

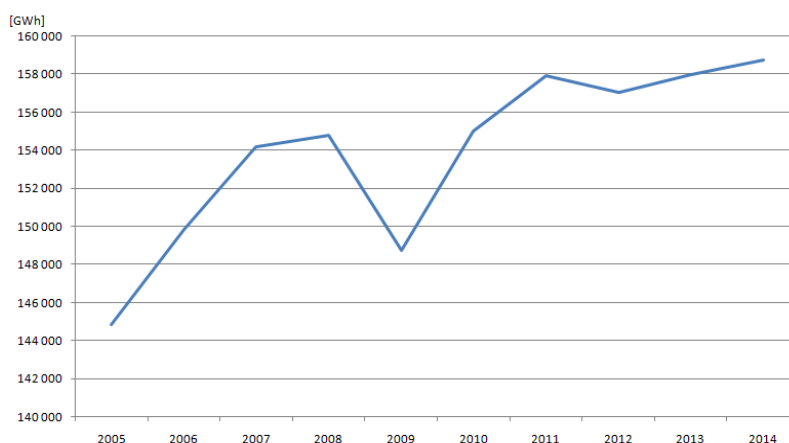
Rozproszone źródła PV – potencjał kształtowania profilu KSE w sezonie (szczycie) letnim

Robert Wójcicki¹

Raport recenzowany²

Wprowadzenie. Zmiany profilu zapotrzebowania na moc KSE w okresie letnim

Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce od wielu lat systematycznie rośnie, co zobrazowano na rys. 1. Tylko w roku 2009 zaobserwowano znaczący spadek konsumpcji energii elektrycznej, lecz przyczyną tego zjawiska były perturbacje na rynkach finansowych i ogólnosiwiatowy kryzys gospodarczy.



Rys. 1. Roczne zużycie energii elektrycznej w Polsce

Przyrost absolutny w latach 2015-2014 wyniósł niecałe 9%, jednak w miesiącach letnich był zdecydowanie wyższy, niż w pozostałej części roku. Na rys. 2 przedstawiono zużycie energii elektrycznej w miesiącach czerwiec, lipiec i sierpień w okresie 2005-2015. Wzrost zużycia energii elektrycznej wyniósł 1844, 2268 i 1995 GWh, co daje przyrost względny w całym okresie 17, 21 oraz 18% odpowiednio.

Wraz z zapotrzebowaniem na energię elektryczną rośnie moc szczytowa KSE, lecz wzrost ten nie jest jednakowy we wszystkich miesiącach roku. Na rys. 3 przedstawiono roczne moce szczytowe oraz moce szczytowe dla miesięcy letnich (czerwiec-sierpień) w okresie 2002-2015. Dodatkowo metodą najmniejszych kwadratów dopasowano linie trendu. Przyrost względny dla okresu 2002-2015 wyniósł odpowiednio 10 i 32% (w obliczeniach nie uwzględniono danych za miesiące listopad, grudzień 2015). W okresie 2005-2015 przyrost względny szczytowego zapotrzebowania na moc wyniósł odpowiednio 9 i 17%. Największe zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną można zaobserwować w okresie zimowym, lecz szczególną uwagę zwraca dynamiczny przyrost zapotrzebowania na moc i na energię elektryczną w miesiącach letnich, zdecydowanie przekraczający przyrosty zapotrzebowania rocznego i zimowego. W przypadku kontynuacji bieżących

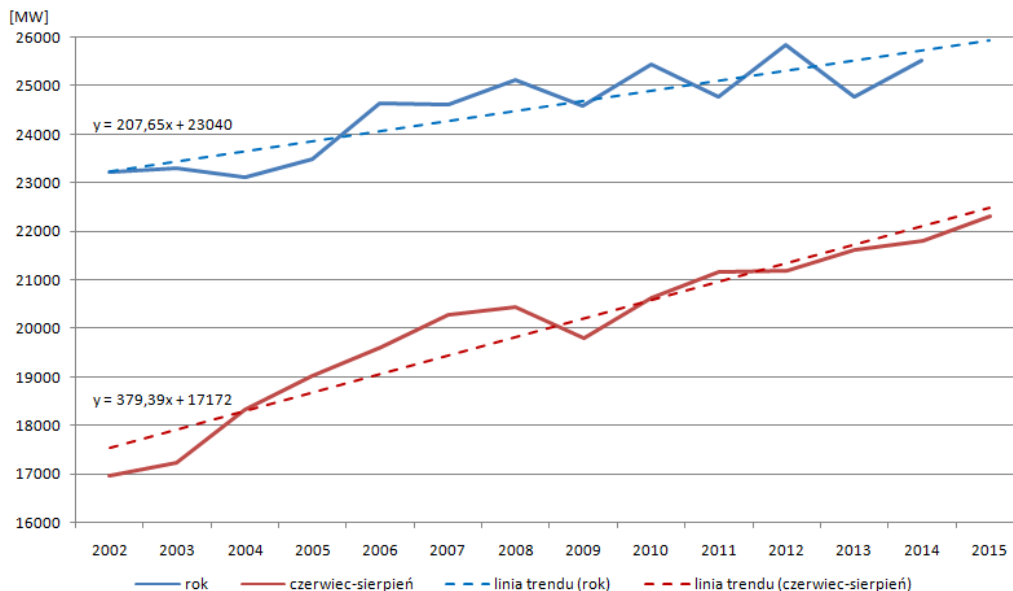
¹ dr inż. Robert Wójcicki, Instytut Informatyki, Wydział Automatyki Elektroniki i Informatyki, Politechnika Śląska

² Recenzent: Jan Popczyk (recenzja z dnia 16 listopada 2015).

tendencji, zapotrzebowanie na moc szczytową w okresie letnim może się zrównać z zimowym w perspektywie roku 2035, jednak niezależnie od wieloletnich prognoz należy przypuszczać, że w przeciągu najbliższych lat ta silna tendencja zostanie utrzymana.



Rys. 2. Krajowe zużycie energii elektrycznej na przestrzeni lat 2005-2015 w okresie letnim [10]

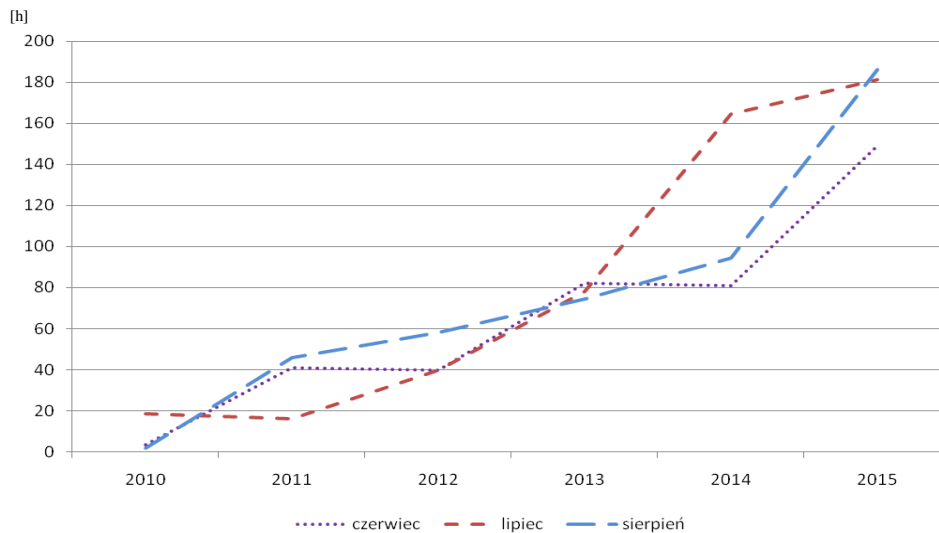


Rys 3. Moc szczytowa KSE

Jednocześnie europejska polityka klimatyczna wymusza na krajach członkowskich działania w kierunku ograniczenia emisji, co wiąże się z potrzebą przebudowy systemu elektroenergetycznego w Polsce, w większości opartego na węglu. Coraz większe znaczenie nabierają odnawialne źródła energii, które w Polsce opierają się głównie na wielkoskalowej energetyce wiatrowej, której wydajność w okresach letnich spada ze względu na słabnącą w tym okresie wietrzność. W dłuższej perspektywie istotny jest zrównoważony rozwój sektora OZE, tak, aby zróżnicowane i rozproszone źródła wytwórcze uzupełniały się wzajemnie.

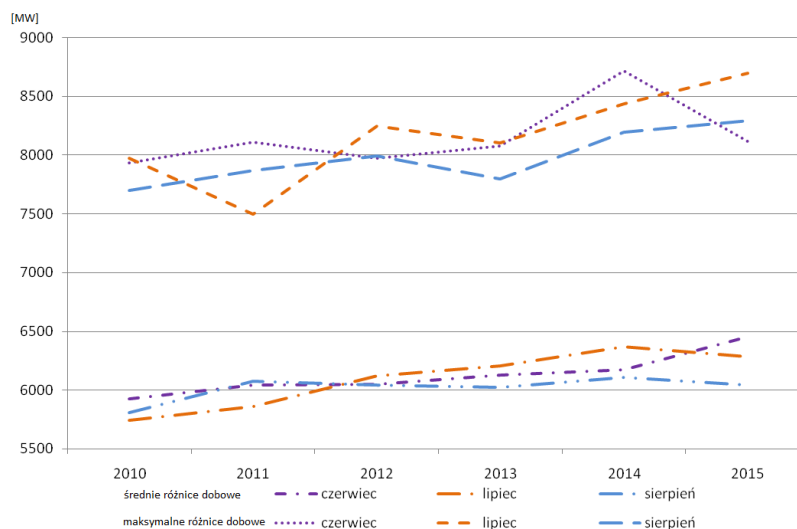
Szybki wzrost zapotrzebowania na moc szczytową w okresie letnim pociąga za sobą istotną zmianę profilu KSE. W okresie od 2010 roku do 2015 znacząco wydłużył się czas, w którym zapotrzebowanie na moc KSE przekraczało latem 20 GW, rys. 4. Rośnie także dobowy różnica pomiędzy maksymalnym (szczyt) i minimalnym (dolina) zapotrzebowaniem

na moc KSE w ciągu doby, co widać zarówno w przypadku średnich jak i maksymalnych różnic dobowych w poszczególnych miesiącach, rys. 5.



Rys. 4. Liczba godzin z zapotrzebowaniem na moc KSE większym niż 20 GW [11]

Zmianom ulegają również charakterystyki szczytów dopołudniowych i szczytów wieczornych. W okresie letnim wzrasta różnica pomiędzy wartościami maksymalnymi szczytów dopołudniowych i wieczornych, na korzyść szczytów dopołudniowych. Rys. 6 przedstawia różnice średnich maksymalnych dobowych wartości zapotrzebowania na moc szczytu dopołudniowego i wieczornego. Można na nim zaobserwować, że w latach 2010, 2011 sierpniowe szczyty wieczorne wykazywały się większym zapotrzebowaniem na moc, natomiast w kolejnych latach sytuacja ta się odwróciła. W miesiącach czerwcu i lipcu, zapotrzebowanie na moc w szczycie dopołudniowym przewyższało zapotrzebowanie szczytu wieczornego i od lat różnica ta systematycznie rośnie.



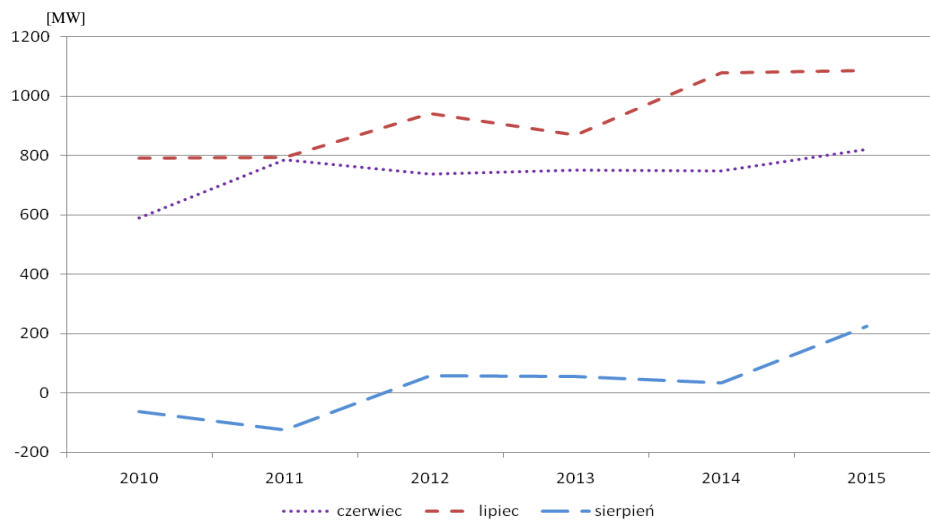
Rys. 5. Średnie i maksymalne różnice mocy szczytowych i minimalnych na profilu KSE w miesiącach letnich [11]

Wyżej opisane zjawiska wiążą się m.in. ze zmianami urządzeń odbiorczych. W tym zakresie można zauważyć m. in. następujące trendy:

1. Z jednej strony jest to odchodzenie od tradycyjnego żarowego oświetlenia na korzyść oświetlenia energooszczędnego (światłówki kompaktowe, źródła LED).

2. Z drugiej strony są to coraz powszechniejsze zastosowania systemów chłodniczych i klimatyzacyjnych.

Efektom jest systematyczny wzrost wielkości szczytów dopołudniowych, zwłaszcza w okresach wysokich temperatur i zmniejszania się znaczenia szczytów wieczornych.

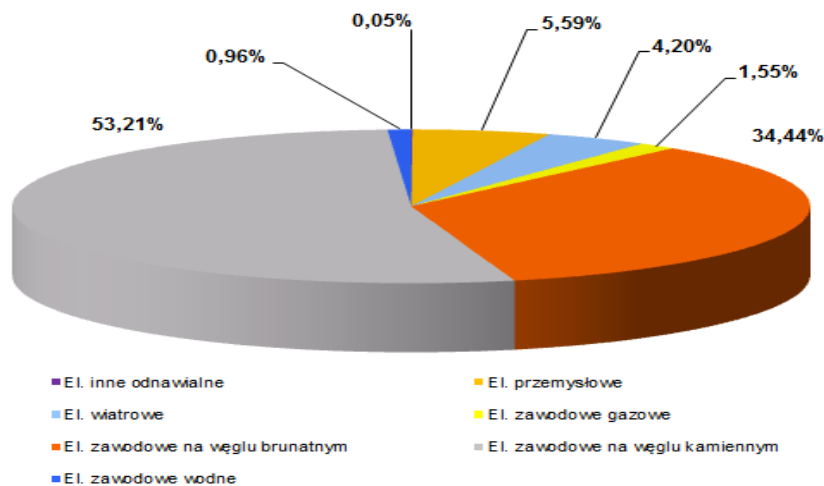


Rys. 6. Różnica średnich maksymalnych dobowych wartości zapotrzebowania na moc KSE szczytu dopołudniowego i wieczornego [11]

1. Sierpniowy (2015) deficyt mocy w KSE

W pierwszej połowie sierpnia 2015 roku w KSE wystąpiło obniżenie, poniżej poziomu wymaganego minimum, dostępnych rezerw zdolności wytwórczych, a tym samym nastąpiło zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w kraju. W efekcie doprowadziło to do kryzysu i wprowadzenia ograniczeń przez Rząd [7] i operatora systemu przesyłowego PSE. Pierwszy raz od dziesięcioleci wprowadzono stopnie zasilania [8], w tym najwyższy dwudziesty stopień zasilania, zmuszający największych odbiorców przemysłowych do ograniczenia poboru energii elektrycznej i tym samym poniesienia wysokich kosztów ograniczenia działalności na czas występowania ograniczeń. Głównym powodem były [8, cytat]: „ograniczenia zdolności wytwórczych elektrowni z uwagi na utrzymujące się, ekstremalne trudności w chłodzeniu elektrowni z otwartym obiegiem chłodzenia, ubytki na pracujących blokach, awaryjne odstawienia i przekwalifikowania”. W awaryjnych odstawieniach kluczowe znaczenie miało awaryjne odstawienie bloku 850 MW w Bełchatowie. Problemy związane z występującą falą upałów i niekorzystną sytuacją hydrologiczną głównych rzek w kraju miały bardzo istotne znaczenie, ale dużą rolę miał także brak dywersyfikacji struktury miksu energetycznego w Polsce opartego na paliwach kopalnych i energetyce węglowej [1][9], czyli petryfikacja historycznego miksu i sposobów działania: niski udział produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz nieodpowiedni lub całkowity brak wykorzystania potencjalnie istniejących pozostałych zasobów wytwórczych i regulacyjnych. Ze względu na naturalną słabą wietrzność w okresie letnim udział źródeł wiatrowych w produkcji energii elektrycznej w lipcu 2015 roku wyniósł 5,1%, a w sierpniu 2015 roku tylko 4,2% [9]. W strukturze krajowej produkcji energii elektrycznej w miesiącach lipcu i sierpniu 2015 roku ujawnił się całkowicie marginalny udział źródeł fotowoltaicznych gdyż, mimo ekstremalnie korzystnych warunków pracy dla tych źródeł, kształtował się on, z uwzględnieniem innych odnawialnych źródeł OZE, nie licząc wiatrowych i wodnych, poniżej 0,05%, (rys. 7).

Zwiększenie bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego możliwe jest poprzez wykorzystanie potencjału dwunastu filarów Modelu Interaktywnego Rynku Energii Elektrycznej [14], takich np. jak wprowadzenie usług DSM/DSR (szacowany potencjał do wykorzystania w przemyśle, to około 2000 MW), wykorzystanie odbiorców wyposażonych w systemy gwarantowanego zasilania (szpitale, banki, biurowce, centra przetwarzania danych itp. – szacowany potencjał do wykorzystania około 1000 MW), wielkie tanie zasoby magazynowe (biogazu) możliwe do stworzenia wraz z rozwojem segmentu biogazowni i mikrobiogazowni oraz inne tanie sposoby szybkiego rozproszonego bilansowania energii (np. taryfa dynamiczna), a nawet szybkiej rozproszonej regulacji mocy (przez operatorów OHT w wyspach wirtualnych). Wielkim niewykorzystanym potencjałem jest potencjał elektrowni wodnych (szacowany potencjał elektrowni wodnych to ponad 700 MW w okresie 6 godzin [2]). Najważniejszym filarem bezpieczeństwa energetycznego na okres letnich szczytów zapotrzebowania na energię elektryczną jest jednak obecnie wykorzystanie generacji ze źródeł fotowoltaicznych. Analiza wpływu rozproszonych instalacji prosumenckich dla sezonu letniego, zimowego i przejściowego została przedstawiona w [20].



Rys. 7. Procentowy udział w krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup wytwórczych w miesiącu sierpniu 2015 [9]

Wykorzystanie inteligentnej infrastruktury korzystającej z technologii informatycznych oraz powszechnego dostępu do sieci Internet umożliwia wprowadzenie usług DSM/DSR oraz integrację rozproszonych zasobów wytwórczych należących do wielu podmiotów i zdalne zarządzanie nimi. Regulacja tych usług może się odbywać poprzez sterowanie rozproszonymi zasobami przez operatora przesyłowego uzależnione od poziomu rezerw mocy, jak i poprzez integrację usług regulacyjnych z bieżącym rynkiem energii elektrycznej. Wprowadzenie tego typu usług regulacyjnych pozwoliłoby na sprawniejsze wykorzystanie istniejących zasobów i przekształcenie źródeł wytwórczych takich jak elektrownie wodne, biogazownie, jednostki awaryjnego zasilania itp. w źródła regulacyjne stabilizujące system w najtrudniejszych okresach.

Źródła danych. Za źródło danych dotyczących pracy systemu KSE przyjęto publikowane na stronach www.pse.pl raporty operatora sieci przesyłowych Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (analizy przedstawione we Wprowadzeniu). Natomiast analiza wpływu rozproszonych instalacji fotowoltaicznych została wykonana na podstawie danych gromadzonych przez portal www.pvmonitor.pl. Portal ten umożliwia bieżącą rejestrację rzeczywistych danych pochodzących z różnego rodzaju instalacji prosumenckich, lecz przeważają w nim instalacje oparte o technologie fotowoltaiczne. Dzięki uniwersalnemu

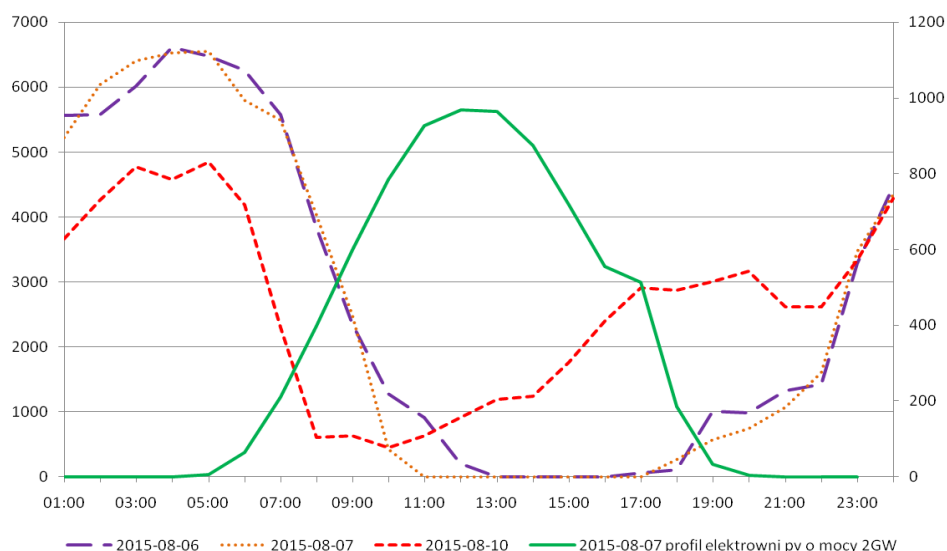
interfejsowi komunikacyjnemu, www.pvmonitor.pl pozwala na integrację danych pochodzących z urządzeń różnego typu i korzystających z różnych standardów wymiany informacji. Dane mogą być wysyłane i rejestrowane na bieżąco, lecz możliwe są również zbiorcze importy danych, z których również korzystają użytkownicy portalu. W sierpniu 2015 roku pracowało ponad 70 instalacji fotowoltaicznych rejestrujących dane na portalu www.pvmonitor.pl. Ich moc znamionowa wynosiła od kilkuset W, do 40 kW. Podczas analizy wykorzystano dane pochodzące z 70 prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych położonych w różnych rejonach Polski, o mocy znamionowej do 10 kW, taka moc jest typowa dla instalacji prosumenckich pracujących w gospodarstwach domowych. Średnia moc znamionowa pracujących w sierpniu 2015 roku prosumenckich instalacji fotowoltaicznych wynosiła 3,4 kW. Te wartości zostały uwzględnione do przeskalowania produkcji instalacji fotowoltaicznych rozproszonych na terenie Polski.

2. Wpływ instalacji fotowoltaicznych na bezpieczeństwo systemu KSE

10 sierpnia 2015 roku, w związku z utrzymującą się falą upałów i niekorzystną sytuacją hydrologiczną w kraju, wystąpiło obniżenie poniżej poziomu wymaganego minimum dostępnych rezerw zdolności wytwórczych, a tym samym nastąpiło zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Spowodowało to wprowadzenie po raz pierwszy od 25 lat dwudziestego stopnia zasilania. Zdarzenie to świadczy o tym, że bezpieczeństwo systemu KSE zostało w ostatnim czasie zachwiane.

2.1. Rezerwa mocy

Prognozowane zapotrzebowanie na moc 2015-08-10 i w następnych dniach szacowane było na poziomie 22 000 – 22 200 MW. Moc osiągalna JWCD (jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych) wynosiła tylko 25 099 MW, przy czym stwierdzone ubytki mocy w JWCD sięgały powyżej 4 000 MW [12]. Spadki rezerwy mocy obserwowane były również w poprzednie dni (2015-08-06, 2015-08-07), gdzie w godzinach około-południowych wielkości średnie godzinowe rezerw mocy ponad zapotrzebowanie osiągały wartości równe zero (rys. 8, linie przerywane i linia kropkowana, lewa oś rzędnych).



Rys. 8. Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy - rezerwa mocy ponad zapotrzebowanie na tle profilu rozproszonych elektrowni fotowoltaicznych. [16]

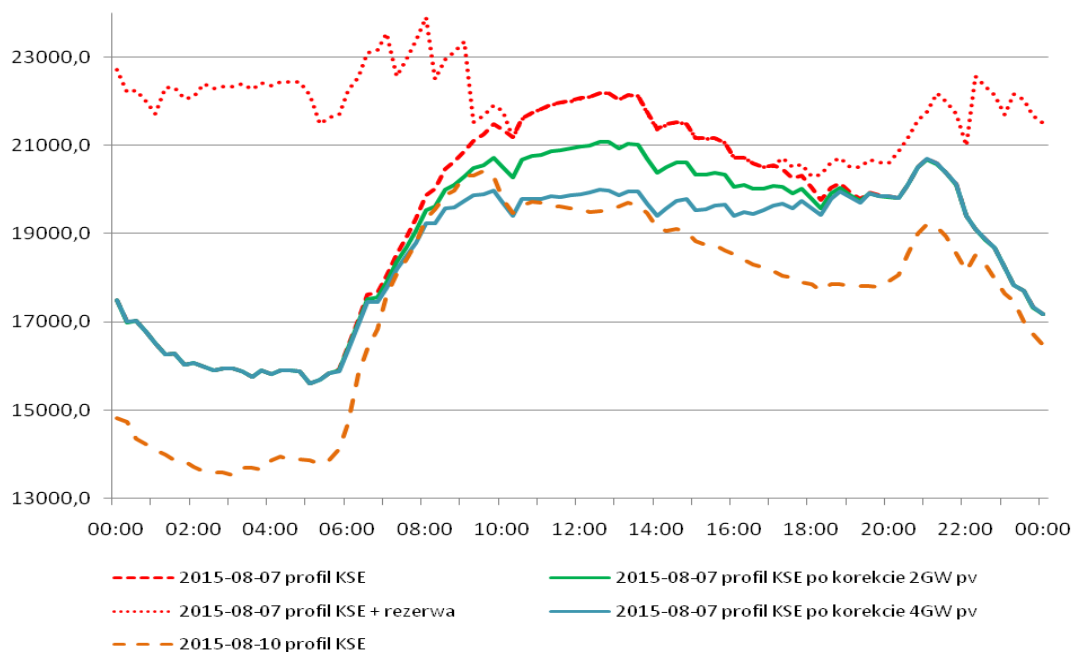
Na wykresie można zauważyć, że utrzymujące się wysokie wartości rezerw mocy w tych dniach szybko spadały, aby już około godziny 10-00 osiągnąć bardzo niskie wartości. W tym samych godzinach można zaobserwować wzrost mocy elektrowni fotowoltaicznych [16] (rys.

8, linia ciągła, prawa oś rzędnych), których moc szczytowa była osiągana w godzinach południowych, wykazując wysoką ujemną korelację z wartościami rezerw mocy KSE. Ujemna wartość współczynnika korelacji profilu rezerwy mocy KSE z profilem mocy rozproszonych instalacji fotowoltaicznych wyniosła w dniach 2015-08-06, 2015-08-07 oraz 2015-08-10 odpowiednio: -0,64, -0,65 oraz -0,83.

2.2. Wpływ rozproszonych źródeł PV na profil KSE

Na rysunku 9 przedstawiono profile zapotrzebowania mocy KSE [11] (linie przerywane) w dniu roboczym poprzedzającym dzień wprowadzenia 20-tego stopnia zasilania (piątek 2015-08-07) oraz w dniu, w którym wprowadzono 20-ty stopień zasilania (poniedziałek 2015-08-10). Jeśli by nie wprowadzono ograniczeń, to ze względu na podobne warunki pogodowe i hydrologiczne w kraju, można prognozować, że w dniu 2015-08-10 profil zapotrzebowania na moc KSE byłby zbliżony do profilu z dnia 2015-08-07.

Na rysunku 9 zaznaczono również poziom rezerwy mocy (linia kropkowana) ponad bieżące zapotrzebowanie z dnia 2015-08-07. Można na nim zaobserwować, że rezerwa mocy spadła do wartości zerowych w okresie od godziny 10-00 do godziny 17-00. Profil zapotrzebowania na moc KSE z dnia 2015-08-07 skorygowano o produkcję pochodzącą z rozproszonych systemów fotowoltaicznych o mocy 2 GW oraz 4 GW (rys. 9 linia ciągła, odpowiednio zielona i niebieska) i porównano z profilem zapotrzebowania na moc z dnia wprowadzenia ograniczeń zasilania (2015-08-10). Profil mocy rozproszonych instalacji fotowoltaicznych w Polsce obliczono na podstawie danych z systemu www.pvmonitor.pl. Na podstawie wyliczeń (rys. 9) można zauważyć, że wpływ rozproszonych fotowoltaicznych źródeł OZE o mocy 2 GW znacząco złagodziłby szczyt dopołudniowy, a zastosowanie źródeł fotowoltaicznych o mocy 4 GW spowodowałoby efekty porównywalne z drastycznym ograniczeniem poboru związanym z wprowadzeniem 20-tego stopnia zasilania. Dodatkowym pozytywnym efektem byłoby prawie całkowite spłaszczenie profilu KSE w godzinach od 10-00 do 18-00, pozytywnie wpływające na pracę całego systemu elektroenergetycznego kraju.



Rys. 9. Profil KSE skorygowany o generację z elektrowni fotowoltaicznych.

Źródła fotowoltaiczne zajmują znaczącą pozycję w miksie energetycznym Niemiec, przekraczając w 2015 roku 39 GW zainstalowanej mocy. Już 2-4 GW rozproszonych źródeł

fotowoltaicznych zainstalowanych w Polsce poprawiłoby znacząco bezpieczeństwo krajowego systemu elektroenergetycznego w okresach letnich, powodując wyraźne spłaszczenie szczytów przedpołudniowych w okresach najtrudniejszych dla tradycyjnej energetyki cieplnej. Ustawa o OZE przewiduje wsparcie tylko dla 800 MW rozproszonych instalacji prosumenckich. Taka zainstalowana moc, to wielkość, którą obecnie trzeba uznać za zbyt małą, co wykazano również w analizie [20].

3. Rynek Bilansujący, Rynek Dnia Następnego, Rynek Dnia Bieżącego

Rynek bilansujący, rynek dnia następnego i rynek dnia bieżącego to rynkowe mechanizmy Towarowej Giełdy Energii pozwalające na handel energią, które powinny umożliwiać swobodny obrót energią i kształtowanie się cen energii elektrycznej w zależności od relacji pomiędzy podażą i popytem.

3.1. Rynek Dnia Następnego

Rynek Dnia Następnego (RDN) [17] jest fizycznym rynkiem spot dla energii elektrycznej działającym w przedziale czasu „dnia następnego” (DN) i zapewniającym dostawę energii w dniu D. Jednym z podstawowych jego celów jest kreowanie cen energii elektrycznej dla pozostałych kontraktów zawieranych na hurtowym rynku energii elektrycznej w Polsce. W rozwiązaniu modelowym, miejsce tego rynku, w portfelu zakupowym uczestników rynku energii, mieści się pomiędzy kontraktami terminowymi z fizyczną dostawą energii, a rynkiem dnia bieżącego i ofertami bilansującymi na rynku bilansującym.

3.2. Rynek Dnia Bieżącego

Rynek Dnia Bieżącego (RDB) [17] jest fizycznym rynkiem spot dla energii elektrycznej, działającym w przedziale czasu na dzień przed realizacją dostaw energii po zakończeniu sesji RDN i w trakcie doby realizacji dostaw energii. Rozliczeniem ilościowym zakontraktowanej energii elektrycznej zajmuje się OSP – PSE.

Rynek Dnia Następnego i Rynek Dnia Bieżącego realizują następujące zadania:

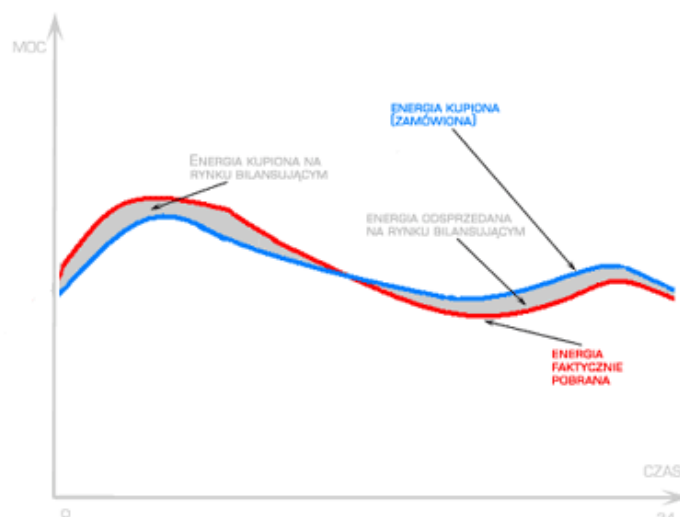
- 1.** Odzwierciedlają godzinowe fluktuacje w dobowym zapotrzebowaniu na energię.
- 2.** Umożliwiają dokładne zbilansowanie pozycji kontraktowych uczestnikom rynku.
- 3.** Odzwierciedlają zmienność wartości energii w czasie (energia droższa w szczycie, tańsza poza szczytem).

3.3. Rynek bilansujący

Rynek bilansujący (RB) [17][3] jest częścią rynku energii elektrycznej, która zapewnia usługi bilansowania. RB jest rynkiem technicznym i nie jest miejscem handlu energią. Jego istnienie jest niezbędne dla funkcjonowania rynku energii, a udział w nim podmiotów kupujących energię jest obowiązkowy. Rynek bilansujący, podlega dwóm podstawowym zasadom:

- 1.** Zasadzie zapewnienia usług bilansowania – definiuje procedury procesów, w tym: procedury przetargowe, występujące ograniczenia i wymagania dotyczące uczestników RB, procedury rozliczeń za usługi, ograniczenia systemowe OSP, kto i w jaki sposób ustala listę rankingowej źródeł produkujących energię bilansującą itd.
- 2.** Zasadzie rozliczenia niezbilansowania – zapewnia przeniesienie kosztów OSP na podmioty odpowiedzialne za bilansowanie.

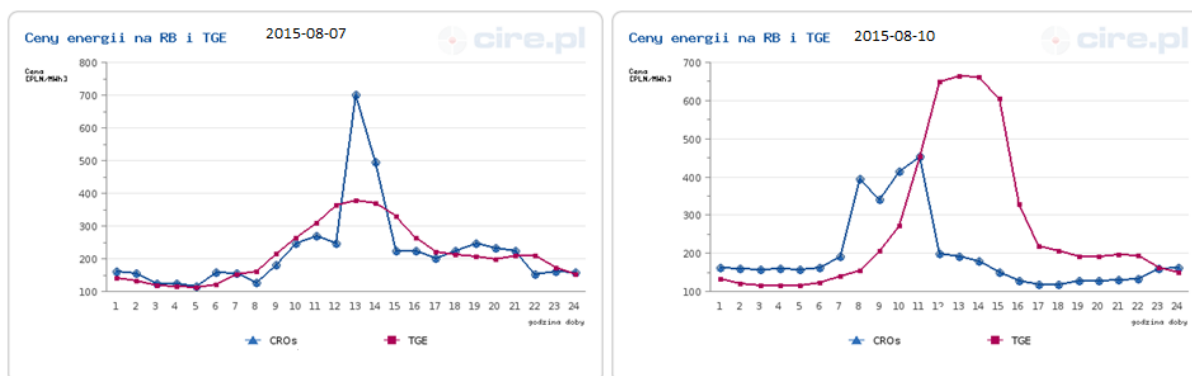
Rysunek 10 przedstawia zakres działania rynku bilansującego w przypadkach różnic pomiędzy ilością energii zamówionej a faktycznie pobranej.



Rys. 10. Zakupy energii i rynek bilansujący. Źródło: [3].

3.4. Analiza rynku energii w dniach 2015-08-07 oraz 2015-08-10

Dni 2015-08-07 oraz 2015-08-10 były dla krajowego systemu elektroenergetycznego dniami dużych deficytów mocy i energii, tym samym dużej nierównowagi pomiędzy podażą a popytem. Poprawnie funkcjonujące mechanizmy rynkowe powinny w okresach deficytu podaży i nadmiernego popytu wywindować wysoko ceny energii, co powinno spowodować zmniejszenie popytu i ustalenie równowagi na odpowiednim poziomie, tak jak to się dzieje na dojrzałych rynkach. Rys. 11 przedstawia ceny energii na Towarowej Giełdzie Energii w krytycznym okresie. Niebieską linią (CROs) zaznaczono cenę rozliczeniową odchylenia sprzedaży (Rynek Bilansujący), natomiast kolorem fioletowym (TGE) średnią cenę ważoną wolumenem ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej podczas notowań ciągłych dla danej godziny doby na Rynku Dnia Następnego.



Rys. 11. Ceny energii na Towarowej Giełdzie energii. Źródło: [3]

Podczas analizowanego okresu, mimo dużych deficytów w KSE, na towarowej Giełdzie Energii nie można zaobserwować sytuacji kryzysowej. Cena energii RDN na dzień 2015-08-10 wzrosła wprawdzie znacznie powyżej średniej ceny godzin szczytowych, lecz nie wpłynęło to znacząco na zmniejszenie zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną, a podobne wzrosty cen obserwowano również w przeszłości. Największy wzrost cen dla rynku RDN dla dnia 2015-08-11 miał miejsce w godzinach 12-15, gdzie rynek już z wyprzedzeniem dyskutował wzmożone zapotrzebowanie na energię przy występujących deficytach podaży. Jednak tego dnia deficyty mocy związane z wcześniejszymi awariami, osiągnęły niespodziewanie wysokie wartości, z których powodu operator PSE zdecydował się na wprowadzenie ograniczeń, na co powinien zareagować Rynek Bilansujący.

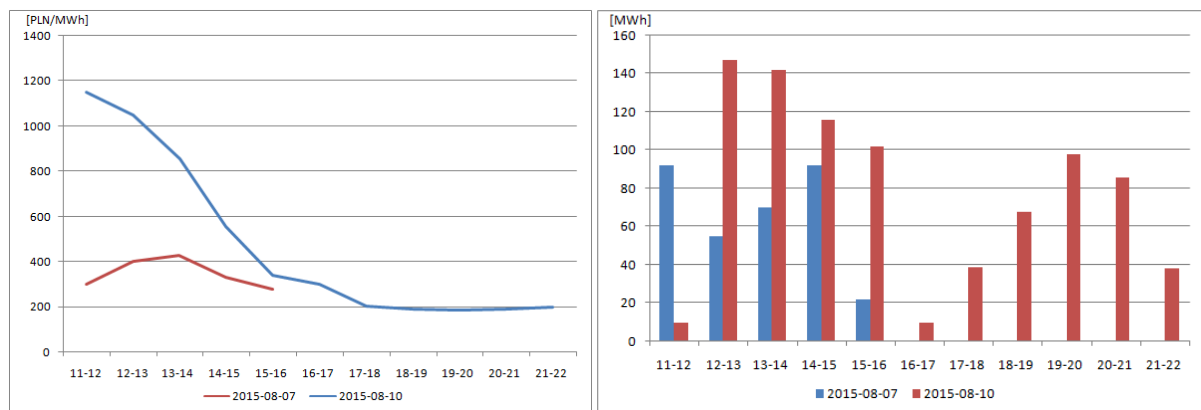
Jednak obserwując Rynek Bilansujący w dniu 2015-08-10 nie widać reakcji na pojawiające się w systemie problemy. Cena energii na rynku bilansującym wzrosła wprawdzie do poziomów około 400 zł/MWh (rys. 11), lecz wzrost ten był zdecydowanie mniejszy niż w ostatnim dniu roboczym poprzedzającym sytuację kryzysową (2015-08-07), gdzie cena energii elektrycznej na Rynku Bilansującym sięgała poziomu 700 zł/MWh. Rysunek 12 przedstawia wartość wolumenu na RB oraz RND. Przy dobowej produkcji energii elektrycznej w sierpniowe dni robocze rzędu 400-450 GWh [13], osiągnięty na TGE wolumen obejmował około 10% wartości całkowitego dobowego obrotu energią, a na rynku bilansującym był o wiele niższy. Porównując wolumen z dnia 2015-08-07 i 2015-08-10 można zauważyć, że Rynek Bilansujący w dniu deficytu (2015-08-10) wykazywał większą aktywność niż w ostatnim poprzedzającym dniu roboczym (piątek), gdyż wolumen w poniedziałek przekraczał w godzinach popołudniowych 1300 MWh w ciągu godziny między 9⁰⁰ a 10⁰⁰, czyli tuż przed wprowadzeniem ograniczeń, następnie po ogłoszeniu ograniczeń wyraźnie spadł, lecz następnie znów wzrósł, by w godzinach popołudniowych i wieczornych przekroczyć 1500 MWh w ciągu godziny.



Rys. 12. Łączny wolumen ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej podczas notowań ciągłych dla danej godziny doby przed (2015-08-07 - lewy wykres) i w dniu deficytu (2015-08-10 prawy wykres).

Źródło: [3]

Zachowanie Rynku dnia bieżącego dla dni 2015-08-07 i 2015-08-10 przedstawia rys. 13, na którym można zaobserwować duże różnice w cenie energii elektrycznej obu dni. Handel energią elektryczną w poniedziałek 2015-08-11 na RDB rozpoczął się do wartości 1150 zł/MWh, a następnie kurs MWh zaczął spadać, by osiągnąć w godzinach popołudniowych poziom 200 zł/MWh. Wolumen w pierwszej części sesji kształtował się na poziomie 140 MWh, nie licząc pierwszej godziny handlu, gdzie wyniósł zaledwie 10 MWh, czyli osiągał ułamki procenta krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną utrzymującego się w dni robocze w okolicach 450 GWh.



Rys. 13. RDB cena średnia ważona wolumenem ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej dla danej godziny doby (po lewej) oraz wolumen (po prawej). Na podstawie [17]

Obserwując zachowania rynków energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii w okresach wysokich deficytów podaży i wzmożonego popytu, należy stwierdzić, że handel

na polskich rynkach energii nie jest jeszcze na tyle rozwinięty, aby móc sprostać zmianom profilu KSE i pełnić funkcje regulacyjne tego systemu. Szczególną słabość w okresie deficytów wykazał Rynek Bilansujący, który nie zareagował na pojawiające się problemy. Jedną z przyczyn takiego stanu jest brak interakcji pomiędzy cenami na rynku energii elektrycznej, a cenami energii elektrycznej dla końcowych odbiorców. Brakuje również silnych mechanizmów interaktywnej współpracy poszczególnych uczestników rynku, począwszy od producentów, przez dystrybutorów aż do odbiorców końcowych, zarówno przemysłowych, instytucjonalnych jak i indywidualnych. Mechanizmem umożliwiającym taką interaktywną współpracę mogą być różnego rodzaju systemy DSM/DSR [4], [5], [6], [20], które na bieżąco mogłyby regulować popyt na energię elektryczną. Jednym z nich może być wdrożenie taryf dynamicznych, które w połączeniu z systemem teleinformatycznym pozwolą na bieżące dopasowanie się popytu do panujących warunków podaży [15], [5]. Taryfy takie mogą zostać wprowadzone nie tylko na sprzedaż energii dla końcowych odbiorców energii elektrycznej, lecz również na zakup energii od prosumentów dysponujących własnymi źródłami wytwórczymi (m.in. OZE), z których część może pełnić funkcję regulacyjną (np. biogazownie, kogeneracja, trigeneracja, spalarnie śmieci, generatory awaryjnego zasilania itd.). W perspektywie najbliższych lat należy wziąć również pod uwagę rozwój technologii zasobnikowych, które zwiększą możliwości regulacyjne systemu. Nie należy zapominać o potencjalnych zasobach regulacyjnych istniejących obecnie, jakimi są np. elektrownie wodne, których rola regulacyjna nie jest w pełni wykorzystywana. Włączenie tych wszystkich podmiotów w interaktywny rynek energii umożliwi jego sprawniejsze działanie i uniknięcie sytuacji zaistniałych w sierpniu 2015 roku.

Podsumowanie

Jak wykazały wydarzenia z sierpnia 2015 roku, polski system elektroenergetyczny nie jest przygotowany na zmiany, które w nim zachodzą. Wzrastające szczytowe zapotrzebowanie na moc, wraz ze zwiększającymi się różnicami pomiędzy dolinami nocnymi a szczytami południowymi, wymagają zmian struktury systemu, bo przestaje ona być na tyle elastyczna, aby podołać pojawiającym się wyzwaniom. Przewiduje się, że w kolejnych latach szczytowe zapotrzebowanie na moc KSE w okresie letnim będzie systematycznie i szybko rosło, a przy panujących w okresie letnim wysokich temperaturach i niskich stanach wód, tradycyjne elektrownie węglowe będą wciąż narażone na zmniejszenie wydajności i zwiększone ryzyko awarii powodowane trudnymi warunkami pracy zespołów wytwórczych.

Dużym wsparciem dla tradycyjnej energetyki może być energetyka oparta o źródła odnawialne, lecz aby tak się stało, wymagany jest zrównoważony rozwój źródeł OZE zapewniający ich dywersyfikację. Obecnie, wśród źródeł energii odnawialnej, najsilniej rozwinięta w Polsce jest energetyka wiatrowa, lecz w okresach letnich, przy stabilnej wyżowej pogodzie, generacja ze źródeł wiatrowych jest stosunkowo niska. W tych okresach doskonale sprawdzają się rozproszone źródła fotowoltaiczne, które mogą uzupełnić pojawiające się w szczytowych okresach deficyty mocy, zarówno poprzez wprowadzanie energii do sieci (farmy fotowoltaiczne, nadmiary energii elektrycznej wyprodukowanej przez prosumentów), jak i poprzez redukcję zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców – prosumentów, zarówno w skali mikro – tych związanych z indywidualnym budownictwem mieszkaniowym [18], jak i większej skali w przypadku przedsiębiorstw, budynków biurowych, instytucji publicznych itp. Rozproszone instalacje prosumenckie, odciażają również system przesyłowy, gdyż generacja energii elektrycznej zachodzi bezpośrednio w punktach jej poboru lub najbliższym otoczeniu takich punktów. Oprócz źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych, zrównoważony rozwój źródeł OZE powinien uwzględniać powstawanie źródeł regulacyjnych, do których można zaliczyć np. biogazownie, małe

elektrownie wodne, zasobniki akumulatorowe, czy też wykorzystanie układów rezerwowego zasilania.

Dodatkowym słabym punktem krajowego systemu elektroenergetycznego są niewydajne mechanizmy rynkowe, które nie są w stanie regulować rynku energii elektrycznej. Na sprawnie funkcjonującym rynku, w przypadku nierównowagi podaży i popytu, cena danego dobra ulega zmianie na tyle, aby mógł się wykształcić nowy poziom równowagi pomiędzy podażą a popytem. W analizowanym przypadku drastycznych niedoborów mocy, cena energii elektrycznej powinna znacząco wzrosnąć. Taki sygnał powinien dotrzeć do odbiorców energii elektrycznej, co powinno doprowadzić do zmniejszenia się popytu i samoistnego ustabilizowania systemu bez konieczności ingerencji sił zewnętrznych. Niestety w sierpniu 2015 roku mechanizmy rynkowe nie zadziałały. Jedną z przyczyn takiego stanu rzeczy jest brak sprawnie działających systemów DSM/DSR pozwalających na interakcję pomiędzy dostawcami, producentami/prosumentami i odbiorcami energii elektrycznej.

Taką rolę mógłby spełniać np. system taryf dynamicznych, którego integralną częścią musi być system teleinformatyczny umożliwiający interaktywną współpracę dostawców, odbiorców energii elektrycznej, producentów/prosumentów oraz instalacji i urządzeń przez nich wykorzystywanych. System taki pozwalałby na zmniejszanie zapotrzebowania na energię przez odbiorców w okresach szczytowych, ale również mógłby potencjalnie wyzwalać dodatkowe rozproszone moce produkcyjne związane z generacją energii elektrycznej z różnych źródeł, jak np. zasobników akumulatorowych, awaryjnych systemów zasilania, biogazowni, elektrowni wodnych i innych potencjalnych źródeł regulacyjnych, które w obecnym stanie, są słabo lub całkiem niewykorzystywane.

Warunkiem koniecznym sprawnego funkcjonowania sieci jest rozwój nowych usług w oparciu o środowisko informatyczne integrujące i sterujące poszczególnymi komponentami sieci elektroenergetycznej w celu umożliwienia efektywnego zarządzania popytem i optymalizacją wykorzystania zasobów istniejących w infrastrukturze elektroenergetycznej kraju. Kluczowy staje się rozwój rozproszonej energetyki prosumenckiej i zintegrowanie jej z mechanizmami rynkowymi wspierającymi regulację KSE [6], [4], [18]. Technologia wspierająca takie rozwiązania może stać się także technologia Internetu Rzeczy [19].

Literatura

- [1] Bukowski M., Śniegocki A.: *Mix energetyczny 2050. Analiza scenariuszy dla Polski*. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 2011.
- [2] Cieślak J.: *Energetyka wodna w poszukiwaniu szans na uniknięcie regresu*. Towarzystwo Elektrowni Wodnych, maj, 2015.
- [3] [Portal Centrum Informacji o Rynku Energii](#)
- [4] Dębowski K.: *Licznik inteligentny EP wg iLab EPRO*. BŻEP dział 1.02.02, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP, <http://ilabepro.polsl.pl/bzep/>, Gliwice, 2015.
- [5] Fice M.: *Prosumencki potencjał DSM/DSR w kształtowaniu profilu KSE*. BŻEP, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP, <http://ilabepro.polsl.pl/bzep/>, Gliwice, 2015.
- [6] Fice M.: *Prosumencka mikroinfrastruktura energetyczna jako obiekt regulacji/sterowania*. BŻEP, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP, <http://ilabepro.polsl.pl/bzep/>, Gliwice, 2015.
- [7] Kopacz E.: *Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 11 sierpnia 2015 r. w sprawie wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej*. Dziennik Ustaw, poz. 1136, Warszawa, 2015.
- [8] PSE S.A.: [Operator systemu przesyłowego \(OSP\) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej](#). Ogłoszono 19 i 20 stopień zasilania. Komunikat OSP, 2015.
- [9] PSE S.A.: [Procentowy udział w krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup wytwórczych](#),
- [10] PSE S.A.: [Miesięczne raporty z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego](#), Tabela nr 3, Struktura produkcji energii elektrycznej w elektrowniach krajowych, wielkości wymiany energii elektrycznej z granicą i krajowe zużycie,

- [11] PSE S.A.: [Zapotrzebowanie mocy KSE](#)
- [12] PSE S.A.: [Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy \(BPKD\) wielkości podstawowe](#),
- [13] [Miesięczne raporty z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego](#).
- [14] Popczyk J.: Model Interaktywnego Rynku Energii Elektrycznej. Od modelu WEK-NI-EP do modelu EP-NI-WEK. BŻEP, dział 1.1.06, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP, Gliwice, 2015.
- [15] Popczyk J., Podgajniak T: Uzasadnienie (podstawy merytoryczne) do programu przebudowy polskiej energetyki. BŻEP dział 1.01.06, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP, <http://ilabepro.polsl.pl/bzep/>, Gliwice, 2015.
- [16] [Strona internetowa systemu monitorowania instalacji prosumenckich](#)
- [17] [Portal Towarowej Giełdy Energii](#)
- [18] Wójcicki R.: Prosumencka mikroinstalacja fotowoltaiczna na przykładzie domu jednorodzinnego. Artykuł w monografii „Energetyka prosumencka. Pierwsza próba konsolidacji”, Sekcja Wydawnictw Wydziału Zarządzania Politechniki Częstochowskiej, 2014, str. 164-168.
- [19] Wójcicki R.: [Internet przedmiotów jako narzędzie wspomagające poprawę efektywności energetycznej w fotowoltaicznych instalacjach prosumenckich](#), Studia Informatica, Vol 36, No 2 (2015), Gliwice 2015.
- [20] Informatyka w EP. BŻEP dział 1.02.06, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP, <http://ilabepro.polsl.pl/bzep/>, Gliwice, 2015.

Datowanie RAPORTU (wersja oryginalna) – 29.11.2015 r.