

TECHNICZNO-EKONOMICZNE EKWIWALENTOWANIE OSŁON KONTROLNYCH NA MONO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ OZE I RYNKACH ENERGII UŻYTECZNEJ

– modele dla potrzeb inwestycyjnych i rozproszonego operatorstwa¹

Marcin Fice²

Rozwój techniki w zakresie urządzeń zasilanych energią elektryczną (w tym pompy ciepła w obszarze elektryfikacji ciepłownictwa i samochody elektryczne), odnawialnych źródeł energii elektrycznej (z generacją wymuszoną i regulacyjno-bilansujących) oraz infrastruktury zabezpieczeniowej i zarządczej (przekształtniki energoelektroniczne, akumulatory, automatyka budynkowa, liczniki elektroniczne oraz Internet) nie pozostawia złudzeń co do możliwości zastąpienia „starych” technologii konwencjonalnych (węglowych) energetyką rozproszoną OZE. Dlatego pytanie o możliwość realizacji transformacji energetyki nie powinno brzmieć „jak zastąpić źródła konwencjonalne (węglowe) technologiami OZE?” ale „jak nie dopuścić do zwiększania kosztów za energię elektryczną, do rewolucji i blackout-u, tylko doprowadzić do planowanej transformacji energetyki?”. W tym drugim pytaniu ukryte są zagadnienia technologiczne oraz ekonomiczne usług i mechanizmów rynkowych. Jednym z głównych celów wprowadzenia mono rynku energii elektrycznej OZE jest wykorzystanie dostępnych i przyszłych technologii prosumenckich oraz dostosowanie do nich modelu rynkowego usług energetycznych. Niezbędny jest tutaj ekwiwalentny opis usług wytwarzania energii, systemowo-sieciowych i taryf, na podstawie którego można będzie realizować transformację.

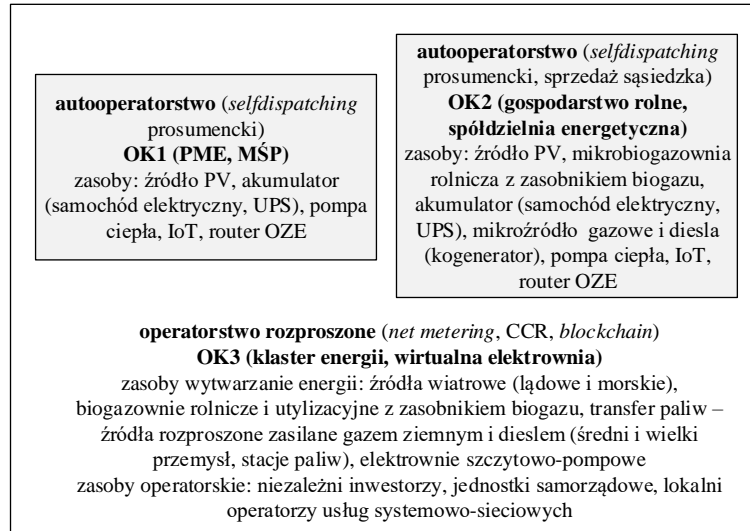
W niniejszym Raporcie przeprowadzono analizę porównawczą dostępnej infrastruktury sieciowej (źródeł energii elektrycznej, odbiorników i zasobników), typowej dla rynku EP-NI oraz WEK, pod względem możliwości wykorzystania potencjału regulacyjnego tych pierwszych w celu stopniowego zastępowania usług wytwórczych i systemowo-sieciowych rynku WEK. Analiza ta została zrealizowana nie tylko w kontekście potencjału technicznego, ale również dokonano próby identyfikacji opłacalności ekonomicznej w środowisku cen krańcowych i kosztów unikniętych.

Wprowadzone w Raporcie [1] pojęcie osłony kontrolnej pozwala na pogrupowanie zasobów technicznych i ekonomicznych dostępnych w poszczególnych segmentach. Na rys. 1 pokazano, w sposób bardzo uproszczony, dostępne zasoby techniczne i ekonomiczne charakteryzujące prosumenckie osłony kontrolne OK1, OK2 i OK3. Należy tutaj podkreślić, że osłony kontrolne nie muszą dotyczyć fizycznego obszaru połączeń sieciowych odbiorców i wytwórców. Osłony kontrolne OK1 i OK2 są osłonami rzeczywistymi, których profile mocy

¹ Raport jest pierwszym w Cyklu Raportów BŻEP *Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE. Perspektywa 2050*, do którego jest dołączony, na zakończenie, zapis do „Księgi Szkockiej” (red. J. Popczyk). Księga stanowi zaproszenie skierowane do Tych Osób ze Środowiska CIRE, które chciałyby się włączyć w tworzenie, we współpracy z Zespołem autorskim Cyklu Raportów BŻEP, podstaw metody mono rynku energii elektrycznej OZE i rozproszonych rynków energii użytecznej (nowych usług energetycznych).

² dr inż. Marcin Fice – Instytut Elektrotechniki i Informatyki, Wydział Elektryczny Politechniki Śląskiej.

można stworzyć bezpośrednio na podstawie informacji dostarczanych przez rzeczywiste liczniki energii w węzłach wymiany. Natomiast osłona OK3 posiada cechy osłony wirtualnej, której profil mocy powstaje poprzez algorytmiczne przetworzenie pomiarów rzeczywistych liczników energii w rozproszonych i niekoniecznie posiadających wzajemne fizyczne połączenie węzłach wymiany nN-SN.



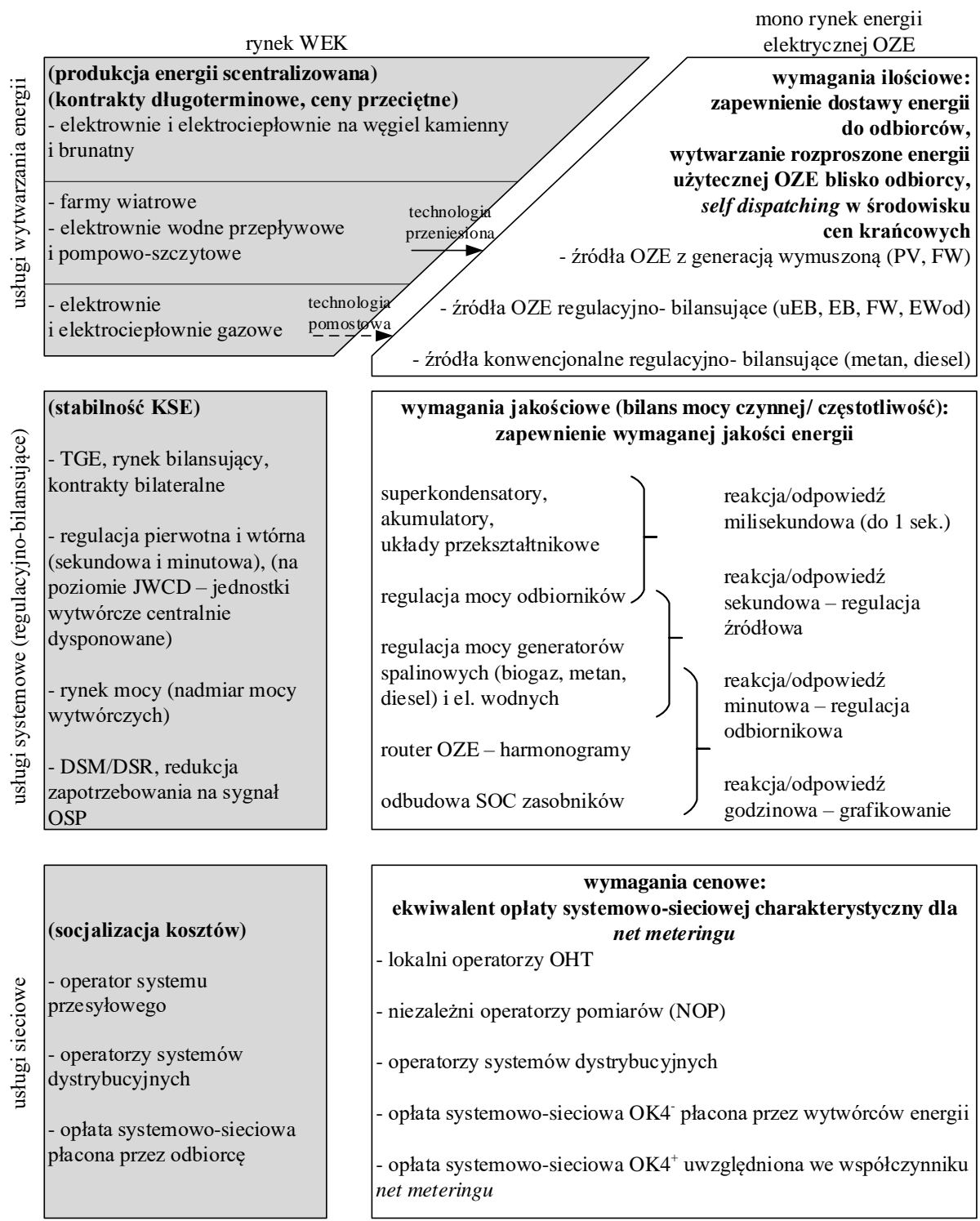
Rys. 1. Zasoby techniczne i ekonomiczne osłon kontrolnych

Niniejszy Raport został podzielony na trzy części. Część pierwsza omawia aspekty wymagań jakości energii elektrycznej na rynku schodzącym WEK i wschodzącym EP-NI. Część druga związana jest z aspektami technicznymi usług regulacyjnych i bilansujących na mono rynku energii elektrycznej OZE (jest to rozszerzenie omówionych w części pierwszej wymagań jakościowych). W części trzeciej do warstwy technicznej dołączono aspekt ekonomiczny zapewnienia dostaw energii elektrycznej w środowisku cen krańcowych. Model mono rynku energii elektrycznej OZE wymaga nowego opisu zjawisk technicznych i ekonomicznych względem obecnego rynku WEK, oraz dodatkowo również społecznych (które muszą być wsparte technologią, ekonomią i regulacjami prawnymi). Opis ten to m. in. przejście z cen przeciętnych do cen krańcowych, z taryf wieloskładnikowych do ceny jednoskładnikowej za energię elektryczną i wreszcie wykorzystanie egzergii energii elektrycznej do analiz rynku w kontekście energii użytecznej. Mono rynek opiera się głównie na rozproszonym wytwarzaniu energii i rozproszonym operatorstwie (*selfdispatchingu* prosumenckim) w środowisku cen krańcowych. Usługi wytwarzania (zapewnienia dostawy) energii są przeniesione do sieci nN i SN, czyli do użytkowników końcowych (prosumentów i niezależnych inwestorów NI). Ponoszone koszty za korzystanie z infrastruktury sieciowej są adekwatne do fizycznego obszaru wykorzystania lokalnych sieci dystrybucyjnych. Na rynku WEK handlowy przepływ energii jest oderwany od jej fizycznego przepływu. W taryfach od B do G każdy odbiorca płaci niemalże taką samą cenę (w ramach tej samej taryfy) niezależnie od rzeczywistego wykorzystania sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Model mono rynku energii elektrycznej OZE przewiduje przeniesienie opłaty systemowo-sieciowej na wytwórcę energii w obszarze OK4⁻ (patrz Raport [1]), co wygeneruje mechanizm cen węzłowych, a dla rynku OK4⁺ stosowany będzie mechanizm *net meteringu* ze zmiennym współczynnikiem

WNM jako ekwiwalent opłaty systemowo-sieciowej. Mechanizm zmiennych cen (charakterystyczny dla *net meteringu*) automatycznie wymusi właściwe relacje rynkowe wymiany energii elektrycznej i zapobiegnie przeinwestowaniu w źródła OZE, a jednocześnie wzmocni efektywność wykorzystania energii produkowanej lokalnie.

Zapewnienie dostaw energii dla odbiorców końcowych (od prywatnych odbiorców indywidualnych – gospodarstw domowych, do odbiorców przemysłowych) w architekturze scentralizowanego rynku WEK doprowadziło do patologicznych zjawisk rynkowych i technicznych, a mianowicie usilne dotowanie energetyki opartej na węglu oraz finansowanie ponad rzeczywiste potrzeby usług systemowo-sieciowych i wymuszenie utrzymywania wyeksploatowanych bloków węglowych na potrzeby rynku mocy. Mimo usilnych działań na rzecz bezpieczeństwa dostaw energii coraz częściej zdarzają się sytuacje masowych katastrof energetycznych, powodowanych głównie (w skali kraju) gwałtownymi zmianami pogodowymi. Znamiennym tutaj jest rok 2015, w którym ogłoszony został 20-ty stopień zasilania. Kolejne to pozbawianie zasilania dziesiątek tysięcy (czasami i setek tysięcy) odbiorców indywidualnych. Działania na rzecz utrzymania rynku WEK doprowadziły do przyjęcia błędnych założeń, a mianowicie konieczności utrzymania bezpiecznych mocy wytwórczych w źródłach konwencjonalnych oraz rozbudowy sieci przesyłowych (dla nowych mocy wytwórczych) i dystrybucyjnych (dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw).

Mono rynek energii elektrycznej OZE opiera się na odmiennych założeniach, a mianowicie rozmieszczenie źródeł OZE i pomocniczych (gazowych i diesla) w miejscach gdzie jest zapotrzebowanie na energię oraz przeniesienie usług regulacyjno-bilansujących na użytkownika końcowego/prosumenta (OK1-PME) lub w jego pobliżu, do osłony OK2 czyli spółdzielni energetycznej SE i gospodarstw rolnych, i dalej do osłony OK3, czyli klastrów energii. Nasycenie systemu elektroenergetycznego po stronie OK4⁺, w szczególności osłon kontrolnych OK1 i OK2, źródłami OZE z generacją wymuszoną, samo w sobie nie zapewni bezpieczeństwa dostaw energii. W Raporcie podjęto próbę przybliżenia opisu ekwiwalentu techniczno-ekonomicznego dla usług regulacyjno-bilansujących, przeniesionych w rynku WEK (czyli regulacji pierwotnej i wtórnej oraz rynku bilansującego) i bazujących na charakterystycznych dla energetyki EP-NI technologiach. Podstawowym celem dla usług regulacji i bilansowania na mono rynku energii elektrycznej OZE jest dążenie do rozproszonego operatorstwa (*selfdispatching*) w osłonach kontrolnych w środowisku cen krańcowych. Przy czym regulacja i bilansowanie nie są rozumiane tylko jako zapewnienie wystarczających mocy wytwórczych (ta metoda jest charakterystyczna dla WEK), ale wykorzystanie uzasadnionych ekonomicznie środków technicznych i mechanizmów finansowych w celu zaspokojenia potrzeb użytkowników końcowych na energię elektryczną (rys. 2). Zakłada się tutaj, że operatorstwo rozproszone (w osłonie OK3) i autooperatorstwo (w osłonach OK1 i OK2) będą podstawowymi mechanizmami zarządzania energią. Oznacza to, że instalacje znajdujące się w określonej osłonie kontrolnej będą dążyły do autonomii energetycznej. Oczywiście nie w każdym przypadku będzie możliwa taka sytuacja. Wówczas dostęp do energii z sieci będzie odbywać się na zasadzie mechanizmu *net meteringu* oraz zmiennej ceny energii (CCR). Zaopatrywanie odbiorców końcowych w energię elektryczną oraz świadczenie usług regulacyjno-bilansujących w osłonach kontrolnych OK3 spoczywa na niezależnych inwestorach, których źródła tworzą wirtualne elektrownie.



Rys. 2. Mapa transformacji dotychczasowych segmentów usług wytwarzania energii i usług systemowo-sieciowych w mono rynek energii elektrycznej OZE

Umiejętność modelowania tak rozumianych zasobów regulacyjno-bilansujących jest kluczowym czynnikiem powodzenia transformacji scentralizowanych usług systemowych służących ochronie bezpieczeństwa technicznego KSE, i szerzej, europejskiego systemu UCTE (*Union for Cooperation of ...*) na rynku WEK w zdecentralizowane systemy

regulacyjno-bilansujące ukierunkowane na zapewnienie jakości zasilania adekwatnej do potrzeb prosumentów/odbiorców na rynkach EP-NI.

Mechanizmy i narzędzia bilansowania mocy i energii w elektroenergetyce WEK zastępowane będą ekwiwalentem technicznym i ekonomicznym usług regulacyjno-bilansujących i mechanizmów finansowych wewnątrz osłon kontrolnych. Oba obszary – techniczny i ekonomiczny – przenikają się w dziedzinach wytwarzania energii elektrycznej, usługach regulacyjno-bilansujących oraz przesyłu i dystrybucji uwzględniając wymagania ilościowe, jakościowe i cenowe energii elektrycznej.

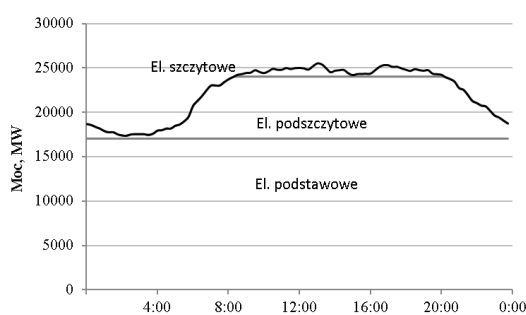
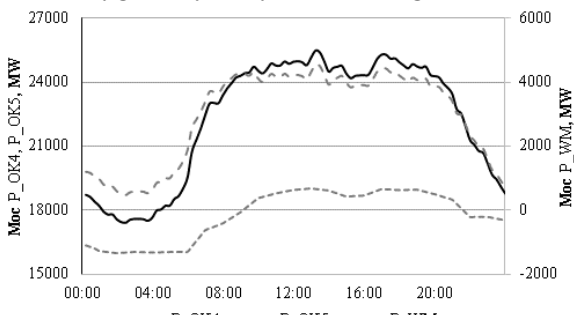
WYMAGANIA JAKOŚCIOWE RYNKI WSCHODZĄCE (EP-NI) vs RYNEK SCHODZĄCY (WEK)

Elektroenergetyka w Polsce ma szansę po 120 latach zatoczyć koło i wrócić do energetyki rozproszonej, [6]. W porównaniu do początków elektroenergetyki obecne urządzenia techniczne posiadają znacznie lepsze parametry jakościowe, a teleinformatyka umożliwia kontrolę sieci i urządzeń wytwórczych niemal w czasie rzeczywistym. Porównanie rozpoczyna się od bardzo skrótowego pokazania początków elektroenergetyki na obecnych terenach Polski. Podkreśla się, że rozwój elektroenergetyki rozpoczął się od rozwiązań prosumenckich (choć tak nie nazywanych w tamtych czasach), czyli lokalnych sieci energetycznych, sieci wyspowych. Elektrownie były budowane w miejscu, gdzie potrzebna była energia elektryczna. Połączenie systemów lokalnych siecią przesyłową zapewniło bezpieczeństwo dostaw energii, a elektrownie budowano już nie tylko w miejscach zapotrzebowania na energię, ale w pobliżu źródła paliwa (węgiel). Konsekwencją rozwoju elektroenergetyki scentralizowanej, i późniejszego przyłączenia do sieci europejskiej, był rozwój bardzo wyrafinowanego systemu usług regulacyjno-bilansujących (wyrafinowanych pod względem technicznym, prawnym i ekonomicznym) zapewniających stabilność pracy. Jak się jednak okazuje przyjęte wskaźniki jakościowe, niezbędne dla pracy połączonych systemów elektroenergetycznych, są w znacznej mierze nadmiarowe w stosunku do potrzeb odbiorców końcowych.

Synteza usług systemowych została przedstawiona z punktu widzenia parametrów jakości i zapewnienia dostaw energii elektrycznej, w formie tabelarycznej, jako porównanie systemu scentralizowanego z wymaganiami i oczekiwaniami odbiorców/prosumentów na rynkach EP-NI (tab. 1). Tabela 1 została przygotowana z podziałem niesymetrycznym, zmieniającym się w zależności od zagłębienia się w opis usług zapewniających jakość i pewność dostaw energii użytkownikowi końcowemu oraz przechodzenia na ekwiwalent prosumencki.

Wymagania jakościowe energii elektrycznej w stosunku do prosumentów, dostawców urządzeń oraz niezależnych inwestorów NI i operatorów. Wymagania dotyczą czterech grup podmiotów na rynku: operatora OSP (w zakresie zapewnienia dostawy energii oraz bilansu mocy), właścicieli źródeł OZE (w zakresie dotrzymania warunków regulacyjnych i wprowadzanych zakłóceń), odbiorców (w zakresie dotrzymania warunków mocy przyłączeniowej oraz minimalizacji wprowadzanych zakłóceń) oraz dostawców urządzeń odbiorczych i wytwórczych (w zakresie spełnienia wymagań dotyczących minimalizacji zakłóceń i odporności urządzeń w stanach ustalonych i nieustalonych).

Tab.1. Katalog scentralizowanych usług systemowych na schodzącym rynku WEK vs. wymagania jakościowe odbiorców końcowych na wschodzącym rynku EP-NI

<p>Rynek WEK Rynek scentralizowanych usług systemowych</p>	<p>Rynek EP-NI Ekwiwalent wymagań jakościowych zasilania odbiorów/odbiorców w sieciach SN/nN</p>
<p>Stan elektroenergetyki w obecnych granicach polski do II Wojny Światowej, [6]</p> <p>1898 – pierwsza przemysłowa elektrownia w Chorzowie (elektrownia „prosumencka”), moc ok. 1 MW</p> <p>1898 – elektrownia w Zabrze, moc 280 kW, 1906 – 1,3 MW</p> <p>1920 – elektrociepłownia Szombierki – moc ok. 13 MW</p> <p>1938: Liczba elektrowni: 3 200 Moc zainstalowana: 1 600 MW</p> <p>System elektroenergetyczny: rejony autonomiczne</p>	
<p>Stan elektroenergetyki w Polsce tuż po II Wojnie Światowej, [6]</p> <p>Liczba elektrowni: 361 (191 – elektrownie zawodowe)</p> <p>Moc zainstalowana: 2 500 MW (1 300 MW – elektrownie zawodowe)</p> <p>System elektroenergetyczny: nieliczne połączenia lokalne (system górnośląski 60 kV połączony linią 110 kV z systemem południowo-centralnym, system północny 60 kV, system zachodni 110 kV, rejon łódzki 30 kV, rejon Stalowej Woli 30 kV).</p>	
<p>Polska i europejska elektroenergetyka przełomu XX i XXI w.</p> <p>Rok 1995 Przyłączenie KSE do UCPTE.</p> <p>Rok 1996 Dyrektywa 96/92/WE, I pakiet liberalizacyjny: wydzielenie OSP.</p> <p>Rok 2004 Dyrektywa 2003/54/WE, II pakiet liberalizacyjny: określenie warunków korzystania z sieci przy wymianie transgranicznej, wydzielenie OSD, zasada TPA dla odbiorców nie będących odbiorcami bytowo-komunalnymi (od 2007 r. dla wszystkich odbiorców).</p> <p>Rok 2009 – 2011 Dyrektywa 2009/72/WE III pakiet liberalizacyjny: unbundling¹, konkurencja na jednolitym rynku europejskim.</p> <p>¹Unbundling - rozdzielenie świadczenia usług przesyłowych i dystrybucyjnych od wytwarzania energii elektrycznej</p>	
<p>Profil KSE – profil zapotrzebowania w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym</p>  <p>Opracowanie własne, z wykorzystaniem danych [19]</p> <p>Równowaga podaży i popytu utrzymywana jest za pomocą regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej. Mechanizmy te muszą mieć odzwierciedlenie</p>	<p>Profil OK4 – profil zapotrzebowania w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym skorygowany o wymianę transgraniczną</p>  <p>Opracowanie własne, z wykorzystaniem danych [19], [20]</p> $P_{OK5} = P_{OK4} - P_{WM}$ <p>P_{OK5} – skorygowany profil mocy o wymianę</p>

w zasobach regulacyjnych źródeł konwencjonalnych (węglowych, gazowych, wodnych) i zasobach wyłączenia mocy na żądanie operatora (DSM/DSR). Dostęp do tych zasobów podlega rynkowi usług systemowych.

Usługi systemowe, [7]	
Rynek bilansujący	
Regulacja: pierwotna, wtórna i trójna (bilans mocy czynnej)	
Operacyjna rezerwa mocy	
Regulacja napięcia (bilans mocy biernej)	
Praca z zaniżeniem i przeciążeniem	
Praca interwencyjna	
Interwencyjna rezerwa zimna	
DSM/DSR	
Dyspozycyjność jednostek nJWCD	
Samoczynne częstotliwościowe odciążenie	

Wymagania jakościowe UCTE / ENTSO-E

W zakresie częstotliwości, [8]	
Standardowy zakres zmian częstotliwości dla regulacji pierwotnej	$\pm 0,02$ Hz
Max odchylenie w stanie quasi statycznym	$\pm 0,18$ Hz
Maksymalne chwilowe odchylenie częstotliwości dynamiczne	$\pm 0,8$ Hz
Uruchomienie SCO – samoczynne częstotliwościowe odciążenie	$f < 49$ Hz

Z punktu widzenia połączonych systemów elektroenergetycznych jakość energii postrzegana jest przez pryzmat ochrony stabilności systemu i poprawnej pracy turbozespołów (źródeł wytwórczych w ogólności). Nadmierne obniżenie częstotliwości (poniżej 49,5 Hz) może powodować drgania łopatek turbin parowych, natomiast wzrost częstotliwości powoduje zwiększenie strat w żelazie i reaktancji (transformatory, silniki, linie przesyłowe). Z tej perspektywy to odbiorca wprowadza zakłócenia, na które reaguje system regulacji pierwotnej i wtórnej częstotliwości i napięcia. Reasumując, z jednej strony dostarczana energia powinna utrzymywać określone parametry,

transgraniczną pokazujący rzeczywistą produkcję energii elektrycznej w Polsce

P_{OK4} – profil mocy zapotrzebowania w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.
 P_{WM} – wymiana transgraniczna: wartości ujemne – eksport, wartości dodatnie - import
 Charakterystyczną cechą rynku EP-NI jest mechanizm *self dispatching*. W tym miejscu widać największą różnicę pomiędzy rynkiem WEK i EP-NI, a mianowicie usługi systemowe przejmowane są przez odbiorców końcowych i są realizowane jak najbliższe odbiorów – zarządzanie energią na poziomie OK1 i OK2. Kontrolę nad profilem zapotrzebowania można osiągnąć przez zmienne ceny energii – zmienny współczynnik *net metering* i taryfę dynamiczną.

Wymagania jakościowe dla pracy wyspowej

W zakresie częstotliwości i napięcia, [9]	
Przez 99,5% tygodnia	$\pm 2\%$ 49 – 51 Hz
Przez 100% tygodnia	$\pm 15\%$ 42,5 – 57,5 Hz
Odchylenia napięcia	+10 / -15% U_n

Z punktu widzenia odbiorcy końcowego jakość energii postrzegana jest przez pryzmat funkcjonowania odbiorników. Powyższe dane pokazują, że dopuszczalne są znaczne odchylenia parametrów jakościowych. Nadrzędne są jednak wymagania jakościowe odbiorników.

Wymagania jakościowe (wybrane) odbiorników

Odbiorniki elektryczne to złożone z odbiorników podstawowych urządzenia wyposażone w większości we własne układy zasilania. Wbudowane przekształtnikowe układy zasilania, oprócz dostosowania parametrów napięcia, mogą wprowadzać zakłócenia w postaci prądów odkształconych (wprowadzać wyższe harmoniczne do napięcia), [9], [13] lub też poprawiać kształt prądu.

z drugiej zaś stawiane są wymagania co do jakości włączanych odbiorników i źródeł rozproszonych.

Regulacja pierwotna – na poziomie bloku energetycznego, [8]

Rezerwa mocy w KSE	ok. ± 170 MW
Czas reakcji	sekundy
Czas dostępu do mocy maksymalnej	max. 30 sekund

Regulacja wtórna – na poziomie regulatora centralnego

Rezerwa mocy w KSE	ok. ± 500 MW
Czas reakcji	max. 30 sekund
Czas regulacji	max. 15 minut

Wymagania jakościowe KSE

Dla europejskich systemów połączonych nadrzędne są wymagania jakościowe UCTE. W dokumentach krajowych również określone są parametry jakościowe energii elektrycznej, różniące się od międzysystemowych.

W zakresie częstotliwości (wartość średnia 10-sekundowa), [6], [9], [12]

Przez 99,5% tygodnia	$\pm 1\%$ 49,5 – 50,5 Hz
Przez 100% tygodnia	+4%/-6% 47 – 52 Hz

W Polsce obowiązujące dokumenty definiujące parametry jakościowe to: Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej oraz Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej. Parametry jakościowe w tych dokumentach są takie same jak w normie PN-EN 50160:2010.

W zakresie wartości napięcia

Odbiorcy I i II grupy (95% z wartości średnich 10-minutowych), [7], [9], [12]

400 kV	220 kV	110 kV
+5%/-10% U_n	$\pm 10\% U_n$	$\pm 10\% U_n$

Odbiorcy III – V grupy (95% z wartości średnich 10-minutowych)

$\pm 10\% U_n$

Podstawowy podział odbiorników

Rezystancyjne	np. grzałki, oświetlenie tradycyjne
Indukcyjne	np. transformatory, silniki elektryczne, dławiki
Pojemnościowe	np. kondensatory kompensacyjne

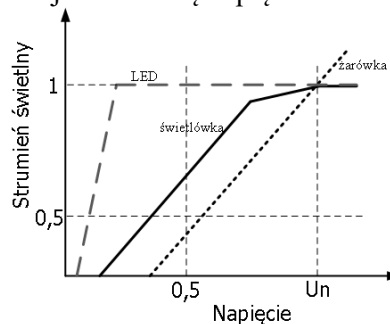
Współczesne odbiorniki, z wbudowanymi przekształtnikami, mają dużą tolerancję na parametry jakościowe zasilania, a część z nich może być zasilana napięciem stałym.

Oświetlenie

Reakcja na zmiany częstotliwości:

Żarówki tradycyjne – brak
Świetlówki – brak lub zależnie od zasilacza
LED – brak lub zależnie od zasilacza

Reakcja na zmianę napięcia zasilania:



Opracowanie własne

Zasilacze energoelektroniczne

Nie reagują na zmiany częstotliwości.

W typowych zasilaczach w zakresie częstotliwości producenci podają najczęściej zakres 50 – 60 Hz, ale jest to związane ze spełnieniem wytycznych dla oceny zgodności CE [14]. Natomiast zasilacze tego typu posiadają w obwodach wejściowych układy prostownikowe, które uniezależniają od zmian częstotliwości napięcia zasilającego.

Reakcja na zmianę napięcia: poniżej napięcia wyjściowego zasilacza + spadek napięcia na układzie przekształtnikowym.

Typowy zakres napięć wejściowych zasilaczy sieciowych obniżających napięcie wynosi 100 – 240 V.

W zakresie harmonicznych napięcia (wybrane wartości). Sieć 110 kV, [7], [9], [12]

h^1	Wartość względna
3	2%
5	2%
7	2%
9	1%
>25	$0,2 + 0,5 \frac{25}{h}$

¹ h – rząd harmonicznej napięcia

Współczynnik THD napięcia dla harmonicznych do rzędu 40.

≤3%

W zakresie przerw w dostarczaniu energii. Podmioty IV i V grupy, [15]

	Czas maksymalny
Przerwa planowana	16 godz.
Przerwa nieplanowana	24 godz.
Sumaryczny planowany	35 godz.
Sumaryczny nieplanowany	48 godz.
>25	$0,2 + 0,5 \frac{25}{h}$

W zakresie wahań napięcia – wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} , [7], [9], [12]

Sieć 110 kV	0,8
Sieć SN / nN	1

Wymagania jakościowe (wybrane) sieci przesyłowej

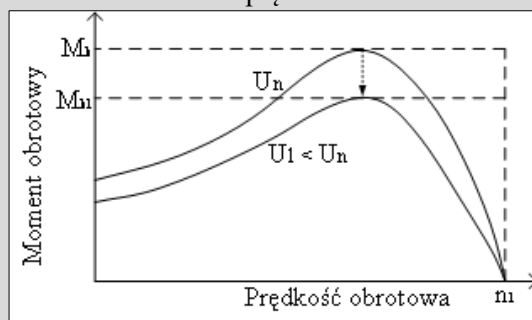
Straty w sieciach przesyłowych

Zwiększenie częstotliwości – zwiększenie strat w reaktancji sieci

Przeływ mocy biernej – zwiększenie mocy pozornej – zwiększenie prądu

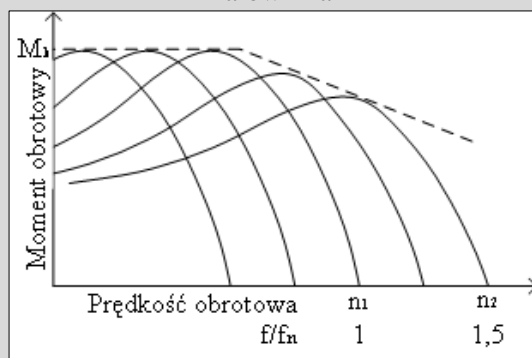
Prądy o częstotliwości wyższych harmonicznych – wzrost strat w reaktancji sieci

Napędy elektryczne z silnikami indukcyjnymi
Zmiana napięcia zasilania



Opracowanie własne

Zmiana częstotliwości – zasilanie z falownika



Opracowanie własne

Urządzenia grzewcze rezystancyjne

Nie reagują na zmiany częstotliwości

Reakcja na zmianę napięcia zasilania:

$$P = \frac{U^2}{R}$$

Wymagania jakościowe (wybrane) w zakresie dopuszczalnych zakłóceń wprowadzanych przez odbiorców o prądzie fazowym ≤ 75 A

Wskaźnik krótkookresowego migotania światła [15]

$$P_{st} \leq 1$$

Wskaźnik długookresowego migotania światła [15]

$$P_{lt} \leq 0,65$$

Wskaźnik wahań napięcia⁷

$$d(t) = \frac{\Delta U(t)}{U_n} \leq 3,3\%$$

<p align="center">Straty w transformatorach</p> <p>Zmiany częstotliwości – zwiększanie strat w rdzeniu transformatora</p> <p>Prądy o częstotliwości wyższych harmonicznych – zwiększenie prądów wirowych – zwiększeni strat</p>		<p align="center">Wartości dopuszczalne (wybrane) wyższych harmonicznych prądu [15]</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rząd harmonicznej n</th> <th>Klasa A¹ prąd harmonicznej A</th> <th>Klasa C² – względny prąd harmonicznej</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2</td><td>1,08</td><td>20%</td></tr> <tr><td>3</td><td>2,3</td><td>30λ%</td></tr> <tr><td>5</td><td>1,14</td><td>10%</td></tr> <tr><td>7</td><td>0,77</td><td>7%</td></tr> <tr><td>9</td><td>0,4</td><td>5%</td></tr> <tr><td>11</td><td>0,33</td><td>3%</td></tr> <tr><td>13</td><td>0,21</td><td>3%</td></tr> <tr><td>13 ≤ n ≤ 39</td><td>$15 \frac{15}{n}$</td><td>3%</td></tr> </tbody> </table> <p>¹ Odbiornik klasy A – symetryczne odbiorniki trójfazowe, sprzęt domowy odbiorniki klasy. ² Odbiornik klasy C – sprzęt oświetleniowy.</p>			Rząd harmonicznej n	Klasa A ¹ prąd harmonicznej A	Klasa C ² – względny prąd harmonicznej	2	1,08	20%	3	2,3	30λ%	5	1,14	10%	7	0,77	7%	9	0,4	5%	11	0,33	3%	13	0,21	3%	13 ≤ n ≤ 39	$15 \frac{15}{n}$	3%				
Rząd harmonicznej n	Klasa A ¹ prąd harmonicznej A	Klasa C ² – względny prąd harmonicznej																																	
2	1,08	20%																																	
3	2,3	30λ%																																	
5	1,14	10%																																	
7	0,77	7%																																	
9	0,4	5%																																	
11	0,33	3%																																	
13	0,21	3%																																	
13 ≤ n ≤ 39	$15 \frac{15}{n}$	3%																																	
<p align="center">Pewność dostaw energii – dopuszczalne czasy przerw</p> <p>Podmioty I – III grupy przyłączeniowej, [12]</p> <p>Czas przerw jednorazowych oraz sumaryczny roczny jest określany w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji.</p> <p>Podmioty IV i V grupy przyłączeniowej, [12]</p> <table border="1"> <tr><td>Jednorazowa przerwa planowana</td><td>16 godz.</td></tr> <tr><td>Jednorazowa przerwa nieplanowana</td><td>24 godz.</td></tr> <tr><td>Sumaryczny roczny planowany</td><td>35 godz.</td></tr> <tr><td>Sumaryczny nieplanowany</td><td>48 godz.</td></tr> </table>		Jednorazowa przerwa planowana	16 godz.	Jednorazowa przerwa nieplanowana	24 godz.	Sumaryczny roczny planowany	35 godz.	Sumaryczny nieplanowany	48 godz.	<p align="center">Pewność dostaw energii – wskaźniki jakościowe</p> <p>Poniżej prezentuje się dane Tauron Dystrybucja dla wskaźników SAIDI, SAIFI i MAIFI [12] za rok 2015.</p> <table border="1"> <thead> <tr><th colspan="2">SAIDI</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>Przerwy planowane</td><td>70 min.</td></tr> <tr><td>Przerwy nieplanowane</td><td>240 min.</td></tr> </tbody> <thead> <tr><th colspan="2">SAIFI</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>Przerwy planowane</td><td>0,48</td></tr> <tr><td>Przerwy nieplanowane</td><td>3,10</td></tr> </tbody> <thead> <tr><th colspan="2">MAIFI</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td></td><td>0,32</td></tr> </tbody> </table>			SAIDI		Przerwy planowane	70 min.	Przerwy nieplanowane	240 min.	SAIFI		Przerwy planowane	0,48	Przerwy nieplanowane	3,10	MAIFI			0,32							
Jednorazowa przerwa planowana	16 godz.																																		
Jednorazowa przerwa nieplanowana	24 godz.																																		
Sumaryczny roczny planowany	35 godz.																																		
Sumaryczny nieplanowany	48 godz.																																		
SAIDI																																			
Przerwy planowane	70 min.																																		
Przerwy nieplanowane	240 min.																																		
SAIFI																																			
Przerwy planowane	0,48																																		
Przerwy nieplanowane	3,10																																		
MAIFI																																			
	0,32																																		
<p align="center">Wymagania jakościowe (wybrane) źródeł energii z punktu widzenia odbiorników.</p> <p>Źródła reprezentatywne – układy zasilania gwarantowanego i awaryjnego.</p>		<p align="center">Wymagania jakości energii dla spalinowych zespołów prądotwórczych, [13]</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="3">Klasy odbiorów</th> </tr> <tr> <th>G1</th> <th>G2</th> <th>G3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Spadek częstotliwości, %</td><td>≤8</td><td>≤5</td><td>≤3</td></tr> <tr><td>Odchyłka częstotliwości w stanie ustalonym, %</td><td>≤2,5</td><td>≤1,5</td><td>≤0,5</td></tr> <tr><td>Odchyłka częstotliwości dla 100% spadku mocy, %</td><td>≤+18</td><td>≤+12</td><td>≤+10</td></tr> <tr><td>Odchyłka częstotliwości dla nagłego wzrostu mocy, %</td><td>≤-15</td><td>≤-10</td><td>≤-7</td></tr> <tr><td>Odchyłka napięcia dla 100% spadku mocy, %</td><td>≤+35</td><td>≤+25</td><td>≤+20</td></tr> <tr><td>Odchyłka napięcia dla nagłego wzrostu mocy, %</td><td>≤-25</td><td>≤-20</td><td>≤-15</td></tr> </tbody> </table> <p>G1 – podstawowe parametry w zakresie napięć oraz częstotliwości (np. oświetlenie, ogrzewanie) G2 – wymagania zbliżone do sieci publicznych (np. pompy, wentylatory) G3 – zwiększone wymagania jakości zasilania (np. zasilacze UPS, telekomunikacja)</p>				Klasy odbiorów			G1	G2	G3	Spadek częstotliwości, %	≤8	≤5	≤3	Odchyłka częstotliwości w stanie ustalonym, %	≤2,5	≤1,5	≤0,5	Odchyłka częstotliwości dla 100% spadku mocy, %	≤+18	≤+12	≤+10	Odchyłka częstotliwości dla nagłego wzrostu mocy, %	≤-15	≤-10	≤-7	Odchyłka napięcia dla 100% spadku mocy, %	≤+35	≤+25	≤+20	Odchyłka napięcia dla nagłego wzrostu mocy, %	≤-25	≤-20	≤-15
	Klasy odbiorów																																		
	G1	G2	G3																																
Spadek częstotliwości, %	≤8	≤5	≤3																																
Odchyłka częstotliwości w stanie ustalonym, %	≤2,5	≤1,5	≤0,5																																
Odchyłka częstotliwości dla 100% spadku mocy, %	≤+18	≤+12	≤+10																																
Odchyłka częstotliwości dla nagłego wzrostu mocy, %	≤-15	≤-10	≤-7																																
Odchyłka napięcia dla 100% spadku mocy, %	≤+35	≤+25	≤+20																																
Odchyłka napięcia dla nagłego wzrostu mocy, %	≤-25	≤-20	≤-15																																

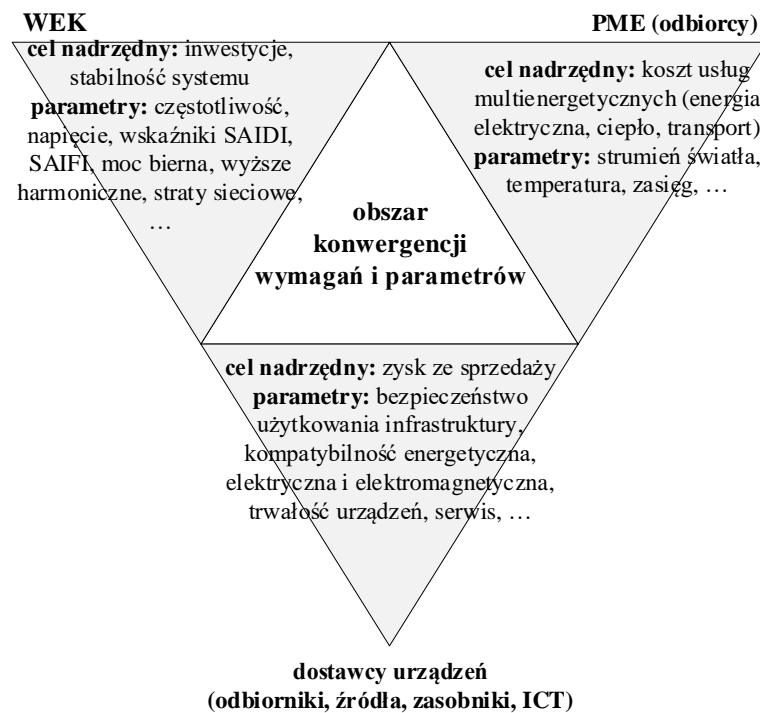
Wymagania jakości energii wyjściowej dla zasilaczy przekształtnikowych nN, [16]	
Parametr	Wartość
Zmiany częstotliwości	±1%
Zmiany napięcia	±1%
Zdolność do przeciążenia 150%	60 s
Odchyłka napięcia dla nagłego wzrostu mocy o 100%	≤5%
Dopuszczalna zawartość harmonicznych napięcia, THD	≤5%
Maksymalny czas regulacji dla stanu ustalonego	5 ms

W zależności od podmiotu wymagania jakościowe są postrzegane w różny sposób. Z punktu widzenia OSP najważniejsze jest utrzymanie stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego – wymagania jakościowe są najbardziej rygorystyczne. Wytwórcom energii w źródłach rozproszonych zależy na wyprodukowaniu i wykorzystaniu (PME) lub sprzedaży (NI) jak największego wolumenu energii – wymogi w zakresie usług regulacyjnych powodują najczęściej obniżenie możliwej produkcji. Obecnie źródła generacji rozproszonej są objęte systemem aktywnego bilansowania mocy czynnej i biernej w bardzo małym zakresie (nowoczesne elektrownie wiatrowe mogą już brać udział w regulacji pierwotnej). Z punktu widzenia odbiorcy energii najważniejsze jest poprawne i przewidywalne funkcjonowanie odbiorników – w tym przypadku rozpiętość wartości parametrów jakościowych ma znaczenie drugorzędne. Dla dostawcy urządzeń odbiorczych i wytwórczych najważniejsza jest sprzedaż, a zapewnienie jakości energii realizowane jest jak najniższym kosztem – wymagania jakościowe podnoszą cenę urządzenia. Metoda nowej energetyki powoduje rozłożenie odpowiedzialności za utrzymanie dostaw energii i zasilania odbiorników na wszystkich wymienionych uczestników rynku energii.

Na rynku wschodzącym EP-NI w najmniejszym zakresie zmieni się rola dostawców technologii wytwórczych oraz odbiorników pozostających nadal na rynku konkurencyjnym. Dostawcy urządzeń będą musieli dostosować się do potrzeb odbiorców, a potrzeby te będą zmieniać się wraz ze sposobem zasilania w energię elektryczną (źródła OZE) oraz metodą rozliczania (np. opóźnione załączenie zasilania będzie wymagało instalacji akumulatora dedykowanego odbiornikowi – UPS). W zakresie technologii zmieni się może odbiorca technologii (a w szczególności zmienią się wymagania funkcjonalne urządzeń) który będzie miał coraz mniejsze wsparcie ze strony unijnych i państwowych programów finansujących. Rolą OSP pozostanie utrzymanie sieci przesyłowych oraz połączeń transgranicznych, a także koordynacja pozostałych, włączonych do sieci przesyłowej, źródeł konwencjonalnych, których praca powinna zostać doprowadzona do profilu stałej wartości mocy.

W obszarze wytwórców energii w tym miejscu należy rozdzielić niezależnych inwestorów od prosumentów. Zadaniem tych pierwszym będzie przede wszystkim zapewnienie zbilansowania mocy w osłonach kontrolnych OK2 i OK3, mianowicie przejmą na siebie usługi bilansowania mocy czynnej (regulacja pierwotna i wtórna, przejmą rolę JG_{wa}). Największą presję odczują prosumenci (i odbiorcy końcowi), którzy będą najmocniej objęci *selfdispatchingiem* niezależnie od typu (odbiorca komunalny, MŚP czy duży przemysł) oraz wielkości (zapotrzebowania na moc i zużycia energii), czyli przejmą częściowo rolę JG_{oa}.

Wymagania jakościowe stawiane urządzeniom elektrycznym (odbiornikom, źródłom OZE i zasobnikom). Podane w tab. 1 podstawowe kryteria regulacji częstotliwości (bilans mocy czynnej) i napięcia (bilans mocy biernej) obowiązują wszystkie przyłączone do sieci urządzenia (odbiorniki, źródła i zasobniki). Podstawowymi dokumentami regulującymi zasady przyłączania źródeł do sieci dystrybucyjnej jest Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej [7] oraz Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, [15]. Z punktu widzenia odbiorcy końcowego/prosumenta najważniejsze jest zapewnienie dostarczenie energii elektrycznej do odbiorników i ich poprawna praca, a to wiąże się z możliwościami regulacyjnymi źródeł i magazynów, a także możliwością sterowania samymi odbiornikami. W zakresie technologicznym jakości energii elektrycznej wytwarzanej lokalnie (w rozproszonych źródłach OZE) należy brać pod uwagę podawane przez producentów urządzeń (odbiorników) elektrycznych wymagania stawiane jakości napięcia i prądu zasilającego, a te są znacznie mniej restrykcyjne niż dla regulacji częstotliwości i napięcia w KSE.



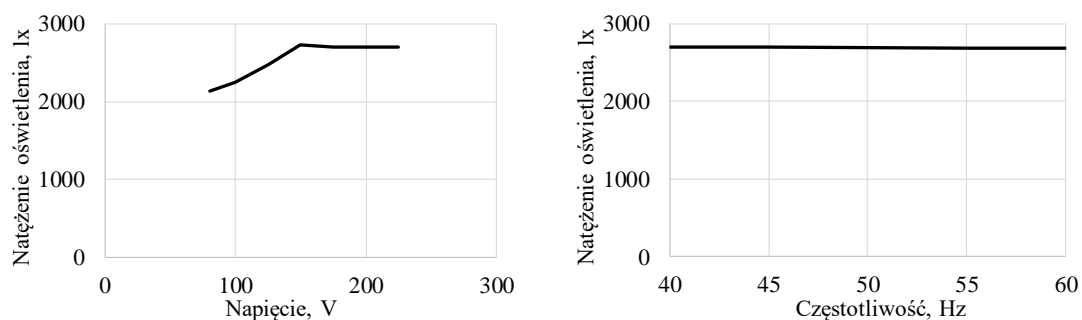
Rys. 3. Trójbiegunowy obszar konwergencji wymagań jakościowych na mono rynku energii elektrycznej

Biorąc pod uwagę rywalizację na rynku wymagań technicznych (jakościowych) można określić obszar konwergencji tych wymagań dla trzech biegunów uczestników technicznego rynku energii elektrycznej: WEK (sieci przesyłowe i dystrybucyjne), PME (odbiorcy), dostawcy urządzeń (rys. 3). Obecnie głównie dostawcy urządzeń muszą spełnić wymagania stawiane przez operatorów OSP i OSD, aby ich urządzenia nie wpływały negatywnie na parametry jakościowe dostarczanej energii elektrycznej, choć w rzeczywistości urządzenia te mogą pracować w warunkach znacznie odbiegających normatywnych.

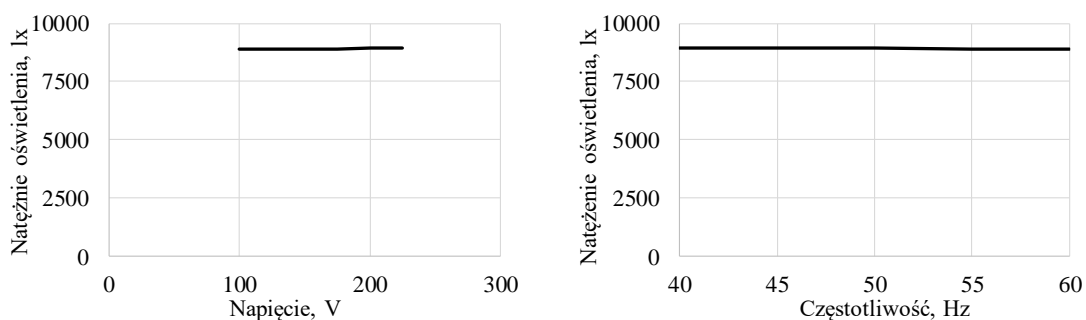
Wymagania jakościowe (eksploatacyjne) odbiorników AGD – przykład. Przeprowadzone bardzo proste pomiary podstawowych parametrów typowych urządzeń (odbiorników) w instalacjach nN (głównie instalacjach budynkowych) pokazują dużą elastyczność i odporność tych urządzeń na takie parametry jak wartości częstotliwości i napięcia zasilania. Przetestowano typowe odbiorniki energii elektrycznej, a mianowicie:

- oświetlenie, w tym źródło LED z regulatorem pojemnościowym o mocy 3,6 W, źródło LED z regulatorem przekształtnikowym o mocy 8 W, świetlówka kompaktowa o mocy 10 W. Pomiar wykonany w odległości ok. 10 cm od źródła światła,
- napęd elektryczny z silnikiem indukcyjnym o mocy 0,9 kW zasilany z falownika napięcia. Pomiar wykonany bez obciążenia silnika, przy stałej prędkości obrotowej,
- zasilacz impulsowy komputera przenośnego, napięcie wyjściowe 19 V, moc 60 W. Pomiar wykonany dla wyświetlanego statycznego obrazu i z naładowanym akumulatorem.

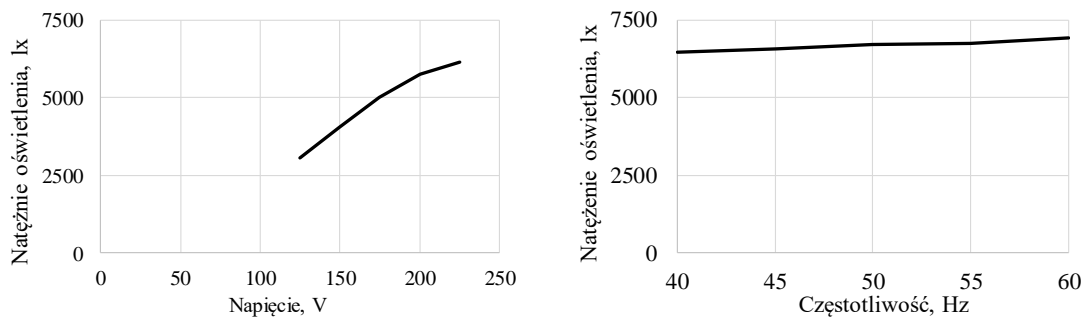
Na rysunkach 4 od 8 pokazano uzyskane w pomiarach wyniki pogrupowane w dwa typy charakterystyk parametrów użytkowych, mianowicie w funkcji wartości napięcia zasilania i częstotliwości napięcia zasilającego. Dla oświetlenia mierzone było natężenie strumienia świetlnego, dla układu napędowego oraz zasilacza impulsowego mierzono moc pobieraną.



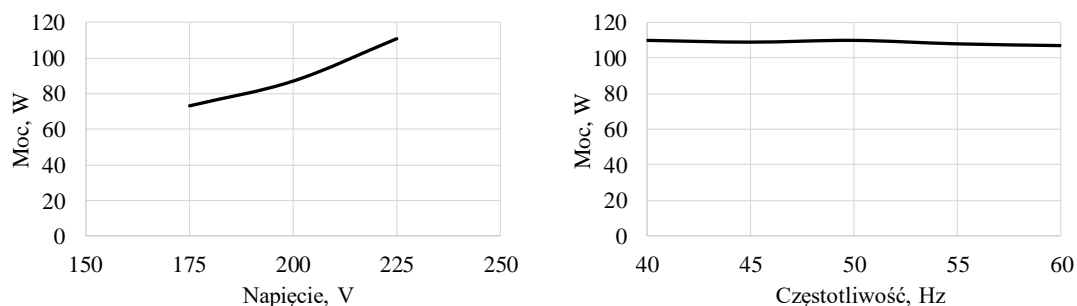
Rys. 4. Charakterystyki dla źródła LED z regulatorem pojemnościowym, moc 3,6 W



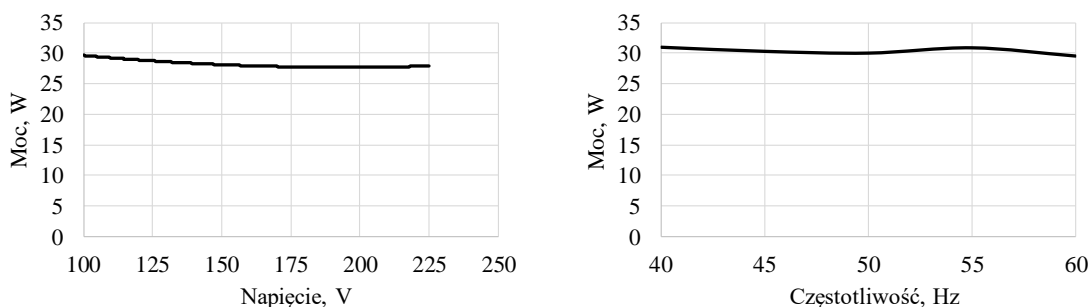
Rys. 5. Charakterystyki dla źródła LED z regulatorem przekształtnikowym, moc 8 W



Rys. 6. Charakterystyki dla świetlówki kompaktowej, moc 10 W



Rys. 7. Charakterystyki dla silnika indukcyjnego, 0,9 kW



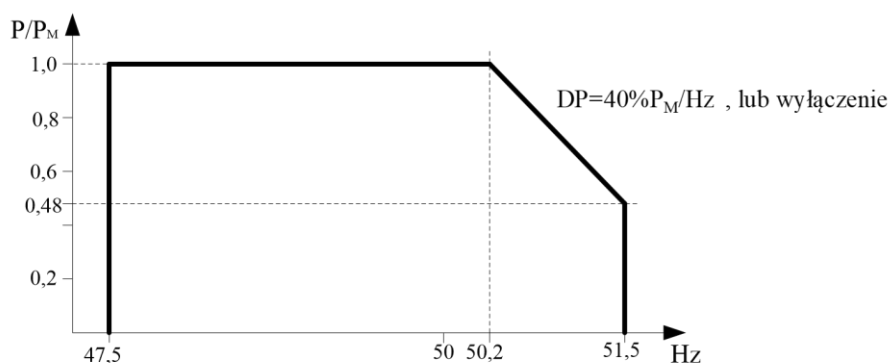
Rys. 8. Charakterystyki dla zasilacza impulsowego obciążonego komputerem typu laptop, 60 W

Pokazane powyżej zarejestrowane charakterystyki są tylko przykładem możliwości technicznych typowych odbiorników energii elektrycznej. Nasycenie przekształtnikami pozwala na znacznie bezpieczniejszą (dla odbiorników) i poprawną pracę przy zasilaniu napięciem o parametrach znacznie odbiegających od nominalnych. Należy mieć świadomość, że technologicznie producenci urządzeń mają możliwości dostosowania się do rynku odbiorców w szerokim zakresie wyposażając np. urządzenia we wbudowane zasobniki energii (np. ręczne elektronarzędzia).

Wyposażanie odbiorników we własne układy zasilania (przekształtniki energoelektroniczne) jest już powszechne. Powoduje to, że odbiorniki wykazują znacznie większą tolerancję na jakość energii zasilania. Mono rynek energii elektrycznej OZE otwiera również miejsce dla zupełnie nowej usługi dla dostawców urządzeń, a mianowicie dostawa urządzeń wraz z własnym źródłem (magazynem) energii elektrycznej. W tej chwili wydaje się to pomysłem abstrakcyjnym, lecz jeśli spojrzeć na to z perspektywy możliwości zarządzania energią w celu zapewnienia wymagań jakościowych (dostępu do energii) oraz możliwości

zakupu energii od dowolnego prosumenta/producenta posiadającego w określonej chwili nadwyżkę energii (np. korzystając z technologii *blockchain*) to okazuje się, że wyposażenie odbiorników w niewielkie, dedykowane akumulatory nabiera nowego znaczenia. Wyposażenie odbiorników we własne układy zasilania akumulatorowego to nic innego jak dodanie układy gwarantowanego zasilania UPS. Technologia *blockchain* zmienia znaczenie parametrów jakości energii, ponieważ każdy odbiornik może posiadać swoje niezależne źródło energii w postaci akumulatora, a jego naładowanie lub zasilanie samego odbiornika można realizować poprzez wyszukiwanie w sieci (wirtualnej elektrowni) źródła energii posiadającego wystarczającą nadwyżkę i przystępną cenę. Nowe technologie zarządcze, takie jak Internet Rzeczy (IoT) pozwalają na zdalne zarządzanie pracą odbiorników wg zdefiniowanego algorytmu.

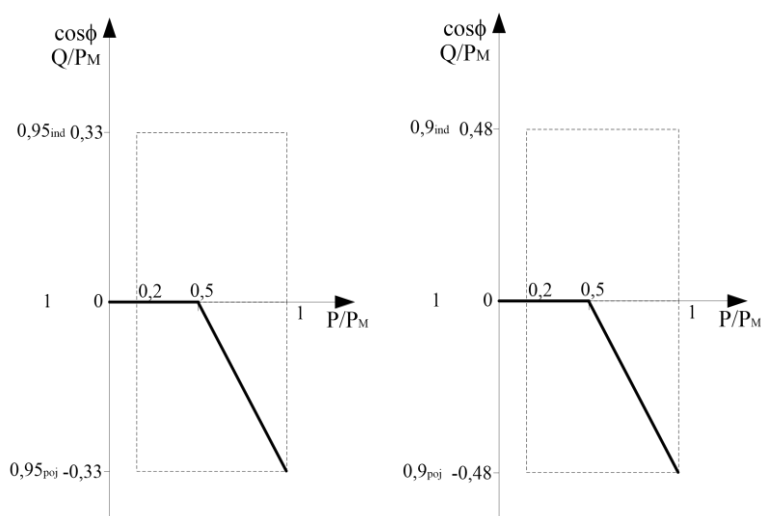
Wymagania jakościowe (eksploatacyjne) źródeł OZE z przekształtnikami – przykłady. Przyłączone do sieci źródło energii elektrycznej powinno posiadać możliwości regulacyjne, nawet jeśli jest to źródło charakteryzujące się generacją wymuszoną (jak np. źródło fotowoltaiczne). Obecnie wymagania stawiane przez operatorów definiują parametry jakościowe dla takich źródeł. Wymagania te (wartości parametrów) są różne w zależności od mocy źródła. Realizacja funkcjonalna układu regulacji urządzenia jest dostosowana do typu i wielkości (mocy) urządzenia. Dokument [15] definiuje takie parametry jak regulacja mocy czynnej w funkcji częstotliwości w sieci oraz mocy biernej. Na rys. 9 pokazano charakterystykę obszaru pracy źródła OZE, pracującego w trybie *on-grid*, w zakresie mocy czynnej i częstotliwości, a na rys. 10 – charakterystyki regulacyjne mocy biernej.



Rys. 9. Obszar pracy regulatora mocy czynnej mikro i małego źródła OZE przyłączonego do sieci elektroenergetycznej [15]

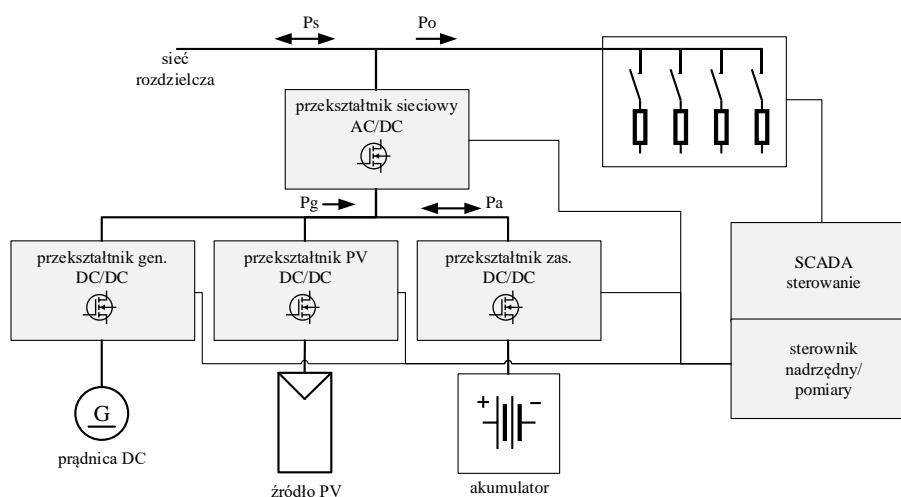
Dynamika układów regulacji źródeł OZE wyposażonych w przekształtniki energoelektroniczne jest znacznie większa niż źródeł wirnikowych. Czasy reakcji są na poziomie pojedynczych okresów prądu przemiennego, co sprawia, że same są wzorcem (generatorem) częstotliwości i mogą pracować samodzielnie (praca *off-grid*). Stabilność częstotliwości nie jest w takich układach zależna od bilansu mocy czynnej, ale od dokładności samego generatora wzorcowego. Wynika z tego, że takie źródła są dostosowane do wymagań

jakościowych stawianych przez OSP, w związku z tym będą spełniać wymagania jakościowe w stosunku do odbiorników energii elektrycznej.



Rys. 10. Obszar pracy regulatora mocy biernej źródła OZE: po lewej – moc w zakresie 3,68 – 13,8 kW, po prawej – powyżej 13,8 kW [15]

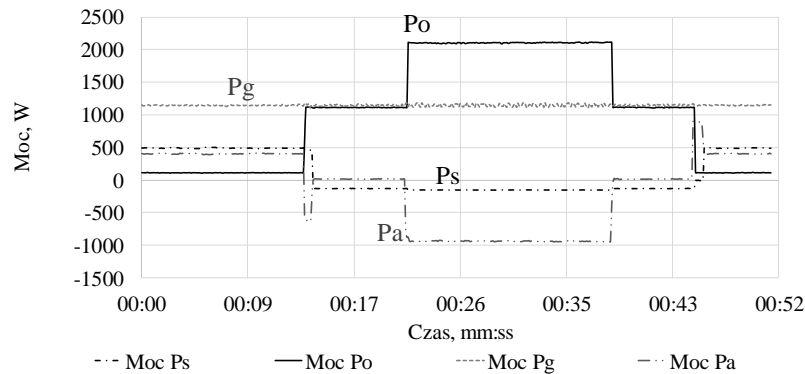
Dynamikę regulacji układów przekształtnikowych sprawdzono na stanowisku hybrydowego symulatora OK1 w laboratorium iLab EPRO Politechniki Śląskiej. Symulator hybrydowy pozwala na wymuszanie przepływu energii pomiędzy źródłami z generacją wymuszoną (OZE), odbiornikami, zasobnikiem akumulatorowym i siecią elektroenergetyczną nN. Na rys. 11 pokazano schemat blokowy symulatora hybrydowego.



Rys. 11. Schemat blokowy stanowiska symulatora hybrydowego iLab EPRO

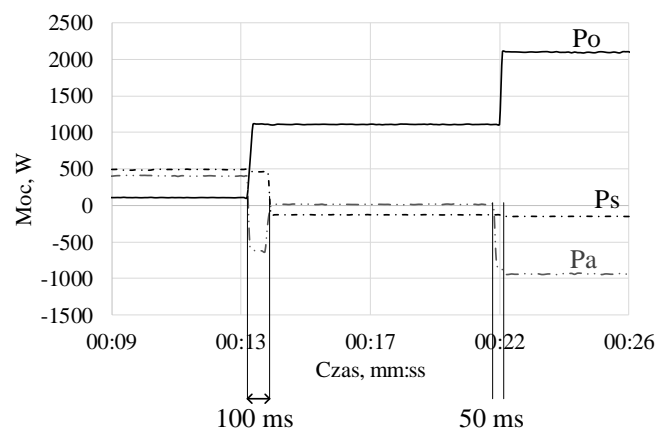
Przeprowadzone testy miały na celu sprawdzenie możliwości sterowania mocą poszczególnych przekształtników mikroinfrastruktury prosumenckiej wyposażonej w źródło fotowoltaiczne oraz akumulator i układ zarządzania energią oraz sterowania profilem zapotrzebowania na moc.

Na rys. 12 pokazano wyniki pomiarów dla stanu układu: moc generowana $P_g = 1,1$ kW, moc odbiorników zmienna skokowo w zakresie 0,1 – 2 kW, moc ładowania akumulatora ograniczona do 0,4 kW. W pierwszym okresie, kiedy moc generowana przez OZE jest większa od mocy odbiorników energia jest dostarczana do akumulatora, a nadmiar energii związany z ograniczeniem mocy akumulatora jest przekazywany do sieci. Zwiększenie mocy odbiorników do 2 kW wymusiło pobór energii z akumulatora utrzymując moc w punkcie przyłączenia do sieci na poziomie bliskim zero (tryb *semi off-grid*). W tym teście należy zwrócić uwagę na parametry dynamiczne reakcji układów przekształtnikowych.



Rys. 12. Zarejestrowane przebiegi mocy w OK1-PME zasilanego ze źródła PV i akumulatora w warunkach skokowej zmiany mocy pobieranej przez odbiorniki

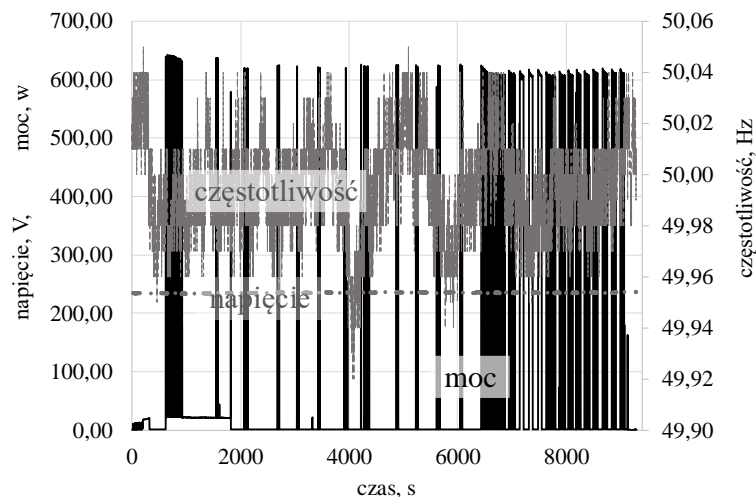
Na rys. 13 pokazano powiększony fragment rys. 12 zaznaczenia chwil przełączania mocy odbiorników. Zarejestrowane czasy reakcji układów przekształtnikowych na zmiany mocy odbiorników były w zakresie 50 – 100 ms, a czas ten jest związany głównie z szybkością transmisji danych układów pomiarowych do sterownika nadrzędnego. W okresach przełączania nie wystąpiły zaniki zasilania odbiorników.



Rys. 13. Przebiegi mocy w OK1-PME pracującej w trybie *semi off-grid*, wskazanie czasów reakcji układów regulacji przekształtników

Kolejnym testem było sprawdzenie układu regulacji napięcia i częstotliwości fabrycznego przekształtnika fotowoltaicznego przystosowanego do pracy *semi off-grid*. Na rysunku 14

pokazano profil mocy odbiornika zasilanego z akumulatora dobranego do profilu odbiornika. Przekształtnik fotowoltaiczny w tym przypadku pełnił rolę falownika napięcia, tworzył sieć wyspową. Wartość napięcia podczas pracy urządzenia wahała się w granicach 232 – 236 V, a częstotliwość napięcia zasilającego w zakresie 49,92 – 50,05 Hz. Wartości te mieszczą się z dużym zapasem w zakresie normy [9] dla pracy wyspowej.



Rys. 14. Zarejestrowane przebiegi mocy, napięcia i częstotliwości dla urządzenia AGD zasilanego z dedykowanego akumulatora przez falownik fotowoltaiczny z możliwością pracy wyspowej

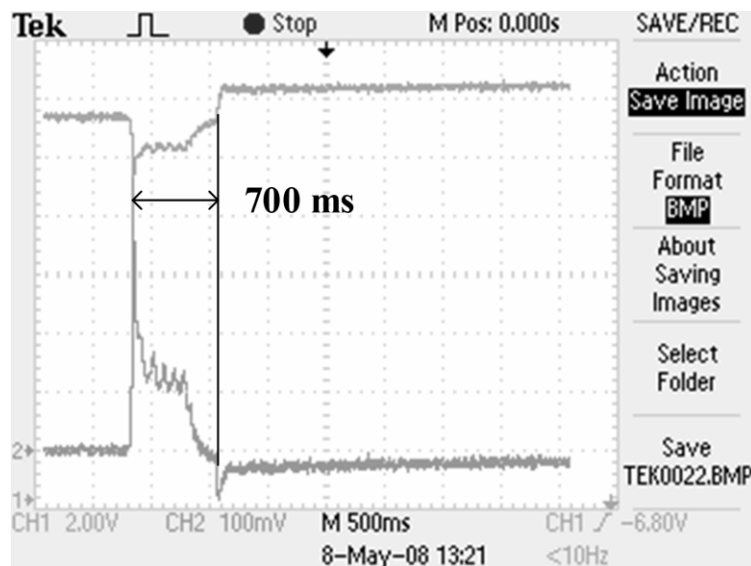
Źródła regulacyjno-bilansujące napędzane silnikami spalinowymi. Cechą charakterystyczną źródeł z generacją wymuszoną jest zależność produkowanej mocy od warunków środowiskowych. W sieciach z generacją rozproszoną OZE niezbędne są zasoby regulacyjno-bilansujące. W tym segmencie doskonale spełniają swoją rolę generatory napędzane silnikami spalinowymi. Rozpiętość mocy silników spalinowych jest bardzo duża, od kilku kilowatów (agregaty prądotwórcze) nawet do dziesiątek megawatów (silniki okrętowe). Oczywiście największą dynamiką będą się charakteryzować silniki małe, o względnie małej masie bezwładności. Natomiast każdy silnik spalinowy może pracować w szerokim zakresie prędkości obrotowej oraz produkowanej mocy mechanicznej. W energetyce EP-NI zastosowanie będą miały silniki o mocy z zakresu pojedynczych kilowatów (OK1-PME – układy kogeneracyjne, mikrobiogazownie) do pojedynczych megawatów (OK3 – biogazownie, źródła regulacyjno-bilansujące zasilane gazem ziemnym lub dieslem).

Bardzo ważną cechą silników spalinowych jest emisja dwutlenku węgla, która jest o ok. połowę mniejsza niż bloków węglowych (zależnie od stosowanego paliwa), natomiast ich sprawność jest podobna i wynosi od 30% (silniki małe) do 40% (silniki duże). Dodatkową zaletą rozproszenia produkcji energii elektrycznej w źródłach napędzanych silnikami spalinowymi jest możliwość lokalnego wykorzystania ciepła.

Generatory czy też kogeneratory spalinowe dla prosumentów najczęściej będą to układy o mocy do kilkunastu kilowatów, rzadko kilkudziesięciu kilowatów. Te drugie są dedykowane osłonie OK2. W przypadku takich mocy opłacalne jest stosowanie silników z zapłonem iskrowym, głównie z powodu łatwego przystosowania do spalania paliw

gazowych (głównie gaz ziemny, ale po odpowiednim zmodyfikowaniu strategii napełniania komory spalania i zapłonu również biogazu). W silnikach z zapłonem iskrowym stosowana jest regulacja ilościowa składu mieszanki, od jej ilości zależy uzyskiwane ciśnienie po zapłonie i wytwarzany moment obrotowy (moc mechaniczna) na wale korbowym.

Paliwa gazowe, w porównaniu do paliw ciekłych, posiadają lepsze własności zapłonu oraz jakości spalania. Spowodowane jest to łatwiejszym tworzeniem mieszanek tzw. homogenicznych (jednorodnych) z powietrzem w komorze spalania. Kolejną zaletą jest większa zawartość wodoru w paliwie gazowym, co wpływa na zmniejszenie emisji dwutlenku węgla. Z drugiej jednak strony paliwa gazowe pochodzące z biomasy, lub z odmetanowania kopalń nie posiadają stałych parametrów w uzyskanej mieszance, głównie zawartości metanu która wynosi do ok. 60%. Jeśli chodzi natomiast o dynamikę w zastosowaniu silnika spalinowego jako źródła regulacyjno-bilansującego to wyobrażenie o parametrach regulacyjnych (dynamicznych) mogą dać silniki samochodów i ich możliwości trakcyjne, a także agregaty prądotwórcze zasilania awaryjnego.

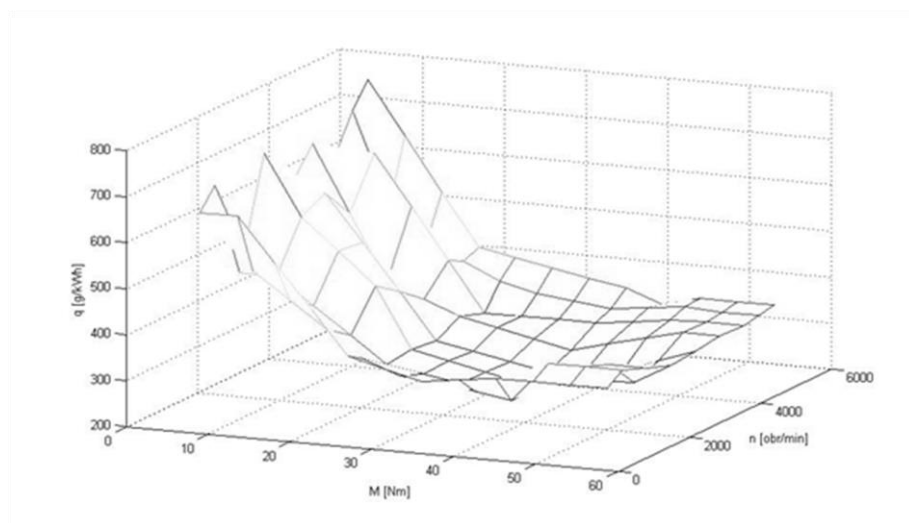


Rys. 15. Zarejestrowane przebiegi prądu rozrusznika i napięcia alternatora silnika spalinowego o zapłonie iskrowym o mocy 60 kW, wskazanie czasu gotowości do pracy

Źródła napędzane silnikami spalinowymi cechują się szybkim czasem rozruchu. Czas od chwili rozruchu do gotowości wynosi kilka sekund. Na rys. 15 pokazano przebieg prądu rozrusznika oraz napięcie alternatora podczas rozruchu zimnego silnika spalinowego z zapłonem iskrowym o mocy 60 kW. Silnik w tym przypadku był gotowy do pracy, czyli został uruchomiony, po ok. 0,7 s. Uzyskanie punktu pracy, gdzie silnik osiągnie swoje optymalne parametry (minimalne jednostkowe zużycie paliwa) trwa ok. 2 s.

Ekonomika stosowania silników spalinowych zależy od algorytmu sterowania punktem pracy, typu paliwa oraz kosztów eksploatacyjnych (serwisowych). Tutaj rozpatrzony zostanie aspekt związany ze sterowaniem silnikiem spalinowym. Zużycie paliwa przez silnik spalinowy zależy od punktu pracy, czyli prędkości obrotowej i osiąganego momentu obrotowego. Uzyskanie określonej mocy mechanicznej napędzającej generator energii

elektrycznej można osiągnąć dla nieskończenie wielu punktów prędkości obrotowej i momentu obrotowego ograniczonych parametrami silnika.



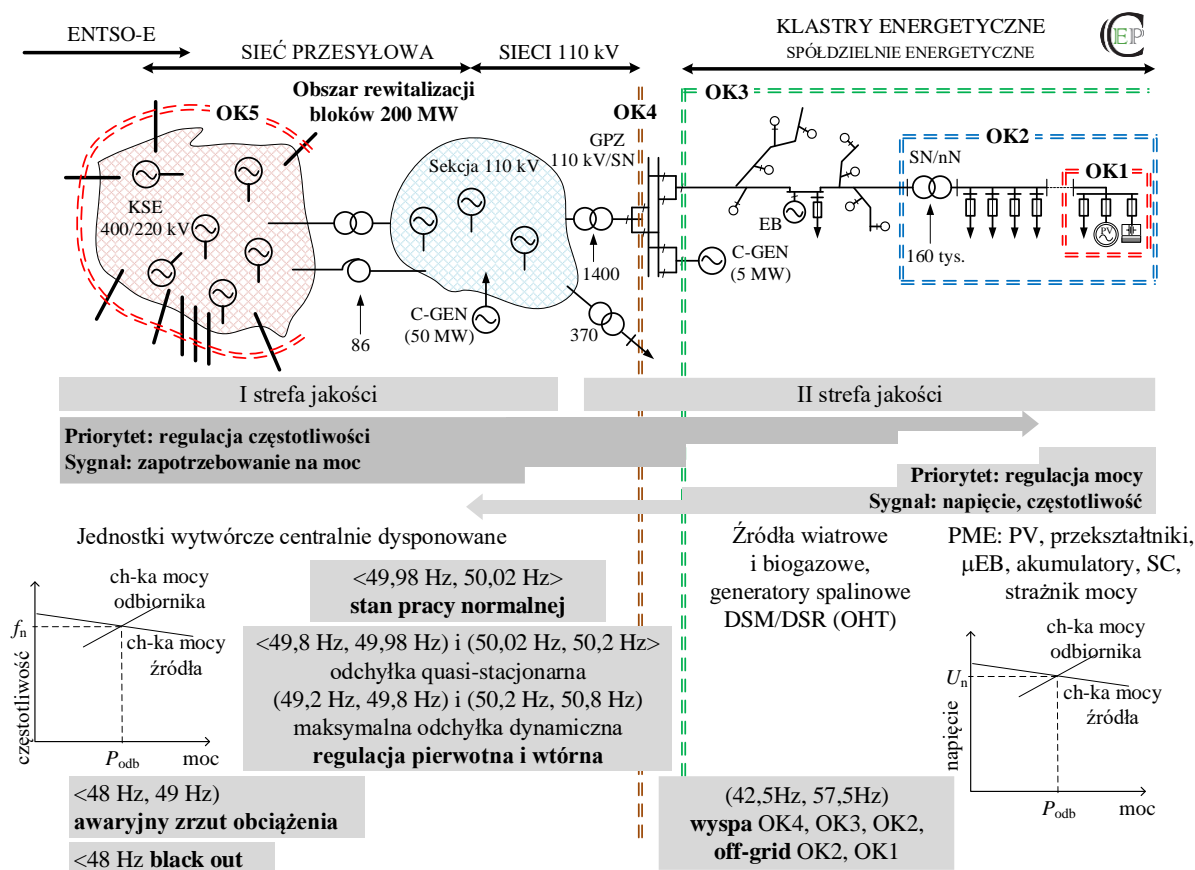
Rys. 16. Mapa jednostkowego zużycia paliwa silnika spalinowego z zapłonem iskrowym

Najniższe jednostkowe zużycie paliwa silników spalinowych jest w zakresie od ok. 200 do 300 g/kWh, przy czym punkt pracy z najniższym jednostkowym zużyciem paliwa znajduje się w pobliżu największego osiąganego momentu obrotowego. Na rys. 16 pokazano mapę jednostkowego zużycia paliwa silnika z zapłonem iskrowym. Dla podanego wyżej zakresu jednostkowego zużycia paliwa koszt jednostkowy paliwa (oleju napędowego) do produkcji energii elektrycznej wynosi ok. 800 – 1200 zł/MWh netto z wliczoną akcyzą, natomiast uwzględniając tylko cenę paliwa, bez akcyzy i innych dodatkowych opłat koszt ten wynosi 550 – 850 zł/MWh netto (obliczono na podstawie cen hurtowych paliw koncernu ORLEN z dnia 2.12.2017, www.orken.pl). Natomiast dla gazu ziemnego koszt jednostkowy paliwa do produkcji energii elektrycznej wynosi ok. 300 – 500 zł/MWh (ceny gazu ziemnego do zasilania silników spalinowych wg taryfy PGNiG Obrót Detaliczny z dnia 17.03.2017).

EKWIWAENTOWANIE TECHNICZNE OSŁON KONTROLNYCH NA MONO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

System elektroenergetyczny, biorąc pod uwagę opisane wymagania jakościowe, można podzielić na dwie strefy jakościowe: I i II. Na rys. 17 pokazano strukturę podziału pomiędzy I i II strefę jakościową oraz charakterystyczne dla obu stref technologie i mechanizmy usług wytwarzania energii, systemowych i sieciowych. Rysunek 17 jest uzupełnieniem dla tab. 1 o wskazanie fizycznego rozmieszczenia obszarów odpowiedzialnych za dostawy energii w systemie elektroenergetycznym oraz możliwości świadczenia usług zapewniających bezpieczeństwo energetyczne dla odbiorcy końcowego w osłonach kontrolnych od OK1 do OK4. Infrastruktura sieciowa (w tym źródła energii, odbiorniki i zasobniki energii charakterystyczne dla wschodzącego rynku EP-NI), rozumiana tutaj w kontekście układowym (systemowym), znajduje się w II strefie jakościowej (I strefa to połączenia transgraniczne, sieci przesyłowe NN i WN oraz sieci WN będące w gestii OSD) do której należy inna

obiektywna infrastruktura synchroniczna (czyli osłony kontrolne od OK1 do OK4, źródła i mikro źródła z generacją wymuszoną oraz regulacyjno-bilansujące, zasobniki, inteligentna infrastruktura). W odróżnieniu od I strefy synchronicznej, w której wysokie parametry jakości energii elektrycznej są istotne z punktu widzenia stabilności pracy systemu elektroenergetycznego (trwałość generatorów, straty przesyłowe, połączenia transgraniczne), jakość energii w II strefie ma zapewnić poprawną pracę odbiorników.



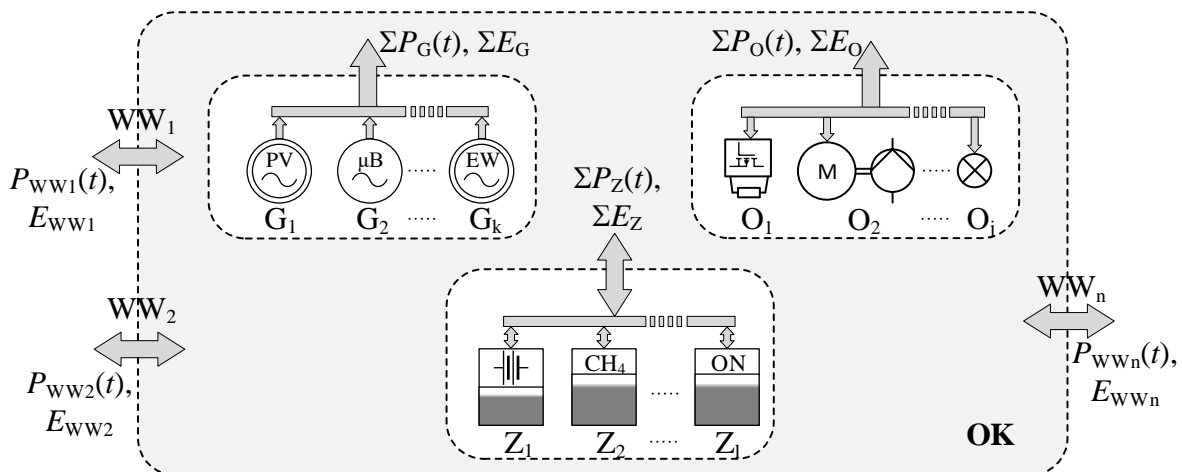
Rys. 17. Struktura podziału I i II strefy jakościowej oraz charakterystycznych technologii i mechanizmów systemowych

Docelowo na mono rynku energii elektrycznej OZE, w zakresie zapewnienia dostaw energii, w II strefie synchronicznej w pierwszej kolejności odgrywa rolę mechanizm *self dispatchingu*. Nasycenie odbiorników oraz źródeł OZE przekształtnikami energoelektronicznymi umożliwia utrzymanie stabilności II strefy jakościowej we względnie szerokim zakresie parametrów jakości energii (wg [9] dla pracy wyspowej zakres dopuszczalnej częstotliwości napięcia zasilającego wynosi 42,5 – 57,5 Hz, a popularne zasilacze urządzeń domowych, wg danych producentów, pracują w zakresie 100 – 240 V).

Osiągnięcie w I strefie wartości częstotliwości poniżej 48 Hz oznacza odłączanie generatorów od sieci, co z kolei prowadzi do zapaści systemu elektroenergetycznego (tzw. blackout). Rozproszenie generacji pozwala na odłączenie wyspy i jej autonomiczne funkcjonowanie. Dla źródeł rozproszonych przyłączonych do systemu elektroenergetycznego źródłem informacji dla układu regulacji mocy jest częstotliwość napięcia, w takie zabezpieczenia wyposażone są układy przekształtnikowe pracujące ze źródłami z generacją

wymuszoną (źródła fotowoltaiczne i wiatrowe). W przypadku układów wyspowych zachodzi konieczność opracowania układów regulacji mocy i bilansowania energii, szczególnie poprzez wyselekcjonowanie sygnałów sterujących oraz wprowadzenie prostego rynkowego mechanizmu finansowego.

Pierwsza koncepcja ekwiwalentowania technicznego osłon kontrolnych. Wyjściem do opracowania kryteriów bilansowania energii i regulacji mocy czynnej jest wydzielenie osłon bilansowych (osłon kontrolnych), w których bilanse będą realizowane. Zakłada się, że każda z wydzielonych osłon posiada własny system pomiarowo-licznikowy. Dla osłon OK1 i OK2 są to rzeczywiste liczniki energii, a dla osłony OK3 układy pomiarowo-licznikowe są dodatkowo algorytmizowane ze względu na rozproszenie węzłów wymiany. W osłonie kontrolnej znajdują się: j - opomiarowanych odbiorów O , k - opomiarowanych źródeł G , l - opomiarowanych zasobników Z i n - węzłów wymiany WW . Węzły wymiany, dla osłony OK3 mogą być nazywane również „węzłami algorytmicznymi”, są rzeczywistymi (dla OK1 i OK2) lub wirtualnymi (dla OK3) węzłami bilansowania energii, w których realizowane są algorytmy zarządzania energią i regulacji mocy w osłonie kontrolnej. Węzły wymiany rzeczywiste posiadają układy licznikowo-pomiarowe również rzeczywiste, natomiast osłona OK3 może być bilansowana i rozliczana na podstawie liczników wirtualnych, czyli rozproszonych układów licznikowo-pomiarowych uwzględniających układ sieci. W bilansie osłony kontrolnej nie są uwzględniane straty w lokalnej (osłonowej) sieci rozdzielczej (miedziana płyta), nie są również brane pod uwagę poziomy napięcia. Brane są natomiast pod uwagę sprawności przetwarzania energii w źródłach i zasobnikach oraz współczynnik *net meteringu* WNM. Podstawowy, referencyjny bilans energii wykonany został dla osłony kontrolnej ogólnej (OK) pokazanej na rys. 18.



Rys. 18. Schemat blokowy osłony kontrolnej ogólnej (OK)

Dla schematu blokowego osłony kontrolnej ogólnej sporządzono opis matematyczny bilansów mocy czynnej i energii. Podstawowy bilans mocy czynnej P_{OK} w osłonie kontrolnej można opisać równaniem:

$$P_{OK}(t) = \sum_{i=0}^k P_{G_i}(t) - \sum_{i=0}^n P_{WW_i}(t) - \sum_{i=0}^j P_{O_i}(t) - \sum_{i=0}^l P_{Z_i}(t) = 0 \quad (1)$$

gdzie: P_{G_i} – moc i -go źródła wewnątrz osłony kontrolnej

P_{WW_i} – moc i -go węzła wymiany

P_{O_i} – moc i -go odbiornika

P_{Z_i} – moc i -go zasobnika energii

Powyższy bilans mocy czynnej odnosi się do wartości średniej za jeden okres napięcia sinusoidalnego. W praktycznym podejściu do energetyki, zagadnień regulacyjnych i bilansowych, korzystanie z wartości mocy czynnej nie jest oczywiste. Rynek energii funkcjonuje w okresach bilansowania energii (rynek rozliczeń zużycia energii) oraz w okresach regulacji mocy czynnej (częstotliwości). Zagadnienia związane z regulacją mocy czynnej należy traktować jako mechanizmy funkcjonujące w czasie rzeczywistym, ponieważ tak operują mechanizmy regulacji pierwotnej i wtórnej. Dla poszczególnych mechanizmów regulacji (pierwotna i wtórna) określone są czasy dostępu do mocy jednostek wytwórczych (wymienione w tab. 1).

Rozpatrując zagadnienie bilansowania należy mówić o energii, a co za tym idzie przechodząc na moc, o wartościach średnich mocy w okresie bilansowania T_b – moc w okresie bilansowania jest wartością średnią z energii zliczonej w przyjętym okresie, np. $T_b = 15$ min. dla Towarowej Giełdy Energii i profili KSE, a dla prosumenta może to być wartość dowolna. Można przyjąć, że istnieje granica czasu do której występują zagadnienia regulacji mocy czynnej w systemie elektroenergetycznym, a powyżej przyjętej wartości są już zagadnienia bilansowania energii. Tą granicą, odnosząc się do regulacji pierwotnej i wtórnej, może być np. 5 min. Konsekwencją tego jest traktowanie równania bilansu mocy czynnej (1) w kategorii zagadnień regulacji mocy czynnej (częstotliwości) i związanych z tym usług systemowych. W zakresie rozliczeń za energię oraz stosowania mechanizmów *net meteringu* należy posługiwać się bilansem energii w osłonie kontrolnej. Podstawowym urządzeniem rozliczeniowym w elektroenergetyce jest licznik energii, a nie układ pomiaru mocy (choć współczesne liczniki elektroniczne zliczają energię mierząc i całkując moc czynną, to jednak informacją wyjściową jest przyrost energii, a moc czynna podawana jest jako wartość średnia w przyjętym okresie). Podstawowy bilans energii dla osłony kontrolnej OK w okresie bilansowania T_b można opisać równaniem:

$$E_{OK} = \sum_{i=0}^k E_{G_i} - \sum_{i=0}^n E_{WW_i} - \sum_{i=0}^j E_{O_i} - \sum_{i=0}^l E_{Z_i} = 0 \quad (2)$$

gdzie: E_{G_i} – energia i -go źródła wewnątrz osłony kontrolnej,

E_{WW_i} – moc i -go węzła wymiany,

E_{O_i} – moc i -go odbiornika,

E_{Z_i} – moc i -go zasobnika energii.

Przechodząc na moc można zapisać:

$$\frac{\sum_{i=0}^k E_{G_i}}{T_B} - \frac{\sum_{i=0}^n E_{WW_i}}{T_B} - \frac{\sum_{i=0}^j E_{O_i}}{T_B} - \frac{\sum_{i=0}^l E_{Z_i}}{T_B} = \sum_{i=0}^k \overline{P_{G_i}} - \sum_{i=0}^n \overline{P_{WW_i}} - \sum_{i=0}^j \overline{P_{O_i}} - \sum_{i=0}^l \overline{P_{Z_i}} \quad (3)$$

Z uwagi na to, że w systemie elektroenergetycznym podaż mocy czynnej musi równoważyć popyt to podstawowym kryterium regulacji mocy czynnej (częstotliwości) w osłonie kontrolnej będzie dążenie do zbilansowania mocy czynnej bez przepływu energii elektrycznej przez węzły wymiany ($\sum_{i=0}^n P_{WW_i}(t) = 0$):

$$\sum_{i=0}^n P_{WW_i}(t) = \sum_{i=0}^k P_{G_i}(t) - \sum_{i=0}^j P_{O_i}(t) - \sum_{i=0}^l P_{Z_i}(t) = 0 \quad (4)$$

Powyższe równanie to kryterium transparentności osłony kontrolnej dla regulacji pierwotnej systemu elektroenergetycznego (ekwiwalent regulacji pierwotnej i wtórnej). Niezbędnymi zasobami regulacyjnymi mocy czynnej w obrębie osłony kontrolnej są jednostki wytwórcze regulacyjno-bilansujące (posiadające możliwość dynamicznej zmiany generowanej mocy) i/lub zasobniki energii (elektrycznej i chemicznej paliw) oraz sterowanie mocą odbiorników (lokalny DSM/DSR). Powyższe kryterium, realizowane w domenie czasu rzeczywistego, dobrze odzwierciedla pracę *off-grid* osłony kontrolnej (brak węzłów wymiany). W przypadku istnienia węzłów wymiany regulacja mocy czynnej (częstotliwości) odbywa się w czasie zależnym od wytycznych operatora OSD oraz przyjętej strategii sterowania w osłonie kontrolnej.

Podstawowym kryterium bilansowania energii w osłonie kontrolnej będzie minimalizacja sumarycznego przepływu energii przez węzły wymiany w okresie bilansowania T_b :

$$\min_{t=T_b} \sum_{i=0}^n E_{WW_i}, \quad (5)$$

a szczególnym przypadkiem tego kryterium będzie całkowite zbilansowanie energii w osłonie kontrolnej w okresie T_b ($\sum_{i=0}^n E_{WW_i} = 0$):

$$\sum_{i=0}^n E_{WW_i} = \sum_{i=0}^k E_{G_i} - \sum_{i=0}^j E_{O_i} - \sum_{i=0}^l E_{Z_i} - E_{NM} = 0 \quad (6)$$

gdzie: E_{NM} – energia i -go źródła wewnątrz osłony kontrolnej,
 E_{WW_i} – moc i -go węzła wymiany,
 E_{O_i} – moc i -go odbiornika,
 E_{Z_i} – moc i -go zasobnika energii.

Powyższe równanie można również zapisać uwzględniając sprawność energetyczną i efektywność ekonomiczną wykorzystania energii zasobników i źródeł (kryterium w tym przypadku opisuje równanie $\sum_{i=0}^n E_{WW_i} + \sum_{i=0}^n E_{WW_{i(z)}} \cdot \eta_z = 0$):

$$\sum_{i=0}^n E_{WW_i} + \sum_{i=0}^n E_{WW_{i(z)}} \cdot \eta_z = \sum_{i=0}^j E_{O_i} - \sum_{i=0}^k E_{G_i} - \sum_{i=0}^k E_{G_{i(z)}} \cdot \eta_z - \sum_{i=0}^k E_{G_{i(NM)}} \cdot WNM \quad (7)$$

gdzie: $E_{WW_{i(z)}}$ – energia i -go węzła wymiany związana z zasobnikiem energii,
 η_z – sprawność procesu ładowania i wyładowania zasobnika,
 $E_{G_{i(z)}}$ – energia i -go źródła zgromadzona w zasobniku i następnie odzyskana,

$E_{Gi(NM)}$ – energia i-go źródła oddana do sieci i następnie odzyskana z *net meteringu*,
 WNM – współczynnik *net meteringu*.

Kryteria bilansowania energii w osłonie kontrolnej nie wymuszają unikania przepływu energii przez węzły wymiany, a z uwagi na stosowanie usługi *net meteringu* w bilansie należy uwzględnić współczynnik *net meteringu* WNM . Kryterium $\sum_{i=0}^n E_{WG_i} = 0$ jest rozpatrywane w okresie bilansowania T_b , co oznacza, że energia pobrana z wygenerowaną muszą się zbilansować w tym okresie.

W zakresie bilansowania energii osłona kontrolna ma do dyspozycji dwa typy funkcjonalne zasobników. Pierwszy to rzeczywisty zasobnik energii w postaci akumulatorów i/lub zasobników energii chemicznej paliw. Drugi to zasobnik systemowy (ze zmiennym współczynnikiem *net meteringu*) jakim jest system elektroenergetyczny (pozostałe osłony kontrolne). W okresie bilansowania T_b część energii generowanej zostanie zużyta bezpośrednio na potrzeby własne odbiorów w osłonie kontrolnej, a nadmiar energii zostanie zgromadzony w zasobnikach rzeczywistych lub przesłany do sieci zewnętrznej przez węzły wymiany. W sytuacji niedoboru mocy czynnej energia może być pobierana z zasobników rzeczywistych (pomniejszona o sprawność procesu magazynowania) lub pobrana z sieci zewnętrznej (zasobnika systemowego) z uwzględnieniem współczynnika *net meteringu*.

Bilans energii dla zasobnika rzeczywistego. Energia dostępna w zasobniku rzeczywistym zależy od sprawności procesu magazynowania energii. Sprawność ta determinowana jest wieloma czynnikami (m.in. okres magazynowania, moc ładowania i wyładowania) i nie będzie tutaj analizowana. Wprowadza się natomiast współczynnik sprawności zasobnika rzeczywistego $\overline{\eta_Z}$ jako wartość uśrednioną dla wszystkich zasobników w osłonie kontrolnej.

Dla okresu bilansowania T_b przyjmuje się, że energia gromadzona jest w zasobniku przy nadwyżce generacji energii nad popytem, spełnienie równania 6 zachodzi dla:

$$E_{Z_i}(P_{OK}) = \begin{cases} \frac{1}{\overline{\eta_Z}} \left(\sum_{i=0}^k E_{G_i}(t) - \sum_{i=0}^j E_{O_i}(t) \right), P_{OK} = \sum_{i=0}^k P_{G_i}(t) - \sum_{i=0}^j P_{O_i}(t) > 0 \\ 0, P_{OK} = \sum_{i=0}^k P_{G_i}(t) - \sum_{i=0}^j P_{O_i}(t) \leq 0 \end{cases} \quad (8)$$

Bilans energii dla wirtualnego akumulatora w usłudze net meteringu. Energia dostępna w wirtualnym akumulatorze zależy od wartości współczynnika *net meteringu* WNM . Wartość WNM determinowana jest wieloma czynnikami (m.in. technologia źródła energii, miejsce instalacji, czas wymiany) i nie będzie tutaj analizowana. Dla okresu bilansowania T_b przyjmuje się, że energia gromadzona jest w zasobniku systemowym przy nadwyżce generacji energii nad popytem w osłonie kontrolnej, spełnienie równania 6 zachodzi dla:

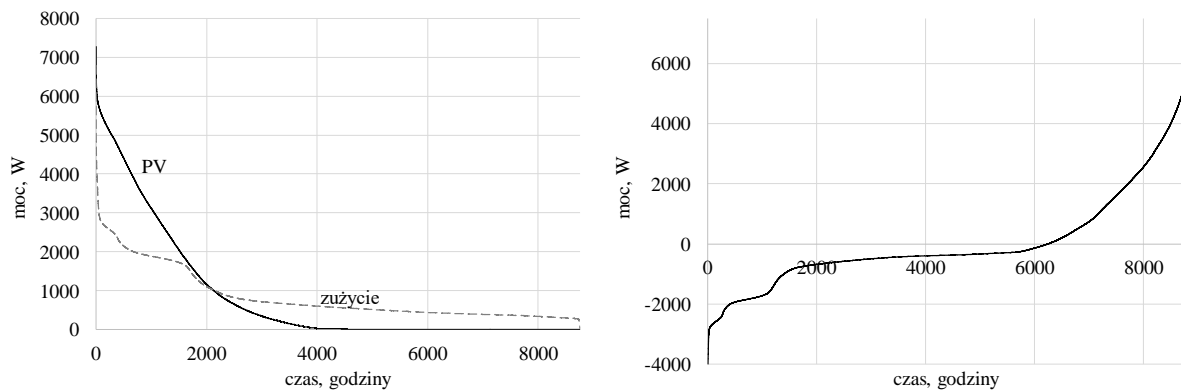
$$E_{NM}(P_{OK}) = \begin{cases} \frac{1}{W_{NM}} \left(\sum_{i=0}^k E_{G_i}(t) - \sum_{i=0}^j E_{O_i}(t) \right), P_{OK} = \sum_{i=0}^k P_{G_i}(t) - \sum_{i=0}^j P_{O_i}(t) > 0 \\ 0, P_{OK} = \sum_{i=0}^k P_{G_i}(t) - \sum_{i=0}^j P_{O_i}(t) \leq 0 \end{cases} \quad (9)$$

Dla osłony kontrolnej korzystającej zarówno z zasobników rzeczywistych jak i akumulatora wirtualnego (*net metering*) udział każdego z nich opisany jest odrębnymi funkcjami bazującymi na arbitrażu efektywności ekonomicznej kosztów magazynowania. Z powyższych kryteriów, uwzględniających sprawność procesu magazynowania energii w zasobniku rzeczywistym oraz wartości współczynnika WNM, wynika, że zbilansowanie energii w osłonie kontrolnej wymaga dobrania źródeł przewymiarowanych o wartość wskaźników sprawności/efektywności oraz uwzględnienia wskaźnika wykorzystania energii lokalnie produkowanej bezpośrednio na potrzeby własne. W zależności od typu osłony kontrolnej zmieniać się będzie ilość poszczególnych składników równań. Dla osłony kontrolnej OK1 najczęściej występować będzie tylko jeden węzeł wymiany (dla instalacji *off-grid* nie będzie węzłów granicznych, a jedynie osłona bilansowa), natomiast dla osłon kontrolnych OK2 i OK3 węzłów granicznych może być więcej (np. dla obszaru klastra energii, przez który przechodzą linie sieci rozdzielczej do sąsiednich obszarów). Sytuacja w stosunku do OK1 zmieni się diametralnie po upowszechnieniu technologii *blockchain* umożliwiającej szybkie (w czasie rzeczywistym) wyszukiwanie optymalnych dostawców energii i zawieranie natychmiastowych kontraktów na określonej wielkości pakiety energii. Wówczas osłona OK1 może mieć bardzo wielu dostawców, którzy w określonym czasie spełnią dwa kryteria: będą mieli dostępną prognozowaną nadwyżkę energii oraz cena tego pakietu będzie najniższa.

Analiza profilu mocy osłony kontrolnej, na przykładzie osłony OK1-PME. Prosumencka osłona OK1-PME charakteryzuje się stosunkowo największą dynamiką zmian profilu mocy. Jednocześnie jest najtrudniejsza do prognozowania, a liczba typów profili największa i jest to spowodowane różnorodnością budownictwa mieszkaniowego oraz wyposażenia AGD. Wraz z rozwojem rynku energii elektrycznej OZE profil mocy OK1-PME będzie się standaryzował z powodu zawężania stosowanych technologii odbiorników, w tym pomp ciepła i samochodów elektrycznych. Niemniej jednak z powodu charakteru profilu osłony OK1-PME analizę przeprowadzono dla tego segmentu. Osłony kontrolne do których należą MŚP, gospodarstwa rolne, budynki użyteczności publicznej oraz duży przemysł posiadają profile mocy przewidywalne, związane z charakterystyczną dla segmentu działalnością. Osłona OK1-PME jest szczególna ze względu na dedykowane źródło z generacją wymuszoną, a mianowicie źródło fotowoltaiczne. Z tego powodu osłona ta ma silnie ograniczone wykorzystanie energii OZE na bezpośrednie zasilanie odbiorników w osłonie i wymaga zapewnienia energii ze źródła regulacyjno-bilansującego.

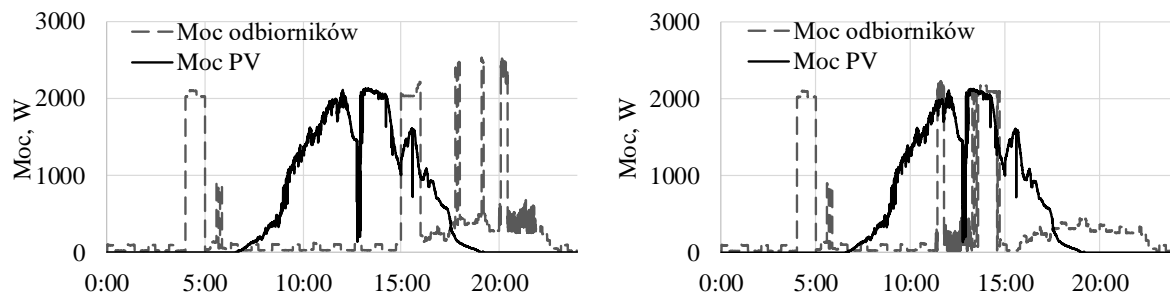
Na rys. 18 pokazano przebiegi mocy zużycia i generacji energii dla osłony kontrolnej OK1-PME. Wykres został przygotowany na podstawie rzeczywistych danych gospodarstwa domowego. Roczne zużycie energii elektrycznej wynosi ok. 7,5 MWh. Generacja energii elektrycznej odbywa się w źródle PV o rocznej produkcji również ok. 7,5 MWh. Ze względu

na charakter generacji w źródle PV do sieci zostało oddane ok. 4,7 MWh. Wykresy na rys. 18 pokazują niedopasowanie poziomów mocy generowanej i pobieranej co jest szczególnie widoczne na wykresie uporządkowanym bilansu mocy.



Rys. 18. Uporządkowane przebiegi mocy,
po lewej: zużycie i generacja energii, po prawej: bilans mocy

Niedopasowanie profilu generacji do profilu zużycia można skompensować przez układ zarządzania profilem mocy, np. poprzez sterowanie czasem załączania odbiorników. Zastosowanie sterowania czasem załączania typowych odbiorników AGD, np. pralki i zmywarki, oraz czasem pracy urządzeń grzewczych, np. zasobnika ciepłej wody z podgrzewaczem elektrycznym, pozwala w łatwy sposób zwiększyć efektywność bezpośredniego wykorzystania energii OZE do zasilania odbiorników.

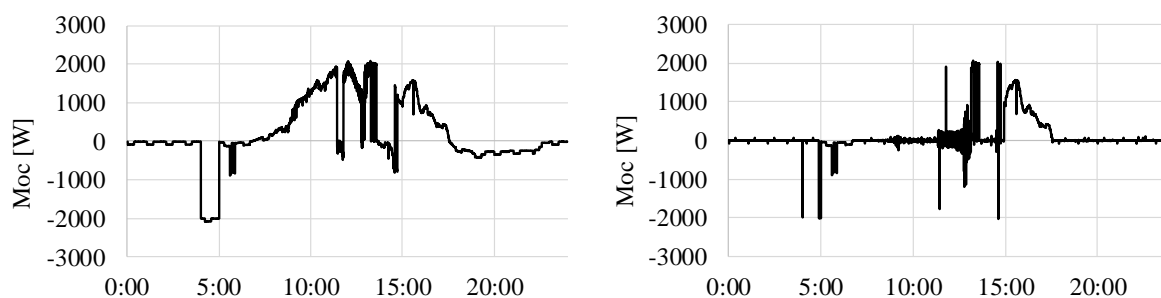


Rys. 19. Przebiegi mocy generacji PV oraz zużycia,
po lewej: bez sterowania, po prawej: ze sterowaniem

Na rys. 19 pokazano przebiegi mocy dla jednej doby analizowanej osłony OK1-PME. Przebiegi mocy dla wariantu ze sterowaniem uzyskano symulacyjnie, na podstawie zarejestrowanych profili mocy urządzeń. W tabeli 2 zestawiono uzyskane wyniki parametrów energetycznych profilu dobowego. Poprawę efektywności wykorzystania energii z OZE uzyskano dokładając do instalacji akumulator o pojemności 5 kW.

Tab. 2. Parametry energetyczne analizowanego dobowego profilu mocy osłony OK1-PME

	Profil bez sterowania	Profil ze sterowaniem	Profil z akumulatorem
energia generacji PV	13 kWh	13 kWh	13 kWh
energia zużyta	8,5 kWh	8,5 kWh	8,7 kWh
energia oddana do sieci	10,5 kWh	8,7 kWh	3 kWh
energia pobrana z sieci	6 kWh	4,3 kWh	0,7 kWh



Rys. 20. Przebiegi dobowego bilansu mocy analizowanej osłony OK1-PME, po lewej: ze sterowaniem, po prawej: ze sterowaniem i akumulatorem

W tabeli 2 pokazano również wyniki dla tego samego profilu ale dodatkowo z zainstalowanym akumulatorem. Na rysunku 20 pokazano profile dobowych bilansów mocy dla wariantów ze sterowaniem odbiornikami oraz z akumulatorem.

EKWIWALENTOWANIE EKONOMICZNE OSŁON KONTROLNYCH NA MONO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ OZE

Poprawne funkcjonowanie jakiegokolwiek rynku nie może się obejść bez stosowania reguły opłacalności w całym łańcuchu wartości świadczonych usług lub wytwarzania dóbr materialnych. Rynek WEK, w szczególności rynek usług systemowo-sieciowych charakteryzuje się jednak nieco odmienną zasadą, a mianowicie przenoszenia kosztów pomiędzy sektorami i włączania dodatkowych kosztów do opłaty systemowo-sieciowej, choć ta jest regulowana przez Urząd Regulacji Energetyki. Takie podejście skutkuje tworzeniem cen przeciętnych (socjalnych), szczególnie w taryfach G i C, niewiele się różniących niezależnie od miejsca poboru energii elektrycznej.

Model mono rynku energii elektrycznej opiera się na cenach krańcowych, kosztach unikniętych i zyskach marginalnych. Taki sposób tworzenia rynkowych zależności powoduje, że technologie droższe są wypierane przez tańsze i nowocześniejsze. Modelowanie ekonomiki mono rynku energii elektrycznej OZE jest ściśle związane ze sferą technologiczną usług wytwarzania energii oraz regulacyjno-bilansujących, a także zarządzania zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Stosując ceny krańcowe dobór miksu energetycznego staje się automatyczny i nie są wówczas konieczne dodatkowe wspomagające mechanizmy finansujące.

Wstęp do ekwiwalentowania ekonomicznego osłon kontrolnych w środowisku cen krańcowych. Powszechne stosowanie źródeł z generacją wymuszoną i ich duże nasycenie wymaga źródeł regulacyjno-bilansujących, których moc będzie uzależniona od profilu mocy tych pierwszych oraz potencjału regulacyjnego profilu zapotrzebowania. Dobór miksu pomiędzy mocą źródeł z generacją wymuszoną, a regulacyjno-bilansujących jest zagadnieniem optymalizacji wielokryterialnej, przy czym głównym kryterium jest cena energii oraz elastyczność cenowa odbiorców energii.

Tak jak w przypadku technologii wytwarzania energii elektrycznej, koszty za energię również wpływają na zapewnienie dostaw energii do odbiorcy końcowego, a w szczególności wolumenu pobieranej energii. Z punktu widzenia odbiorcy końcowego zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie wynikiem bilansu kosztów za energię oraz zasobności portfela odbiorcy/prosumenta. Niezależnie, czy osłona kontrolna jest przyłączona do KSE, czy też jest wyspą autonomiczną, można dla osłony oszacować ceny energii elektrycznej na podstawie znanych profili zapotrzebowania, stawek cen energii, kosztów inwestycji w źródła i zasobniki oraz współczynnika *net meteringu*. Z tego punktu widzenia będą realizowane inwestycje w każdej osłonie kontrolnej.

W pierwszej kolejności przeanalizowany zostanie wariant najczęściej spotykany, czyli prosument przyłączony do sieci. Wariant ten jest najbardziej rozbudowany, a każdy inny można na nim zbudować. Koszt zakupu energii elektrycznej dla prosumentów (osłona OK1-PME) związany jest z własnym zapotrzebowaniem oraz możliwościami generacyjnymi i wskaźnikiem dostosowania profilu mocy zapotrzebowania do profilu mocy źródła z generacją wymuszoną. Wskaźnik ten jest istotny z punktu widzenia sposobu rozliczania energii wprowadzonej do sieci z powodu chwilowej nadwyżki generacji. Przyjmuje się, że prosument będący odbiorcą końcowym (nie odsprzedającym energii innym podmiotom) korzysta z mechanizmu *net meteringu*, czyli opłata systemowo-sieciowa jest ekwiwalentowana zmiennym współczynnikiem *net meteringu* WNM (takie rozważania dotyczą ceny jednoskładnikowej). Zatem koszt zakupu energii z sieci można opisać ogólną zależnością:

$$K_S = (E_o - E_{pw} - E_{ws} \cdot WNM) \cdot c_{es} \quad (10)$$

gdzie: K_S – całkowity koszt zakupu energii z sieci elektroenergetycznej,

E_o – sumaryczne zapotrzebowanie odbiorników na energię elektryczną,

E_{pw} – energia lokalnie produkowana i zużywana bezpośrednio do zasilania odbiorników w osłonie kontrolnej,

E_{ws} – energia lokalnego źródła wprowadzona przez prosumenta do sieci,

WNM – współczynnik *net meteringu*,

c_{es} – cena jednostkowa energii elektrycznej zakupionej z sieci KSE.

Powyższe równanie jest bardzo ogólne, ponieważ traktuje poszczególne czynniki, wpływające na koszt całkowity zakupu energii, jako wartości uśrednione w okresie rozliczeniowym. Na tym etapie jest to w zupełności wystarczające. Całkowity koszt energii elektrycznej w osłonie kontrolnej wynosi:

$$K_E = \sum_{i=0}^j K_{OZE_i} + \sum_{i=0}^k K_{aku_i} + \sum_{i=0}^m K_{S_i} \quad (11)$$

gdzie: K_S – koszt zakupu energii z sieci elektroenergetycznej,
 K_{aku} – koszt magazynowania energii w zasobniku akumulatorowym,
 K_{OZE} – koszt energii z lokalnego źródła OZE

Cechą charakterystyczną tego rynku energii elektrycznej OZE jest możliwość dostarczania energii elektrycznej z wielu źródeł zewnętrznych, czyli od wielu dostawców energii (może to być sprzedaż sąsiedzka lub wybór innego prosumenta posiadającego w określonym czasie nadwyżkę produkowanej energii). Możliwość realizacji wyboru dostawcy wymusza stosowanie szybkich metod kontraktowania zakupu energii, np. technologii *blockchain*.

Kolejnym elementem równania (11) jest koszt energii ze źródła OZE zainstalowanego w osłonie kontrolnej:

$$K_{OZE} = (E_{pw} + E_{ws} \cdot WNM) c_{e_{OZE}} \quad (12)$$

gdzie: $c_{e_{OZE}}$ – cena jednostkowa energii elektrycznej produkowanej w źródle OZE (uwzględnia trwałość źródła i koszty eksploatacyjne).

Koszt energii zmagazynowanej w akumulatorze:

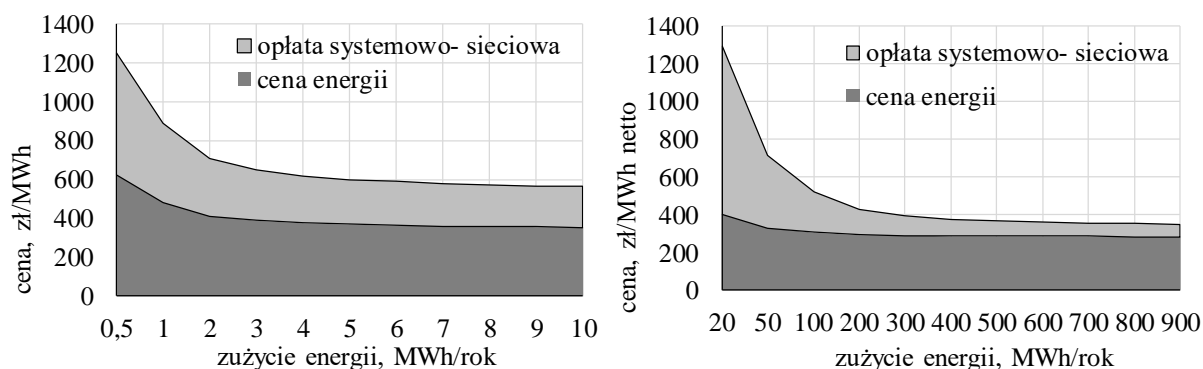
$$K_{aku} = (E_{OZEa} + E_{Sa}) c_{e_{aku}} + \frac{E_{OZEa}}{\eta_{aOZE}} \cdot c_{e_{OZE}} + \frac{E_{Sa}}{\eta_{as}} \cdot c_{es} \quad (13)$$

gdzie: $c_{e_{aku}}$ – cena jednostkowa energii elektrycznej magazynowanej w akumulatorze (uwzględnia trwałość akumulatora i koszty eksploatacyjne),
 E_{aku} – koszt magazynowania energii w zasobniku akumulatorowym,
 E_{OZE} – koszt energii z lokalnego źródła OZE.

W powyższym równaniu (13) występują współczynniki związane ze sprawnością procesu ładowania akumulatora, współczynniki te uwzględniają również sprawność procesu rozładowania, czyli całego procesu magazynowania energii w akumulatorze. Wyróżniono tutaj osobno sprawność dla procesów ładowania ze źródeł OZE i z sieci z uwagi na to, że związane są one zazwyczaj z dwoma niezależnymi przekształtnikami energoelektronicznymi. Sprawność procesu ładowania akumulatora zależna jest od mocy ładowania. W przypadku źródła z generacją wymuszoną (OZE) moc nie jest kontrolowana, tak jak w przypadku ładowania z sieci elektroenergetycznej.

Z punktu widzenia odbiorcy końcowego, zależnie od taryfy w której się rozlicza, ponoszone koszty wynikają z kilku składników ceny końcowej, a mianowicie są to składniki stałe i zmienne opłaty systemowo-sieciowej oraz ceny energii. Sama opłata systemowo-sieciowa składa się obecnie z kilku składników, a mianowicie: a) składnika zmiennej stawki sieciowej [zł/kWh], b) stawki jakościowej [zł/kWh], c) składnika stałego stawki sieciowej [zł/kW/m-c], d) stawki opłaty abonamentowej [zł/m-c], e) stawki opłaty przejściowej [zł/kW/m-c]. Docelowo opłata systemowo-sieciowa zostanie zastąpiona ekwiwalentnym współczynnikiem *net meteringu* WNM.

Struktura obecnych taryf energii elektrycznej powoduje, że przeciętna cena jednostkowa jest zależna od rocznego zakupionego wolumenu. Na rys. 21 pokazano wartości cen jednostkowych energii elektrycznej dla taryfy G11 i B22. Wykresy te pokazują również jak mogłyby wyglądać ceny jednoskładnikowe w osłonach kontrolnych. Wartości początkowe dla obu taryf mają podobną wartość. Jednak jest to w tym przypadku zbieżność związana z parametrami przyłącza SN, a mianowicie mocy przyłączeniowej wynoszącej 120 kW i składnika stałego opłaty systemowo-sieciowej odniesionego do mocy przyłączeniowej. W tab. 3 pokazano ceny opłat za energię oraz składników opłaty systemowo-sieciowej.



Rys. 21. Jednostkowe ceny energii dla taryf G11 (po lewej) i B22 (po prawej). Ceny dla taryfy B22 określono dla mocy umownej 120 kW. Dane z taryfy Tauron Dystrybucja na 2017 r. [17]

Dominującą metodą określania kosztów za energię jest bazowanie na cenach przeciętnych, co doprowadza do zafałszowania wpływu instalacji prosumenckiej na rzeczywiste koszty za energię elektryczną i rzeczywistych kosztów usług regulacyjno-bilansujących. Opieranie się na cenach przeciętnych jest miarodajne tylko dla odbiorców pasywnych. Z tego powodu warto przeprowadzić analizę kosztów energii w osłonie kontrolnej w środowisku cen krańcowych, czyli w środowisku rzeczywistego wpływu lokalnego wytwarzania i zarządzania energią na ponoszone koszty. Podstawowym założeniem przy tej analizie jest brak usługi *net meteringu*. Jest to sytuacja skrajna pokazująca zakres funkcjonowania mechanizmu *self dispatchingu*, czyli zapewnienia dostaw energii tylko we własnym zakresie wraz z usługą regulacyjną.

Dla odbiorcy końcowego, na podstawie powyższych wykresów cen przeciętnych, można oszacować roczny koszt energii elektrycznej. Natomiast ocena opłacalności mikroinfrastruktury prosumenckiej jest niejasna. Infrastruktura PME charakteryzuje się zmniejszaniem wolumenu zakupu energii z sieci elektroenergetycznej dzięki własnej produkcji ze źródła OZE, a nie sprzedażą energii produkowanej. Oznacza to, że uzysk ekonomiczny z generacji OZE znajduje się tylko w zakresie wolumenu zapotrzebowania na energię osłony kontrolnej. Wyprodukowanie więcej energii niż możliwe jest do zużycia podnosi jednostkową cenę energii, czyli koszt krańcowy rośnie. Przyjmując, że współczynnik *net meteringu* wynosi 0, lub też instalacja jest typu *off-grid*, trudność polega na dobraniu miksu energetycznego tak, aby uzyskać wystarczający efekt ekonomiczny, czyli zmniejszyć zużycie energii uzyskując założony zysk marginalny.

Tab. 3. Ceny jednostkowe energii i opłaty systemowo-sieciowej dla taryf G11 i B22 (źródło: spółka Tauron)

Taryfa G11		Taryfa B22 (120 kW)	
sprzedaż energii			
składniki stałe	składniki zmienne	składniki stałe	składniki zmienne
opłata handlowa: 11,90 zł/m-c	340 zł/MWh	opłata handlowa: 200 zł/m-c	281,7 zł/MWh
opłata systemowo-sieciowa			
składniki stałe	składniki zmienne	składniki stałe	składniki zmienne
stawka sieciowa: 7 zł/m-c	stawka sieciowa: 140,4 zł/MWh	stawka sieciowa: 7,03 zł/kW/m-c	stawka sieciowa: 35,11 zł/MWh
opłata abonamentowa: 4,80 zł/m-c	stawka jakościowa: 12,70 zł/MWh	opłata abonamentowa: 22 zł/m-c	stawka jakościowa: 12,70 zł/MWh
opłata przejściowa: 6,50 zł/m-c	opłata OZE: 3,70 zł/MWh	opłata przejściowa: 3,80 zł/kW/m-c	opłata OZE: 3,70 zł/MWh
		opłata końcowa: 0,76 zł/kW/m-s	

W celu wizualizacji funkcjonowania osłony kontrolnej w środowisku cen krańcowych przeprowadzono symulację dla OK1-PME. Przyjęto roczne zużycie energii elektrycznej w analizowanej PME na poziomie 4 MWh. Profil zużycia energii elektrycznej jest typowy dla gospodarstwa domowego. Analizę przeprowadzono dla 1 MWh kwantów eliminacji zakupu energii z sieci elektroenergetycznej. Przyjęto cztery scenariusze konfiguracji sprzętowej mikroinfrastruktury:

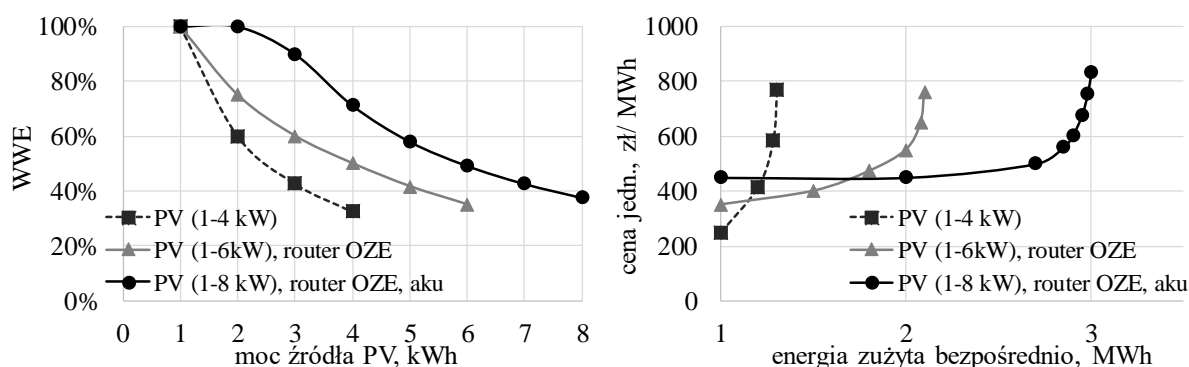
1. Instalacja źródła PV o mocy w zakresie 1 – 4 kW.
2. Instalacja źródła PV o mocy w zakresie 1 – 6 kW, sterowanie odbiornikami.
3. Instalacja źródła PV o mocy 1 – 8 kW, sterownie odbiornikami, akumulator o pojemności 2 kWh energii użytecznej.
4. Kogenerator gazowy.

Dla analizowanej mikroinfrastruktury zarejestrowane szczytowe zapotrzebowanie na moc w ciągu roku wynosi 9 kW, przy mocy przyłączeniowej 16 kW. Z uwagi na zmienność profilu mocy zapotrzebowania, i przez to niedopasowanie do profilu generacji ze źródła fotowoltaicznego, wykorzystanie energii produkowanej lokalnie jest możliwe przy małych mocach źródła z generacją wymuszoną. Typowym jest, że czym większa moc źródła OZE tym wykorzystanie energii bezpośrednio do zasilania odbiorników jest mniejsze. Zwiększenie efektywności wykorzystania energii OZE bezpośrednio do zasilania odbiorników możliwe jest przez zastosowanie sterownia odbiornikami (router OZE) oraz akumulatora. Wprowadza się tutaj wskaźnik wykorzystania energii OZE (na potrzeby bezpośredniego zasilania odbiorników w osłonie kontrolnej) w celu zobrazowania zależności mocy zainstalowanej źródła (rocznej produkcji energii) do możliwości wykorzystania energii lokalnie:

$$WWE = \frac{E_{pw}}{E_{OZE}} \cdot 100\% \quad (14)$$

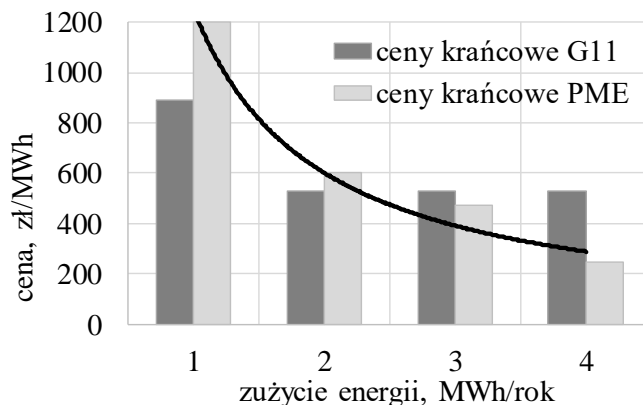
Wartości wskaźnika WWE dla poszczególnych konfiguracji pokazano na rys. 22. Na tym samym rysunku pokazano również zależność ceny jednostkowej od zużywanej bezpośrednio energii lokalnie produkowanej. Wyjaśnić tutaj należy sposób przygotowania tego wykresu, a mianowicie zwiększanie wykorzystania energii do bezpośredniego zasilania odbiorników wiąże się ze zwiększaniem mocy źródła OZE, co zostało przedstawione w postaci punktów na poszczególnych wykresach. Każdy punkt to zwiększenie mocy źródła o 1 kW.

Wartość energii, o którą prosument może zredukować zakup z sieci, a nie przekraczająca obecnej jednostkowej ceny całkowitej energii w taryfie G to dla scenariusza 1 – ok. 1,3 MWh, dla scenariusza 2 – ok. 2 MWh, a dla scenariusza 3 – ok. 2,9 MWh. Żaden ze scenariuszy konfiguracyjnych nie pozwala na całkowite ograniczenie zakupu energii z sieci. Jest to oczywiście związane z charakterem pracy źródła fotowoltaicznego. Zwiększanie pojemności akumulatora również nie pozwoli na całoroczną pracę *off-grid*.



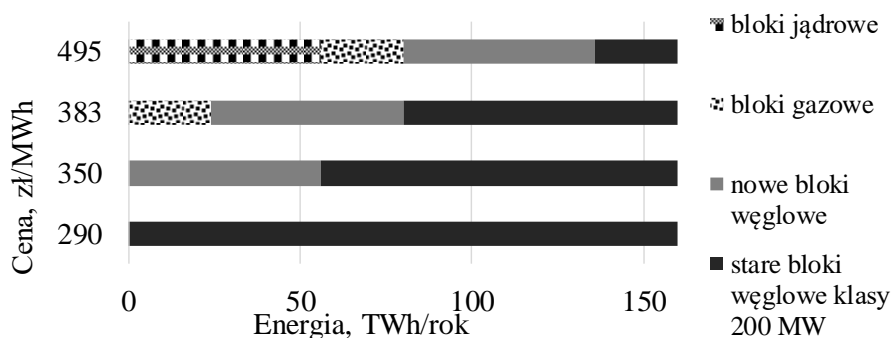
Rys. 22. Wartości wskaźnika wykorzystania energii (po lewej) oraz cena jednostkowa energii produkowanej lokalnie (po prawej) dla trzech analizowanych scenariuszy

Rozwiązaniem pozwalającym na przejście do pracy *off-grid* jest zastosowanie źródła regulacyjno-bilansującego w postaci kogeneratora gazowego, dla którego średnia cena końcowa energii elektrycznej, przy założeniu, że wykorzystywane jest również ciepło, wynosi ok. 1200 zł/MWh. Szacunkowe ceny końcowe dla analizowanych scenariuszy pokazano na rys. 23.



Rys. 23. Porównanie kosztów końcowych odbiorcy OK1 dla obecnej taryfy G11 oraz cen końcowych prosumenta

Na rys. 23 pokazano również wizualizację cen krańcowych dla taryfy G11. Można zauważyć, że cena krańcowa dla taryfy G11 jest stała od drugiej zużywanej megawatogodziny. Natomiast mikroinfrastruktura oparta na źródle OZE oraz akumulatorze dobranym do odbiorników pozwala zmniejszyć zakup energii z sieci o 3 MWh przy cenie krańcowej nie większej niż obecna w taryfie G. Cena energii dla ostatniej megawatogodziny (przejście do trybu *off-grid*) nie wydaje się wygórowana, jeśli przedstawiona zostanie z perspektywy cen energii dla proponowanego „rządowego” jakościowego miksu energetycznego. Na rys. 24 pokazano ceny jednostkowe za energię elektryczną łącznie z opłatą systemowo-sieciową (przesyłową) do granicy osłony OK4⁻, czyli stacji GPZ.



Rys. 24. Szacowane ceny jednostkowe energii elektrycznej na osłonie OK4⁻

Kolejnym czynnikiem mogącym spowodować wzrost ceny końcowej jest systematyczne zmniejszanie kupowanego wolumenu energii. W tym przypadku, jeśli opłata systemowo-sieciowa nie ulegnie zmianie, dla niewielkich ilości kupowanej energii dominujący będzie składnik stały taryfy, co pokazano na rys. 21. Obecnie już dla taryfy G11 przy zakupie energii elektrycznej do 0,5 MWh/rok cena jednostkowa jednoskładnikowa wynosi ok. 1200 zł/MWh.

Tab. 4. Ceny jednostkowe i końcowe na osłonie OK4⁻ energii elektrycznej dla technologii wytwórczych WEK

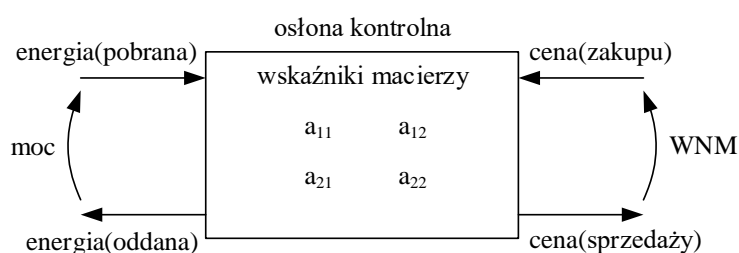
Technologia	Moc zainstalowana, GW	Cena jednostkowa energii, zł/MWh	Końcowa cena jednoskładnikowa energii na osłonie OK4 ⁻ , zł/MWh
istniejąca infrastruktura wytwórcza (w tym: 12 GW mocy w blokach klasy 200 MW oraz 6 GW w elektrowniach wiatrowych)	18	180	290
nowe bloki węglowe	6	350	460
bloki gazowe combi	5	400	510
bloki jądrowe	6	500	610

Warianty szacunków cen jednostkowych za energię elektryczną „rządowych” mikсів energetycznych, pokazanych na rys. 24, opracowano na podstawie kosztów inwestycyjnych dla poszczególnych technologii, oraz rocznego wykorzystania mocy maksymalnej technologii

wytwórczych. Do szacunków przyjęto, że opłata systemowo-sieciowa (przesyłowa) po stronie OK4⁻ wynosi 110 zł/MWh.

Analizując dane z tab. 4 można łatwo sobie wyobrazić, że cena końcowa odbiorców przyłączonych do sieci nN przekroczy 1000 zł, jeśli doliczy się wszystkie dodatkowe składniki ceny związane z opłatą systemowo-sieciową operatorów OSD. Należy również mieć na uwadze, że koszty wytwarzania energii w technologiach węglowych i jądrowych będą rosły, natomiast ceny nowych technologii OZE oraz magazynów energii elektrycznej mają tendencję malejącą. Na potwierdzenie słuszności podanej tezy można wartości miksu „rządowego” skonfrontować z projektem *Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 14.11.2017 w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej ...* [18], w którym zaproponowano referencyjne ceny za energię ze źródeł OZE. Najwyższe z nich to: instalacja o mocy do 1 MW wykorzystująca biogaz rolniczy – 570 zł/MWh oraz instalacja o mocy powyżej 1 MW wykorzystująca biogaz rolniczy – 550 zł/MWh.

Wskaźnikowe ekwiwertowanie techniczno-ekonomiczne osłony kontrolnej. Schemat blokowy osłony kontrolnej ogólnej (rys. 18) nie zawiera elementów ekonomicznych. Wskaźniki charakteryzujące osłony kontrolne, opisujące i wiążące cechy techniczne i ekonomiczne to: energia, moc, cena i współczynnik *net meteringu* WNM. W zależności od osłony kontrolnej wskaźniki te mogą reprezentować inne parametry, np. energia może dotyczyć energii pobieranej, wytwarzanej, oddawanej do sieci lub magazynowanej, a cena odzwierciedlać koszt zakupu energii bądź uzysku ze sprzedaży czy też wymiany barterowej w usłudze *net meteringu*. Powiązanie tych czterech wskaźników pozwoli odzwierciedlić zależności techniczne i ekonomiczne występujące w osłonach kontrolnych. Zaproponowano tutaj metodę powiązania wskaźnikowego ekwiwertowania techniczno-ekonomicznego osłon kontrolnych wykorzystując opis teorii czwórników z elektrotechniki (rys. 25). Zaznacza się, że teoria ta nie jest tutaj wykorzystana w sposób bezpośredni, ale dostosowana do potrzeb opisu symbolicznego i wprowadzenia funkcji wiążących wskaźniki. Opis ten jest dopiero w fazie rozwojowej, a funkcje opisujące poszczególne wskaźniki będą wyznaczane w dalszych etapach badań (będą opisane częściowo również w kolejnym raporcie z serii).



Rys. 25. Reprezentacja osłony kontrolnej jako czwórnika

Zapis macierzowy wskaźnikowego ekwiwertu techniczno-ekonomicznego osłony kontrolnej:

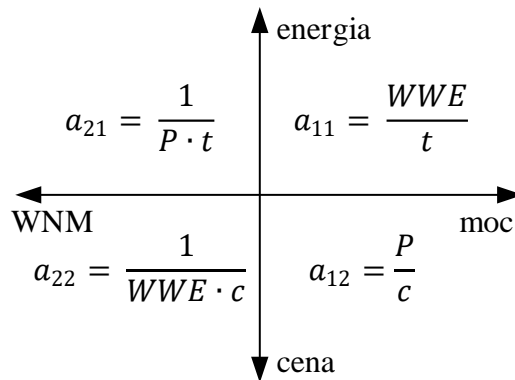
$$\begin{bmatrix} \text{moc} \\ \text{WNM} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \text{energia} \\ \text{cena} \end{bmatrix} \quad (15)$$

Rozwinięcie macierzy w równania:

$$moc = energia(pobrana) \cdot a_{11} + cena(zakupu) \cdot a_{12} \quad (16)$$

$$WNM = energia(oddana) \cdot a_{21} + cena(sprzedaży) \cdot a_{22} \quad (17)$$

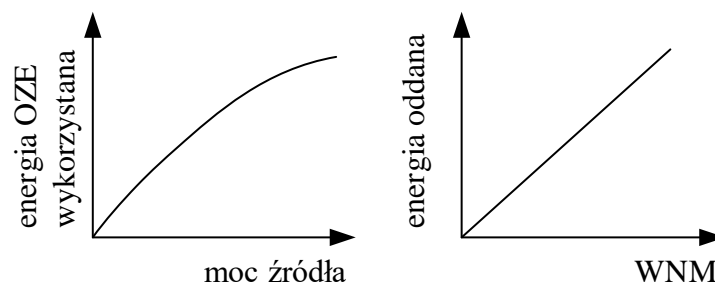
Macierz wskaźnikowego ekwiwalentu techniczno-ekonomicznego została skomponowana tak, aby powiązać wskaźniki związane z zapotrzebowaniem na energię (produkcją energii), kosztem zakupu (sprzedaży) energii i niezbędnej mocy zainstalowanej. Współczynniki „a” macierzy są to wskaźniki skali i dopasowania jednostek. Są opisane funkcjami zależności techniczno-ekonomicznych parametrów osłony kontrolnej, jak np. zależność wykorzystania energii produkowanej w OZE do zasilania odbiorników w osłonie kontrolnej od mocy źródła OZE. Taka funkcja opisująca będzie cenę krańcową energii w osłonie kontrolnej dla określonej konfiguracji infrastruktury. Strukturę i opis współczynników „a” macierzy przedstawiono na rys. 26.



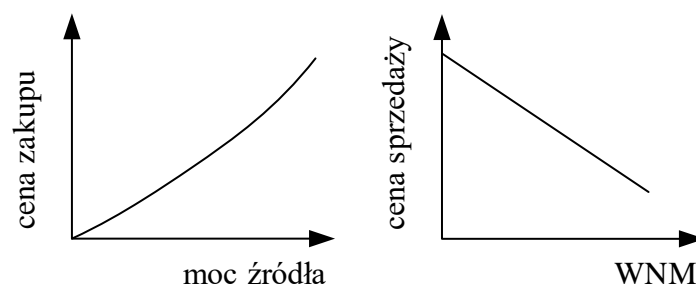
Rys. 26. Rozmieszczenie i powiązanie współczynników macierzy opisującej ekwiwalent techniczno-ekonomiczny osłony kontrolnej,

P – moc, *t* – czas, *WWE* – wskaźnik wykorzystania energii OZE, *c* - cena

Opis graficzny współczynników macierzy pokazuje ich powiązanie, a ich interpretacja fizyczna zależy od modelowanej osłony kontrolnej. Pierwsze przybliżenie do opisu funkcji współczynników „a” pokazano na wykresach (rys. 27 i rys. 28) dla osłon kontrolnych OK1-PME i OK3-NI.



Rys. 27. Wizualizacja zależności parametrów ekwiwalentu techniczno-ekonomicznego osłony OK1-PME



Rys. 28. Wizualizacja zależności parametrów ekwiwalentu techniczno-ekonomicznego osłony OK3-NI

Dla osłony kontrolnej OK1-PME współczynnik $a_{22} = 0$, ponieważ prosument korzysta z mechanizmu *net meteringu* i nie sprzedaje energii, a jedynie rozlicza ją w wymianie barterowej ze sprzedawcą zobowiązanym. Z tego powodu wraz ze wzrostem współczynnika *net meteringu* bardziej opłacalne staje się oddawanie energii do sieci. Stopień wykorzystania energii z OZE nie rośnie wprost proporcjonalnie wraz ze wzrostem mocy źródła. Dla osłony OK3-NI współczynnik $a_{11} = 0$, ponieważ inwestor NI nie pobiera energii z sieci. Ponosi natomiast koszt usługi systemowo-sieciowej. W tym przypadku cena zakupu usługi, w postaci opłaty systemowo-sieciowej, jest zależna od mocy zainstalowanej źródła. Cena sprzedaży energii w klastrze KE do odbiorców i prosumentów zależy od współczynnika *net meteringu* (w Raporcie opłata systemowo-sieciowa jest ekwiwalentowana za pomocą współczynnika *net meteringu*). Cena jednoskładnikowa energii maleje jeśli inwestor NI ponosi mniejszy koszt związany z wykorzystaniem *net meteringu*. W konsekwencji inwestor NI będzie równoważył moc źródła z lokalnymi potrzebami odbiorców i prosumentów.

Do opracowania niniejszego raportu zostały wykorzystane następujące materiały:

Cykl Raportów BŻEP *Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE. Perspektywa 2050*, zasoby CIRE <https://www.cire.pl>, oraz biblioteki BŻEP <http://klaster3x20.pl>

- [1] *Architektura wschodzącego rynku energii elektrycznej (R5)*. Popczyk J. Listopad 2017.
- [2] *Struktura polskiego bilansu wytwórczego 2050 na mono rynku energii elektrycznej OZE – zawężanie obszaru poszukiwań (etap 3) (R4)*. Popczyk J., Bodzek K. Listopad 2017.
- [3] *Trajektoria transformacyjna 2018-2050 polskiej energetyki – zawężanie obszaru poszukiwań (etap 2) (R3)*. Popczyk J., Fice M. Listopad 2017.
- [4] *Mono rynek energii elektrycznej (użytecznej) OZE (R2)*. Popczyk J. Listopad 2017.
- [5] *Przełom w energetyce (R1)*. Popczyk J. Październik 2017.

Pozostałe źródła:

- [6] Kolbiński K. (red). *Historia Elektryki Polskiej*. Tom II – Elektroenergetyka. WNT, Warszawa 1992.

- [7] *Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi*. Wersja 1.0, Tekst jednolity obowiązujący od dnia 1.01.2017 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne.
- [8] *Instrukcja pracy systemów połączonych UCTE – Załącznik 1 (A1): Regulacja mocy i częstotliwości*. Wersja ostateczna 1.9 E, 2004. UCTE.
- [9] Norma PN-EN 50160:2010. Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych.
- [10] Michalak J., Zygmantowski M.: *Charakterystyki obciążeń typowych odbiorników energii elektrycznej w gospodarstwach domowych*. Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, www.klaster3x20.pl, Gliwice 2015.
- [11] Michalak J., Zygmantowski M.: *Przekształtniki energoelektroniczne w EP*. Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, www.klaster3x20.pl, Gliwice 2015.
- [12] Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
- [13] Norma PN-ISO 8528-5:1997. Zespoły prądowórcze prądu przemiennego napędzane silnikiem spalinowym tłokowym.
- [14] Ustawa z dnia 13 kwietnia 2016 r. o systemach oceny zgodności i nadzoru rynku.
- [15] *Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej*. Tekst jednolity obowiązujący od 1.02.2016 r. Tauron Dystrybucja.
- [16] Norma PN-EN 62040. Systemy bezprzerwowego zasilania (UPS).
- [17] Strona internetowa Tauron Dystrybucja S.A. , www.tauron-dystrybucja.pl, pobranie marzec 2017.
- [18] Projekt z 14 listopada 2017 *Rozporządzenia Ministra Energii w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2018 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2018 r.* Rządowe Centrum Legislacji, legislacja.rcl.gov.pl. 2017.
- [19] Strona internetowa Polskich Sieci Elektroenergetycznych, www.pse.pl , pobranie luty 2017
- [20] Strona internetowa publikacji danych systemowych ENTSOE (European Network of Transmission System Operators for Electricity), transparency.entsoe.eu, pobranie luty 2017

*Zespół autorski Cyklu Raportów BŻEP deklaruje współpracę z wszystkimi Zainteresowanymi uczestnictwem w pracach na rzecz rozwiązywania zadań wskazywanych sukcesywnie, począwszy od Raport (6), w „Księżce Szkocekiej” powiązanej z Cyklem. Zainteresowani przedstawieniem swoich (własnych) propozycji nie są skrzepowani w żaden sposób współpracą z Zespołem autorskim Cyklu Raportów BŻEP (Zespół zakłada przy tym, że rozwiązania będą publicznie udostępnione). Księga jest redagowana z uwzględnieniem następujących zasad edytorskich. Wpisy do Księgi mają jednolitą narastającą numerację: 1,2,3, ... (tworzy się tym samym uporządkowaną listę wpisów). Powołania na opublikowane raporty (Cyklu BŻEP) mają postać: **Raport [...]**. Raport, do którego odnoszą się bieżące wpisy, jest oznaczany: **Raport (...)**.*

Księga Szkoceka – zapis związany z tematyką Raportu (6)

Raport dr inż. M. Fice , otwierający badania dotyczące ekwiwalentowania osłon kontrolnych OK1 i OK2 na rynkach wschodzących energii elektrycznej OZE (po stronie podażowej) i na

rozproszonych rynkach energii użytecznej (po stronie popytowej) w środowisku kosztów krańcowych prowadzi do nowych zadań o dużym praktycznym znaczeniu. Oczywiście, muszą one mieć kontynuację w badaniach dotyczących równań (15), (16) i (17), jak również rozszerzających analizy na poszczególnych osłonach. Także w badaniach dotyczących nowego modelu technicznego sieci rozdzielczych nN-SN, całkowitej przebudowy rynkowej opłaty systemowo-sieciowej (net metering, cenotwórstwo czasu rzeczywistego), wreszcie narzędzi transakcyjnych (w szczególności takich jak blockchain). Te zagadnienia będą przedmiotem kolejnych Raportów w cyklu BŻEP. Istnieje jednak klasa (bardzo pilnych) zagadnień powiązanych z operatorstwem rozproszonym, które wymagają unikatowych praktycznych kompetencji charakterystycznych dla bardzo szerokiego środowiska CIRE. Uwzględnia to wpis do Księgi Szkockiej związany z tematyką Raportu (6). Wpis obejmuje w szczególności cztery charakterystyczne (bardzo ważne) zadania do rozwiązania (opracowania). Są to.

1. Opracowanie modeli referencyjnych (multiplikowalnych/skalowalnych w masowym wymiarze) służących do szacowania efektów selfdispatchingu (operatorstwa rozproszonego) w dwóch segmentach. Po pierwsze, chodzi o model referencyjny korzyści prosumentów w energetyce EP wynikających z partycypacji prosumenckiej w operatorstwie rozproszonym. Po drugie, o model referencyjny do podejmowania decyzji inwestycyjnych przez niezależnych inwestorów w energetyce NI. Przy tym stawia się tu roboczą hipotezę, że o przeniesieniu zasobów regulacyjno-bilansujących ze schodzącego rynku WEK na wschodzące rynki EP-NI zadecyduje rozwój trzech segmentów źródeł rozproszonych, w ścisłym powiązaniu z rozwojem bardzo zróżnicowanych rozproszonych technologii zasobnikowych na rynkach energii użytecznej (nowych usług energetycznych, budowanych w postaci synergicznych łańcuchów wartości). Pierwszy segment źródeł, to źródła zasilane biogazem z biogazowni utylizacyjno-rolniczych. Dwa kolejne, to pomostowe segmenty źródeł gazowych i dieslowskich zasilanych paliwami z dwóch transferów paliwowych. Wielkie znaczenie technologii zasobnikowych wiąże się z kolei z antycypowanym w kolejnych latach, do 2030 r., szokowym rozwojem rynku akumulatorów elektrycznych. Podobnym do tego, który w ciągu ostatnich dziesięciu lat był charakterystyczny dla rynku źródeł PV, i który zdecydował o praktycznym ukształtowaniu się energetyki EP.

2. Nieuchronność rozwoju rozproszonego operatorstwa, i ogólnie transformacji energetyki w całości, pociąga za sobą pilną potrzebę rozwiązania zadania polegającego na integracji dwóch mechanizmów rynkowych, którym są poświęcone obecnie dwie odrębne regulacje. Są to aukcje OZE (ustawa o odnawialnych źródłach energii) oraz rynek mocy (ustawa procedowana w parlamencie). Bez wątpienia przyszedł czas, aby aukcje OZE stały się narzędziem pobudzenia inwestycji w źródła biogazowe posiadające zdolności regulacyjno-bilansujące (w maksymalnej wersji chodzi o źródła wyposażone w magazyny biogazu, posiadające „przewymiarowane” agregaty prądotwórcze) adekwatne do potrzeb regulacyjno-bilansujących: w osłonach OK2 – mikroelektrownie klasy (10-40) kW, a w osłonach OK3 – elektrownie klasy 1 MW. Z kolei rynek mocy powinien być zastąpiony, tylko w okresie przejściowym, aukcjami na pomostowe źródła gazowe i dieslowskie zasilane paliwami z dwóch transferów paliwowych (por. zadanie 1), o mocach właściwych dla osłon kontrolnych OK2 i OK3, takich jak w wypadku źródeł biogazowych). Podkreśla się, że aukcje powinny być adresowane do osłon wskazanych przez operatorów OSD(nN-SN) na podstawie analiz sieciowych (osłon cechujących się niewydolnością sieciową).

3. *Sformułowanie zadań 1-2 prowadzi do postawienia zadania 3. Mianowicie, jest to zadanie polegające na udowodnieniu, lub odrzuceniu, roboczej hipotezy stawianej od dwóch lat przez niżej podpisanego (BŻEP), że systemy wsparcia mogą być (i powinny być) wygaszone w Polsce na rynku energii elektrycznej w horyzoncie 2025. Oczywiście, częścią hipotezy jest postulat konieczności (i potrzeby) odpowiedniego (według architektury przedstawionej w Raporcie [1]) ukształtowania rynku energii elektrycznej.*

4. *Nieuchronny rozwój rozproszonego operatorstwa na wschodzącym mono rynku energii elektrycznej OZE (zadanie 1), integracja systemu aukcyjnego dla źródeł OZE z „rynkem mocy” zmodyfikowanym do postaci aukcji dla źródeł rozproszonych zasilanych paliwami z dwóch transferów paliwowych (zadanie 2) i wygaszenie systemów wsparcia w horyzoncie 2025 (zadanie 3) potwierdza potrzebę rewizji programu pomostowego rewitalizacji bloków węglowych 200 MW; zagadnienie znane w elektroenergetyce WEK od dwóch lat pod nazwą „Program 200+”. Niżej podpisany stawia (BŻEP) od dwóch lat roboczą hipotezę, że bloki 200 MW powinny być rewitalizowane do pracy podstawowej. Potrzeba jednoznacznego rozstrzygnięcia celów rewitalizacyjnych (praca podstawowa lub regulacyjno-bilansująca, przystosowanie do unijnych wymagań środowiskowych, zwiększenie sprawności, wydłużenie resursu technicznego) w wypadku bloków 200 MW (szacuje się, że w KSE jeszcze ponad 40 bloków może być poddanych rewitalizacji) ma ogromne znaczenie praktyczne ze względu na nakłady finansowe i inne skutki poszczególnych opcji rewitalizacyjnych.*

*Jan Popczyk
Gliwice, 6.12.2017*

Adresy do celów uzgodnieniowych związanych z Zapisem dotyczącym Raportu (6):
jan.popczyk@polsl.pl
marcin.fice@polsl.pl