakości napięcia jest udostępnienie danych eksploatacyjnych sieci jej użytkownikom, zwłaszcza odbiorcom przemysłowym. Dane te są istotne z punktu widzenia zapewnienia użytkownikom sieci elektroenergetycznej lepszego zrozumienia zaburzeń napięcia mających wpływ na ich instalacje. Mają one również zasadnicze znaczenie dla przyszłych użytkowników sieci przy wyborze lokalizacji i punktu przyłączenia dla swojej instalacji oraz projektowaniu zabezpieczeń chroniących ich instalacje przed najczęstszymi zaburzeniami.

Portugalski krajowy organ regulacyjny cały czas opracowuje wytyczne w sprawie publikacji wyników monitorowania z myślą o zwiększeniu ich przydatności dla użytkowników sieci [23].

3.1.7. ŚWIADOMOŚĆ ZNACZENIA JAKOŚCI NAPIĘCIA

Jak wspomniano w punkcie 3.1.4, wpływ i częstotliwość problemów z jakością napięcia może różnić się w zależności od odbiorców i obszarów sieci. Z tego względu regulacja wygląda inaczej w różnych krajach. Można się jednak spodziewać, że zaburzenia napięcia będą odgrywać coraz ważniejszą rolę w jakości dostaw energii elektrycznej, a informacje i świadomość w zakresie jakości napięcia mogą zmniejszyć niedogodności spowodowane zaburzeniami napięcia.

Krajowe organy regulacyjne różnią się pod względem swojej aktywności w obszarze jakości napięcia. Można to również zaobserwować w odniesieniu do przypisania odpowiedzialności za regulacje dotyczące jakości napięcia w różnych krajach, co zostało opisane w punkcie 3.1.4.

Jednym ze sposobów upowszechniania wiedzy na temat jakości napięcia jest zapewnienie rzetelnych informacji w Internecie. Jakość napięcia jest omawiana głównie podczas sesji lub konferencji organizacji branżowych, OSD i ekspertów w dziedzinie jakości energii w Czechach, Holandii, Irlandii i Norwegii.

W Irlandii nie ma obowiązku edukacji w zakresie jakości napięcia przez krajowy organ regulacyjny lub OSD. Jednak prywatne przedsiębiorstwa oferują trwający pół dnia kurs szkoleniowy poświęcony jakości energii elektrycznej dla sektora użyteczności publicznej, przemysłowego i odnawialnych źródeł energii. Uczestnikami tego szkolenia są zazwyczaj kierownicy techniczni, kierownicy ds. konserwacji i inżynierowie obiektów.

W Holandii branżowa organizacja dostawców energii Energie Nederland oraz stowarzyszenie użytkowników sieci zrzeszające odbiorców przemysłowych VEMW są raz na pół roku reprezentowane na sesji poświęconej jakości napięcia. Podczas tej sesji prezentowane są postępy programu monitorowania jakości napięcia.

W Norwegii organizacja branży energetycznej Energi Norge, reprezentująca ok. 270 przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem, dystrybucją i handlem energią elektryczną w Norwegii, organizuje co roku dwa seminaria – jedno poświęcone jakości napięcia, a drugie – ciągłości dostaw. Seminaria te są otwarte zarówno dla członków Energi Norge, jak i innych zainteresowanych stron. Krajowy organ regulacyjny uczestniczy w planowaniu seminariów i prowadzi wykłady na różne tematy związane z regulacją. Dodatkowo Sintef Energy oferuje kursy poświęcone jakości napięcia dla zainteresowanych stron.

W Portugalii krajowy organ regulacyjny koordynuje działania grupy interesariuszy zajmującej się kwestią jakości usług. W tej grupie uczestniczą przedstawiciele OSP, OSD, dostawców, stowarzyszeń krajowych i przemysłowych użytkowników sieci, krajowych stowarzyszeń inżynierów, krajowego komitetu CENELEC, szkół wyższych, dostawców urządzeń elektrycznych oraz krajowego stowarzyszenia gmin. Krajowy organ regulacyjny, we współpracy z członkami grupy, opracował materiały dla potrzeb kampanii uświadamiającej²⁸. Stowarzyszenia reprezentowane w grupie interesariuszy są odpowiedzialne za rozpowszechnianie materiałów informacyjnych wśród swoich członków, a dostawcy odpowiadają za rozpowszechnianie materiałów wśród swoich odbiorców SN.

3.1.8. STUDIUM PRZYPADKU: REGULACJE JAKOŚCI NAPIĘCIA W IZRAELU

Poniżej przedstawiono krótki opis izraelskiego programu monitorowania napięcia, jak również część głównych wyników oraz opis mechanizmu rekompensat dla odbiorców, stosowanego w przypadku niskiej jakości napięcia.

Program monitorowania jakości napięcia

W 2005 r. współpraca pomiędzy *Israel Electric Corporation* (IEC) a izraelskim organem regulacyjnym rynku energii elektrycznej (PUA) zaowocowała inicjatywą programu monitorowania jakości napięcia. Projekt ten obejmował instalację urządzeń monitorujących (inteligentnych liczników) dla wszystkich 48 odbiorców WN i dodatkowych 200 urządzeń monitorujących na liniach SN. Od tego czasu sieci WN i SN są ściśle monitorowane, a wszystkie dane są zbierane. Projekt nie obejmował jakości napięcia w liniach nN.

W 2011 r. izraelska organizacja normalizacyjna (SII) przyjęła normę europejską EN 50160 jako dopuszczalny standard dla izraelskiej sieci elektroenergetycznej. W wyniku tego PUA przyjął ten standard do stosowania przez podmioty objęte regulacją. W Tabeli 3.15 przedstawiono dane dotyczące jakości dostaw od 2010 r.

TABELA 3.15. WYNIKI PROGRAMU MONITOROWANIA JAKOŚCI NAPIĘCIA W IZRAELU W LATACH 2010–2014						
1-52 kV		2010	2011	2012	2013	2014
zapad napięcia	wysoka wartość	967	561	308	386	295
	średnia	133,1	65,6	82,5	90,7	66
wzrost napięcia (na jedn.)	wysoka wartość	-	1734	748	493	225
	średnia	-	31,2	14,09	6,08	3,08
przerwa w dostawie (na jedn.)	wysoka wartość	61	34	78	61	40
	średnia	6,06	5,06	6,05	7,03	5,07
THD U (%)	wysoka wartość	6,03	5,02	6	8,08	6,06
	średnia	3,03	3,01	3,02	3	3

28 <http://campanhaqualidadedeservico.erse.pt/>.

TABELA 3.15 (cd.)						
1-52 kV		2010	2011	2012	2013	2014
asymetria napięcia (%)	wysoka wartość	1,05	2	2,08	2	2,03
	średnia	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6
P _{It} (na jedn.)	wysoka wartość	1,09	2	3,03	2,08	2
	średnia	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7
częstotliwość (Hz)	maks.	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1
	min.	49,9	50	49,9	49,9	49,9
zmiana napięcia zasilającego 95% (%)	maks.	-8,1/9,2	-8,2/8,9	-10,4/9	-6,1/9,1	-6,8/9,6
	min.	0,4/5,3	0,3/5,2	0,3/5,4	0,4/5,3	0,3/5,4
zmiana napięcia zasilającego 99% (%)	maks.	-	-	-11,1/9,9	-7,2/9,4	-7,3/10
	min.	-	-	-0,8/6,1	-0,9/6,1	-1/6,2
52-161 kV		2010	2011	2012	2013	2014
zapad napięcia (na jedn.)	wysoka wartość	305	176	196	215	176
	średnia	137,8	47,4	79,5	79,3	57
wzrost napięcia (na jedn.)	wysoka wartość		39	36	14	25
	średnia		1,03	1,04	0,5	1
przerwa w dostawie (na jedn.)		3	2	-	2	1
THD U (%)	wysoka wartość	2,08	3,04	2,04	3	3
	średnia	2,01	2,01	1,07	1,07	1,07
asymetria napięcia (%)	wysoka wartość	1,04	1,01	0,9	0,9	1,02
	średnia	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5
P _{It} (na jedn.)	wysoka wartość	1,05	1,02	1,02	1,04	3,02
	średnia					
częstotliwość (Hz)	wysoka wartość	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1
	średnia	49,9	50	49,9	49,9	49,9
zmiana napięcia zasilającego 95% (%)	wysoka wartość	-6,2/4,5	-4,7/5,7	-5,8/4,7	-3,7/4,5	-4,5/4,6
	średnia	-2,1/3,3	-1,8/3,4	1,8/3,4	-1,5/3,3	-1,5/3,3

W Tabeli 3.15 liczba dla „wysokiej wartości” dla zapadów lub wzrostów napięcia odnosi się do lokalizacji, w której zmierzono najwięcej zapadów/wzrostów napięcia. Liczba dla „średniej” oznacza łączną liczbę zdarzeń zmierzonych przez system monitorowania, podzieloną przez liczbę monitorowanych lokalizacji. Liczba dla „wysokiej wartości” dla przerw odnosi się do lokalizacji, w której zmierzono najwięcej przerw napięcia zgodnie z EN 50160. Przerwy są klasyfikowane jako krótkie w przypadku czasu trwania od 1 s do 3 min, a jako długie w przypadku czasu trwania powyżej 3 min. Wyniki przedstawione powyżej odnoszą się tylko do krótkich przerw.

Regulacja dotycząca rekompensat dla odbiorców za jakość napięcia

Zgodnie z nowymi przepisami właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej musi zbadać każdą skargę/reklamację zgłoszoną przez odbiorcę, dotyczącą jakości napięcia i przedstawić odbiorcy sprawozdanie. Jeśli niespełnienie norm jakości dostaw jest spowodowane przez sieć, właściciel sieci musi wypłacić odbiorcy rekompensatę wyłącznie za bezpośrednie uszkodzenia urządzeń elektrycznych. Jeśli odbiorca ma własny system monitorowania, spełniający standardy IED, wartości zmierzone zarejestrowane przez urządzenie monitorujące są dopuszczalne do celów odszkodowawczych.

3.1.9. WNIOSKI I ZALECENIA DOTYCZĄCE JAKOŚCI NAPIĘCIA

WNIOSEK 1

REGULACJA JAKOŚCI NAPIĘCIA

15 spośród ankietowanych krajowych organów regulacyjnych posiada uprawnienia i obowiązki w zakresie ustalania regulacji jakości napięcia i wydaje rozporządzenia regulujące jakość napięcia. Termin „regulacja” obejmuje ustalanie standardów, zasad i wymagań minimalnych, wdrażanie systemu nagród, kar pieniężnych i innych sankcji, publikowanie i określanie obowiązków w zakresie monitorowania jakości napięcia.

WNIOSEK 2

JAKOŚĆ NAPIĘCIA NA POZIOMIE ODBIORCY

W wielu krajach wprowadzono przepisy dotyczące emisji zaburzeń generowanych przez indywidualnych odbiorców. Określona została koncepcja podziału odpowiedzialności za odpowiednią jakość napięcia pomiędzy operatora sieci, odbiorcę i wytwórcę. 16 spośród ankietowanych krajowych organów regulacyjnych przewiduje kary dla odbiorców w przypadku naruszenia wartości granicznych zaburzeń.

WNIOSEK 3

MONITOROWANIE JAKOŚCI NAPIĘCIA

Jakość napięcia jest monitorowana w 18 krajach. Występują jednak różnice w liczbie zainstalowanych przyrządów pomiarowych, czasie trwania monitorowania i monitorowanych poziomach napięcia. W większości krajów dane i zagregowane dane są dostępne dla krajowych organów regulacyjnych. W niektórych krajach dane są również dostępne dla odbiorców końcowych. Tylko w kilku krajach publikowane są statystyki oparte na tych danych: cztery kraje przedstawiły tabele zawierające klasyfikację zapadów napięcia. W Portugalii dostępny jest serwis internetowy z informacjami na temat jakości napięcia na poziomie stacji.

WNIOSEK 4

ŚWIADOMOŚĆ ZNACZENIA JAKOŚCI NAPIĘCIA

Pięć spośród ankietowanych krajowych organów regulacyjnych poinformowało, że kursy, seminaria i materiały informacyjne są udostępniane zainteresowanym stronom za pośrednictwem organizacji branżowych, firm badawczych lub innych grup interesariuszy. Tylko kilka krajów odpowiedziało, że informacje na temat jakości napięcia są udostępniane w Internecie, podczas specjalnych spotkań/warsztatów itp.

ZALECENIE 1

JAKOŚĆ NAPIĘCIA NA POZIOMIE ODBIORCY

Konieczne są dalsze badania nad sposobami określenia odpowiedzialności za zaburzenia napięcia, zgodnie z koncepcją podziału odpowiedzialności. W celu określenia kto jest odpowiedzialny: operator sieci, odbiorca lub wytwórca energii, konieczne jest opisanie czynników mających wpływ na odpowiedzialność.

ZALECENIE 2

MONITOROWANIE JAKOŚCI NAPIĘCIA

Zaleca się publikowanie danych dotyczących monitorowanej jakości napięcia lub statystyk opartych na danych z monitorowania.

ZALECENIE 3

ŚWIADOMOŚĆ ZNACZENIA JAKOŚCI NAPIĘCIA

Edukacja i świadomość tego, w jaki sposób kwestie dotyczące jakości napięcia mogą wpływać na sieć i odbiorców przyłączonych do sieci, przyczynią się do zmniejszenia niedogodności spowodowanych zaburzeniami napięcia. Zaleca się, aby więcej krajów zwiększało świadomość i wzmacniało działalność edukacyjną w zakresie jakości napięcia w celu przygotowania się do radzenia sobie z kwestiami związanymi z jakością napięcia.

ZALECENIE 4

DALSZE BADANIA

Zaleca się przeprowadzenie dalszych badań dotyczących wykorzystania inteligentnych liczników do monitorowania jakości napięcia. Zaleca się również przeprowadzenie dalszych badań dotyczących wpływu rozproszonych źródeł energii i prosumentów na jakość napięcia.

3.2. Raport polski

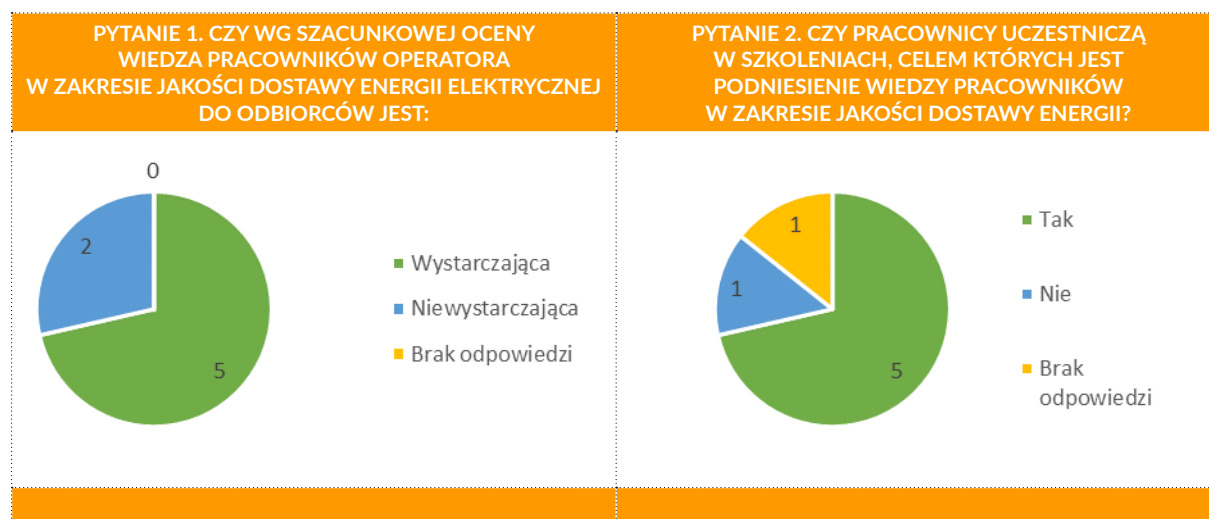
Podstawą pytań postawionych operatorom²⁹ w tej części ankiety były raporty opracowane przez Grupę Roboczą ds. Jakości Dostawy Energii, powołaną przez Radę Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER), I Krajowy Raport Benchmarkingowy nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych (zwany dalej I KRB) oraz własne propozycje autorów niniejszego opracowania. Pytania miały dwojaki charakter. Część z nich wymagała od ankietowanych podania danych liczbowych i faktów, pozostałe natomiast wyrażenia opinii na podstawie posiadanej wiedzy i doświadczenia zawodowego.

Tam, gdzie było to możliwe, w poszczególnych tabelach podsumowujących wyniki ankiety nie ujawniono odpowiedzi dotyczących najwyższego poziomu napięcia (NN). Uznano, że prezentacja tych danych pozbawiłaby anonimowości operatora systemu przesyłowego.

Pytania zostały podzielone na 10 grup tematycznych, z których każda dotyczyła innego aspektu szerokiego zagadnienia, jakim jest jakość napięcia. W ich omówieniu ograniczono się jedynie do możliwie wiernej prezentacji wyników i wyrażonych w ankietach opinii. Do niezbędnego minimum ograniczono komentarze własne autorów raportu.

3.2.1. STAN WIEDZY, ZNACZENIE PROBLEMU

Podobnie jak w przypadku I KRB, wiedza pracowników na temat jakości zasilania jest zdaniem większości operatorów wystarczająca (P1), uzyskano ją poprzez udział w specjalistycznych szkoleniach (P2).



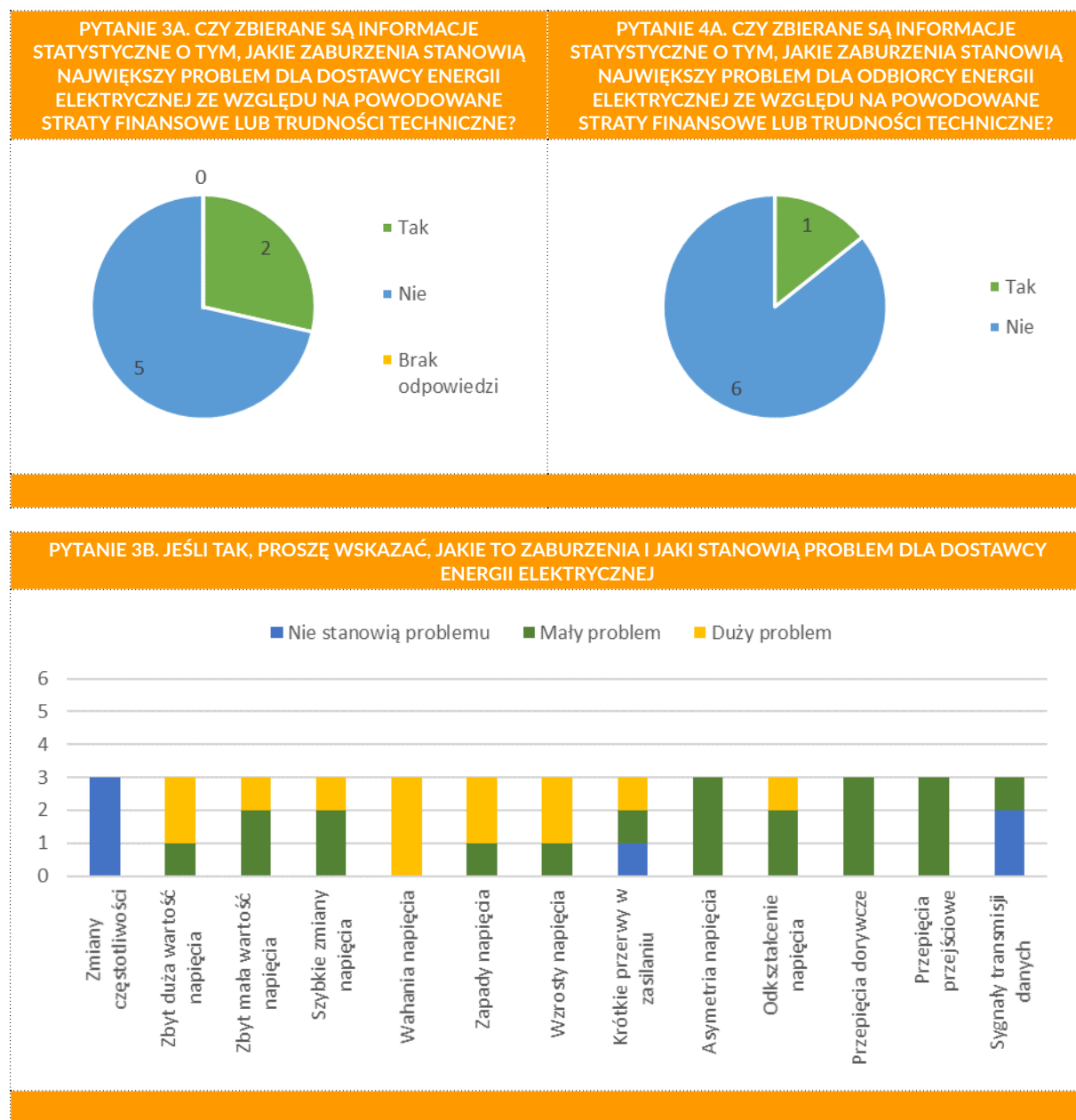
Większość operatorów nie gromadzi danych statystycznych, które byłyby podstawą wskazania zaburzeń powodujących największe straty finansowe po stronie dostawcy (P3A) i po stronie odbiorcy energii (P4A). Można więc przypuszczać, że na podstawie wiedzy eksperckiej i posiadanego doświadczenia³⁰, za zaburzenie elektromagnetyczne³¹ stanowiące po stronie dostawcy energii największy problem – ze względu

²⁹ W ankiecie uczestniczyli następujący operatorzy: ENERGA-OPERATOR S.A., TAURON Dystrybucja S.A., PKP Energetyka S.A., Innogy Stoen Operator, ENEA Operator, PGE Dystrybucja S.A., PSE.

³⁰ Komentarz jednego z Respondentów: „Spółka nie prowadzi statystyk i analiz w zakresie, jakie zaburzenia stanowią największy problem dla Spółki ze względu na straty finansowe i/lub trudności techniczne związane z ich eliminacją. Niezależnie od powyższego na bazie posiadanej wiedzy i doświadczeń przedstawiamy informacje w ujęciu tabelarycznym”.

³¹ Definicje poszczególnych zaburzeń zgodne z normami: PN EN 50160, PN T-01030: Kompatybilność elektromagnetyczna. Terminologia lub z innymi normami z serii IEC/EN 61000.

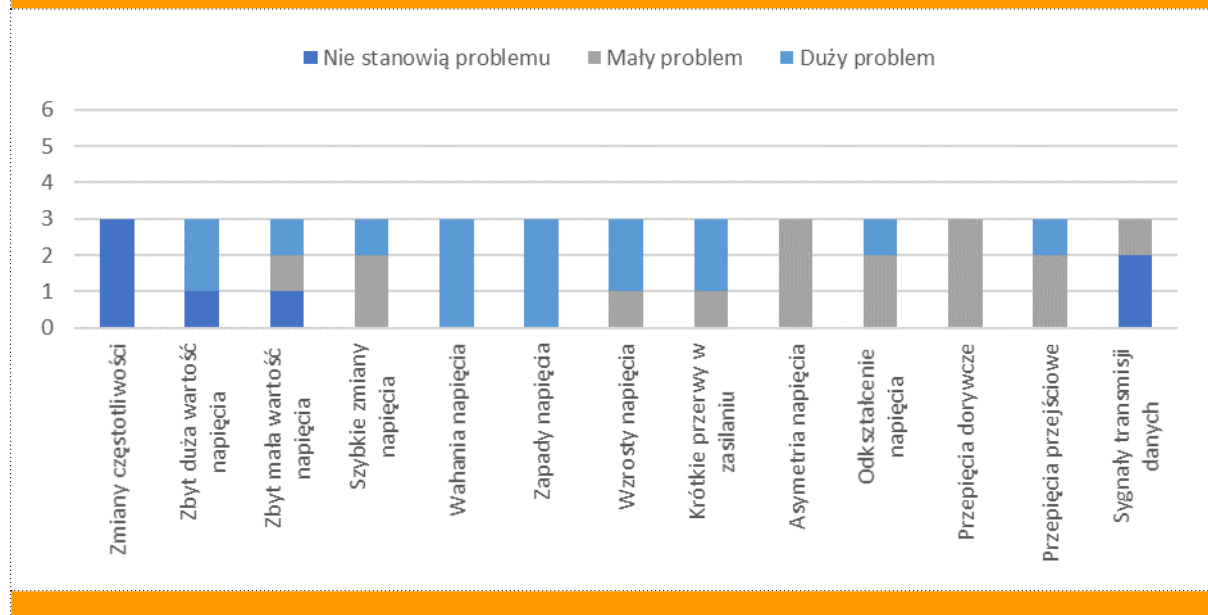
na powodowane u niego straty finansowe i/lub trudności techniczne związane z ich eliminacją, uznano w szczególności: wahania napięcia (pierwsze miejsce), zdarzenia w napięciu (zapady i wzrosty) oraz zbyt wysoką jego wartość³² (P3B). Te same zaburzenia – wahania i zapady napięcia – wskazano także jako najbardziej kosztowne i trudne technicznie po stronie odbiorców (P4B)³³.



32 I KRB wymienia na pierwszym miejscu niewłaściwą wartość napięcia, dalej wahania napięcia, krótkie przerwy w zasilaniu i zapady.

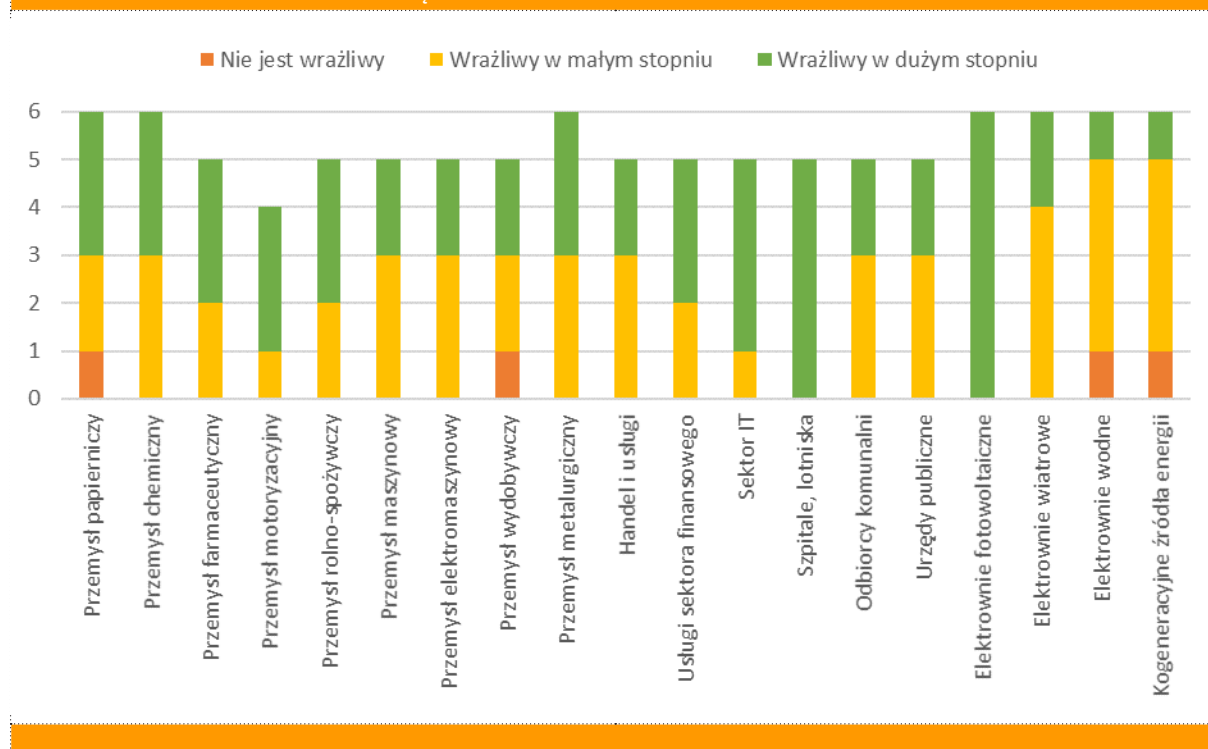
33 Komentarz jednego z Respondentów: „Spółka nie zbiera informacji oraz nie prowadzi statystyk w zakresie zaburzeń, jakie stanowią największy problem dla odbiorców ze względu na powodowane straty finansowe lub trudności techniczne. Niezależnie od powyższego na bazie posiadanej wiedzy i doświadczeń (uzyskanych w głównej mierze w wyniku rozpatrywania reklamacji klientów) przedstawiamy informacje w ujęciu tabelarycznym”.

PYTANIE 4B. JEŚLI TAK, PROSZĘ WSKAZAĆ, JAKIE TO ZABURZENIA I JAKI STANOWIĄ PROBLEM DLA ODBIORCY ENERGII ELEKTRYCZNEJ



Zaburzenia w największym stopniu oddziałują negatywnie na elektrownie fotowoltaiczne, szpitale i lotniska oraz sektor IT, także na odbiorców realizujących ciągłe procesy technologiczne, np. usługi w sektorze finansowym, rolno-spożywczym, papierniczym i chemicznym (P5A i P5B)³⁴.

PYTANIE 5A. KTÓRE KATEGORIE ODBIORCÓW NA TERENIE DZIAŁALNOŚCI OPERATORA SĄ NAJBARDZIEJ WRAŻLIWE NA ZŁĄ JAKOŚĆ DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ?



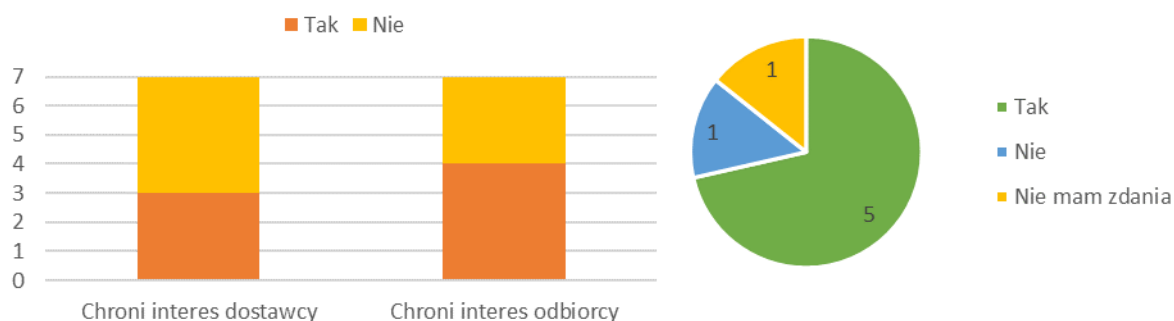
³⁴ I Raport Benchmarkingowy – szpitale i lotniska, sektor chemiczny i papierniczy. Komentarz jednego z Respondentów: „Informacje zawarte w tabeli stanowią wypadkową wiedzy teoretycznej, jak również doświadczeń Spółki. Za kategorię odbiorców z dużą wrażliwością na warunki zasilania zostali również uznani odbiorcy, którzy stosują skuteczne zabezpieczenia/urządzenia od niewłaściwych parametrów jakości energii elektrycznej w swoich układach zasilania (np. sektor IT)”.

PYTANIE 5B. JEŻELI WYBRANO OPCJĘ „INNE – JAKIE?” PROSZĘ WPISAĆ JE PONIŻEJ

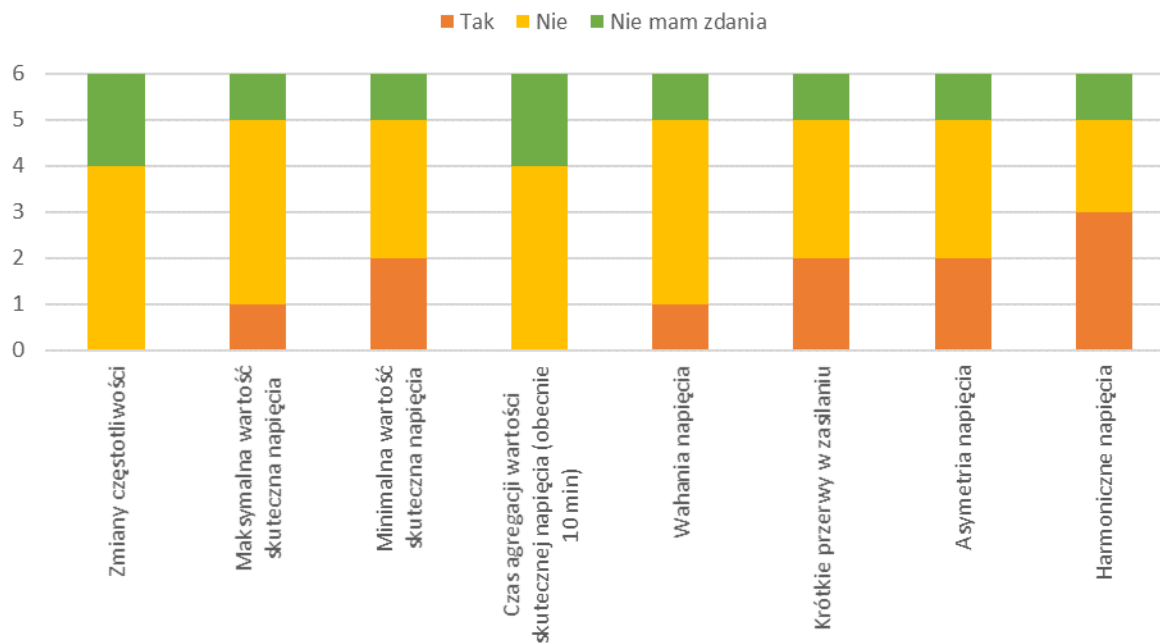
Kategoria odbiorców	Stopień wrażliwości
Branża kolejowa	Wrażliwy w dużym stopniu
Przemysł drzewny (produkcja płyt meblowych)	
Przetwórstwo mleka	
Transport zasilany energią elektryczną	
Elektrownie szczytowo-pompowe	Wrażliwy w małym stopniu

PYTANIE 6. CZY OBOWIAZUJĄCE W POLSCE TZW. ROZPORZĄDZENIE SYSTEMOWE WYSTARCZAJĄCO CHRONI INTERES DOSTAWCY LUB ODBIORCY W ZAKRESIE JAKOŚCI DOSTAWY ENERGII?

PYTANIE 7. CZY POSTANOWIENIA OBOWIAZUJĄCEGO OBECNIE TZW. ROZPORZĄDZENIA SYSTEMOWEGO W CZĘŚCI DOTYCZĄCEJ JAKOŚCI DOSTAWY ENERGII POWINNY ULEC ZMIANIE?



PYTANIE 8. W ZAKRESIE KTÓREGO ZABURZENIA ELEKTROMAGNETYCZNEGO POWINNA NASTĄPIĆ ZMIANA POSTANOWIEŃ ROZPORZĄDZENIA SYSTEMOWEGO?

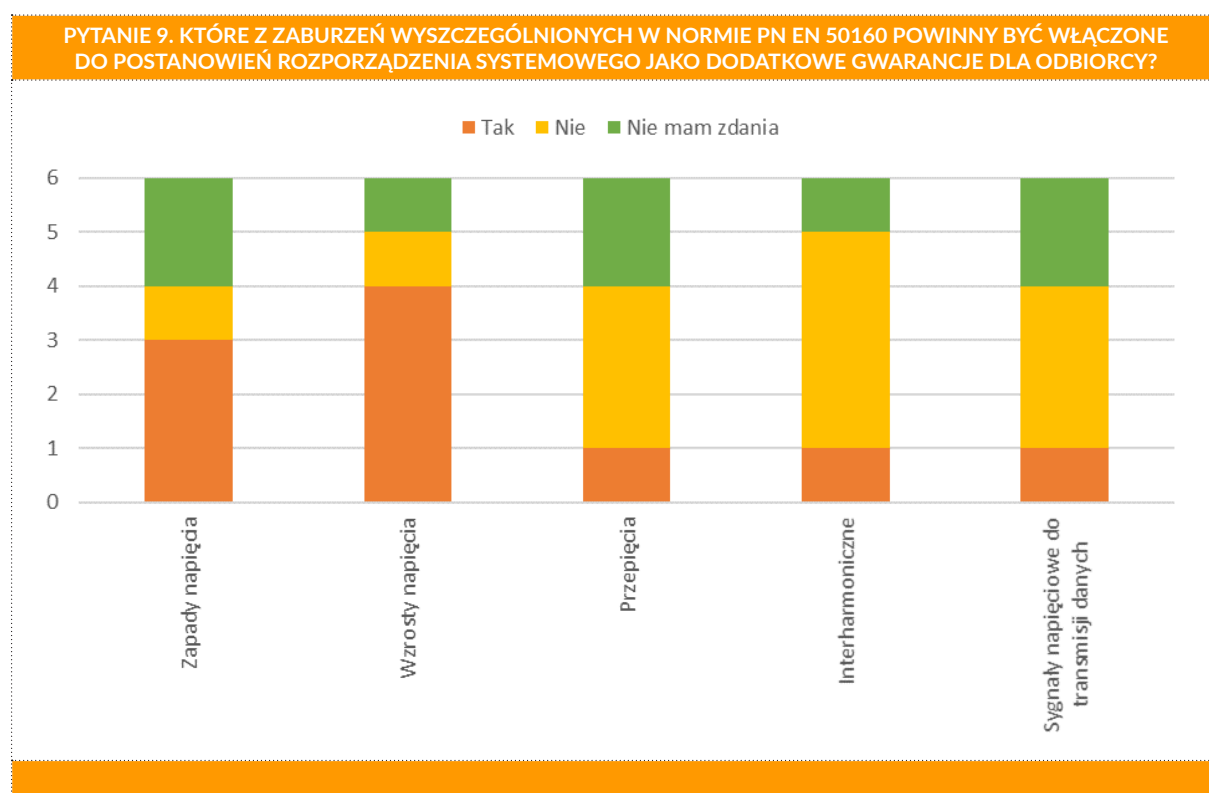


Zdaniem respondentów obowiązujące Rozporządzenie Systemowe³⁵ w części dotyczącej jakości dostawy energii elektrycznej nie chroni w wystarczającym stopniu interesów dostawcy energii, jego postanowienia są bardziej korzystne dla odbiorców (P6). Z tego powodu zdaniem operatorów sieciowych postanowienia Rozporządzenia powinny ulec zmianie (P7), szczególnie w zakresie poziomów harmonicznych, współczynnika asymetrii, wartości skutecznej napięcia i krótkich przerw w zasilaniu (P8)³⁶. To zmiana w stosunku do I KRB, w którym to samo Rozporządzenie uznano za korzystne w równym stopniu dla dostawców i odbiorców energii i nie wymagające zmiany.

Operatorzy nie chcą zmiany 10-minutowego czasu agregacji stosowanego w pomiarach wskaźników jakości napięcia i opowiadają się za zachowaniem obowiązujących regulacji w zakresie częstotliwości.

Przekonanie o potrzebie zmian Rozporządzenia jest znaczące, natomiast wskazania zaburzeń, które powinny ulec zmianie są mniej liczne (P8). Można przypuszczać, że w odczuciu operatorów to nie wymagania dotyczące wyszczególnionych w Rozporządzeniu zaburzeń elektromagnetycznych są główną przesłanką potrzeby jego zmiany.

Gdyby zmiana Rozporządzenia Systemowego miała polegać na uwzględnieniu w jego postanowieniach dodatkowych niewystępujących w nim obecnie zaburzeń (zgodnie z normą PN EN 50160) wówczas zdaniem respondentów powinno to dotyczyć zapadów i wzrostów napięcia³⁷ (P9).



Operatorzy nie uważają za celowe wprowadzenie w Rozporządzeniu Taryfowym³⁸ dodatkowych gwarancji finansowych dla odbiorcy z tytułu innych zaburzeń niż istniejące tam obecnie przerwy w zasilaniu i wartość napięcia (P10A). Ewentualnym rozszerzeniem gwarancji mogą być objęte wzrosty napięcia, krótkie przerwy w zasilaniu, asymetria i harmoniczne napięcia (po jednym wskazaniu, P10B).

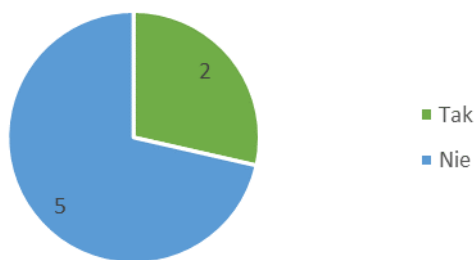
³⁵ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dziennik Ustaw Nr 93 z dnia 29 maja 2007 r.) z późniejszymi zmianami.

³⁶ I KRB – w kilku odpowiedziach uznano wartości graniczne wskaźników wahań napięcia za wymagające zmiany w pierwszej kolejności.

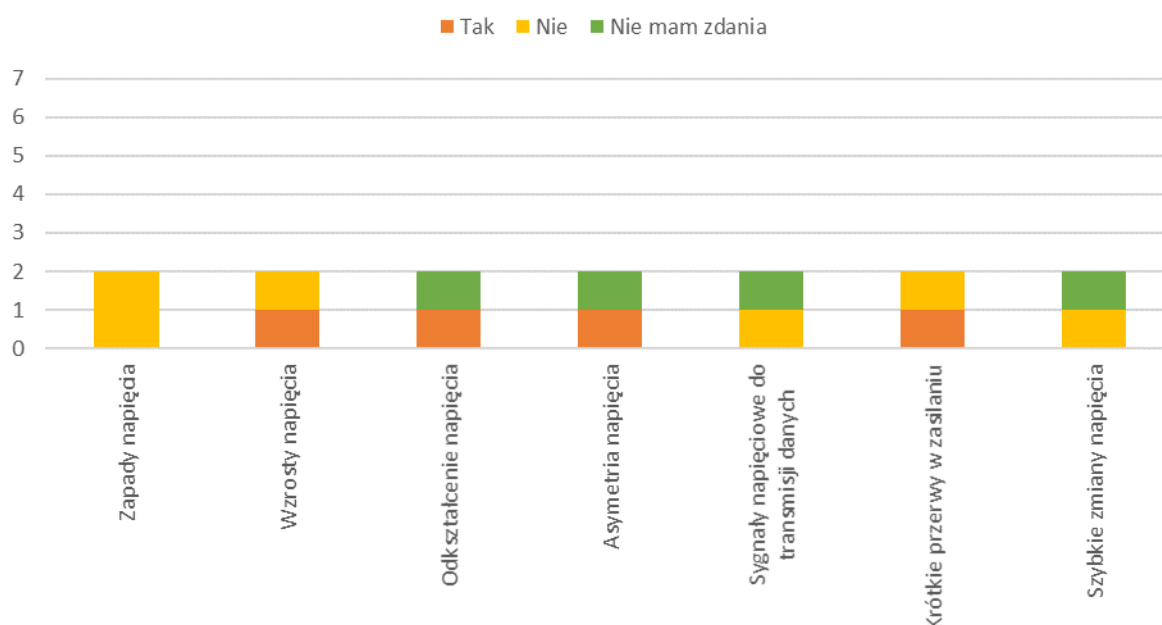
³⁷ I KBR – wskazano tylko zapady.

³⁸ Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. 2019 poz. 503).

PYTANIE 10A. CZY W ROZPORZĄDZENIU TARYFOWYM POWINNY POJAWIĆ SIĘ ZAPISY GWARANTUJĄCE ODBIORCOM ODSZKODOWANIE FINANSOWE ZA INNE ZABURZENIA – NIE TYLKO ZMIANY WARTOŚCI SKUTECZNEJ NAPIĘCIA?



PYTANIE 10B. JEŚLI WYBRANO ODPOWIEŹ TAK, TO W ODNIESIENIU DO KTÓRYCH ZABURZEŃ?



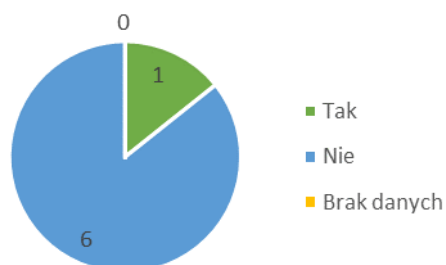
3.2.2. BADANIE KOSZTÓW ZŁEJ JAKOŚCI DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Pytania 11–13 dotyczyły badania kosztów złej jakości dostawy energii elektrycznej spowodowanych różnymi zaburzeniami, występującymi po stronie zarówno dostawcy, jak i odbiorcy³⁹. Tylko jeden z respondentów potwierdził przeprowadzenie takich badań w ostatnich 5 latach poprzedzających ankietę. Dotyczyły one skutków niewłaściwego poziomu napięcia – zbyt małej lub zbyt dużej jego wartości skutecznej.

Bardzo nieliczni (2) operatorzy prowadzą rejestrację i analizy kosztów złej jakości dostawy energii po stronie odbiorców, tylko jeden z uwzględnieniem wyróżnionych kategorii odbiorców (P12). Od stycznia 2019 roku operator „wylicza w sposób ciągły potencjalne koszty bonifikat za niedotrzymanie dopuszczalnych odchyleń napięcia”.

³⁹ I KRB – wszyscy respondenci potwierdzili brak wiedzy dotyczącej kosztów złej jakości dostawy energii.

PYTANIE 11A. CZY W CIĄGU OSTATNICH 5 LAT PRZEPROWADZONO BADANIA KOSZTÓW ZŁEJ JAKOŚCI DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ (PO STRONIE DOSTAWCY LUB ODBIORCY)?



PYTANIE 12. CZY PROWADZONY JEST REJESTR I ANALIZA KOSZTÓW ZŁEJ JAKOŚCI DOSTAWY ENERGII W POSZCZEGÓLNYCH KATEGORIACH ODBIORCÓW?



3.2.3. PROCEDURA PRZYŁĄCZENIA ODBIORNIKÓW I ŹRÓDEŁ ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Ważnym aspektem utrzymania dobrej jakości zasilania jest procedura wydawania warunków technicznych przyłączenia nowych odbiorców, którzy mogą stanowić potencjalne źródło zaburzeń. Tym zagadnieniom poświęcono kilka kolejnych pytań. Pierwsze z nich (P14) dotyczyło dokumentów wykorzystywanych jako podstawa do wydawania warunków technicznych przyłączenia, ze szczególnym uwzględnieniem norm: IEC 61000-3-6⁴⁰, IEC 61000-3-7⁴¹, IEC 61000-3-13⁴² i IEC 61000-3-14⁴³. Tylko jeden z operatorów wskazał na stosowanie tych dokumentów, pięciu operatorów wykorzystuje wewnętrzne wytyczne. Jeden z operatorów nie udzielił odpowiedzi na to pytanie (P14). Jest to sytuacja podobna do opisanej w I KRB.

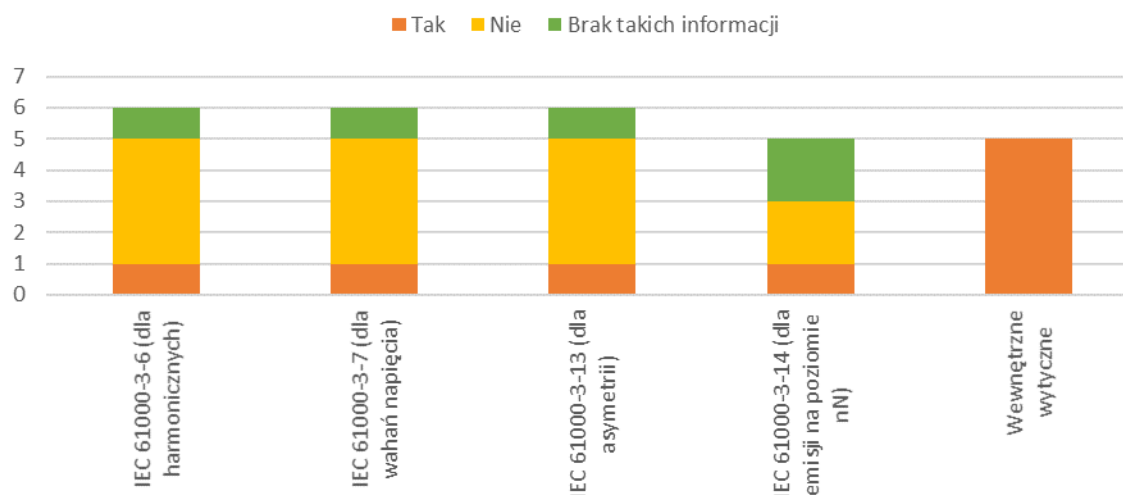
40 IEC TR 61000-3-6: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems (Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) – Wartości dopuszczalne – Wyznaczanie dopuszczalnych poziomów emisji harmonicznych instalacji zaburzających w sieciach elektroenergetycznych SN, WN i NN).

41 IEC TR 61000-3-7: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Limits – Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems (Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) – Wartości dopuszczalne – Wyznaczanie dopuszczalnych poziomów emisji dla instalacji niespokojnych w sieciach elektroenergetycznych SN, WN i NN).

42 IEC TR 61000-3-13: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-13: Limits – Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems (Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) – Wartości dopuszczalne – Wyznaczanie dopuszczalnych poziomów emisji instalacji niesymetrycznych w sieciach elektroenergetycznych SN, WN i NN).

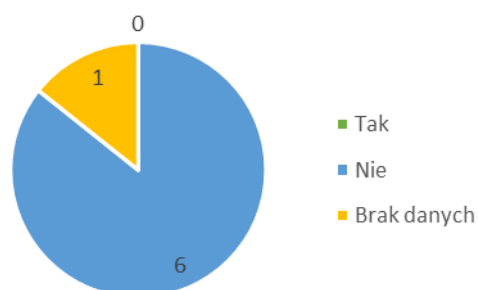
43 IEC TR 61000-3-14: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-14: Assessment of emission limits for harmonics, interharmonics, voltage fluctuations and unbalance for the connection of disturbing installations to LV power systems (kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) – Wartości dopuszczalne – Wyznaczanie dopuszczalnych poziomów emisji harmonicznych, interharmonicznych, wahań napięcia i niesymetrii dla instalacji zaburzających w sieciach nN).

PYTANIE 14. CZY PRZY WYDAWANIU WARUNKÓW TECHNICZNYCH PRZYŁĄCZENIA WYKORZYSTYWANA JEST PROCEDURA OKREŚLONA W NORMACH?



Niemal wszyscy operatorzy (z wyjątkiem jednego – „brak danych”) nie wymagają przeprowadzenia pomiarów wskaźników jakości zasilania w planowanym miejscu instalacji zaburzającego odbiornika przed wydaniem warunków technicznych jego przyłączenia (P15). To znacząca różnica w stosunku do treści I KRB, w którym taką potrzebę deklarowała połowa respondentów.

PYTANIE 15. CZY W PLANOWANYM MIEJSCU PRZYŁĄCZENIA ODBIORCY (LUB DOSTAWCY ENERGII) PRZED WYDANIEM WARUNKÓW TECHNICZNYCH PRZYŁĄCZENIA WYMAGANE JEST PRZEPROWADZENIE POMIARÓW PARAMETRÓW JAKOŚCI NAPIĘCIA?



Zgodnie z informacją przekazaną przez operatorów w ostatnich 5 latach (2014–2019) (P16) nadmierna emisja zaburzeń elektromagnetycznych nie była w żadnym przypadku powodem odmowy wydania warunków technicznych przyłączenia nowego odbiorcy lub źródła energii⁴⁴.

W latach 2014–2019 w nielicznych przypadkach nałożono na odbiorców restrykcje z tytułu nadmiernej emisji zaburzeń, głównie w postaci nakazu zastosowania urządzeń ograniczających emisję w określonym czasie. W tabeli podsumowującej odpowiedzi na pytanie P17 przedstawiono liczbę przypadków na terenie działalności poszczególnych operatorów z podziałem na lata, poziom napięcia i rodzaj nałożonych restrykcji. Pusta komórka oznacza brak odpowiedzi.

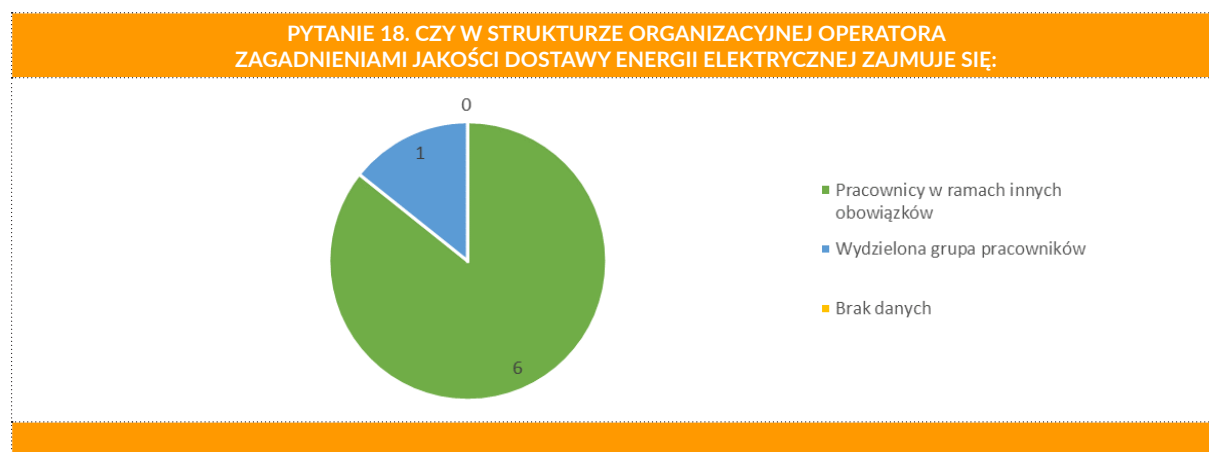
⁴⁴ I KRB – taka sytuacja wystąpiła w przypadku jednego operatora w ośmiu przypadkach na poziomie SN, co stanowiło 10,81% wydanych warunków przyłączenia.

**PYTANIE 17. JAKIE RESTRYKCJE NAŁOŻONO NA ODBIORCĘ Z TYTUŁU
NADMIERNEJ EMISJI ZABURZEŃ ELEKTROMAGNETYCZNYCH?**

Rok	Pozom napięcia	Rodzaj restrykcji	Liczba przypadków u operatorów							
2019	nN	Nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie	0	2	0	0		0	2	
		Nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zaburzeń	0	0	1	0		0	2	
	SN	Nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie	0	0	0	0		0	0	
		Nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zaburzeń	0	0	0	0		0	0	
		Nie wydano zgody na przyłączenie	0	0	0	0		0	0	
	WN	Nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie	0	0	0	0	0	0	0	
		Nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zaburzeń	0	0	0	0	0	0	0	
		Nie wydano zgody na przyłączenie	0	0	0	0	0	0	0	
2018	nN	Nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie	0	0	0	0		0	6	
		Nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zaburzeń	0	0	1	0		0	2	
	SN	Nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie	0	0	0	0		0	0	
		Nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zaburzeń	0	0	0	0		0	0	
		Nie wydano zgody na przyłączenie	0	0	0	0		0	0	
	WN	Nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie	0	0	0	0	0	0	0	
		Nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zaburzeń	0	0	0	0	0	0	0	
		Nie wydano zgody na przyłączenie	0	0	0	0	0	0	0	
2017	nN	Nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie	0	0	0	0		0	16	
		Nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zaburzeń	0	0	1	0		0	3	
	SN	Nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie	0	0	1	0		0	0	
		Nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zaburzeń	0	0	1	0		0	0	
		Nie wydano zgody na przyłączenie	0	0	0	0		0	0	
	WN	Nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie	0	0	0	0	1	0	0	
		Nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zaburzeń	0	0	0	0	0	0	0	
		Nie wydano zgody na przyłączenie	0	0	0	0	0	0	0	
2016	nN	Nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie	0	1	0	0		0	14	
		Nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zaburzeń	0	0	0	0		0	3	
	SN	Nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie	0	0	1	0		0	0	
		Nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zaburzeń	0	0	1	0		0	0	
		Nie wydano zgody na przyłączenie	0	0	0	0		0	0	
	WN	Nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie	0	0	0	0	0	0	0	
		Nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zaburzeń	0	0	0	0	0	0	0	
		Nie wydano zgody na przyłączenie	0	0	0	0	0	0	0	
2015	nN	Nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie	0	0	0	0		0	6	
		Nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zaburzeń	0	0	0	0		0	2	
	SN	Nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie	0	0	0	0		0	0	
		Nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zaburzeń	0	0	0	0		0	1	
		Nie wydano zgody na przyłączenie	0	0	0	0		0	0	
	WN	Nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie	0	0	0	0	1	0	0	
		Nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zaburzeń	0	0	0	0	0	0	0	
		Nie wydano zgody na przyłączenie	0	0	0	0	0	0	0	

3.2.4. OBECNA PRAKTYKA ZAPEWNIENIA JAKOŚCI DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Podobnie jak w przypadku I KRB, za miarę znaczenia zagadnień jakości dostawy energii elektrycznej w codziennej pracy operatora można uznać istnienie w strukturze firmy wydzielonej organizacyjnie grupy pracowników zajmujących się zagadnieniami jakości zasilania (P18).



Taka jednostka istnieje jedynie w przypadku jednego operatora⁴⁵. U pozostałych (6) problematyka jakości zasilania to jeden z kilku różnych obowiązków pracowników.

W części składanych reklamacji odbiorcy domagają się pomiarowej kontroli warunków dostawy energii elektrycznej zgodnie z postanowieniami Rozporządzenia Systemowego. Liczba tego typu reklamacji dominuje w sieciach nN (P19).

PYTANIE 19. ILU ODBIORCÓW ENERGII DOMAGAŁO SIĘ SKONTROLOWANIA JAKOŚCI NAPIĘCIA (ZGODNIE Z ROZPORZĄDZENIEM SYSTEMOWYM) W MIEJSCU JEJ DOSTARCZANIA (5 OSTATNICH LAT)?								
Rok	Poziom napięcia zasilania	Liczba odbiorców u poszczególnych operatorów						
2019	Poziom nN	0	529	535	3		19	989
	Poziom SN	0	13	3	0		1	23
	Poziom WN	0	0	0	0	0	0	2
	Poziom NN	0	0	0	0	1	0	0
2018	Poziom nN	0	438	396	3		11	1118
	Poziom SN	0	7	1	0		0	18
	Poziom WN	0	0	0	0	0	0	1
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0	0
2017	Poziom nN	0	367	308	3		27	1135
	Poziom SN	0	5	2	0		0	22
	Poziom WN	0	0	0	0	0	0	3
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0	0
2016	Poziom nN	0	372	356	8		27	862
	Poziom SN	0	3	1	0		1	14
	Poziom WN	0	0	0	0	0	0	2
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0	0

⁴⁵ I KRB – wydzielona grupa pracowników istniała w strukturze organizacyjnej pięciu operatorów.

PYTANIE 19 (cd.)								
Rok	Poziom napięcia zasilania	Liczba odbiorców u poszczególnych operatorów						
2015	Poziom nN	0	362	316	9		11	713
	Poziom SN	0	4	1	0		0	15
	Poziom WN	0	0	0	0	0	0	3
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0	0

Nie wszyscy odbiorcy mają zagwarantowane wskaźniki jakości zasilania zgodne z Rozporządzeniem Systemowym. Istnieje pewna liczba (rosnąca w ostatnich latach) odbiorców na poziomie nN oraz stała liczba na poziomie WN, którzy mają zagwarantowane inne wartości wskaźników dostawy energii elektrycznej (P20).

PYTANIE 20: ILU ODBIORCÓW ENERGII MA ZAGWARANTOWANE W UMOWIE PRZYŁĄCZENIOWEJ LUB DYSTRYBUCYJNEJ WARUNKI JAKOŚCI NAPIĘCIA INNE NIŻ PODANE W ROZPORZĄDZENIU SYSTEMOWYM?								
Rok	Poziom napięcia zasilania	Liczba odbiorców u poszczególnych operatorów						
2019	Poziom nN	0	0	10	0		0	0
	Poziom SN	0	0	0	0		0	0
	Poziom WN	0	3	0	0	0	0	0
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0	0
2018	Poziom nN	0	0	5	0		0	0
	Poziom SN	0	0	0	0		0	0
	Poziom WN	0	3	0	0	0	0	0
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0	0
2017	Poziom nN	0	0	4	0		0	0
	Poziom SN	0	0	0	0		0	0
	Poziom WN	0	3	0	0	0	0	0
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0	0
2016	Poziom nN	0	0	3	0		0	0
	Poziom SN	0	0	0	0		0	0
	Poziom WN	0	3	0	0	0	0	0
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0	0
2015	Poziom nN	0	0	3	0		0	0
	Poziom SN	0	0	0	0		0	0
	Poziom WN	0	3	0	0	0	0	0
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0	0

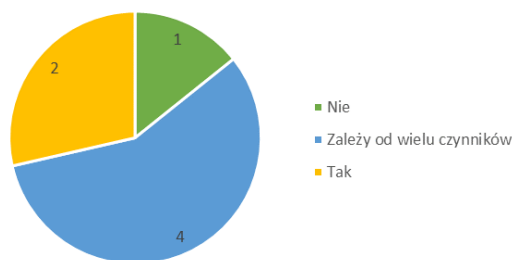
Faktem jest, że operatorzy nie zawsze wykonują pomiary w odpowiedzi na skargi odbiorców (P21). Uależniają to od wielu czynników, co sprawia, że liczba wykonanych pomiarów (P22) jest znacząco mniejsza niż liczba reklamacji na złe warunki zasilania (P19). Jeżeli wykonują pomiary (w przypadku reklamacji tego wymagających), to czynią to z wykorzystaniem własnych pracowników⁴⁶ za pomocą rejestratorów klasy A (P23). Jeden z respondentów nie posiada takich rejestratorów, a w przypadku drugiego ich liczba jest bardzo mała. Widać wyraźnie, że operatorzy realizują pewną koncepcję monitorowania jakości dostawy energii, decydując się na wykonywanie pomiarów za pomocą stacjonarnych lub przenośnych rejestratorów (P23).

Tylko w dwóch (P25A) przypadkach zlecono wykonanie kompleksowego badania jakości napięcia podmiotowi zewnętrznemu – uczelni wyższej i firmie eksperckiej (P25B). Podobnie dwukrotnie pomiary

⁴⁶ Pytanie 24. W ilu przypadkach zlecono wykonanie pomiarów parametrów jakości napięcia innej jednostce (pomiary nie były wykonywane przez operatora)? Wszyscy respondenci wskazali w odpowiedzi zero.

wykonane przez operatora były podstawą ekspertyzy wykonanej przez zewnętrznych (w stosunku do operatora) ekspertów. Liczby te są mniejsze, jeżeli porównać je z odpowiedziami zamieszczonymi w I KRB.

PYTANIE 21. CZY POMIARY KONTROLNE WYKONYWANE SĄ ZAWSZE W PRZYPADKU OTRZYMANIA SKARGI ODBIORCY NA JAKOŚĆ NAPIĘCIA?



PYTANIE 22. W ILU PRZYPADKACH WYKONANO POMIARY JAKOŚCI NAPIĘCIA W ODPOWIEDZI NA SKARGI ODBIORCÓW (5 OSTATNICH LAT)?

Rok	Poziom napięcia zasilania	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów						
2019	Poziom nN	0	406	399	3		16	598
	Poziom SN	0	13	0	0		1	31
	Poziom WN	0	0	0	0	0	0	3
	Poziom NN	0	0	0	0	1	0	0
2018	Poziom nN	0	318	300	3		8	888
	Poziom SN	0	7	1	0		0	0
	Poziom WN	0	0	0	0	0	0	8
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0	0
2017	Poziom nN	0	298	260	3		26	983
	Poziom SN	0	5	1	0		0	2
	Poziom WN	0	0	0	0	0	0	2
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0	0
2016	Poziom nN	0	324	257	8		27	1047
	Poziom SN	0	3	1	0		1	0
	Poziom WN	0	0	0	0	0	0	2
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0	0
2015	Poziom nN	0	309	230	9		11	823
	Poziom SN	0	4	1	0		0	13
	Poziom WN	0	0	0	0	0	0	1
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0	0

PYTANIE 23. ILE ANALIZATORÓW JAKOŚCI ENERGII KLASY A (WG NORMY PN EN 61000-4-30) JEST NA WYPOSAŻENIU OPERATORA?

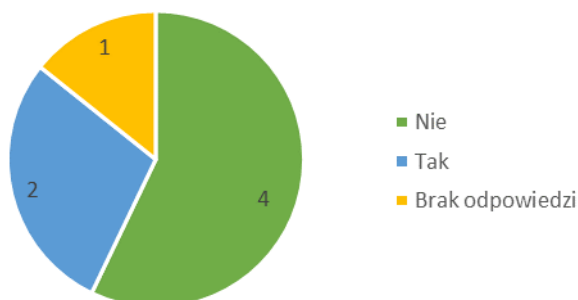
Analizatory	Liczba analizatorów u poszczególnych operatorów						
Stacjonarne	0	50	0	0	158	0	294
Przenośne	0	110	143	3	7	132	335

Wyniki pomiarów mogą być udostępniane odbiorcy na jego życzenie (P27). W odpowiedzi na Pytanie 28⁴⁷ dotyczące odmowy udzielenia wyników pomiarów udzielono trzy odpowiedzi: (a) nie było takich przypadków;

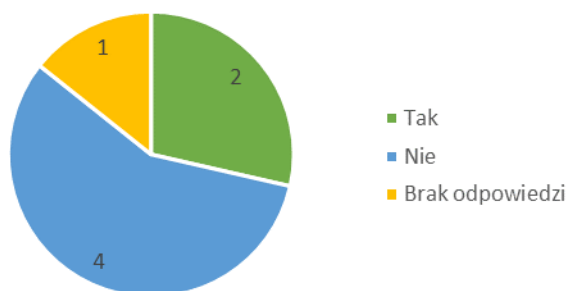
⁴⁷ Pytanie 28. Jeżeli odmówiono odbiorcy udostępnienia wyników pomiarów (w postaci raportu lub ekspertyzy), jaka była najczęstsza przyczyna takiej odmowy?

(b) odmówiono udostępnienia wyników pomiarów, których zakres wykraczał poza zobowiązania wynikające z umowy z odbiorcą, np. w punktach nie będących miejscami dostarczania energii odbiorcy, oraz (c) raport jest udostępniany odbiorcy bez konieczności składania wniosku/życzenia o jego udostępnienie.

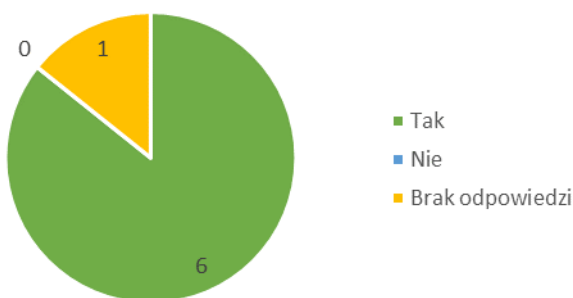
PYTANIE 25A. CZY WYKONANIE KOMPLEKSOWEGO BADANIA JAKOŚCI NAPIĘCIA (ZGODNIE Z POSTANOWIENIAMI ROZPORZĄDZENIA SYSTEMOWEGO) ZLECANE JEST PODMIOTOWI ZEWNĘTRZNEMU?



PYTANIE 26. CZY ZDARZA SIĘ, ŻE WYKONANIE EKSPERTYZY DOTYCZĄCE WARUNKÓW ZASILANIA NA PODSTAWIE WYNIKÓW POMIARÓW PRZEPROWADZONYCH PRZEZ PRACOWNIKÓW OPERATORA ZLECANE JEST PODMIOTOWI ZEWNĘTRZNEMU?



PYTANIE 27. CZY RAPORT Z POMIARÓW WARUNKÓW ZASILANIA JEST UDOSTĘPNIANY ODBIORCOM NA ICH ŻYCZENIE?



Równocześnie czterech operatorów podaje w cenniku usług świadczonych na rzecz odbiorcy koszt pomiaru wskaźników jakości zasilania (P30).

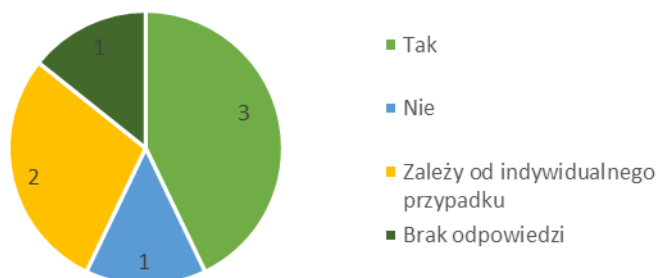
Jeżeli wyniki pomiarów przeprowadzonych w następstwie skargi odbiorcy potwierdzają poprawność warunków zasilania, to w przypadku trzech operatorów kosztami pomiarów obciążany jest odbiorca⁴⁸ (P29).

⁴⁸ To różnica w stosunku do I KRB, w którym w większości takich przypadków operator pokrywał te koszty sam.

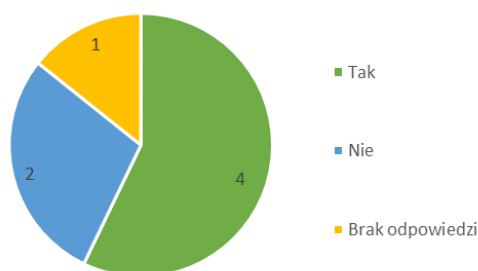
Odbiorcy dla udokumentowania swoich skarg na złe warunki zasilania przedstawiają niekiedy wyniki własnych pomiarów. Ich liczba jest bardzo mała w porównaniu z całkowitą liczbą skarg na złe warunki dostawy energii (P19) z liczbą pomiarów wykonanych przez operatorów w odpowiedzi na reklamację odbiorców (P22). Większość operatorów (z wyjątkiem jednego) respektuje wyniki takich pomiarów (P32), co oznacza większy poziom zaufania do ich jakości w porównaniu z deklaracją w I KRB.

W powszechnej opinii jednym z czynników degradujących jakość napięcia są rozproszone źródła energii. Respondenci w odpowiedzi na pytanie P33 wskazali jakie wskaźniki jakości są mierzone w punktach ich przyłączenia. Nie wszyscy operatorzy udzielili odpowiedzi na to pytanie.

PYTANIE 29. JEŻELI WYNIKI POMIARÓW PRZEPROWADZONYCH W NASTĘPSTWIE SKARGI ODBIORCY POTWIERDZAJĄ POPRAWNOŚĆ WARUNKÓW ZASILANIA, TO CZY KOSZTAMI POMIARÓW OBCIĄŻANY JEST ODBIORCA?



PYTANIE 30. CZY KOSZT POMIARU PARAMETRÓW JAKOŚCI NAPIĘCIA OKREŚLONY JEST W CENNIKU USŁUG ŚWIADCZONYCH NA RZECZ ODBIORCY?

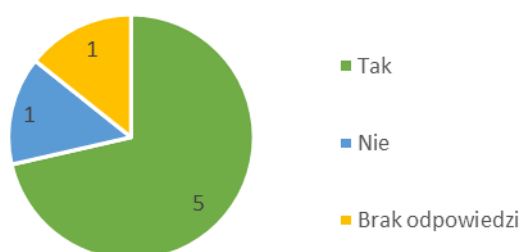


PYTANIE 31. W ILU PRZYPADKACH ODBIORCY PRZEDSTAWILI SVOJE POMIARY W CELU UDOKUMENTOWANIA SKARGI?

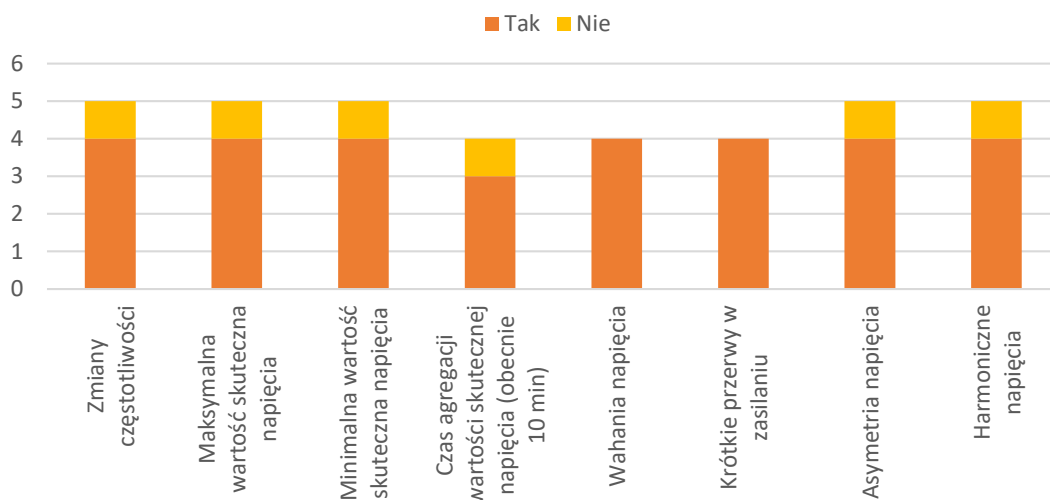
Rok	Poziom napięcia zasilania	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów					
2019	Poziom nN	0	12	33		0	8
	Poziom SN	0	3	0		0	1
	Poziom WN	0	0	0	0	0	0
	Poziom NN	0	0	0	1	0	0
2018	Poziom nN	0	12	24		0	6
	Poziom SN	0	3	0		0	2
	Poziom WN	0	0	0	0	0	0
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0
2017	Poziom nN	0	11	8		0	4
	Poziom SN	0	2	0		0	1
	Poziom WN	0	0	0	0	0	0
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0

PYTANIE 31 (cd.)							
Rok	Poziom napięcia zasilania	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów					
2016	Poziom nN	0	10	2		0	4
	Poziom SN	0	1	0		0	1
	Poziom WN	0	0	0	0	0	0
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0
2015	Poziom nN	0	11	0		0	2
	Poziom SN	0	2	0		0	1
	Poziom WN	0	0	0	0	0	0
	Poziom NN	0	0	0	0	0	0

PYTANIE 32. CZY PODSTAWĄ UZNANIA REKLAMACJI ODBIORCY NA ZŁĄ JAKOŚĆ NAPIĘCIA (ZGODNIE Z ROZPORZĄDZENIEM SYSTEMOWYM) MOGĄ BYĆ POMIARY WYKONANE WYŁĄCZNIE PRZEZ DOSTAWCĘ ENERGII?



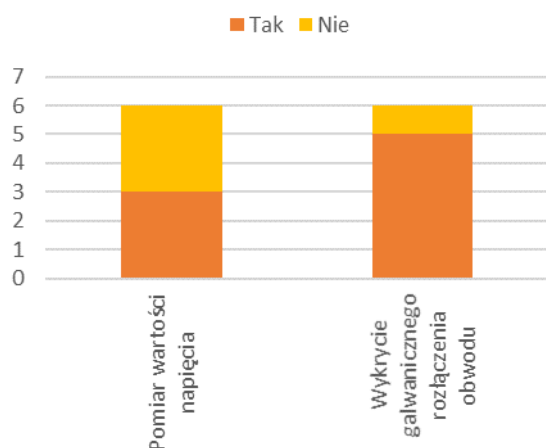
PYTANIE 33. JAKIE WSKAŹNIKI JAKOŚCI NAPIĘCIA SĄ MIERZONE PRZEZ OSD W PUNKTACH, DO KTÓRYCH PRZYŁĄCZONE SĄ ROZPROSZONE ŹRÓDŁA ENERGII (NA GRANICY STRON)?



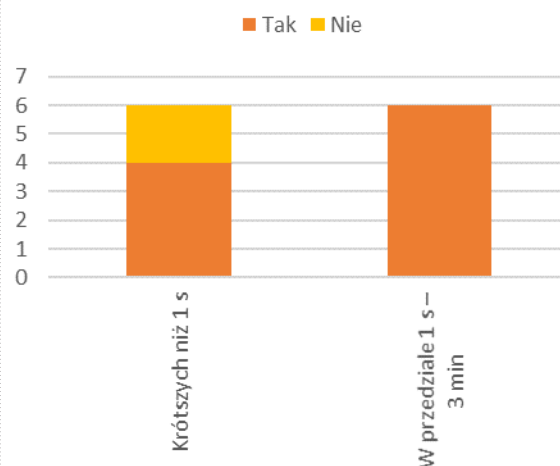
Jednym z najbardziej kłopotliwych zaburzeń napięcia (w sensie kosztów negatywnych skutków) są krótkie przerwy w zasilaniu. Dlatego kilka pytań poświęcono temu zagadnieniu.

Pierwsze z nich (P34) dotyczyło sposobu definiowania krótkiej przerwy w zasilaniu. Operatorzy mieli do wyboru dwie możliwości kwalifikowania zdarzenia jako krótkiej przerwy: (a) na podstawie pomiaru wartości skutecznej napięcia lub (b) na podstawie detekcji galwanicznego rozłączenia obwodu, czyli w oparciu o stany wyłączników. Pierwsza z wyróżnionych możliwości została wskazana przez 3 operatorów, 5 kwalifikuje zaburzenie w oparciu o stany wyłączników, są też tacy, którzy wykorzystują obydwie możliwości.

PYTANIE 34. W JAKI SPOSÓB WYKRYWANE JEST WYSTĄPIENIE KRÓTKIEJ PRZERWY W ZASILANIU?



PYTANIE 35. CZY GROMADZONE SĄ DANE O KRÓTKICH PRZERWACH W ZASILANIU?

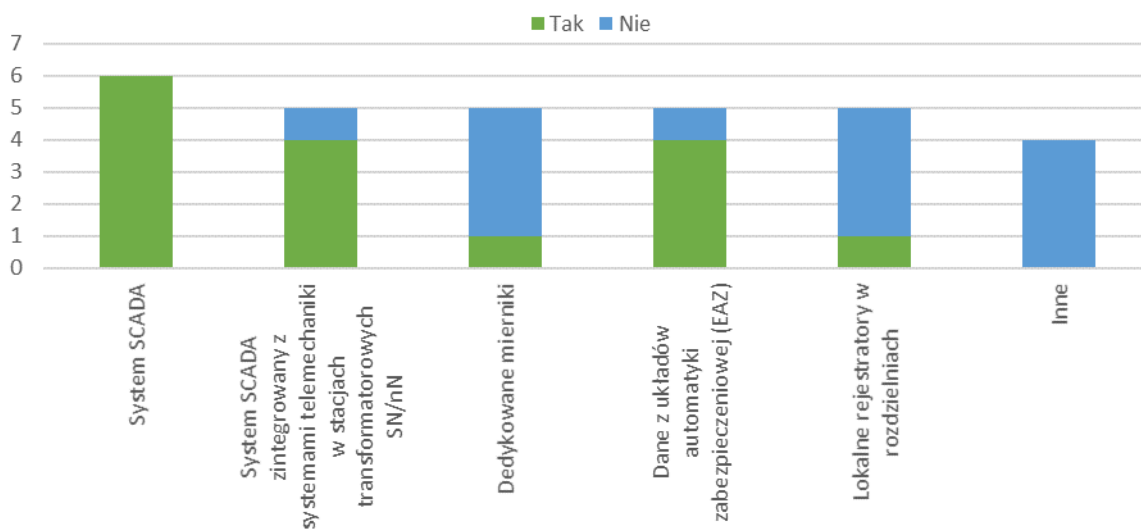


Wszyscy operatorzy archiwizują dane o krótkich przerwach w zasilaniu o czasie trwania (od 1 s do 3 min), tylko czterech operatorów gromadzi dane o mikroprzerwach – o czasie trwania mniejszym niż 1 s (P35).

Ponieważ pomiar mikroprzerw jest technicznie trudny, w pytaniu P36⁴⁹ zapytano o sposób ich rejestracji. Uzyskano następujące odpowiedzi:

- rejestr w systemie SCADA w oparciu o dane zadziałania automatyki SPZ;
- w systemie SCADA; (c) SCADA – rejestracja wyłączenia i załączenia wyłącznika, moduły zabezpieczeń EAZ, zapisanie danych ze sterowników stacyjnych z dokładnością przeważnie do 1 ms oraz
- przerwy krótkie są rejestrowane na podstawie danych z układów automatyki zabezpieczeniowej (EAZ) oraz liczników bilansujących.

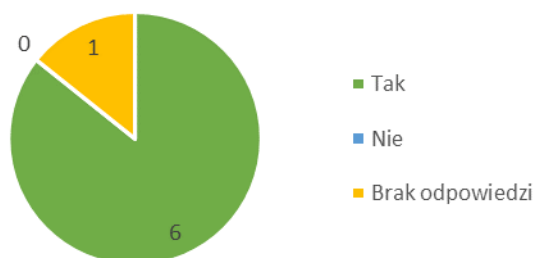
PYTANIE 37. JEŻELI REJESTROWANE SĄ PRZERWY O CZASIE TRWANIA 1 S-3 MIN, JAKI RODZAJ UKŁADÓW POMIAROWYCH JEST STOSOWANY DO TEGO CELU? (B) JEŚLI WYBRANO ZAZNACZONO OPCJĘ „INNE”, PROSZĘ JE WYMIENIĆ PONIŻEJ



49 Pytanie 36. Jeżeli rejestrowane są przerwy o czasie trwania krótszym niż 1 s, jaki rodzaj układów pomiarowych jest stosowany do tego celu?

System SCADA oraz układy automatyki zabezpieczeniowej są głównym narzędziem detekcji przerw w zasilaniu o czasie trwania od 1 s do 3 min (P37)⁵⁰. Niemal wszyscy operatorzy (z wyjątkiem jednego) rejestrują i archiwizują dane o przerwach wynikających z działania układów EAZ (P38).

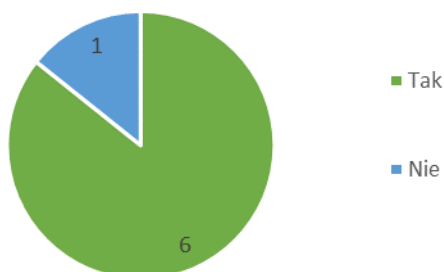
PYTANIE 38. CZY PRZERWY WYNIKAJĄCE Z ZADZIAŁANIA UKŁADÓW EAZ SĄ REJESTROWANE W SYSTEMACH INFORMATYCZNYCH?



3.2.5. POMIARY WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI ZASILANIA W PROCESIE ROZSTRZYGANIA SPORÓW I REKLAMACJI

Prawie wszyscy operatorzy – z wyjątkiem jednego – wymagają, aby pomiary stanowiące podstawę rozstrzygania skarg odbiorców były wykonywane rejestratorami klasy A (zgodnie z normą PN EN 61000-4-30) (P39). Stanowi to znaczący procentowy wzrost w stosunku do stanu opisanego w I KRB.

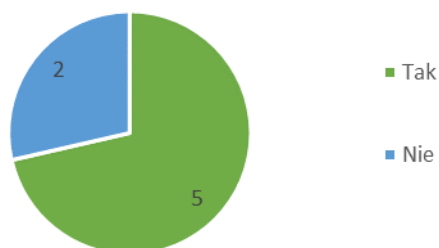
PYTANIE 39. CZY POMIARY WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI NAPIĘCIA STANOWIĄCE PODSTAWĘ DO ROZSTRZYGNIĘCIA SŁUSZNOŚCI SKARGI ODBIORCY MUSZĄ BYĆ WYKONANE ZA POMOCĄ REJESTRATORÓW KLASY A?



Pytanie P40 dotyczyło przekładników prądowych i napięciowych stosowanych podczas pomiarów. Pięciu operatorów określiło w tym zakresie swoje wymagania, dwóch nie (P40).

⁵⁰ Żaden z respondentów nie wskazał innego systemu w części B pytania P37.

PYTANIE 40. CZY OKREŚLONO WYMAGANIA CO DO RODZAJU PRZEKŁADNIKÓW POMIAROWYCH STOSOWANYCH PODCZAS POMIARÓW WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI NAPIĘCIA?



PYTANIE 41. W ILU PRZYPADKACH ZOSTAŁY WYKONANE POMIARY W ODPOWIEDZI NA SKARGĘ LUB REKLAMACJĘ ODBIORCY NA ZŁĄ JAKOŚĆ DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ?

Rok	Poziom napięcia zasilania	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów					
2019	Poziom nN	0	402	460	3	253	598
	Poziom SN	0	13	1	0	9	31
	Poziom WN	0	0	0	0	0	3
2018	Poziom nN	0	318	341	3	171	888
	Poziom SN	0	7	1	0	11	0
	Poziom WN	0	0	0	0	0	8
2017	Poziom nN	0	293	277	3	140	983
	Poziom SN	0	5	1	0	7	2
	Poziom WN	0	0	0	0	0	2
2016	Poziom nN	0	321	297	8	78	1047
	Poziom SN	0	3	0	0	7	0
	Poziom WN	0	0	0	0	0	2
2015	Poziom nN	0	307	259	9	127	823
	Poziom SN	0	4	0	0	0	13
	Poziom WN	0	0	0	0	0	1
Rok	Poziom napięcia zasilania	Procent wszystkich przypadków u poszczególnych operatorów					
2019	Poziom nN	0%	76%	100%	100%	0%	60%
	Poziom SN	0%	100%	100%	0%	0%	100%
	Poziom WN	0%	0%	0%	0%	0%	100%
2018	Poziom nN	0%	72%	100%	100%	0%	79%
	Poziom SN	0%	100%	100%	0%	0%	0%
	Poziom WN	0%	0%	0%	0%	0%	100%
2017	Poziom nN	0%	80%	100%	100%	0%	87%
	Poziom SN	0%	100%	100%	0%	0%	9%
	Poziom WN	0%	0%	0%	0%	0%	67%
2016	Poziom nN	0%	86%	100%	100%	0%	92%
	Poziom SN	0%	100%	0%	0%	0%	0%
	Poziom WN	0%	0%	0%	0%	0%	100%
2015	Poziom nN	0%	84%	100%	100%	0%	87%
	Poziom SN	0%	100%	0%	0%	0%	87%
	Poziom WN	0%	0%	0%	0%	0%	33%

W kolejnym pytaniu (P41) próbowano określić, w ilu przypadkach w odpowiedzi na skargi odbiorców na złą jakość zasilania zostały wykonane pomiary (w liczbach bezwzględnych oraz w odniesieniu do całkowitej liczby wykonanych pomiarów) w rozbiciu na poszczególne lata (2015–2019) i poziomy napięcia. Widać wyraźnie, że skargi dotyczyły głównie niskiego napięcia i w znaczącej liczbie przypadków operator uznał pomiar (nie zawsze z wykorzystaniem rejestratora) za właściwą formę odpowiedzi na reklamację odbiorcy. Wzrost liczby pomiarów nastąpił wraz z rozwojem energetyki rozproszonej i skokowym wzrostem przyłączanych mikroinstalacji.

Z wyjątkiem jednego operatora w bardzo nielicznych przypadkach operator przyznał rację odbiorcy. W przypadku jednego z operatorów żadna skarga odbiorcy na złą jakość zasilania nie została rozstrzygnięta na jego korzyść (P42).

PYTANIE 42. W ILU PRZYPADKACH SKARGI LUB REKLAMACJE ODBIORCÓW NA ZŁĄ JAKOŚĆ DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ ZOSTAŁY ROZSTRZYGNIĘTE NA KORZYŚĆ ODBIORCY?						
Rok	Poziom napięcia zasilania	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów				
2019	Poziom nN	0	2	99	202	1216
	Poziom SN	0	0	0	3	70
	Poziom WN	0	0	0	0	8
2018	Poziom nN	0	4	82	5	1640
	Poziom SN	0	0	0	0	75
	Poziom WN	0	0	0	0	8
2017	Poziom nN	0	1	56	19	1499
	Poziom SN	0	0	0	0	74
	Poziom WN	0	0	0	0	2
2016	Poziom nN	0	5	68	17	1100
	Poziom SN	0	0	0	1	51
	Poziom WN	0	0	0	0	4
2015	Poziom nN	0	2	56	1	1029
	Poziom SN	0	0	0	0	65
	Poziom WN	0	0	0	0	7
Rok	Poziom napięcia zasilania	Procent wszystkich przypadków u poszczególnych operatorów				
2019	Poziom nN	0%	20%	0%	0%	55%
	Poziom SN	0%	0%	0%	0%	63%
	Poziom WN	0%	0%	0%	0%	100%
2018	Poziom nN	0%	31%	0%	0%	64%
	Poziom SN	0%	0%	0%	0%	59%
	Poziom WN	0%	0%	0%	0%	100%
2017	Poziom nN	0%	17%	0%	0%	64%
	Poziom SN	0%	0%	0%	0%	67%
	Poziom WN	0%	0%	0%	0%	30%
2016	Poziom nN	0%	56%	0%	0%	61%
	Poziom SN	0%	0%	0%	0%	66%
	Poziom WN	0%	0%	0%	0%	80%
2015	Poziom nN	0%	20%	0%	0%	68%
	Poziom SN	0%	0%	0%	0%	79%
	Poziom WN	0%	0%	0%	0%	78%

Sprawy sporne pomiędzy dostawcą i odbiorcą energii elektrycznej są rozstrzygane w przeważającej liczbie przypadków w bezpośrednim kontakcie pomiędzy partnerami i dotyczą niemal wyłącznie nN (P43). W pojedynczych przypadkach (2 operatorów) rozstrzygnięcia zapadały na poziomie URE. Wyraźnie widoczny jest wzrost liczby spraw spornych w kolejnych latach. Żaden z operatorów nie prowadzi statystyki skarg bądź reklamacji na złą jakość dostawy energii elektrycznej w zależności od sektora działalności odbiorców (P44).

**PYTANIE 43. NA JAKIM ETAPIE KOŃCZYŁ SIĘ PROCES ROZSTRZYGANIA SKARG ODBIORCÓW
NA ZŁĄ JAKOŚĆ DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ?**

Rok 2019							
Poziom napięcia	Przypadki rozstrzygnięte przez	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów					
nN	Operatora	0	214	199	250	2174	240
	URE	0	5	0	0	25	0
	Sąd	0	0	0	0	0	0
SN	Operatora	0	12	6	116	111	9
	URE	0	0	0	0	0	0
	Sąd	0	0	0	0	0	0
WN	Operatora	0	0	0	0	8	0
	URE	0	0	0	0	0	0
	Sąd	0	0	0	0	0	0
Rok 2018							
Poziom napięcia	Przypadki rozstrzygnięte przez	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów					
nN	Operatora	0	179	131	378	2540	163
	URE	0	5	0	0	16	0
	Sąd	0	0	0	0	0	0
SN	Operatora	0	5	7	129	127	11
	URE	0	1	0	0	0	0
	Sąd	0	0	0	0	0	0
WN	Operatora	0	0	0	0	6	0
	URE	0	0	0	0	0	0
	Sąd	0	0	0	0	0	0
Rok 2017							
Poziom napięcia	Przypadki rozstrzygnięte przez	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów					
nN	Operatora	0	132	88	398	2309	114
	URE	0	4	0	0	17	0
	Sąd	0	0	0	0	0	0
SN	Operatora	0	5	4	128	110	7
	URE	0	0	0	0	1	0
	Sąd	0	0	0	0	0	0
Wn	Operatora	0	0	0	0	7	0
	URE	0	0	0	0	0	0
	Sąd	0	0	0	0	0	0
Rok 2016							
Poziom napięcia	Przypadki rozstrzygnięte przez	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów					
nN	Operatora	0	109	81	213	1769	51
	URE	0	2	0	0	24	0
	Sąd	0	0	0	0	0	0
SN	Operatora	0	3	6	74	77	6
	URE	0	0	0	0	0	0
	Sąd	0	0	0	0	0	0
WN	Operatora	0	0	0	0	5	0
	URE	0	0	0	0	0	0
	Sąd	0	0	0	0	0	0

PYTANIE 43 (cd.)							
Rok 2015							
Poziom napięcia	Przypadki rozstrzygnięte przez	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów					
nN	Operatora	0	115	71	254	1495	116
	URE	0	3	0	0	18	0
	Sąd	0	0	0	0	0	0
SN	Operatora	0	3	3	110	82	0
	URE	0	1	0	0	0	0
	Sąd	0	0	0	0	0	0
WN	Operatora	0	0	0	0	9	0
	URE	0	0	0	0	0	0
	Sąd	0	0	0	0	0	0

Pytanie 45 dotyczyło rodzajów zaburzeń, które były powodem skarg odbiorców na złe warunki zasilania (w liczbach bezwzględnych) w rozbiciu na poszczególne lata (2015–2019). Na poziomie nN zdecydowanie dominuje niewłaściwa wartość napięcia. Kolejne wskazania to wahania napięcia oraz zdarzenia – zapady, wzrosty, krótkie przerwy w zasilaniu oraz przepięcia dorywcze. Jest to sytuacja analogiczna jak w I KRB. Żaden z operatorów nie prowadzi pomiarów sygnałów napięciowych do transmisji danych. Może zaskakiwać, że są operatorzy, którzy nie byli adresatami skarg na wyszczególnione zaburzenia na żadnym poziomie napięcia w całym wyróżnionym okresie.

PYTANIE 45. JAKIE RODZAJE ZABURZEŃ BYŁY POWODEM SKARG ODBIORCÓW NA ZŁĄ JAKOŚĆ DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ?							
Zmiany częstotliwości							
Rok	Poziom napięcia	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów					
Rok 2019	Poziom nN	0	0	5	0	0	
Rok 2019	Poziom SN	0	0	0	0	0	
Rok 2019	Poziom WN	0	0	0	0	0	
Rok 2018	Poziom nN	0	0	2	0	0	
Rok 2018	Poziom SN	0	0	0	0	0	
Rok 2018	Poziom WN	0	0	0	0	0	
Rok 2017	Poziom nN	0	0	1	0	0	
Rok 2017	Poziom SN	0	0	0	0	0	
Rok 2017	Poziom WN	0	0	0	0	0	
Rok 2016	Poziom nN	0	0	2	0	0	
Rok 2016	Poziom SN	0	0	0	0	0	
Rok 2016	Poziom WN	0	0	0	0	0	
Rok 2015	Poziom nN	0	0	6	0	0	
Rok 2015	Poziom SN	0	0	0	0	0	
Rok 2015	Poziom WN	0	0	0	0	0	
Zbyt duża wartość skuteczna napięcia							
Rok	Poziom napięcia	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów					
Rok 2019	Poziom nN	0	0	72	71	47	
Rok 2019	Poziom SN	0	0	0	0	0	
Rok 2019	Poziom WN	0	0	0	0	0	
Rok 2018	Poziom nN	0	0	37	31	120	
Rok 2018	Poziom SN	0	0	0	0	0	
Rok 2018	Poziom WN	0	0	0	0	0	

PYTANIE 45 (cd.)						
Zbyt duża wartość skuteczna napięcia						
Rok	Poziom napięcia	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów				
Rok 2017	Poziom nN	0	0	24	14	126
Rok 2017	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2017	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom nN	0	0	26	12	135
Rok 2016	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom nN	0	0	22	9	113
Rok 2015	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom WN	0	0	0	0	0
Zbyt mała wartość skuteczna napięcia						
Rok	Poziom napięcia	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów				
Rok 2019	Poziom nN	0	0	71	127	47
Rok 2019	Poziom SN	0	0	9	2	0
Rok 2019	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2018	Poziom nN	0	0	73	162	120
Rok 2018	Poziom SN	0	0	5	0	0
Rok 2018	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2017	Poziom nN	0	0	77	127	126
Rok 2017	Poziom SN	0	0	4	0	0
Rok 2017	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom nN	0	0	43	145	135
Rok 2016	Poziom SN	0	0	2	0	0
Rok 2016	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom nN	0	0	70	112	113
Rok 2015	Poziom SN	0	0	3	0	0
Rok 2015	Poziom WN	0	0	0	0	0
Szybkie zmiany napięcia						
Rok	Poziom napięcia	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów				
Rok 2019	Poziom nN	0	0	0	2	0
Rok 2019	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2019	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2018	Poziom nN	0	0	0	1	0
Rok 2018	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2018	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2017	Poziom nN	0	0	0	1	0
Rok 2017	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2017	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom nN	0	0	0	1	0
Rok 2016	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom nN	0	0	0	1	0
Rok 2015	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom WN	0	0	0	0	0

PYTANIE 45 (cd.)						
Wahania napięcia						
Rok	Poziom napięcia	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów				
Rok 2019	Poziom nN	0	1	64	109	379
Rok 2019	Poziom SN	0	0	1	1	0
Rok 2019	Poziom WN	0	0	0	0	1
Rok 2018	Poziom nN	0	0	72	76	550
Rok 2018	Poziom SN	0	0	1	0	0
Rok 2018	Poziom WN	0	0	0	0	1
Rok 2017	Poziom nN	0	0	65	76	557
Rok 2017	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2017	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom nN	0	0	40	66	627
Rok 2016	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom nN	0	1	43	47	471
Rok 2015	Poziom SN	0	0	0	0	1
Rok 2015	Poziom WN	0	0	0	0	0
Zapady napięcia (liczba)						
Rok	Poziom napięcia	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów				
Rok 2019	Poziom nN	0	0	23	43	0
Rok 2019	Poziom SN	0	0	0	5	0
Rok 2019	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2018	Poziom nN	0	0	10	42	0
Rok 2018	Poziom SN	0	0	0	6	0
Rok 2018	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2017	Poziom nN	0	1	12	33	0
Rok 2017	Poziom SN	0	0	0	4	0
Rok 2017	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom nN	0	0	17	28	0
Rok 2016	Poziom SN	0	0	0	6	0
Rok 2016	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom nN	0	1	11	19	0
Rok 2015	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom WN	0	0	0	0	0
Wzrosty napięcia						
Rok	Poziom napięcia	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów				
Rok 2019	Poziom nN	0	0	15	18	0
Rok 2019	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2019	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2018	Poziom nN	0	2	14	13	0
Rok 2018	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2018	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2017	Poziom nN	0	1	5	6	0
Rok 2017	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2017	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom nN	0	0	4	7	0
Rok 2016	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom nN	0	0	5	3	0
Rok 2015	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom WN	0	0	0	0	0

PYTANIE 45 (cd.)						
Krótkie przerwy w zasilaniu						
Rok	Poziom napięcia	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów				
Rok 2019	Poziom nN	0	8	30	17	0
Rok 2019	Poziom SN	0	0	4	0	0
Rok 2019	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2018	Poziom nN	0	8	26	20	0
Rok 2018	Poziom SN	0	0	5	0	0
Rok 2018	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2017	Poziom nN	0	3	32	22	0
Rok 2017	Poziom SN	0	0	3	0	0
Rok 2017	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom nN	0	3	17	22	0
Rok 2016	Poziom SN	0	0	2	0	0
Rok 2016	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom nN	0	8	19	16	0
Rok 2015	Poziom SN	0	0	1	0	0
Rok 2015	Poziom WN	0	0	0	0	0
Asymetria napięcia						
Rok	Poziom napięcia	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów				
Rok 2019	Poziom nN	0	0	1	7	70
Rok 2019	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2019	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2018	Poziom nN	0	0	0	4	111
Rok 2018	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2018	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2017	Poziom nN	0	0	1	1	96
Rok 2017	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2017	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom nN	0	0	1	0	98
Rok 2016	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom nN	0	0	0	1	62
Rok 2015	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom WN	0	0	0	0	0
Odształcenie harmoniczne napięcia						
Rok	Poziom napięcia	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów				
Rok 2019	Poziom nN	0	0	0	0	159
Rok 2019	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2019	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2018	Poziom nN	0	0	0	0	283
Rok 2018	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2018	Poziom WN	0	0	0	0	1
Rok 2017	Poziom nN	0	0	0	0	310
Rok 2017	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2017	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom nN	0	0	0	1	305
Rok 2016	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom WN	0	0	0	0	0

PYTANIE 45 (cd.)						
Odształcenie harmoniczne napięcia						
Rok	Poziom napięcia	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów				
Rok 2015	Poziom nN	0	0	0	0	245
Rok 2015	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom WN	0	0	0	0	0
Przebiegi dorywcze						
Rok	Poziom napięcia	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów				
Rok 2019	Poziom nN	0	0	6	14	0
Rok 2019	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2019	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2018	Poziom nN	0	3	6	23	0
Rok 2018	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2018	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2017	Poziom nN	0	1	4	22	0
Rok 2017	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2017	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom nN	0	6	3	22	0
Rok 2016	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom nN	0	0	3	11	0
Rok 2015	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom WN	0	0	0	0	0
Przebiegi przejściowe						
Rok	Poziom napięcia	Liczba przypadków u poszczególnych operatorów				
Rok 2019	Poziom nN	0	1	6	0	0
Rok 2019	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2019	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2018	Poziom nN	0	0	10	0	0
Rok 2018	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2018	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2017	Poziom nN	0	0	4	0	0
Rok 2017	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2017	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom nN	0	0	12	0	0
Rok 2016	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2016	Poziom WN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom nN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom SN	0	0	0	0	0
Rok 2015	Poziom WN	0	0	0	0	0

Kolejne pytanie P46 dotyczyło kwot odszkodowania (w zł) wypłaconych odbiorcom z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych zasilania. Autorzy ankiety pytali o kwotę łączną w złotych (bez rozróżniania tytułu odszkodowania, z wyłączeniem upustów za długie przerwy w zasilaniu) oraz maksymalną i minimalną wypłatą pojedynczemu odbiorcy w zależności od rodzaju zaburzenia w rozbiciu na poszczególne lata i poziomy napięcia. Odpowiedź uzyskano tylko od trzech operatorów, przy czym różnie podawano kwotę. Jeden z operatorów nie prowadzi takiej statystyki w rozbiciu na poziomy napięcia, dwóch operatorów raportuje zerową kwotę sumarycznych odszkodowań na poziomie SN i WN.

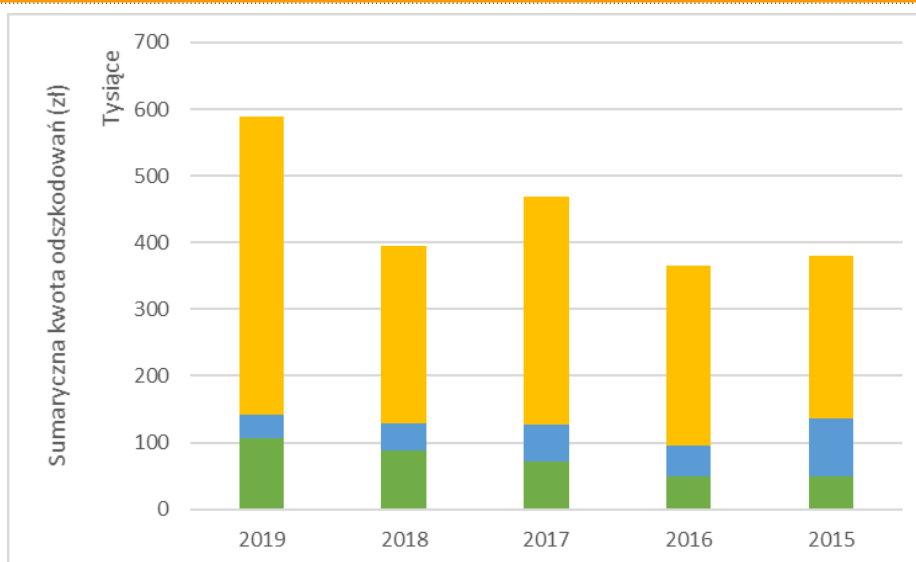
Wykres przedstawiający odpowiedzi na pytanie P46 przedstawia sumaryczną kwotę odszkodowań (na wszystkich poziomach napięć) wypłaconych przez operatorów w kolejnych latach w tysiącach złotych. Kolory oznaczają kolejnych operatorów. Większość kwoty przypada na odszkodowania wypłacone klientom na poziomie nN. Tylko 2 operatorów określa kwotę minimalną i maksymalną odszkodowań na poziomie nN.

W komentarzach do pytania P46 pojawiają się następujące informacje dodatkowe:

- Operator nie prowadzi tak szczegółowej klasyfikacji. Weryfikowane są bonifikaty zgodnie z parametrami wymienionymi w Rozporządzeniu Systemowym.
- W związku z brakiem zasadnych skarg w analizowanym okresie odbiorcom końcowym przyłączonym do WN i NN nie wypłacono żadnych odszkodowań.
- Brak możliwości podziału przedstawionych danych na poziom napięcia. Przedstawione kwoty nie zawierają wypłat odszkodowań zakwalifikowanych jako seryjne.
- Do raportu zostały wybrane odszkodowania opisane jako: stan techniczny lub układ pracy sieci, przemijające zakłócenia.

W przypadku trzech operatorów kwoty podane w odpowiedzi na pytanie P46 obejmują także odszkodowania wypłacane przez ubezpieczyciela (P47).

PYTANIE 46. JAKIE KWOTY ODSZKODOWANIA ZOSTAŁY WYPŁACONE ODBIORCOM Z TYTUŁU NIEDOTRZYMANIA STANDARDÓW JAKOŚCI DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z PRZYCZYŃ LEŻĄCYCH PO STRONIE DOSTAWCY ENERGII?



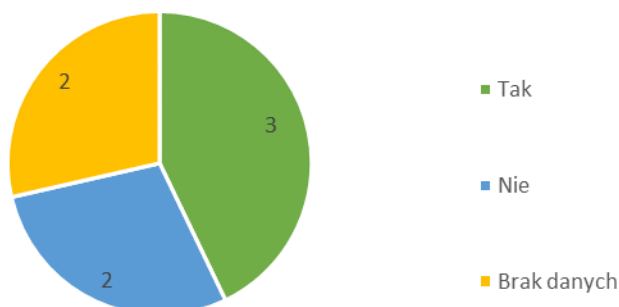
Kolorami oznaczono kolejnych operatorów

Rok	Operator 1		Operator 2	
	Min (zł)	Max (zł)	Min (zł)	Max (zł)
2019	200	5694	36	60643
2018	50	10581	80	12079
2017	50	21448	35	16712
2016	130	6418	80	25060
2015	100	10558	50	52152

Ponieważ wiedza dotycząca istniejącego poziomu jakości dostawy energii elektrycznej jest istotna nie tylko z punktu widzenia ponoszonych kosztów odszkodowań, lecz przede wszystkim z punktu widzenia praktyki eksploatacyjnej, autorzy ankiety zadali pytanie dotyczące liczby pomiarów wskaźników jakości zasilania wykonanych przez dostawcę energii, które nie były wymuszone skargami odbiorców (P48). Odpowiedzi wskazują na znaczne zróżnicowanie podejścia kolejnych operatorów. Większość pomiarów

przewodzona była na poziomie nN. Występują również istotne różnice w liczbie prowadzonych pomiarów. W tabeli do pytania P48 zebrano sumarycznie liczbę prowadzonych pomiarów na poziomie nN i SN dla 4 operatorów oraz WN i NN dla dwóch operatorów.

PYTANIE 47. CZY POWYŻSZE KWOTY OBEJMUJĄ TAKŻE ODSZKODOWANIA WYPŁACONE PRZEZ UBEZPIECZycIELA?



PYTANIE 48. W ILU PRZYPADKACH OPERATOR PRZEPROWADZIŁ POMIARY WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI NAPIĘCIA, KTÓRE NIE BYŁY WYMUSZONE SKARGAMI ODBIORCÓW?

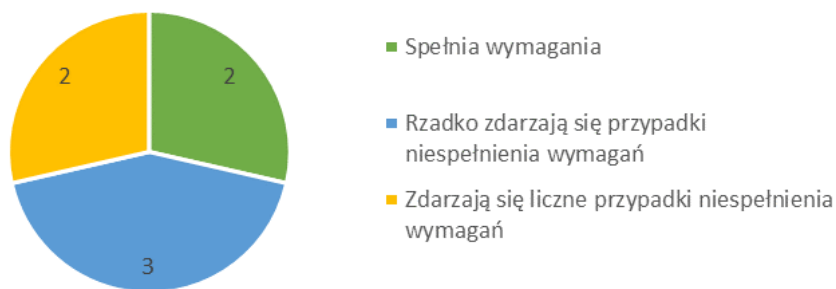
Poziom nN i SN	Liczba przeprowadzonych pomiarów u kolejnych operatorów			
2019	4	74	1157	883
2018	1	81	1316	777
2017	0	101	1343	837
2016	3	103	1586	712
2015	0	80	1568	1000
Poziom WN i NN	Liczba przeprowadzonych pomiarów u kolejnych operatorów			
2019	14		143	
2018	9		135	
2017	25		125	
2016	16		114	
2015	6		107	

W odpowiedzi na pytanie P49 czterech operatorów podało przyczyny przeprowadzenia pomiarów wskaźników jakości napięcia, które nie były wymuszone skargami odbiorców. Są to:

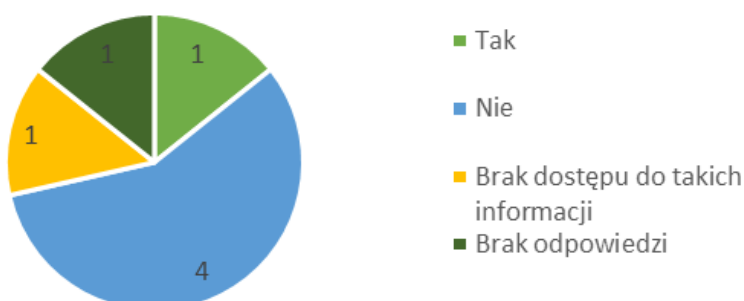
- potrzeby wewnętrzne; w celu analizy kierunków dalszego rozwoju/rozbudowy danych obszarów sieci,
- potrzeba wydania warunków przyłączenia; planowana modernizacja sieci,
- opracowanie wytycznych do projektowania lub projektów związanych z przebudową sieci SN, nN; w celu określenia warunków przyłączenia; zmiana układu planowego w sieci, kontrola zdolności przesyłowej; pomiary związane z potrzebą podłączenia agregatu prądotwórczego; konieczność weryfikacji i uwiarygodnienia wcześniejszych pomiarów wykonanych metodami tradycyjnymi (pomiary chwilowe) oraz sprawdzenia eksploatacyjne,
- potrzeba przyłączenia nowych odbiorców i wytwórców; potrzeba modernizacji i rozwoju sieci, pomiary diagnostyczne (eksploatacyjne) w celu oceny JEE; pomiary w celu zlokalizowania źródła zakłóceń JEE; pomiary wynikające z projektów badawczych i programów,
- monitorowanie ciągłe w wybranych punktach sieci.

Pytanie P50 dotyczyło własnej oceny średniego stanu jakości zasilania na terenie działania operatora (przyjmując za punkt odniesienia graniczne wartości wskaźników podane w Rozporządzeniu Systemowym). Dwóch operatorów deklaruje spełnienie gwarancji „jakościowych”, przypadki złej jakości dostawy energii są rzadkie (trzech operatorów) lub częste (dwóch operatorów). Przypadki te w opinii niemal wszystkich operatorów (z wyjątkiem jednego) dotyczą sieci nN (P51). Jest to sytuacja analogiczna jak w I KRB.

PYTANIE 50. OCEŃ ŚREDNI STAN JAKOŚCI DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA OBSZARZE DZIAŁANIA OPERATORA NA PODSTAWIE DOTYCHCZASOWYCH DOŚWIADCZEŃ, PRZYJMUJĄC ZA PUNKT ODNIESIENIA WYMAGANIA ROZPORZĄDZENIA SYSTEMOWEGO



PYTANIE 52A. CZY NA OBSZARZE DZIAŁANIA OPERATORA ZOSTAŁY ZAWARTE UMOWY (PRZYŁĄCZENIOWE, SPRZEDAŻY, DYSTRYBUCYJNE, KOMPLEKSOWE) O WARUNKACH DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ ZAWIERAJĄCYCH POSTANOWIENIA INNE NIŻ W ROZPORZĄDZENIU SYSTEMOWYM?



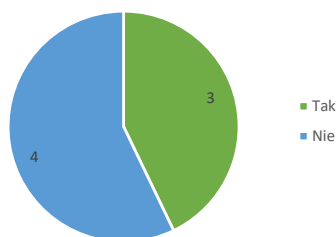
Na obszarze działania jednego z operatorów zostały zawarte umowy (przyłączeniowe, sprzedaży, dystrybucyjne, kompleksowe) o warunkach „jakościowych” dostawy energii innych niż zapisane w Rozporządzeniu Systemowym (P52). Takich umów brak u pozostałych operatorów – w jednym przypadku ze względu na brak dostępu do takich informacji. Jeden z operatorów nie odpowiedział na to pytanie. Operator wskazał, że umowy te dotyczyły: (a) szybkich zmian napięcia (RVC); (b) wahań napięcia (P_{st} i P_{lt}) oraz odkształcenia napięcia (harmoniczne o rzędach od 2 do 50 oraz współlnik THD).

3.2.6. SYSTEM CIĄGŁEGO MONITOROWANIA WSKAŹNIKÓW JEE

Aby prowadzić skuteczną politykę w zakresie jakości dostawy energii, niezbędne jest posiadanie systemu monitorowania. W I KRB istnienie takich systemów deklarowało czterech operatorów (jeden w systemie rotacyjnym w sieciach nN), ale uwzględniając podaną liczbę rejestratorów trudno było je zaliczyć do w pełni funkcjonalnych systemów ciągłego monitorowania. W obecnym raporcie w celu uniknięcia nieporozumienia zamieszczono definicję takiego systemu⁵¹. Zgodnie z nią systemy monitorowania posiada trzech operatorów (P53). Pracują one odpowiednio od roku 2011 (jeden) oraz 2016 (dwa) (P54), wykorzystując zarówno rejestratory stacjonarne (głównie), jak i przenośne (P56) instalowane w stacjach SN/nN (P56, dominują liczniki zdalnego odczytu) i WN/SN (P57, rejestratory klasy A).

⁵¹ Monitorowanie jakości napięcia (system monitorowania jakości napięcia) to zorganizowany, skalowalny, ciągły i długoterminowy sposób pomiaru wskaźników jakości napięcia za pomocą rejestratorów „jakościowych” głównie stacjonarnych (lecz nie wyłącznie) oraz innych mierników posiadających funkcję pomiaru wskaźników jakości napięcia, przesyłających zdalnie (z wykorzystaniem określonej technologii transmisji) dane do centralnej bazy, gdzie są one archiwizowane, analizowane, przetwarzane i wizualizowane za pomocą specjalistycznego oprogramowania. Monitorowanie należy odróżnić od pomiaru wskaźników jakości napięcia, mającego charakter nieregularny, często incydentalny, np. jako reakcja na zaistniałe zdarzenia lub skargę odbiorcy.

PYTANIE 53. CZY NA OBSZARZE OPERATORA DZIAŁA SYSTEM CIĄGŁEGO MONITOROWANIA WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI NAPIĘCIA?



PYTANIE 55. JAKA LICZBA ANALIZATORÓW JAKOŚCI ENERGII WCHODZI W SKŁAD SYSTEMU CIĄGŁEGO MONITOROWANIA JAKOŚCI NAPIĘCIA?

Analizatory	Liczba analizatorów u kolejnych operatorów						
Stacjonarne	46 486	0	294	0	0	0	158
Przenośne	0	0	0	3	0	0	7

PYTANIE 56. ILE STACJI SN/nN NA OBSZARZE DZIAŁANIA OPERATORA OBJĘTYCH JEST SYSTEMEM CIĄGŁEGO MONITOROWANIA JAKOŚCI NAPIĘCIA?

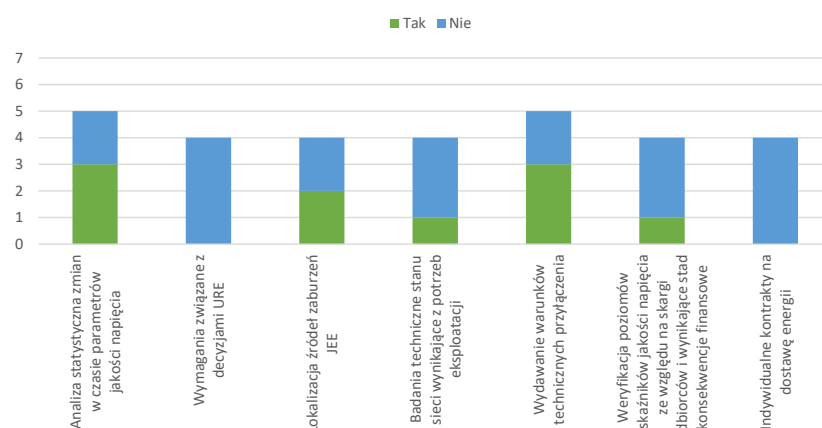
Liczba stacji SN/nN objętych systemem monitorowania	Liczba stacji u operatorów					
Analizatory JEE klasy A	0	0	8	0	0	0
Liczniki zdalnego odczytu energii elektrycznej	20	0	14 241	5135	0	30 500

PYTANIE 57. ILE STACJI WN/SN NA OBSZARZE DZIAŁANIA OPERATORA OBJĘTYCH JEST SYSTEMEM CIĄGŁEGO MONITOROWANIA WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI NAPIĘCIA?

Liczba stacji WN/SN objętych systemem monitorowania	Liczba stacji u operatorów					
Analizatory JEE klasy A	0	0	108	0	0	0

Za główne przyczyny instalowania systemu pomiarowego operatorzy uznali „analizę statystyczną zmian w czasie parametrów jakości napięcia” (trzy wskazania) oraz „wydawanie warunków technicznych przyłączenia” (trzy wskazania) (P58A)⁵². Nie określono innych celów budowy systemu niż te, podane w części A pytania 58 (P58B).

PYTANIE 58A. JAKIE BYŁY CELE BUDOWY SYSTEMU CIĄGŁEGO MONITOROWANIA?

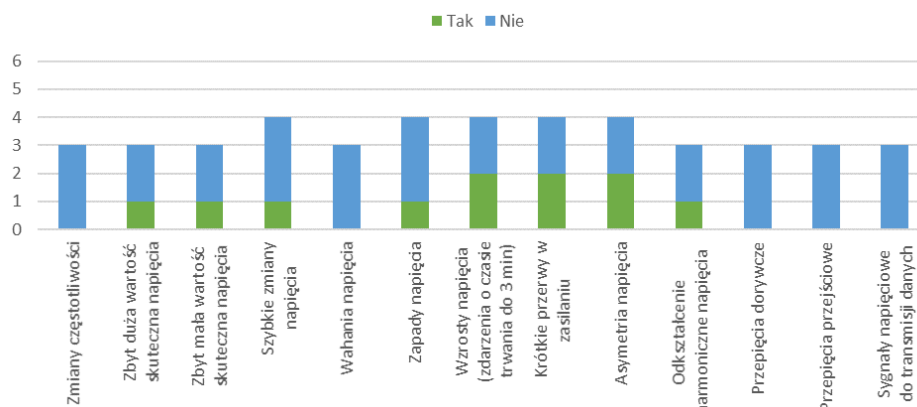


⁵² Dwóch operatorów wskazało, że nie ma takiego systemu. Zgodnie z P53 taki stan występuje u czterech operatorów.

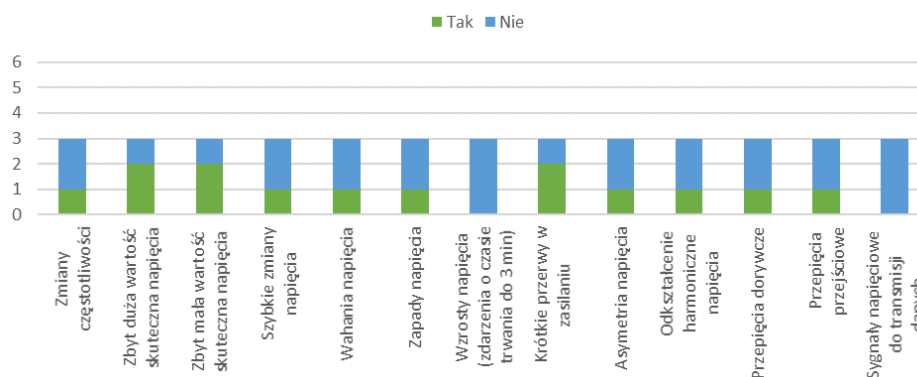
Na poziomie nN najczęściej mierzone są: poziom asymetrii, wzrosty napięcia (o czasie trwania do 3 min) oraz krótkie przerwy w zasilaniu; SN – krótkie przerwy w zasilaniu oraz na poziomie WN – zmiany częstotliwości, wartość skuteczną napięcia oraz krótkie przerwy w zasilaniu. Krótkotrwałe wzrosty napięcia na poziomie SN nie są rejestrowane przez żadnego z operatorów (P59).

PYTANIE 59. PROSZĘ ZAZNACZYĆ, JAKIE PARAMETRY SĄ REJESTROWANE NA RÓŻNYCH POZIOMACH NAPIĘCIA

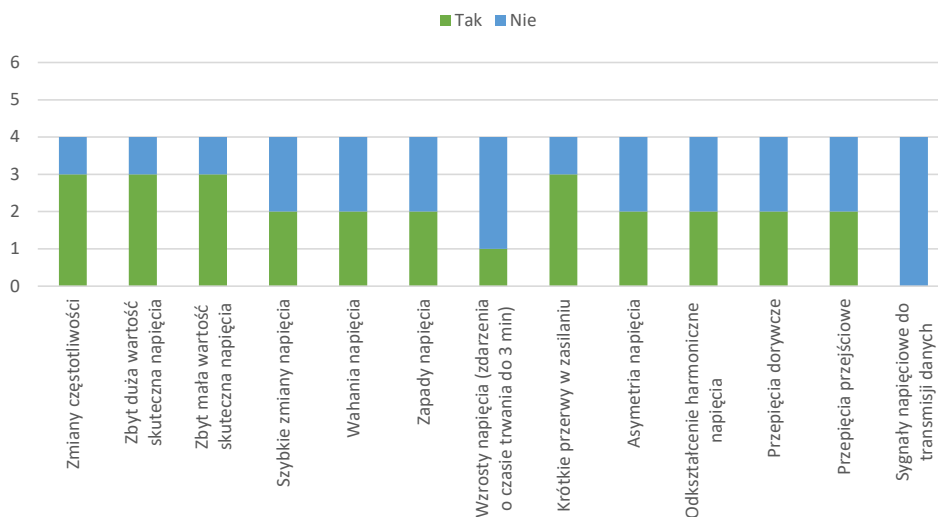
Poziom nN



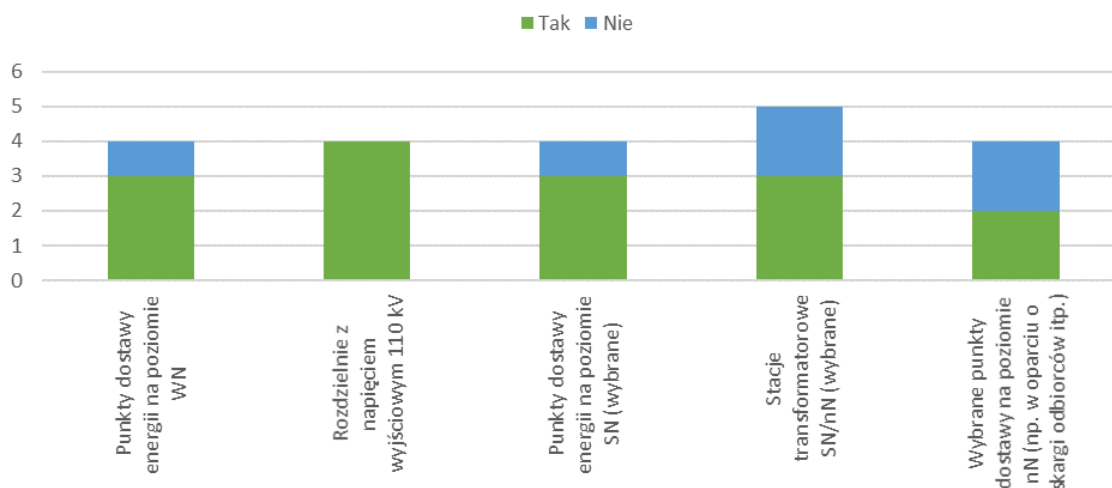
Poziom SN



Poziom WN



PYTANIE 60A. JAKIE PUNKTY SIECI SĄ MONITOROWANE?



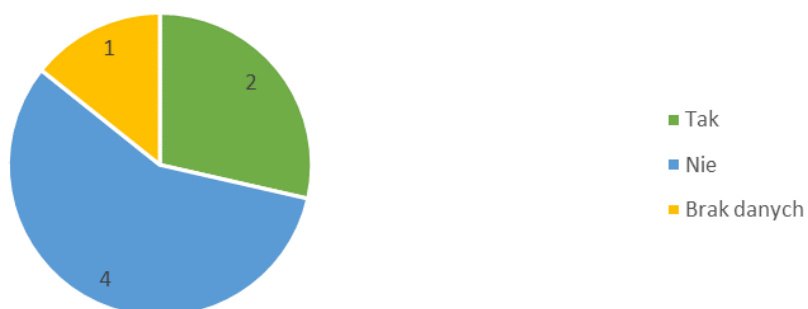
Pomiary przeprowadzane są w rozdzielniach z napięciem wyjściowym 110 kV (4 wskazania) oraz w punktach dostawy energii na poziomie WN, SN i w stacjach transformatorowych SN/nN – po trzy wskazania (P60A). Żaden z operatorów nie monitoruje miejsca połączenia sieci przesyłowej i rozdzielczej (podobnie w I KRB). Trzech operatorów wskazało inne punkty sieci podlegające monitorowaniu – wynikające z przeprowadzonych analiz, miejsca przyłączenia rozproszonych źródeł energii oraz wybrane punkty sieci NN „dla zapewnienia pełnej obserwowalności stacji elektroenergetycznej”.

Czterech operatorów podało w odpowiedzi na pytanie 61 liczbę punktów pomiarowych objętych ciągłym monitorowaniem. Najwięcej dotyczy sieci nN (P61).

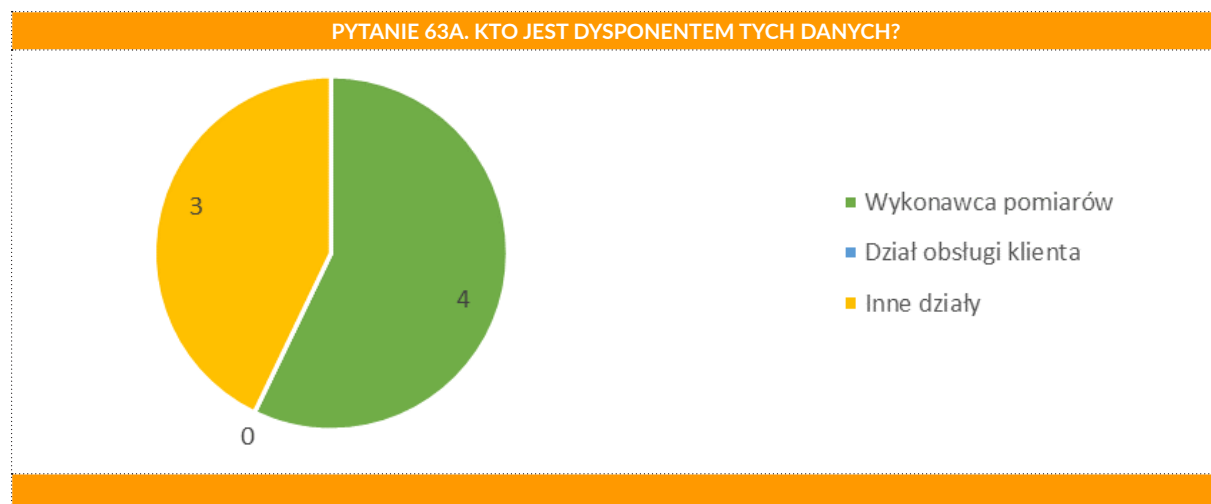
PYTANIE 61. JAKA JEST LICZBA MONITOROWANYCH PUNKTÓW W SYSTEMIE CIĄGŁEGO MONITOROWANIA?

Liczba punktów w systemie ciągłego monitorowania	Liczba punktów u poszczególnych operatorów			
	Operator 1	Operator 2	Operator 3	Operator 4
Poziom nN	46 486	30 000		
Poziom SN	3465	400	220	
Poziom WN	3375		74	76
Poziom NN	0			89

PYTANIE 62. CZY DANE ZGROMADZONE W TEN SPOSÓB SĄ UDOSTĘPNIANE ODBIORCY NA JEGO ŻYCZENIE?

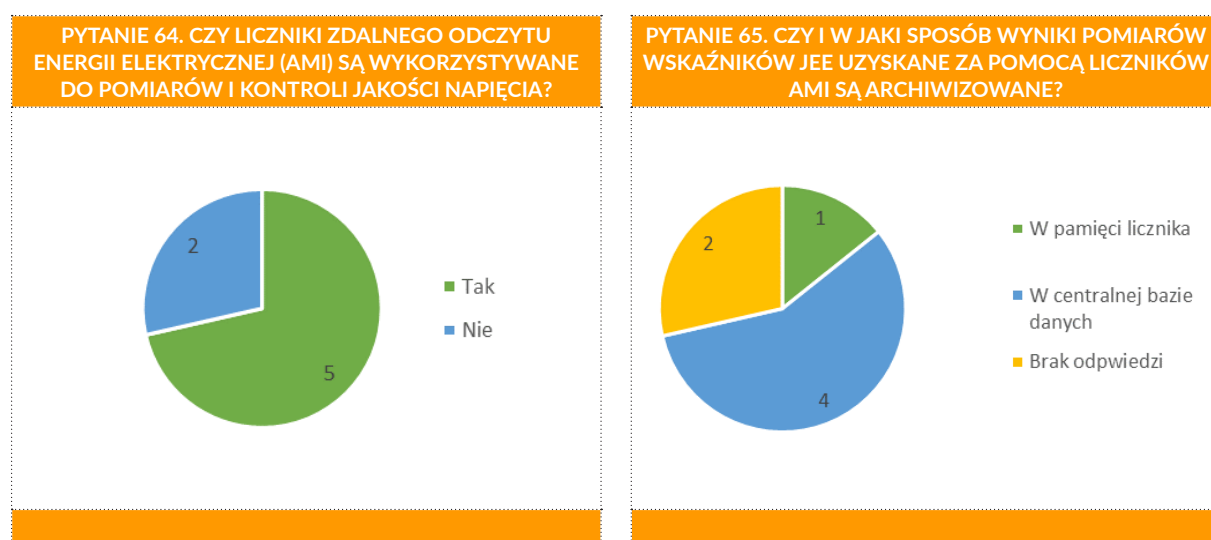


Dwóch z siedmiu operatorów zadeklarowało udostępnienie wyników pomiarów na każde życzenie odbiorcy (P62). Dysponentem danych jest głównie wykonawca pomiarów (P63A) – cztery wskazania.

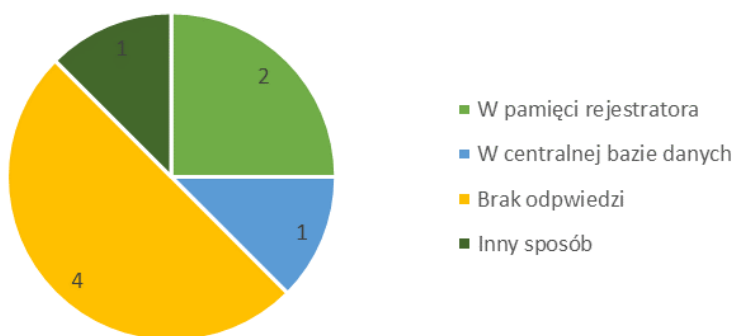


3.2.7. LICZNIKI AMI I REJESTRATORY Z OPCJĄ POMIARU WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI NAPIĘCIA

Pięciu operatorów wykorzystuje liczniki AMI z opcją pomiaru wybranych wskaźników jakości energii elektrycznej (P64). Ich liczba różni się znacząco w zależności od operatora, różny jest także udział procentowy takich mierników w całkowitej liczbie zainstalowanych liczników (P67). W przypadku jednego operatora jest on dominujący – ponad 80% na każdym poziomie napięcia (P67). W czterech przypadkach dane z liczników AMI są archiwizowane w centralnej bazie danych. Jeden z operatorów przechowuje dane w pamięci własnej licznika (P65).



PYTANIE 66. CZY I W JAKI SPOSÓB ARCHIWIZOWANE SĄ WYNIKI POMIARÓW WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI NAPIĘCIA UZYSKANE ZA POMOCĄ INNYCH REJESTRATORÓW (NP. EAZ)?



PYTANIE 67. ILE LICZNIKÓW AMI Z OPCJĄ POMIARU WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI NAPIĘCIA FUNKCJONUJE NA TERENIE OPERATORA?⁵³

Poziom napięcia	Liczba liczników AMI z opcją pomiaru JEE u operatorów				
Poziom nN	46 486	523 594	160 500	112 252	0
Poziom SN	3465	34 921	0	1866	14 251
Poziom WN	3375	0	0	24	0
Poziom nN	95%	15%		11,4%	
Poziom SN	80%	80%		99,5%	26%
Poziom WN	99%			100%	

PYTANIE 68. ILE INNYCH REJESTRATORÓW Z OPCJĄ POMIARU WSKAŹNIKÓW JEE FUNKCJONUJE NA TERENIE OPERATORA?

Poziom napięcia	Liczba liczników AMI z opcją pomiaru JEE u operatorów		
Poziom nN	0	3	112 252
Poziom SN	45	0	1866
Poziom WN	15	0	24

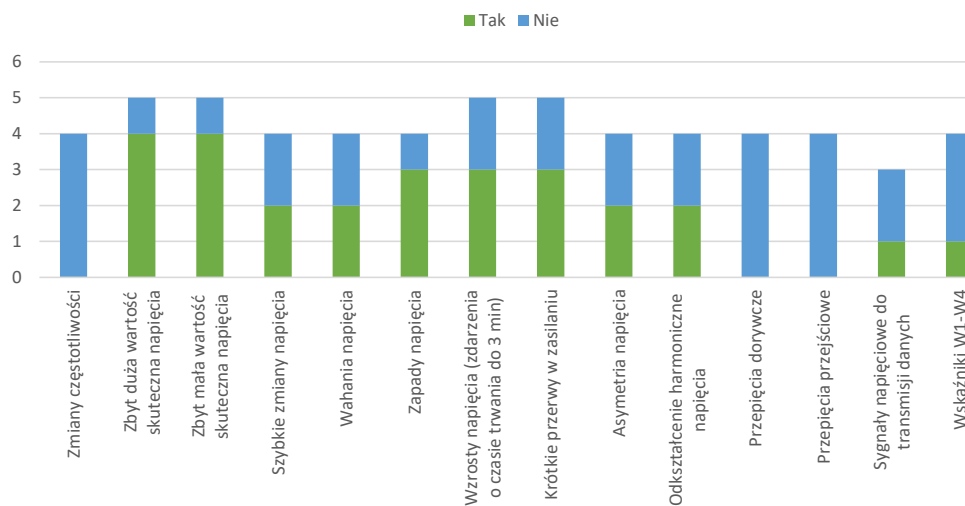
W zależności od poziomu napięcia liczniki AMI mierzą w pierwszej kolejności: nN – wartość skuteczną (cztery wskazania) oraz wzrosty, zapady napięcia i krótkie przerwy w zasilaniu (po trzy wskazania); SN – dodatkowo wahania i odkształcenie napięcia (P69).

Operatorzy w małym stopniu wykorzystują opcję pomiaru wskaźników jakości napięcia, którą posiadają niektóre rejestratory, np. EAZ (jako dodatkową zamawianą funkcjonalność) – tylko trzech, w tym jeden ze znaczącą liczbą mierników na poziomie nN (P68). Rejestratory takie nie są traktowane jako dodatkowe źródło danych „jakościowych”. W jednym z komentarzy wyrażono opinię, że „rejestratory EAZ z racji swojej budowy i przeznaczenia nie służą do rejestracji pomiarów wskaźników JEE”. Jeżeli są wykorzystywane, to mierzą głównie wartość skuteczną napięcia i jego odkształcenie (P70).

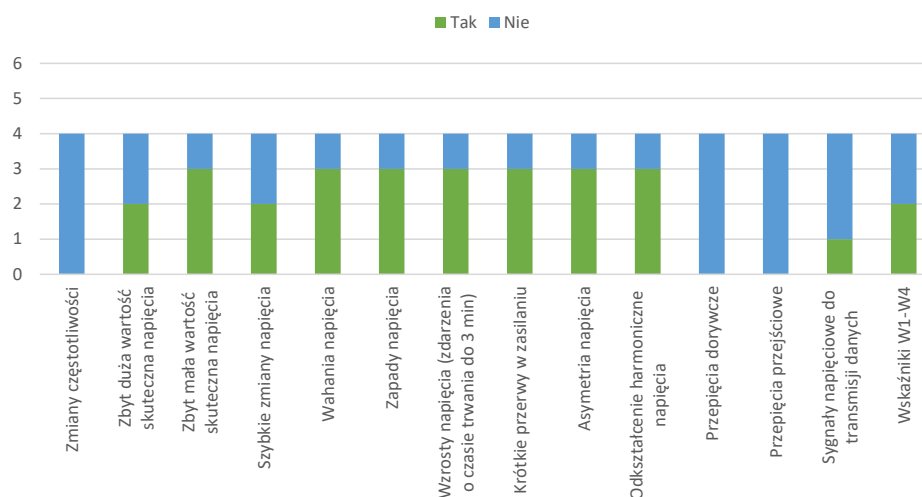
⁵³ Puste komórki w tabeli oznaczają brak odpowiedzi lub zerową liczbę liczników AMI wpisaną w poprzedniej tabeli.

PYTANIE 69. JAKIE WSKAŹNIKI JAKOŚCI NAPIĘCIA SĄ OBECNIE MIERZONE ZA POMOCĄ LICZNIKÓW AMI?

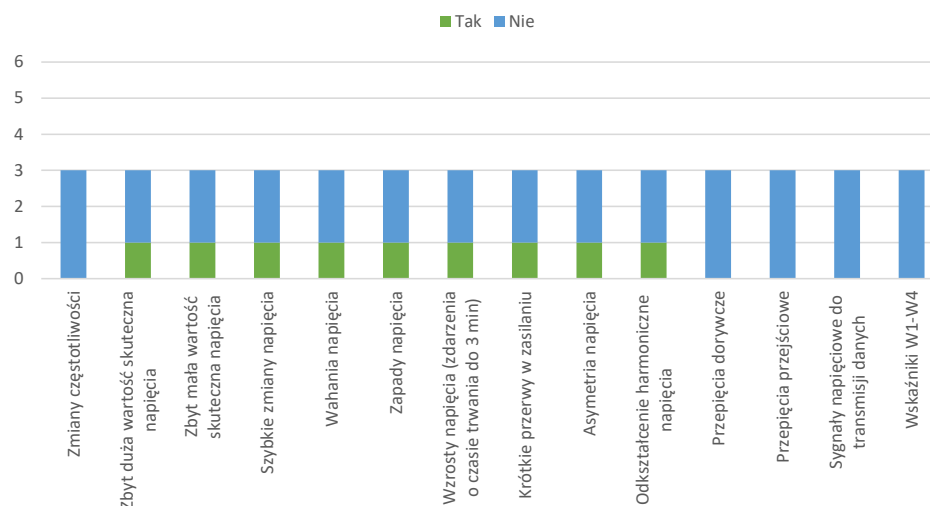
Pomiary licznikami zainstalowanymi na poziomie nN



Pomiary licznikami zainstalowanymi na poziomie SN

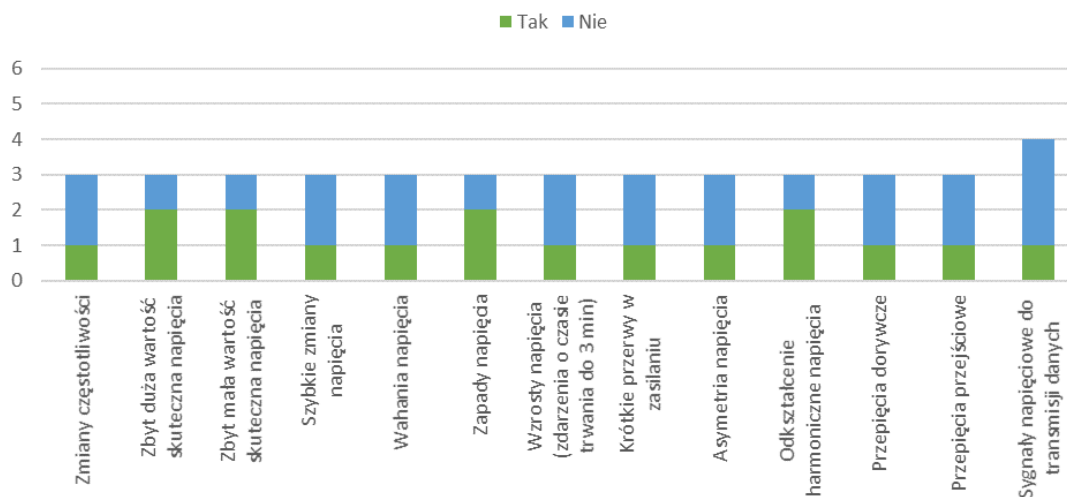


Pomiary licznikami zainstalowanymi na poziomie WN

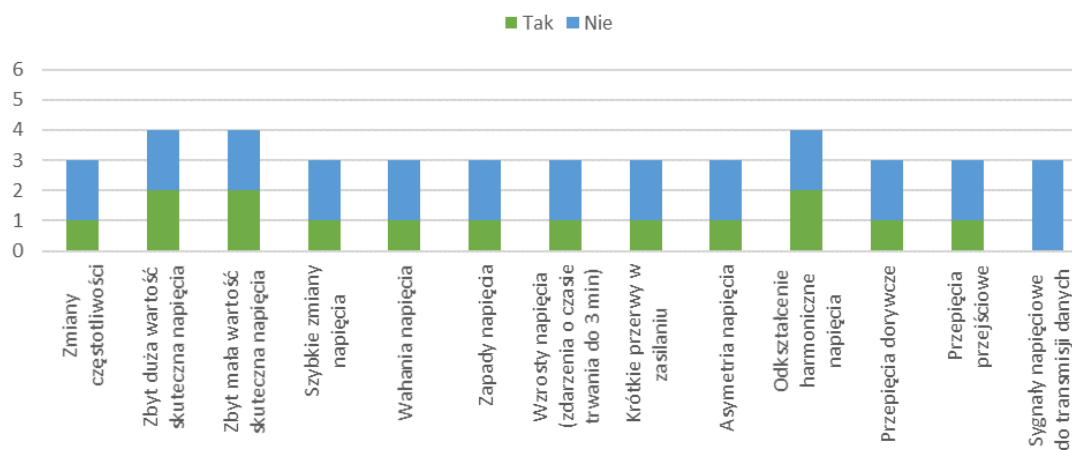


PYTANIE 70. JAKIE WSKAŹNIKI JAKOŚCI NAPIĘCIA SĄ OBECNIE MIERZONE ZA POMOCĄ INNYCH REJESTRATORÓW?

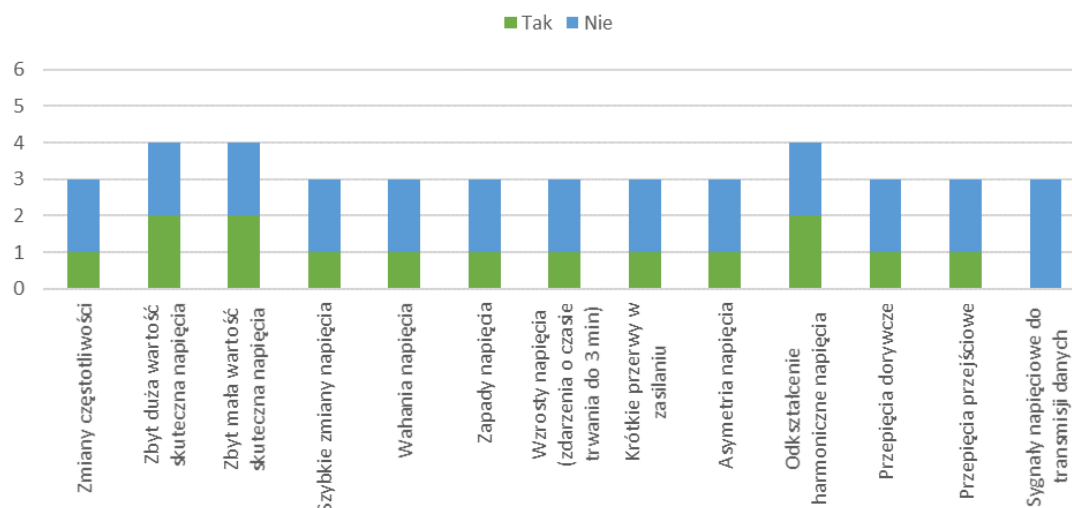
Pomiary licznikami zainstalowanymi na poziomie nN



Pomiary licznikami zainstalowanymi na poziomie SN



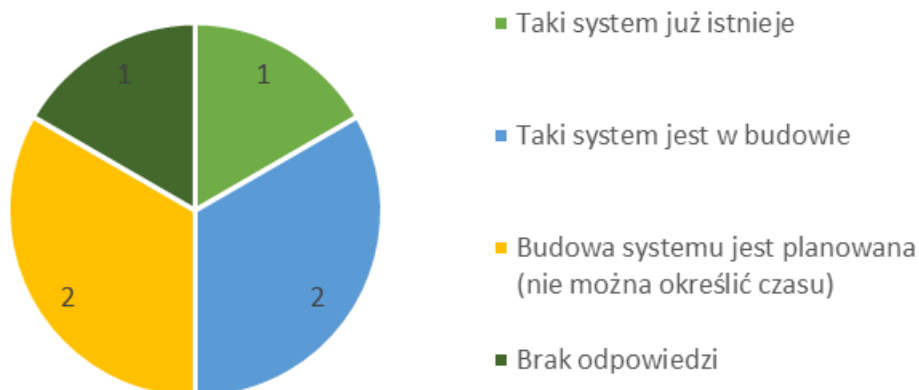
Pomiary licznikami zainstalowanymi na poziomie WN



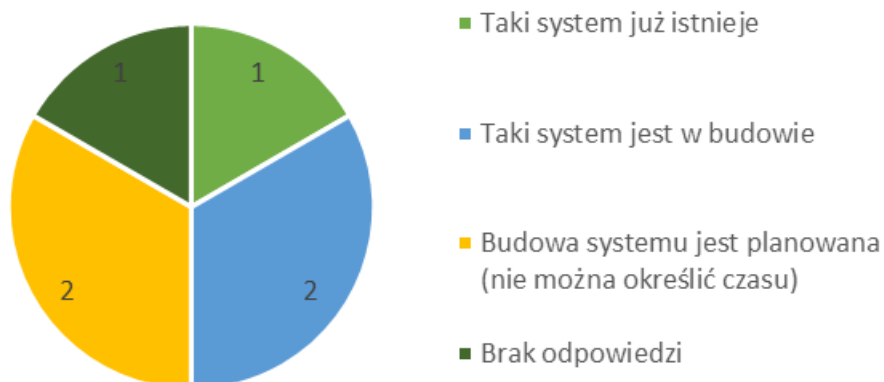
3.2.8. PLANOWANE SYSTEMY POMIAROWE

Na pytanie dotyczące planów budowy systemu ciągłego monitorowania wskaźników jakości napięcia odpowiedziało 5 operatorów, w tym jeden już posiadający taki system (P71)⁵⁴. Dwóch operatorów właśnie buduje systemy monitorowania, a dwóch kolejnych planuje ich powstanie w niekreślonym obecnie terminie w przyszłości (P72). Czterech respondentów przewiduje wykorzystanie do celów monitorowania liczników energii lub innych rejestratorów zawierających moduł pomiarowy parametrów jakości napięcia (P73). Żaden z operatorów nie kwestionował celowości budowy takiego systemu, co jest zmianą w stosunku do opinii wyrażonych w I KRB.

PYTANIE 71. CZY OPERATOR PLANUJE BUDOWĘ SYSTEMU CIĄGŁEGO MONITOROWANIA WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI NAPIĘCIA?

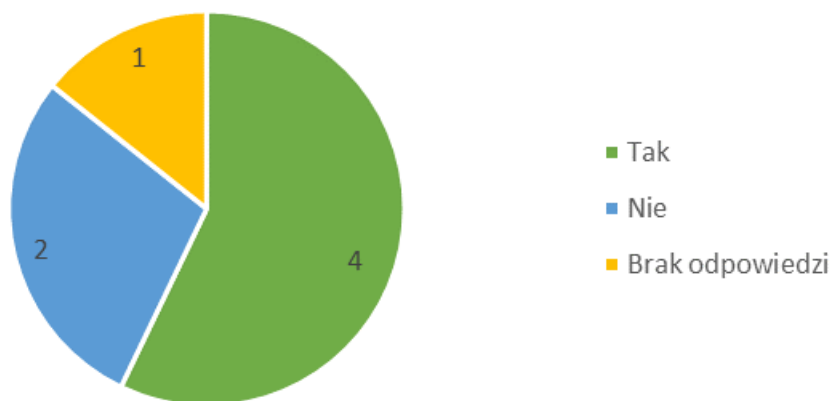


PYTANIE 72. CZY OPERATOR PLANUJE BUDOWĘ SYSTEMU CIĄGŁEGO MONITOROWANIA WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI NAPIĘCIA?

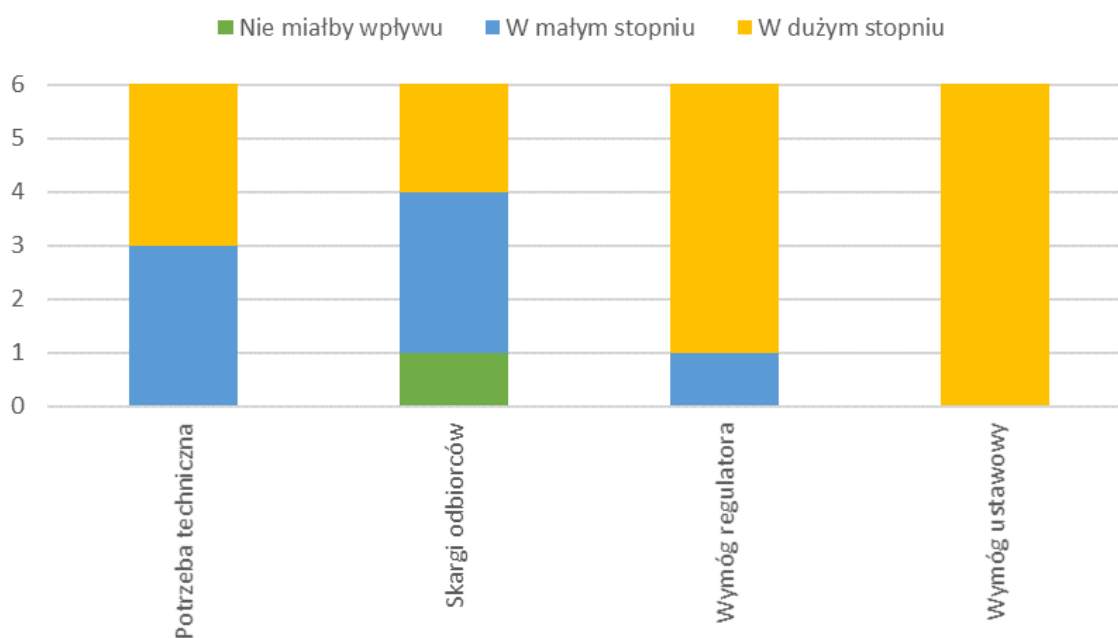


⁵⁴ Komentarz jednego z operatorów: „Z uwagi na niejednoznaczny charakter pytań nr 71–79 Spółka nie udziela odpowiedzi na ww. pytania. Nadmieniamy jednocześnie, że w oparciu o dane z liczników bilansujących, jak i urządzeń typu Twelve zainstalowanych w stacjach SN/nN, służących m.in. do badania parametrów EE, firma realizuje monitoring jakości zasilania odbiorców EE.

PYTANIE 73. CZY PLANUJĄC SYSTEM MONITOROWANIA PARAMETRÓW JAKOŚCI NAPIĘCIA, PRZEWIDUJE SIĘ WYKORZYSTANIE LICZNIKÓW ENERGII LUB INNYCH REJESTRATORÓW ZAWIERAJĄCYCH MODUŁ POMIAROWY PARAMETRÓW JAKOŚCI NAPIĘCIA?



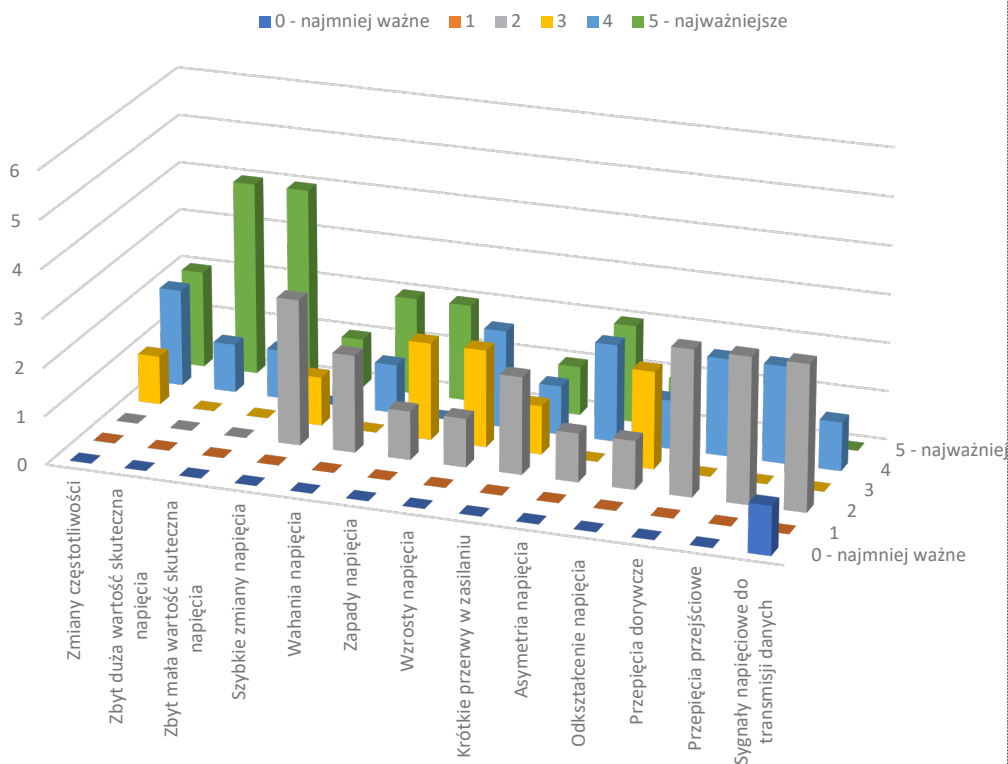
PYTANIE 74. KTÓRE CZYNNIKI PRZYSPIESZYŁYBY INSTALACJE SYSTEMU CIĄGŁEGO MONITOROWANIA PARAMETRÓW JAKOŚCI NAPIĘCIA?



Za najbardziej istotne czynniki motywujące do budowy systemu monitorowania operatorzy uznali – podobnie jak w I KRB – w pierwszej kolejności wymóg ustawowy, a w drugiej działania regulatora (P74). Nie bez znaczenia są także potrzeby techniczne.

Zdaniem respondentów w systemie rozproszonego monitorowania wskaźników jakości napięcia w pierwszej kolejności należy kontrolować wartość skuteczną napięcia (jego zbyt mały i/lub zbyt duży poziom), następnie zapady i wzrosty napięcia oraz jego odkształcenie (P75). Taką samą opinię wyrażono w I KRB.

PYTANIE 75. JAKIE PARAMETRY JAKOŚCI NAPIĘCIA NALEŻY ZDANIEM OPERATORA MONITOROWAĆ W TAKIM SYSTEMIE W PIERWSZEJ KOLEJNOŚCI?

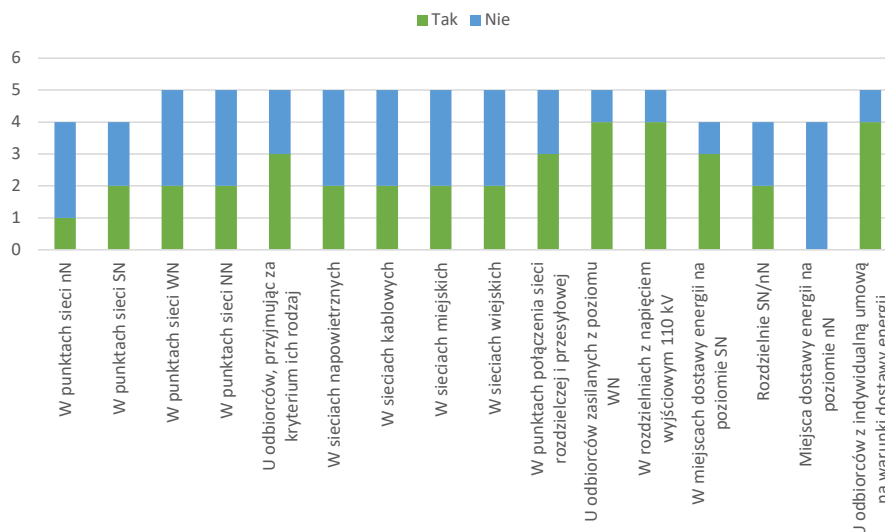


Rodzaj zaburzenia	Ocena ważności pomiaru				
Zmiany częstotliwości	3	4	5	5	4
Zbyt duża wartość skuteczna napięcia	4	5	5	5	5
Zbyt mała wartość skuteczna napięcia	4	5	5	5	5
Szybkie zmiany napięcia	5	2	2	2	3
Wahania napięcia	5	2	2	5	4
Zapady napięcia	5	2	5	3	3
Wzrosty napięcia (zdarzenia o czasie trwania do 3 min)	4	2	4	3	3
Krótkie przerwy w zasilaniu	4	2	5	2	3
Asymetria napięcia	5	4	2	5	4
Odkształcenie harmoniczne napięcia	2	3	3	5	4
Przebiegi dorywcze	4	2	2	4	2
Przebiegi przejściowe	4	2	2	4	2
Sygnały napięciowe do transmisji danych	4	2	2	2	0

Zdaniem operatorów mierniki stanowiące elementy rozproszonego systemu monitorowania powinny być w pierwszej kolejności instalowane w miejscach dostawy energii do odbiorców na poziomie WN, w rozdzielniach z napięciem wyjściowym 110 kV oraz w punktach dostawy energii do odbiorców, których warunki zasilania określone są indywidualnymi umowami różnymi od standardowych (P75). Nie bez znaczenia są również punkty zasilania szczególnych odbiorców (np. ze względu na rodzaj realizowanej technologii) oraz miejsca dostawy energii ze źródeł rozproszonych w sieciach SN. Trzech respondentów wskazało także łącza sieci przesyłowej i rozdzielczej (P76)⁵⁵.

⁵⁵ Podobną opinię wyrazili operatorzy w I KRB.

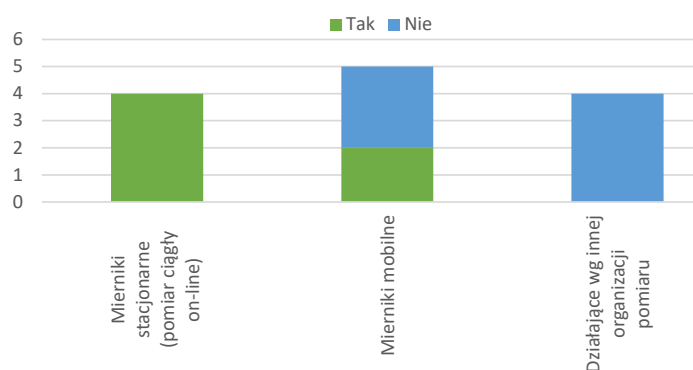
PYTANIE 76. W JAKICH MIEJSCACH SIECI NALEŻY W PIERWSZEJ KOLEJNOŚCI INSTALOWAĆ MIERNIKI BĘDĄCE ELEMENTEM SYSTEMU MONITOROWANIA?



Wyrażono także opinię, że „w odniesieniu do powyższych kategorii lokalizację monitorowania parametrów energii należy rozpatrywać indywidualnie, w jednostkowych sytuacjach związanych z awaryjnością, wrażliwymi odbiorcami i nieprzewidywalnymi źródłami energii”.

Zdaniem większości respondentów system monitorowania powinien być oparty na stacjonarnych rejestratorach wskaźników jakości napięcia (cztery wskazania), ewentualnie z udziałem mierników przenośnych (dwa głosy, P77).

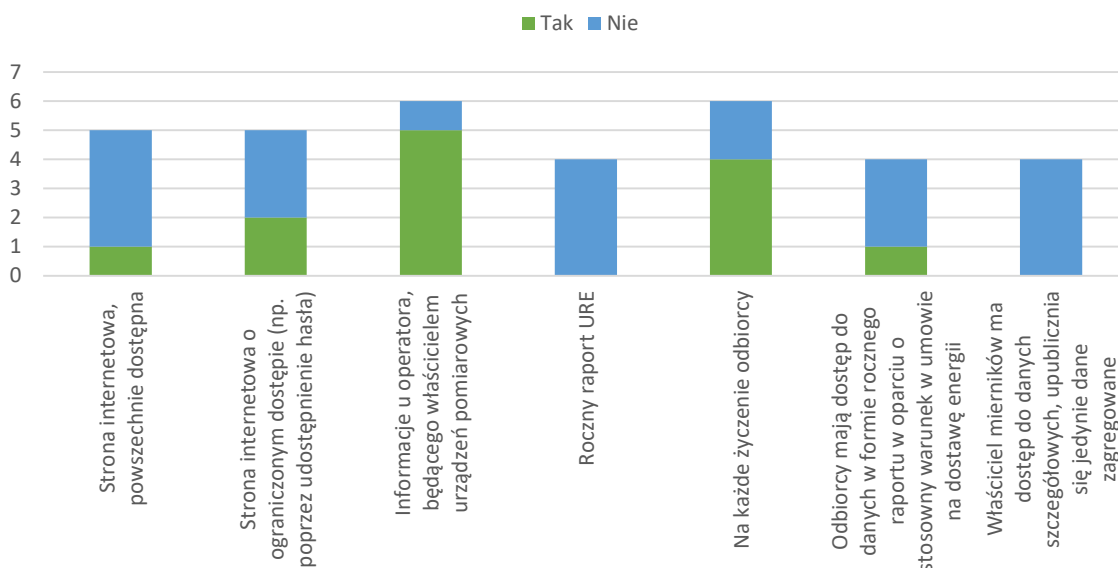
PYTANIE 77. JAKIEGO RODZAJU MIERNIKI NALEŻY INSTALOWAĆ W PIERWSZEJ KOLEJNOŚCI W SYSTEMIE CIĄGŁEGO MONITOROWANIA JAKOŚCI NAPIĘCIA?



3.2.9. SPOSÓB UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

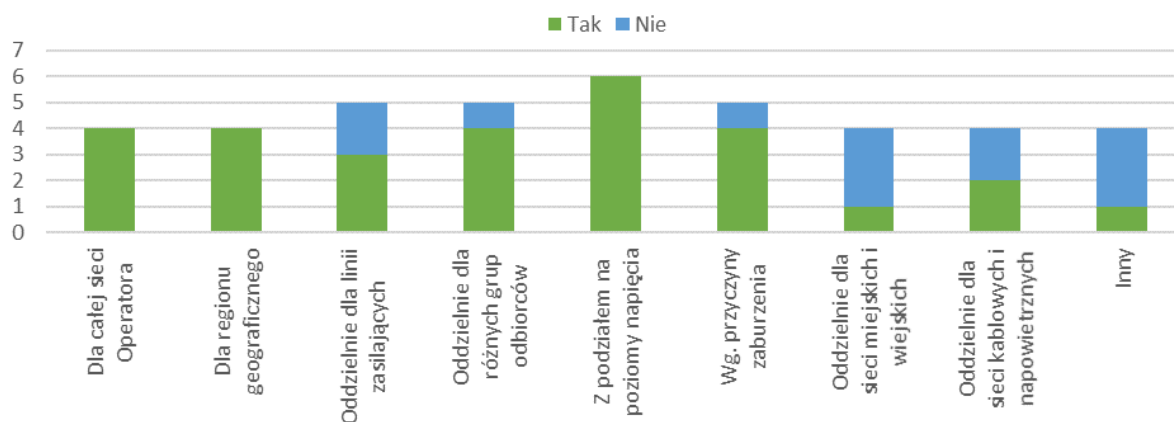
W pytaniu P78 zapytano operatorów jaki sposób upublicznienia danych uzyskanych w efekcie pracy systemu monitorowania jest ich zdaniem najkorzystniejszy. Respondenci w większości (pięć głosów) wskazali kontakt z operatorem jako podstawowe źródło informacji, deklarując równocześnie dostęp do wyników na każde życzenie odbiorcy (cztery wskazania). Raczej sceptycznie ocenili upublicznianie wyników zagregowanych.

PYTANIE 78. JAKI JEST PREFEROWANY SPOSÓB (LUB SPOSOBY) UPUBLICZNIENIA/UDOSTĘPNIENIA DANYCH UZYSKANYCH W EFEKcie PRACY SYSTEMU MONITOROWANIA JAKOŚCI NAPIĘCIA?



Wyrazili także opinię odnośnie do sposobu agregacji wyników pomiaru wskaźników jakości napięcia (P79). Z pośród podanych w pytaniu możliwości najwięcej głosów (sześć) uzyskała agregacja wyników zgodnie z poziomem napięcia, w następnej kolejności zgodnie z rodzajem zaburzenia i rodzajem odbioru (po cztery wskazania)⁵⁶.

PYTANIE 79. JAKI POZIOM AGREGACJI WYNIKÓW POMIARÓW POWINIEN BYĆ STOSOWANY?



Operatorzy (w sumie czterech) nie szacowali jeszcze precyzyjnie liczby punktów pomiarowych objętych przyszłym systemem ciągłego monitorowania wskaźników jakości napięcia (P80). Jest to obecnie bardzo utrudnione z uwagi na planowaną „masową” instalację inteligentnych liczników dla klientów przyłączonych

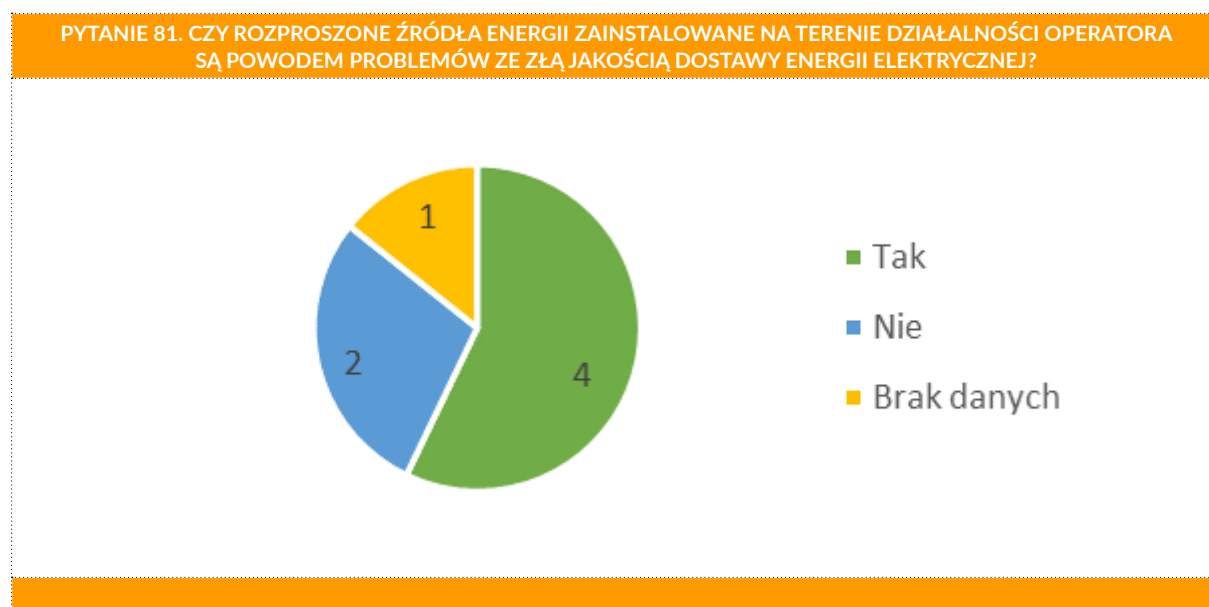
⁵⁶ Opinia jednego z respondentów: „dla pojedynczych i grup obiektów z podziałem wynikającym z charakteru obiektu”.

na poziomie nN oraz dynamikę wzrostu liczby mikroinstalacji. W przypadku sieci WN operator planuje monitorować stronę WN istotnych węzłowych GPZ, większość OZE, odbiorców przyłączonych do WN oraz wszystkie punkty styku z PSE, innymi OSD oraz wymianę międzynarodową.

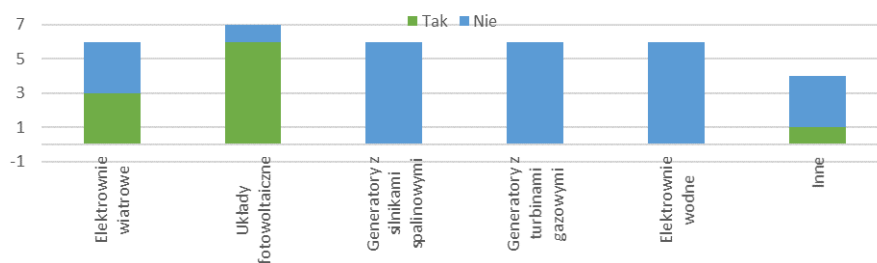
PYTANIE 80. JAKA JEST SZACUNKOWA LICZBA POTRZEBNYCH PUNKTÓW POMIAROWYCH W SYSTEMIE MONITORINGU DLA CAŁEGO OBSZARU DZIAŁANIA OPERATORA?				
Poziom napięcia	Szacunkowa liczba punktów u operatorów			
Poziom nN	46 000	28 358	2 700 000	
Poziom SN	2500	366	38 000	
Poziom WN	500	130	1000	225
Poziom NN	200			

3.2.10. WPŁYW ODNAWIALNYCH I ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

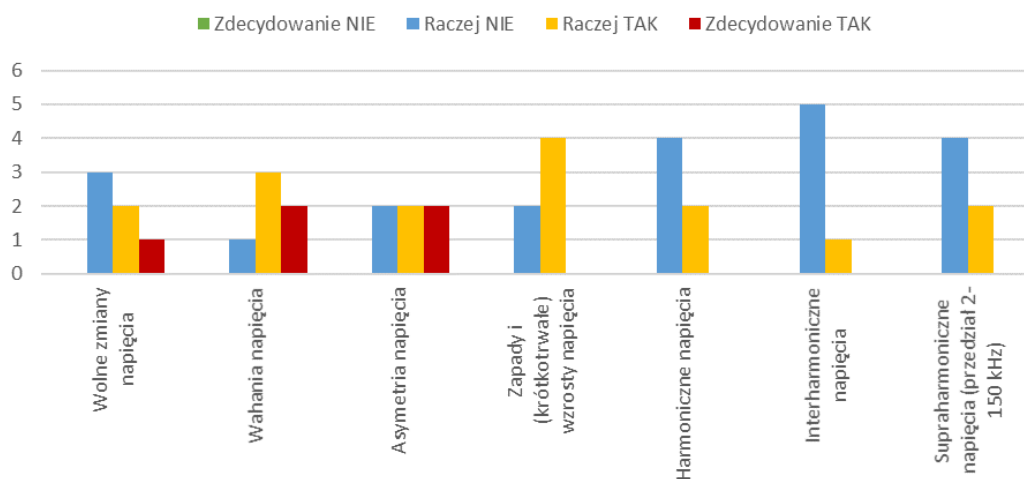
Jedną z technicznych barier rozwoju rozproszonych, a w szczególności odnawialnych źródeł energii, jest wywołana ich pracą degradacja jakości napięcia. Dlatego znacząca liczba pytań dotyczyła wpływu tych źródeł na sieć zasilającą. Już obecnie czterech operatorów doświadcza problemów „jakościowych” (P81), głównie na skutek obecności instalacji fotowoltaicznych, w mniejszym stopniu turbin wiatrowych (w przyszłości prawdopodobnie instalacje „offshore”) (P82). Instalacje PV o mocach do 50 kWp zdaniem respondentów mogą być w przyszłości źródłem zwiększonej asymetrii napięcia, jego wahań i wolnych zmian (P83). W przypadku elektrowni PV o mocach większych od 50 kWp z powyższego zbioru potencjalnych zaburzeń znika asymetria napięcia, a w to miejsce pojawiają się zapady i krótkotrwałe wzrosty napięcia (P84). Zwiększone poziomy tych zaburzeń obecnie występujące w sieciach raczej nie są zdaniem operatorów spowodowane obecnością instalacji fotowoltaicznych (P85 i P86).



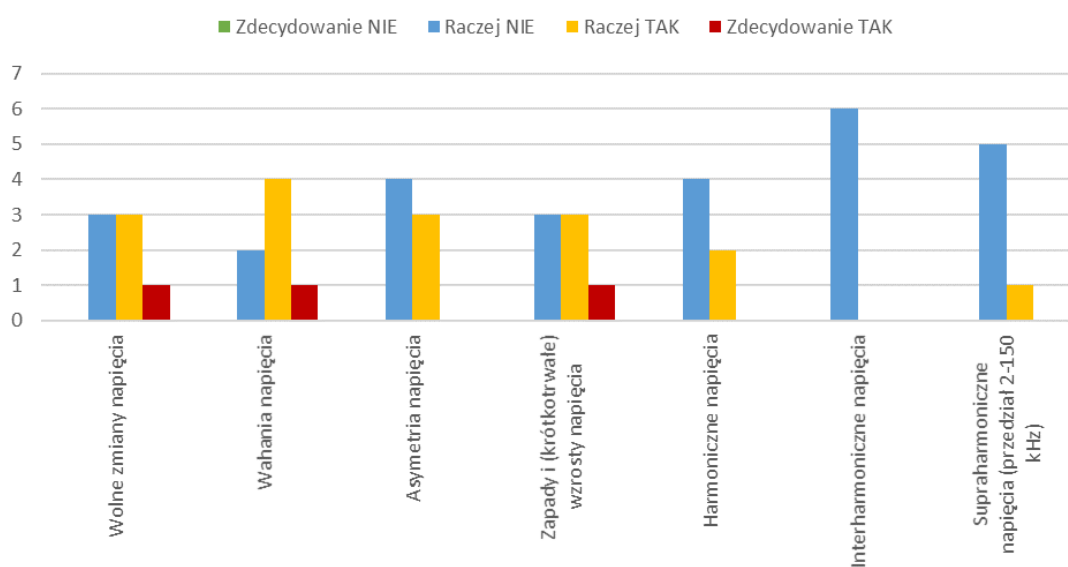
PYTANIE 82. KTÓRE ROZPROSZONE ŹRÓDŁA ENERGII ELEKTRYCZNEJ MOGĄ BYĆ W NAJWIĘKSZYM STOPNIU PRZYCYNĄ PROBLEMÓW Z JAKOŚCIĄ DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ?



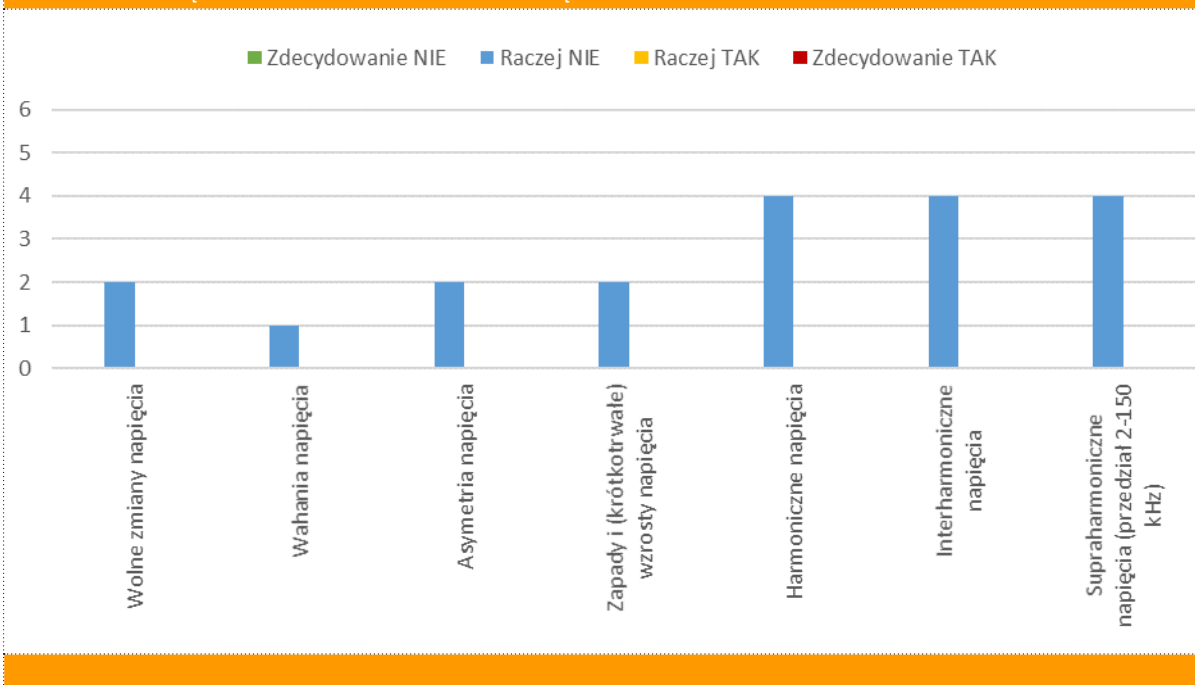
PYTANIE 83. CZY WZROST LICZBY INSTALACJI PV O MOCY DO 50 KW MOŻE W PRZYSZŁOŚCI SPOWODOWAĆ WZROST ZABURZEŃ W SIECI OPERATORA?



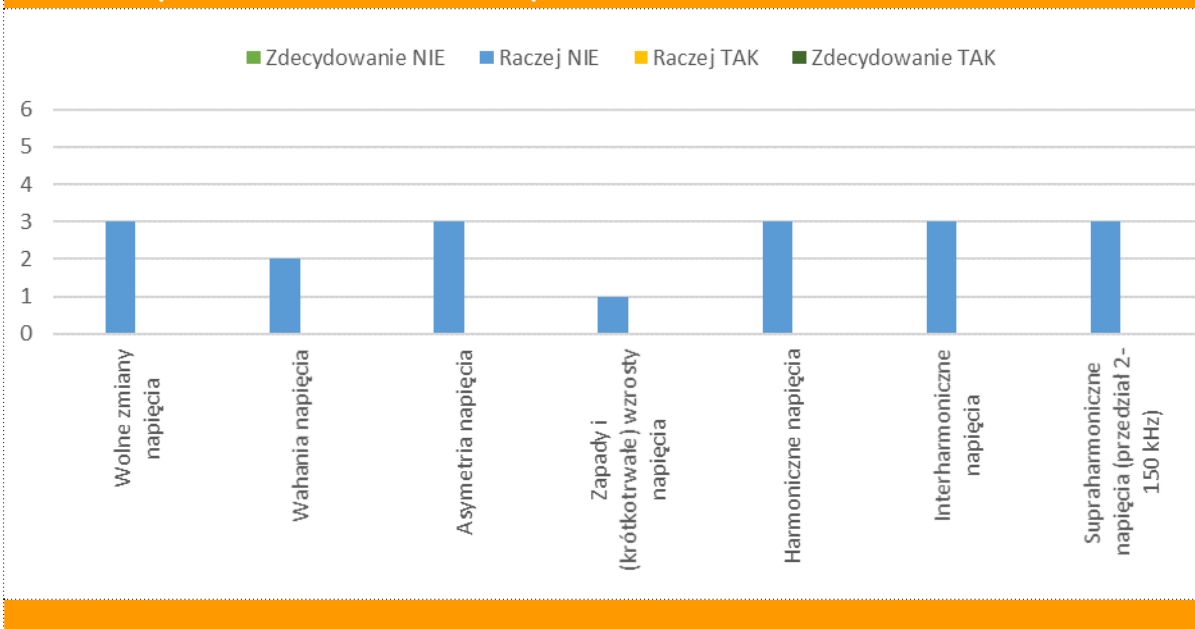
PYTANIE 84. CZY WZROST LICZBY INSTALACJI PV O MOCY POWYŻEJ 50 KW MOŻE W PRZYSZŁOŚCI SPOWODOWAĆ WZROST ZABURZEŃ W SIECI OPERATORA?



PYTANIE 85. CZY W SIECI OPERATORA JUŻ TERAZ MOŻNA ZAOBSERWOWAĆ WZROSTY POZIOMÓW ZABURZEŃ, KTÓRE MOGĄ BYĆ SPOWODOWANE OBECNOŚCIĄ INSTALACJI PV O MOCACH JEDNOSTKOWYCH DO 50 kW?

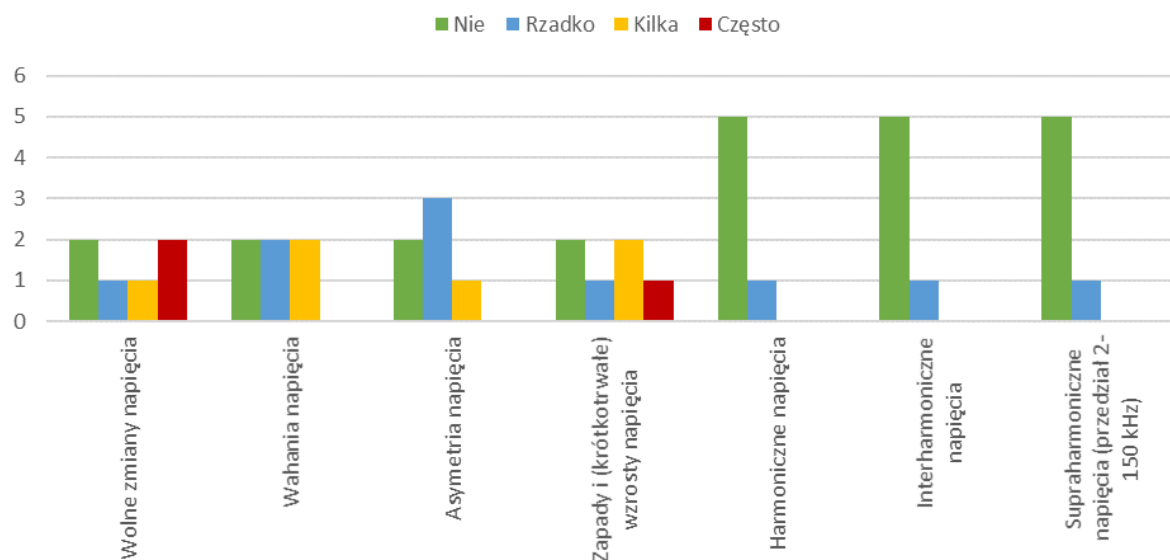


PYTANIE 86. CZY W SIECI OPERATORA JUŻ TERAZ MOŻNA ZAOBSERWOWAĆ WZROSTY POZIOMÓW ZABURZEŃ, KTÓRE MOGĄ BYĆ SPOWODOWANE OBECNOŚCIĄ INSTALACJI PV O MOCACH JEDNOSTKOWYCH POWYŻEJ 50 kW?

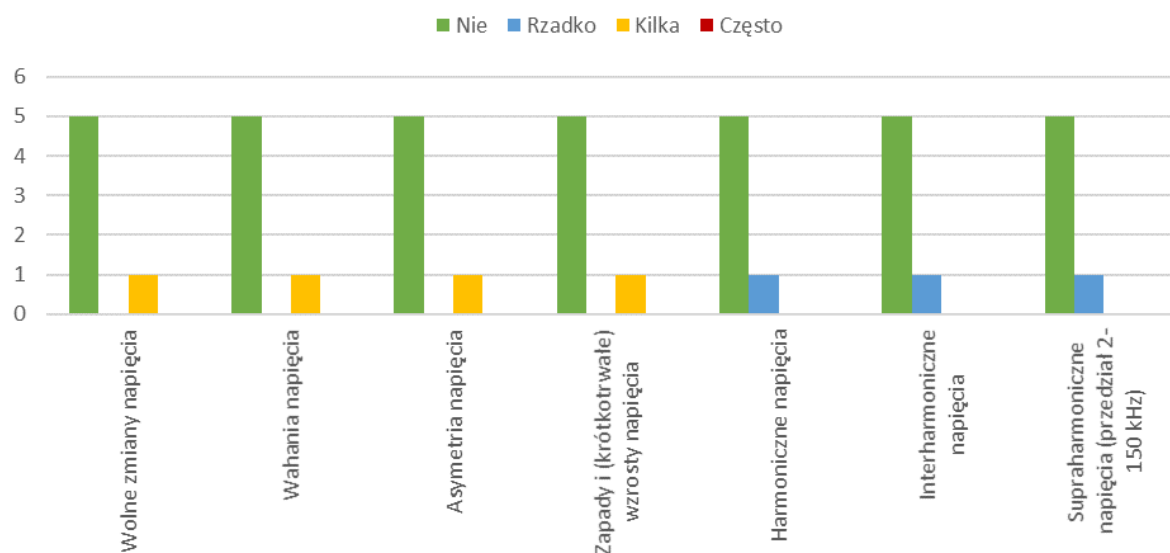


Równocześnie operatorzy potwierdzają pomiarami, że mikroinstalacje o mocy do 50 kWp są źródłem niewielkich problemów dotyczących wolnych zmian oraz zapadów i wzrostów napięcia (P87). Pomiary nie wykazują (za wyjątkiem bardzo niewielkich przypadków) negatywnego wpływu na sieć zasilającą elektrowni fotowoltaicznych o mocach powyżej 50 kWp (P88).

PYTANIE 87. CZY WYKONANE ZOSTAŁY POMIARY POTWIERDZAJĄCE OBECNOŚĆ ZABURZEŃ W SIECIACH Z INSTALACJAMI PV O MOCY JEDNOSTKOWEJ DO 50 KW?

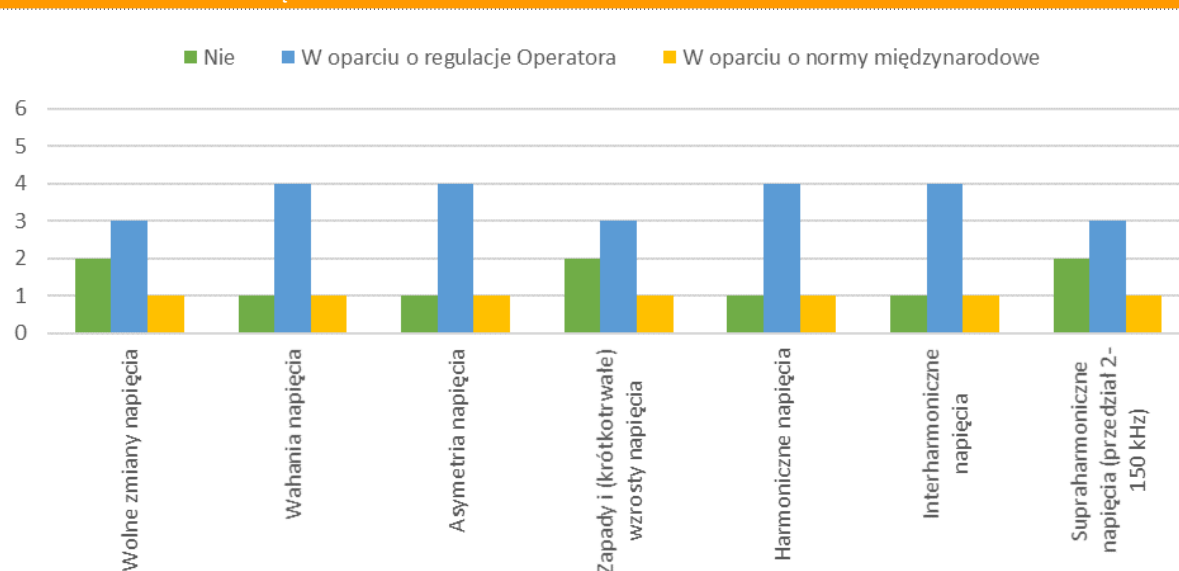


PYTANIE 88. CZY WYKONANE ZOSTAŁY POMIARY POTWIERDZAJĄCE OBECNOŚĆ ZABURZEŃ W SIECIACH Z INSTALACJAMI PV O MOCY JEDNOSTKOWEJ POWYŻEJ 50 KW?

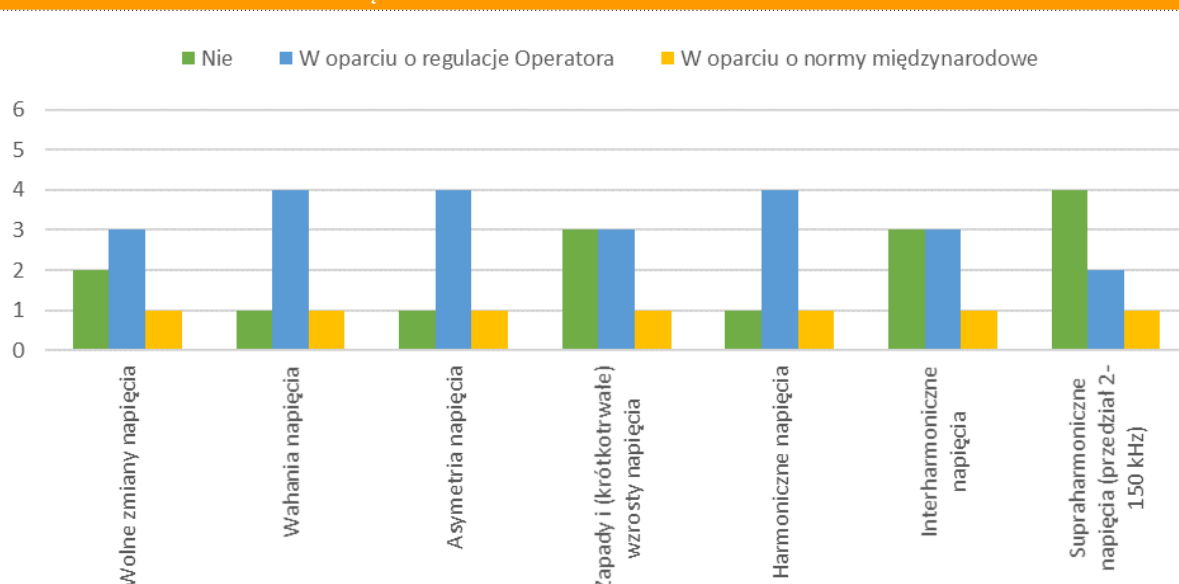


Podstawą wydawania warunków technicznych przyłączenia instalacji fotowoltaicznych, zarówno małej (P89), jak i dużej (P90) mocy, są własne regulacje operatorów. W przypadku instalacji większej mocy u większości operatorów brak regulacji dotyczących supraharmonicznych.

PYTANIE 89. CZY W WARUNKACH TECHNICZNYCH PRZYŁĄCZENIA INSTALACJI PV O MOCY JEDNOSTKOWEJ DO 50 KW USTALANE SĄ DOPUSZCZALNE POZIOMY EMISJI ZABURZEŃ ELEKTROMAGNETYCZNYCH?

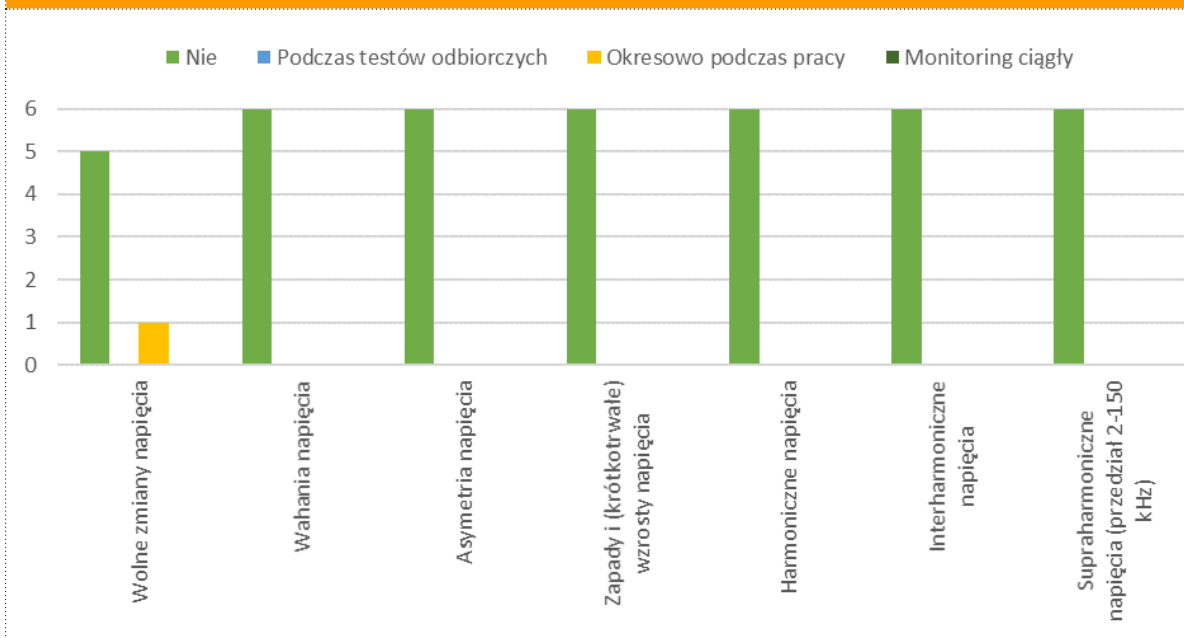


PYTANIE 90. CZY W WARUNKACH TECHNICZNYCH PRZYŁĄCZENIA INSTALACJI PV O MOCY JEDNOSTKOWEJ POWYŻEJ 50 KW USTALANE SĄ DOPUSZCZALNE POZIOMY EMISJI ZABURZEŃ ELEKTROMAGNETYCZNYCH?

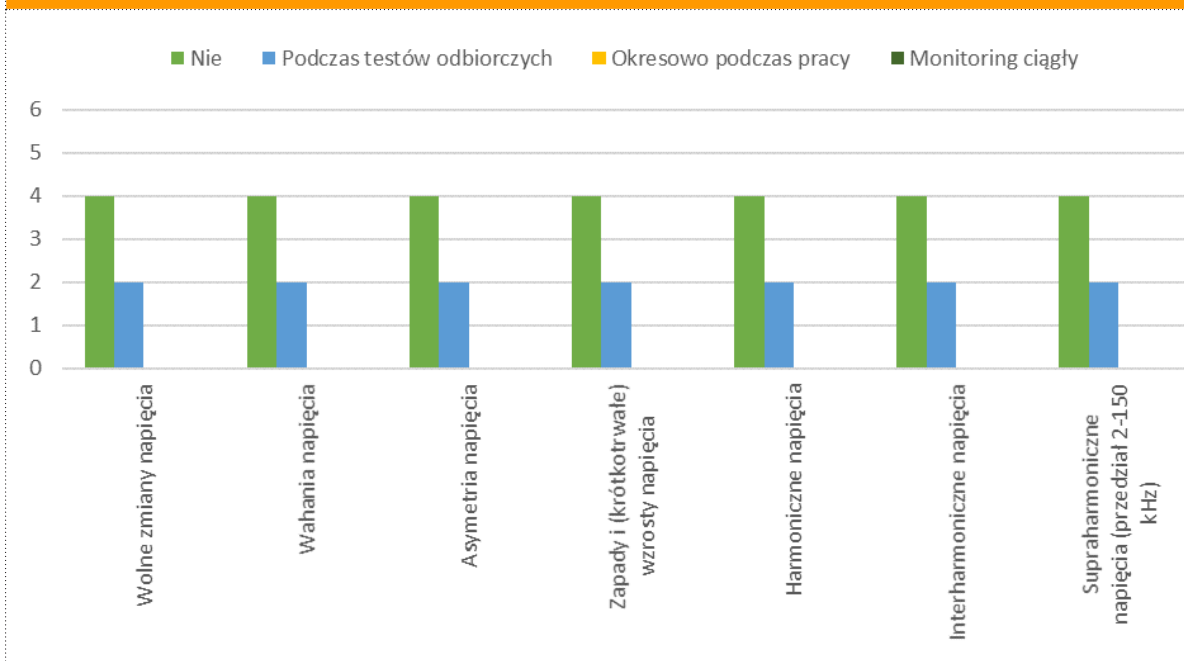


Nie są monitorowane poziomy zakłóceń/poziomy emisji w punktach przyłączenia instalacji PV małej mocy z wyjątkiem pomiarów wolnych zmian napięcia deklarowanych przez jednego z operatorów (P91). Dla instalacji większej mocy (powyżej 50 kWp) takie pomiary są wykonywane jedynie podczas testów odbiorczych (P92).

PYTANIE 91. CZY MONITOROWANE SĄ POZIOMY ZABURZEŃ LUB POZIOMY EMISJI Z INSTALACJI PV O MOCY DO 50 KW?



PYTANIE 92. CZY MONITOROWANE SĄ POZIOMY ZABURZEŃ LUB POZIOMY EMISJI Z INSTALACJI PV O MOCY POWYŻEJ 50 KW?



3.2.11. WNIOSKI

WNIOSEK 1

STAN WIEDZY, ZNACZENIE PROBLEMU

Istniejący system budowania wiedzy i kompetencji w gronie pracowników operatorów sieciowych jest prawidłowy i nie wymaga zmiany.

Większość operatorów nie gromadzi danych statystycznych, które byłyby podstawą wskazania zaburzeń powodujących największe straty finansowe po stronie dostawcy i odbiorcy energii. Jedynie wiedza teoretyczna i doświadczenie są podstawą wskazania tych najbardziej kosztownych.

Zaburzenia w największym stopniu oddziałują negatywnie na elektrownie fotowoltaiczne, szpitale i lotniska oraz sektor IT, także na odbiorców realizujących ciągłe procesy technologiczne.

Postanowienia obowiązującego Rozporządzenia Systemowego w części dotyczącej jakości dostawy energii elektrycznej są bardziej korzystne dla odbiorców. Powinny ulec zmianie, także poprzez dodanie nowych niewymienionych w nim obecnie zaburzeń – zapady i wzrosty napięcia.

Operatorzy nie uważają za celowe wprowadzenie w Rozporządzeniu Taryfowym dodatkowych gwarancji finansowych dla odbiorcy z tytułu innych zaburzeń niż istniejące tam obecnie.

WNIOSEK 2

BADANIE KOSZTÓW ZŁEJ JAKOŚCI DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Operatorzy nie prowadzą badań dotyczących kosztów złej jakości dostawy energii występujących zarówno po stronie dostawcy, jak i odbiorcy. Bardzo nieliczne analizy dotyczą wyłącznie nieprawidłowej wartości napięcia i ewentualnych bonifikat będących tego skutkiem.

WNIOSEK 3

PROCEDURA PRZYŁĄCZANIA ODBIORCÓW I ŹRÓDEŁ ENERGII

Podstawą wydawania warunków technicznych przyłączenia odbiorników/źródeł energii są wewnętrzne wytyczne operatora. Operatorzy nie wymagają przeprowadzenia pomiarów wskaźników jakości zasilania w planowanym miejscu instalacji zaburzającego odbiornika przed wydaniem warunków technicznych jego przyłączenia. Faktem jest, że w ostatnich pięciu latach nadmierna emisja zaburzeń elektromagnetycznych nie była powodem odmowy wydania warunków technicznych przyłączenia nowego odbiorcy lub źródła energii, podobnie jak w bardzo nielicznych przypadkach w tym okresie operatorzy wymagali od klientów ograniczenia nadmiernej emisji.

WNIOSEK 4

OBCENA PRAKTYKA ZAPEWNIENIA JAKOŚCI DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Brak w strukturze operatorów wydzielonej organizacyjnie grupy pracowników zajmujących się wyłącznie zagadnieniami jakości zasilania. Problematyka jakości zasilania to jeden z wielu innych obowiązków pracowników.

Rośnie liczba odbiorców, szczególnie na poziomie nN, którzy mają zagwarantowane inne wartości wskaźników dostawy energii elektrycznej. Ta grupa odbiorców coraz częściej składa reklamacje na złą jakość zasilania i domaga się pomiarowej jej oceny. Pomiary te są wykonywane przez operatora rejestratorami klasy A, przy czym istnieje duże zróżnicowanie jeżeli chodzi o liczbę posiadanych mierników. Respektowane są także pomiary wykonane przez odbiorców/dostawców energii. Wykonanie pomiarów jest także u kilku operatorów odpłatną usługą. W kilku przypadkach klient pokrywa koszty pomiaru, jeżeli jego reklamacja jest nieuzasadniona.

W powszechnej opinii jednym z czynników degradujących jakość napięcia są rozproszone źródła energii.

Głównym narzędziem detekcji przerw w zasilaniu (także w nielicznych przypadkach mikroprzerw) są systemy SCADA oraz układy automatyki zabezpieczeniowej. Niemal wszyscy operatorzy rejestrują i archiwizują dane o przerwach wynikających z działania układów EAZ.

WNIOSEK 5

POMIARY WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI ZASILANIA W PROCESIE ROZSTRZYGANIA SPORÓW I REKLAMACJI

Wzrost liczby pomiarów nastąpił wraz z rozwojem energetyki rozproszonej i skokowym wzrostem przyłączanych mikroinstalacji. Operatorzy wykonują także pomiary, które nie są wymuszone skargami odbiorców. Ich liczba jest bardzo zróżnicowana w zależności od operatora.

W kolejnych latach wyraźnie widać wzrost liczby spornych spraw pomiędzy dostawcą a odbiorcą energii spowodowanych złymi warunkami zasilania (głównie wartość napięcia) w sieciach nN. Ogromna ich większość jest rozstrzygana w bezpośrednim kontakcie pomiędzy stronami, bez udziału URE. Żaden z operatorów nie prowadzi statystyki skarg bądź reklamacji na złą jakość dostawy energii elektrycznej w zależności od sektora działalności odbiorców.

Operatorzy raczej pozytywnie oceniają poziom jakości dostawy energii elektrycznej na obszarze swojego działania.

WNIOSEK 6

SYSTEM CIĄGŁEGO MONITOROWANIA WSKAŹNIKÓW JEE

Posiadanie w pełni funkcjonalnych systemów ciągłego monitorowania zadeklarowało trzech operatorów. Wykorzystują one zarówno rejestratory stacjonarne (głównie), jak i przenośne, instalowane w stacjach SN/nN (tu dominują liczniki zdalnego odczytu) i WN/SN (rejestratory klasy A). Dwóch operatorów buduje systemy monitorowania, a dwóch kolejnych planuje ich powstanie w przyszłości, z wykorzystaniem liczników energii lub innych rejestratorów zawierających moduł pomiarowy parametrów jakości napięcia.

Zdaniem respondentów w systemie rozproszonego monitorowania wskaźników jakości napięcia w pierwszej kolejności należy kontrolować wartość skuteczną napięcia (jego zbyt małą lub zbyt dużą wartość), następnie zapady i wzrosty napięcia oraz jego odkształcenie. Mierniki powinny być w pierwszej kolejności instalowane w miejscach dostawy energii do odbiorców na poziomie WN, w rozdzielniach z napięciem wyjściowym 110 kV oraz w punktach dostawy energii do odbiorców, których warunki zasilania określone są indywidualnymi umowami różnymi od standardowych.

Systemy pomiarowe powstały w celu analizy statystycznej zmian parametrów jakości napięcia w czasie oraz dla potrzeb procedury wydawania warunków technicznych przyłączenia. Żaden z operatorów nie kwestionował celowości budowy takiego systemu.

WNIOSEK 7

LICZNIKI AMI I REJESTRATORY Z OPCJĄ POMIARU WSKAŹNIKÓW JEE

Pięciu operatorów wykorzystuje liczniki AMI z opcją pomiaru wybranych wskaźników jakości energii elektrycznej. Ich liczba różni się znacząco w zależności od operatora, różny jest także udział procentowy takich mierników w całkowitej liczbie zainstalowanych liczników. W zależności od poziomu napięcia liczniki AMI mierzą w pierwszej kolejności: nN – wartość skuteczną oraz wzrosty, zapady napięcia i krótkie przerwy w zasilaniu; SN – dodatkowo wahania i odkształcenie napięcia. Operatorzy w małym stopniu wykorzystują opcję pomiaru wskaźników jakości napięcia, którą posiadają niektóre rejestratory, np. EAZ.

WNIOSEK 8

SPOSÓB UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

Operatorzy wskazali kontakt z operatorem jako podstawowe źródło informacji o danych uzyskanych z systemu monitorowania jakości napięcia, deklarując równocześnie dostęp do wyników na każde życzenie odbiorcy. Sceptycznie ocenili roczne raporty „jakościowe” opracowywane dla Urzędu Regulacji Energii oraz upublicznianie wyników zagregowanych.

WNIOSEK 9

WPŁYW ODNAWIALNYCH I ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Już obecnie operatorzy doświadczają problemów z utrzymaniem jakości napięcia, głównie na skutek obecności instalacji fotowoltaicznych, w mniejszym stopniu turbin wiatrowych (w przyszłości prawdopodobnie instalacje „offshore”). Instalacje PV o mocach do 50 kWp zdaniem respondentów mogą być w przyszłości źródłem zwiększonej asymetrii napięcia, jego wahań i wolnych zmian. W przypadku elektrowni PV o mocach większych od 50 kWp z powyższego zbioru potencjalnych zaburzeń znika asymetria napięcia, a w to miejsce pojawiają się zapady i krótkotrwałe wzrosty napięcia.

Obecnie nie są monitorowane poziomy zaburzeń i emisji w punktach przyłączenia instalacji PV małej mocy z wyjątkiem pomiarów wolnych zmian napięcia. Dla instalacji większej mocy (powyżej 50 kWp) takie pomiary są wykonywane jedynie podczas testów odbiorczych.

4. PODSUMOWANIE

Wyniki przedstawione w niniejszym raporcie, w części dotyczącej jakości dostawy energii elektrycznej w Polsce, przedstawiono na tle opisu stanu panującego w Europie w roku 2016. To przesunięcie czasowe utrudnia jednoznaczną ocenę obecnej polskiej „pozycji” wobec europejskiego stanu średniego. Brak bowiem informacji o zmianach, które nastąpiły w innych krajach europejskich w ostatnich pięciu latach. Zgodnie z deklaracjami CEER kolejny 7 raport benchmarkingowy miał ukazać się w 2020 roku, nadal czekamy na jego wydanie.

Można jednakże sformułować generalny pogląd, że procesy w obszarze poprawy jakości dostawy energii elektrycznej zmierzają w poszczególnych europejskich krajach w podobnym kierunku, inne jest jedynie tempo poprawy. Wyraźnie widać w tym procesie liderów, nie tylko jeżeli chodzi o osiągnięty poziom jakości, lecz także w zakresie oryginalności stosowanych rozwiązań, zarówno technicznych, jak i regulacyjnych.

Z całą pewnością warto opracowywać polskie raporty benchmarkingowe z krótszymi odstępami czasu pomiędzy kolejnymi edycjami. Prawie dwanaście lat, które minęły pomiędzy I Krajowym Raportem Benchmarkingowym a jego obecnym wydaniem, sprawia, że w obszarze organizacji sektora energetycznego porównywane są dwie różne struktury organizacyjne. Trudno porównywać wskaźniki jakościowe, które w przeszłości dotyczyły 39 operatorów sieciowych, z danymi przekazanym obecnie, np. w obszarze jakości napięcia, przez siedem dużych przedsiębiorstw sieciowych.

Warto także upowszechniać w środowisku polskich energetyków przetłumaczone na język polski raporty benchmarkingowe CEER. Trudno przecenić znaczenie i pozytywny wpływ tych dokumentów na stan wiedzy i możliwość stosowania nowych rozwiązań technicznych i regulacyjnych w polskim sektorze elektroenergetycznym.

BIBLIOGRAFIA

1. CEER, Quality of Electricity Supply: Initial Benchmarking on Actual Levels, Standards and Regulatory Strategies, 2001 (http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/CouncilofEuropeanEnergyRegulators_Quality_of_Electricity.pdf).
2. CEER, Second Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, 2003 (<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/8710d1ec-9e67-2d56-6554-4a4fae97a41e>).
3. CEER, Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005, 2005 (https://www.arera.it/allegati/pubblicazioni/volume_ceer3.pdf).
4. CEER, 4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2008, 2008 (https://www.arera.it/allegati/pubblicazioni/C08-EQS-24-04_4th_Benchmarking_Report_EQS_10-Dec-2008_re.pdf).
5. CEER, 5th CEER Benchmarking Report on the quality of Electricity Supply 2011, 2012 (CEER, "5th CEER Benchmarking Report on the quality of Electricity Supply 2011," 2012).
6. Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply, February 2014 (https://www.ceer.eu/documents/104400/3729047/C13-EQS-57-03_BR5.1_19-Dec-2013_updated-Feb-2014.pdf/dc7de1b2-5e69-affe-60e1-dfcb420798f2).
7. CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply, January 2015 (file:///C:/Users/ZH/OneDrive/Downloads/CEER_Benchmarking_Report_5_2_on_the_Cont.pdf).
8. CEER, 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply, 2016 (<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/d064733a-9614-e320-a068-2086ed27be7f>).
9. CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply, 2015/2016 (<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>).
10. CEER, Guideline of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances, 2010 (https://www.ceer.eu/documents/104400/3729293/C10-EQS-41-03_GGP+interruptions+and+voltage_7-Dec-2010.pdf/7dec3d52-934c-e1ea-e14b-6dfe066eec3e?version=1.0).
11. CEER, ECRB, Guidelines of Good Practice on the Implementation and Use of Voltage Quality Monitoring Systems for Regulatory Purposes, 2012 (<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/bdd2c6cb-5ccf-b342-2728-3e6c38536daf>).
12. CEER, Status Review of Regulatory Aspects of Smart Metering, including an assessment of roll out as of 1 January 2013, 12. September 2013 (<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/c5706c8f-1f11-3728-48c3-a08ade422065>).
13. CEER Advice on the Quality of Electricity and Gas Distribution Services 2014 (<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/f8199359-9b1e-6800-f0e7-603d8c5ea2f8>).
14. CENELEC, "EN 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks," 2010.
15. C. -. C. E. d. V. D'Este, "Qualidade da Onda de Tensao 2014 (<http://www.ceve.pt/index.php?cat=108&item=2125>).
16. CIGRE Technical Brochure TB 412, "Voltage dip immunity of equipment and installations", April 2010.
17. I Krajowy Raport Benchmarkingowy nt. Jakości Dostaw Energii Elektrycznej do Odbiorców Przyłączonych do Sieci Przesyłowych i Dystrybucyjnych (<https://www.ure.gov.pl/download/9/2825/RAPORTBENCHMARKINGOWY.pdf>).
18. Directive 2004/108/EC of the European Parliament and of the Council of 15 December 2004 on the approximation of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility and repealing Directive 89/336/EEC ("EMC Directive") (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/LSU/?uri=CELEX:32004L0108>).
19. DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072&from=EN>).
20. Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0073&from=EN>).
21. EN 61000-4-30, Power Quality Monitoring EURELECTRIC Views, 2009.
22. EURELECTRIC, Power Quality Monitoring EURELECTRIC Views, 2009 (<https://www.yumpu.com/en/document/read/19557484/power-quality-monitoring-eurelectric-views-november-2009>).
23. Faias S., Esteves J.: Guidelines for Publication of Voltage Quality Monitoring Results in Portugal: A Regulatory Perspective (<http://www.icrepq.com/icrepq%2716/510-16-faias.pdf>).

24. Fugmagalli E, Lo Schiava L. and Delestra F.: Service quality regulation in electricity distribution and retail," Springer, 2007.
25. Hanzelka Z.: Jakość dostawy energii elektrycznej – zaburzenia wartości skutecznej napięcia, Wydawnictwa AGH, 2013.
26. K. Consulting, "Premium Power Quality contracts and labelling," Arnhem, Apr. 2007.
27. IEC 61326-1-Electrical equipment for measurement, control and laboratory use - EMC requirements.
28. IEC, IEC/PAS 62559, "IntelliGrid Methodology for Developing Requirements for Energy Systems.," 2008.
29. P. S. a. G. W. J. Meyer, "Efficient method for power quality surveying in distribution networks," in CIRED conference, Turin, 6-9 June 2005.
30. REN – Rede Electrica Nacional, S.A., "Qualidade de Energia Eletrica 2014" (http://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/electricidade/qualidade_de_energia_eletrica/) 2014.
31. S. EDP Distribuicao – Energia, "Qualidade de Energia Eletrica 2014" (<http://edp.distribuicao.waynext.com/>).
32. S.K.S. Taxt, "Storskale spenningsmåling md AMS," Sintef Energi, 2014.
33. Ustawa Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 roku (Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późniejszymi zmianami).
34. Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu energetycznego" z dnia 4 maja 2007 (Dz.U. 2007 r. Nr 93, poz. 623).
35. Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną.
36. REGULACJA JAKOŚCIOWA W LATACH 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności) (file:///C:/Users/Mieczys%C5%82aw/Downloads/REGULACJA_JAKOSCIOWA_OSD%20(7).pdf).

ZAŁĄCZNIK 1

Słownik angielsko-polski krajów uczestniczących w benchmarkingu

Skrót	NAZWA ANGIELSKA	NAZWA POLSKA
AT	Austria	Austria
BE	Belgium	Belgia
BG	Bulgaria	Bułgaria
HR	Croatia	Chorwacja
CZ	Czech Republic	Czechy
DK	Denmark	Dania
EE	Estonia	Estonia
FI	Finland	Finlandia
FR	France	Francja
DE	Germany	Niemcy
GB	Great Britain (GB)	Wielka Brytania (GB jest stosowane w odniesieniu do Wielkiej Brytanii: Anglii, Szkocji i Walii)
EL	Greece	Grecja
HU	Hungary	Węgry
IE	Ireland	Irlandia
IT	Italy	Włochy
LV	Latvia	Łotwa
LT	Lithuania	Litwa
LU	Luxembourg	Luksemburg
MT	Malta	Malta
NL	The Netherlands	Holandia
NO	Norway	Norwegia
PL	Poland	Polska
PT	Portugal	Portugalia
RO	Romania	Rumunia
SK	Slovak Republic	Słowacja
SI	Slovenia	Słowenia
ES	Spain	Hiszpania
SE	Sweden	Szwecja
CH	Switzerland	Szwajcaria

ZAŁĄCZNIK 2

Szczegółowe wyniki raportu benchmarkingowego CEER

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria											14,87	14,35	16,36	15,13	13,69
Bułgaria									286,10	280,50	274,90	264,00	199,00	208,80	177,50
Chorwacja											294,00	253,47	250,15	251,43	222,85
Czechy			148,29	166,19	144,70	150,23	165,82	140,65	159,40	154,74	147,59	159,68	162,33	171,18	159,91
Dania									5,37	4,94	4,74	4,70	5,05	4,65	4,24
Estonia											84,93	86,84	65,76	69,32	73,75
Finlandia											14,21	15,47	12,90	11,51	12,64
Francja	6,00	5,30	6,60	8,00	7,90	10,80	19,40	23,20	24,00	18,90	15,60	15,90	15,80	16,20	17,90
Niemcy					15,10	13,85	13,17	11,53	9,66	10,12	11,83	7,23	7,56	7,03	10,29
Wielka Brytania					4,06	4,96	5,70	6,48	6,72	6,69	6,70	5,68	5,72	5,02	3,91
Grecja											149,00	156,00	136,00	105,00	112,00
Węgry														161,00	157,00
Irlandia														77,30	64,80
Włochy	77,97	80,67	62,62	58,77	53,79	46,16	49,35	43,58	55,71	61,85	65,97	55,28	59,60	66,62	78,85
Łotwa						237,00	261,00	254,00	219,00	236,00	265,00	280,00	256,00	206,00	156,00
Litwa				134,05	125,70	80,75	74,77	74,03	160,90	157,93	179,23	212,76	217,45	194,18	173,04
Luksemburg												12,03	6,62	5,96	5,23
Malta			69,28	105,63	94,74	78,88	72,73	75,10	72,60	69,00	80,40	61,04	207,00	54,69	62,80
Holandia											5,16	6,02	5,89	4,76	6,28
Norwegia											40,95	37,64	43,05	44,05	41,15
Polska						121,00	149,05	140,31	129,70	153,05	147,32	139,12	119,40	95,86	80,17
Portugalia	52,21	62,39	49,16	39,16	18,70	7,31	2,07	2,00	1,57	2,05	1,68	1,46	2,59	2,44	1,91
Rumunia							386,00	323,00	324,00	333,00	246,00	270,00	230,00	211,00	184,00
Słowacja												187,14	164,99	176,03	178,24
Słowenia							137,73	130,86	105,55	126,33	116,61	115,09	119,28	128,61	120,10
Hiszpania											10,62	9,18	10,68	13,44	12,24
Szwecja											16,93	18,87	18,17	16,66	18,80
Szwajcaria									14,00	13,00	12,00	10,00	9,00	10,00	10,00

Tabela 6. SAIDI dla przerw planowanych (minuty na odbiorce)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria											35,55	39,29	51,95	47,63	41,17
Bułgaria									199,10	189,60	180,20	171,20	151,80	138,10	113,80
Chorwacja											370,00	305,99	411,57	264,89	189,39
Czechy							185,54	210,94	135,88	114,08	125,06	195,08	120,89	144,89	98,38
Dania									15,05	17,04	14,75	15,86	11,59	15,86	15,14
Estonia											170,86	378,48	117,06	168,42	148,48
Finlandia											80,15	171,25	66,89	157,62	67,92
Francja	42,00	69,30	57,10	5,90	86,30	61,60	74,10	173,80	95,10	53,90	62,90	83,60	51,50	57,60	52,60
Niemcy					23,25	35,67	16,96	15,29	20,01	17,25	17,37	32,75	13,50	15,16	13,26
Wielka Brytania	83,69	110,38	81,11	94,29	69,16	103,48	81,94	75,69	81,42	70,01	68,05	61,02	92,51	50,71	46,53
Grecja											150,00	133,00	122,00	143,00	132,00
Węgry														67,00	59,00
Irlandia														106,00	87,60
Włochy	114,74	546,08	90,53	79,86	60,55	57,89	89,64	78,67	88,84	107,96	132,73	105,40	93,80	129,03	64,89
Łotwa						269,00	236,00	424,00	1 073,0	708,00	371,00	341,00	210,00	144,00	130,00
Litwa				146,21	164,59	245,61	156,73	182,60	260,74	302,57	288,10	153,93	144,04	106,53	172,92
Luksemburg												21,61	18,47	22,85	16,62
Malta			486,83	414,52	310,78	411,52	189,45	688,64	620,40	191,00	286,20	360,04	570,60	172,90	101,02
Holandia											26,34	23,40	20,00	32,90	21,00
Norwegia											65,81	143,77	118,07	128,77	87,68
Polska						410,00	440,64	378,35	386,18	325,76	263,19	281,82	205,41	267,46	191,83
Portugalia	467,98	406,18	217,79	198,73	243,19	136,00	162,67	280,03	276,04	131,43	94,15	258,80	94,75	75,03	75,74
Rumunia												491,00	480,00	371,00	371,00
Słowacja											110,95	110,92	89,37	81,49	80,58
Słowenia							115,62	133,79	80,57	76,06	169,43	109,32	907,91	71,34	71,82
Hiszpania											58,56	99,18	52,68	55,68	53,58
Szwecja											88,18	151,94	83,73	118,15	75,62
Szwajcaria									14,00	16,00	22,00	15,00	13,00	11,00	9,00

Tabela 7. SAIDI dla nieplanowanych przerw, w tym zdarzeń wyjątkowych (minuty na odbiorcę)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria											33,81	33,61	33,44	27,18	24,22
Chorwacja													166,34	152,99	102,40
Czechy			102,54	120,50	102,50	124,23	86,70	102,65	106,24	107,09	109,77	98,01	84,38	82,14	73,09
Dania									15,00	16,10	14,70	11,20	11,60	14,90	15,10
Francja	40,00	51,00	50,70	52,20	71,50	57,70	62,60	67,20	62,90	52,60	60,10	68,10	50,20	51,70	48,70
Niemcy					21,53	19,25	16,89	14,63	14,90	15,31	15,91	15,32	12,28	12,70	12,80
Wielka Brytania	81,66	81,28	76,59	68,64	65,55	78,03	74,22	73,43	70,02	67,94	55,43	54,71	53,22	44,86	38,39
Grecja											101,00	96,00	92,00	94,00	96,00
Węgry														89,00	75,00
Irlandia														81,40	80,10
Włochy	108,88	96,83	76,52	65,74	53,84	52,47	53,10	49,45	47,77	43,59	45,45	42,27	41,32	45,40	37,11
Łotwa											255,00	192,00	153,00	126,00	104,00
Litwa				74,30	73,93	86,43	70,56	50,26	50,19	59,50	55,67	51,40	49,44	44,58	47,94
Luksemburg												21,61	18,47	22,85	16,50
Polska							354,51	316,46	316,26	309,10	254,00	254,85	191,77	244,18	180,19
Portugalia	334,54	303,75	148,81	142,82	152,08	104,33	133,08	185,62	172,98	97,25	78,48	88,70	74,89	66,76	64,08
Rumunia							639,00	636,00	639,00	547,00	630,00	427,00	361,00	308,00	290,00
Słowenia										2,11	3,07	6,35	3,68	4,82	1,67
Hiszpania											52,62	52,08	54,00	55,68	53,58
Szwecja											83,77	82,19	74,49	83,59	69,10
Szwajcaria									14,00	16,00	22,00	15,00	13,00	11,00	9,00

Tabela 8. SAIDI dla nieplanowanych przerw bez zdarzeń wyjątkowych (minuty na odbiorcę)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria											50,41	53,64	68,31	62,76	54,86
Bułgaria									485,20	470,10	455,10	435,20	350,80	346,90	291,30
Chorwacja											664,00	559,46	661,72	516,32	412,24
Czechy							351,36	351,59	295,28	268,82	272,65	354,76	283,22	316,07	258,29
Dania									20,42	21,98	19,49	20,56	16,64	20,51	19,38
Estonia											255,79	465,32	182,82	237,74	222,23
Finlandia											94,36	186,72	79,79	169,13	80,56
Francja	48,00	74,60	63,70	13,90	94,20	72,40	93,50	197,00	119,10	72,80	78,50	99,50	67,30	73,80	70,50
Niemcy					38,35	49,52	30,13	26,82	29,67	27,37	29,20	39,98	21,06	22,19	23,55
Wielka Brytania					73,22	108,44	87,64	82,17	88,14	76,70	74,75	66,70	98,23	55,74	50,43
Grecja											299,00	289,00	258,00	248,00	244,00
Węgry														228,00	216,00
Irlandia														183,30	152,40
Włochy	192,71	626,75	153,15	138,63	114,34	104,05	138,99	122,25	144,55	169,81	198,70	160,68	153,40	195,65	143,74
Łotwa						506,00	497,00	678,00	1 292,00	944,00	636,00	621,00	466,00	350,00	286,00
Litwa				280,26	290,29	326,36	231,50	256,63	421,64	460,50	467,33	366,69	361,49	300,71	345,96
Luksemburg												33,64	25,09	28,81	21,84
Malta			556,11	520,15	405,52	490,40	262,18	763,74	693,00	260,00	366,60	421,08	777,60	227,59	163,82
Holandia											31,50	29,42	25,89	37,66	27,28
Norwegia											106,76	181,41	161,12	172,82	128,83
Polska						531,00	589,69	518,66	515,88	478,81	410,51	420,94	324,81	363,32	272,00
Portugalia	520,19	468,57	266,95	237,89	261,89	143,31	164,74	282,03	277,61	133,48	95,83	260,26	97,34	77,47	77,65
Rumunia												761,00	710,00	582,00	555,00
Słowacja												298,06	254,36	257,52	258,82
Słowenia							253,35	264,65	186,12	202,39	286,04	224,41	1027,19	199,95	191,92
Hiszpania											69,18	108,36	63,36	69,12	65,82
Szwecja											105,11	170,81	101,89	134,81	94,42
Szwajcaria									28,00	29,00	34,00	25,00	22,00	21,00	19,00

Tabela 9. SAIDI dla planowanych i nieplanowanych przerw w tym zdarzeń wyjątkowych (minuty na odbiorcę)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria											48,67	47,96	49,79	42,31	37,91
Chorwacja													416,49	404,42	325,25
Czechy			250,83	286,69	247,20	274,46	252,52	243,30	265,64	261,83	257,36	257,69	246,71	253,32	233,00
Dania									20,37	21,04	19,44	15,90	16,65	19,55	19,34
Francja	46,00	56,30	57,30	60,20	79,40	68,50	82,00	90,40	86,90	71,50	75,70	84,00	66,00	67,90	66,60
Niemcy					36,63	33,10	30,06	26,16	24,56	25,43	27,74	22,55	19,84	19,73	23,09
Wielka Brytania					69,61	82,99	79,92	79,91	76,74	74,63	62,14	60,39	58,94	49,89	42,30
Grecja											250,00	252,00	228,00	199,00	208,00
Węgry														250,00	232,00
Irlandia														158,70	144,90
Włochy	186,85	177,50	139,14	124,51	107,63	98,63	102,45	93,03	103,48	105,44	111,42	97,55	100,92	112,02	115,96
Łotwa											520,00	472,00	409,00	332,00	260,00
Litwa				208,35	199,63	167,18	145,33	124,29	211,09	217,43	234,90	264,16	266,89	238,76	220,98
Luksemburg												33,64	25,09	28,81	21,72
Polska							503,56	456,77	445,96	462,15	401,32	393,97	311,17	340,04	260,36
Portugalia	386,75	366,14	197,97	181,98	170,78	111,64	135,15	187,62	174,55	99,30	80,16	90,16	77,48	69,20	65,99
Rumunia							1 025,0	959,00	963,00	880,00	876,00	697,00	591,00	519,00	474,00
Słowenia										128,44	119,68	121,44	122,96	133,43	121,77
Hiszpania											63,24	61,26	64,68	69,12	65,82
Szwecja											100,70	101,06	92,66	100,25	87,90
Szwajcaria									28,00	29,00	34,00	25,00	22,00	21,00	19,00

Tabela 10. SAIDI dla planowanych i nieplanowanych przerw bez zdarzeń wyjątkowych (minuty na odbiorcę)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Czechy							0,28	0,29	2,90	10,40	2,26	10,34	1,41	2,13	1,67
Dania									2,17	1,86	1,41	0,70	0,62	1,89	1,10
Finlandia												2,39	8,25	2,23	2,94
Francja	1,90	2,20	1,50	6,70	7,50	2,10	6,10	5,60	1,50	1,10	2,00	2,00	1,80	6,80	2,40
Wielka Brytania															18,45
Irlandia														5,90	8,20
Włochy	2,28	2,60	4,47	2,80	2,22	3,38	1,66	1,61	2,85	2,34	1,33	1,93	2,88	1,59	1,16
Litwa				0,00	0,06	2,34	0,05	0,00	0,00	0,53	0,16	0,07	1,78	0,00	0,27
Luksemburg												0,15	0,61	3,53	0,27
Holandia												0,80	0,90	2,20	3,20
Norwegia											9,47	29,43	14,57	18,14	7,77
Portugalia													18,18	12,83	13,71
Rumunia												5,98	8,60	1,79	96,94
Szwecja											10,89	27,36	24,54	12,30	27,35
Szwajcaria									4,00	2,00	6,00	1,00	2,00	1,00	1,00

Tabela 11. SAIDI dla nieplanowanych przerw (WN) bez zdarzeń wyjątkowych (minuty na odbiorcę)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Czechy							88,54	119,92	124,58	114,01	105,68	97,88	97,74	81,65	72,43
Dania									12,49	12,15	11,27	8,79	9,12	10,84	12,01
Francja	31,00	40,00	40,60	36,80	54,80	47,10	47,40	50,50	51,00	42,60	47,10	54,70	39,40	36,30	36,90
Niemcy					18,67	16,50	14,32	12,00	12,10	12,68	13,35	12,85	10,09	10,45	10,70
Grecja											96,00	91,00	88,00	89,00	92,00
Irlandia														70,00	67,20
Włochy	80,59	73,85	56,29	46,70	36,01	33,32	32,40	31,15	28,46	26,12	27,31	25,36	24,49	27,58	22,21
Łotwa												138,00	113,00	86,00	78,00
Litwa				55,80	49,86	58,89	49,55	38,40	38,11	45,51	43,44	40,71	37,75	35,79	37,96
Luksemburg												17,02	14,76	15,85	12,45
Holandia												15,90	12,80	12,60	11,70
Norwegia											94,11	229,25	98,31	103,44	75,98
Portugalia	368,73	310,25	153,82	146,34	153,04	110,94	126,93	129,58	130,23	82,53	65,39	76,66	87,30	74,30	71,20
Rumunia												452,97	326,31	293,82	301,44
Słowenia							59,30	54,56	50,58	63,87	74,55	60,04	70,51	52,25	43,35
Szwecja											54,10	63,72	55,41	62,38	59,37
Szwajcaria									7,00	12,00	14,00	12,00	10,00	8,00	6,00

Tabela 12. SAIDI dla nieplanowanych przerw (SN) bez zdarzeń wyjątkowych (minuty na odbiorce)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Czechy							82,80	102,58	106,17	107,06	109,80	98,02	84,33	82,15	73,10
Dania									2,03	2,09	2,07	1,76	1,81	2,15	1,97
Francja	7,00	9,00	8,70	8,80	9,20	8,50	9,10	11,10	10,40	8,90	10,90	11,40	8,90	8,60	9,40
Niemcy					2,86	2,75	2,57	2,63	2,80	2,63	2,57	2,47	2,19	2,25	2,10
Wielka Brytania															11,36
Grecja											5,00	5,00	4,00	5,00	4,00
Irlandia														5,50	4,70
Włochy	26,01	20,38	15,76	16,24	15,61	15,76	19,04	16,69	16,15	14,86	16,26	14,51	13,59	15,14	13,55
Łotwa												49,00	40,00	40,00	26,00
Litwa				18,50	24,01	25,19	20,96	11,86	12,08	13,46	12,07	10,63	9,90	8,79	9,71
Luksemburg												4,44	3,09	3,46	3,17
Holandia												6,70	6,30	5,90	6,00
Norwegia													2,53	4,93	3,36
Portugalia	334,54	303,75	148,81	142,82	152,08	104,33	133,08	185,62	172,98	97,25	78,48	88,70	74,89	66,76	64,08
Rumunia												427,74	367,44	310,41	289,91
Szwecja											83,82	82,23	74,52	83,63	69,12
Szwajcaria									2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	2,00	2,00

Tabela 13. SAIDI dla nieplanowanych przerw (nN) bez zdarzeń wyjątkowych (minuty na odbiorce)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria											0,13	0,13	0,14	0,13	0,13
Chorwacja											1,99	1,63	1,63	1,66	1,51
Czechy			0,57	0,57	0,55	0,56	0,62	0,54	0,59	0,54	0,50	0,52	0,51	0,54	0,50
Dania									0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Estonia											0,53	0,57	0,48	0,47	0,47
Finlandia											0,17	0,19	0,15	0,14	0,15
Francja	0,04	0,04	0,05	0,06	0,06	0,11	0,21	0,24	0,21	0,13	0,11	0,13	0,13	0,13	0,14
Niemcy						0,13	0,10	0,10	0,09	0,10	0,12	0,08	0,08	0,08	0,08
Wielka Brytania					0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02
Grecja											0,70	0,90	0,70	0,60	0,60
Węgry														0,53	0,53
Irlandia														0,30	0,20
Włochy	0,49	0,49	0,40	0,37	0,29	0,30	0,35	0,29	0,38	0,37	0,41	0,37	0,36	0,37	0,41
Łotwa						0,83	0,94	0,90	0,85	0,85	0,94	0,96	0,99	0,83	0,68
Litwa				0,46	0,43	0,27	0,26	0,29	0,58	0,48	0,53	0,54	0,56	0,65	0,58
Luksemburg												0,09	0,10	0,07	0,05
Malta											0,77	0,63	0,75	0,64	0,61
Holandia											0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Norwegia											0,27	0,26	0,29	0,30	0,30
Polska						0,40	0,74	0,76	0,68	0,82	0,70	0,62	0,56	0,50	0,46
Portugalia	0,29	0,30	0,23	0,19	0,09	0,04	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01
Rumunia							1,59	1,47	1,29	1,30	0,95	0,99	0,80	0,77	0,65
Słowacja												0,52	0,48	0,51	0,56
Słowenia							1,09	1,05	0,86	0,98	0,88	0,89	0,86	0,89	0,87
Hiszpania											0,14	0,15	0,16	0,10	0,09
Szwecja											0,14	0,15	0,16	0,14	0,16
Szwajcaria									0,12	0,12	0,11	0,09	0,08	0,09	0,10

Tabela 14. SAIFI dla planowanych przerw (przerwy na odbiorcę)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria											0,70	0,68	0,82	0,67	0,73
Chorwacja											3,10	2,69	2,71	2,49	2,00
Czechy							2,22	2,00	1,78	1,82	1,89	2,13	1,86	2,11	1,71
Dania									0,39	0,40	0,40	0,37	0,31	0,38	0,38
Estonia											1,79	2,49	0,65	1,26	1,49
Finlandia											1,79	2,16	1,60	2,64	1,42
Francja	0,07	0,14	0,11	0,07	0,09	0,08	0,11	0,10	0,07	0,06	0,08	0,10	0,07	0,09	0,08
Niemcy					0,46	0,43	0,33	0,30	0,32	0,34	0,29	0,50	0,37	0,83	0,51
Wielka Brytania	0,87	0,86	0,83	0,78	0,74	0,88	0,77	0,73	0,72	0,69	0,65	0,61	0,72	0,56	0,53
Grecja											2,60	2,30	2,10	2,30	2,20
Węgry														1,01	0,90
Irlandia														1,20	1,10
Włochy	2,76	3,96	2,48	2,42	2,29	2,16	2,38	2,36	2,27	2,08	2,33	2,20	1,99	2,43	1,76
Łotwa						2,18	2,01	0,90	4,15	4,74	3,84	3,52	2,78	2,35	2,45
Litwa				1,11	1,30	2,17	1,63	1,60	1,87	2,19	1,83	1,43	1,29	1,07	1,25
Luksemburg												0,32	0,29	0,36	0,23
Malta											4,28	4,13	4,59	2,49	1,99
Holandia											0,29	0,30	0,28	0,44	0,29
Norwegia											1,36	1,96	2,15	1,87	1,59
Polska						3,10	4,14	3,84	3,77	4,22	3,44	3,32	2,96	3,61	3,00
Portugalia	7,35	5,96	3,66	3,54	3,81	2,62	2,80	3,63	4,32	2,41	1,88	3,09	1,89	1,53	1,64
Rumunia												5,24	5,06	4,72	4,35
Słowacja											2,20	2,06	1,76	1,63	1,70
Słowenia							2,72	2,41	1,81	1,81	2,99	2,20	4,31	1,77	1,62
Hiszpania											6,89	1,04	1,13	1,21	1,09
Szwecja											1,33	1,33	1,30	1,22	1,17
Szwajcaria									0,28	0,28	0,34	0,28	0,22	0,23	0,20

Tabela 15. SAIFI dla nieplanowanych przerw, w tym zdarzeń wyjątkowych (przerwy na odbiorce)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria											0,56	0,66	0,62	0,57	0,59
Chorwacja													1,83	1,94	1,44
Czechy			2,11	1,92	1,87	2,35	1,70	1,63	1,64	1,65	1,81	1,69	1,60	1,55	1,45
Dania									0,39	0,40	0,40	0,32	0,31	0,37	0,38
Francja	0,07	0,14	0,11	0,07	0,09	0,08	0,11	0,07	0,06	0,06	0,08	0,10	0,07	0,09	0,08
Niemcy					0,46	0,33	0,32	0,29	0,26	0,31	0,28	0,47	0,34	0,80	0,51
Wielka Brytania	0,87	0,79	0,81	0,72	0,72	0,78	0,73	0,71	0,69	0,68	0,60	0,59	0,60	0,54	0,48
Grecja											1,73	1,60	1,70	1,50	1,47
Węgry														1,10	0,99
Irlandia														1,01	1,10
Włochy	2,74	2,68	2,42	2,33	2,23	2,10	1,92	1,95	1,80	1,67	1,74	1,63	1,65	1,75	1,50
Łotwa											3,40	2,90	2,38	2,14	2,20
Litwa				0,72	0,74	1,11	0,94	0,67	0,64	0,81	0,79	0,72	0,67	0,60	0,62
Luksemburg												0,32	0,29	0,36	0,23
Polska							4,08	3,70	3,74	4,14	3,42	3,02	2,95	3,60	2,99
Portugalia	5,93	4,81	2,69	2,71	2,73	2,06	2,36	2,77	3,14	1,94	1,62	1,75	1,56	1,44	1,45
Rumunia							6,73	6,40	6,09	5,60	5,53	4,75	4,35	4,19	3,83
Słowenia										0,06	0,19	0,11	0,25	0,16	0,05
Hiszpania											3,20	1,28	1,13	1,21	1,09
Szwecja											1,33	1,29	1,30	1,20	1,17
Szwajcaria									0,28	0,28	0,34	0,28	0,22	0,23	0,20

Tabela 16. SAIFI dla nieplanowanych przerw bez zdarzeń wyjątkowych (przerwy na odbiorcę)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria											0,83	0,81	0,96	0,80	0,86
Chorwacja											5,09	4,32	4,34	4,15	3,51
Czechy							2,84	2,54	2,37	2,36	2,39	2,65	2,37	2,65	2,21
Dania									0,44	0,44	0,44	0,41	0,35	0,42	0,42
Estonia											2,32	3,06	1,13	1,73	1,96
Finlandia											1,96	2,35	1,76	2,78	1,58
Francja	0,11	0,18	0,16	0,13	0,15	0,19	0,32	0,34	0,28	0,19	0,19	0,23	0,20	0,22	0,22
Niemcy						0,55	0,44	0,40	0,40	0,44	0,41	0,58	0,45	0,91	0,59
Wielka Brytania					0,76	0,90	0,79	0,75	0,74	0,72	0,68	0,63	0,74	0,58	0,54
Grecja											3,30	3,20	2,80	2,90	2,80
Węgry														1,55	1,43
Irlandia														1,50	1,30
Włochy	3,25	4,45	2,88	2,79	2,58	2,46	2,73	2,66	2,65	2,46	2,74	2,57	2,35	2,81	2,17
Łotwa						3,01	2,95	1,80	5,00	5,59	4,78	4,48	3,77	3,18	3,13
Litwa				1,57	1,73	2,44	1,89	1,89	2,45	2,67	2,36	1,97	1,85	1,72	1,83
Luksemburg												0,40	0,38	0,43	0,28
Malta											5,05	4,76	5,34	3,13	2,60
Holandia											0,33	0,33	0,31	0,47	0,32
Norwegia											1,63	2,22	2,44	2,17	1,89
Polska						3,50	4,88	4,60	4,45	5,04	4,14	3,94	3,52	4,11	3,46
Portugalia	7,64	6,26	3,89	3,73	3,90	2,66	2,82	3,64	4,33	2,42	1,89	3,10	1,90	1,55	1,65
Rumunia												6,23	5,86	5,49	5,00
Słowacja												2,58	2,24	2,14	2,26
Słowenia							3,81	3,46	2,67	2,79	3,87	3,09	5,17	2,66	2,49
Hiszpania											7,03	1,19	1,29	1,30	1,18
Szwecja											1,47	1,48	1,46	1,36	1,34
Szwajcaria									0,40	0,40	0,45	0,37	0,30	0,32	0,30

Tabela 17. SAIFI dla planowanych i nieplanowanych przerw, w tym zdarzeń wyjątkowych (przerwy na odbiorce)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria											0,69	0,78	0,77	0,70	0,72
Chorwacja													3,46	3,60	2,95
Czechy			2,68	2,49	2,42	2,91	2,32	2,17	2,23	2,19	2,31	2,21	2,11	2,09	1,95
Dania									0,44	0,44	0,44	0,36	0,35	0,41	0,42
Francja	0,11	0,18	0,16	0,13	0,15	0,19	0,32	0,31	0,27	0,19	0,19	0,23	0,20	0,22	0,22
Niemcy						0,45	0,43	0,39	0,35	0,41	0,39	0,55	0,42	0,88	0,59
Wielka Brytania					0,73	0,80	0,76	0,74	0,72	0,70	0,63	0,61	0,62	0,56	0,50
Grecja											2,43	2,50	2,40	2,10	2,07
Węgry														1,64	1,52
Irlandia														1,31	1,30
Włochy	3,23	3,17	2,82	2,71	2,52	2,40	2,27	2,24	2,19	2,04	2,15	2,00	2,00	2,12	1,91
Łotwa											4,34	3,86	3,37	2,97	2,88
Litwa				1,18	1,17	1,38	1,20	0,96	1,22	1,29	1,32	1,26	1,23	1,25	1,20
Luksemburg												0,40	0,38	0,43	0,28
Polska							4,82	4,46	4,42	4,96	4,12	3,64	3,51	4,10	3,45
Portugalia	6,22	5,11	2,92	2,90	2,82	2,10	2,38	2,78	3,15	1,95	1,63	1,76	1,57	1,46	1,46
Rumunia							8,32	7,87	7,38	6,90	6,48	5,74	5,15	4,96	4,48
Słowenia										1,04	1,07	1,00	1,11	1,05	0,92
Hiszpania											3,34	1,43	1,29	1,30	1,18
Szwecja											1,47	1,44	1,46	1,34	1,33
Szwajcaria									0,40	0,40	0,45	0,37	0,30	0,32	0,30

Tabela 18. SAIPI dla planowanych i nieplanowanych przerw bez zdarzeń wyjątkowych (przerwy na odbiorcę)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Czechy							0,06	0,03	0,18	0,09	0,15	0,21	0,11	0,14	0,20
Dania									0,07	0,11	0,08	0,07	0,06	0,09	0,09
Finlandia												0,85	0,89	0,81	0,55
Wielka Brytania															0,33
Irlandia														0,10	0,20
Włochy	0,17	0,16	0,20	0,22	0,19	0,22	0,14	0,13	0,12	0,09	0,11	0,12	0,16	0,12	0,09
Litwa				0,00	0,00	0,04	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,02	0,00	0,01
Luksemburg												0,01	0,07	0,12	0,04
Holandia												0,05	0,04	0,09	0,07
Norwegia											0,25	0,49	0,44	0,32	0,25
Portugalia													0,23	0,22	0,21
Rumunia												0,21	0,17	0,11	0,09
Szwecja											0,24	0,41	0,55	0,39	0,51
Szwajcaria									0,08	0,07	0,10	0,08	0,06	0,05	0,05

Tabela 19. SAIFI dla nieplanowanych przerw (WN) bez zdarzeń wyjątkowych (przerwy na odbiorcę)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Czechy							1,45	1,82	1,95	1,93	1,87	1,78	1,78	1,57	1,50
Dania									0,30	0,27	0,30	0,24	0,23	0,26	0,27
Niemcy					0,43	0,31	0,30	0,27	0,24	0,29	0,25	0,46	0,33	0,78	0,49
Grecja											1,65	1,50	1,60	1,44	1,42
Irlandia														0,90	0,80
Włochy	2,41	2,35	2,05	1,95	1,87	1,71	1,58	1,61	1,47	1,37	1,38	1,28	1,27	1,41	1,20
Łotwa												2,45	2,12	1,88	2,00
Litwa				0,54	0,51	0,81	0,68	0,52	0,51	0,64	0,63	0,58	0,52	0,48	0,51
Luksemburg												0,27	0,22	0,22	0,15
Holandia												0,20	0,20	0,18	0,17
Norwegia											1,58	2,30	1,59	1,43	1,27
Portugalia	5,77	4,70	2,64	2,63	2,66	1,98	2,28	2,68	3,02	1,88	1,57	1,70	1,84	1,64	1,68
Rumunia												6,29	4,80	5,16	6,10
Słowenia							1,80	1,50	1,40	1,63	2,16	1,59	1,89	1,45	1,21
Szwecja											0,94	1,03	1,02	0,90	0,99
Szwajcaria									0,17	0,20	0,22	0,19	0,14	0,17	0,12

Tabela 20. SAIFI dla nieplanowanych przerw (SN) bez zdarzeń wyjątkowych (przerwy na odbiorcę)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Czechy							1,60	1,63	1,64	1,65	1,81	1,69	1,60	1,55	1,45
Dania									0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02
Niemcy					0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Wielka Brytania															0,07
Grecja											0,08	0,10	0,10	0,06	0,05
Irlandia															0,00
Włochy	0,16	0,17	0,17	0,16	0,16	0,17	0,21	0,21	0,21	0,19	0,23	0,21	0,20	0,21	0,20
Łotwa												0,29	0,26	0,26	0,20
Litwa				0,18	0,23	0,26	0,25	0,14	0,13	0,17	0,16	0,13	0,12	0,12	0,10
Luksemburg												0,03	0,03	0,02	0,02
Holandia												0,04	0,04	0,04	0,04
Norwegia													0,02	0,02	0,02
Portugalia	5,93	4,81	2,69	2,71	2,73	2,06	2,36	2,77	3,14	1,94	1,62	1,75	1,56	1,44	1,45
Rumunia												4,86	4,49	4,30	3,83
Szwecja											1,33	1,29	1,30	1,20	1,17
Szwajcaria									0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02

Tabela 21. SAIFI dla nieplanowanych przerw (nN) bez zdarzeń wyjątkowych (przerwy na odbiorcę)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria	6 240	6 258	6 258	6 258	6 268	6 269	6 329	6 443	6 421	6 514	6 504	6 505	6 729	6 728	6 765
Belgia											1 759	1 758	1 761	1 855	1 862
Chorwacja											2 457	2 511	2 460	2 460	2 458
Czechy	5 279	5 279	5 279	5 279	5 279	5 347	5 390	5 390	5 390	5 390	5 419	5 419	5 419	5 526	5 633
Dania											6 500	7 000	6 700		6 913
Estonia											1 693	1 693	1 855	1 909	1 909
Finlandia											7 165	7 376	7 378	7 245	6 977
Francja	48 304	48 371	48 418	48 392	48 470	48 478	48 692	48 883	48 929	48 973	49 070	49 454	49 687	49 770	49 862
Niemcy						35 147	35 391	35 129	34 749	34 797	35 270	34 979	34 737	35 970	35 970
Wielka Brytania										53 588	53 676	52 730	53 051	53 796	54 133
Grecja											4 561	4 699	4 699	4 699	4 921
Węgry														3 810	3 246
Irlandia														6 805	6 711
Włochy	21 885	21 596	21 539	21 915	21 872	22 031	21 986	22 044	21 997	20 581	21 960	21 895	21 931	22 080	22 254
Łotwa											1 250	1 278	1 395	1 373	1 360
Luksemburg												257	257	257	298
Malta														99	99
Holandia											2 872	2 974	2 974	2 969	2 987
Norwegia											7 907	7 970	8 341	8 252	8 499
Polska									13 506	13 472	13 529	13 725	13 688	14 281	14 334
Portugalia	6 195	6 439	6 490	6 657	7 018	7 426	7 513	7 569	8 049	8 371	8 534	8 733	8 629	8 805	8 863
Rumunia													8 717	8 735	8 794
Słowacja											0	0	0	0	0
Słowenia							836	836	836	836	836	997	997	997	997
Hiszpania											62 418	63 021	63 920	64 190	64 714
Szwecja											15 427	15 458	15 534	15 056	15 089
Szwajcaria										6 750	6 750	6 750	6 750	6 750	6 750

Tabela 22. Całkowita długość obwodów – NN (km)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria	10 652	10 768	10 779	10 802	10 871	10 962	11 065	11 114	11 166	11 120	11 170	11 181	11 277	11 381	11 435
Belgia											9 537	9 550	9 604	9 604	9 605
Chorwacja											4 917	4 939	5 188	5 108	5 096
Czechy							13 935	13 995	14 186	14 079	14 085	14 137	14 185	14 207	14 229
Dania								8 697	8 551	8 536	8 304	8 275	8 363	8 209	8 308
Estonia											3 484	3 484	3 506	3 592	3 592
Finlandia											15 791	16 024	16 171	16 268	16 495
Francja	51 035	51 030	51 040	51 150	51 206	51 156	51 252	51 254	55 111	55 171	55 182	55 103	55 221	55 253	55 384
Niemcy						76 398	76 900	76 899	95 154	95 022	95 425	96 308	96 373	96 658	96 749
Wielka Brytania										324 947	326 224	325 900	326 702	327 972	328 872
Grecja											12 834	12 834	12 733	13 209	13 369
Węgry														6 355	6 356
Irlandia														7 225	7 225
Włochy *)	44 800	44 840	44 979	45 214	45 388	45 378	45 532	45 589	45 758	45 649	46 102	46 300	46 575	48 894	48 832
Łotwa											4 081	4 081	3 964	3 964	3 965
Litwa			6 659				6 679	6 679	6 679	6 687	6 687	6 704	6 792		7 251
Luksemburg												508	537	664	650
Malta												48	61	67	87
Holandia											6 732	6 667	6 727	6 857	6 815
Norwegia											21 839	21 718	22 005	21 634	22 337
Polska									32 712	32 739	32 935	32 937	33 103	33 224	33 454
Portugalia	7 454	7 628	7 812	8 052	8 310	8 500	8 840	8 913	8 981	9 114	9 140	9 303	9 375	9 427	9 516
Rumunia													22 271	22 254	22 206
Słowacja											1 870	1 951	1 953	1 953	2 138
Słowenia							2 630	2 540	2 589	2 614	2 723	2 802	2 798	2 732	2 770
Hiszpania											30 380	30 336	31 441	31 393	31 129
Szwecja											30 272	30 515	30 750	30 825	31 034
Szwajcaria										8 852	8 898	9 035	9 189	8 815	8 752

Tabela 23. Całkowita długość obwodów – WN (km)

*) Włochy: do 2014 r. długość sieci WN nie obejmowała sieci o napięciu między 40 kV a 100 kV.

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria		29 073				33 101	34 383	35 342	36 524	37 800	39 321	40 186	41 165	42 121	42 940
Belgia											67 865	69 026	70 000	70 214	70 625
Czechy							15 502	16 201	16 688	17 056	17 158	17 514	17 865	18 034	18 137
Dania								68 508	59 824	60 666	61 576	62 023	62 450	62 112	62 228
Estonia											7 388	8 457	8 794	8 318	8 469
Finlandia											18 376	20 406	23 163	27 144	32 786
Francja	198 827	205 392	211 545	216 982	223 104	229 158	235 676	243 584	251 790	261 456	270 473	279 286	288 208	296 345	303 992
Niemcy														407 286	414 145
Grecja											11 133	11 316	11 610	11 728	11 819
Węgry														13 615	13 747
Irlandia														9 602	9 705
Włochy						152 935	154 903	159 647	161 756	167 415	170 175	172 277	173 660	175 428	176 965
Łotwa											5 823	6 133	6 456	6 831	7 186
Litwa	8 003	8 291	8 542	8 714	9 014	9 309	9 664	9 896	10 304	10 654	11 011	11 319	12 516	12 295	12 828
Luksemburg												2 432	2 532	2 712	2 870
Malta												1 304	1 309	1 330	1 430
Holandia											106 288	107 279	107 855	108 358	108 971
Norwegia											38 205	37 902	39 949	41 114	44 091
Polska									63 848	65 530	67 626	69 671	71 491	73 165	74 577
Portugalia	10 995	11 513	12 356	13 045	13 682	14 245	14 614	15 113	15 527	16 009	16 027	16 044	14 135	14 316	14 436
Rumunia													28 682	28 723	29 139
Słowenia							4 717	4 866	4 921	5 133	5 312	5 316	5 482	5 737	5 967
Hiszpania											83 972	85 272	90 463	90 365	90 949
Szwecja											108 283	112 128	116 319	121 376	123 233
Szwajcaria										31 370	32 174	32 833	33 544	33 870	34 034

Tabela 24. Długość kabli podziemnych – SN (km)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria		34 746				32 547	31 769	31 135	30 582	29 881	28 747	28 151	27 528	26 785	26 122
Belgia											6 162	5 979	5 816	5 660	5 373
Czechy							60 821	60 226	59 394	59 417	59 029	58 990	58 950	58 920	58 885
Dania								4 026	3 304	2 721	1 876	1 330	1 156	939	783
Estonia											22 292	22 406	22 530	20 818	20 660
Finlandia											120 637	119 807	118 126	115 967	113 033
Francja	381 114	377 097	373 933	371 403	369 110	366 942	363 594	360 602	356 264	351 667	347 169	342 901	338 628	335 070	331 622
Niemcy														103 878	106 181
Grecja											97 613	98 370	99 140	99 411	99 740
Węgry														53 986	54 064
Irlandia														83 018	83 152
Włochy						215 862	216 108	215 688	215 609	215 661	215 487	215 453	215 102	214 908	214 629
Łotwa											29 412	29 322	29 192	28 549	28 283
Litwa						43 589	43 501	43 437	43 410	43 395	43 361	42 195	43 488	42 888	42 446
Luksemburg												1 093	1 082	1 066	1 046
Malta												96	85	82	81
Holandia											807	298	268	312	268
Norwegia											59 735	58 155	59 353	58 919	60 254
Polska									225 184	225 207	225 267	224 599	223 507	224 112	221 911
Portugalia	51 460	52 742	53 905	55 240	56 121	56 965	57 700	58 261	57 945	58 133	58 152	58 195	58 184	58 433	58 606
Rumunia													90 335	90 379	90 167
Słowenia							12 738	12 674	12 595	12 438	12 384	12 106	11 943	11 863	11 831
Hiszpania											111 178	109 440	116 983	118 638	117 406
Szwecja											87 629	85 098	82 979	81 226	77 940
Szwajcaria										11 888	11 570	11 151	10 914	10 590	10 046

Tabela 25. Długość linii napowietrznych – SN (km)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria		63 819				65 648	66 152	66 477	67 106	67 682	68 068	68 337	68 693	68 906	69 062
Belgia											74 027	75 005	75 816	75 873	75 998
Chorwacja											41 467	40 478	40 599	40 971	41 253
Czechy							76 323	76 427	76 082	76 473	76 187	76 504	76 815	76 954	77 022
Dania								72 534	63 128	63 387	63 452	63 353	63 606	63 051	63 011
Estonia											29 680	30 863	31 324	29 136	29 129
Finlandia											139 014	140 213	141 290	143 111	145 819
Francja	579 941	582 489	585 478	588 385	592 214	596 100	599 270	604 186	608 054	613 123	617 642	622 187	626 836	631 415	635 614
Niemcy						492 257	499 335	497 005	497 044	532 894	507 953	509 866	511 591	511 164	520 326
Grecja											108 746	109 686	110 750	111 139	111 559
Węgry														67 601	67 811
Irlandia														92 620	92 857
Włochy						368 797	371 011	375 335	377 365	383 076	385 662	387 730	388 762	390 336	391 594
Łotwa											35 235	35 455	35 648	35 380	35 468
Litwa						52 898	53 165	53 333	53 714	54 049	54 372	53 514	56 004	55 183	55 274
Luksemburg												3 525	3 614	3 778	3 916
Malta												1 400	1 394	1 412	1 511
Holandia											107 095	107 577	108 122	108 670	109 238
Norwegia											97 940	96 057	99 302	100 033	104 345
Polska									289 032	290 737	292 893	294 270	294 998	297 277	296 488
Portugalia	62 455	64 255	66 261	68 285	69 803	71 210	72 314	73 374	73 472	74 142	74 179	74 239	72 319	72 749	73 042
Rumunia													119 017	119 102	119 306
Słowacja											867	832	826	826	826
Słowenia							17 455	17 540	17 516	17 571	17 696	17 422	17 425	17 600	17 798
Hiszpania											195 150	194 711	207 446	209 003	208 355
Szwecja											195 912	197 226	199 298	202 602	201 173
Szwajcaria										43 258	43 744	43 984	44 458	44 460	44 080

Tabela 26. Całkowita długość obwodów – SN (km)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria		101 263				116 897	119 717	123 399	125 587	127 518	130 325	133 057	135 192	137 528	139 753
Belgia											72 825	74 395	76 780	77 943	78 917
Czechy							69 735	74 102	79 376	81 335	82 466	83 375	85 071	85 935	86 328
Dania								91 280	90 704	92 431	92 014	92 540	92 659	92 646	92 707
Estonia											8 838	10 156	10 530	10 004	10 222
Finlandia											92 340	92 843	97 807	102 746	107 978
Francja	193 673	203 606	212 658	221 437	230 224	239 296	248 529	258 109	266 353	276 870	286 005	294 422	302 556	309 450	316 201
Niemcy						1 075 183	1 110 057	1 122 663	1 123 898	1 241 361	1 149 973	1 156 785	1 164 311	1 053 014	1 065 691
Wielka Brytania										329 189	331 376	327 574	328 829	330 509	331 350
Grecja											13 893	14 162	14 430	14 638	14 791
Węgry														22 661	22 882
Irlandia														12 471	12 611
Włochy						274 351	290 706	289 992	296 249	302 386	309 119	316 993	320 578	323 628	326 462
Łotwa											19 309	20 370	21 483	23 191	23 601
Litwa	7 575	7 369	7 853	8 444	9 053	9 800	10 469	12 477	12 099	12 884	13 770	14 572	16 867	17 365	18 627
Luksemburg												5 679	5 724	6 023	6 123
Malta												799	951	1 036	1 346
Holandia											145 164	145 158	145 553	146 078	146 730
Norwegia											103 771	102 683	112 937	112 516	121 127
Polska									164 565	171 227	168 590	174 486	179 613	198 917	200 531
Portugalia	23 973	24 627	27 571	28 610	29 408	30 133	30 453	31 714	32 113	32 627	32 899	33 127	33 243	33 389	33 543
Rumunia													49 910	50 023	50 359
Słowenia							18 878	19 547	20 171	20 959	21 556	22 228	22 169	22 740	23 290
Hiszpania											165 796	188 582	189 736	193 003	194 531
Szwecja											242 024	245 603	250 256	253 498	257 010
Szwajcaria										118 945	121 339	126 099	128 880	131 521	133 004

Tabela 27. Długość kabli podziemnych – nN (km)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria		49 289				43 672	42 197	40 946	39 718	38 548	37 088	36 118	35 309	34 364	33 616
Belgia											52 011	51 704	48 744	48 213	48 009
Czechy							71 083	66 750	65 849	64 886	64 274	64 709	64 687	64 239	63 727
Dania								4 282	3 848	3 366	2 842	1 592	823	298	198
Estonia											24 907	24 609	24 185	23 312	23 048
Finlandia											146 943	145 268	142 152	139 242	134 814
Francja	445 837	444 392	440 992	437 034	433 552	429 855	426 788	422 863	419 060	415 094	411 201	407 479	403 550	400 031	397 061
Niemcy														120 051	125 013
Wielka Brytania										64 875	64 428	63 914	60 805	60 417	60 279
Grecja											108 577	109 190	110 145	110 526	111 007
Węgry														64 532	64 585
Irlandia														58 561	58 997
Włochy						520 722	523 455	522 606	532 488	528 058	530 713	535 842	537 399	537 762	539 074
Łotwa											40 157	38 880	37 478	35 549	34 744
Litwa	59 719	59 575	59 291	58 566	58 211	56 482	56 050	55 026	39 738	56 848	56 488	53 612	54 211	53 280	51 751
Luksemburg												351	339	337	330
Malta												2 048	2 077	2 082	2 084
Holandia											88	56	57	60	57
Norwegia											95 376	90 009	93 959	91 843	96 101
Polska									258 161	257 087	253 047	249 841	244 927	272 669	264 107
Portugalia	96 265	98 099	99 447	100 380	101 537	102 474	103 249	104 225	105 751	106 744	107 516	108 197	108 586	108 936	109 291
Rumunia													131 856	132 201	132 545
Słowenia							26 083	25 626	25 328	24 697	24 222	23 580	23 365	23 074	22 518
Hiszpania											11 463	46 777	64 692	67 285	67 463
Szwecja											68 597	66 535	64 759	62 681	60 294
Szwajcaria										11 117	10 835	10 227	9 719	10 653	9 073

Tabela 28. Długość linii napowietrznych – nN (km)

Kraj	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Austria		150 552				160 568	161 915	164 345	165 306	166 066	167 412	169 175	170 501	171 892	173 369
Belgia											124 836	126 099	125 524	126 156	126 926
Chorwacja											95 271	95 420	95 173	95 837	100 092
Czechy							140 818	140 852	145 225	146 221	146 740	148 085	149 759	150 174	150 056
Dania								95 562	94 552	95 797	94 856	94 132	93 482	92 944	92 905
Estonia											33 745	34 765	34 715	33 316	33 270
Finlandia											239 283	238 111	239 959	241 989	242 792
Francja	639 510	647 998	653 650	658 471	663 776	669 151	675 317	680 972	685 413	691 964	697 206	701 901	706 106	709 481	713 262
Niemcy														1 173 065	1 190 704
Wielka Brytania										394 064	395 804	391 488	389 634	390 926	391 629
Grecja											122 470	123 352	124 575	125 164	125 798
Węgry														87 193	87 467
Irlandia														71 032	71 608
Włochy						795 073	814 161	812 598	828 737	830 444	839 832	852 835	857 977	861 390	865 536
Łotwa											59 466	59 250	58 961	58 740	58 345
Litwa	67 294	66 944	67 144	67 010	67 264	66 282	66 519	67 503	51 837	69 732	70 258	68 184	71 078	70 645	70 368
Luksemburg												6 029	6 063	6 360	6 453
Malta												2 847	3 028	3 118	3 429
Holandia											145 251	145 214	145 611	146 137	146 787
Norwegia											199 147	192 692	206 896	204 359	217 228
Polska									422 726	428 314	421 637	424 327	424 540	471 586	464 638
Portugalia	120 238	122 726	127 018	128 990	130 945	132 607	133 702	135 939	137 864	139 371	140 415	141 324	141 829	142 325	142 834
Rumunia													181 766	182 224	182 904
Słowacja											80	80	80	80	80
Słowenia							44 961	45 173	45 499	45 656	45 778	45 808	45 534	45 814	45 808
Hiszpania											177 259	235 359	254 429	260 288	261 994
Szwecja											310 621	312 138	315 015	316 179	317 304
Szwajcaria										130 062	132 174	136 326	138 599	142 174	142 077

Tabela 29. Całkowita długość obwodów – nN (km)

ZAŁĄCZNIK 3

Część 1: Krajowe legislacje i regulacje inne niż wymagane w normie EN 50160

Cypr

Częstotliwość zasilania – obszary lokalne (WN, SN, nN): Zgodnie z CYS EN 50160:

- 49,5–50,5 Hz Normalna praca
- 47,0–52,0 Hz Awaryjna praca

Francja

Zmiany napięcia zasilania (WN, SN):

- SN - 100% czasu między $U_c \pm 5\%$
- nV - 100% czasu między $U_n \pm 10\%$

Wielka Brytania

Częstotliwość zasilania – obszary lokalne (wszystkie poziomy napięcia):

50 Hz $\pm 1\%$

Częstotliwość zasilania – obszary połączone (wszystkie poziomy napięcia):

50 Hz $\pm 1\%$

Zmiany napięcia zasilania (NN, WN, SN, nN):

- NN - $U_c \pm 10\%$
- WN i SN - $U_c \pm 6\%$
- nN - $U_n \pm 10\%/- 6\%$

Irlandia

Zmiany napięcia zasilania (WN, SN):

- WN: dla systemu o napięciu znamionowym 38 kV, dopuszczalny zakres wynosi 43 kV i 34,8 kV
- SN: dla układu o napięciu nominalnym 20 kV, dopuszczalny zakres wynosi 21,8 kV i 19 kV
- w systemie o napięciu znamionowym 10 kV dopuszczalny zakres wynosi 10,9 kV i 9,5 kV

Włochy

Częstotliwość zasilania – obszary lokalne (WN):

- 49,9 - 50,1 Hz w stanach normalnych lub alarmowych
- 49,5 - 50,5 Hz na Sycylii i na Sardynii
- 47,5 - 51,5 Hz w nagłych wypadkach lub przy przywracaniu pracy systemu

Malta

Częstotliwość zasilania – obszary lokalne (wszystkie poziomy napięcia):

- 50 Hz +/- 1% (49,5 - 50,5 Hz) przez 99,5% roku
- 50 Hz + 4% / -5% (47,5 - 52 Hz) przez 100% czasu

Zmiany napięcia zasilania (WN, SN, nN):

- WN: 132 kV +/- 6%
- SN: 11 kV +/- 5%; 33 kV + 5% / -10%
- nV: 400/230 V +/- 10%

Wahania napięcia (SN, nN):

- częstotliwość występowania: 0,22 na minutę – 600 na minutę
- $P_{st} < 0,7$ i $P_{lt} < 0,5$
- częstotliwość występowania: 0,02 na minutę – 0,22 na minutę
- wartość do 3% jest dozwolona
- częstotliwość występowania: <0,02 na minutę
- wartość do 5% jest dozwolona.

Zapady napięcia (SN, nN):

- nagłe obniżenie napięcia do wartości pomiędzy 90% i 1% deklarowanego napięcia, a następnie powrót napięcia po krótkim czasie.

Asymetria napięcia (nN):

- w sieci 3-fazowej: stan, w którym wartości skuteczne napięć fazowych lub kątów fazowych między kolejnymi fazami nie są równe
- wartość graniczna - 1,3%

Harmoniczne napięcia (SN, nN):

- 33 kV
- THD $\leq$ 1.5%
- 11 kV
- THD $\leq$ 2%
- 400/230 V
- THD $\leq$ 2.5%

Norwegia

- Częstotliwość - obszary lokalne (NN, WN, SN, nN): W systemach tymczasowo bez fizycznego połączeń z sąsiednią siecią przesyłową, OSP (Statnett) powinien upewnić się, że częstotliwość napięcia jest normalnie utrzymywana w granicach 50 Hz $\pm$ 2%.
- Częstotliwość - obszary połączone (NN, WN, SN, nN): OSP (Statnett) powinien zagwarantować, aby częstotliwość napięcia i odchylenia czasowe były normalnie utrzymywane zgodnie z postanowieniami skandynawskiej umowy o eksploatacji systemu.
- Zmiany napięcia zasilania (nN): OSD powinien zagwarantować, aby zmiany napięcia w sieciach nN mieściły się w zakresie $\pm$ 10% wartości znamionowej mierzonej jako wartość uśredniona w czasie 1 minuty.
- Wahanie napięcia (NN, WN, SN, nN):
 - Wartości dopuszczalne dla P_{st} (krótkookresowy wskaźnik wahań napięcia) 95% tygodnia:
 - SN i nN: 1,2
 - NN i WN: 1,0
 - Wartości dopuszczalne dla P_{lt} (długookresowy wskaźnik wahań napięcia) 100% czasu:
 - SN i nN: 1,0
 - NN i WN: 0,8
- Przejściowe przepięcia (NN, WN, SN, nN): Przepięcia o wysokiej częstotliwości, które zwykle trwają krócej niż pół cyklu (10 ms). Czas narastania może wynosić od mniej niż mikrosekundy do kilku milisekund.

- Zapady napięcia (NN, WN, SN, nN): Patrz podane granice dla szybkiej zmiany napięcia,
- Wzrosty napięcia (NN, WN, SN, nN): Patrz podane granice dla szybkiej zmiany napięcia,
- Asymetria napięcia (NN, WN, SN, nN): OSP/OSD gwarantują, że poziom asymetrii napięcia nie przekracza 2% w punktach przyłączenia, mierzony jako wartości średnie w czasie dziesięciu minut.
- Harmoniczne napięcie (NN, WN, SN, nN):
- nN i SN: OSP i OSD powinni zagwarantować, aby w punktach przyłączenia o napięciu znamionowym od 230 V do 35 kV, poszczególne harmoniczne napięcia mierzone jako dziesięciominutowe wartości średnie nie przekraczały wartości dopuszczalnych podanych w Tabeli B1.

TABELA B1: WARTOŚCI DOPUSZCZALNE HARMONICZNYCH NAPIĘCIA W SIECIACH nN I SN					
Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
Harmoniczne o rzędach niepodzielnych przez 3		Harmoniczne „potrójne”			
Rząd harmonicznej	U_h	Rząd harmonicznej	U_h	Rząd harmonicznej	U_h
5	6,0%	3	3,0%	2	1,5 %
7	5,0 %	9	1,5 %	4	1,0 %
11	3,5 %	15, 21	0,5 %	6	0,5 %
13	3,0 %	> 21	0,3 %	> 6	0,3 %
17	2,0 %				
19, 23, 25	1,5 %				
> 25	1,0 %				

- THD: 100% czasu $\leq 8\%$ (wartości średnie 10-minutowe) i $\leq 5\%$ (wartość średnia 1-tygodniowa)
 - WN i NN ≤ 245 kV: OSP i OSD powinni zagwarantować, aby w punktach przyłączeń o napięciu znamionowym od 35 kV do 245 kV, harmoniczne napięcia mierzone jako wartości dziesięciominutowe nie przekroczyły wartości dopuszczalnych podanych w Tabeli B2.

TABELA B2: WARTOŚCI DOPUSZCZALNE HARMONICZNYCH NAPIĘCIA W SIECIACH WN I NN ≤ 245 kV					
Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
Harmoniczne o rzędach niepodzielnych przez 3		Harmoniczne „potrójne”			
Rząd harmonicznej	U_h	Rząd harmonicznej	U_h	Rząd harmonicznej	U_h
5	3,0%	3	3,0%	2	1,5 %
7,11	2,5 %	9	1,5 %	4	1,0 %
13, 17	2,0 %	15, 21	0,5 %	6	0,5 %
19, 23	1,5 %	> 21	0,3 %	> 6	0,3 %
25	1,0 %				
> 25	0,5 %				

- THD: 100% czasu $\leq 3\%$ (10-minutowe wartości średnie)
 - NN powyżej 245 kV: w punktach o napięciu nominalnym powyżej 245 kV OSP powinien zagwarantować, że harmoniczne napięcia mierzone jako wartości dziesięciominutowe nie przekroczą następujących wartości:
- THD: 100% czasu $\leq 2\%$ (10-minutowe wartości średnie)
- Pojedyncza szybka zmiana napięcia (WN, SN, nN): OSP/OSD powinni zagwarantować, że liczby szybkich zmian napięcia w okresie 24 h nie przekraczają następujących wartości granicznych w punktach przyłączenia do sieci o napięciach znamionowych U_N :
 - $\Delta_{\text{Stan ustalony}} \geq 3\%$
 - max [#]: 24 dla $0,23 \leq U_N \leq 35$ [kV]

- max [#]: 12 dla $35 < U_N$ [kV]
- $\Delta U_{\max} \geq 5\%$:
- max [#]: 24 dla $0,23 \leq U_N \leq 35$ [kV]
- max [#]: 12 dla $35 < U_N$ [kV]

TABELA B3: WARTOŚCI DOPUSZCZALNE HARMONICZNYCH NAPIĘCIA W SIECIACH NN > 245 KV					
Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
Harmoniczne o rządach niepodzielnych przez 3		Harmoniczne „potrójne”			
Rząd harmonicznej	U_h	Rząd harmonicznej	U_h	Rząd harmonicznej	U_h
5, 7	2,0%	3	2,0%	2	1,0 %
11, 13, 17, 19	1,5 %	9	1,0 %	4	0,5 %
23, 25	1,0 %	15, 21	0,5 %	> 6	0,3 %
> 25	0,5 %	> 21	0,3 %		

Portugalia

- Zmiany napięcia zasilania (NN): w przypadku sieci NN kod jakości usług sieciowych określa, że wartość U_c powinna mieścić się w zakresie $U_n \pm 7\% U_n$. W normalnych warunkach pracy, w każdym okresie 1 tygodnia 95% średnich 10 min wartości napięcia zasilania powinny mieścić się w zakresie $U_c \pm 5\% U_c$.
- Wahania napięcia (NN): w przypadku sieci NN kod jakości usług sieciowych określa, że w normalnych warunkach pracy, w dowolnym okresie 1 tygodnia wartości długookresowego (P_{lt}) i krótkookresowego (P_{st}) wskaźnika spowodowane wahaniami napięcia powinny być mniejsze niż 1.
- Zapady napięcia (NN): Wartości graniczne nie są ustalone.
- Asymetria napięcia (NN): w normalnych warunkach pracy, w każdym okresie 1 tygodnia, 95% średnich 10 min wartości składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia powinny być mniejsze lub równe 2% napięcia składowej kolejności zgodnej.
- Harmoniczne napięcia (NN): W sieciach NN, w normalnych warunkach pracy, w każdym okresie 1 tygodnia, 95% 10 min średnich skutecznych wartości harmonicznnych napięcia U_h (%), powinny być mniejsze lub równe:
 - $h = 5$: 3,0
 - $h = 3$: 2,0
 - $h = 2$: 1,5
 - $h = 7$: 2,0
 - $h = 9$: 1,0
 - $h = 4$: 1,0
 - $h = 11$: 1,5
 - $h = 15$: 0,3
 - $h = 6$: 0,5
 - $h = 13$: 1,5
 - $h = 21$: 0,2
 - $h = 8$: 0,4
 - $h = 17$: 1,0
 - $h = > 21$: 0,2
 - $h = 10$: 0,4
 - $h = 19$: 1,0
 - $h = 12$: 0,2
 - $h = 23$: 0,7
 - $h = > 12$: 0,2
 - $h = 25$: 0,7
 - $h > 25$: $0,2 + 12,5/h$
- THD = < 4%.

Szwecja

- Zmiany napięcia zasilania (WN, SN, nN): $U \pm 10\%$; 100% czasu w ciągu tygodnia.
- Zapady napięcia (WN, SN, nN): Tabela zapadów jest podzielona na 3 obszary A, B i C. Zapady o czasie trwania i amplitudzie, które umieszczają je w obszarze A, są uważane za normalny element pracy sieci. Zapady w obszarze B należy zbadać, a zapady w obszarze C są niedozwolone. Granice między obszarami są nieco inne dla napięć powyżej i poniżej 45 kV.
- Wzrosty napięcia (nN): Tabela wzrostów jest podzielona na 3 obszary A, B i C. Wzrosty o czasie trwania i amplitudzie, które umieszczają je w obszarze A, są uważane za normalny element pracy sieci. Wzrosty w obszarze B muszą zostać zbadane, a wzrosty w obszarze C nie są dozwolone.
- Asymetria napięcia (WN, SN, nN): Współczynnik asymetrii musi być równy lub mniejszy niż 2%; 100% czasu tygodnia.
- Harmoniczne napięcia (WN, SN, nN): Taki sam jak w EN 50160; 100% czasu tygodnia.
 - WN: 100% czasu. Obowiązują wartości graniczne dla harmonicznych napięć o rzędach nie będących krotnością trzech i większych niż 13.
 - SN i nN: 100% czasu.
- Pojedyncza szybka zmiana napięcia (WN, SN, nN): Ograniczona jest maksymalna liczba zmian napięcia.

Holandia

- Częstotliwość – obszary połączone (WN, SN, nN): 50 Hz $\pm 1\%$ przez 99,9% roku, 50 Hz + 2% / - 4% przez cały rok.
- Zmiany napięcia zasilania (NN, WN, SN, nN):
 - NN i WN: $U_c \pm 10\%$, 99,9% 10-minutowych wartości średnich w ciągu tygodnia
 - SN i nN: $U_c \pm 10\%$, 95% 10-minutowych wartości średnich w ciągu tygodnia; $U_c +10\%$ / - 15% dla wszystkich 10-minutowych wartości średnich
- Wahania napięcia (NN, WN, SN, nN):
 - NN i WN:
 - $\leq 10\% U_c$
 - $\leq 3\% U_c$ w przypadku braku utraty produkcji, duzi odbiorcy lub przyłączenia
 - $P_{it} \leq 1$ przez 95% tygodnia, stosując 10-minutowe przesuwne okno
 - $P_{it} \leq 5$ przez 100% tygodnia, stosując 10-minutowe przesuwne okno
 - SN i nN
 - $\leq 10\% U_c$
 - $\leq 3\% U_c$ w przypadku braku utraty produkcji, duzi odbiorcy lub przyłączenia
 - $P_{it} \leq 1$ przez 95% tygodnia, stosując 10-minutowe przesuwne okno
- Zapady napięcia (NN, WN, SN): Limit zapadów napięcia w sieciach NN i WN zależy od czasu trwania zapadu i napięcia resztkowego. Obecnie trwają prace nad limitami zapadów napięcia w sieci SN.
- Asymetria napięcia (NN, WN, SN, nN):
 - NN i WN: Składowa symetryczna napięcia kolejności przeciwnej powinna być $\leq 1\%$ składowej kolejności zgodnej dla 99,9% z 10-minutowych średnich wartości w ciągu tygodnia.
 - SN i nN: Składowa symetryczna napięcia kolejności przeciwnej powinna być zawarta w przedziale od 0 do 2 % składowej kolejności zgodnej przez 95% z 10-minutowych średnich wartości w ciągu tygodnia i powinna zawierać się w przedziale od 0 do 3% przez 100% wszystkich pomiarów.
- Harmoniczne napięcia (NN, WN, SN, nN):
 - NN
 - THD $\leq 5\%$ dla wszystkich harmonicznych (do 40), 95% 10-minutowych uśrednionych wartości w ciągu tygodnia.
 - THD $\leq 6\%$ dla wszystkich harmonicznych (do 40) 99,9% 10-minutowych uśrednionych wartości w ciągu tygodnia.

- WN
 - $THD \leq 6\%$ dla wszystkich harmoniczych (do 40) 95% 10-minutowych uśrednionych wartości w ciągu tygodnia.
 - $THD \leq 7\%$ dla wszystkich harmoniczych (do 40) 99,9% 10-minutowych uśrednionych wartości w ciągu tygodnia.
- SN
 - $THD \leq 8\%$ dla wszystkich harmoniczych (do 40) 95% 10-minutowych uśrednionych wartości w ciągu tygodnia.
 - $THD \leq 12\%$ dla wszystkich harmoniczych (do 40) 99,9% 10-minutowych uśrednionych wartości w ciągu tygodnia.

Część 2: Dane dotyczące jakości napięcia

Niniejszy załącznik zawiera przegląd charakterystyk zapadów napięcia i rzeczywistych danych dotyczących jakości napięcia, które kraje przedstawiły w odpowiedzi na kwestionariusz do tego raportu. Kraje, które odpowiedziały na niniejszy załącznik, to Francja, Portugalia i Słowenia.

7.7.1 Klasyfikacja zapadów napięcia

Charakterystyka zapadu

Charakterystyki zapadu są obliczane na podstawie próbkowanego przebiegu czasowego napięcia. Wyznaczone charakterystyki i wskaźniki zależą w dużym stopniu od tego, które napięcia są traktowane jako wejściowe do obliczeń: fazowe czy międzyfazowe.

Należy stosować następujące napięcia zgodnie z EN 50160 [14]:

- w sieciach nN, w przypadku czteroprzewodowych układów 3-fazowych należy uwzględnić napięcia fazowe;
- w sieciach nN, w przypadku 3-przewodowych układów 3-fazowych należy uwzględniać napięcia międzyfazowe;
- w sieciach nN, w przypadku połączenia jednofazowego należy uwzględniać napięcie zgodnie z połączeniem użytkownika sieci zasilania (fazowe lub międzyfazowe);
- zwykle w sieciach SN i WN należy uwzględnić napięcia międzyfazowe.

Zalecenia w CIGRE TB 412 [16] są takie same.

Po pobraniu próbek odpowiednich napięć można określić charakterystykę zapadu. Norma EN 61000-4-30 [21] definiuje dwie charakterystyki:

- napięcie resztkowe to najmniejsza wartość skuteczna napięcia w dowolnym kanale pomiarowym podczas zdarzenia;
- czas trwania zapadu napięcia to czas, w którym wartość skuteczna napięcia jest poniżej progu zapadu w co najmniej jednym z kanałów pomiarowych.

7.7.2 Wskaźniki punktowe

Na podstawie zapadów napięcia zarejestrowanych w 1 lokalizacji w okresie zazwyczaj 1 roku można wyliczyć wskaźnik punktowy. Zazwyczaj jest to liczba zapadów napięcia o charakterystyce w pewnym określonym zakresie.

TABELA B.4 KLASYFIKACJA ZAPADÓW NAPIĘCIA ZGODNIE Z NORMĄ EN 50160					
Napięcie resztkowe u [%]	Czas trwania zapadu t [ms]				
	$10 < t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	A1	A2	A3	A4	A5
$80 > u \geq 70$	B1	B2	B3	B4	B5
$70 > u \geq 40$	C1	C2	C3	C4	C5
$40 > u \geq 5$	D1	D2	D3	D4	D5
$5 > u$	X1	X2	X3	X4	X5

Dla każdej komórki w tabeli B-4 liczba zdarzeń, które wystąpiły w ciągu roku. Aby uzyskać tę liczbę zdarzeń, potrzebne są 2 poziomy agregacji: agregacja fazowa (uwzględniająca różnicę w głębokości zapadów w poszczególnych fazach) i agregacja czasowa (uwzględniająca różnicę czasów trwania zapadów w poszczególnych fazach).

Wskaźniki systemowe

Gdy wskaźniki punktowe są dostępne w wystarczającej liczbie lokalizacji, można określić tak zwane „wskaźniki systemowe”. Wskaźniki systemowe mogą być średnią wskaźników punktowych dla wszystkich punktów (z lub bez zastosowania współczynników wagi) lub wartością percentyla wskaźników punktowych. Zgodnie z zaleceniami podanymi w CIGRE TB 412 [16] należy zastosować pewną liczbę wartości percentyla, na przykład wartości 25%, 50%, 75%, 90% i 95%.

Francja

TABELA B.5 LICZBA ZAPADÓW NAPIĘCIA W PRZELICZENIU NA PUNKT POMIAROWY W SIECIACH PRZESYŁOWYCH WE FRANCJI W 2010					
Napięcie resztkowe u [%]	Czas trwania zapadu t [ms]				
	$10 < t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	24	2	0,91	0,25	
$80 > u \geq 70$	5,4	0,38	0,31	0,07	
$70 > u \geq 40$	3,3	0,37	0,32	0,16	
$40 > u \geq 5$	0,48	0,23	0,09	0,04	
$5 > u$					

TABELA B.6 LICZBA ZAPADÓW NAPIĘCIA W PRZELICZENIU NA PUNKT POMIAROWY W SIECIACH PRZESYŁOWYCH WE FRANCJI W 2011					
Napięcie resztkowe u [%]	Czas trwania zapadu t [ms]				
	$10 < t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	26	2	0,91	0,25	
$80 > u \geq 70$	6,4	0,38	0,31	0,07	
$70 > u \geq 40$	3,6	0,37	0,32	0,16	
$40 > u \geq 5$	0,48	0,23	0,09	0,04	
$5 > u$					

TABELA B.7 LICZBA ZAPADÓW NAPIĘCIA W PRZELICZENIU NA PUNKT POMIAROWY W SIECIACH PRZESYŁOWYCH WE FRANCJI W 2012

Napięcie resztkowe u [%]	Czas trwania zapadu t [ms]				
	$10 < t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	25	1,1	0,52	0,35	
$80 > u \geq 70$	5,9	0,39	0,17	0,04	
$70 > u \geq 40$	3,2	0,35	0,18	0,16	
$40 > u \geq 5$	0,55	0,13	0,07	0,04	
$5 > u$					

TABELA B.8 LICZBA ZAPADÓW NAPIĘCIA W PRZELICZENIU NA PUNKT POMIAROWY W SIECIACH PRZESYŁOWYCH WE FRANCJI W 2013

Napięcie resztkowe u [%]	Czas trwania zapadu t [ms]				
	$10 < t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	30	1,6	0,65	0,15	
$80 > u \geq 70$	7,4	0,29	0,27	0,03	
$70 > u \geq 40$	4,9	0,48	0,12	0,21	
$40 > u \geq 5$	0,75	0,23	0,07	0,06	
$5 > u$					

TABELA B.9 LICZBA ZAPADÓW NAPIĘCIA W PRZELICZENIU NA PUNKT POMIAROWY W SIECIACH PRZESYŁOWYCH WE FRANCJI W 2014

Napięcie resztkowe u [%]	Czas trwania zapadu t [ms]				
	$10 < t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	30	1,5	0,56	0,06	
$80 > u \geq 70$	6,9	0,34	0,21	0,04	
$70 > u \geq 40$	3,6	0,33	0,17	0,14	
$40 > u \geq 5$	0,45	0,15	0,07	0,05	
$5 > u$					

Norwegia

TABELA B.10 LICZBA ZAPADÓW NAPIĘCIA (1) W PRZELICZENIU NA PUNKT POMIAROWY W SIECIACH DYSTRYBUCYJNYCH W NORWEGII W 2014

Napięcie resztkowe u [%]	Czas trwania zapadu t [ms] (2)				
	$10 < t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	8,0	5,53	1,29	0,21	1,16
$80 > u \geq 70$	4,54	3,58	1,39	0,12	1,12
$70 > u \geq 40$	1,8	1,47	1,14	0,08	0,66
$40 > u \geq 5$	0,51	0,45	0,76	0,05	0,69
$5 > u$	0,42	0,30	0,60	0,14	0,11

(1) „Wersja beta” po pierwszym raporcie dotyczącym jakości napięcia.

(2) Przedziały czasu trwania zapadów różnią się od przedziałów podanych w tabeli klasyfikacji zapadu napięcia w EN 50160.

Portugalia

Dane przedstawione w tabelach dla zapadów i wzrostów odnoszą się do liczby zdarzeń napięcia według liczby monitorowanych punktów sieci. W przypadku OSP w 2014 r. wzięto pod uwagę dane z 32 punktów, zmierzone na szynach WN podstacji NN/WN. W przypadku OSD w 2014 r. wzięto pod uwagę dane z 70 punktów zmierzone na szynach SN w podstacjach WN/SN.

**TABELA B.11 LICZBA ZAPADÓW NAPIĘCIA W PRZELICZENIU NA PUNKT POMIAROWY
W SIECIACH DYSTRYBUCYJNYCH W PORTUGALII W 2014**

Napięcie resztkowe u [%]	Czas trwania zapadu t [ms] (2)				
	$10 < t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	46,97	6,26	6,74	1,15	0,11
$80 > u \geq 70$	14,64	2,25	3,07	0,24	0,03
$70 > u \geq 40$	13,23	3,62	3,29	0,65	
$40 > u \geq 5$	4,37	2,58	0,80	0,20	
$5 > u$	0,06	0,03		0,05	0,02

**TABELA B.12 LICZBA ZAPADÓW NAPIĘCIA W PRZELICZENIU NA PUNKT POMIAROWY
W SIECIACH PRZESYŁOWYCH W PORTUGALII W 2014**

Napięcie resztkowe u [%]	Czas trwania zapadu t [ms] (2)				
	$10 < t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	40,97	1,5	0,81	0,63	
$80 > u \geq 70$	12,06	0,59	0,34	0,16	
$70 > u \geq 40$	11,59	0,72	0,13	0,31	
$40 > u \geq 5$	1,97	0,31	0,09	0,09	
$5 > u$	0,03				

Słowenia

Prezentowane dane dotyczą tylko sieci dystrybucyjnych. Dane dla sieci przesyłowych są niedostępne.

**TABELA B.13 LICZBA ZAPADÓW NAPIĘCIA W PRZELICZENIU NA PUNKT POMIAROWY
W SIECIACH DYSTRYBUCYJNYCH W SŁOWENII W 2014**

Napięcie resztkowe u [%]	Czas trwania zapadu t [ms] (2)				
	$10 < t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	21,211	1,207	712	389	120
$80 > u \geq 70$	8,103	471	218	279	35
$70 > u \geq 40$	9,142	821	319	149	17
$40 > u \geq 5$	3,489	1,808	144	70	15
$5 > u$	1,053	853	182	67	813

ZAŁĄCZNIK 4

Ciągłość dostawy energii elektrycznej – pytania ankiety

Część 1. Informacje ogólne

P 1: Proszę zdefiniować, jaki obszar uważa się za obszar miejski na terenie działania Pani/Pana firmy.

Proszę zamieścić opis w polu poniżej

P 2: Proszę zdefiniować, jaki obszar uważa się za obszar mieszany (miejsko-wiejski) na terenie działania Pani/Pana firmy, jeżeli takie rozróżnienie występuje.

Proszę zamieścić opis w polu poniżej

P 3: Proszę zdefiniować, jaki obszar uważa się za obszar wiejski na terenie działania Pani/Pana firmy.

Proszę zamieścić opis w polu poniżej

P4: Proszę podać informacje ogólne o systemie elektroenergetycznym na obszarze działania operatora za lata 2015–2019.

UWAGA: Dane potrzebne do kwestionariuszy, a występujące w sprawozdaniach ARE na drukach G10 należy zaczerpnąć ze źródła.

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie

Informacje ogólne o systemie elektroenergetycznym	2019	2018	2017	2016	2015
Liczba transformatorów WN/SN					
Sumaryczna moc transformatorów WN/SN [MW]					
Liczba transformatorów SN/SN					
Sumaryczna moc transformatorów SN/SN [MVA]					
Liczba transformatorów SN/nN					
Sumaryczna moc transformatorów SN/nN [MW]					

Informacje ogólne o systemie elektroenergetycznym (cd.)	2019	2018	2017	2016	2015
Liczba odbiorców na WN (według sprawozdania ARE druk G 10.4)					
Liczba odbiorców na SN (według sprawozdania ARE druk G 10.4)					
Liczba odbiorów na nN (według sprawozdania ARE druk G 10.4)					
Liczba odbiorów na SN w obszarach miejskich (według sprawozdania ARE druk G 10.8)					
Liczba odbiorów na SN w obszarach wiejskich (według sprawozdania ARE druk G 10.8)					
Liczba odbiorów na nN w obszarach miejskich (według sprawozdania ARE druk G 10.8)					
Liczba odbiorów na nN w obszarach wiejskich (według sprawozdania ARE druk G 10.8)					
Sumaryczna moc umowna odbiorców WN [MW] (stan na koniec roku kalendarzowego)					
Sumaryczna moc umowna odbiorców SN [MW] (stan na koniec roku kalendarzowego)					
Sumaryczna moc umowna odbiorców nN [MW] (stan na koniec roku kalendarzowego)					
Największe zanotowane sumaryczne zapotrzebowanie mocy w roku przez wszystkich odbiorców [MW]					
Największe zanotowane sumaryczne zapotrzebowanie mocy w roku przez wszystkich odbiorców zasilanych z WN [MW]					
Największe zanotowane sumaryczne zapotrzebowanie mocy w roku przez wszystkich odbiorców zasilanych z SN (bez odbiorców nN) [MW]					
Największe zanotowane sumaryczne zapotrzebowanie mocy w roku przez wszystkich odbiorców zasilanych z nN [MW]					
Największe zanotowane sumaryczne zapotrzebowanie mocy w roku przez wszystkich odbiorców zasilanych z nN i SN łącznie [MW]					
Ilość energii dostarczanej odbiorcom na WN (według sprawozdania ARE druk G 10.4)					
Ilość energii dostarczanej odbiorcom końcowym na SN (według sprawozdania ARE druk G 10.4)					
Ilość energii dostarczanej odbiorcom końcowym na nN (według sprawozdania ARE druk G 10.4)					
Liczba magazynów energii zdolnych do pracy autonomicznej (na wyspę) przyłączonych do sieci WN (bez elektrowni szczytowo-pompowych)					
Liczba magazynów energii zdolnych do pracy autonomicznej (na wyspę) przyłączonych do sieci SN (bez elektrowni szczytowo-pompowych)					
Liczba magazynów energii zdolnych do pracy autonomicznej (na wyspę) przyłączonych do sieci nN					
Sumaryczna moc znamionowa magazynów energii zdolnych do pracy autonomicznej (na wyspę) przyłączonych do sieci WN (bez elektrowni szczytowo-pompowych) [MW]					
Sumaryczna moc znamionowa magazynów energii zdolnych do pracy autonomicznej (na wyspę) przyłączonych do sieci SN (bez elektrowni szczytowo-pompowych) [MW]					
Sumaryczna moc znamionowa magazynów energii zdolnych do pracy autonomicznej (na wyspę) przyłączonych do sieci nN [MW]					
Liczba źródeł generacji rozproszonej zdolnych do pracy autonomicznej (na wyspę) przyłączonych do sieci SN					
Liczba źródeł generacji rozproszonej zdolnych do pracy autonomicznej (na wyspę) przyłączonych do sieci nN					
Sumaryczna moc znamionowa źródeł generacji rozproszonej zdolnych do pracy autonomicznej (na wyspę) przyłączonych do sieci SN [MW]					
Sumaryczna moc znamionowa źródeł generacji rozproszonej zdolnych do pracy autonomicznej (na wyspę) przyłączonych do sieci nN [MW]					
Całkowita długość linii transmisyjnych WN i wyższego napięcia (według sprawozdania ARE druk G 10.5)					
Całkowita długość linii WN, w tym, ile km kablowych (według sprawozdania ARE druk G 10.5)					
Całkowita długość linii kablowych WN [w kilometrach] (według sprawozdania ARE druk G 10.5)					
Całkowita długość linii SN, w tym, ile km kablowych (według sprawozdania ARE druk G 10.5)					

Informacje ogólne o systemie elektroenergetycznym (cd.)	2019	2018	2017	2016	2015
Całkowita długość linii kablowych SN [w kilometrach] (według sprawozdania ARE druk G 10.5)					
Całkowita długość linii nN, w tym, ile km kablowych (według sprawozdania ARE druk G 10.5)					
Całkowita długość linii kablowych nN [w kilometrach] (według sprawozdania ARE druk G 10.5)					
Liczba linii SN wychodzących ze stacji WN/SN					
Liczba linii SN, ciągów liniowych wychodzących z GPZ objętych systemem zdalnego nadzoru (objętych SCADA)					
Długość linii (ciągów liniowych) WN obciążonych powyżej 80% obciążenia nominalnego linii [km]					
Długość linii (ciągów liniowych) SN obciążonych powyżej 80% obciążenia nominalnego linii [km]					
Długość linii (ciągów liniowych) nN obciążonych powyżej 80% obciążenia nominalnego linii [km]					
Liczba linii (ciągów liniowych) WN obciążonych powyżej 80% obciążenia nominalnego linii [szt]					
Liczba linii (ciągów liniowych) SN obciążonych powyżej 80% obciążenia nominalnego linii [szt]					
Liczba linii (ciągów liniowych) nN obciążonych powyżej 80% obciążenia nominalnego linii [szt]					
Liczba odbiorców końcowych przyłączonych do linii SN, które są obciążone choćby w części powyżej 80% wartości nominalnej					
Liczba wyłączeń planowych w podziale na WN/SN/nN skutkująca przerwą powyżej 3 minut w dostawie energii do odbiorców końcowych					
Liczba wyłączeń planowych w sieci WN powodująca ograniczenia w dostawie energii do odbiorców końcowych powyżej 3 minut (w sieci WN, SN lub nN)					
Liczba wyłączeń planowych w sieci SN skutkująca przerwą powyżej 3 minut w dostawie energii do odbiorców końcowych (w sieci SN lub nN)					
Liczba wyłączeń planowych w sieci SN powodująca ograniczenia w dostawie energii do odbiorców końcowych powyżej 3 minut (w sieci SN lub nN)					
Liczba wyłączeń planowych w sieci nN skutkująca przerwą powyżej 3 minut w dostawie energii do odbiorców końcowych (w sieci nN)					
Liczba wyłączeń planowych w sieci nN powodująca ograniczenia w dostawie energii do odbiorców końcowych powyżej 3 minut (w sieci nN)					
Suma czasów trwania wszystkich przerw w wyniku wyłączeń planowych na WN skutkująca przerwą lub ograniczeniem w dostawie energii do odbiorców końcowych (w sieci WN, SN i nN) powyżej 3 minut [w minutach]					
Suma czasów trwania wszystkich przerw w wyniku wyłączeń planowych na SN skutkująca przerwą lub ograniczeniem w dostawie energii do odbiorców końcowych (w sieci SN i nN) powyżej 3 minut [w minutach]					
Suma czasów trwania wszystkich przerw w wyniku wyłączeń planowych na nN skutkująca przerwą lub ograniczeniem w dostawie energii do odbiorców końcowych (w nN) powyżej 3 minut [w minutach]					
Liczba odbiorców końcowych pozbawionych dostawy energii o czasie trwania dłuższym niż 3 minuty, zsumowana dla każdej przerwy planowej odpowiednio dla napięć WN (na podstawie SAIFI i sprawozdania G 10.5)					
Liczba odbiorców końcowych pozbawionych dostawy energii o czasie trwania dłuższym niż 3 minuty, zsumowana dla każdej przerwy planowej odpowiednio dla napięć SN (na podstawie SAIFI i sprawozdania G 10.5)					
Liczba odbiorców końcowych pozbawionych dostawy energii o czasie trwania dłuższym niż 3 minuty, zsumowana dla każdej przerwy planowej odpowiednio dla napięć nN (na podstawie SAIFI i sprawozdania G 10.5)					
Średnia liczba odbiorców przypadająca na jeden transformator (stacje) SN/nN w terenie miejskim (z danych raportu URE)					
Średnia liczba odbiorców przypadająca na jeden transformator (stacje) SN/nN w terenie wiejskim (z danych raportu URE)					

Informacje ogólne o systemie elektroenergetycznym (cd.)	2019	2018	2017	2016	2015
Liczba pojedynczych przerw awaryjnych o czasie trwania powyżej 24 godzin (przerw katastrofalnych) dla odbiorców					
Liczba pojedynczych przerw planowych o czasie trwania powyżej 16 godzin dla odbiorców (z danych raportu URE)					
Liczba odbiorców, dla których jednorazowa przerwa awaryjna przekracza 24 godziny (przerwa katastrofalna)					
Liczba odbiorców sieci nN, dla których jednorazowa przerwa planowa przekracza 16 godzin					

Jeżeli konieczne są uwagi do powyższej tabeli, proszę zamieścić je w polu poniżej

Proszę zamieścić opis w polu poniżej

P5: W jaki sposób w Pani/Pana firmie normalizowane są wskaźniki SAIDI, SAIFI dla napięć WN?

Po najechaniu kursorem na pole można wybrać jedną opcję z rozwijanej listy.

Normalizacja według:

P6: W jaki sposób w Pani/Pana firmie normalizowane są wskaźniki SAIDI, SAIFI dla napięć SN?

Po najechaniu kursorem na pole można wybrać jedną opcję z rozwijanej listy.

Normalizacja według:

P7: W jaki sposób w Pani/Pana firmie normalizowane są wskaźniki SAIDI, SAIFI dla napięć nN?

Po najechaniu kursorem na pole można wybrać jedną opcję z rozwijanej listy.

Normalizacja według:

P8: Czy Pani/Pana firma wykorzystuje dane z liczników AMI do obliczania wskaźników SAIDI, SAIFI, MAIFI?

Po najechaniu kursorem na pole można wybrać jedną opcję z rozwijanej listy.

P9: Czy Pani/Pana firma stosuje inne niż w Rozporządzeniu Systemowym dopuszczalne czasy trwania przerw i jakie?

Po najechaniu kursorem na pole można wybrać jedną opcję z rozwijanej listy.

Jeżeli wybrano odpowiedź „Tak”, proszę opisać je poniżej

Proszę zamieścić opis w polu poniżej

P10: Jakie typowe dopuszczalne czasy trwania przerw zawarte są w umowach Pani/Pana firmy o dostawę energii dla Odbiorców?

Proszę podać wartości liczbowe w kolumnie po prawej stronie

Grupa przyłączeniowa	Czas trwania przerwy
Dla grupy I przyłączeniowej [godz]	
Dla grupy II przyłączeniowej [godz]	
Dla grupy III przyłączeniowej [godz]	

P11: Jaki procent umów ma inne niż typowe przyjęte przez Pani/Pana firmę dopuszczalne czasy trwania przerw dla odbiorców grupy I, II, III?

Proszę podać wartości w procentach w kolumnie po prawej stronie

Grupa przyłączeniowa	Procent umów
Dla grupy I przyłączeniowej	
Dla grupy II przyłączeniowej	
Dla grupy III przyłączeniowej	

P12: W jaki sposób Pani/Pana firma rejestruje przerwy w dostawie energii do odbiorców zasilanych na poziomie sieci nN, SN, WN?

Proszę zamieścić opis w polu poniżej

P13: Od którego roku w Pani/Pana firmie prowadzona jest systematyczna rejestracja danych o przerwach na poziomie nN, SN, WN?

Proszę podać wartość liczbową

Podaj rok:

P14: Czy Pani/Pana firma publikuje dane o przerwach za miniony okres (rok) w sposób ogólnie dostępny dla odbiorców?

Po najechaniu kursorem na pole można wybrać jedną opcję z rozwijanej listy.

Odpowiedź:

Jeżeli wybrano odpowiedź „Tak”, proszę opisać w jaki sposób

Proszę zamieścić opis w polu poniżej

P15: Jaki jest szacowany przez Pani/Pana firmę brak wpływów w niżej podanych latach w wyniku niedostarczonej energii na skutek przerw planowych i awaryjnych dla odbiorców zasilanych z sieci nN?

Proszę podać wartości liczbowe w kolumnie po prawej stronie

Rok	Szacowany brak wpływów
2015 [tys. zł]	
2016 [tys. zł]	
2017 [tys. zł]	
2018 [tys. zł]	
2019 [tys. zł]	

P16: Jaki jest szacowany przez Pani/Pana firmę brak wpływów w niżej podanych latach w wyniku niedostarczonej energii na skutek przerw planowych i awaryjnych dla odbiorców zasilanych z sieci SN?

Proszę podać wartości liczbowe w kolumnie po prawej stronie

Rok	Szacowany brak wpływów
2015 [tys. zł]	
2016 [tys. zł]	
2017 [tys. zł]	
2018 [tys. zł]	
2019 [tys. zł]	

P17: Jaki jest szacowany przez Pani/Pana firmę brak wpływów w niżej podanych latach w wyniku niedostarczonej energii na skutek przerw planowych i awaryjnych dla odbiorców zasilanych z sieci WN?

Proszę podać wartości liczbowe w kolumnie po prawej stronie

Rok	Szacowany brak wpływów
2015 [tys. zł]	
2016 [tys. zł]	
2017 [tys. zł]	
2018 [tys. zł]	
2019 [tys. zł]	

P18: Czy Pani/Pana firma posiada informacje lub prowadzi badania (oszacowania) o kosztach przerw wśród odbiorców?

Po najechnięciu kursorem na pole można wybrać jedną opcję z rozwijanej listy.

Odpowiedź:

Jeżeli wybrano odpowiedź „Tak”, proszę opisać w jaki sposób

Proszę zamieścić opis w polu poniżej

P19: Czy Pani/Pana firma wyodrębnia przerwy, które wystąpiły w ekstremalnych dla obszaru działania warunkach atmosferycznych (lub uznanych przez przedsiębiorstwo za ekstremalne)?

Po najechnięciu kursorem na pole można wybrać jedną opcję z rozwijanej listy.

Odpowiedź:

Jeżeli wybrano odpowiedź „Tak”, proszę opisać w jaki sposób

Proszę zamieścić opis w polu poniżej

Komentarze do części 1 arkusza

Jeśli zagadnienia poruszone w powyższych pytaniach wymagają uzupełnienia Pani/Pana komentarzem, prosimy to uczynić w polu poniżej

Część 2. Wskaźniki przerw dla sieci dystrybucyjnej

P20: Wskaźniki przerw dla sieci dystrybucyjnej za rok 2015

W tabeli proszę wprowadzić wartości liczbowe wskaźników.

Można również użyć liter oznaczających: A – spółka nie prowadzi takiej statystyki; B – dane dostępne od 2016 roku; C – dane objęte klauzulą „Tajemnica przedsiębiorstwa”

Wskaźnik przerw	Dla wszystkich Obszarów i poziomów napięcia		Wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci				Wartość wskaźnika dla odbiorców w obszarze				Wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci						Liczba obsługiwanych odbiorców przyjęta do wyznaczenia wskaźnika			
			WN		SN		nN	Miejskim		Wiejskim		Mieszanym		Tylko napowietrznych		Tylko kablowych		Mieszanych		
	Planowanych		Nieplanowanych		Planowanych	Nieplanowanych		Planowanych	Nieplanowanych		Planowanych	Nieplanowanych		Planowanych	Nieplanowanych			Planowanych	Nieplanowanych	
SAIDI (3'<t) wszystkich przerw długich (minut/odbiore w roku)																				
SAIFI (3'<t) wszystkich przerw długich (liczba/odbiore w roku)																				
SAIDI (3'<t≤12h) długie przerwy (minut/odbiore w roku)																				
SAIFI (3'<t≤12h) długie przerwy (liczba/odbiore w roku)																				
SAIDI (12<t≤24h) bardzo długie przerwy (minut/odbiore w roku)																				
SAIFI (12<t≤24h) bardzo długie przerwy (minut/odbiore/rok)																				
SAIDI (24h<t) katastroficzne przerwy (minut/odbiore w roku)																				
SAIFI (24h<t) katastroficzne przerwy																				
MAIFI (1" <t≤3') krótkie przerwy																				

Uwagi i komentarze do wyników zamieszczonych w tej tabeli proszę wpisać w poniższym polu.

P21: Wskaźniki przerw dla sieci dystrybucyjnej za rok 2016

W tabeli proszę wprowadzić wartości liczbowe wskaźników.

Można również użyć liter oznaczających: A – spółka nie prowadzi takiej statystyki; B – dane dostępne od 2016 roku; C – dane objęte klauzulą „Tajemnica przedsiębiorstwa”

Wskaźnik przerw	Dla wszystkich Obszarów i poziomów napięcia		Wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci				Wartość wskaźnika dla odbiorców w obszarze				Wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci				Liczba obsługiwanych odbiorców przyjęta do wyznaczenia wskaźnika			
			WN		SN		nN	Miejskim		Wiejskim		Mieszanym		Tylko napowietrznych		Tylko kablowych		
			Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych		Planowanych	Nieplanowanych	
Wskaźnik przerw	SAIDI (3' < t) wszystkich przerw długich (minut/ odbiorcę w roku)	Planowanych	Nieplanowanych															
	SAIFI (3' < t) wszystkich przerw długich (liczba/ odbiorcę w roku)	Planowanych	Nieplanowanych															
	SAIDI (3' < t ≤ 12h) długie przerwy (minut/odbiorcę w roku)	Planowanych	Nieplanowanych															
	SAIFI (3' < t ≤ 12h) długie przerwy (liczba/odbiorcę w roku)	Planowanych	Nieplanowanych															
	SAIDI (12 < t ≤ 24h) bardzo długie przerwy (minut/odbiorcę w roku)	Planowanych	Nieplanowanych															
	SAIFI (12 < t ≤ 24h) bardzo długie przerwy (minut/odbiorcę/rok)	Planowanych	Nieplanowanych															
	SAIDI (24h < t) katastrofalne przerwy (minut/odbiorcę w roku)	Planowanych	Nieplanowanych															
	SAIFI (24h < t) katastrofalne przerwy	Planowanych	Nieplanowanych															
	MAIFI (1" < t ≤ 3') krótkie przerwy	Planowanych	Nieplanowanych															
		Planowanych	Nieplanowanych															

Uwagi i komentarze do wyników zamieszczonych w tej tabeli proszę wpisać w poniższym polu.

P22: Wskaźniki przerw dla sieci dystrybucyjnej za rok 2017

W tabeli proszę wprowadzić wartości liczbowe wskaźników.

Można również użyć liter oznaczających: A – spółka nie prowadzi takiej statystyki; B – dane dostępne od 2016 roku; C – dane objęte klauzulą „Tajemnica przedsiębiorstwa”

Wskaźnik przerw	Dla wszystkich Obszarów i poziomów napięcia		Wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci				Wartość wskaźnika dla odbiorców w obszarze				Wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci				Liczba obsługiwanych odbiorców przyjęta do wyznaczenia wskaźnika					
			WN		SN		nN		Miejskim		Wiejskim		Mieszkanym			Tylko napo-wietrznych		Tylko kablowych		Mieszanych
	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych		Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych
SAIDI (3' < t) wszystkich przerw długich (minut/ odbiorcę w roku)																				
SAIFI (3' < t) wszystkich przerw długich (liczba/ odbiorcę w roku)																				
SAIDI (3' < t ≤ 12h) długie przerwy (minut/ odbiorcę w roku)																				
SAIFI (3' < t ≤ 12h) długie przerwy (liczba/ odbiorcę w roku)																				
SAIDI (12 < t ≤ 24h) bardzo długie przerwy (minut/ odbiorcę w roku)																				
SAIFI (12 < t ≤ 24h) bardzo długie przerwy (minut/ odbiorcę/rok)																				
SAIDI (24h < t) katastrofalne przerwy (minut/ odbiorcę w roku)																				
SAIFI (24h < t) katastrofalne przerwy (minut/ odbiorcę w roku)																				
MAIFI (1" < t ≤ 3') krótkie przerwy																				

Uwagi i komentarze do wyników zamieszczonych w tej tabeli proszę wpisać w poniższym polu.

P23: Wskaźniki przerw dla sieci dystrybucyjnej za rok 2018

W tabeli proszę wprowadzić wartości liczbowe wskaźników.

Można również użyć liter oznaczających: A – spółka nie prowadzi takiej statystyki; B – dane dostępne od 2016 roku; C – dane objęte klauzulą „Tajemnica przedsiębiorstwa”

Wskaźnik przerw	Dla wszystkich Obszarów i poziomów napięcia		Wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci				Wartość wskaźnika dla odbiorców w obszarze				Wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci				Liczba obsługiwanych odbiorców przyjęta do wyznaczenia wskaźnika									
			WN		SN		nN		Miejskim		Wiejskim		Mieszkanym			Tylko napowietrznych		Tylko kablowych		Mieszanych		Nieplanowanych		
	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych		Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	
Wskaźnik przerw	SAIDI (3'<t) wszystkich przerw długich (minut/ odbiorcę w roku)																							
	SAIFI (3'<t) wszystkich przerw długich (liczba/ odbiorcę w roku)																							
	SAIDI (3'<t≤12h) długie przerwy (minut/odbiorcę w roku)																							
	SAIFI (3'<t≤12h) długie przerwy (liczba/odbiorcę w roku)																							
	SAIDI (12<t≤24h) bardzo długie przerwy (minut/odbiorcę w roku)																							
	SAIFI (12<t≤24h) bardzo długie przerwy (minut/odbiorcę/rok)																							
	SAIDI (24h<t) katastrofalne przerwy (minut/odbiorcę w roku)																							
	SAIFI (24h<t) katastrofalne przerwy (minut/odbiorcę w roku)																							
	MAIFI (1" <t≤3') krótkie przerwy																							

Uwagi i komentarze do wyników zamieszczonych w tej tabeli proszę wpisać w poniższym polu.

P24: Wskaźniki przerw dla sieci dystrybucyjnej za rok 2019

W tabeli proszę wprowadzić wartości liczbowe wskaźników.

Można również użyć liter oznaczających: A – spółka nie prowadzi takiej statystyki; B – dane dostępne od 2016 roku; C – dane objęte klauzulą „Tajemnica przedsiębiorstwa”

Wskaźnik przerw	Dla wszystkich Obszarów i poziomów napięcia		Wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci				Wartość wskaźnika dla odbiorców w obszarze				Wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci				Liczba obsługiwanych odbiorców przyjęta do wyznaczenia wskaźnika					
			WN		SN		nN		Miejskim		Wiejskim		Mieszanym			Tylko wietrznych		Tylko kablowych		Mieszanych
	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych		Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych	Nieplanowanych	Planowanych
SAIDI (3' < t) wszystkich przerw długich (minut/ odbiorcę w roku)																				
SAIFI (3' < t) wszystkich przerw długich (liczba/ odbiorcę w roku)																				
SAIDI (3' < t ≤ 12h) długie przerwy (minut/odbiorcę w roku)																				
SAIFI (3' < t ≤ 12h) długie przerwy (liczba/odbiorcę w roku)																				
SAIDI (12 < t ≤ 24h) bardzo długie przerwy (minut/odbiorcę w roku)																				
SAIFI (12 < t ≤ 24h) bardzo długie przerwy (minut/odbiorcę/rok)																				
SAIDI (24h < t) katastroficzne przerwy (minut/odbiorcę w roku)																				
SAIFI (24h < t) katastroficzne przerwy																				
MAIFI (1" < t ≤ 3') krótkie przerwy																				

Uwagi i komentarze do wyników zamieszczonych w tej tabeli proszę wpisać w poniższym polu.

P25: Wskaźniki przerw dla sieci dystrybucyjnej za rok 2016 według regulacji jakościowej - obszarowej

W tabeli proszę wprowadzić wartości liczbowe wskaźników.

Można również użyć liter oznaczających: A – spółka nie prowadzi takiej statystyki;

B – dane dostępne od 2016 roku; C – dane objęte klauzulą „Tajemnica przedsiębiorstwa”

Wskaźnik przerw	Obszar			
	Duże miasta	Miasta na prawach powiatu	Miasta	Wsie
	CTP(md)	CTP(mp)	CTP(m)	CTP(w)
CTP czas trwania przerw (minut/odbiorcę w roku)				
CP częstość przerw (liczba/odbiorcę w roku)				
Liczba obsługiwanych odbiorców przyjęta do wyznaczenia wskaźnik				

P26: Wskaźniki przerw dla sieci dystrybucyjnej za rok 2017 według regulacji jakościowej - obszarowej

W tabeli proszę wprowadzić wartości liczbowe wskaźników.

Można również użyć liter oznaczających: A – spółka nie prowadzi takiej statystyki;

B – dane dostępne od 2016 roku; C – dane objęte klauzulą „Tajemnica przedsiębiorstwa”

Wskaźnik przerw	Obszar			
	Duże miasta	Miasta na prawach powiatu	Miasta	Wsie
	CTP(md)	CTP(mp)	CTP(m)	CTP(w)
CTP czas trwania przerw (minut/odbiorcę w roku)				
CP częstość przerw (liczba/odbiorcę w roku)				
Liczba obsługiwanych odbiorców przyjęta do wyznaczenia wskaźnik				

P27: Wskaźniki przerw dla sieci dystrybucyjnej za rok 2018 według regulacji jakościowej - obszarowej

W tabeli proszę wprowadzić wartości liczbowe wskaźników.

Można również użyć liter oznaczających: A – spółka nie prowadzi takiej statystyki;

B – dane dostępne od 2016 roku; C – dane objęte klauzulą „Tajemnica przedsiębiorstwa”

Wskaźnik przerw	Obszar			
	Duże miasta	Miasta na prawach powiatu	Miasta	Wsie
	CTP(md)	CTP(mp)	CTP(m)	CTP(w)
CTP czas trwania przerw (minut/odbiorcę w roku)				
CP częstość przerw (liczba/odbiorcę w roku)				
Liczba obsługiwanych odbiorców przyjęta do wyznaczenia wskaźnik				

P28: Wskaźniki przerw dla sieci dystrybucyjnej za rok 2019 według regulacji jakościowej - obszarowej

W tabeli proszę wprowadzić wartości liczbowe wskaźników.

Można również użyć liter oznaczających: A – spółka nie prowadzi takiej statystyki;

B – dane dostępne od 2016 roku; C – dane objęte klauzulą „Tajemnica przedsiębiorstwa”

Wskaźnik przerw	Obszar			
	Duże miasta	Miasta na prawach powiatu	Miasta	Wsie
	CTP(md)	CTP(mp)	CTP(m)	CTP(w)
CTP czas trwania przerw (minut/odbiorcę w roku)				
CP częstość przerw (liczba/odbiorcę w roku)				
Liczba obsługiwanych odbiorców przyjęta do wyznaczenia wskaźnik				

Komentarze do części 2 arkusza

Jeśli zagadnienia poruszone w powyższych pytaniach wymagają uzupełnienia Pani/Pana komentarzem, prosimy to uczynić w polu poniżej.

--

Część 3. Wskaźniki przerw dla sieci przesyłowej lub koordynowanej OSD

P29: Wskaźniki przerw za rok 2015

Wskaźnik przerw	Dla wszystkich obszarów i poziomów napięcia		Wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci o napięciu:						Liczba obsługiwanych odbiorców przyjęta do wyznaczenia wskaźnika
			400 kV		220 kV		110 kV		
	Planowa-nych	Nieplano-wanych	Planowa-nych	Nieplano-wanych	Planowa-nych	Nieplano-wanych	Planowa-nych	Nieplano-wanych	
AIT wszystkich przerw (minut na rok)									
AIT wszystkich przerw z wyłączeniem katastrofalnych (minut na rok)									
ENS wszystkich przerw (MWh w roku)									
ENS wszystkich przerw z wyłączeniem katastrofalnych (MWh w roku)									
SAIDI (3'<t) wszystkich przerw długich (minut/odbiorcę w roku)									
SAIFI (3'<t) wszystkich przerw długich (liczba/odbiorcę w roku)									
SAIDI (3'<ts12h) długie przerw (minut/odbiorcę w roku)									
SAIFI (3'<ts12h) długie przerw (liczba/odbiorcę w roku)									
SAIDI (12<tts24h) bardzo długie przerw (minut/odbiorcę w roku)									
SAIFI (12<tts24h) bardzo długie przerw (minut/odbiorcę/rok)									
SAIDI (24h<t) katastrofalne przerw (minut/odbiorcę w roku)									
SAIFI (24h<t) katastrofalne przerw (minut/odbiorcę w roku)									
MAIFI (1" <ts3') krótkie przerw									

Uwagi i komentarze do wyników zamieszczonych w tej tabeli proszę wpisać w poniższym polu.

P30: Wskaźniki przerw za rok 2016

Wskaźnik przerw	Dla wszystkich obszarów i poziomów napięcia		Wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci o napięciu:						Liczba odbiorców przyjęta do wyznaczenia wskaźnika
			400 kV		220 kV		110 kV		
	Planowa-nych	Nieplano-wanych	Planowa-nych	Nieplano-wanych	Planowa-nych	Nieplano-wanych	Planowa-nych	Nieplano-wanych	
AIT wszystkich przerw (minut na rok)									
AIT wszystkich przerw z wyłączeniem katastrofalnych (minut na rok)									
ENS wszystkich przerw (MWh w roku)									
ENS wszystkich przerw z wyłączeniem katastrofalnych (MWh w roku)									
SAIDI (3' < t) wszystkich przerw długich (minut/odbiorcę w roku)									
SAIFI (3' < t) wszystkich przerw długich (liczba/odbiorcę w roku)									
SAIDI (3' < t ≤ 12h) długie przerw (minut/odbiorcę w roku)									
SAIFI (3' < t ≤ 12h) długie przerw (liczba/odbiorcę w roku)									
SAIDI (12 < t ≤ 24h) bardzo długie przerw (minut/odbiorcę w roku)									
SAIFI (12 < t ≤ 24h) bardzo długie przerw (minut/odbiorcę/rok)									
SAIDI (24h < t) katastrofalne przerw (minut/odbiorcę w roku)									
SAIFI (24h < t) katastrofalne przerw (minut/odbiorcę w roku)									
MAIFI (1" < t ≤ 3') krótkie przerw									

Uwagi i komentarze do wyników zamieszczonych w tej tabeli proszę wpisać w poniższym polu.

P 31: Wskaźniki przerw za rok 2017

Wskaźnik przerw	Dla wszystkich obszarów i poziomów napięcia		Wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci o napięciu:						Liczba obsługiwanych odbiorców przyjęta do wyznaczenia wskaźnika
			400 kV		220 kV		110 kV		
			Planowa-nych	Nieplano-wanych	Planowa-nych	Nieplano-wanych	Planowa-nych	Nieplanowa-nych	
AIT wszystkich przerw (minut na rok)									
AIT wszystkich przerw z wyłączeniem katastrofalnych (minut na rok)									
ENS wszystkich przerw (MWh w roku)									
ENS wszystkich przerw z wyłączeniem katastrofalnych (MWh w roku)									
SAIDI (3'<t) wszystkich przerw długich (minut/odbiorcę w roku)									
SAIFI (3'<t) wszystkich przerw długich (liczba/odbiorcę w roku)									
SAIDI (3'<t≤12h) długie przerw (minut/odbiorcę w roku)									
SAIFI (3'<t≤12h) długie przerw (liczba/odbiorcę w roku)									
SAIDI (12<t≤24h) bardzo długie przerw (minut/odbiorcę w roku)									
SAIFI (12<t≤24h) bardzo długie przerw (minut/odbiorcę/rok)									
SAIDI (24h<t) katastrofalne przerw (minut/odbiorcę w roku)									
SAIFI (24h<t) katastrofalne przerw (minut/odbiorcę w roku)									
MAIFI (1" <t≤3') krótkie przerw									

Uwagi i komentarze do wyników zamieszczonych w tej tabeli proszę wpisać w poniższym polu.

--

P32: Wskaźniki przerw za rok 2018

Wskaźnik przerw	Dla wszystkich obszarów i poziomów napięcia	Wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci o napięciu:						Liczba obsługiwanych odbiorców przyjęta do wyznaczenia wskaźnika
		400 kV		220 kV		110 kV		
		Planowa-nych	Nieplano-wanych	Planowa-nych	Nieplano-wanych	Planowa-nych	Nieplano-wanych	
AIT wszystkich przerw (minut na rok)								
AIT wszystkich przerw z wyłączeniem katastrofalnych (minut na rok)								
ENS wszystkich przerw (MWh w roku)								
ENS wszystkich przerw z wyłączeniem katastrofalnych (MWh w roku)								
SAIDI (3'<t) wszystkich przerw długich (minut/odbiorcę w roku)								
SAIFI (3'<t) wszystkich przerw długich (liczba/odbiorcę w roku)								
SAIDI (3'<t≤12h) długie przerw (minut/odbiorcę w roku)								
SAIFI (3'<t≤12h) długie przerw (liczba/odbiorcę w roku)								
SAIDI (12<t≤24h) bardzo długie przerw (minut/odbiorcę w roku)								
SAIFI (12<t≤24h) bardzo długie przerw (minut/odbiorcę/rok)								
SAIDI (24h<t) katastrofalne przerw (minut/odbiorcę w roku)								
SAIFI (24h<t) katastrofalne przerw (liczba/odbiorcę w roku)								
MAIFI (1" <t≤3') krótkie przerw								

Uwagi i komentarze do wyników zamieszczonych w tej tabeli proszę wpisać w poniższym polu.

P33: Wskaźniki przerw za rok 2019

Wskaźnik przerw	Dla wszystkich obszarów i poziomów napięcia		Wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci o napięciu:						Liczba obsługiwanych odbiorców przyjęta do wyznaczenia wskaźnika
			400 kV		220 kV		110 kV		
	Planowa-nych	Nieplano-wanych	Planowa-nych	Nieplano-wanych	Planowa-nych	Nieplano-wanych	Planowa-nych	Nieplano-wanych	
AIT wszystkich przerw (minut na rok)									
AIT wszystkich przerw z wyłączeniem katastrofalnych (minut na rok)									
ENS wszystkich przerw (MWh w roku)									
ENS wszystkich przerw z wyłączeniem katastrofalnych (MWh w roku)									
SAIDI (3'<t) wszystkich przerw długich (minut/odbiorcę w roku)									
SAIFI (3'<t) wszystkich przerw długich (liczba/odbiorcę w roku)									
SAIDI (3'<t≤12h) długie przerw (minut/odbiorcę w roku)									
SAIFI (3'<t≤12h) długie przerw (liczba/odbiorcę w roku)									
SAIDI (12<t≤24h) bardzo długie przerw (minut/odbiorcę w roku)									
SAIFI (12<t≤24h) bardzo długie przerw (minut/odbiorcę/rok)									
SAIDI (24h<t) katastrofalne przerw (minut/odbiorcę w roku)									
SAIFI (24h<t) katastrofalne przerw (minut/odbiorcę/rok)									
MAIFI (1" <t≤3')									
krótkie przerw									

Uwagi i komentarze do wyników zamieszczonych w tej tabeli proszę wpisać w poniższym polu.

Komentarze do części 3 arkusza

Jeśli zagadnienia poruszone w powyższych pytaniach wymagają uzupełnienia Pani/Pana komentarzem, prosimy to uczynić w polu poniżej.

UWAGA: Proszę podać, czy wskaźniki AIT i ENS zostały wyznaczone z pominięciem strat sieciowych, czy też łącznie ze stratami sieciowymi.

ZAŁĄCZNIK 5

Jakość handlowa – pytania ankiety

1. PRZEŁĄCZENIA

Pytanie 1: Proszę podać średni czas uzyskania przez odbiorcę warunków przyłączenia do sieci.

Średni czas, liczony w dniach za okres roku 2019, od złożenia wniosku o wydanie warunków do uzyskania warunków przyłączenia do sieci.

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Grupa przyłączeniowa	Średni czas w dniach
Grupa IV, V, VI o napięciu nie wyższym niż 1 kV.	
Grupa III i VI o napięciu pow. 1 kV	
Grupa I i II	

Pytanie 2: Proszę podać średni czas uzyskania przez wytwórcę warunków przyłączenia do sieci.

Średni czas, liczony w dniach za okres roku 2019, od złożenia wniosku o wydanie warunków do uzyskania warunków przyłączenia do sieci wytwórców i prosumentów, którzy ubiegają się o wydanie warunków przyłączenia.

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Grupa przyłączeniowa	Średni czas w dniach
Wytwórca przyłączany do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV	
Wytwórca przyłączany do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV	

Pytanie 3: Proszę podać średni czas realizacji umowy o przyłączenie do sieci dla umów bezinwestycyjnych.

Dla umów zakończonych w 2019 roku, średni czas realizacji umowy o przyłączenie do sieci, liczony w dniach od zawarcia umowy do powiadomienia odbiorcy o gotowości podania napięcia.

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Grupa przyłączeniowa	Średni czas w dniach
Grupa IV, V, VI o napięciu nie wyższym niż 1 kV	
Grupa III i VI o napięciu pow. 1 kV	
Grupa I i II	

Pytanie 4: Proszę podać średni czas realizacji umowy o przyłączenie do sieci dla umów inwestycyjnych.

Dla umów zakończonych w 2019 roku, średni czas realizacji umowy o przyłączenie do sieci, liczony w dniach od zawarcia umowy do powiadomienia odbiorcy o gotowości podania napięcia.

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Grupa przyłączeniowa	Średni czas w dniach
Grupa IV, V, VI o napięciu nie wyższym niż 1 kV	
Grupa III i VI o napięciu pow. 1 kV	
Grupa I i II	

Pytanie 5: Proszę podać średni czas aktywacji umowy sprzedaży.

Dla umów aktywowanych w 2019 roku, średni czas liczony w dniach od zgłoszenia umowy dystrybucyjnej i umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, odbiorcy przyłączonego do sieci, do założenia licznika i rozpoczęcia dostawy.

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Grupa przyłączeniowa	Średni czas w dniach
Grupa IV, V, VI o napięciu nie wyższym niż 1 kV	

Pytanie 6: Proszę podać średni czas aktywacji prosumenta.

Średni czas w roku 2019 liczony od otrzymania przez operatora powiadomienia o podłączeniu mikroinstalacji do założenia licznika dwukierunkowego (dni).

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Czas aktywacji prosumenta (w dniach)	
--------------------------------------	--

Pytanie 7: Generalne Umowy Dystrybucyjne (GUD).

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Liczba sprzedawców, z którymi zawarto Generalne Umowy Dystrybucyjne (GUD) – stan na koniec roku 2019	
Liczba sprzedawców, z którymi zawarto Generalne Umowy Dystrybucyjne na świadczenie usług kompleksowych (GUDk) – stan na koniec roku 2019	
Standardowy czas trwania zmiany sprzedawcy (liczony w dniach od wpływu wniosku do jego weryfikacji)	
Średni czas zmiany sprzedawcy (liczony w dniach od wpływu wniosku do jego weryfikacji, w roku 2019)	

Pytanie 8: Liczba klientów zmieniających sprzedawcę.

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Liczba klientów	Rok 2015	Rok 2016	Rok 2017	Rok 2018	Rok 2019
Liczba klientów, którzy zmienili sprzedawcę					
Liczba klientów, którzy zawarli umowę kompleksową z nowym sprzedawcą					

2. HANDLOWA JAKOŚĆ OBSŁUGI

Pytanie 9: Czy Pani/Pana firma, w latach 2017-2019, przeprowadza badania jakości usług (satysfakcji odbiorców)? Jeżeli tak, to proszę krótko scharakteryzować badania – częstotliwość pomiaru, metodologia.

Proszę zamieścić opis w polu poniżej.

Pytanie 10: Czy Pani/Pana firma, w latach 2017-2019, badała (szacowała) u klientów skutki dostaw energii o złej jakości? Jeśli tak, to proszę o krótki opis.

Proszę zamieścić opis w polu poniżej.

Pytanie 11: Punktualność spotkań z klientem.

Czy w standardzie jest możliwość umówienia się z klientem w biurze/w domu na określoną godzinę? Jeśli tak, to z jaką tolerancją? Proszę podać przedział czasu (przedział godzin wcześniej uzgodniony z klientem) na spotkanie z klientami lub wizyty u klienta. Czy punktualność jest monitorowana?

Proszę zamieścić opis w polu poniżej.

Pytanie 12: Obsługa bezpośrednia

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Średni czas oczekiwania na obsługę w centrach (biurach) obsługi odbiorców (w min, za okres roku 2019)	
Średni czas obsługi klienta w centrach (biurach) obsługi odbiorców (w min, za okres roku 2019)	
Liczba stanowisk obsługi odbiorców (stan na koniec roku 2019)	
Liczba pracowników bezpośrednio zaangażowanych do obsługi odbiorców (stan na koniec roku 2019)	
Liczba miejsc kasowych w centrach (biurach) obsługi odbiorców (stan na koniec roku 2019)	
Liczba stanowisk obsługi odbiorców w zakresie obsługi umów sprzedaży energii, usług dystrybucyjnych lub umów kompleksowych (stan na koniec roku 2019)	
Liczba stanowisk obsługi odbiorców (w zakresie obsługi bilingowej) (stan na koniec roku 2019)	
Liczba godzin pracy biur obsługi klienta średnio dziennie na biuro (stan na koniec roku 2019)	
Procent odbiorców oczekujących na obsługę w centrach (biurach) obsługi odbiorców mniej niż 20 minut (za okres roku 2019)	

Pytanie 13: Obsługa telefoniczna

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Czas oczekiwania na połączenie z konsultantem zapisany w regulaminie (umowie) centrum obsługi telefonicznej (w sek w roku 2019)	
Przeciętny czas oczekiwania na połączenie telefoniczne z konsultantem w centrach (biurach) obsługi odbiorców (w sek w roku 2019)	
Procent klientów uzyskujących połączenie poniżej czasu standardowego (w roku 2019)	
Przeciętny czas obsługi telefonicznej odbiorcy w centrach (biurach) obsługi odbiorców (w min, w roku 2019)	
Procent spraw załatwionych podczas jednego kontaktu telefonicznego (w roku 2019)	
Tygodniowa liczba godzin pracy centrów obsługi telefonicznej (poza alarmowymi) (stan na koniec roku 2019)	
Tygodniowa Liczba godzin pracy centrów obsługi telefonicznej numerów alarmowych np. 911 (stan na koniec roku 2019)	

Pytanie 14: Korespondencja pisemna

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Liczba korespondencji listowej od odbiorców w roku 2019 (dotyczy całego spektrum zagadnień relacji z odbiorcą)	
Średni czas odpowiedzi na pytania dotyczące dostawy (w dniach, w roku 2019)	

Pytanie 15: Korespondencja elektroniczna

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Liczba przychodzących e-maili w roku 2019 (dotyczy całego spektrum zagadnień relacji z odbiorcą)	
Średni czas udzielenia odpowiedzi na e-maile od odbiorców (w dniach, w roku 2019)	

Pytanie 16: Skargi i reklamacje

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie. Dane za okres 2019 roku.

Liczba skarg/reklamacji klientów	
Liczba uznanych skarg/reklamacji klientów	
Liczba skarg/reklamacji na jakość usługi świadczonej przez OSD	
Średni czas odpowiedzi na skargę/reklamację klienta	
Liczba skarg/reklamacji odbiorców, zgłoszonych do regulatora	
Liczba skarg/reklamacji odbiorców, uznanych przez regulatora jako zasadne	

3. TECHNICZNA OBSŁUGA KLIENTA

Pytanie 17: Wznowienie dostaw

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Średni czas wstrzymania dostawy za długi, liczony od otrzymania wniosku o wstrzymanie dostawy do odłączenia od sieci (w dniach, w roku 2019)	
Średni czas wznowienia dostawy po wstrzymaniu dostawy za długi liczony od wpływu wniosku do operatora do przywrócenia dostawy (w godzinach, w roku 2019)	
Średni czas wznowienia dostawy po ustaniu przyczyn wstrzymania innych niż długi (np. nielegalny pobór, zagrożenie życia itp.) liczony od ustania przyczyny do wznowienia dostawy (w godzinach, w roku 2019)	

4. POMIAR I FAKTUROWANIE

Pytanie 18: Liczniki przedpłatowe

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie lub wybierz odpowiedź z listy dostępnej po wybraniu komórki.

Liczba liczników przedpłatowych zainstalowanych u klientów (stan na koniec roku 2019)	
Z jakim wyprzedzeniem klient jest informowany o konieczności doładowania licznika (ilość kWh, jaka pozostaje do wyłączenia, jeśli nie jest powiadamiany, proszę wpisać 0) (stan na koniec roku 2019)	
Jaki stosuje się kredyt energii, zanim nastąpi wyłączenie licznika (w kWh, jeśli nie stosuje się, wstawić 0) (stan na koniec roku 2019)	
Liczba fizycznych punktów doładowania licznika (energomaty, stacje paliw całodobowe itp.) dostępnych całodobowo (stan na koniec roku 2019)	
Liczba fizycznych punktów doładowania licznika (energomaty, punktów kasowych itp.) dostępnych tylko w godzinach pracy biura obsługi klienta czy sklepów (stan na koniec roku 2019)	
Czy klient ma możliwość on-line (Internet, sms) doładować licznik (stan na koniec roku 2019)	
Jaki jest średni czas od dokonania wpłaty przez Internet do otrzymania doładowania licznika (w min, w roku 2019)	
Jaki jest średni czas od dokonania wpłaty przez sms do otrzymania doładowania licznika (w min, w roku 2019)	

Pytanie 19: Liczba zdalnych odczytów

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Jaki jest procent liczników zdalnego odczytu w grupach C1x i Gx w stosunku do całkowitej liczby liczników w tych grupach, w roku 2019)	
Jaka jest zakładana częstość odczytów zdalnych w grupach C1x i Gx (liczba odczytów na miesiąc w roku 2019)	

Pytanie 20: Jakość zdalnych odczytów

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Jaki procent odczytów z liczników w systemie zdalnego odczytu nie został zrealizowany podczas transmisji danych w stosunku do całkowitej liczby możliwych zdalnych odczytów w roku 2019	
Jaki procent odczytów został zrealizowany przez odczytujących w przypadku, gdy zawiodła transmisja danych w stosunku do całkowitej liczby możliwych zdalnych odczytów w roku 2019	
Jaki procent danych był estymowany w stosunku do całkowitej liczby możliwych zdalnych odczytów w roku 2019	

Pytanie 21: Reklamacje działania układu pomiarowo-rozliczeniowego

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Liczba reklamacji działania licznika odbiorców w grup C i G w roku 2019	
Liczba liczników poddanych sprawdzeniu na żądanie klienta w roku 2019	
Liczba uznanych reklamacji wskazań licznika w grupach C i G o w roku 2019	
Średni czas na sprawdzenie działania licznika po reklamacji klienta (w dniach w roku 2019)	

Pytanie 22: Informacje o zużyciu energii

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie lub wybierz odpowiedź z listy dostępnej po wybraniu komórki.

Czy klienci mają dostęp do strony internetowej, na której mogą sprawdzić stan swojego zużycia (stan na koniec roku 2019)	
Jaki procent klientów odwiedził stronę internetową sprawdzając stan zużycia energii w roku 2019	
Jaki procent klientów wyrażał niezadowolenie z czytelności strony w roku 2019	
Jaki procent klientów wyrażał niezadowolenie z czytelności faktury w roku 2019	

Pytanie 23: Fakturowanie

Wprowadź liczby w kolumny po prawej stronie.

Liczba faktur kompleksowych wystawionych w roku 2019	
Liczba faktur tylko za usługę dystrybucji wystawionych w roku 2019	
Liczba faktur tylko za sprzedaż energii wystawionych w roku 2019	
Liczba faktur szacowanych w roku 2019	
Liczba faktur korygowanych w wyniku reklamacji klienta w roku 2019	
Średni czas korygowania błędnie wystawionej faktury w roku 2019	

ZAŁĄCZNIK 6

Jakość napięcia – pytania ankiety

1. STAN WIEDZY, ZNACZENIE PROBLEMU

P1: Czy wg szacunkowej oceny wiedza pracowników operatora w zakresie jakości dostawy energii elektrycznej do odbiorców jest:

Wystarczająca	Niewystarczająca

P2: Czy pracownicy uczestniczą w szkoleniach, celem których jest podniesienie wiedzy pracowników w zakresie jakości dostawy energii?

Tak	Nie

P3: (a) Czy zbierane są informacje statystyczne o tym, jakie zaburzenia stanowią największy problem dla dostawcy energii elektrycznej ze względu na powodowane straty finansowe lub trudności techniczne?

Tak	Nie

(b) Jeśli tak, proszę wskazać jakie to zaburzenia i jaki stanowią problem dla dostawcy energii elektrycznej.

UWAGA: Definicje poszczególnych zaburzeń zgodne z normami: PN EN 50160, PN T-01030: Kompatybilność elektromagnetyczna. Terminologia lub z innymi normami z serii IEC/EN 61000.

Zaburzenie	Nie stanowią problemu	Stanowią mały problem	Stanowią duży problem
Zmiany częstotliwości			
Zbyt duża wartość skuteczna napięcia			
Zbyt mała wartość skuteczna napięcia			
Szybkie zmiany napięcia			
Wahania napięcia			
Zapady napięcia			
Wzrosty napięcia (zdarzenia o czasie trwania do 3 min)			
Krótkie przerwy w zasilaniu			

Asymetria napięcia			
Odkształcenie harmoniczne napięcia			
Przebiegi dorywcze			
Przebiegi przejściowe			
Sygnały napięciowe do transmisji informacji			

(należy wybrać tylko jedną opcję w każdym rzędzie po prawej stronie)

P4: (a) Czy zbierane są informacje statystyczne o tym, jakie zaburzenia stanowią największy problem dla odbiorcy energii elektrycznej ze względu na powodowane straty finansowe lub trudności techniczne?

Tak	Nie

(b) Jeśli tak, proszę wskazać, jakie to zaburzenia i jaki stanowią problem dla odbiorcy energii elektrycznej.

UWAGA: Definicje poszczególnych zaburzeń zgodne z normami: PN EN 50160, PN T-01030: Kompatybilność elektromagnetyczna. Terminologia lub z innymi normami z serii IEC/EN 61000.

Zaburzenie	Nie stanowią problemu	Stanowią mały problem	Stanowią duży problem
Zmiany częstotliwości			
Zbyt duża wartość skuteczna napięcia			
Zbyt mała wartość skuteczna napięcia			
Szybkie zmiany napięcia			
Wahania napięcia			
Zapady napięcia			
Wzrosty napięcia (zdarzenia o czasie trwania do 3 min)			
Krótkie przerwy w zasilaniu			
Asymetria napięcia			
Odkształcenie harmoniczne napięcia			
Przebiegi dorywcze			
Przebiegi przejściowe			
Sygnały napięciowe do transmisji informacji			

(należy wybrać tylko jedną opcję w każdym rzędzie po prawej stronie)

P5: (a) Które kategorie odbiorców na terenie działalności operatora są najbardziej wrażliwe na złe warunki jakości dostawy energii?

Kategoria odbiorców	Nie jest wrażliwy	Wrażliwy w małym stopniu	Wrażliwy w dużym stopniu
Przemysł papierniczy			
Przemysł chemiczny			
Przemysł farmaceutyczny			
Przemysł motoryzacyjny			
Przemysł rolno-spożywczy			
Przemysł maszynowy			
Przemysł elektromaszynowy			
Przemysł wydobywczy (kopalnie)			
Przemysł metalurgiczny			

Handel i usługi (z wyłączeniem sektora finansowego i ubezpieczeń)			
Banki, giełda, usługi sektora finansowego i ubezpieczeń			
Sektor IT			
Szpitala, lotniska			
Odbiorcy komunalni			
Urzędy publiczne			
Elektrownie fotowoltaiczne			
Elektrownie wiatrowe			
Elektrownie wodne			
Kogeneracyjne źródła energii			
Inne			

(należy wybrać tylko jedną opcję w każdym rzędzie po prawej stronie)

(b) Jeżeli wybrano opcję „Inne”, proszę wpisać je poniżej.

(Wpisać tekst)

P6: Czy obowiązujące w Polsce tzw. Rozporządzenie Systemowe⁵⁷ wystarczająco chroni interes dostawcy lub odbiorcy w zakresie jakości dostawy energii?

	Chroni	Nie chroni
Chroni interes dostawcy		
Chroni interes odbiorcy		

(należy wybrać tylko jedną opcję w każdym rzędzie po prawej stronie)

P7: Czy postanowienia obowiązującego obecnie Rozporządzenia Systemowego w części dotyczącej jakości dostawy energii powinny ulec zmianie?

Tak	Nie	Nie mam zdania

(wybrać tylko jedną opcję)

P8: W zakresie którego zaburzenia elektromagnetycznego powinna nastąpić zmiana postanowień Rozporządzenia Systemowego?

Zaburzenie	Powinna nastąpić zmiana
Zmiany częstotliwości	
Maksymalna wartość skuteczna napięcia	
Minimalna wartość skuteczna napięcia	
Czas agregacji wartości skutecznej napięcia (obecnie 10 min)	
Wahania napięcia	
Krótkie przerwy w zasilaniu	
Asymetria napięcia	
Harmoniczne napięcia	

(zaznaczyć opcję w prawej kolumnie, jeśli TAK)

⁵⁷ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dziennik Ustaw Nr 93 z dnia 29 maja 2007 r.) z późniejszymi zmianami.

P9: Które z zaburzeń wyszczególnionych w normie PN EN 50160 powinno być włączone do postanowień Rozporządzenia Systemowego jako dodatkowe gwarancje dla odbiorcy?

Zaburzenie	Czy powinno być dołączone
Zapady napięcia	
Wzrosty napięcia	
Przebiecia	
Interharmoniczne	
Sygnały napięciowe do transmisji informacji	

(zaznaczyć opcję w prawej kolumnie, jeśli TAK)

P10: (a) Czy w Rozporządzeniu Taryfowym⁵⁸ powinny pojawić się zapisy gwarantujące odbiorcom odszkodowanie finansowe za inne zaburzenia – nie tylko zmiany wartości skutecznej napięcia?

Tak	Nie	Nie mam zdania

(wybrać tylko jedną opcję)

(b) Jeżeli TAK, to w odniesieniu do których zaburzeń?

Zaburzenie	Czy powinno być dołączone
Zapady napięcia	
Wzrosty napięcia	
Odkształcenie napięcia	
Asymetria napięcia	
Sygnały napięciowe do transmisji informacji	
Krótkie przerwy w zasilaniu	
Szybkie zmiany napięcia	

(zaznaczyć opcję w prawej kolumnie, jeśli TAK)

2. BADANIE KOSZTÓW ZŁEJ JAKOŚCI DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

P11: (a) Czy w ciągu ostatnich 5 lat przeprowadzono badania kosztów złej jakości dostawy energii elektrycznej (po stronie dostawcy lub odbiorcy)?

Tak	Nie

(b) Jeżeli odpowiedź brzmi TAK, to koszty których z wymienionych zaburzeń były przedmiotem badania?

Zaburzenie	Przedmiot badania kosztów
Zmiany częstotliwości	
Zbyt duża wartość skuteczna napięcia	
Zbyt mała wartość skuteczna napięcia	
Szybkie zmiany napięcia	
Wahania napięcia	

⁵⁸ Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. 2019 poz. 503).

Zapady napięcia	
Wzrosty napięcia (zdarzenia o czasie trwania do 3 min)	
Krótkie przerwy w zasilaniu	
Asymetria napięcia	
Odkształcenie harmoniczne napięcia	
Przebiegi dorywcze	
Przebiegi przejściowe	
Sygnały napięciowe do transmisji informacji	
Inne, jakie?	

(zaznaczyć opcję w prawej kolumnie, jeśli TAK, ew. w ostatnim polu wpisać tekst)

(c) Jeżeli wybrano opcję „Inne”, proszę wpisać je poniżej.

(Wpisać tekst)

P12: Czy prowadzony jest rejestr i analiza kosztów złej jakości dostawy energii w poszczególnych kategoriach odbiorców?

Nie, takie dane nie są gromadzone	
Tak, są gromadzone dane, ale bez podziału na kategorie odbiorców	
Tak są gromadzone dane z podziałem na kategorie odbiorców	

(zaznaczyć tylko jedną opcję)

P13: Informacje dodatkowe, np. krótka charakterystyka badania, data realizacji, metodologia, wyniki itp.

(Wpisać tekst)

3. PROCEDURA PRZYŁĄCZANIA ODBIORCÓW I ŹRÓDEŁ ENERGII

P14: Czy przy wydawaniu warunków technicznych przyłączenia wykorzystywana jest procedura określona w normach?

Przepis	Czy stosowany?
IEC 61000-3-6 (dla emisji harmonicznych na poziomie SN, WN, NN)	
IEC 61000-3-7 (dla emisji wahań napięcia na poziomie SN, WN, NN)	
IEC 61000-3-13 (dla emisji asymetrii na poziomie SN, WN, NN)	
IEC 61000-3-14 (dla emisji harmonicznych, wahań napięcia i asymetrii na poziomie nN)	
Wewnętrzne wytyczne	

(zaznaczyć opcję w prawej kolumnie: TAK, NIE, Brak takich informacji)

P15: Czy w planowanym miejscu przyłączenia odbiorcy (lub dostawcy energii) przed wydaniem warunków technicznych przyłączenia wymagane jest przeprowadzenie pomiarów parametrów zasilania?

Tak	Nie

(wybrać tylko jedną opcję)

P16: W ilu przypadkach w ostatnich 5 latach (2014–2019) nie wydano warunków technicznych przyłączenia nowego odbiorcy lub źródła energii ze względu na jego przewidywaną nadmierną emisję zaburzeń elektromagnetycznych?

	2019	2018	2017	2016	2015
Liczba przypadków:					

(wpisać liczbę w kolumny po prawej)

P17: Jakie restrykcje nałożono na odbiorcę z tytułu nadmiernej emisji zaburzeń elektromagnetycznych? Podaj liczbę przypadków w kolejnych latach.

Rodzaj restrykcji	2019	2018	2017	2016	2015
Na poziomie nN: nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie:					
Na poziomie nN: nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zakłóceń:					
Na poziomie SN: nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie:					
Na poziomie SN: nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zakłóceń:					
Na poziomie SN: nie wydano zgody na przyłączenie					
Na poziomie WN: nakazano poprawę niekorzystnego stanu w określonym czasie:					
Na poziomie WN: nakazano zastosować urządzenia ograniczające wprowadzenie zakłóceń:					
Na poziomie WN: nie wydano zgody na przyłączenie					

(wpisać liczby w kolumny po prawej)

4. OBECNA PRAKTYKA ZAPEWNIENIA JAKOŚCI ZASILANIA

P18: Czy w strukturze organizacyjnej operatora zagadnieniami jakości zasilania zajmuje się:

Wydzielona grupa pracowników, dla których problematyka jakości zasilania jest jedynym obowiązkiem.	
Pracownicy w ramach innych obowiązków	

(wybrać tylko jedną opcję)

P19: Ilu odbiorców energii domagało się skontrolowania warunków dostawy energii elektrycznej (zgodnie z Rozporządzeniem Systemowym) w miejscu jej dostarczenia (w ciągu 5 ostatnich lat)?

Poziom napięcia przyłączenia	2019	2018	2017	2016	2015
Zasilanie z poziomu nN					
Zasilanie z poziomu SN					
Zasilanie z poziomu WN					
Zasilanie z poziomu NN					

(wpisać liczby w kolumny po prawej)

P20: Ilu odbiorców energii ma zagwarantowane w umowie przyłączeniowej lub dystrybucyjnej warunki jakości napięcia inne niż podane w Rozporządzeniu Systemowym?

Poziom napięcia przyłączenia	2019	2018	2017	2016	2015
Zasilanie z poziomu nN					
Zasilanie z poziomu SN					
Zasilanie z poziomu WN					
Zasilanie z poziomu NN					

(wpisać liczby w kolumny po prawej)

P21: Czy pomiary kontrolne wykonywane są zawsze w przypadku otrzymania skargi odbiorcy na jakość napięcia?

Tak	Nie	Zależy od wielu czynników	Brak ustalonych reguł

(należy wybrać tylko jedną pozycję)

P22: W ilu przypadkach wykonano pomiary jakości napięcia w odpowiedzi na skargi odbiorców (w ciągu 5 ostatnich lat)?

Poziom napięcia przyłączenia	2019	2018	2017	2016	2015
Zasilanie z poziomu nN					
Zasilanie z poziomu SN					
Zasilanie z poziomu WN					
Zasilanie z poziomu NN					

(wpisać liczby w kolumny po prawej)

P23: Ile analizatorów jakości energii klasy A (wg normy PN EN 61000-4-30) jest na wyposażeniu operatora?

Rodzaj analizatora	Liczba sztuk
Stacjonarnych	
Przenośnych	

(wpisać liczby w kolumny po prawej)

P24: W ilu przypadkach zlecono wykonanie pomiarów parametrów jakości napięcia innej jednostce (pomiary nie były wykonywane przez operatora)?

Poziom napięcia przyłączenia	2019	2018	2017	2016	2015
Zasilanie z poziomu nN					
Zasilanie z poziomu SN					
Zasilanie z poziomu WN					
Zasilanie z poziomu NN					

(wpisać liczby w kolumny po prawej)

P25: (a) Czy wykonanie kompleksowego badania jakości napięcia (zgodnie z postanowieniami Rozporządzenia Systemowego) zlecane jest podmiotowi zewnętrznemu?

Tak	Nie

(b) Jeżeli odpowiedź brzmi „tak”, to komu zlecane jest wykonanie takiego badania?

Wykonawca pomiarów	
Uczelnia wyższa	
Wyspecjalizowana firma pomiarowa	
Inny wykonawca	

(c) Jeżeli wybrano opcję „Inny wykonawca” proszę poniżej wpisać, kto jest wykonawcą pomiarów?

(Wpisać tekst)

P26: Czy zdarza się, że wykonanie ekspertyzy dotyczącej warunków zasilania na podstawie wyników pomiarów przeprowadzonych przez pracowników operatora zlecane jest podmiotowi zewnętrznemu?

Tak	Nie

(zaznaczyć tylko jedną opcję)

P27: Czy raport z pomiarów warunków zasilania jest udostępniany odbiorcom na ich życzenie?

Tak	Nie	Odbiorcy nie zgłaszali takiego życzenia

(wybrać tylko jedną opcję)

P28: Jeżeli odmówiono odbiorcy udostępnienia wyników pomiarów (w postaci raportu lub ekspertyzy), jaka była najczęstsza przyczyna takiej odmowy?

(Wpisać tekst)

P29: Jeżeli wyniki pomiarów przeprowadzonych w następstwie skargi odbiorcy potwierdzają poprawność warunków zasilania, to czy kosztami pomiarów obciążany jest odbiorca?

Tak	Nie	Zależy od analizy indywidualnego przypadku

(wybrać tylko jedną opcję)

P30: Czy koszt pomiaru parametrów jakości napięcia określony jest w cenniku usług świadczonych na rzecz odbiorcy?

Tak	Nie

(wybrać tylko jedną opcję)

P31: W ilu przypadkach odbiorcy przedstawiali swoje pomiary w celu udokumentowanie skargi (reklamacji)?

Poziom przyłączenia	2019	2018	2017	2016	2015
Na poziomie nN					
Na poziomie SN					
Na poziomie WN					
Na poziomie NN					

(wpisać liczby w kolumny po prawej)

P32: Czy podstawą uznania reklamacji odbiorcy na złą jakość napięcia (zgodnie z Rozporządzeniem Systemowym) mogą być pomiary wykonane wyłącznie przez dostawcę energii?

Tak	Nie

(wybrać tylko jedną opcję)

P33: Jakie wskaźniki jakości napięcia są mierzone przez OSD w punktach, do których przyłączone są rozproszone źródła energii (na granicy stron)?

Zmiany częstotliwości	
Maksymalna wartość skuteczna napięcia	
Minimalna wartość skuteczna napięcia	
Czas agregacji wartości skutecznej napięcia (obecnie 10 min)	
Wahania napięcia	
Krótkie przerwy w zasilaniu	
Asymetria napięcia	
Harmoniczne napięcia	

P34: W jaki sposób wykrywane jest wystąpienie krótkiej przerwy w zasilaniu?

Kryterium	Czy jest stosowane?
Pomiar wartości napięcia	
Wykrycie galwanicznego rozłączenia obwodu, np. w oparciu o stan wyłączników	

(zaznaczyć opcję w prawej kolumnie, jeśli TAK)

P35: Czy gromadzone są dane o krótkich przerwach w zasilaniu?

Przerwy o czasie trwania:	Dane są gromadzone
Krótszych niż 1 s	
W przedziale 1 s – 3 min	

(zaznaczyć opcję w prawej kolumnie, jeśli TAK)

P36: Jeżeli rejestrowane są przerwy o czasie trwania krótszym niż 1 s, jaki rodzaj układów pomiarowych jest stosowany do tego celu?

(Wpisać tekst)

P37: (a) Jeżeli rejestrowane są przerwy o czasie trwania 1 s–3 min, jaki rodzaj układów pomiarowych jest stosowany do tego celu?

System	Czy jest stosowany?
System SCADA	
SCADA zintegrowany z systemami telemechaniki w stacjach transformatorowych SN/nN	
Dedykowane mierniki	
Dane z układów automatyki zabezpieczeniowej (EAZ)	
Lokalne rejestratory w rozdzielniach	
Inne	

(zaznaczyć opcję w prawej kolumnie, jeśli TAK, ew. w ostatnim polu wpisać tekst)

(b) Jeśli wybrano opcję „Inne”, proszę je wymienić poniżej.

(Wpisać tekst)

P38: Czy przerwy wynikające z zadziałania układów EAZ są rejestrowane w systemach informatycznych?

Tak	Nie

5. POMIARY WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI ZASILANIA W PROCESIE ROZSTRZYGANIA SPORÓW I REKLAMACJI

P39: Czy pomiary wskaźników jakości napięcia stanowiące podstawę do rozstrzygnięcia słuszności skargi odbiorcy muszą być wykonane za pomocą rejestratorów klasy A?

Tak	Nie

(wybrać tylko jedną opcję)

P40: Czy określono wymagania co do rodzaju przekładników pomiarowych, stosowanych podczas badań jakości napięcia?

Tak	Nie

(wybrać tylko jedną opcję)

P41: W ilu przypadkach zostały wykonane pomiary w odpowiedzi na skargę lub reklamację odbiorcy na złą jakość dostawy energii elektrycznej?

UWAGA: W poszczególnych kratkach tabeli należy podać: liczbę bezwzględną i względną odniesioną do całkowitej liczby wykonanych pomiarów.

Rok	nN		SN		WN	
	Liczba	Procent	Liczba	Procent	Liczba	Procent
2019						
2018						
2017						
2016						
2015						

(podać liczbę bezwzględną i procent w każdej komórce tabeli)

Jeżeli konieczny jest komentarz do tabeli, można zamieścić go w polu poniżej.

(Wpisać tekst)

P42: W ilu przypadkach skargi lub reklamacje odbiorców na złą jakość zasilania zostały rozstrzygnięte na korzyść odbiorcy?

UWAGA: W poszczególnych kratkach tabeli należy podać: liczbę bezwzględną i względną odniesioną do całkowitej liczby skarg na złą jakość zasilania.

Rok	nN		SN		WN	
	Liczba	Procent	Liczba	Procent	Liczba	Procent
2019						
2018						
2017						

2016						
2015						

(podać liczbę bezwzględną i procent w każdej komórce tabeli)

P43: Na jakim etapie kończył się proces rozstrzygania skarg odbiorców na złą jakość dostawy energii elektrycznej?

UWAGA: W poszczególnych komórkach tabeli należy podać liczbę przypadków. Etapy oznaczają: OP - skarga została rozstrzygnięta przez operatora, URE - rozstrzygnięcie poprzez decyzję URE, Sąd - prawomocny wyrok sądu.

	nN			SN			WN			NN		
	DSO	URE	Sąd	DSO	URE	Sąd	DSO	URE	Sąd	DSO	URE	Sąd
2019												
2018												
2017												
2016												
2015												

(podać liczbę)

P44: Czy prowadzona jest statystyka skarg bądź reklamacji na złe warunki zasilania w zależności od sektora działalności odbiorców?

Tak	Nie

(wybrać tylko jedną opcję)

P45: Jakie rodzaje zaburzeń były powodem skarg odbiorców na złe warunki dostawy energii elektrycznej?

UWAGA: W poszczególnych komórkach tabeli należy podać dwie wartości: liczbę bezwzględną i wartość procentową w odniesieniu do całkowitej liczby skarg odbiorców na złą jakość dostawy energii elektrycznej.

Zaburzenie		2019			2018			2017		
		nN	SN	WN	nN	SN	WN	nN	SN	WN
Zmiany częstotliwości	Liczba									
	Procent									
Zbyt duża wartość skuteczna napięcia	Liczba									
	Procent									
Zbyt mała wartość skuteczna napięcia	Liczba									
	Procent									
Szybkie zmiany napięcia	Liczba									
	Procent									
Wahania napięcia	Liczba									
	Procent									
Zapady napięcia	Liczba									
	Procent									
Wzrosty napięcia (zdarzenia o czasie trwania do 3 min)	Liczba									
	Procent									
Krótkie przerwy w zasilaniu	Liczba									
	Procent									
Asymetria napięcia	Liczba									
	Procent									

[illegible]

P46: Jakie kwoty odszkodowania zostały wypłacone odbiorcom z tytułu niedotrzymania standardów jakości dostawy energii elektrycznej z przyczyn leżących po stronie dostawcy energii?

UWAGA: W przypadku braku możliwości przypisania odszkodowań do poszczególnych zaburzeń, proszę podać kwoty łączne w ostatnim wierszu.

Odształcenie harmoniczne napięcia	Sumarycznie									
	Minimalna									
	Maksymalna									
Przebiegi dorywcze	Sumarycznie									
	Minimalna									
	Maksymalna									
Przebiegi przejściowe	Sumarycznie									
	Minimalna									
	Maksymalna									
Sygnały napięciowe do transmisji informacji	Sumarycznie									
	Minimalna									
	Maksymalna									

Zaburzenie		2016			2015		
		nN	SN	WN	nN	SN	WN
Zmiany częstotliwości	Sumarycznie						
	Minimalna						
	Maksymalna						
Zbyt duża wartość skuteczna napięcia	Sumarycznie						
	Minimalna						
	Maksymalna						
Zbyt mała wartość skuteczna napięcia	Sumarycznie						
	Minimalna						
	Maksymalna						
Szybkie zmiany napięcia	Sumarycznie						
	Minimalna						
	Maksymalna						
Wahania napięcia	Sumarycznie						
	Minimalna						
	Maksymalna						
Zapady napięcia	Sumarycznie						
	Minimalna						
	Maksymalna						
Wzrosty napięcia (zdarzenia o czasie trwania do 3 min)	Sumarycznie						
	Minimalna						
	Maksymalna						
Krótkie przerwy w zasilaniu	Sumarycznie						
	Minimalna						
	Maksymalna						
Asymetria napięcia	Sumarycznie						
	Minimalna						
	Maksymalna						
Odształcenie harmoniczne napięcia	Sumarycznie						
	Minimalna						
	Maksymalna						
Przebiegi dorywcze	Sumarycznie						
	Minimalna						
	Maksymalna						

Przebiegi przejściowe	Sumarycznie						
	Minimalna						
	Maksymalna						
Sygnały napięciowe do transmisji informacji	Sumarycznie						
	Minimalna						
	Maksymalna						

Jeżeli konieczny jest komentarz do tabeli, można zamieścić go w polu poniżej.

(Wpisać tekst)

P47: Czy powyższe kwoty obejmują także odszkodowania wypłacone przez ubezpieczyciela?

Tak	Nie

(wybrać tylko jedną opcję)

P48: W ilu przypadkach operator przeprowadził pomiary wskaźników jakości napięcia, które nie były wymuszone skargami odbiorców?

	Poziom nN	Poziom SN	Poziom WN	Poziom NN
2019				
2018				
2017				
2016				
2015				

(wpisać liczby w kolumny po prawej)

P49: Jaka była przyczyna przeprowadzenia pomiarów wskaźników jakości zasilania, które nie były wymuszone skargami odbiorców?

(Wpisać tekst)

P50: Oceń średni stan jakości dostawy energii elektrycznej na obszarze działania operatora na podstawie dotychczasowych doświadczeń, przyjmując za punkt odniesienia wymagania Rozporządzenia Systemowego.

Spełnia wymagania	
Rzadko zdarzają się przypadki niespełnienia wymagań	
Zdarzają się liczne przypadki niespełnienia wymagań	
Trudno ocenić	
Brak danych	

(zaznaczyć tylko jedną opcję)

P51: Jakiego poziomu napięcia w największym stopniu dotyczą problemy z ogólnie rozumianą jakością dostawy energii elektrycznej?

nN	
SN	
WN	
NN	

(zaznaczyć tylko jedną opcję)

P52 (a) Czy na obszarze działania operatora zostały zawarte umowy (przyłączeniowe, sprzedaży, dystrybucyjne, kompleksowe) o warunkach dostawy energii, zawierających postanowienia inne niż Rozporządzeniu Systemowym?

Tak	
Nie	
Brak dostępu do takich informacji	

(wybrać tylko jedną opcję)

(b) Jeżeli wybrano opcję TAK, jakich zaburzeń dotyczyły?

(Wpisać tekst)

6. SYSTEM CIĄGŁEGO MONITOROWANIA WSKAŹNIKÓW JEE

UWAGA: Monitorowanie jakości napięcia (system monitorowania jakości napięcia) to zorganizowany, skalowalny, ciągły i długoterminowy sposób pomiaru wskaźników jakości napięcia za pomocą rejestratorów „jakościowych”, głównie stacjonarnych (lecz nie wyłącznie), oraz innych mierników posiadających funkcję pomiaru wskaźników jakości napięcia, przesyłających zdalnie (z wykorzystaniem określonej technologii transmisji) dane do centralnej bazy, gdzie są one archiwizowane, analizowane, przetwarzane i wizualizowane za pomocą specjalistycznego oprogramowania.

Monitorowanie należy odróżnić od pomiaru wskaźników jakości napięcia, mającego charakter nieregularny, często incydentalny, np. jako reakcja na zaistniałe zdarzenia lub skargę odbiorcy.

P53: Czy na obszarze operatora działa system ciągłego monitorowania wskaźników JEE?

Tak	Nie

(wybrać tylko jedną opcję)

P54: Jeżeli tak, to od którego roku on pracuje?

Podaj rok	
-----------	--

(wpisać liczbę w komórkę po prawej)

P55: Jaka liczba analizatorów jakości energii wchodzi w skład systemu ciągłego monitorowania jakości napięcia?

	Liczba analizatorów JEE
Stacjonarnych	
Przenośnych	

(wpisać liczby w kolumny po prawej)

P56: Ile stacji SN/nN na obszarze działania operatora objętych jest systemem ciągłego monitorowania jakości napięcia?

Rodzaj przyrządu pomiarowego w stacji WN/SN	Liczba punktów objętych systemem monitorowania	Względna liczba punktów w odniesieniu do całkowitej liczby punktów w wyróżnionych sieciach
Analizator wskaźników JEE klasy A		
Licznik zdalnego odczytu energii		

(wpisać liczby w kolumny po prawej)

P57: Ile stacji WN/SN na obszarze działania operatora objętych jest systemem ciągłego monitorowania jakości napięcia?

Rodzaj przyrządu pomiarowego w stacji WN/ SN	Liczba punktów objętych systemem monitorowania	Względna liczba punktów w odniesieniu do całkowitej liczby punktów w wyróżnionych sieciach
Analizator wskaźników JEE klasy A		

(wpisać liczby w kolumny po prawej)

P58: (a) Jakie były cele budowania systemu ciągłego monitorowania?

Wykorzystanie systemu ciągłego monitorowania	
Analiza statystyczna zmian w czasie parametrów jakości zasilania	
Wymagania związane z decyzjami URE	
Lokalizacja źródeł zaburzeń wskaźników JEE	
Badania techniczne stanu sieci wynikające z potrzeb eksploatacji	
Wydawanie warunków technicznych przyłączenia	
Weryfikacja poziomów wskaźników JEE ze względu na skargi odbiorców i wynikające stąd konsekwencje finansowe	
Indywidualne kontrakty na dostawę energii	
Inne, jakie?	

(zaznaczyć opcję w prawej kolumnie, jeśli TAK, ew. w ostatnim polu wpisać tekst)

(b) Jeżeli wybrano opcję „Inne”, proszę opisać jakie.

(Wpisać tekst)

P59: Proszę zaznaczyć, jakie parametry są rejestrowane na różnych poziomach napięcia.

Parametr	Poziom nN	Poziom SN	Poziom WN
Zmiany częstotliwości			
Zbyt duża wartość skuteczna napięcia			
Zbyt mała wartość skuteczna napięcia			
Szybkie zmiany napięcia			
Wahania napięcia			
Zapady napięcia			
Wzrosty napięcia (zdarzenia o czasie trwania do 3 min)			
Krótkie przerwy w zasilaniu			
Asymetria napięcia			
Odkształcenie harmoniczne napięcia			
Przebiegi dorywcze			
Przebiegi przejściowe			
Sygnały napięciowe do transmisji informacji			

(zaznaczyć opcję, jeśli dany parametr jest rejestrowany na wybranym poziomie napięcia)

P60: (a) Jakie punkty sieci są monitorowane?

Jakie punkty są monitorowane	
Łączy sieci przesyłowej i rozdzielczej	
Punkty dostawy energii na poziomie WN	
Rozdzielnie z napięciem wyjściowym 110 kV	
Punkty dostawy energii na poziomie SN (wybrane)	
Stacje transformatorowe SN/nN (wybrane)	
Punkty dostawy na poziomie nN (wybrane np. w oparciu o skargi odbiorców, doświadczenie operatora, czułe odbiorniki itp.)	
Inne	

(zaznaczyć opcję w prawej kolumnie TAK lub NIE)

(b) Jeżeli wybrano opcję „Inne”, proszę opisać jakie.

(Wpisać tekst)

P61: Jaka jest liczba monitorowanych punktów w systemie ciągłego monitorowania?

Rodzaj sieci	Liczba punktów	Względna liczba punktów w odniesieniu do całkowitej liczby punktów w wyróżnionych sieciach
sieci miejskie		
sieci wiejskie		
sieci napowietrzne		
sieci kablowe		
sieci mieszane		

(wpisać liczby w kolumny po prawej)

P62: Czy dane zgromadzone w ten sposób są udostępniane odbiorcy na jego życzenie?

Tak	Nie

(wybrać tylko jedną opcję)

P63: (a) Kto jest dysponentem tych danych?

wykonawca pomiarów	
dział obsługi klienta	
inne działy	

(zaznaczyć tylko jedną opcję)

(b) Jeśli wybrano opcję „Inne działy - jakie?”. proszę opisać jakie.

(Wpisać tekst)

7. LICZNIKI AMI I REJESTRATORY Z OPCJĄ POMIARU WSKAŹNIKÓW JEE

P64: Czy liczniki zdalnego odczytu energii elektrycznej (AMI) są wykorzystywane do pomiarów i kontroli jakości zasilania?

Tak	Nie

(wybrać tylko jedną opcję)

P65: (a) Czy i w jaki sposób są archiwizowane wyniki pomiarów wskaźników napięcia uzyskane za pomocą liczników AMI?

Sposób archiwizacji	Zaznacz opcję:
W pamięci rejestratora	
W centralnej bazie danych operatora	
Inny sposób	

(zaznaczyć opcję w prawej kolumnie, jeśli TAK, ew. w ostatnim polu wpisać tekst)

(b) Jeśli wybrano opcję „Inny sposób”, proszę opisać jaki.

(Wpisać tekst)

P66: (a) Czy i w jaki sposób są archiwizowane wyniki pomiarów wskaźników jakości napięcia uzyskane za pomocą innych rejestratorów (np. EAZ)?

Sposób archiwizacji	Zaznacz opcję:
W pamięci rejestratora	
W centralnej bazie danych operatora	
Inny sposób	

(zaznaczyć opcję w prawej kolumnie, jeśli TAK, ew. w ostatnim polu wpisać tekst)

(b) Jeśli wybrano opcję „Inny sposób”, to proszę opisać jaki.

(Wpisać tekst)

P67: Ile liczników AMI z opcją pomiaru wskaźników JEE funkcjonuje na terenie operatora?

Rodzaj sieci	Liczba liczników AMI z opcją JEE	Procent całkowitej liczby liczników na podanym poziomie napięcia
Poziom nN		
Poziom SN		
Poziom WN		

(wpisać liczby w kolumny po prawej – wartość bezwzględna i procent)

P68: Ile innych rejestratorów (inne niż dedykowane wyłącznie do pomiaru JEE, np. rejestratory zwarcio-
we) z opcją pomiaru wskaźników JEE funkcjonuje na terenie operatora?

Rodzaj sieci	Liczba rejestratorów z opcją JEE	Procent całkowitej liczby liczników na podanym poziomie napięcia
Poziom nN		
Poziom SN		
Poziom WN		

(wpisać liczby w kolumny po prawej – wartość bezwzględna i procent)

P69. Jakie wskaźniki jakości napięcia są obecnie mierzone za pomocą liczników AMI?

Parametr	Poziom nN	Poziom SN	Poziom WN
Zmiany częstotliwości			
Zbyt duża wartość skuteczna napięcia			
Zbyt mała wartość skuteczna napięcia			
Szybkie zmiany napięcia			
Wahania napięcia			
Zapady napięcia			
Wzrosty napięcia (zdarzenia o czasie trwania do 3 min)			
Krótkie przerwy w zasilaniu			
Asymetria napięcia			
Odkształcenie harmoniczne napięcia			
Przebiegi dorywcze			
Przebiegi przejściowe			
Sygnały napięciowe do transmisji informacji			
Wskaźniki zagregowane W1-W4			

(zaznaczyć wybrane pola, jeśli parametr jest mierzony na danym poziomie napięcia)

P70. Jakie wskaźniki jakości napięcia są obecnie mierzone za pomocą innych rejestratorów (inne niż de-
dykowane wyłącznie do pomiaru JEE np. rejestratory zwarcio-
we) z opcją pomiaru JEE?

Parametr	Poziom nN	Poziom SN	Poziom WN
Zmiany częstotliwości			
Zbyt duża wartość skuteczna napięcia			
Zbyt mała wartość skuteczna napięcia			
Szybkie zmiany napięcia			
Wahania napięcia			
Zapady napięcia			
Wzrosty napięcia (zdarzenia o czasie trwania do 3 min)			
Krótkie przerwy w zasilaniu			
Asymetria napięcia			
Odkształcenie harmoniczne napięcia			
Przebiegi dorywcze			
Przebiegi przejściowe			
Sygnały napięciowe do transmisji informacji			
Wskaźniki zagregowane W1-W4			

(zaznaczyć wybrane pola, jeśli parametr jest mierzony na danym poziomie napięcia)

8. PLANOWANE SYSTEMY POMIAROWE

P71: Czy operator planuje budowę systemu ciągłego monitorowania wskaźników jakości napięcia?

Taki system już istnieje	
Taki system jest w budowie	
Budowa systemu jest planowana w ciągu najbliższych 5 lat	
Budowa systemu jest planowana (nie można określić czasu)	

(zaznaczyć tylko jedną opcję)

P72: Czy planując system monitorowania parametrów jakości napięcia przewiduje się wykorzystanie liczników energii lub innych rejestratorów zawierających moduł pomiarowy wskaźników jakości napięcia?

Tak	Nie

(wybrać tylko jedną opcję)

P73: Które czynniki przyspieszyłyby instalację systemu ciągłego monitorowania wskaźników jakości napięcia?

Czynnik	Nie miałby wpływu	W małym stopniu	W dużym stopniu
Techniczna potrzeba			
Skargi odbiorców			
Wymóg regulatora			
Wymóg ustawowy			

(należy wybrać tylko jedną opcję w każdym rzędzie po prawej stronie)

P74: Jakie parametry jakości napięcia należy zdaniem operatora monitorować w takim systemie w pierwszej kolejności?

W komórkach proszę przydzielić wagę każdemu zaburzeniu w skali 0 do 5, gdzie 0 oznacza zaburzenie najmniej ważne – brak potrzeby monitorowania, 5 oznacza zaburzenie bardzo ważne – do monitorowania w pierwszej kolejności.

Zaburzenie	Liczba od 0 do 5
Zmiany częstotliwości	
Zbyt duża wartość skuteczna napięcia	
Zbyt mała wartość skuteczna napięcia	
Szybkie zmiany napięcia	
Wahania napięcia	
Zapady napięcia	
Wzrosty napięcia (zdarzenia o czasie trwania do 3 min)	
Krótkie przerwy w zasilaniu	
Asymetria napięcia	
Odształcenie harmoniczne napięcia	
Przebiegi dorywcze	
Przebiegi przejściowe	
Sygnały napięciowe do transmisji informacji	

(Wpisać liczbę z zakresu 0 do 5, brak liczby oznacza 0)

Jeśli konieczny jest komentarz, to można go zamieścić w polu poniżej.

(Wpisać tekst)

P75: (a) W jakich miejscach sieci należy w pierwszej kolejności instalować mierniki będące elementem systemu monitorowania?

Miejsce w sieci	Czy instalować
W punktach sieci nN	
W punktach sieci SN	
W punktach sieci WN	
W punktach sieci NN	
U odbiorców, przyjmując za kryterium ich rodzaj	
W sieciach napowietrznych	
W sieciach kablowych	
W sieciach miejskich	
W sieciach wiejskich	
W punktach połączenia sieci rozdzielczej i przesyłowej	
U odbiorców zasilanych z poziomu WN	
W rozdzielniach z napięciem wyjściowym 110 kV	
W miejscach dostawy energii na poziomie SN	
Rozdzielnie SN/nN	
Miejsca dostawy energii na poziomie nN	
U odbiorców, których warunki i parametry dostawy energii określa indywidualna umowa	
W innych	

(zaznaczyć opcję w prawej kolumnie, jeśli TAK)

Jeśli wybrano „W innych”, proszę podać w jakich miejscach.

(Wpisać tekst)

Jeśli konieczny jest komentarz, to można go zamieścić w polu poniżej.

(Wpisać tekst)

P76: (a) Jakiego rodzaju mierniki należy instalować w systemie ciągłego monitorowania jakości dostawy energii?

Rodzaj miernika	Zaznacz, jeśli tak
Mierniki instalowane na stałe (pomiar ciągły on-line)	
Mierniki przemieszczające się	
Działające wg innej organizacji pomiaru	

(b) Jeśli wybrano opcję „Działające wg innej organizacji pomiaru”, proszę opisać wg jakiej organizacji.

(Wpisać tekst)

9. SPOSÓB UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

P77: Jaki jest preferowany sposób (lub sposoby) upublicznienia danych uzyskanych w efekcie pracy systemu monitorowania jakości napięcia?

Preferowany sposób	Zaznacz, jeśli tak
Strona internetowa, powszechnie dostępna	
Strona internetowa o ograniczonym dostępie (np. hasłem)	
Informacje u operatora, który jest właścicielem urządzeń pomiarowych	
Roczny raport URE	
Na każde życzenie odbiorcy	
Tylko na życzenie URE lub sądu	
Odbiorcy mają dostęp do danych w formie rocznego raportu w oparciu o stosowny warunek w umowie na dostawę energii	
Właściciel mierników ma dostęp do danych szczegółowych, upublicznia się jedynie dane zagregowane	

(zaznaczyć opcję w prawej kolumnie, jeśli TAK)

P78: (a) Jaki poziom agregacji wyników pomiarów powinien być stosowany?

Stopień agregacji udostępnianych danych	Zaznacz, jeśli tak
Dla całej sieci operatora	
Dla regionu geograficznego	
Oddzielnie dla linii zasilających	
Oddzielnie dla różnych grup odbiorców	
Z podziałem na poziomy napięcia	
Wg przyczyny zaburzenia	
Oddzielnie dla sieci miejskich i wiejskich	
Oddzielnie dla sieci kablowych i napowietrznych	
Inny	

(zaznaczyć opcję w prawej kolumnie, jeśli TAK, ew. w ostatnim polu wpisać tekst)

(b) Jeśli wybrano opcję „Inny”, proszę opisać jaki.

(Wpisać tekst)

P79: Jaka jest szacunkowa liczba potrzebnych punktów pomiarowych w systemie monitoringu dla całego obszaru działania operatora?

Należy podać szacowaną liczbę przyrządów i procent w odniesieniu do całkowitej liczby odbiorców na wyszczególnionym poziomie napięcia.

Rok	nN		SN		WN		NN	
	Liczba	Procent	Liczba	Procent	Liczba	Procent	Liczba	Procent
Liczba punktów pomiarowych								

(wpisać liczby w kolumny po prawej)

Jeśli konieczny jest komentarz, to można go zamieścić w polu poniżej.

(Wpisać tekst)

10. WPŁYW ODNAWIALNYCH I ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

P80: Czy rozproszone źródła energii zainstalowane na terenie działalności operatora są powodem problemów ze złą jakością dostawy energii elektrycznej?

Tak	Nie

(wybrać tylko jedną opcję)

P81: (a) Które rozproszone źródła energii elektrycznej mogą być przyczyną problemów z jakością dostawy energii elektrycznej?

Rodzaj źródła	Czy stanowił źródło problemów?
Elektrownie wiatrowe	
Układy fotowoltaiczne	
Generatory z silnikami spalinowymi	
Generatory z turbinami gazowymi	
Elektrownie wodne	
Inne	

(zaznaczyć opcję w prawej kolumnie, jeśli TAK, ew. w ostatnim polu wpisać tekst)

(b) Jeśli wybrano opcję „Inne”, proszę opisać jakie.

(Wpisać tekst)

Jeśli konieczny jest komentarz, to można go zamieścić w polu poniżej.

(Wpisać tekst)

P82: Czy wzrost liczby instalacji PV o mocy do 50 kW może w przyszłości spowodować wzrost poziomu zaburzeń w sieci operatora?

	Zdecydowanie NIE	Raczej NIE	Raczej TAK	Zdecydowanie TAK
Wolne zmiany napięcia				
Wahania napięcia				
Asymetria napięcia				
Zapady i (krótkotrwałe) wzrosty napięcia				
Harmoniczne napięcia				
Interharmoniczne napięcia				
Supraharmoniczne napięcia (przebieg 2-150 kHz)				

(należy wybrać tylko jedną opcję w każdym rzędzie po prawej stronie)

P83: Czy wzrost liczby instalacji PV o mocy powyżej 50 kW może w przyszłości spowodować wzrost zaburzeń w sieci operatora?

	Zdecydowanie NIE	Raczej NIE	Raczej TAK	Zdecydowanie TAK
Wolne zmiany napięcia				
Wahania napięcia				

Asymetria napięcia				
Zapady i (krótkotrwałe) wzrosty napięcia				
Harmoniczne napięcia				
Interharmoniczne napięcia				
Supraharmoniczne napięcia (przedział 2-150 kHz)				

(należy wybrać tylko jedną opcję w każdym rzędzie po prawej stronie)

P84: Czy w sieci operatora już teraz można zaobserwować wzrosty poziomów zaburzeń, które mogą być spowodowane obecnością instalacji PV o mocach mniejszych niż 50 kW?

	NIE	Raczej NIE	TAK, incydentalnie	TAK, często
Wolne zmiany napięcia				
Wahania napięcia				
Asymetria napięcia				
Zapady i (krótkotrwałe) wzrosty napięcia				
Harmoniczne napięcia				
Interharmoniczne napięcia				
Supraharmoniczne napięcia (przedział 2-150 kHz)				

(należy wybrać tylko jedną opcję w każdym rzędzie po prawej stronie)

P85: Czy w sieci operatora już teraz można zaobserwować wzrosty poziomów zaburzeń, które mogą być spowodowane obecnością instalacji PV o mocach większych niż 50 kW?

	NIE	Raczej NIE	TAK, incydentalnie	TAK, często
Wolne zmiany napięcia				
Wahania napięcia				
Asymetria napięcia				
Zapady i (krótkotrwałe) wzrosty napięcia				
Harmoniczne napięcia				
Interharmoniczne napięcia				
Supraharmoniczne napięcia (przedział 2-150 kHz)				

(należy wybrać tylko jedną opcję w każdym rzędzie po prawej stronie)

P86: Czy wykonane zostały pomiary potwierdzające obecność zaburzeń w sieciach z instalacjami PV o mocy mniejszej niż 50 kW?

	NIE	Rzadko	Kilka	Często
Wolne zmiany napięcia				
Wahania napięcia				
Asymetria napięcia				
Zapady i (krótkotrwałe) wzrosty napięcia				
Harmoniczne napięcia				
Interharmoniczne napięcia				
Supraharmoniczne napięcia (przedział 2-150 kHz)				

(należy wybrać tylko jedną opcję w każdym rzędzie po prawej stronie)

P87: Czy wykonane zostały pomiary potwierdzające obecność zaburzeń w sieciach z instalacjami PV o mocy większej niż 50 kW?

	NIE	Rzadko	Kilka	Często
Wolne zmiany napięcia				
Wahania napięcia				
Asymetria napięcia				
Zapady i (krótkotrwałe) wzrosty napięcia				
Harmoniczne napięcia				
Interharmoniczne napięcia				
Supraharmoniczne napięcia (przedział 2-150 kHz)				

(należy wybrać tylko jedną opcję w każdym rzędzie po prawej stronie)

P88: Czy w warunkach technicznych przyłączenia instalacji PV o mocy mniejszej niż 50 kW ustalone są dopuszczalne poziomy emisji zaburzeń elektromagnetycznych?

	Nie	Regulacje operatora	Normy lub wytyczne międzynarodowe
Wolne zmiany napięcia			
Wahania napięcia			
Asymetria napięcia			
Zapady i (krótkotrwałe) wzrosty napięcia			
Harmoniczne napięcia			
Interharmoniczne napięcia			
Supraharmoniczne napięcia (przedział 2-150 kHz)			

(należy wybrać tylko jedną opcję w każdym rzędzie po prawej stronie)

P89: Czy w warunkach technicznych przyłączenia instalacji PV o mocy większej niż 50 kW ustalone są dopuszczalne poziomy emisji zaburzeń elektromagnetycznych?

	Nie	Regulacje operatora	Normy lub wytyczne międzynarodowe
Wolne zmiany napięcia			
Wahania napięcia			
Asymetria napięcia			
Zapady i (krótkotrwałe) wzrosty napięcia			
Harmoniczne napięcia			
Interharmoniczne napięcia			
Supraharmoniczne napięcia (przedział 2-150 kHz)			

(należy wybrać tylko jedną opcję w każdym rzędzie po prawej stronie)

P90: Czy monitorowane są poziomy zaburzeń lub poziomy emisji z instalacji PV o mocy mniejszej niż 90 kW

	Nie	Podczas testów odbiorczych	Okresowo podczas pracy	Monitoring ciągły
Wolne zmiany napięcia				
Wahania napięcia				
Asymetria napięcia				
Zapady i (krótkotrwałe) wzrosty napięcia				

Harmoniczne napięcia				
Interharmoniczne napięcia				
Supraharmoniczne napięcia (przedział 2-150 kHz)				

(należy wybrać tylko jedną opcję w każdym rzędzie po prawej stronie)

P91: Czy monitorowane są poziomy zaburzeń lub poziomy emisji z instalacji PV o mocy większej niż 50 kW?

	Nie	Podczas testów odbiorczych	Okresowo podczas pracy	Monitoring ciągły
Wolne zmiany napięcia				
Wahania napięcia				
Asymetria napięcia				
Zapady i (krótkotrwałe) wzrosty napięcia				
Harmoniczne napięcia				
Interharmoniczne napięcia				
Supraharmoniczne napięcia (przedział 2-150 kHz)				

(należy wybrać tylko jedną opcję w każdym rzędzie po prawej stronie)

.....

Projekt współfinansowany ze środków
Narodowego Centrum Badań i Rozwoju
w ramach programu
badań naukowych i prac rozwojowych
**Społeczny i gospodarczy rozwój Polski
w warunkach globalizujących się rynków**

GOSPOSTRATEG

umowa nr Gospostrateg1/385085/21/NCBR/19

Wartość projektu:

ogółem: 17 218 267 PLN

dofinansowanie NCBR: 16 596 967 PLN

**www.agh.edu.pl
www.er.agh.edu.pl
www.energetyka-rozproszona.pl**

ISBN 978-83-66727-43-4



9 788366 172743 4