

CENOTWÓRSTWO (1)

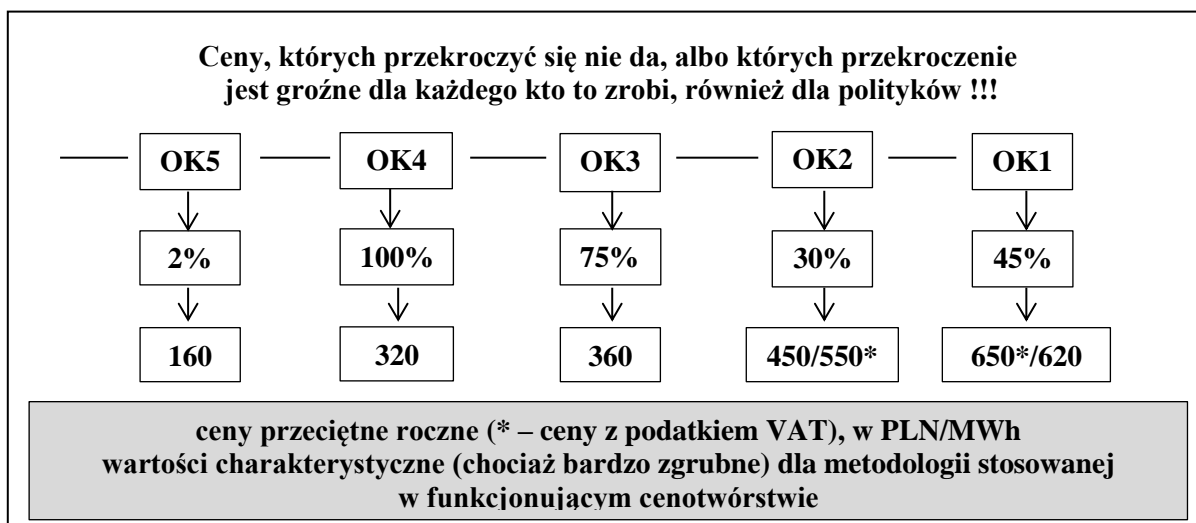
podstawy i architektura rozproszonego cenotwórstwa

J. Popczyk, K. Bodzek, K. Dębowski, M. Fice, R. Wójcicki

Obecny model rynku energii elektrycznej (jego warstwa transakcyjna) jest – w sieciach nasyconych źródłami rozproszonymi – bardziej oderwany od fizycznych rozptyłów sieciowych niż model cenotwórstwa rozproszonego i transakcji wirtualnych (ponad siecią), któremu jest poświęcony Raport.

Czyli model z opłatą systemowo-sieciową uzmiennioną za pomocą net meteringu kalibrowanego wewnątrz osłon kontrolnych OK1, OK2, OK3,

Przez ostatnie 20 lat rynek energii elektrycznej w dużym stopniu utożsamiany był z rynkiem hurtowym, a w szczególności z rynkami: bilansującym, giełdowym, systemami wsparcia OZE (i innymi systemami wsparcia) oraz rynkiem uprawnień do emisji CO₂. Rynki te były dostosowywane do szybko postępującej recentralizacji elektroenergetyki, zapoczątkowanej utworzeniem w 2000 r. Południowego Koncernu Energetycznego (PKE). W dostosowywaniu brał udział regulator rynku (URE), który całkowicie zaniedbał przebudowę rynku taryfowego dla odbiorców końcowych. Zaniedbanie to ma już charakter strukturalny, zwłaszcza uwzględniając fakt, że ostatnie 20 lat jest okresem cywilizacyjnej dyfuzji nowych technologii internetowych do gospodarstw domowych. Stąd – a także z niewydolności inwestycyjnej energetyki WEK z jednej strony oraz z przełomu, który nastąpił w rozwoju technologii OZE, i dokonującej się przebudowy modeli biznesowych na rynkach energii – wynika, że nie ma już miejsca na kosmetyczne zmiany rynku energii elektrycznej. Potrzebne są zmiany fundamentalne, aby nie dopuścić do przekroczenia cen pokazanych na rys. 1.



Rys. 1. Polskie ceny energii elektrycznej (osłony kontrolne OK1 do OK5 patrz rys. 2)

W kontekście tytułu Raportu oraz rys. 1 należy podkreślić, że cenotwórstwo rozproszone jest kategorią właściwą dla energetyki EP-NI, czyli dla rynku wschodzącego energii elektrycznej i prosumenckich rynków energii użytecznej, osłony OK1, OK2, OK3 i OK4⁺ (Raporty [1] do 12]). Osłony OK4⁻ i OK5 wyznaczają z kolei obszar rynku hurtowego energii elektrycznej WEK funkcjonującego na infrastrukturze sieciowej 400-220-110 kV, od połączeń transgranicznych do GPZ-ów (ryнку z giełdą towarową energii elektrycznej, w szczególności z rynkiem *market coupling*, i z rynkiem bilansującym). Osłony OK1 do OK5 (w tym osłony OK4⁻ i OK4⁺) określają segmenty rynkowe, z których każdy w gruncie rzeczy wytwarza własne cenotwórstwo. Udziały procentowe podane na rys. 1 oznaczają udziały tych segmentów w całym krajowym rynku energii elektrycznej. Oczywiście, udział podany dla osłony OK5 oznacza saldo po stronie podażowej krajowego rynku energii elektrycznej. Pozostałe udziały odnoszą się do strony popytowej tego rynku. Udział podany w wypadku osłony OK3 oznacza cały popyt krajowy zaspakajany obecnie z sieci nN-SN. Jest to zarazem potencjał rynku wschodzącego energii elektrycznej, do ukształtowania w postaci minisystemów WME (wirtualny minisystem elektroenergetyczny), klastrów, spółdzielni, elektrowni wirtualnych, ewentualnie innych prawnych platform regulacyjnych.

Z kolei krótkie objaśnienie do cen na rys. 1 jest następujące. Ceny na osłonie OK5 (połączenia transgraniczne) są cenami charakterystycznymi na rynku *market coupling*. Ceny na osłonie OK4 są cenami taryfowymi dla odbiorców przemysłowych zasilanych z sieci 110 kV (za pomocą GPZ-ów przemysłowych); potencjalnie są to zarazem ceny w obrocie na osłonie OK4, kluczowe z punktu widzenia konkurencji między rynkami energii elektrycznej: schodzącym i wschodzącymi. Ceny na osłonie OK3 są charakterystycznymi cenami „wejścia” do klastrów energii funkcjonujących na infrastrukturze SN/nN.

Ceny na osłonie OK2 są charakterystyczne dla odbiorców zasilanych z sieci SN (ze stacji transformatorowych SN/nN). Pierwsza z nich (bez podatku VAT) jest ceną taryfową dla przedsiębiorców. Druga natomiast (z podatkiem VAT) byłaby charakterystyczna dla odbiorców z segmentu ludnościowego w miastach mieszkających w dużych blokach (spółdzielnie mieszkaniowe). Byłaby, gdyby nie arbitralna kwalifikacja taryfowa tych odbiorców, prowadząca do podwyższania cen względem kosztów. Mianowicie kwalifikacja do taryf, które są oderwane od miejsca przyłączenia (stacje transformatorowe SN/nN) bloków mieszkalnych do KSE. Są natomiast podporządkowane celowi socjalnemu, którym jest w gruncie rzeczy zrównanie cen energii elektrycznej dla ludności.

Na osłonie OK1 (przyłącze nN) jest podobna sytuacja jak na osłonie OK2. W tym wypadku porównywalna cena dla ludności (bez podatku VAT, wynosząca około 530 PLN/MWh), kształtuje się znacznie poniżej ceny dla przedsiębiorców. Czyli jest to przypadek, w którym w ramach socjalizacji taryf (wyrównywania cen dla ludności) obniża się ceny energii elektrycznej poniżej kosztu.

Retrospekcja. Konceptyjne podstawy rynku energii elektrycznej funkcjonującego w Polsce tworzone były w ramach reformy ustrojowej 1990-1995 [5]. Wówczas kluczowe znaczenie miało zastosowanie rozwiązań i wykreowanie mechanizmów uwalniających polską elektroenergetykę (sektor): po pierwsze – od podporządkowania polityczno-technicznego (w szczególności od rozwiązań i mechanizmów funkcjonujących w ramach Systemu POKÓJ,

czyli w połączonym systemie obejmującym system ZSRR na obszarze obecnej Ukrainy oraz systemy krajów Europy Środkowej), po drugie – od pełnego monopolu techniczno-organizacyjnego, w ramach którego istniały: PDM (Państwowa Dyspozycja Mocy), rachunek wyrównawczy (ceny transferowe między przedsiębiorstwami elektroenergetycznymi), taryfy urzędowe (i subsydiowanie skrośne między grupami odbiorców), wreszcie państwowe inwestycje centralne. W 1995 r., na koniec reformy, krajowy system elektroenergetyczny (KSE) pracował już w zachodnio-europejskim systemie UCPTÉ (obecnie UCTE); infrastruktura elektroenergetyczna była pierwszą polską infrastrukturą, o kluczowym znaczeniu, włączoną w przestrzeń ekonomiki i bezpieczeństwa europejskiego.

Ponadto, od początku 1995 r. zaczął funkcjonować hurtowy rynek energii elektrycznej (na infrastrukturze sieciowej 400-220 kV, między PSE i spółkami dystrybucyjnymi). Prace nad modelem rynku, skoncentrowane w PSE, rozpoczęły się już 1993 r. Model był w pełni zgodny z generalnymi założeniami reformy decentralizacyjno-liberalizacyjnej.

Podstawowymi mechanizmami wdrożonego rynku hurtowego były: **1°** – taryfa hurtowa między PSE i spółkami dystrybucyjnymi, jednolita dla 33 spółek dystrybucyjnych, przenosząca prawidłowo strukturę kosztów wytwarzania energii elektrycznej poprzez zróżnicowanie stawek za energię elektryczną w trzech strefach doby (szczyt wieczorny, szczyt ranny, pozostała część doby) w dniach roboczych i świątecznych oraz w sezonach zimowym i letnim), **2°** – opłata przesyłowa, na którą składały się: opłata za korzystanie z systemu przesyłowego (sterowanie systemem, przyłączenie do systemu przesyłowego, infrastruktura przesyłowa) oraz opłata za straty przesyłowe, **3°** – kontrakty długoterminowe (KDT) między PSE i wytwórcami; były to kontrakty zapewniające warunki finansowania strategii rewitalizacyjnej najstarszych zasobów wytwórczych w KSE, w szczególności wymiany wyeksploatowanych bloków wytwórczych w elektrowniach i elektrociepłowniach (w koncepcji reformy realizowanej w latach 1990-1995 segment kontraktów KDT miał osiągnąć udział wynoszący 20% w całym rynku wytwarzania energii elektrycznej – ograniczenie segmentu KDT do takiego udziału miało na celu ochronę mechanizmów konkurencji na hurtowym rynku energii elektrycznej; w kolejnych latach, w ramach programowego odchodzenia od założeń prokonkurencyjnej reformy 1990-1995, udział segmentu KDT został zwiększony do ponad 80% całego rynku wytwórczego), **4°** – kontrakty średnioterminowe (między PSE i wytwórcami), stabilizujące rynek paliwowy dla potrzeb produkcji energii elektrycznej, **5°** – bardzo innowacyjny mechanizm, którym była wdrożona reguła kosztów unikniętych przy zakupie od elektrociepłowni („zawodowych”) energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu. W 1995 r. oprócz wdrożonych mechanizmów bardzo zaawansowane były prace nad dalszymi z nich, takimi jak: **6°** – rynek giełdowy; w ogólnej koncepcji rynek ten dopełniał rynki: kontraktów długoterminowych (inwestycyjnych) i kontraktów średnioterminowych (modernizacyjnych, realizowanych w sferze działań eksploatacyjnych), w 1995 r. planowane było szybkie wdrożenie rynku giełdowego, jako mechanizmu zapewniającego przyspieszenie konkurencji, **7°** – zaawansowane były także przygotowania do wdrożenia zróżnicowanych na terenie kraju taryf dla odbiorców końcowych – mianowicie, taryf zapewniających pokrycie rzeczywistych kosztów, czyli taryf ze stawkami określanymi w ramach indywidualnych kalkulacji poszczególnych spółek dystrybucyjnych.

Bez wątpienia, następnym istotnym impulsem rozwojowym rynku energii elektrycznej było uchwalenie ustawy Prawo energetyczne (ustawa, nad którą prace rozpoczęły się już w 1991 r., weszła w życie w 1997 r.) i powołanie Prezesa URE (czerwiec 1997). Znaczenie ustawy w pierwszym okresie jej funkcjonowania (do 2000 r.) polegało na tym, że zapewniała ona zgodność dalszego (po 1995 r.) rozwoju polskiego rynku energii elektrycznej z pierwszą dyrektywą liberalizacyjną dotyczącą unijnego rynku energii elektrycznej, mianowicie z dyrektywą 96/92 z 1996 r. (projekt dyrektywy został ogłoszony przez Komisję Europejską cztery lata wcześniej, w 1992 r.). Podkreśla się, że w tym okresie w koncepcji rynku energii elektrycznej mieściły się tak daleko idące rozwiązania prokonkurencyjne jak np. rynki lokalne, w tym lokalne giełdy energii elektrycznej oraz rynki usług systemowych na poziomie operatorów dystrybucyjnych i nieregulowany obrót energią elektryczną z udziałem niezależnych wytwórców i dostawców; we współczesnych realiach rynkowych odpowiednikiem byłaby energetyka NI. W opracowanej koncepcji mieściło się również takie rozwiązanie, jak całkowite uwolnienie cen dla odbiorców końcowych (zgodnie ze strategią rządową uwolnienie to miało nastąpić najpóźniej do 1999 r.).

Stan istniejący. Obecne, dominujące środowisko rynkowe WEK, obejmuje koncepcję (wraz z rozwiązaniami pilotażowymi) tworzoną w latach 1990-1995 oraz mechanizmy i infrastrukturę (fizyczną) tworzone w okresie 1995-2010. Składają się na to środowisko w największym uproszczeniu rozwiązania z obszaru taryf końcowych, mechanizmy rynku hurtowego oraz rozwiązania z obszaru operatorstwa.

1. Taryfy końcowe kształtują się następująco (grube szacunki, 2017): WN-A (A23) – 200/100 PLN/MWh; SN-B (B11, B21, B22, B23) – 220/130 PLN/MWh; nN-C (C11, C12, C21, C22) – 320/300 PLN/MWh; nN-G (G 11, G12) – 260/260 PLN/MWh (ceny x/y oznaczają przeciętne ceny, bez podatku VAT: energii (elektrycznej) oraz usług systemowo-sieciowych, odpowiednio). Podkreśla się, że taryfy końcowe istniały przed 1990 r., ale były to taryfy realizujące na wielką skalę mechanizm subsydiowania skrośnego. Na przykład ceny energii dla odbiorców z segmentu ludnościowego, zasilanych z sieci nN (taryfy G) były 3-krotnie niższe niż dla przemysłu zasilanego z sieci 110 kV (taryfy A); jednak ceny dla przedsiębiorców zasilanych z sieci nN (taryfy C) były znacznie wyższe od cen dla ludności. W okresie do 1993 r. została przeprowadzona wielka modernizacja taryf końcowych. W rezultacie po 1993 r. cenotwórstwo dla odbiorców końcowych było już, z wyjątkiem taryf G, realizowane z wykorzystaniem zasady „cena odzwierciedla koszt” (elektroenergetyka mentalnie nie była natomiast wówczas gotowa jeszcze na zasadę „cena odzwierciedla wartość”, o którą chodzi obecnie). Restrukturyzacja taryf G została całkowicie zatrzymana po 1995 r. Obecnie rodzą się na nowo koncepcje wykorzystania taryf końcowych do subsydiowania skrośnego (w takim kierunku zmierza procedowana w sejmie ustawa o rynku mocy).

2. Rynek hurtowy obejmuje kontrakty bilateralne średnioterminowe, rynki giełdowe RDN (rynek dnia następnego), RDB (rynek dnia bieżącego). Nie ukształtował się natomiast nigdy rynek inwestycyjny źródeł wielkoskalowych (podkreśla się, że to nie jest tylko polski problem). Oczywiście, brak tego rynku ma podstawy fundamentalne, czego nie rozumieją aktywizujący się współcześnie promotorzy rynku mocy (wytwórców), dążący do odbudowania etatystycznego modelu energetyki.

3. Operator systemu przesyłowego – system informatyczny SOWE (system operatywnej współpracy z elektrowniami), instrukcja IRiESP (instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej), rynek techniczny (RB).
4. Operatorzy systemów dystrybucyjnych – instrukcja IRiESD (instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej), taryfy dystrybucyjne.
5. System informatyczny WIRE (system wymiany informacji rynku energii).

Synteza cen jednoskładnikowych energii elektrycznej – stanowiąca punkt wyjścia do oszacowań stopnia socjalizacji (podtrzymywania subsydiowania skrośnego) taryf końcowych B, C, G – została przedstawiona w tab. 2. Istotą tej syntezy są ceny w wymienionych taryfach mające podstawę w zasadzie „ceny odzwierciedlają koszty”.

Przedstawione oszacowania uwzględniają w szczególności dostosowanie taryf B i C do zróżnicowanych kosztów systemowo-sieciowych (w dominującej części sieciowych) na obszarach wiejskich i w miastach. W wypadku taryfy G tabela uwzględnia w miastach podział na taryfę G dla odbiorców w blokach mieszkalnych oraz w domach jednorodzinnych; w pierwszym wypadku wyłącza się z taryfy składową opłaty związaną z siecią nN. Widać, że kosztowa zasada cenotwórcza prowadzi do dużych różnic cen energii elektrycznej dla ludności.

Tab. 1. Szacunkowe ceny jednoskładnikowe w poszczególnych taryfach (2017)

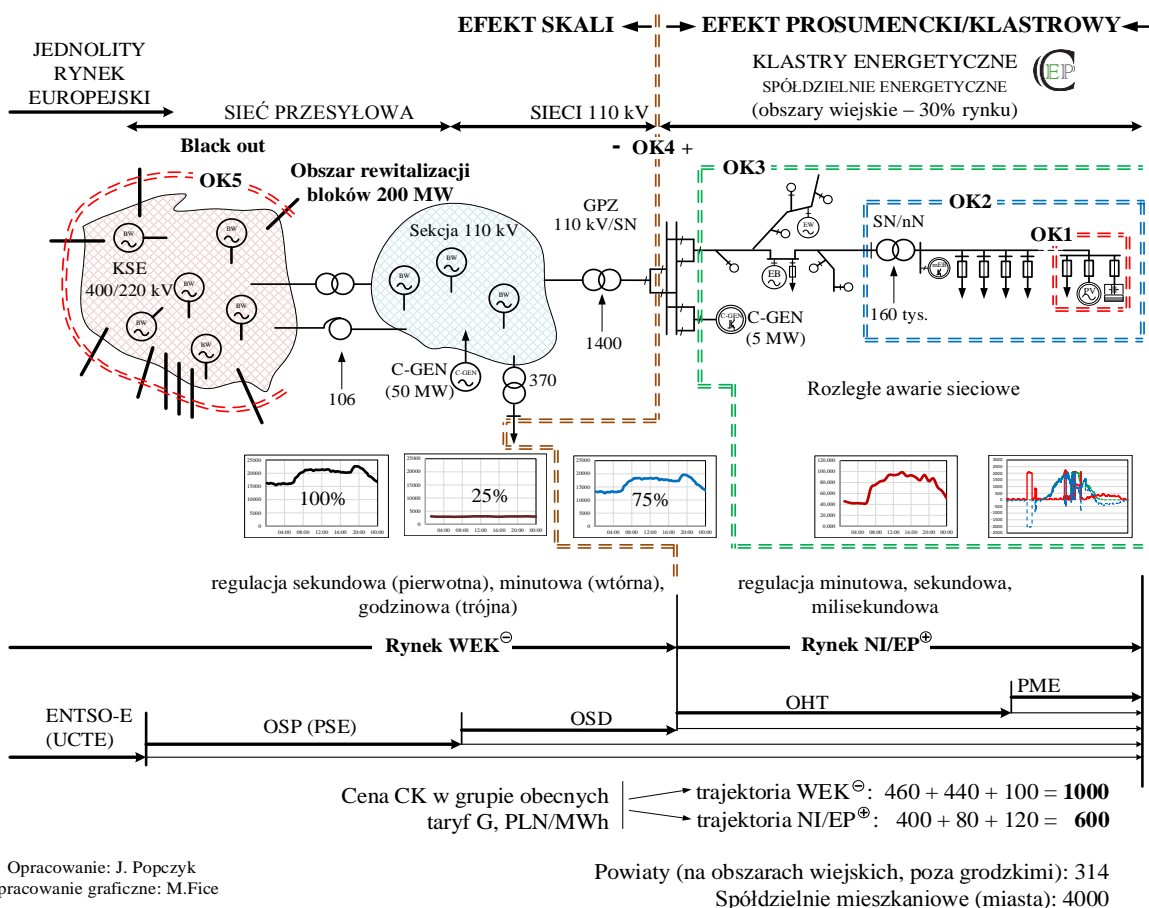
Taryfa	Cena, PLN/MWh		
A (bez VAT)	300		
	taryfy/ceny socjalne (bez istotnego zróżnicowania dla miast i obszarów wiejskich)		
B (bez VAT)	450		
C (bez VAT)	620		
G (z VAT)	650		
	taryfy/ceny odzworowujące koszty		
	miasta		obszary wiejskie
B (bez VAT)	400		500
C (bez VAT)	600		750
G (z VAT)	blok mieszkalny	dom	dom
	450	650	750

Różnice te byłyby jeszcze większe w wypadku wprowadzenia na rynek energii elektrycznej fundamentalnej zasady dla rynków silnie konkurencyjnych, mianowicie zasady „cena odzwierciedla wartość”. Taka zasada jest właściwa, i powinna być już bezwzględnie stosowana na obecnym etapie transformacji energetyki (dla zapewnienia racjonalnego równoważenia rynków: schodzącego i wschodzących)

PODSTAWY

Trzy sprawy uznaje się za podstawowe w kontekście rozproszonego cenotwórstwa na rynku wschodzącym energii elektrycznej (lepiej: na rynkach wschodzących). Jest to model KSE (z jednoznacznie zdefiniowanymi osłonami kontrolnymi, od OK1 do OK5). Są to profile (zapotrzebowania, produkcji wymuszonej źródeł OZE, produkcji bloków węglowych pełniących funkcje regulacyjno-bilansujące). Wreszcie jest to elastyczność cenowa popytu w środowisku kosztów krańcowych długoterminowych (inwestycyjnych) oraz cen dynamicznych (cen krańcowych krótkoterminowych).

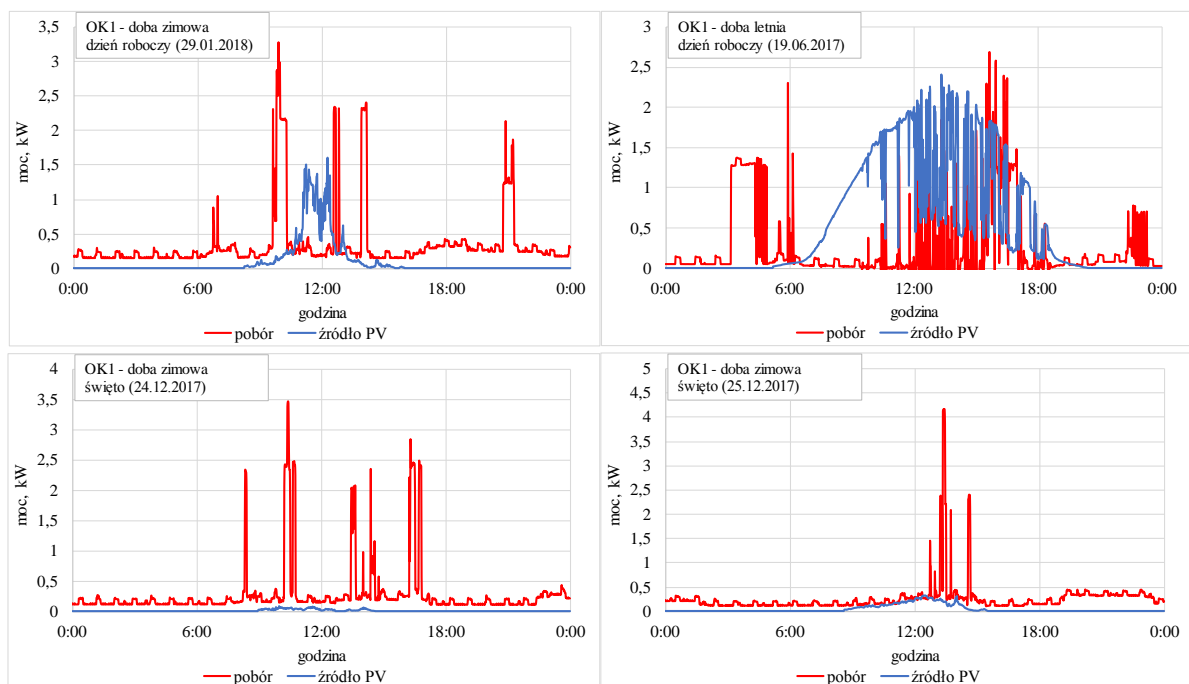
Model KSE. Podstawą przedstawionej w Raporcie koncepcji cenotwórstwa rozproszonego jest schemat KSE, z osłonami kontrolnymi pięciu rodzajów, od OK1 do OK5 [5]. Fundamentalne znaczenie ukształtowania schematu KSE dla potrzeb analiz rynkowych wiąże się z tym, że wirtualizacja handlu energią elektryczną musi zbliżyć ten handel do fizycznej infrastruktury KSE znacznie bardziej niż jest to w modelu obecnie funkcjonującego „ryнку”, będącego bezpośrednim spadkobiercą monopolu WEK. Jest to jeden z paradoksów transformacji energetyki, którego wyparcie z powszechnej świadomości będzie jedną z największych trudności w kolejnych latach.



Rys. 2. Synteza zagadnień związanych z przebudową systemu operatorskiego w KSE od scentralizowanego (OSP, OSD) do rozproszonego (zwłaszcza w osłonach OK1 do OK2)

Oslony kontrolne stanowią jądro racjonalizacji struktury (architektury) rynku i cenotwórstwa (węższa kategoria) energii elektrycznej. Oslony te określa się następująco: OK1 – osłona prosumencka przecinająca przyłącze nN (wyodrębniająca prosumenta z segmentu ludnościowego), OK2 – osłona przecinająca pola liniowe nN stacji transformatorowej SN/nN (wyodrębniająca infrastrukturę nN), OK3 – osłona przecinająca pola przyłączeniowe (do infrastruktury SN/nN) źródeł oraz prosumentów/odbiorców (wyodrębniająca klastry, spółdzielnie, elektrownie wirtualne, wirtualne minisystemy elektroenergetyczne WME), OK4 – osłona przecinająca pola liniowe SN stacji transformatorowej 110 kV/SN (wyodrębniająca infrastrukturę nN-SN), OK5 – osłona przecinająca połączenia transgraniczne KSE z systemem UCTE, wyodrębniająca rynek krajowy z jednolitego rynku unijnego (europejskiego). Koncepcja osłon kontrolnych jest kluczowa z punktu widzenia efektywnego wiązania ze sobą całkowicie nowych możliwości technologicznych z całkowicie nową architekturą rynkową.

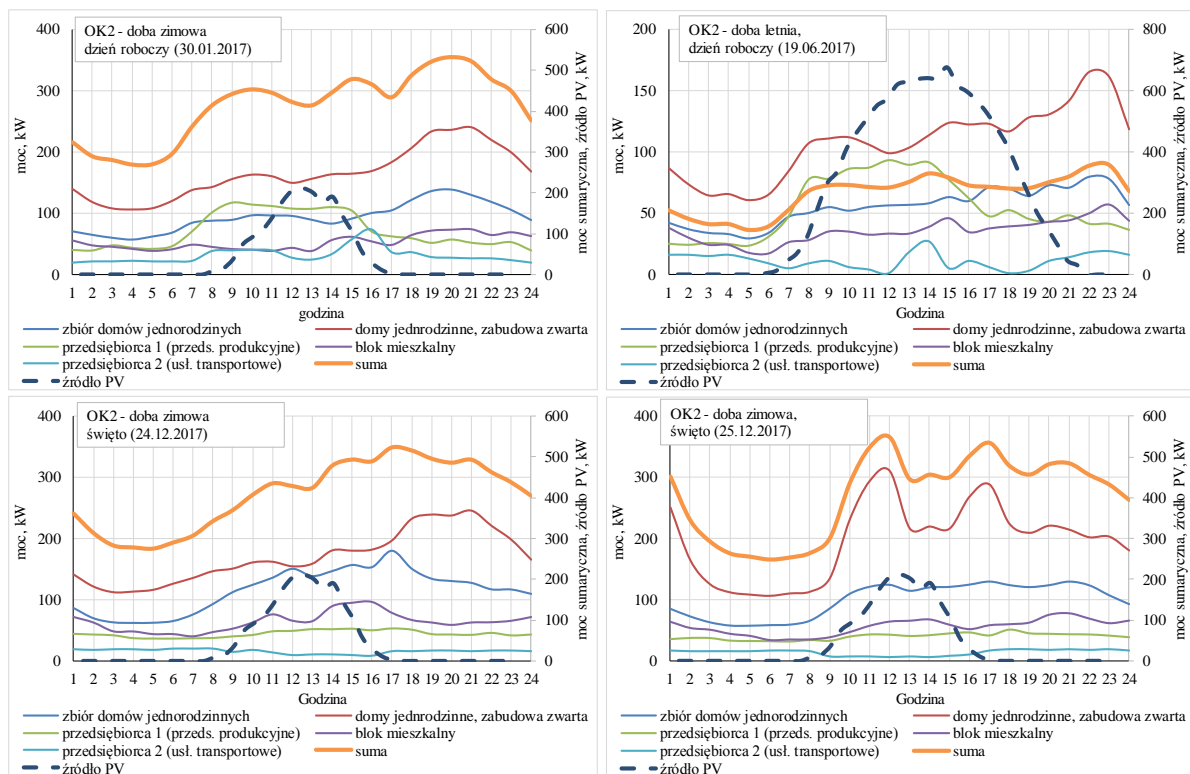
Profile. Dotychczasowe planowanie/prognozowanie w energetyce WEK odbywało się na podstawie profili standardowych („przeciętnych”), tworzonych dla taryfowych grup odbiorców. Bardzo wstępne badania profili na wszystkich osłonach kontrolnych pokazują, że tworzone dotychczasowymi metodami profile standardowe dla wschodzącego rynku energii elektrycznej OZE nie spełniają wymagań i oczekiwań użytkowników sieci (w szczególności prosumentów oraz wytwórców NI). W tym miejscu występuje wyraźne zderzenie dotychczasowych potrzeb WEK i potrzeb rynku EP-NI, mianowicie potrzebny jest dostęp do informacji nie tyle o prognozowanym zużyciu energii elektrycznej, ale o prognozie pracy źródeł z generacją wymuszoną i chwilowych (w przyjętych przedziałach) cenach energii związanych z pracą źródeł regulacyjno-bilansujących.



Rys. 3. Profile na osłonie OK1

W energetyce wysyczonej źródłami OZE z generacją wymuszoną następuje w pewnym zakresie odwrócenie planowania, mianowicie dostosowanie profilu zapotrzebowania do prognozowanej produkcji (i profilu ceny energii). Można w tym miejscu przyjąć, że ceny energii ze źródeł z generacją wymuszoną są stałe, jeśli pracują z maksymalną mocą wynikającą z warunków środowiskowych. Niedopasowanie mocy zapotrzebowania i produkcji OZE z generacją wymuszoną (pomimo prognozy produkcji na poziomie osłon kontrolnych OK1 i OK2 niedopasowanie będzie występować) musi zostać uzupełnione ze źródeł regulacyjno-bilansujących, dla których cena energii będzie zależna od chwilowego punktu pracy. Odwrócenie roli profili (ich prognoz) jest nieuniknione z powodu przyjętej zasady, że w pierwszej kolejności należy zapewnić zbilansowanie energetyczne w osłonach OK1 i OK2, a następnie na poziomie OK3 i w konsekwencji w osłonie OK4.

W Raporcie przedstawia się bazę profili stanowiących punkt wyjścia do projektowania mechanizmów bilansowania energii i regulacji mocy w osłonach kontrolnych OK1 do OK4 w procesie tworzenia mechanizmów cenotwórstwa na rynku EP-NI. Przedstawione profile są wynikiem wstępnej (na razie) selekcji profili referencyjnych dla każdej osłony kontrolnej.

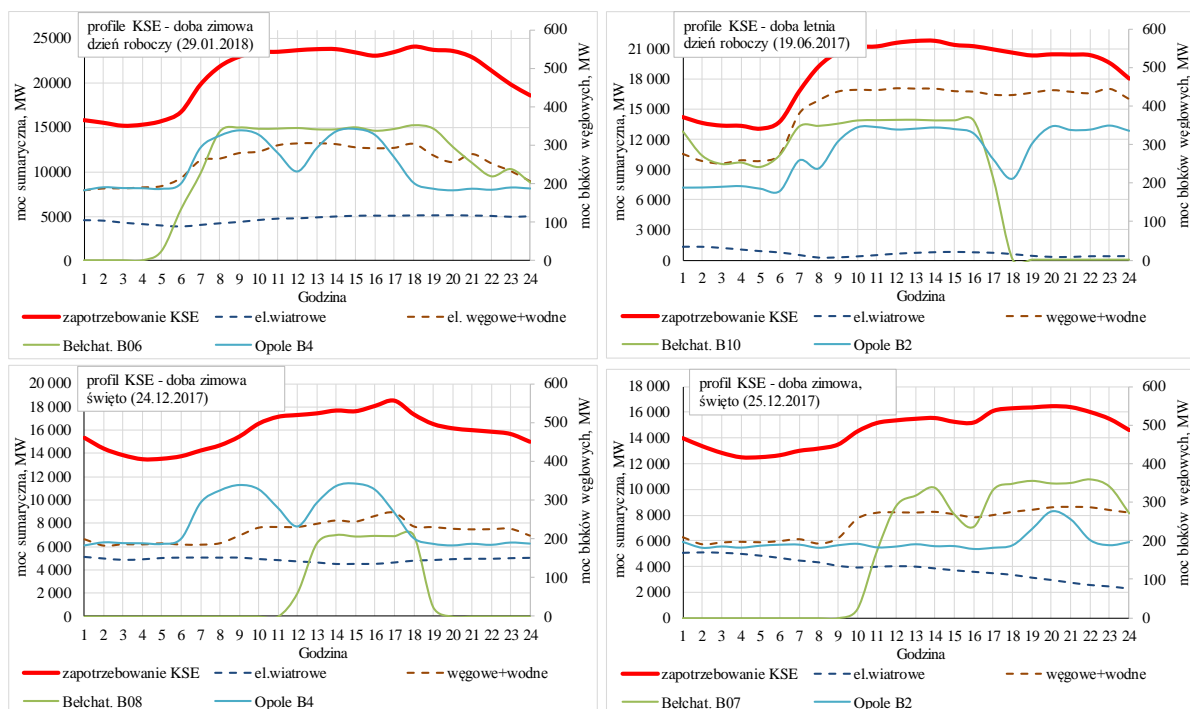


Rys. 4. Profile na osłonie OK2

Udostępniane przez operatorów OSD profile standardowe („przeciętne”) dla odbiorców poszczególnych grup taryfowych są obecnie wykorzystywane do prognozowanych rozliczeń za energię elektryczną, a nie do prognozowania dobowego zapotrzebowania, które na rynku EP-NI będzie zależne od profilu ceny (a ta od chwilowego bilansu energii). Dla rynku EP-NI wprowadza się pojęcie profili referencyjnych, które inaczej niż w wypadku profili standardowych WEK, definiują charakterystyczne stany generacji źródeł oraz pracy systemu i są skorelowane z technologiami wytwarzania energii w osłonach kontrolnych.

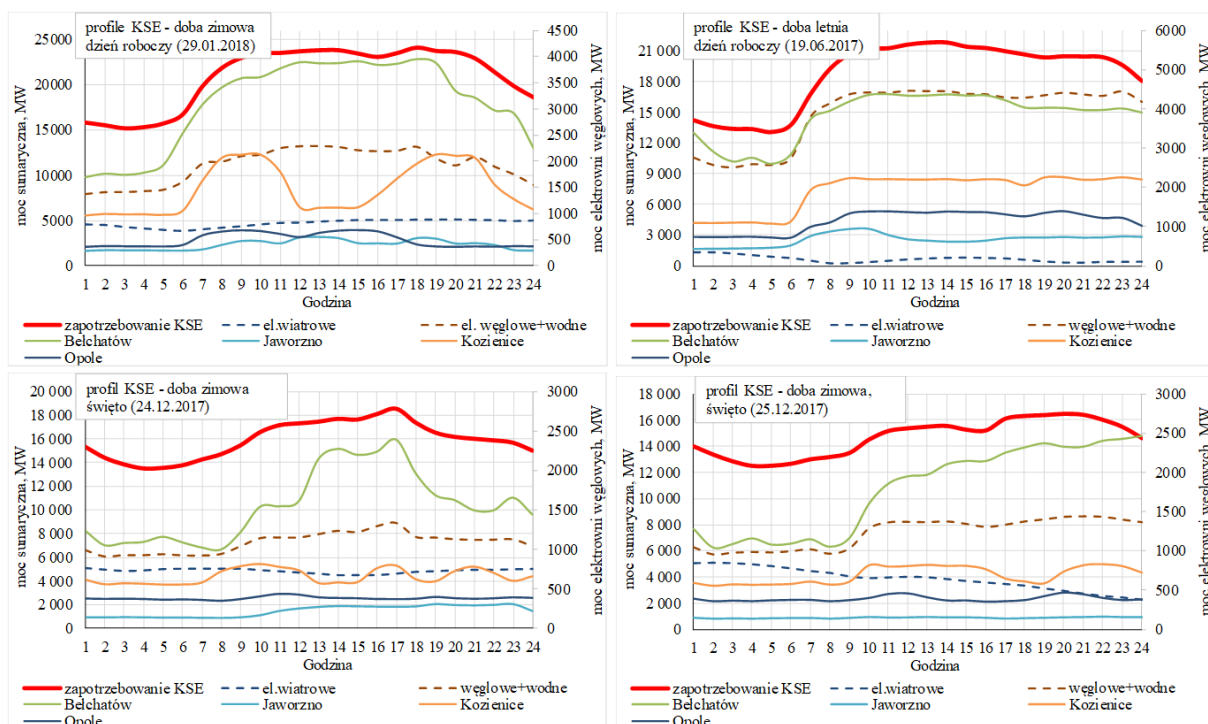
Na podstawie przeprowadzonych wstępnych badań stwierdza się, że możliwe jest utworzenie bazy profili referencyjnych dla wszystkich osłon kontrolnych, na podstawie których będą realizowane bilanse referencyjne podczas doboru miks energetycznego (charakterystycznego dla rynku wchodzącego równoważącego rynek schodzący) oraz konfigurowania usług regulacyjno-bilansujących. Baza ta stanowić będzie standard dla symulatora hybrydowego i układów pomiarowo-rozliczeniowych, a mianowicie opis profili, oprócz tabelarycznej reprezentacji przebiegu wartości mocy, zawiera charakterystykę zbioru odbiorców/prosumentów i wytwórców obejmującą m. in. takie parametry jak doba charakterystyczna, typ odbiorcy (budynki mieszkalne, instytucjonalne, użytkowe, ...), typ budynku (dom jednorodzinny, blok mieszkalny, hala produkcyjna, ...) oraz sposób wykorzystania energii elektrycznej (oświetlenie, ogrzewanie, napęd, ...), a także czas wykorzystania mocy zainstalowanej źródła i charakterystyki dynamiczne.

Prowadzone badania wykazały, że z punktu widzenia zastosowania profilu istotna jest również rozdzielczość (grafikowanie). Na rynku schodzącym energetyki WEK grafiki 15 minutowe są wystarczające ze względu na stosunkowo niewielką dynamikę profili i przyjęte okresy rozliczeniowe. Natomiast dla WME przyjmuje się, że charakterystycznym (docelowym) okresem bilansowania i rozliczeń będzie 5 min.



Rys. 5. Profile wybranych bloków węglowych na tle profilu KSE i źródeł wiatrowych

Analizując dostępne profile pracy KSE można odnieść wrażenie, że dotychczasowe metody tworzenia profili standardowych w ogóle jeszcze nie uwzględniają pracy źródeł z generacją wymuszoną, czego przykładem może być praca JWCD w stanach pracy elektrowni wiatrowych z mocą zainstalowaną. Takie sytuacje wymuszają pracę elektrowni węglowych w trybie regulacyjnym oraz z obniżoną mocą do minimum technicznego, a także częste odstawienia (rys. 5 i rys. 6).

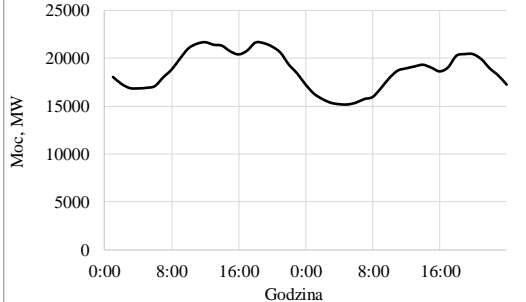
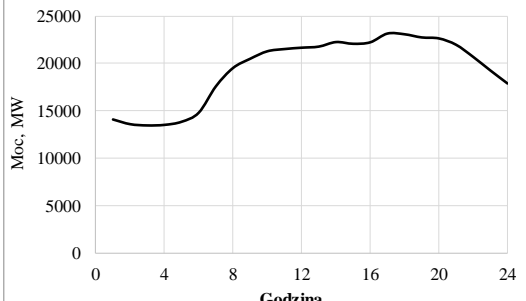

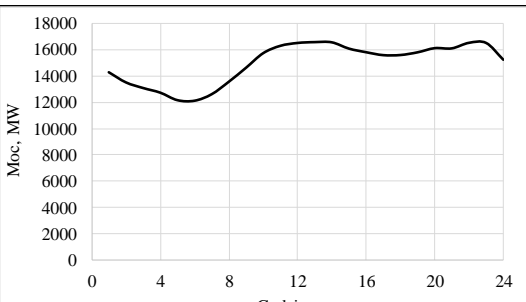
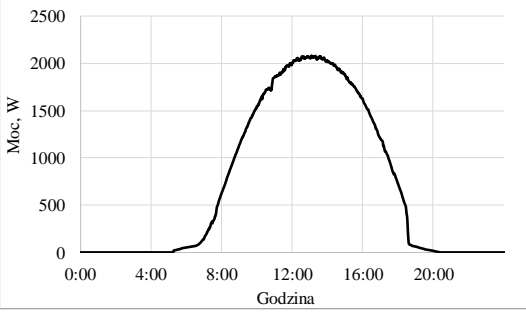


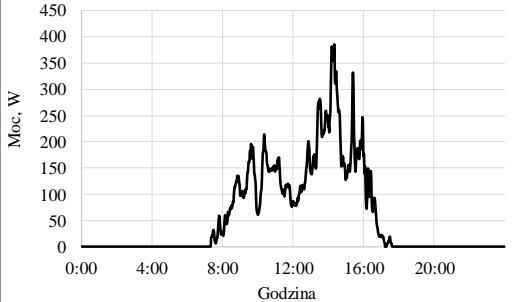
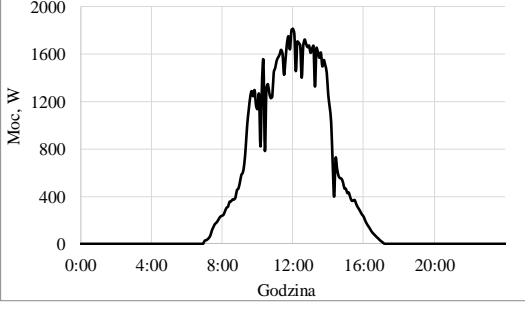
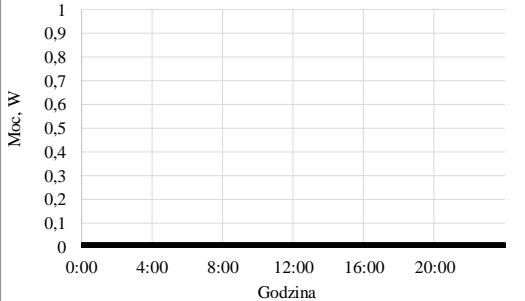
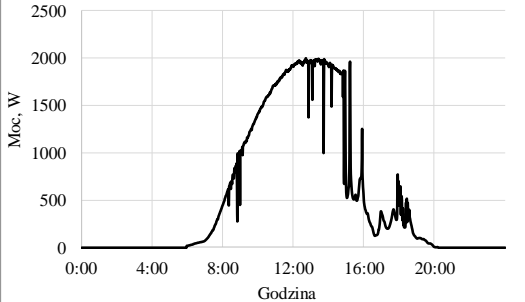
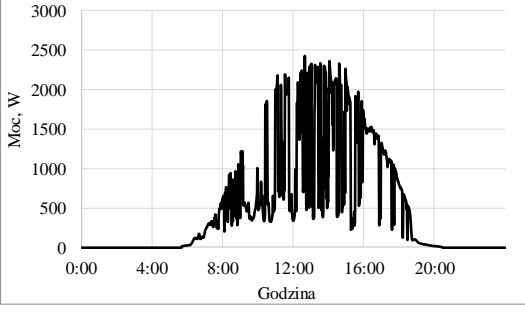
Rys. 6. Profile wybranych elektrowni węglowych i źródeł wiatrowych na tle profilu KSE

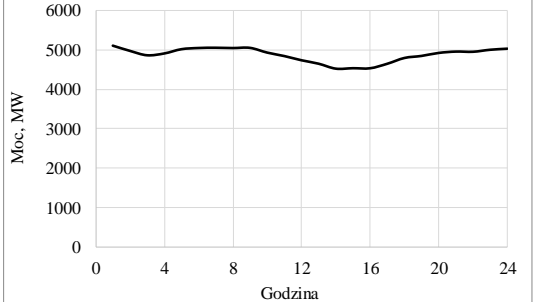
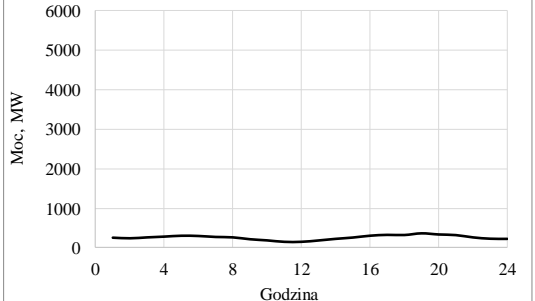
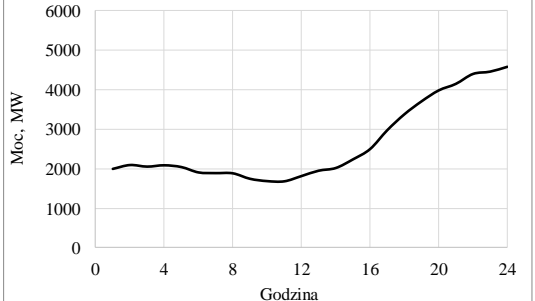
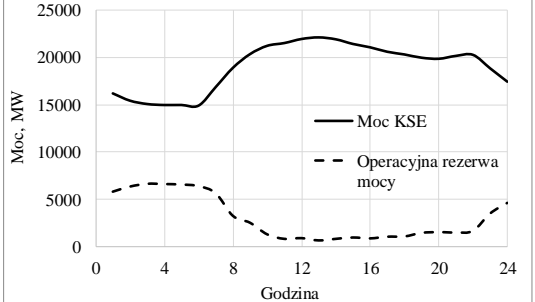
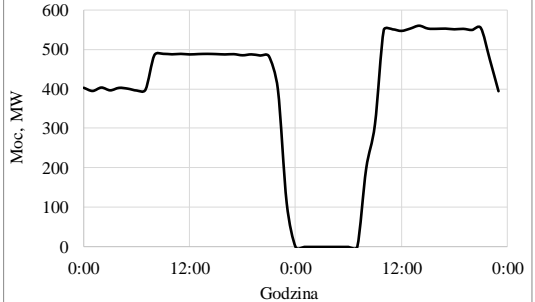
W tabeli 2 przedstawia się wyjściowy katalog profili referencyjnych z podziałem na trzy obszary stosowania, mianowicie w obszarze zapotrzebowania na energię elektryczną, produkcji energii przez źródła OZE z generacją wymuszoną oraz profile dla źródeł regulacyjno-bilansujących. Dopiero takie potraktowanie tworzenia profili referencyjnych, poprzez ich składanie, pozwala na badanie charakterystycznych (skrajnych i krytycznych) stanów pracy źródeł i sieci.

Tab. 2. Wyjściowe profile referencyjne dla potrzeb rynku wschodzącego.

Zapotrzebowanie	
zimowy szczyt wieczorny: dzień roboczy 27.02.2018, rekord zapotrzebowania: 26 316 MW	
zimowa dolina nocna: niedziela 4.02.2018, czas wystąpienia doliny ok. godz. 4	

<p>zimowy weekend: sobota/niedziela 3-4.02.2018</p>	
<p>zimowy maksymalny gradient dobowy: dzień roboczy po dniu świątecznym 2.01.2018, gradient ok. 10 GW</p>	
<p>letni szczyt południowy: dzień roboczy 1.08.2017, charakterystyczną cechą profilu letniego jest przesunięcie w ostatnich latach szczytu porannego na południowy, co jest skutkiem (między innymi) upowszechnienia klimatyzatorów</p>	
<p>letnia dolina poranna: niedziela 18.06.2017, czas wystąpienia doliny ok. godz. 6:00</p>	
<p>Źródła z generacją wymuszoną</p>	
<p>PV – maksymalna produkcja letnia: dzień 1.06.2017 moc znamionowa instalacji: 2,5 kW, produkcja dobową: 16,5 kWh wartość mocy maksymalnej (pomimo dużego kąta padania promieni słonecznych i braku zachmurzenia) ograniczona wysoką temperaturą</p>	

<p>PV – minimalna produkcja letnia: dzień 1.09.2017 moc znamionowa instalacji: 2,5 kW, produkcja dobowa: 1,3 kWh moc maksymalna ograniczona zachmurzeniem, moc średnia ok. 10% mocy maksymalnej, energia dobowa ok. 10% energii maksymalnej</p>	
<p>PV – maksymalna produkcja zimowa: dzień 4.03.2018 moc znamionowa instalacji: 2,5 kW, produkcja dobowa: 8,9 kWh stosunkowo wysoka wartość mocy maksymalnej (pomimo małego kąta padania promieni słonecznych i zachmurzenia) wynika z niskiej temperatury</p>	
<p>PV – minimalna produkcja zimowa: dzień 8.02.2018 moc znamionowa instalacji: 2,5 kW, produkcja dobowa: 0 kWh „zerowa” produkcja wynika z zasłonięcia przez pokrywę śnieżną</p>	
<p>PV – maksymalny gradient mocy: dzień 8.08.2017 moc znamionowa instalacji: 2,5 kW, produkcja dobowa: 10,1 kWh gradient mocy w tempie ok. 1 kW/min profil referencyjny do planowania pojemności akumulatora dopasowanego do urządzenia</p>	
<p>PV – bardzo częste zmiany minutowe o amplitudzie co najmniej 70% mocy maksymalnej: dzień 1.07.2017 moc znamionowa instalacji: 2,5 kW, produkcja dobowa: 8,5 kWh profil referencyjny do planowania pojemności akumulatora buforowego</p>	

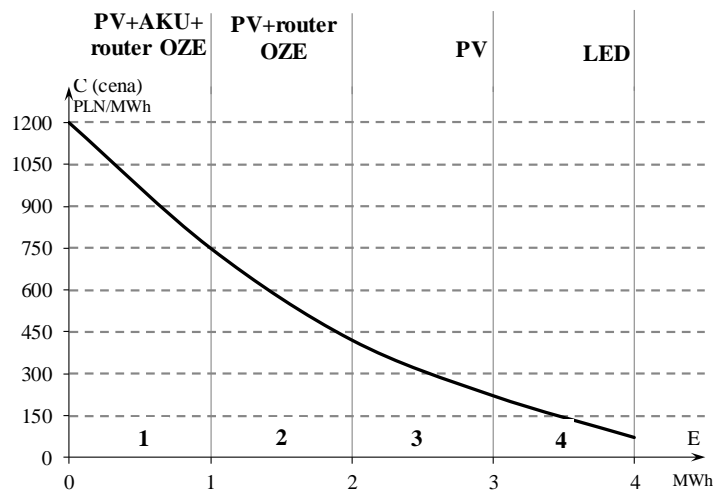
<p>EW – maksymalna produkcja, dzień 24.12.2017 maksymalne długotrwałe okresy maksymalnej produkcji w elektrowniach wiatrowych występują częściej w zimie</p>	
<p>EW – minimalna produkcja dzień 8.02.2018 maksymalne długotrwałe okresy minimalnej produkcji w elektrowniach wiatrowych występują częściej w zimie</p>	
<p>EW – maksymalny gradient mocy dzień 10.11.2017, wystąpienie dużej prędkości wiatru spowodowanego orkanem „Marcin” gradient mocy w tempie ok. 500 MW/h</p>	
<p>Źródła regulacyjno-bilansujące</p>	
<p>deficyt mocy: szczyt letni, 7.08.2017, szczyt letni nie był rekordowy, natomiast nałożyły się czynniki techniczne (awarie) i środowiskowe (wysoka temperatura i deficyt wody)</p>	
<p>awaryjne wyłączenie dużego bloku: awaria bloku B11 (1075 MW) w elektrowni Kozienice 2, 7-8.01.2018</p>	

Przestawiony katalog jest otwarty, do uzupełnienia o technologie i odbiorców charakterystyczne dla poszczególnych osłon kontrolnych. Wykorzystanie profili referencyjnych do celów prognostycznych i planistycznych wiąże się z konieczną transparentnością sieci elektroenergetycznych, czyli publicznym dostępem do profili (na

początek profili osłon OK2, OK4). Ponieważ na obecnym etapie dostępności publicznej do profili nie ma, to baza profili referencyjnych jest jedyną możliwością prowadzenia badań dotyczących koncepcji systemu WME.

Elastyczność cenowa popytu. Znaczenie, a wręcz sens taryf dynamicznych jest bezpośrednio związany z weryfikacją ugruntowanej w elektroenergetyce WEK hipotezą, że energię elektryczną cechuje bardzo niewielka elastyczność cenowa popytu. Oczywiście, ta hipoteza ma związek z faktem, że zamiast konkurencyjnego rynku energii elektrycznej mamy ciągle do czynienia z „obrotom” energii elektrycznej wewnątrz elektroenergetyki WEK oraz z jej „dostawami” (zamiast z ofertą) do odbiorców.

Taryfa dynamiczna w rozliczeniach za energię elektryczną, ze zmieniającymi się dynamicznie cenami energii (docelowo w przedziałach rozliczeniowych pięciominutowych) będzie istotnym sygnałem sterującym wschodzącego rynku energii elektrycznej. Niskie ceny energii w rozliczeniowych przedziałach czasowych powinny zachęcać odbiorców do jej wykorzystywania, zaś ceny wysokie powinny wywoływać efekt odwrotny. Wykorzystywanie dostępnej energii elektrycznej lub wstrzymywanie się od jej zużycia będzie realizowane na drodze automatycznej: taryfa dynamiczna będzie sygnałem sterującym a sterowanie odbiornikami u odbiorcy odbywać się będzie z wykorzystaniem dostępnej infrastruktury, w tym internetu rzeczy IoT. W ten sposób uzyska się realny wpływ na kształt profilu elektroenergetycznego osłony kontrolnej OK, który poprzez odpowiednio zaprojektowane taryfy dynamiczne będzie kształtowany w korelacji z ilością dostępnej ze źródeł OZE energii elektrycznej tak, aby minimalizować konieczność magazynowania energii.



Rys. 7. Cena graniczna energii elektrycznej u odbiorcy o rocznym zużyciu 4 MWh warunkowana zasadą prosumenckich kosztów unikniętych

Funkcjonowanie rynku energii elektrycznej, w szczególności wschodzącego z taryfami dynamicznymi, w kontekście cen energii powinno być poprzedzone badaniem elastyczności cenowej popytu na energię elektryczną. Zgodnie z prawem popytu wielkość popytu, w rozumieniu zapotrzebowania na konkretne dobro (towar) zmienia się w przeciwnym kierunku (w sensie zmiany wartości) niż jego cena. Na rys. 7 został przedstawiony kształt krzywej popytu na energię elektryczną dla odbiorcy, który zużywa rocznie do 4 MWh tej

energii (znaczna część obecnych odbiorców w postaci gospodarstw domowych mieści się w tym zakresie rocznego zużycia). Wspomniany kształt krzywej popytu z rys. 7 oznacza cenę energii elektrycznej w rozumieniu prosumenckich kosztów krańcowych długookresowych (inwestycyjnych) z wykorzystaniem zasady kosztów unikniętych, powstaje w ten sposób wykres ceny granicznej energii elektrycznej warunkowany zasadą prosumenckich kosztów unikniętych. Najniższa wartość (70 PLN/MWh w przypadku megawatogodziny nr 4) to koszt inwestycji w wymianę klasycznych źródeł światła na LED lub w oprawy oświetleniowe wyposażone w źródła światła typu LED.

Cenowa elastyczność popytu jest pojęciem, które określa sposób zmiany popytu na dostępne do zakupu dobro w odniesieniu do zmiany jego ceny, a dokładniej określa procentową zmianę popytu w stosunku do zmiany ceny o wartość jednego procenta. Definiuje się ją powszechnie w postaci ilorazu:

$$E_c = \frac{-\frac{\Delta p}{p}}{\frac{\Delta c}{c}} \quad (1)$$

gdzie:

E_c - współczynnik cenowej elastyczności popytu;

Δp - zmiana (przyrost) popytu jako reakcja na zmianę ceny;

p - pierwotna wielkości popytu przed zmianą ceny;

Δc - zmiana ceny danego dobra;

c - pierwotna cena tego dobra.

W rozpatrywanym przypadku popyt na dostępne do zakupu dobro i jego zmiana oznaczają zapotrzebowanie na kolejne wartości MWh energii elektrycznej E .

Zależność ceny granicznej 1MWh energii elektrycznej z rys. 7 w odniesieniu do kolejnych zużywanych MWh można z bardzo dobrą dokładnością aproksymować wielomianem drugiego stopnia (którego wykres praktycznie pokrywa się z wykresem kształtu krzywej popytu na energię elektryczną) w postaci:

$$c = \alpha E^2 + \beta E + \gamma = 52E^2 - 488E + 1194 \quad (2)$$

gdzie:

E – wartość energii w MWh.

Wyrażenie na elastyczność cenową wygodniej jest przedstawić i przeanalizować w postaci:

$$E_c = \frac{-\frac{\Delta p}{p}}{\frac{\Delta c}{c}} = \frac{-\frac{\Delta E}{E}}{\frac{\Delta c}{c}} = -\frac{\Delta E}{\Delta c} \frac{c}{E} = -\frac{1}{\frac{\Delta c}{\Delta E}} \frac{c}{E} \quad (3)$$

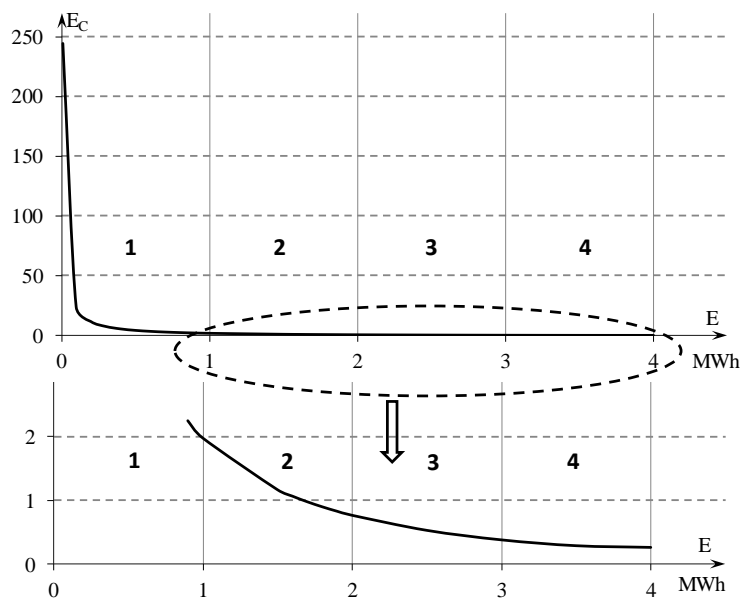
bo przy założeniu, że:

$$E \rightarrow 0 \lim_{\Delta E \rightarrow 0} \frac{\Delta c}{\Delta E} = \frac{dc}{dE} \quad (4)$$

część zależności można będzie opisać pochodną i wówczas w rozpatrywanym przypadku:

$$E_c = -\frac{1}{\frac{dc}{dE} E} = -\frac{1}{104E - 488} \left(52E - 488 + \frac{1194}{E} \right) \quad (5)$$

Wykorzystując wartości z rys. 7 oraz zależność (1) można wyznaczyć funkcję wartości cenowej elastyczności popytu od ceny energii elektrycznej. Wykres wyznaczonej cenowej elastyczności popytu od ceny energii elektrycznej, zgodnie z zależnością (5), został przedstawiony na rys. 8



Rys. 8. Wykres elastyczności cenowej popytu na energię elektryczną

Elastyczność cenową wyznacza się w celu określenia, czy popyt jest elastyczny (innymi słowy czuły) na zmiany cen czy też jest nieelastyczny, a więc nieczuły. Efekt finansowy np. dla budżetu państwa, związany z pojęciem elastyczności cenowej, można było wielokrotnie zaobserwować w przypadku podnoszenia akcyzy na towary objęte tym podatkiem. Kiedy podniesienie akcyzy zwiększało cenę towaru zamiast spodziewanego wzrostu przychodów do budżetu państwa (przy założeniu, że utrzyma się podobna sprzedaż towaru jak przed podwyżką akcyzy, co przy wyższej cenie skutkowałoby większymi wpływami do budżetu) następował spadek tych przychodów.

Charakterystyczne wartości, które przybiera elastyczność cenowa popytu (w ogólnym przypadku) są następujące.

1. Jeżeli elastyczność cenowa popytu $E_c = 0$ to popyt jest całkowicie nieelastyczny. W tym przypadku zmiana ceny nie powoduje zmiany popytu, czyli konsumenci dokonują zakupu podobnej (generalnie takiej samej) ilości danego towaru bez względu na wzrost cen. Innymi

słowy wzrost ceny spowoduje wzrost przychodów producenta danego towaru, natomiast spadek ceny spowoduje spadek tych przychodów.

2. Jeżeli $E_c \leq 1$ to popyt pozostaje nieelastyczny. Wartość taka oznacza, że procentowa zmiana popytu jest mniejsza niż procentowa zmiana ceny.

3. Jeżeli $E_c = 1$ to popyt staje się proporcjonalny.

4. Jeżeli $E_c > 1$ to popyt jest elastyczny (czuły na zmianę ceny), czyli zmiana popytu zmienia się bardziej niż zmiana ceny. W takim przypadku wzrost ceny spowoduje spadek przychodów producenta danego towaru, natomiast spadek ceny spowoduje wzrost tych przychodów.

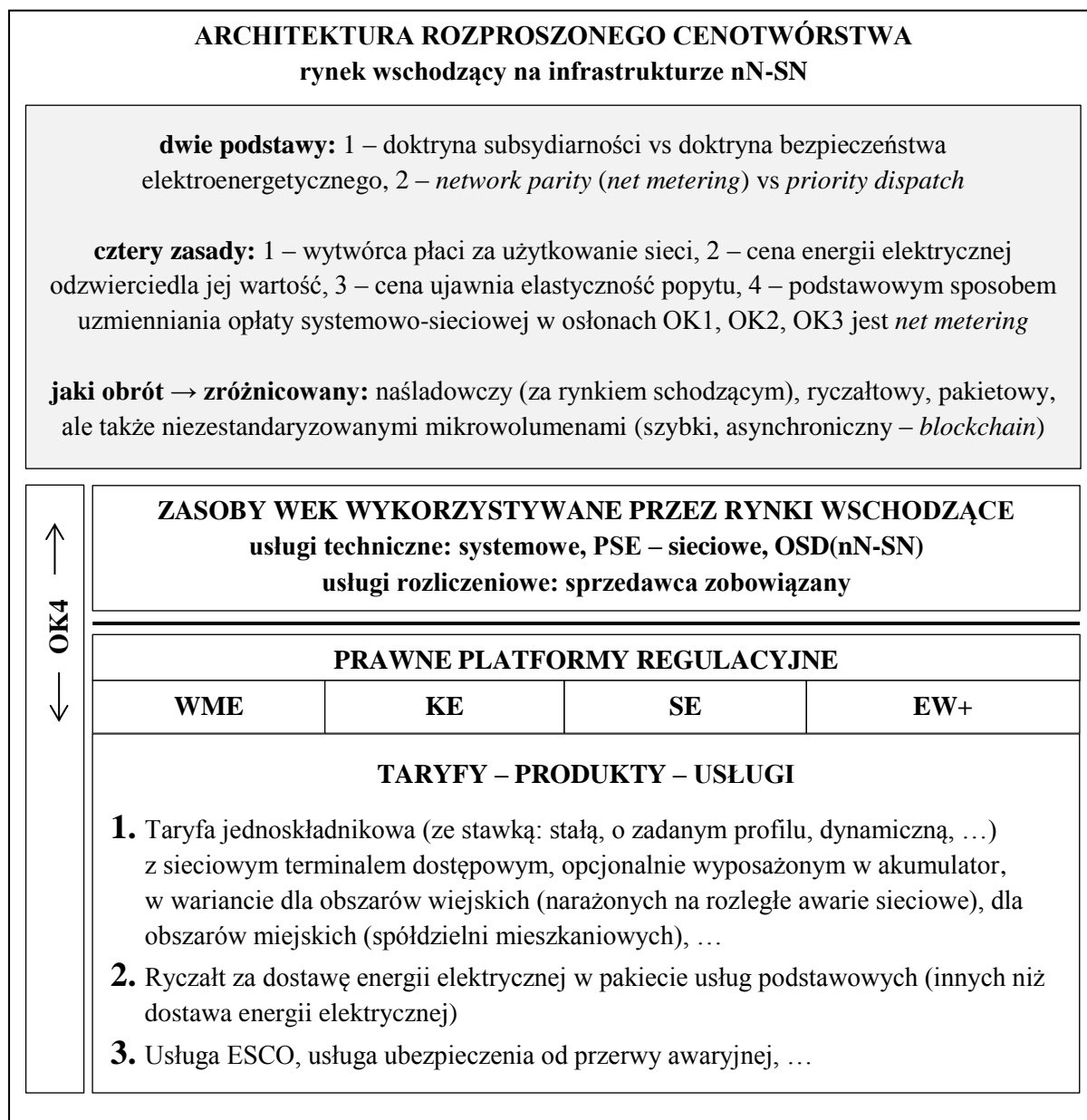
5. Jeżeli natomiast $E_c \rightarrow \infty$ - to popyt staje się idealnie elastyczny. Oznacza to, że z jednej strony dla danej ceny konsumenci chcą nabyć właściwie każdą ilość towaru, ale z drugiej strony każda minimalna zmiana ceny powoduje znaczne zmiany popytu.

Nawiązując już do otrzymanego wykresu elastyczności cenowej można stwierdzić, że duża elastyczność cenowa (czyli wartość powyżej jedności) oznacza, że podnoszenie ceny nie będzie opłacalne, bo spowoduje jednoczesne obniżenie się popytu na dany towar i w efekcie obniżenie wartości sprzedaży, skutkiem czego będzie niższy od spodziewanego przychód ze sprzedaży. Inaczej wygląda sytuacja w przypadku cenowej elastyczności popytu mniejszej od jedności - wówczas w przypadku podniesienia ceny przez producenta równocześnie wzrastać będą również jego przychody.

Analizując kształt krzywej zależności cenowej elastyczności popytu od ceny energii elektrycznej z rys. 8 można zauważyć, że wartości tej zależności osiągają wartość graniczną 1, kiedy zużycie osiąga wartość ok. 1,5 MWh; przy czym powyżej 1,5 MWh elastyczność cenowa jest poniżej jedności, zaś dla zużyć energii poniżej 1,5 MWh elastyczność cenowa rośnie ponad wartości jednostkowe. Wykres na rys. 8 zależności cenowej elastyczności popytu od ceny energii elektrycznej został sporządzony dla odbiorcy w rozumieniu prosumenckich kosztów krańcowych długookresowych (inwestycyjnych) z wykorzystaniem zasady kosztów unikniętych, odzwierciedla więc jego potrzeby i możliwości inwestycyjne. Oznacza to, że dla większych zużyć energii (powyżej 1,5 MWh) odbiorca jest mało elastyczny na zmiany (podwyżki) cen, ale jednocześnie w tym zakresie dysponuje już możliwościami zapewniania sobie pokrywania swojego zużycia poprzez zabudowę własnych źródeł OZE, wykorzystywania routerów OZE do zwiększania wartości produkowanej energii na potrzeby własne oraz korzystania z mechanizmu net meteringu dla niewykorzystanej przez siebie wartości energii, a w dalszej kolejności rosną możliwości akumulacji energii poprzez wykorzystywanie magazynów, których ceny rynkowe spadają. Z kolei dla małych zużyć energii (poniżej 1,5 MWh) elastyczność cenowa jest duża, a więc wzrost cen dla tych zakresów zapotrzebowania na energię skutkować może znacznym zmniejszeniem się popytu co sugeruje, że podnoszenie cen za energię, kiedy jej używanie z sieci WEK będzie maleć, nie może być mechanizmem obronnym dla podnoszenia przychodów w energetyce WEK bo może wywołać efekt dokładnie odwrotny czyli spadek przychodów.

ARCHITEKTURA ROZPROSZONEGO CENOTWÓRSTWA

Rozproszone cenotwórstwo jest (jako hipoteza) podstawową właściwością rynków wschodzących energii elektrycznej [5]. Architektura tego cenotwórstwa jako segment ogólniejszej architektury transformacyjnej rynku energii elektrycznej powinna zapewniać zdolność uczenia się rynków wschodzących w horyzoncie 2050 w środowisku licznych (bardzo silnych i zróżnicowanych) ograniczeń. Z drugiej jednak strony: środowisku uwolnionym od krytycznych dotychczasowych ograniczeń, blokujących rozwój konkurencji.



Rys. 9. Wybrane aspekty architektury rozproszonego cenotwórstwa na rynku wschodzącym, funkcjonującym na infrastrukturze sieciowej nN-SN

W szczególności do zaprojektowania racjonalnej architektury rozproszonego cenotwórstwa potrzebne jest pilne zastąpienie koncepcji doktryny bezpieczeństwa elektroenergetycznego

(która była bardzo potrzebna 20 lat temu) doktryną subsydiarności (odpowiednią na współczesny czas), z dopuszczeniem (uwzględnieniem) ryzyka charakterystycznego dla rynków konkurencyjnych. Doktrynę subsydiarności łączy się tu z pozostawieniem prosumentom (od Kowalskiego po KGHM) wolności (wyboru) w zakresie sposobu zagwarantowania sobie zasilania w energię elektryczną. Jedyne w wypadku, gdy prosument nie jest zdolny jeszcze zagwarantować sobie zasilania w pełnym zakresie, a chce to uczynić, państwo powinno zagwarantować prosumentowi pomoc.

Na obecnym etapie rozwoju technologicznego pomoc państwa powinna generalnie polegać (a bardziej powinien to być bezwzględny obowiązek) na regulacjach rozszerzających zakres działania zasady TPA na dostęp inwestycyjny prosumentów do sieci nN-SN (zasada TPA+), zwłaszcza poprzez inwestycje w inteligentną infrastrukturę powiązaną z sieciami WEK za pośrednictwem sieciowych terminali dostępowych [13]. Generalnie, zasada TPA+ powinna obejmować regulacje w obszarze obejmującym: *net metering* oraz *selfdispatching*, a także zasadę *priority dispatch*. Waga tych regulacji wynika z faktu, że będą one w kilku najbliższych latach decydować o *grid parity*, czyli o powstaniu w pełni konkurencyjnego środowiska na rynkach energii użytecznej.

Zastąpienie doktryny bezpieczeństwa elektroenergetycznego doktryną subsydiarności, bezwzględnie potrzebne już ze względu na osiągnięty poziom technologiczny i nabyte przez społeczeństwo kompetencje w zakresie użytkowania inteligentnej infrastruktury, rodzi wiele fundamentalnych konsekwencji. Przykłady są następujące. Przede wszystkim zastąpienie to eliminuje systemy wsparcia, które w energetyce rozrosły się do wymiarów groźnych dla efektywności całej gospodarki. Eliminuje oczywiście sensowność (rządowej) polityki energetycznej, zwłaszcza w dotychczasowym kształcie. Powoduje potrzebę nowego typu regulacji, mianowicie regulacji typu antymonopolowego (*ex post*), w miejsce całkowicie już nieefektywnej regulacji *ex ante* (zwłaszcza totalnej regulacji taryfowej). Eliminuje możliwość ochrony odbiorców wrażliwych za pomocą subsydiowania skrośnego, które zawsze przecież powoduje obniżanie społecznej wydajności pracy; przenosi oczywiście ochronę odbiorców wrażliwych w obszar mechanizmów finansowanych przychodami podatkowymi.

Podkreśla się przy tym, że w Polsce, gdzie państwo jest właścicielem większościowym w dominujących grupach elektroenergetycznych, zastąpienie doktryny bezpieczeństwa energetycznego doktryną subsydiarności jest bardzo proste. Oczywiście, wymaga wyboru między dwoma ustrojami gospodarczymi (w węższym znaczeniu modelami biznesowymi): całkowicie nieefektywnym już w energetyce korporacjonizmem oraz gwałtownie wzmacniającym się prosumeryzmem i subsydiarnością. Podkreśla się także, że wykorzystanie proponowanych rozwiązań z obszaru subsydiaryzmu jest wręcz najlepszym sposobem racjonalnego zarządzania w horyzoncie 2050 transformacją obecnego rynku energii elektrycznej (100%) w całkowicie odmienny mono rynek energii elektrycznej i rynki energii użytecznej.

Wśród najważniejszych zasad warunkujących nowe cenotwórstwo wyróżnia się w Raporcie cztery zasady. Pierwszą powszechną zasadą charakterystyczną dla rozproszonych, ale zarazem dojrzałych końcowych rynków konkurencyjnych, jest zasada konkurencji w miejscu zapotrzebowania na towar (usługę), a nie w miejscu wyprodukowania towaru (wytworzenia usługi). W wypadku rynku energii elektrycznej powinno to oznaczać, że o konkurencyjności wytwórcy decyduje koszt wytworzenia energii elektrycznej powiększony o całą opłatę za usługę systemowo-sieciową (niezbędną do pokrycia kosztów operatorów sieciowych). W praktyce oznacza to, że opłaty

systemowo-sieciowe powinni opłacać wytwórcy, a nie odbiorcy, tak jak to jest obecnie. Prosument również powinien płacić za użytkowanie sieci, oczywiście w części w jakiej wykorzystuje sieć do swoich celów (w części dotyczącej rozliczeń za pomocą net meteringu oraz w części związanej z zakupem energii elektrycznej od dostawcy rynkowego).

Druga zasada powinna orzekać, że cena energii elektrycznej odzwierciedla jej wartość. Ta zasada jest szczególnie ważna dla racjonalnego zaspakajania potrzeb użytkowników energii elektrycznej oraz rozwoju konkurencji na szybkim rynku o bardzo zmiennym popycie i bardzo zmiennej produkcji źródeł PV i wiatrowych. Z drugiej strony ze względów mentalnych trudno ją będzie wdrożyć, bo cała historia rozwoju elektroenergetyki była zdominowana formułą kosztową (monopolu, użyteczności publicznej, kosztu przeciętnego, rachunku wyrównawczego).

Zgodnie z trzecią zasadą mechanizmy rynku energii elektrycznej należy projektować w taki sposób, aby cena, podobnie jak to ma miejsce na innych konkurencyjnych rynkach, ujawniała elastyczność popytu. Znowu, w wypadku rynku energii elektrycznej istnieje w kontekście tej zasady silna przeszkoda mentalna. Mianowicie, powszechnie przyjmuje się, że elastyczność cenowa popytu na energię elektryczną praktycznie nie istnieje (co jest praktycznie prawdziwe jeśli nie działają koszty krańcowe).

Czwarta zasada, stanowiąca fundament szybkiego konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, dotyczy uzmiennienia opłaty systemowo-sieciowej. W Raporcie jako podstawowy sposób uzmienniania opłaty systemowo-sieciowej w obszarze infrastruktury nN-SN przyjmuje się *net metering*. To rozwiązanie uznaje się za szczególnie efektywne (albo inaczej niezbędne) w kontekście pobudzenia rozwoju technicznej infrastruktury rynkowej cenotwórstwa rozproszonego (funkcjonującego w środowisku kosztów krańcowych krótkoterminowych oraz w środowisku handlu niezestandaryzowanymi mikrowolumenami energii elektrycznej). Pod pojęciem technicznej infrastruktury rynkowej rozumie się inteligentną infrastrukturę w energetyce EP, IoT, łącznie z technologią *blockchain*.

Z *net meteringiem*, jako podstawowym sposobem uzmienniania opłaty systemowo-sieciowej łączy się w Raporcie dodatkowe cele (możliwości), oprócz zasygnalizowanych w związku z czwartą zasadą. Mianowicie, to rozwiązanie (*net metering*) uznaje się za bardzo efektywne z punktu widzenia przejścia do transformacji podtrzymywanej siłami rynkowymi, czyli nie wymagającej zbiurokratyzowanych systemów wsparcia, na ogół o niskiej efektywności alokacyjnej zasobów rynkowych. To rozwiązanie wskazuje się tu również jako otwierające rządowi szerokie pole do realizowania bardzo różnorodnych trade off, pożytecznych z punktu widzenia społecznej wydajności gospodarki. Wykorzystując kalibrowania *net meteringu* jako narzędzie można byłoby na przykład łatwo budować z poziomu rządu równowagę między stopniowym obniżaniem wyceny usług sieciowych dla prosumentów, spółdzielni energetycznych, klastrów energii, elektrowni wirtualnych, minisystemów WME, a z drugiej strony zwiększaniem udziału produkcji ze źródeł OZE bez wsparcia (jest to kluczowa sprawa, jeśli uwzględni się cel 2030 wynoszący 35%).

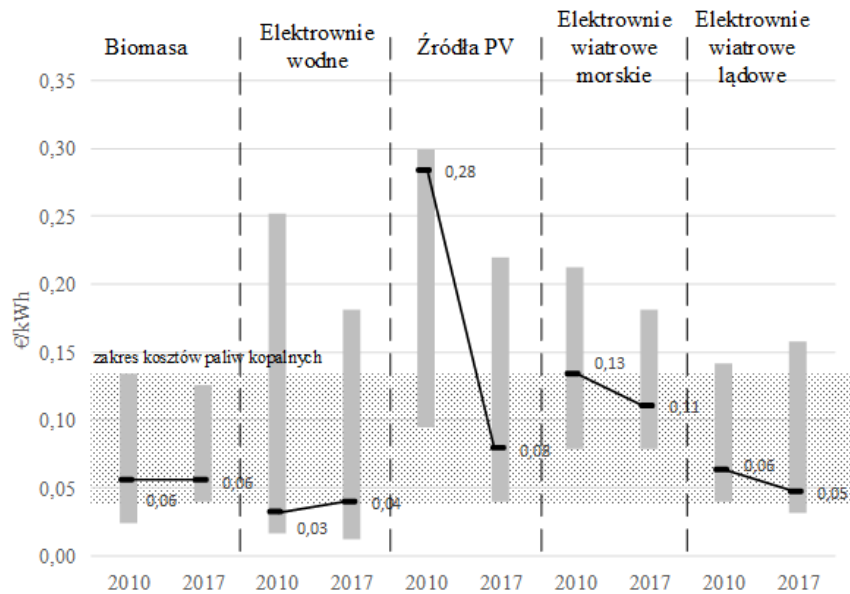
TRZY SKŁADNIKI KOSZTOTWÓRCZE NA RYNKU WSCHODZĄCYM

Rynek wschodzący, czyli mono rynek energii elektrycznej OZE i prosumenckie rynki energii użytecznej (prosumenckich łańcuchów wartości) wymaga skonsolidowania (w środowisku kosztów krańcowych) całkowicie nowej metody badawczej do modelowania bilansów energetycznych, kosztów oraz cen, i to zarówno dla potrzeb rozwojowych (koszty krańcowe długookresowe) jak i operatorskich (koszty krańcowe krótkookresowe). Pilne jest w szczególności stworzenie metody modelowania szybkozmiennego kosztu (następnie ceny) energii elektrycznej (w osłonach kontrolnych OK1 do OK4) w postaci jednoskładnikowej, jako sumy trzech składników kosztotwórczych. Składnikami tymi są: koszty wytwarzania, sieciowe i usług systemowych. Metoda, której zarys przedstawia się w Raporcie, całkowicie odmienna od dotychczasowej, podporządkowana jest najważniejszemu celowi transformacji energetyki. Jest nim poszukiwanie racjonalnej trajektorii transformacyjnej rynku schodzącego w rynek wschodzący. W praktyce sprowadza się to do odpowiedzi na dwa fundamentalne pytania. Mianowicie, pytania odnośnie sposobu wykorzystania istniejących zasobów energetyki WEK w obszarze wytwarzania oraz w obszarze sieci elektroenergetycznych (przy całkowitym wstrzymaniu inwestycji w te zasoby). Po stronie wytwarzania praktyczne pytanie odnosi się do sposobu pracy bloków węglowych; chodzi o to, czy bloki te mają być użytkowane jako regulacyjno-bilansujące, czy jako podstawowe. Po stronie sieci pytanie takie dotyczy alokacji kosztów sieciowych (uzmiennionych poprzez mechanizm *net meteringu*) na źródła wytwórcze (na pełny zbiór technologii wytwórczych).

Koszt wytwarzania

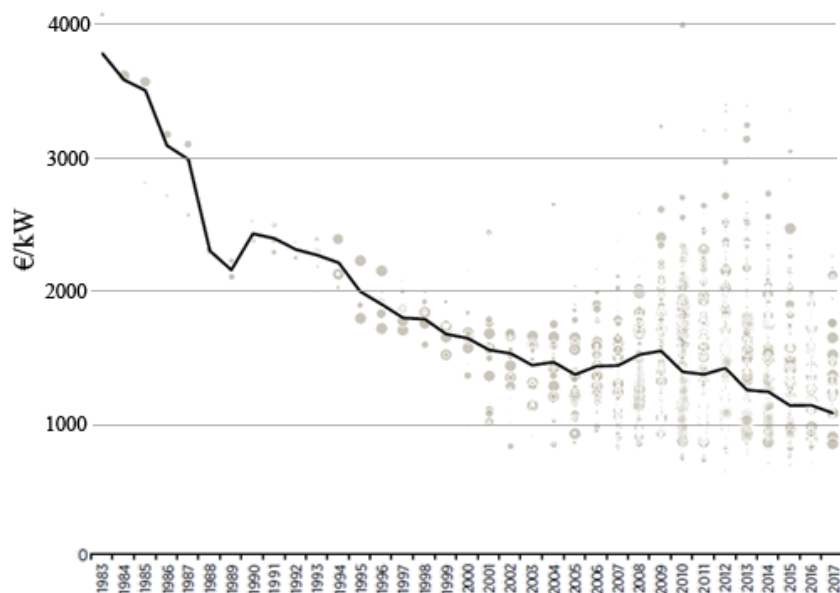
Przedstawione w [4] i [7] badania struktury bilansu energetycznego dla Polski oraz referencyjnego powiatu i gminu nie uwzględniały kosztów wytwarzania energii elektrycznej. W kolejnym kroku badania prowadzone za pomocą symulatora WME, będą się koncentrować na racjonalizowaniu (w środowisku konkurencji, czyli kosztów krańcowych) struktury technologicznej źródeł wytwórczych właściwych dla poszczególnych osłon kontrolnych: OK1 do OK4. W obliczeniach kosztów struktury bilansu wytwórczego w osłonach wykorzystuje się jednoskładnikowe koszty wytwarzania obejmujące zarówno zwrot nakładów inwestycyjnych jak i koszty zmienne, w tym paliwa i utrzymania. Należy jednak podkreślić, że określenie jednoskładnikowych kosztów jest bardzo trudne, w szczególności ze względu na szybki spadek ceny źródeł OZE. Istotne jest również miejsce zainstalowania technologii, warunki pogodowe czy nawet koszt obsługi. Przedstawione w dalszej części rozdziału koszty wytwarzania uwzględniają aktualne ceny zarówno technologii jak i paliw, są to koszty przeciętne, stanowią jednak bazę, dane referencyjne dla dalszej analizy.

Uśrednione koszty energii elektrycznej (LCOE) z podziałem na źródła i zakresem zmian w zrealizowanych w roku 2010 i 2017 inwestycji przedstawiono na rys. 10. Z zebranych danych wynika, że uśrednione koszty nawet dla jednej technologii mogą się znacznie różnić. Dodatkowo już dla obecnych rozwiązań koszt wytwarzania w źródłach OZE jest porównywalny z kosztem wytwarzania energii z paliw kopalnych, a nawet w niektórych inwestycjach niższy.



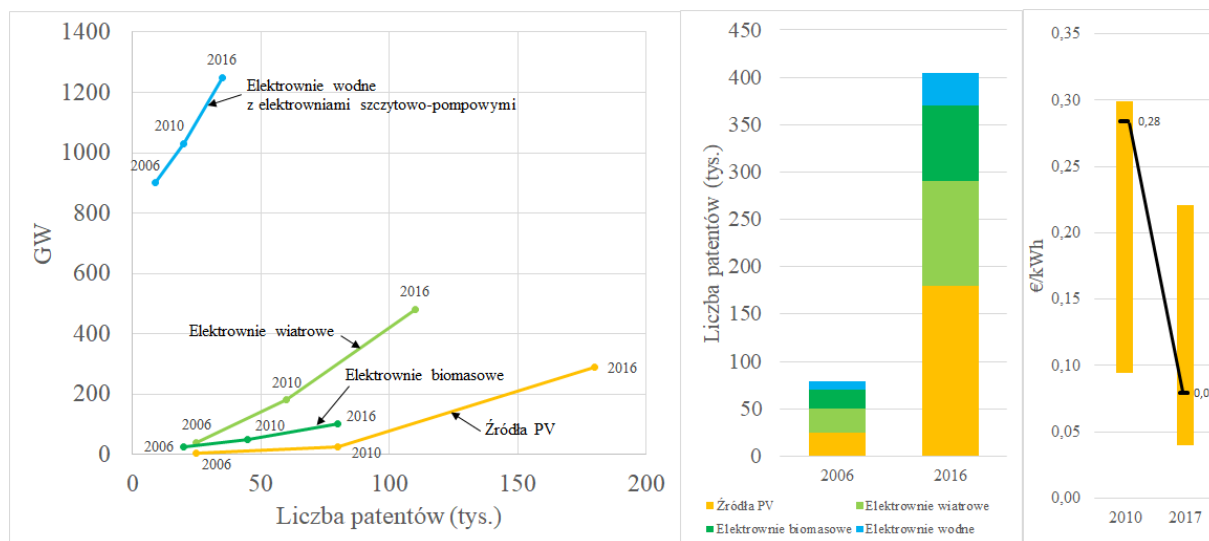
Rys. 10. Zakres uśrednionych kosztów energii (LCOE) z zaznaczeniem średniej wartości dla różnych technologii wytwarzania w roku 2010 i 2017 [14]

Na rys. 11 zamieszczono nakłady inwestycyjne dla elektrowni wiatrowych lądowych w zrealizowanych projektach od 1983 do 2017 roku. Z przedstawionych danych wynikają dwa bardzo istotne przekazy: po pierwsze nakłady inwestycyjne są coraz mniejsze, ma to związek z budową elektrowni o coraz większej mocy, ale przede wszystkim o coraz większym stopniu wykorzystania mocy zainstalowanej, po drugie wraz ze wzrostem realizowanych inwestycji różnicują się nakłady inwestycyjne. Dla przykładu w roku 2010 nakłady inwestycyjne wahały się od 800 do 4000 €/kW.



Rys. 11. Nakłady inwestycyjne elektrowni wiatrowych lądowych na przestrzeni lat 1983-2017 w zrealizowanych projektach [14]

Duży spadek cen, szczególnie w źródłach PV wynika z badań, których wyznacznikiem są patenty. Można zauważyć (rys. 12), że wraz ze wzrostem liczby patentów rośnie moc zainstalowana, ale również obniżają się nakłady inwestycyjne. Prawie siedmiokrotny wzrost patentów związanych ze źródłami PV w roku 2016 w porównaniu do roku 2006 przyczynił się do prawie sześćdziesięciokrotnego zwiększenia się mocy zainstalowanej a także zmniejszenia średnich kosztów wytwarzania z 0,28 €/kWh w roku 2010 do 0,08 €/kWh w roku 2017. Dane te pokazują jednoznacznie światowe trendy w wytwarzaniu energii elektrycznej oraz wpływ efektu fabrycznego na dostępność i cenę technologii OZE.



Rys. 12. Wpływ prac badawczych (wyrażony liczbą patentów) na zainstalowaną moc i cenę wybranych technologii wytwórczych [14]

Metodyka obliczenia kosztów jednostkowych. Obliczenie jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej pozwala na łatwe porównanie ze sobą różnych technologii. Należy jednak podkreślić, że porównanie to należy traktować z dużą ostrożnością w szczególności, gdy dotyczy to źródeł z produkcją wymuszoną oraz źródeł regulacyjno-bilansujących.

W ramach prowadzonych wstępnych badań nad ujednoczeniem metody szacowania kosztów wytwarzania energii elektrycznej dla zbioru technologii wg tab. 3 i tab. 4 oszacowano, w pierwszym przybliżeniu, jednoskładnikową cenę energii elektrycznej uwzględniającą zwrot kapitału oraz koszty zmienne. Dla inwestycji charakterystycznych dla energetyki NI (w szczególności: elektrownie wiatrowe lądowe i morskie, elektrownie biogazowe) przyjęto czas zwrotu zainwestowanego kapitału na poziomie do 10 lat, mimo czasów życia technologii równych 20-25 lat. Dla bloków węglowych WEK przyjęto czas zwrotu inwestycji na poziomie 10-12 lat, mimo resursów technicznych tych bloków równych 300 tys. godzin (czyli czasów życia bloków równych 60 lat przy rocznym czasie wykorzystania mocy zainstalowanej równym 6000 godzin i czasów życia „obliczeniowych” równych 200 lat !!! przy rocznym czasie wykorzystania mocy zainstalowanej równym 1500 godzin). Dla bloków jądrowych przyjęto czas zwrotu kapitału równy 35 lat (Elektrownia Hinkley Point – referencyjna dla Europy).

Zwrot kapitału u prosumenta wyznaczano na podstawie nakładów inwestycyjnych oraz czasu życia technologii (prosument przekłada swoją inwestycję energetyczną na wzrost własnego majątku; źródła wytwórcze energii elektrycznej zwiększają wartość domu/budynku/gospodarstwa rolnego). Przy czym czas ten liczony jest w różny sposób dla różnych technologii.

W kosztach zmiennych uwzględniono koszty serwisu poszczególnych technologii, cenę paliwa (gaz – 1,2 PLN/m³; olej opałowy – 3,10 PLN/l) oraz koszt uprawnień do emisji CO₂; założono, że koszt uprawnień osiągnie cenę 30 €/t, co przelicza się na 11, 17, 25, 30 €/MWh dla bloków gazowych, elektrowni dieslowskich oraz elektrowni na węgiel kamienny i brunatny, odpowiednio.

Koszty jednostkowe produkcji energii elektrycznej dla pełnego zbioru technologii wytwórczych. Porównując koszty wytwarzania energii elektrycznej można wyraźnie wyróżnić dwie kategorie technologii, są to źródła z produkcją wymuszoną (również takie w których zdolność bilansowania jest mała np. elektrownie wodne przepływowe) oraz źródła regulacyjno-bilansujące. Koszt produkcji w źródłach z produkcją wymuszoną jest w ogólnym przypadku mniejszy. Do źródeł tych (zebranych w tabeli 3) należą przede wszystkim dachowe źródła PV oraz elektrownie wiatrowe, ale również elektrownie biogazowe bez zasobników i w końcu elektrownia jądrowa. Należy podkreślić, że w przypadku elektrowni jądrowej nie możliwe jest zarówno zwiększenie jak i ograniczenie produkcji w przeciwieństwie do źródeł PV czy wiatrowych, w których ograniczenie produkcji nie tylko jest możliwe, ale wręcz wymagane w przypadku wzrostu częstotliwości [18].

Tab. 3. Koszty wytwarzania energii elektrycznej, bez opłaty systemowo-sieciowej dla technologii wytwórczych z produkcją wymuszoną

Technologia wytwórcza z produkcją wymuszoną	Czas wykorzystania mocy znamionowej	Nakłady inwestycyjne	Czas życia	Zwrot kapitału	Koszty zmienne	Koszt całkowity ¹	
	godzin/rok	\$/kW	lat	€/MWh	€/MWh	€/MWh	PLN/MWh
dachowe źródło PV	1000	1050	25	39	8	47	200
elektrownia wiatrowa lądowa	2500	1200	25	47	8	55	240
elektrownia wiatrowa morska	4500	1900	25	39	24	63	280
elektrownia biogazowa bez zasobnika	8000	2800	20	39	94	134	540
mikroelektrownia biogazowa bez zasobnika	8000	7000	20	39	87	126	510
elektrownia wodna przepływowa	4000	2000	60	47	8	55	220
elektrownia jądrowa	8000	4700	60	63	16	79	460 ²

¹ Kurs wymiany 4,20 PLN/€

² Cena z kontraktu różnicowego Elektrowni Hinkley Point (dla czasu obowiązywania kontraktu równego 35 lat. Kurs wymiany 4,70 PLN/GBP

Drugą grupę rozpatrywanych technologii wytwórczych stanowią źródła, które mogą pełnić funkcje regulacyjno-bilansujące (tab. 4). Koszty wytwarzania energii w takich źródłach są większe, jednak jest to kompensowane przez realizację usługi bilansowania. Wyjątek stanowi tutaj blok gazowy *combi* w którym produkcja energii jest skojarzona z produkcją ciepła, przez co koszty wytwarzania energii (elektrycznej i ciepła) są mniejsze, oraz elektrownia szczytowo-pompowa, pełniąca funkcję magazynu energii. Należy jednak podkreślić, że zastosowanie tylko źródeł z produkcją wymuszoną nie pozwala na zbilansowanie energii w osłonach kontrolnych, do tego konieczne jest uwzględnienie w osłonach źródeł regulacyjno-bilansujących.

Tab. 4. Koszty wytwarzania energii elektrycznej, bez opłaty systemowo-sieciowej dla technologii wytwórczych regulacyjno-bilansujących

Technologia wytwórcza regulacyjno-bilansująca	Czas wykorzystania mocy znamionowej	Nakłady inwestycyjne	Czas życia	Zwrot kapitału	Koszty zmienne	Koszt całkowity	
	godzin/rok	€/kW	lat	€/MWh	€/MWh	€/MWh	PLN/MWh
elektrownia biogazowa z zasobnikiem	5600	3150	20	55	94	150	630
mikroelektrownia biogazowa z zasobnikiem	5600	7600	20	55	87	142	590
elektrownie wodna szczytowo-pompowa	2000	1400	60	71	16	87	360
blok gazowy <i>combi</i> (klasy 100 kW – 1 MW)	3500	630	20	16	63	79	330
blok gazowy szczytowy (klasy 100 kW – 1 MW)	1500	400	33	26	105	131	550
	3000	400	17	13	105	118	490
elektrownia dieslowska (klasy 100 kW – 1 MW)	1500	240	33	16	159	175	730
	3000	240	17	8	159	167	700
blok węglowy na węgiel kamienny	1500	1400	-	94	55	150	610
	3000	1400	-	47	55	102	420
	6000	1400	-	24	55	79	320
blok węglowy na węgiel brunatny	1500	1450	-	94	47	150	610
	3000	1450	-	47	47	94	410
	6000	1450	-	24	47	71	310

Stos technologii wytwórczych zebrano w tab. 5, w której dodatkowo zaznaczono możliwość świadczenia usługi regulacyjno-bilansującej oraz tendencję cenową każdej technologii. Takie uporządkowanie pozwala na racjonalny dobór struktury bilansu energetyczne dla każdej osłony kontrolnej od OK1 do OK4. Należy jednak podkreślić, że dostępność technologii wytwórczych nie jest taka sama dla każdej z osłon. Dla przykładu w OK1 dachowe źródła PV mogą być stosowane, ale elektrownia wiatrowa morska już nie. W osłonach kontrolnych na terenach wiejskich elektrownie biogazowe mogą pełnić rolę źródeł regulacyjno-bilansujących ale bloki gazowe, ze względu na brak średnociśnieniowej infrastruktury przesyłu gazu, nie.

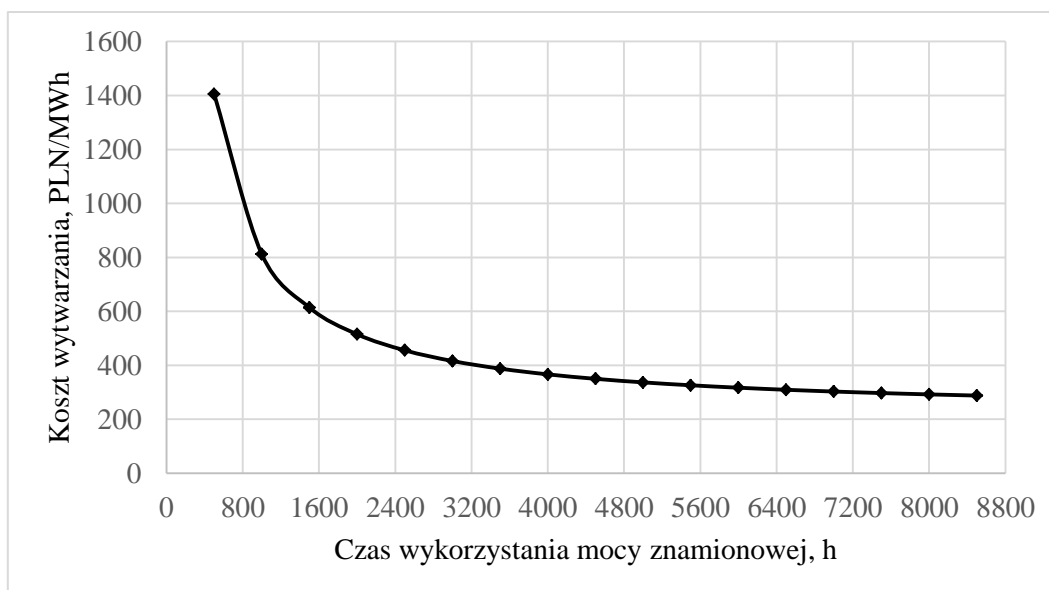
Wykorzystanie Stosu technologii wymaga więc określenia dostępności technologii w analizowanej osłonie kontrolnej.

Tab. 5. Stos technologii wytwórczych uporządkowany względem kosztu energii

Technologia wytwórcza	Czas wykorzystania mocy znamionowej	Koszt wytwarzania	Regulacyjno-bilansująca	Tendencja cenowa
	godzin/rok	PLN /MWh		
dachowe źródło PV	1000	200	nie	↓↓
elektrownia wodna przepływowa	4000	220	nie	↑
elektrownia wiatrowa lądowa	2500	240	nie	↓
elektrownia wiatrowa morska	4500	280	nie	↓
blok gazowy combi (klasy 100 kW – 1 MW)	3500	330	tak	↑
elektrownie wodna szczytowo-pompowa	2000	360	tak	↑
elektrownia jądrowa	8000	460	nie	↑↑
mikroelektrownia biogazowa bez zasobnika	8000	510	nie	↓
elektrownia biogazowa bez zasobnika	8000	540	nie	↓
blok gazowy szczytowy (klasy 100 kW – 1 MW)	1500	550	tak	↑
	3000	490		
mikroelektrownia biogazowa z zasobnikiem	5600	590	tak	↓
blok węglowy na węgiel brunatny	1500	610	tak	↑↑
	3000	410		
	6000	310		
blok węglowy na węgiel kamienny	1500	610	tak	↑↑
	3000	420		
	6000	320		
elektrownia biogazowa z zasobnikiem	5600	630	tak	↓
elektrownia dieslowska (klasy 100 kW – 1 MW)	1500	730	tak	↑
	3000	700		

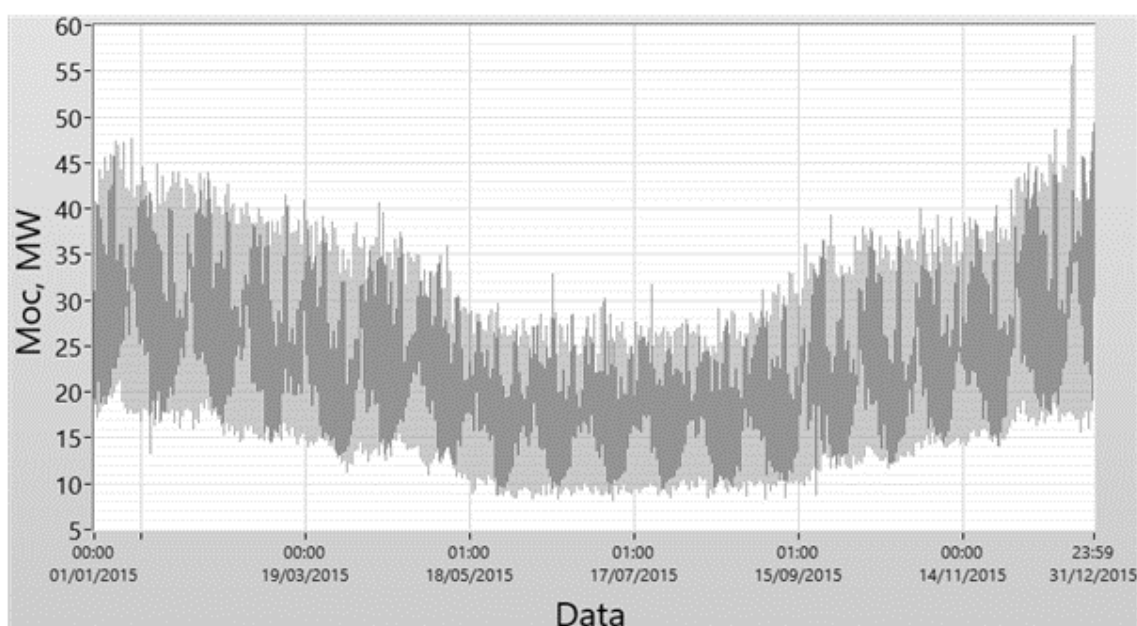
W tab. 5 zebrano również ogólnoświatowe tendencje kosztów wytwarzania energii [15,16,17] i tak obserwuje się bardzo duży spadek cen źródeł PV, mniejszy elektrowni wiatrowych, ale koszt wytwarzania w elektrowni węglowych bardzo szybko rośnie (wzrost cen uprawnień, konieczność pracy jako źródło grafikonowane z niewielkim czasem wykorzystania mocy znamionowej). Dla elektrowni węglowych została wyznaczona krzywa zmiany kosztu wytwarzania energii elektrycznej (rys. 13) w funkcji czasu wykorzystania mocy znamionowej. Można zauważyć, że dla czasów wykorzystania mocy znamionowej powyżej

3500 h/rok koszt wytwarzania jest stosunkowo mały (poniżej 300 PLN/MWh), ale gwałtownie zwiększa się jeżeli czas ten maleje.



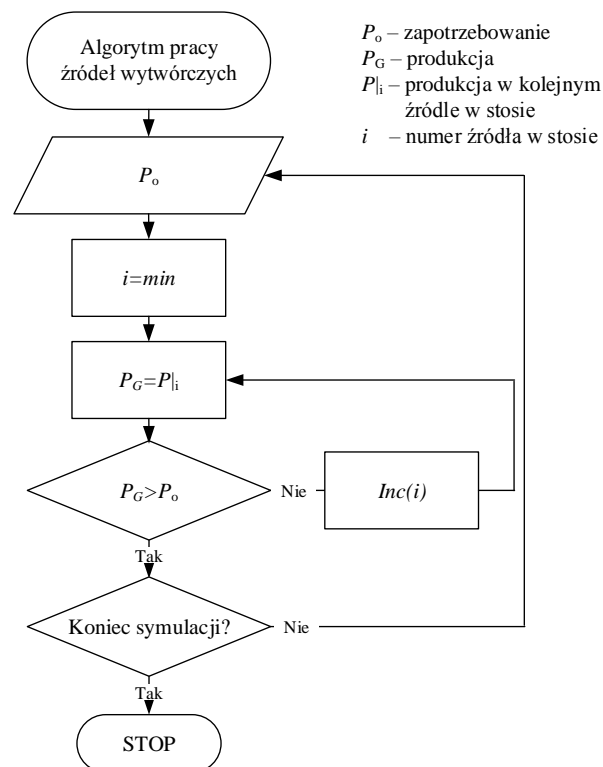
Rys. 13. Koszt wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni węglowej dla różnego czasu wykorzystanie mocy znamionowej

Nowa funkcjonalność symulatora WME i pierwsze wyniki rozszerzonych badań symulacyjnych. Wyznaczone ceny jednostkowe, pozwoliły rozszerzyć funkcjonalność symulatora WME [4,7] o analizę kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Symulator został wykorzystany do wyznaczenie kosztów wytwarzania energii dla powiatu referencyjnego wiejsko-miejskiego charakteryzującego się rocznym zapotrzebowaniem energii elektrycznej na poziomie 200 GWh, oraz czasem wykorzystania mocy szczytowej około 3500 h/rok. Profil zapotrzebowania powiatu referencyjnego zamieszczono na rys. 14.



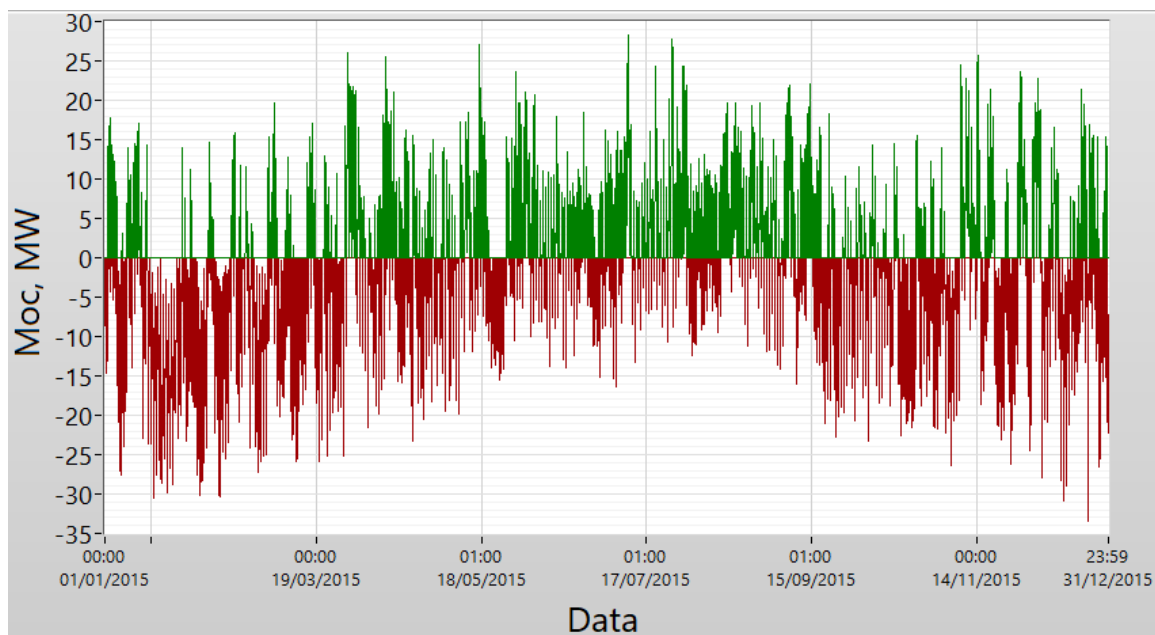
Rys. 14. Profil zapotrzebowania powiatu referencyjnego

Dobór struktury bilansu wytwórczego obejmował analizę możliwości pracy z założonym deficytem w klastrze na poziomie 15 % (30 GWh). Założono dodatkowo, że 85 % energii będzie wytworzone przez źródła OZE, a występujący deficyt pokryją elektrownie węglowe. Dobór struktury na podstawie stosu technologii wykorzystuje kaskadowy algorytm sterowania źródłami, który dla powiatu referencyjnego został przedstawiony na rysunku 15. Algorytm ten w pierwszej kolejności wykorzystuje energię ze źródeł z najniższym kosztem energii. Należy jednak podkreślić, że algorytm nie uwzględnia ograniczeń źródeł które są uwzględnione w modelach i działają niezależnie [4].



Rys. 15. Kaskadowy algorytm pracy źródeł wytwórczych

Wynikiem działania symulatora WME, z kaskadowym algorytmem pracy źródeł wytwórczych jest roczny bilans energii dla powiatu referencyjnego (rys. 16), na podstawie którego można obliczyć roczny deficyt energii oraz zidentyfikować okresy w których konieczne jest wykorzystanie elektrowni węglowych.



Rys. 16 Roczny bilans energii dla powiatu energetycznego

Wyznaczona struktura bilansu wytwórczego wraz z cenami jednostkowymi oraz kosztem energii z podziałem na poszczególne technologie została zebrana w tab. 6. Obliczono również średnioroczny koszt jednostkowy, uwzględniający bilans wytwórczy, dla sumarycznej rocznej produkcji wynoszącej 225 GWh (występują nadwyżki) oraz 200 GWh (brak nadwyżek, ograniczenie produkcji w źródłach OZE), który wyniósł 551 oraz 623 PLN/MWh, odpowiednio.

Tab. 6. Struktura rocznego bilansu wytwórczego dla powiatu referencyjnego

Technologia	Produkcja GWh	Moc MW	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej h/rok	Koszt jednostkowy PLN/MWh	Koszt energii mln PLN
Źródła PV	16,7	16,7	1000	200	3,3
Elektrownie wiatrowe lądowe	70,7	45,0	2000	240	17,0
Elektrownie biogazowe	16,0	2,0	8000	540	8,6
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	44,8	8,0	5600	630	28,2
Mikro elektrownie biogazowe	19,0	2,4	8000	510	9,7
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	27,9	4,9	5600	590	16,5
Elektrownie węglowe	30,0	30,0	1000	810	24,3
SUMA	225,1	109,0		478 (538)¹	107,6

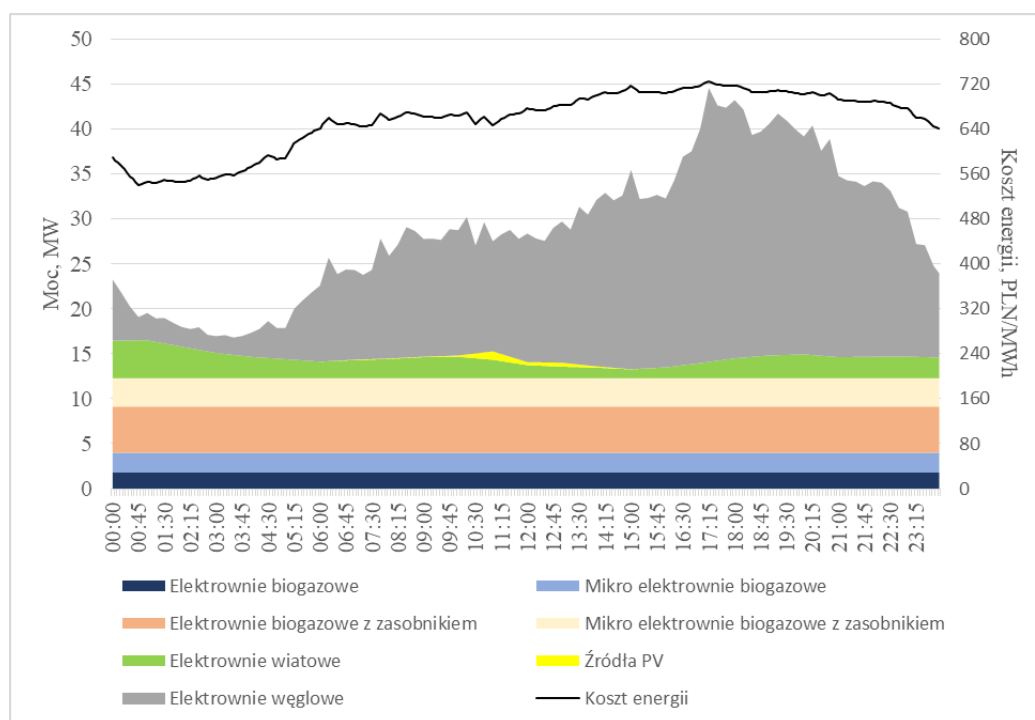
¹ Średni koszt jednostkowy energii elektrycznej (w skali roku) dla sumarycznej rocznej produkcji energii (225 GWh) – 478 PLN/MWh oraz przy założeniu, ograniczenia produkcji, braku nadwyżki (200 GWh) – 538 PLN/MWh

Symulator WME pozwolił również na obliczenie 15-minutowego profilu kosztów energii w powiecie referencyjnym. Koszt ten wynika z chwilowej produkcji w źródłach w osłonie, oraz „importu” energii z rynku WEK. Warto zaznaczyć, że założenie 15 % deficytu energii w skali roku, pozwoliło wyznaczyć roczne wykorzystanie mocy znamionowej elektrowni węglowych w powiecie, które kształtuje się na poziomie 1000 h. Tak małe wykorzystanie spowodowało, że cena energii z elektrowni węglowych (rys. 28) wyniosła 810 PLN/MWh.

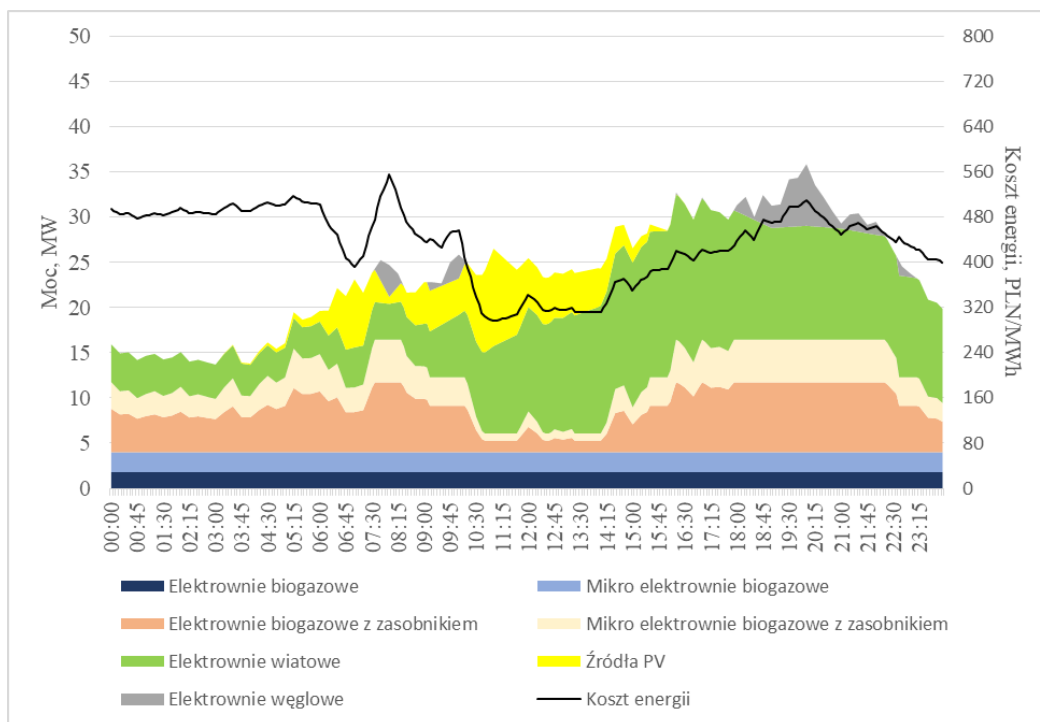
Na kolejnych rysunkach (rys. 16 do rys. 18) przedstawiono trzy charakterystyczne dni w których):

- produkcja w źródłach z produkcją wymuszoną jest bardzo mała, przy jednoczesnym dużym zapotrzebowaniu na energię (18.01) (rys. 16), konieczny jest więc „import” energii – koszt wytwarzania jest najwyższy,
- produkcja w źródłach z produkcją wymuszoną charakteryzuje się dużą zmiennością w ciągu dnia (rys. 17) – usługi regulacyjno-bilansujące pełnią powiatowe elektrownie i mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem (07.04) – duża zmienność kosztów,
- całe zapotrzebowanie pokrywają źródła OZE (rys. 18) (14.08) – niskie koszty energii.

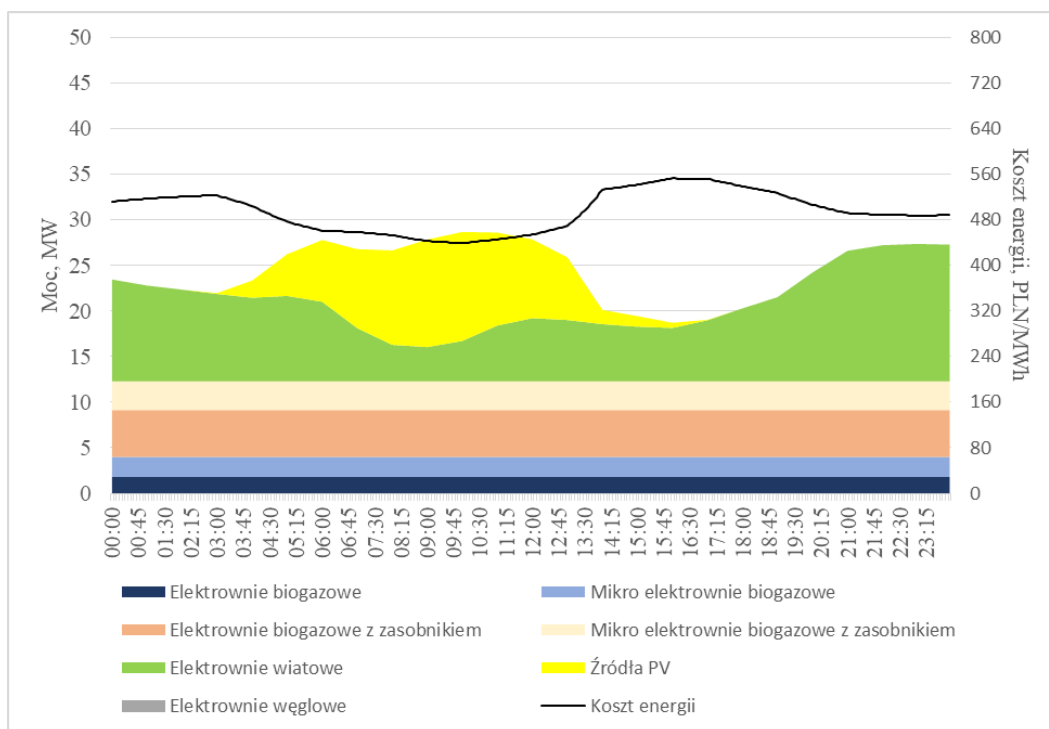
Już wstępne analizy, pokazujące mechanizm wyznaczania kosztów energii pozwalają na wyznaczenie profilu kosztów a docelowo ceny energii.



Rys. 16. Struktura bilansu energetycznego klastra referencyjnego oraz koszt wytwarzania energii, bez kosztów sieci, dzień 18.01 (horyzont 2030)



Rys. 17. Struktura bilansu energetycznego klastra referencyjnego oraz koszt wytwarzania energii, bez kosztów sieci, dzień 07.04 (horyzont 2030)



Rys. 18. Struktura bilansu energetycznego klastra referencyjnego oraz koszt wytwarzania energii, bez kosztów sieci, dzień 14.08 (horyzont 2030)

Zapowiedź dalszych badań. Uzyskane w ramach badań z wykorzystaniem symulatora WME wyniki pozwalają na postawienie pewnych hipotez związanych z transformacją polskiej

energetyki. Hipotezy te wymagają w pierwszej kolejności przeprowadzenia weryfikacji symulacyjnej, stają się więc wyznacznikiem dalszym badań.

1. Uwzględnienie w kosztach energii opłaty za sieć oraz usług zmieni kolejność technologii w zaproponowanym stosie, tab. 6 – Wykorzystanie sieci jest związane z rodzajem oraz mocą źródła wytwórczego, wpływa więc na koszt energii. Badania pozwolą określić o ile zmieni się jednoskładnikowy kosztu energii po uwzględnieniu opłaty sieciowej i usług.

2. Nawet znaczne przewymiarowanie tanich źródeł OZE z wymuszoną produkcją nie umożliwi pokrycia zapotrzebowania. Źródła należy dobrać uwzględniając profil zapotrzebowania i strukturę bilansu energetycznego w klastrze. W ramach badań zostaną wyznaczone charakterystyki wpływu zainstalowanej mocy poszczególnych technologii wytwórczych na deficyt oraz koszt energii w klastrze (OK3) i spółdzielni energetycznej (OK2).

3. Elektrownie węglowe będą (horyzont 2040) konkurencyjne pod warunkiem pracy ze stałą mocą (w podstawie) – Wykorzystanie elektrowni węglowych jako źródła bilansująco-regulacyjne w dużym stopniu zmniejsza ich opłacalność, zwiększa się koszt wytworzenia energii elektrycznej. Zdolności regulacyjno-bilansujące można rozwijać wykorzystując nowe technologie oraz wprowadzając usługi energetyczne na wschodzącym rynku energii. Badania pozwolą określić i porównać ze sobą koszt energii w elektrowniach węglowych pracujących w podstawie oraz jako źródła bilansująco-regulacyjne.

4. Różna struktura bilansu energetycznego w klastrach wiejskich, wiejsko-miejskich oraz w korytarzach IU wpływa na profil kosztów energii. – Określenie jednoskładnikowego profilu kosztów energii elektrycznej dla klastrów na obszarach wiejskich, wiejsko-miejskich w korytarzach IU pozwoli na racjonalny dobór źródeł dla wymienionych obszarów, przy czym struktura bilansu wytwórczego w każdym przypadku będzie inna.

5. Przepływy energii pomiędzy klastrami i korytarzami IU nie będą duże ale pozwolą na lepsze zbilansowanie sąsiadujących obszarów – Analiza wzajemnej wymiany energii pomiędzy klastrami i korytarzami IU pozwoli na przebadanie ilości przesyłanej pomiędzy nimi energii. Bilansowanie energii wewnątrz klastrów zmniejsza przesył a różna struktura bilansu wytwórczego ogranicza deficyt sąsiadujących obszarów. Możliwe jest również określenie potrzebnego do wymiany energii udziału sieci.

6. Zwiększenie czasu wykorzystania mocy zainstalowanej w elektrowni wiatrowej poprawia zbilansowanie klastrów – Rozwój technologii, w szczególności elektrowni wiatrowych, wpływa na zwiększenie się czasu wykorzystania mocy zainstalowanej. Zmniejszają się więc chwile czasowe w których nie występuje produkcja w źródłach wymuszonych, przez co klastry są lepiej zbilansowane. W ramach badań można będzie porównać konstrukcje elektrowni wiatrowych o różnym rocznym czasie wykorzystania (od 1500 do 3000 h) ze względu na ograniczanie deficytu w klasach.

Oplata sieciowa

Najtrudniejszym zagadnieniem w modelowaniu minisystemów WME (ale także spółdzielni, klastrów, elektrowni wirtualnych) jest kalibrowanie współczynników *net meteringu*. Punktem wyjścia modelowania opłat sieciowych (ich ekwiwalentowania) są oszacowania uśrednionych (przeciętnych) jednoskładnikowych opłat sieciowych w osłonach kontrolnych OK1, OK2, OK3, wykonane na początek na podstawie ogólnie dostępnych danych.

Dane wyjściowe. Podstawowe dane sieciowe (wytwarzane przez operatorów w procesie obowiązującego taryfowania energii elektrycznej) przedstawiono w tab. 7, 8. Dane te stanowią punkt wyjścia do szacowania wskaźników użytecznych potencjalnie w analizach i następnie w decyzjach inwestycyjnych prosumentów i niezależnych inwestorów w obszarze energetyki EP-NI.

Tab. 7. Struktura sieci operatorów OSD i OSP

Operator	Sieci NN i WN				Sieci SN			Sieci nN		Energia [GWh]
	sieci NN [km]	stacje NN/WN	sieci WN [km]	stacje WN/SN	długość [km]	stacje SN/SN	stacje SN/nN	długość [km]	długość przyłączy [km]	
Enea Operator	-	-	5195	241	45650	376	37011	52287	18169	18741
Energa Operator	-	-	6427	286	68033	112	59687	87785	21757	22064
PGE Dystrybucja	21	1	10176	457	110801	122	91835	238411	73825	34186
Innogy Stoen Operator	16	1	497	40	7623	43	6378	8959	2100	727
Tauron Dystrybucja	44	2	11084	483	64014	224	58325	108755	45039	47469
PSE	14253	80	74	-	-	-	-	-	-	-
Suma	14334	84	33379	1507	296121	877	253236	496197	160890	123189

Na podstawie udostępnionych przez operatorów danych można oszacować potencjał dla energetyki rozproszonej umożliwiającą powstanie około 250 tys. osłon kontrolnych OK2 o średniej mocy stacji wynoszącej 252 kVA i obejmującej sieci nN o średniej długości 2,65 km (w tym około 2 km sieci dystrybucyjnej i 650 m przyłączy).

Tab. 8. Stacje transformatorowe i transformatory operatorów OSD i OSP

Operator	Sieci NN i WN					Sieci SN i nN				
	liczba stacji NN/WN	liczba transf. NN/WN	liczba stacji WN/SN	liczba transf. WN/SN	śr. moc transf. WN/SN [MVA]	liczba stacji SN/SN	liczba transf. SN/SN	liczba stacji SN/nN	liczba transf. SN/nN	śr. moc transf. SN/nN [kVA]
Enea Operator	-	-	241	445	19	376	12	37011	36628	209
Energa Operator	-	-	286	509	19	112	10	59687	60153	158
PGE Dystrybucja	1	2	457	816	19	122	30	91835	93128	153
Innogy Stoen Operator	1	1	40	83	46	43	0	6378	6470	502
Tauron Dystrybucja	2	0	483	878	23	224	78	58325	57285	237
PSE	80	186	0	2	-	-	-	-	-	-
Suma	84	189	1507	2733	-	877	130	253236	253664	-
Średnia					25,2					251,8

Kluczowe znaczenie w kalibrowaniu współczynników *net meteringu* w poszczególnych osłonach kontrolnych (OK1, OK2, OK3) mają sieciowe nakłady inwestycyjne, tab. 9. Jedno podejście do kalibrowania, charakterystyczne dla inwestorów z obszaru energetyki EP-NI koncentruje się na analizach parametrycznych skutków *net meteringu*, mianowicie przedstawia wpływ wartości współczynnika WNM na opłacalność inwestycji w źródła OZE. [8] Jest to podejście tworzące podstawy decyzji inwestycyjnych podejmowanych przez prosumentów i niezależnych inwestorów (wychodzi naprzeciw ich potrzebom).

Jest zrozumiałe, że istnieje drugi biegun zagadnienia, którym są wartości współczynnika WNM zapewniające pokrycie kosztów operatorskich (obecnie operatorów OSD). W szczególności interesujące jest określenie wartości granicznych współczynnika WNM.

Tab. 9. Wartość zrealizowanych inwestycji (2016) [mln PLN]

Operator	Przyłączenie nowych odbiorców	Przyłączenie nowych źródeł	Odtworzenie majątku	Pozostałe nakłady, w tym na systemy IT
Enea Operator	324,9	6,9	482	100,5
Energa Operator	477	9,5	656,1	128,4
PGE Dystrybucja	606,6	16,6	983,9	113,6
Innogy Stoen Operator	89,2	0,2	97,6	53,7
Tauron Dystrybucja	555,1	30,7	968,9	228,5
PSE	754,9	269,4	136,5	56,1
Suma	2807,7	333,3	3325	680,8

Chodzi o wartości minimalne, odpowiadające obecnym wielkim programom inwestycyjnym operatorów OSD, szacowanym w kraju na około 42 mld PLN w okresie 2014-2019 (patrz „8 sposobów integracji OZE – bezpieczeństwo systemu wobec wzrostu źródeł zmiennych” Forum Energii – analizy i dialog, 2017). Podkreśla się, że taką wysokość średnioterminowych nakładów inwestycyjnych potwierdzają inwestycje zrealizowane w 2016 r. tab. 10.

Tab. 10. Tauron Dystrybucja, wybrane dane finansowe (2016) [mln PLN]

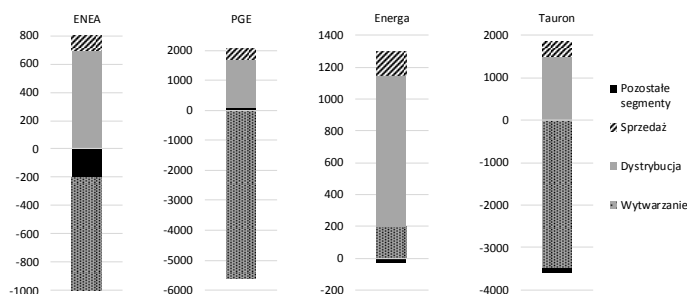
Usługi dystrybucyjne	Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	Sprzedaż między segmentami	Przychody ogółem	EBIDTA	Zysk operacyjny
5892	3100	3209	6310	2394	1363

Oczywiście, jeszcze mniejsze wartości współczynnika WNM będą miały miejsce, jeśli kontynuowana będzie charakterystyczna obecnie polityka grup energetycznych realizujących, razem z URE, subsydiowanie skrośne wewnątrz grup za pomocą opłat systemowo-sieciowych. Politykę tę w wyraźny sposób ujawnia analiza porównawcza danych zestawionych w tab. 10, tab. 11 oraz rys. 19. Mianowicie, analiza ta obrazuje trzy charakterystyczne fakty. Są to: dobre wyniki segmentu operatorskiego (tab. 10), bardzo złe wyniki „energetyki” górnictwa węgla kamiennego (tab. 11), ogólnie duże „pole” do realizacji subsydiowania skrośnego za pomocą monopolu sieciowego (tab. 10, rys. 19). Wątpliwym jest

więc połączenie podmiotów koncesjonowanych, korzystających z naturalnego monopolu usług dystrybucyjnych z pozostałymi segmentami teoretycznie konkurującymi na wolnym rynku (segment wydobywie, wytwarzanie).

Tab. 11. Wybrane dane charakteryzujące polskie przedsiębiorstwa energetyczne w kontekście makroekonomicznym (2015) [22]

	Górnictwo i wydobywie (w tym wydobywie węgla kamiennego i brunatnego)	Wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę
Podmioty gospodarcze	2083 (47)	3166
Przychody, mln zł	55312 (28420)	202503
Wynik finansowy brutto, mln zł	- 7680 (- 4875)	-1984
Zatrudnienie, tys.	148 (91)	125
Średnie miesięczne wynagrodzenie brutto, zł	6837 (7162)	6547



Rys. 19. EBIT w strukturze według głównych segmentów (2015) [23]

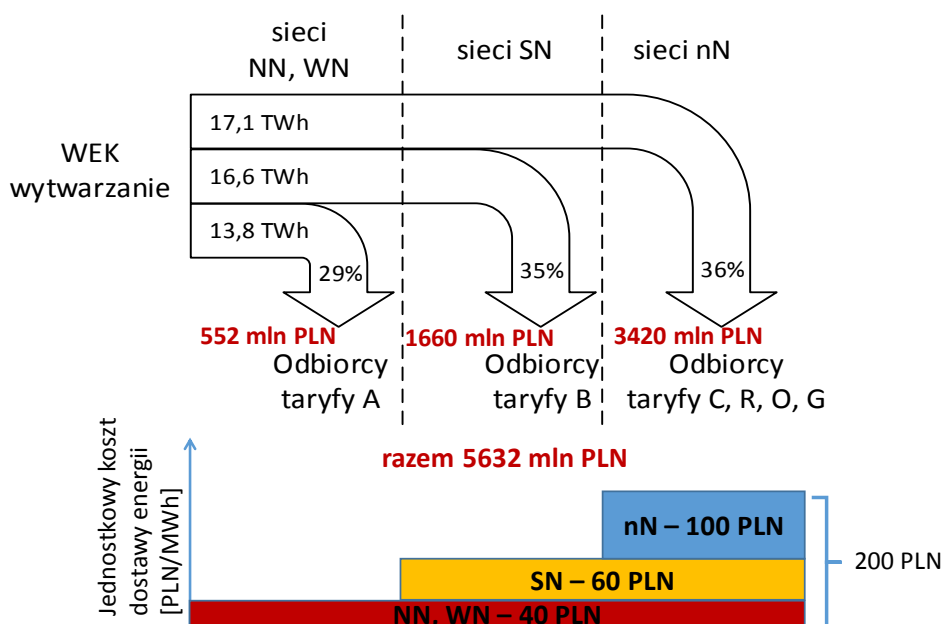
Na drugim biegunie zakresu wartości współczynnika *net meteringu* powinny być uwzględnione (tu potrzebne jest jasne stanowisko URE, i ogólnie rządu) wartości maksymalne, odpowiadających polityce operatorów OSD polegającej na ich „samoograniczeniu” się. W szczególności do tych inwestycji, które są uzasadnione tylko efektami w zakresie intensyfikacji wykorzystania istniejących sieci nN-SN (chodzi tu o tzw. inwestycje „doposażeniowe”).

Tab. 12. Tauron Dystrybucja, struktura i wykorzystanie sieci (2016)

Rodzaj sieci	WN	OK3 sieci SN	OK2 sieci nN						
			podział wg grup taryfowych (2016)				pozostałe nN		
			A	B	sieci rozdzielcze nN			przylą- cza nN	sieci oświetle- niowe
C2	C1, R, O	G			razem				
Procent dystrybuowanej energii	29%	35%	6%	9%	21%	36%			
Energia [GWh]	13775	16625	2850	4275	9975	17100			17100
Długość sieci [km]	11128	64014				108755	45039	38553	192347
Stacje		707				58325			

Długość na jedną sekcję		91				1,86	0,77	0,66	3,30
MWh/sekcję		23515				293			
Suma energii przepływającej przez sieć [GWh]	47500	33725				17100			17100
MWh/km	4269	527				157			89
Szacowane przychody [mln PLN]	450	1300				3168			3168
PLN/MWh	33	78				185			185
PLN/km sieci	40439	20308				29130			16470
PLN/stacje						54316			54316

Wstępne oszacowania dotyczące nowej alokacji opłat sieciowych. Przeprowadzenie oszacowań wartości granicznych (minimalnych i maksymalnych) współczynnika WNM wymaga dostępu do danych, które obecnie są praktycznie zastrzeżone dla operatorów OSD i dla URE (a absolutnie nie powinno tak być, bo operatorzy działający na podstawie koncesji powinni być całkowicie „przejrzysti”). Z drugiej strony, po stronie nauki jest obowiązek, aby przedstawić neutralną – wychodzącą poza charakterystyczny na rynku energii elektrycznej układ grup interesów – propozycję metody kalibracji współczynnika *net meteringu* dla osłon OK1, OK2, OK3. Mianowicie, powinna to być metoda zapewniająca, z jednej strony, minimalne środki na pokrycie kosztów istniejących sieci nN-SN. Z drugiej natomiast strony metoda powinna tworzyć obiektywne podstawy konkurencji między: „zasilaniem” odbiorców ze schodzącego rynku energii elektrycznej (energetyka WEK) oraz „pokryciem” zapotrzebowania na energię użyteczną za pomocą wschodzącego rynku energii elektrycznej OZE (energetyka EP-NI: prosumenci, spółdzielnie, klastry, elektrownie wirtualne, minisystemy WME; osłony kontrolne OK1, OK2, OK3).



Rys. 20. Energia dystrybuowana w sieciach rozdzielczych Tauron Dystrybucja (2016)

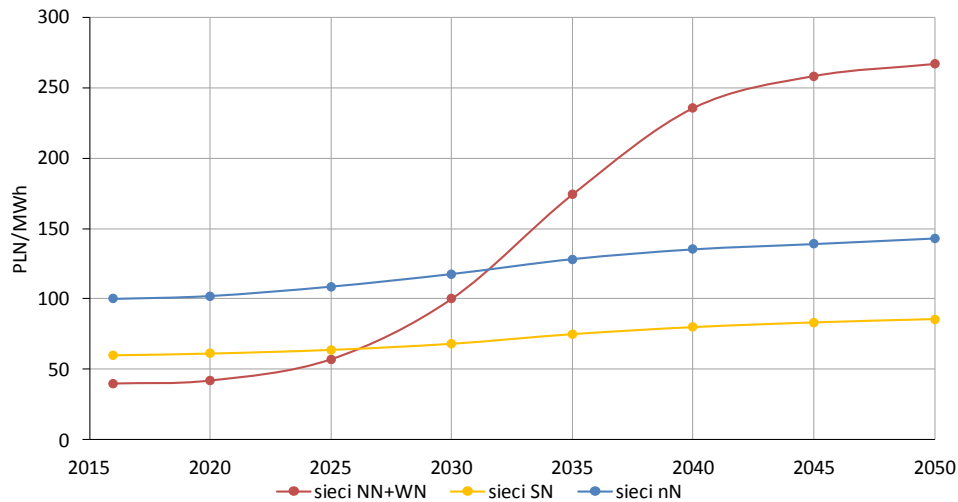
Tabela 12 oraz rysunki Rys. 0, 22, 23 (pokazujące ogólną strategię porządkowania, konsolidowania, przetwarzania, prezentowania danych) stanowią punkt wyjścia w pracach dotyczących opracowania właściwej metody. Analizując strukturę opłat systemowo sieciowych Tauron Dystrybucja w powiązaniu z osiągniętymi w 2016 roku danymi finansowymi, można oszacować bieżący koszt usług systemowo-sieciowych jako przychód z tytułu usług dystrybucyjnych. Dla Tauron Dystrybucja koszt ten wyniósł w 2016 r. 5892 mln PLN, co daje średnio 124 PLN/MWh. Po rozbiciu na grupy taryfowe z uwzględnieniem wolumenów dystrybuowanej energii elektrycznej w poszczególnych grupach, otrzymano następującą strukturę opłat, umożliwiającą osiągnięcie porównywalnych przychodów: 40, 60 i 100 PLN/MWh w sieciach NN, WN oraz SN i nN odpowiednio (rys. 20). W tabeli 13 przedstawiono strukturę przychodów w rozbiciu na obowiązujące dziś grupy taryfowe i rodzaje sieci elektroenergetycznych dla dzisiejszej struktury przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej (stan na rok 2016). Podane wartości odpowiadają szacunkowym wartościom kosztów usług sieciowych dla poszczególnych rodzajów sieci operatora Tauron Dystrybucja. Koszty te obecnie wynoszą 1900, 2022 oraz 1710 mln PLN dla sieci NN i WN, SN oraz nN odpowiednio.

Tab. 13. Struktura przychodów w podziale na rodzaj sieci i grupę taryfową (2016) wraz z szacunkami na 2050 r.

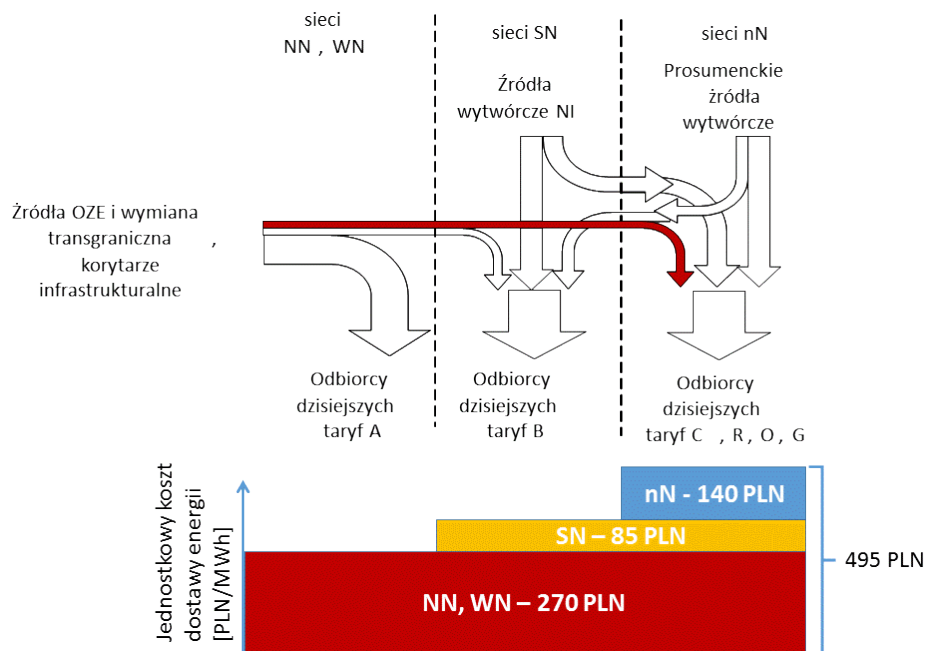
Rok	Rodzaj sieci	Energia TWh	Koszty usług sieciowych PLN/MWh	Przychody wg. grup taryfowych mln PLN			Przychody razem mln PLN
				A	B	C, R, O, G	
2016	Sieci NN i 110 kV	47,5	40	552	664	684	1900
	Sieci SN	33,7	60	-	996	1026	2022
	Sieci nN	17,1	100	-	-	1710	1710
	Razem			525	1660	3420	5632
2050	Sieci NN i 110 kV	7	270				1900
	Sieci SN	24	85				2050
	Sieci nN	12	140				1700
	Razem						5650

Wraz ze zmianami struktury wytwarzania i przenoszenia się źródeł w kierunku odbiorców, zasadniczym zmianom ulegną wolumeny energii przesyłanej przez poszczególne rodzaje sieci, tym samym koszt jednostkowy usług sieciowych przypadający na przesłaną energię w poszczególnych rodzajach sieci ulegnie drastycznym zmianom. Ze względu na powstawanie rozproszonych lokalnych źródeł przyłączonych do sieci SN i nN, szczególnej redukcji ulegnie energia przesyłana przez sieci NN i WN, tym samym drastycznie wzrośnie jednostkowy koszt przesyłu w tych rodzajach sieci. Ze względu na bezpośrednie zużycie energii elektrycznej wygenerowanej przez własne źródła prosumentów (indywidualnych, przemysłowych i komunalnych), wolumen energii dystrybuowanej w obrębie sieci SN i nN również nieco zmaleje, co spowoduje wzrost jednostkowych kosztów sieciowych dla sieci SN i nN, lecz wzrosty te nie będą tak drastyczne. Szczegółowy bilans dla powiatu referencyjnego przedstawiono w tab. 6. Rys. 21 przedstawia prognozę zmian jednostkowych kosztów sieciowych wraz z rozwojem rozproszonych źródeł wytwórczych przyłączonych do sieci SN

i nN. W tabeli 13 przedstawiono prognozowaną strukturę kosztu usług sieciowych na obszarze obsługiwanym przez Tauron Dystrybucja dla roku 2050.



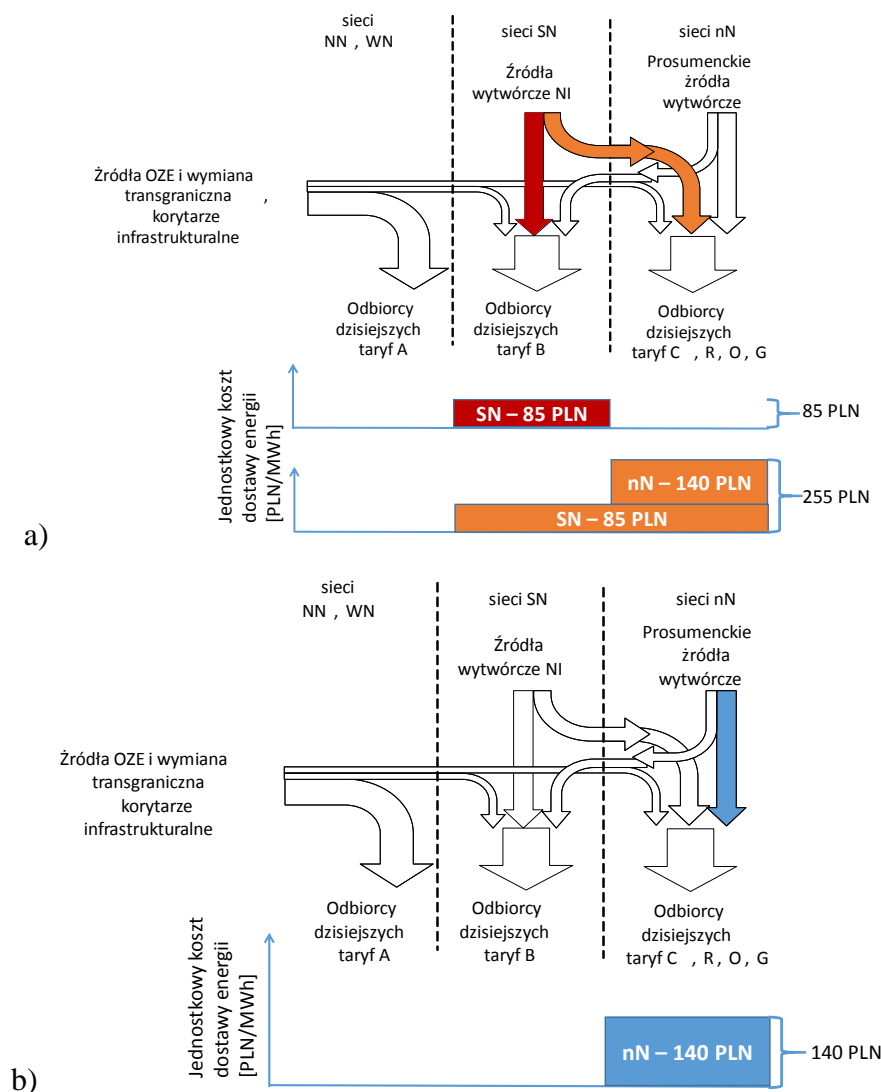
Rys. 21 Zmiana kosztów sieciowych w latach 2018-2050 wraz z rozwojem rozproszonych źródeł wytwórczych



Rys. 22. Zmiana struktury dystrybucji energii elektrycznej (2050)

Wraz z przekształcaniem się scentralizowanego rynku energii w rynek generacji rozproszonej, zmianie muszą ulec zasady ponoszenia kosztów systemowo-sieciowych. Proponuje się wprowadzenie zasady jednoskładnikowej ceny energii elektrycznej, wg. której dostawca płaci za dostarczenie energii elektrycznej do odbiorcy. Wprawdzie kosztem dostawy będzie w końcowym rozliczeniu obciążony odbiorca, lecz koszty te będą różne w zależności od lokalizacji źródła wytwórczego i zaangażowania sieci w dostawę energii. Rozpatrując prognozowaną na rok 2050 strukturę przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, dla dostawy

energii pochodzącej z odległych źródeł (np. elektrownia przyłączona do sieci NN) dostawca będzie musiał uwzględnić koszty sieciowe dla sieci NN/WN, SN oraz nN, wynoszące sumarycznie około 500 PLN/MWh (rys. 22). Koszt wykorzystania sieci w obrębie osłony kontrolnej OK3 dla źródła i odbiorcy przyłączonego do sieci SN wyniesie tylko około 85 PLN/MWh. Dla odbiorcy przyłączonego do publicznej sieci nN pobierającego energię ze źródła przyłączonego do sieci SN koszt opłat s-s wyniesie około 255 PLN/MWh (rys. 23a). W przypadku gdy wytwórca i odbiorca znajdują się wewnątrz osłony OK2 wykorzystującej publiczną sieć nN, opłata s-s wyniesie około 140 PLN/MWh (rys. 23b). Opłaty te mogą być podstawą do kalibrowania współczynników net-meteringu, w którym wytwórca będzie w barterze pokrywał koszty opłat systemowo-sieciowych sprzedawcy.



Rys. 23. Zmiana struktury dystrybucji energii elektrycznej (2050)
a) wytwórca w osłonie OK3, b) wytwórca w osłonie OK2

Usługi systemowe na rynku wschodzącym

Usługi regulacyjne mocy i bilansujące energię w mikrosystemie WME mogą być realizowane również przez mechanizmy inne niż opisane w punkcie „Koszty wytwarzania”. W tab. 14 przedstawiono koszty stosowania usług systemowych DSM/DSR, wykorzystania istniejących układów UGZ (układ gwarantowanego zasilania), akumulatorów (wykonanych w technologiach litowych oraz kwasowo-ołowiowe). W celach porównawczych przedstawiono również koszty, które ponosi operator w sytuacji niedostarczenia energii z przyczyn zaplanowanych i niezaplanowanych. Te sytuacje są istotne z perspektywy częstych, w ostatnim czasie, rozległych awarii sieciowych.

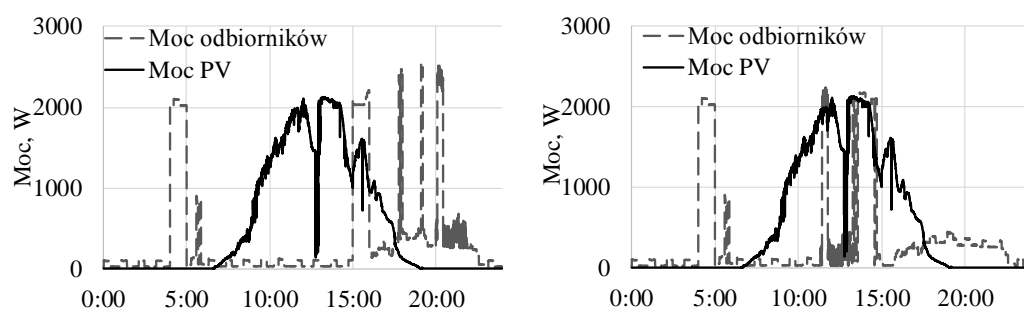
Tab. 14. Porównanie kosztów usług systemowych na wschodzącym rynku EP-NI.

Usługa systemowa – regulacyjno-bilansująca	Czas wykorzystania mocy znamionowej	Nakłady inwestycyjne	Czas życia	Zwrot kapitału	Koszty zmienne	Koszt całkowity
	godz./rok	€/MW €/MWh*	lat	€/MWh	€/MWh	PLN /MWh
DSM/DSR	30	-	-	-	3,1 tys.	13 tys.
UGZ – układ gwarantowanego zasilania	-	360 tys.	-	0	200	840
Akumulator Li-ION	-	285 tys.*	-	160 - 180	60	0,9 – 1 tys.
akumulator kwasowo-ołowiowy	-	140 tys.*	-	345 – 285	70	1,4 – 1,7 tys.
koszt niedostarczenia energii planowany	-	-	-	-	$K \cdot C_e \cdot E_{nd}$	0,85 – 1,7 tys.
koszt niedostarczenia energii planowany	-	-	-	-	$K \cdot C_e \cdot E_{nd}$	0,85 – 1,7 tys.

Ekwiwalent usług DSM/DSR na rynku wschodzącym EP-NI. W celu porównania usług rynku schodzącego i wschodzącego w zakresie zarządzania profilem energii elektrycznej odwołano się w tab. 14 do usługi gotowości do wyłączenia na żądanie operatora OSP (system DSM/DSR), którego koszt wynosi 13 tys. zł/MWh (dane na podstawie wyników ogłoszonych konkursów na usługę zamawianą przez PSE S.A.). Porównując do kosztów niedostarczenia energii ponoszonych przez operatorów można łatwo dojść do wniosku, że zamawiana przez operatora OSP usługa gotowości do wyłączenia jest ok. 10-o krotnie droższa. Dlatego przyjęto, że na rynku EP-NI tego typu usługi nie mają ekonomicznego uzasadnienia i nie są stosowane. Natomiast zarządzanie profilem mocy oparte jest o zmienną cenę energii, zależną od chwilowego bilansu źródeł uczestniczących w generacji.

Efektywne zarządzanie popytem na energię elektryczną związane jest z potencjałem regulacyjnym profilu zapotrzebowania, a właściwie zależne od potencjału regulacyjnego profili składowych (odbiorników). Pierwszym etapem zarządzania popytem jest dostosowanie profilu zapotrzebowania do profilu mocy źródeł, dla których cena energii jest najniższa (są to źródła OZE z generacją wymuszoną). Na rys. 24 pokazano możliwość wpływania na profil

zapotrzebowania w osłonie OK1 przez przesuwanie profilu obciążenia w obszar produkcji energii ze źródła PV stosując urządzenie inteligentnej infrastruktury – router OZE.



Rys. 24. Przykładowe przebiegi mocy dla osłony OK1 z mikro źródłem PV: po prawej – aktywne zarządzanie popytem.

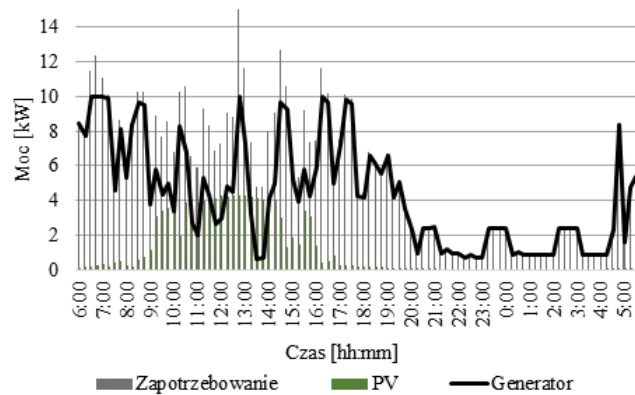
Działanie usługi DSM/DSR powinno być realizowane na poziomie osłon kontrolnych OK1 i OK2. Przy czym sygnałem sterującym dla tej usługi jest cena energii, a nie wymuszenie centralne na poziomie operatora. Pokazany na rys. 24 prosty mechanizm dopasowania profili pozwala na nawet dwukrotny wzrost bezpośredniego wykorzystania energii źródła OZE do zasilania odbiorników w osłonie kontrolnej (typowy wskaźnik efektywności wykorzystania energii OZE w osłonie OK1 to 20%, zastosowanie układów automatyki budynkowej pozwala zwiększyć ten wskaźnik do wartości ok. 40-50%). Koszt zakupu routera OZE wynosi ok. 1000 zł (są to typowe urządzenia automatyki budynkowej, czyli sterowniki PLC).

Analiza kosztów inwestycji wykazuje, że zakup routera OZE zwraca się w przeciągu dwóch lat. Jest to wynik analizy popartej prostym rachunkiem dla gospodarstwa domowego zużywającego ok. 4 MWh/rok energii elektrycznej i posiadającego instalację fotowoltaiczną generującą rocznie również 4 MWh. Wzrost zużycia energii OZE na potrzeby własne o 30 p.p. (z 20% do 50%) skutkuje uzyskaniem dodatkowych 500 zł/rok kosztów unikniętych (przyjmując cenę energii z PV 200 zł/MWh, a energii kupionej w sieci 650 zł/MWh).

Układy gwarantowanego zasilania (UGZ). Źródła regulacyjno-bilansujące napędzane silnikami spalinowymi, praktycznie niezależnie od rodzaju paliwa, mogą pracować w pełnym zakresie mocy w trybie regulacyjnym (w takim reżimie pracują agregaty prądotwórcze). Niemniej jednak praca w innym punkcie obciążenia niż nominalny skutkuje zmniejszeniem sprawności i jednocześnie zwiększeniem zużycia paliwa (w konsekwencji wzrostem ceny produkowanej energii elektrycznej). Oczywiście ze względów ekonomicznych pełny zakres wytwarzanej mocy nie będzie stosowany, niemniej jednak jest to technicznie możliwe.

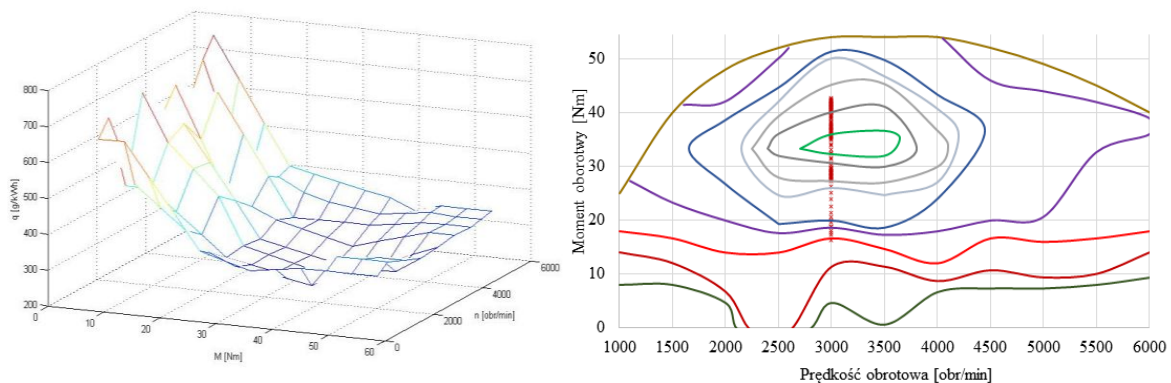
Koszt wytwarzania energii w źródle regulacyjno-bilansującym napędzanym silnikiem spalinowym (dieslowskim, na gaz ziemny lub biogaz) zależy od sprawności konwersji energii zawartej w paliwie na moc mechaniczną, w konsekwencji od punktu pracy. Na rys. 26 pokazano przykładową charakterystykę jednostkowego zużycia paliwa w funkcji osiąganego momentu obrotowego i prędkości obrotowej. Typowa sprawność UGZ napędzanego silnikiem diesla zawiera się w granicach 25-30%. Przykład ten nie ma na celu pokazania efektu ilościowego, ale jakościowy pracy silnika spalinowego w reżimie regulacyjnym. Na rys. 25

pokazano przykładowy przebieg zapotrzebowania na moc w osłonie OK1 oraz zależny od chwilowego bilansu mocy odbiorników i źródła PV, przebieg mocy źródła napędzanego silnikiem spalinowym.



Rys. 25. Przebieg mocy zespołu prądotwórczego pracującego w reżimie regulacyjnym

Zmiana punktu pracy silnika spalinowego skutkuje zmianą jednostkowego zużycia paliwa. W przedstawionym cyklu pracy średnia sprawność źródła, względem sprawności nominalnej, spadła o ok. 30%.



Rys. 26. Trójwymiarowa charakterystyka jednostkowego zużycia paliwa silnika spalinowego w funkcji momentu obrotowego i prędkości obrotowej (po lewej) i zarejestrowane punkty pracy zespołu prądotwórczego pracującego jako źródło regulacyjno-bilansujące.

Dynamika ruchowa i związany z nim potencjał regulacyjny sekundowy (ekwiwalent regulacji pierwotnej w KSE), jest zależna od punktu pracy silnika spalinowego, a w zasadzie od dostępnego momentu obrotowego pozwalającego na zmianę prędkości obrotowej masy bezwładności zespołu silnik-prądnica (pomijając opory mechaniczne układu). Dobór zakresu regulacyjnego (regulacja sekundowa) uzależniony jest od kształtu charakterystyki zewnętrznej momentu obrotowego silnika spalinowego i dostępnego momentu dynamicznego w określonym punkcie pracy:

$$M_D = J_z \frac{d\omega}{dt} \quad (6)$$

gdzie: M_D – dynamiczny moment obrotowy, J_z – zastępczy moment bezwładności układu silnik-prądnica,

przy czym moment obrotowy rozwijany przez silnik spalinowy wynosi:

$$M = M_{st} + M_D \quad (7)$$

gdzie: M_{st} – moment obrotowy obciążenia statyczny.

Czas potrzebny na odzyskanie prędkości obrotowej:

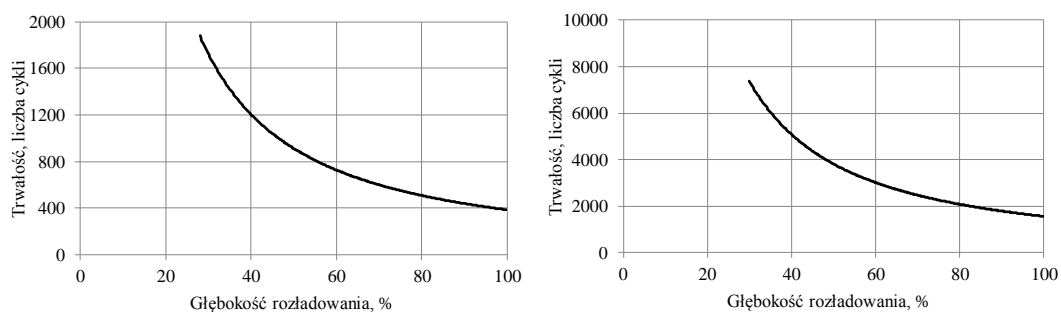
$$\Delta t = J_z \frac{d\omega}{M - M_{st}} \quad (8)$$

Dynamika ruchowa źródeł napędzanych silnikami spalinowymi nie jest trudna do oszacowania (wyobrażenia) i każdy kierowca może to zrobić, a mianowicie ocenić możliwości przyspieszania samochodu z maksymalnym dostępnym momentem obrotowym. Dla porównania dynamiki ruchowej silników spalinowych (tab. 14) odwołano się do parametrów regulacyjnych źródeł węglowych (generatory synchroniczne również napędzane są maszynami cieplnymi).

Tab. 14. Zasoby regulacyjne w usłudze regulacji pierwotnej bloków węglowych i silników spalinowych

Parametr	Blok węglowy	Silnik spalinowy
zakres dostępnej mocy	$\pm 5\% P_n$	$0 - 100\% P_n$
dostęp do mocy regulacyjnej	w pełnym paśmie mocy operacyjnej	w pełnym paśmie mocy operacyjnej
czas dostępu do mocy regulacyjnej	≤ 30 s	≤ 10 s
czas startu ze stanu zimnego i uzyskanie mocy maksymalnej	godziny	minuty

Szacowanie kosztów jednostkowych energii elektrycznej z akumulatorów. Na koszt magazynowania energii elektrycznej w akumulatorach w głównej mierze ma wpływ, oprócz kosztów inwestycyjnych, ich trwałość. Trwałość akumulatorów jest zależna od wielu czynników, najbardziej znaczącym jest natomiast parametr DOD (głębokość wyładowania, ang. deep of discharge). Na rys. 27 pokazano przykładowe charakterystyki dla akumulatorów wykonanych w technologii kwasowo-ołowiowej i litowej (odpowiednio). Można zauważyć, że głębokość rozładowania wpływa niekorzystnie na trwałość ogniw, co w konsekwencji powoduje zmienny koszt magazynowania energii.



Rys. 27. Porównanie trwałości akumulatorów kwasowo-olowiowych (ch-ka po lewej) i wykonanych w technologii litowej (ch-ka po prawej)

W tabeli 13 podano dwie wartości kosztów, dla głębokości wyładowania 50% i 80%. Do kosztów magazynowania energii dodano koszt energii ze źródła PV podniesiony o średnią sprawność akumulatora. W Raporcie akumulator traktuje się jako źródło energii elektrycznej, które jest zasilane energią pierwotną (paliwa lub źródła odnawialnego). Taki akumulator ma swoje określone miejsce w systemie elektroenergetycznym, a całkowity koszt energii uzyskanej z akumulatora jest sumą kosztów jednostkowych magazynowania oraz kosztu energii paliwa/źródła, z którego został naładowany (pomnożony przez sprawność procesu cyklu ładowanie-wyładowanie). W tabeli 13 jednostkowy koszt energii z akumulatora uwzględnia koszt energii źródła fotowoltaicznego, jako najtańszego i wymagającego zasobnika, oraz sprawność technologii akumulatora. Przyjęcie ceny energii ze źródła fotowoltaicznego jednoznacznie określa miejsce akumulatora, mianowicie w osłonie OK1 i OK2, bezpośrednio przy odbiorcach.

KOSZTY JEDNOSKŁADNIKOWE W OSŁONACH KONTROLNYCH

Zebrane w tabelach 3, 4 i 13 koszty całkowite wytwarzania nie uwzględniają kosztów utrzymania sieci przesyłowych, które zostały przeanalizowane w punkcie „Opłaty sieciowe”. Zebrane koszty jednostkowe, po uwzględnieniu miejsca przyłączenia (poziomu napięcia), pozwalają na uporządkowanie technologii wytwórczych ze względu na koszt energii (koszt wytwarzania i koszt sieci). Zaznaczona osłona OK1 w tabeli 15 w kolumnie „Koszt energii” jest osłoną, na której poszczególne technologie będą ze sobą konkurowały.

Tab. 15. Stos technologii wytwórczych uporządkowany względem kosztu energii (wytwarzania i przesyłu)

Technologia wytwórcza	Czas wykorzystania mocy znamionowej	Koszt wytwarzania	Koszt sieci	Koszt energii	Regulacyjno bilansująca	Tendencja cenowa
	godzin/rok	PLN /MWh	PLN /MWh	PLN /MWh		
elektrownia wodna przepływowa	4000	220	70(WN)	290(OK4)	nie	↑
dachowe źródło PV	1000	200	100(nN)	300(OK1)	nie	↓↓
elektrownia wiatrowa lądowa	2500	240	60(SN)	300(OK3)	nie	↓

elektrownia wiatrowa morska	4500	280	70(WN)	350(OK4)	nie	↓
blok gazowy combi (klasy 100 kW – 1 MW)	3500	330	60(SN)	390(OK2)	tak	↑
elektrownie wodna szczytowo-pompowa	2000	360	70(WN)	430(OK4)	tak	↑
elektrownia jądrowa	8000	460	70(WN)	530(OK4)	nie	↑↑
elektrownia biogazowa bez zasobnika	8000	540	60(SN)	600(OK3)	nie	↓
mikroelektrownia biogazowa bez zasobnika	8000	510	100(nN)	610(OK2)	nie	↓
blok gazowy szczytowy (klasy 100 kW – 1 MW)	1500	550	60(SN)	610(OK3)	tak	↑
	3000	490	60(SN)	550(OK3)		
blok węglowy na węgiel brunatny	1500	610	70(WN)	680(OK4)	tak	↑↑
	3000	410	70(WN)	480(OK4)		
	6000	310	70(WN)	380(OK4)		
blok węglowy na węgiel kamienny	1500	610	70(WN)	680(OK4)	tak	↑↑
	3000	420	70(WN)	490(OK4)		
	6000	320	70(WN)	390(OK4)		
mikroelektrownia biogazowa z zasobnikiem	5600	590	100(nN)	690(OK2)	tak	↓
elektrownia biogazowa z zasobnikiem	5600	630	60(SN)	690(OK3)	tak	↓
elektrownia dieslowska (klasy 100 kW – 1 MW)	1500	730	60(SN)	790(OK3)	tak	↑
	3000	700	60(SN)	760(OK3)		

Do obliczeń ceny jednostkowym w klastrze referencyjnym przyjęto strukturę odbiorców w poszczególnych osłonach kontrolnych zgodną z rys. 1, a mianowicie 40 % odbiorców w osłonie OK2 oraz 60 % w osłonie OK1, pozwala to na obliczenie jednostkowych kosztów dla każdej z wykorzystanych technologii. Dla takiej struktury odbiorców, koszt jednostkowy uwzględniający miejsce przyłączenia technologii i opłaty sieciowe zebrano w tab. 16. Koszty sieciowe obliczono w zależności od miejsca przyłączenia źródła pokrywają:

- OK1 jedynie koszty sieci nN (wykorzystanie 20 % na potrzeby własne) - 80 PLN/MWh,
- OK2 48 % sieci nN oraz 32 % SN (wykorzystanie 20 % na potrzeby własne) – 67 PLN/MWh,
- OK3 100 % sieci SN oraz 60 % sieci nN – 96 PLN/MWh,
- OK4 100 % sieci WN, 100 % sieci SN oraz 60 % sieci nN – 190 PLN/MWh.

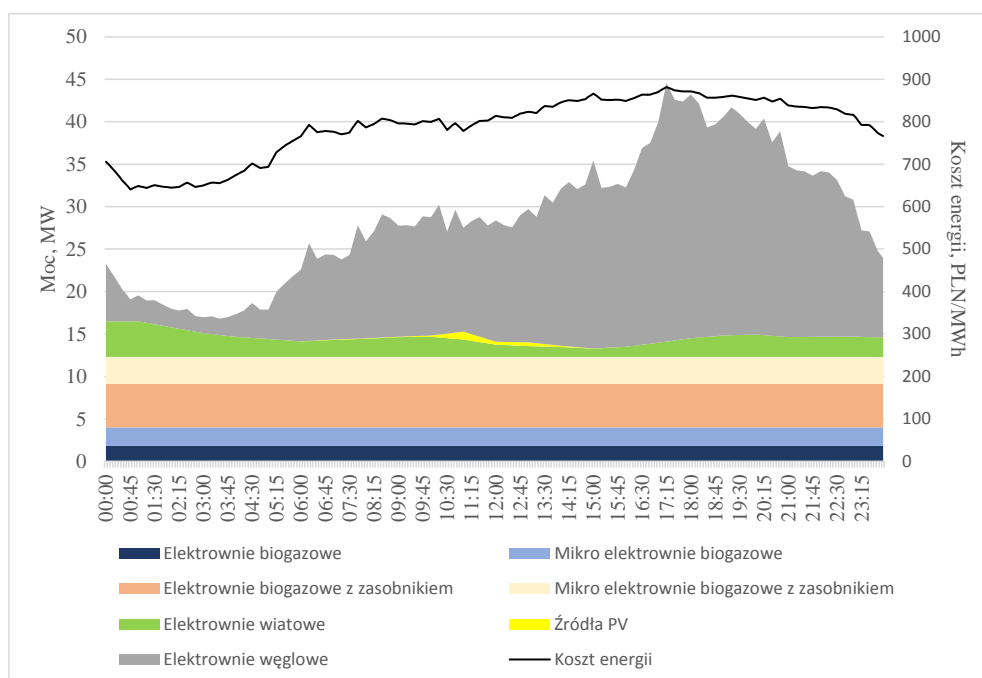
Po uwzględnieniu kosztów sieciowych średnioroczny koszt jednostkowy, uwzględniający bilans wytwórczy wynosi około 580 oraz 650 PLN/MWh dla rocznej produkcji 225 oraz 200 GWh, odpowiednio.

Tab. 16. Struktura rocznego bilansu wytwórczego dla powiatu referencyjnego

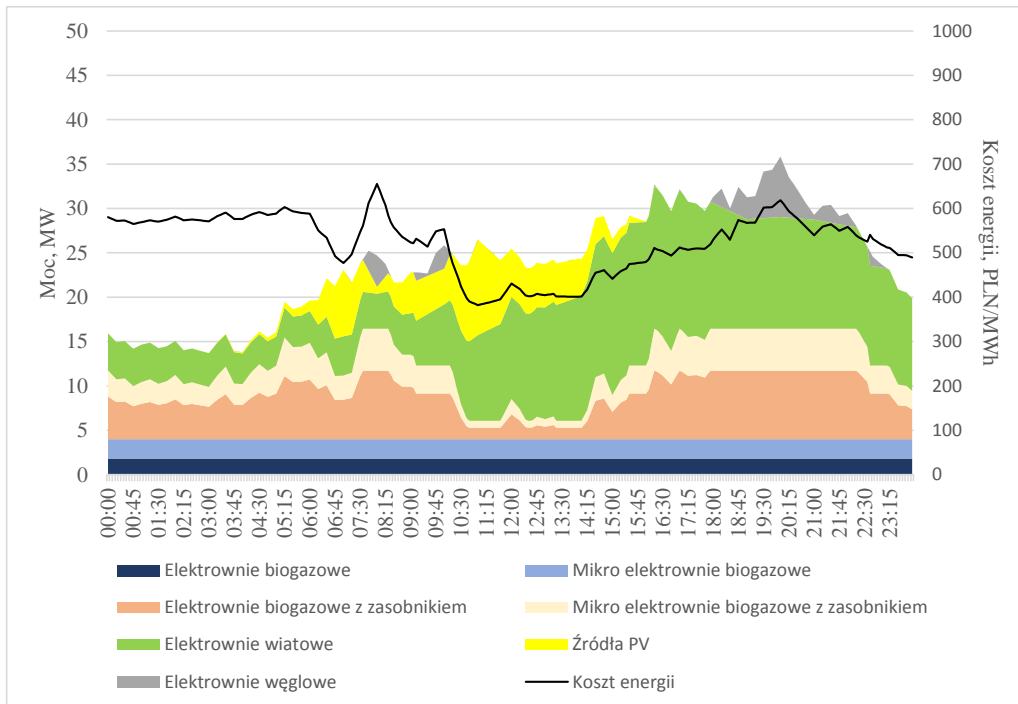
Technologia	Produkcja GWh	Moc MW	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej h/rok	Koszt jednostkowy PLN/MWh	Koszt energii mln PLN
Źródła PV	16,7	16,7	1000	280	4,7
Elektrownie wiatrowe lądowe	70,7	45,0	2000	336	23,8
Elektrownie biogazowe	16,0	2,0	8000	636	10,2
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	44,8	8,0	5600	726	32,5
Mikro elektrownie biogazowe	19,0	2,4	8000	577	11,0
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	27,9	4,9	5600	657	18,3
Elektrownie węglowe	30,0	30,0	1000	1000	30,0
SUMA	225,1	109,0		579 (652)¹	130,4

¹ Średni koszt jednostkowy energii elektrycznej (w skali roku) dla sumarycznej rocznej produkcji energii (225 GWh) – 579 PLN/MWh oraz przy założeniu, ograniczenia produkcji, braku nadwyżki (200 GWh) – 652 PLN/MWh

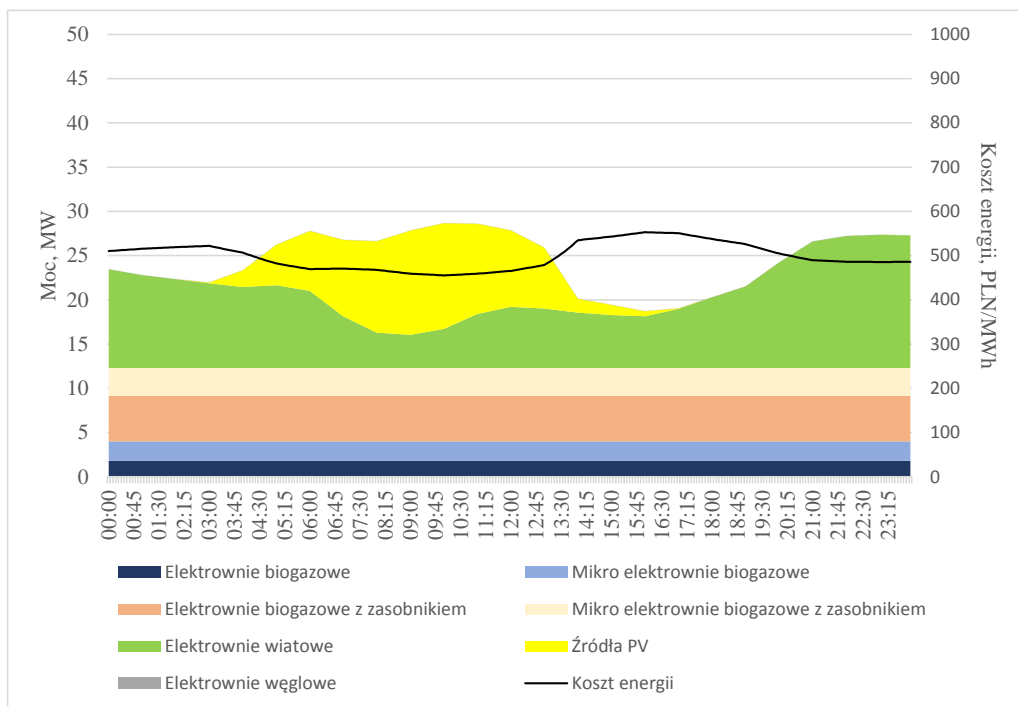
Uwzględniając dane z tab. 16 można obliczyć profile kosztów energii (wytworzenie i sieciowe) dla charakterystycznych dób powiatu referencyjnego. Koszty energii w analizowanych dniach zmieniają się od 400 do prawie 880 PLN/MWh. Profil ten można wykorzystać więc jako sygnał dla cenotwórstwa.



Rys. 28. Struktura bilansu energetycznego klastra referencyjnego oraz koszt dostawy energii, z uwzględnieniem kosztów sieci, dzień 18.01 (horyzont 2030)



Rys. 29. Struktura bilansu energetycznego klastra referencyjnego oraz koszt dostawy energii, z uwzględnieniem kosztów sieci, dzień 07.04 (horyzont 2030)



Rys. 30. Struktura bilansu energetycznego klastra referencyjnego oraz koszt dostawy energii, z uwzględnieniem kosztów sieci, dzień 14.08 (horyzont 2030)

Źródła

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

- [1] *Przełom w energetyce* (R1). Popczyk J. Październik 2017.
- [2] *Mono rynek energii elektrycznej (użytecznej) OZE* (R2). Popczyk J. Listopad 2017.
- [3] *Trajektoria transformacyjna 2018-2050 polskiej energetyki – zawężanie obszaru poszukiwań, etap 2* (R3). Popczyk J., Fice M. Listopad 2017.
- [4] *Struktura polskiego bilansu wytwórczego 2050 na mono rynku energii elektrycznej OZE – zawężanie obszaru poszukiwań, etap 3* (R4). Popczyk J., Bodzek K. Listopad 2017.
- [5] *Architektura wschodzącego rynku energii elektrycznej* (R5). Popczyk J. Listopad 2017.
- [6] *Techniczno-ekonomiczne ekwiwalentowanie osłon kontrolnych na mono rynku energii elektrycznej OZE i rynkach energii użytecznej – modele dla potrzeb inwestycyjnych i rozproszonego operatorstwa* (R6). Fice M. Listopad 2017.
- [7] *Kierunki rewitalizacji technologiczno-systemowej sieci elektroenergetycznych na mono rynku energii elektrycznej OZE i rynkach energii użytecznej* (R7). Popczyk J., Bodzek K. Grudzień 2017.
- [8] *Ekonomika prosumenckiej partycypacji w osłonach kontrolnych OK1, OK2 i OK3 na rynku wschodzącym energii elektrycznej w środowisku kosztów krańcowych długookresowych i kosztów unikniętych* (R8). Wójcicki R. Grudzień 2017.
- [9] *Elektrownia EW+ (Elektrownia Wirtualna Plus) Rzeczywista elektrownia rozproszona bilansująca popyt i podaż z dokładnością do regulacji pierwotnej, działająca w rzeczywistych ograniczeniach systemowo – sieciowych kontrolowanych przez rzeczywistą inteligentną infrastrukturę energoelektroniczną zarządzaną przez Internet Rzeczy* (R9). Popczyk J. Styczeń 2018.
- [10] *Intensyfikacja wydolności infrastruktury technicznej wschodzącego mono rynku energii elektrycznej OZE za pomocą układów energoelektronicznych, w środowisku nowych usług energetycznych* (R10). Michałak J. Styczeń 2018.
- [11] *Raport zamykająco-otwierający* (R11). Popczyk J. Styczeń 2018.
- [12] *Potencjalne zastosowania technologii blockchain na rynku energii elektrycznej* (R12). Kiluk S. Styczeń 2018.

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

- [13] *Co oznacza inteligentna infrastruktura w cywilizacyjnej transformacji energetyki i gdzie jest jej miejsce ?* (R2). Popczyk J. Luty 2018.

Pozostałe źródła

- [14] International Renewable Energy Agency (IRENA): „*Renewable Power Generation Costs in 2017*”; <http://www.irena.org/>
- [15] International Renewable Energy Agency (IRENA): „*Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030*”; <http://www.irena.org/>
- [16] U.S. Environmental Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership: *Catalog of CHP Technologies*”; wrzesień 2017

- [17] Niklas Wägar: „*The Energy Revolution – the solutions for the Power System Challenges*”, Aalto University - Energy Forum; 23 październik 2017.
- [18] Tauron dystrybucja: *Kryteria przyłączania oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia TAURON Dystrybucja S.A.* Kraków, 18.07.2016.
- [19] GUS, Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2015 r, Warszawa, 2017
- [20] Efektywność energetyczna w Polsce, przegląd 2015 r, Instytut Ekonomii Środowiska, Kraków 2016.
- [21] <https://www.tauron.pl/dla-domu/prad/taryfa-sprzedawcy>
- [22] C. Shnell, B. Sawicki, A. Rzędowska. *Mapa drogowa polskiej elektroenergetyki 2030+*. Warszawa, listopad 2017
- [23] Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. za rok obrotowy 2016, Tauron S.A.

Datowanie Raportu: wersja beta 15 marca 2018 r.