

Biuletyn

Urzędu Regulacji Energetyki

w numerze:



- Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2014 – 2028

04/2014

NR 4 (90) 25 listopada 2014 ISSN 1506-090X



Urząd Regulacji
Energetyki

Spis treści

Raport Prezesa URE – Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2014 – 2028

- 3/ 1. Otoczenie prawne
- 4/ 2. Informacje o sposobie prowadzenia analizy
- 6/ 3. Analiza zgromadzonych informacji w zakresie planów inwestycyjnych (wszystkie technologie paliwowe)
- 11/ 4. Analiza możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną (wszystkie technologie paliwowe)
- 12/ 5. Analiza możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc (wybrane technologie paliwowe)
- 18/ 6. Wnioski
- * * *
- 20/ Informacja Prezesa URE nr 36/2014
- 20/ Informacja Prezesa URE nr 37/2014
- 21/ Informacja Prezesa URE nr 38/2014
- 23/ Komunikat Prezesa URE nr 39/2014
- 24/ Informacja Prezesa URE nr 40/2014
- 24/ Komunikat Prezesa URE nr 41/2014
- 25/ Komunikat Prezesa URE nr 42/2014

Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki

Szanowni Państwo!

W ostatnim w tym roku numerze Biuletynu URE prezentujemy przygotowany przez Urząd raport o planach inwestycyjnych na lata 2014 – 2028 przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej. Dokument ten powstał na podstawie analizy ankiet skierowanych przez URE do 49 przedsiębiorstw oraz czterech grup energetycznych, z uwzględnieniem informacji o wydanych przez PSE S.A. warunkach przyłączenia. Raport odnosi się m.in. do oceny długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w szczególności możliwości długoterminowego zrównoważenia produkcji energii z jej zapotrzebowaniem.

W latach 2014 – 2028 przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do eksploatacji łącznie ponad 18 GW nowych mocy wytwórczych, z czego 7,5 GW to inwestycje w energetykę wiatrową. Natomiast wielkość planowanych wycofań mocy wytwórczych z eksploatacji w tym okresie wynosi około 5,2 GW mocy zainstalowanej.

Na polepszenie sytuacji wpływ mają m.in. niższe prognozowane szczytowe zapotrzebowanie na moc, wprowadzenie przez operatora systemu przesyłowego dodatkowej usługi systemowej, jaką jest interwencyjna rezerwa zimna oraz modyfikacja usługi operacyjnej rezerwy mocy.

Niedobór mocy dyspozycyjnej, jednakże bez uwzględnienia dodatkowej mocy dyspozycyjnej (np. z importu oraz mocy jednostek nieujętych w badaniu) może wystąpić w styczniu 2015 r. i 2016 r. (odpowiednio ok. 1 200 MW oraz 1 000 MW). Podejmowane działania, na przykład import mocy z zagranicy czy umowy na redukcję zapotrzebowania na energię powinny umożliwić w najbliższych latach zarówno zrównoważenie szczytowego zapotrzebowania na moc, jak również zapewnienie wymaganej rezerwy mocy w wysokości 9% ponad szczytowe zapotrzebowanie.

Oddanie do eksploatacji znacznej liczby nowych mocy wytwórczych jest obecnie planowane w okresie od 2017 r. do 2019 r. Ponadto, w porównaniu z zamierzeniami inwestycyjnymi przedstawionymi w 2011 r., liczba wycofywanych z eksploatacji mocy wytwórczych w latach 2014 – 2025 uległa zmniejszeniu o ok. 2 GW. Spadek ten jest spowodowany m.in. wprowadzeniem przez operatora systemu przesyłowego i zaakceptowanej przez URE dodatkowej usługi systemowej, jaką jest interwencyjna rezerwa zimna oraz modyfikacją usługi operacyjnej rezerwy mocy.

Badane przedsiębiorstwa przedstawiły w swoich prognozach również planowane modernizacje istniejących jednostek wytwórczych. Modernizacje te mają na celu wydłużenie okresu eksploatacji jednostki, a także wzrost mocy zainstalowanej i osiągalnej z istniejących źródeł wytwórczych. Większość zadań modernizacyjnych przewidzianych w planach rozwoju przedsiębiorstw energetycznych dotyczy ich przystosowania do zmniejszenia zanieczyszczenia powietrza. Takie działania mają na celu m.in. zapewnienie wykonania celów wynikających z dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (dyrektywy IED).

Biorąc pod uwagę technologie wytwarzania największy udział we wszystkich inwestycjach mają farmy wiatrowe (40%) oraz jednostki wytwórcze opalane węglem kamiennym (32%) i gazem ziemnym (22%). W przypadku inwestycji o zaawansowanym stopniu realizacji – prawie ⅔ to inwestycje oparte na węglu kamiennym.

Podsumowując, prognozy wynikające z badania planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej na najbliższe 15 lat napawają optymizmem.

Życząc miłej lektury, składamy naszym Czytelnikom moc życzeń z okazji Świąt Bożego Narodzenia i energetycznego 2015 roku.

Redakcja

Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2014 – 2028¹⁾

1. Otoczenie prawne

Niniejszy dokument przedstawia informację o planach inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej, a tym samym stanowi wkład do oceny długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w szczególności możliwości długoterminowego zrównoważenia produkcji energii elektrycznej z jej zapotrzebowaniem.

Pojęcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej zostało zdefiniowane w art. 3 pkt 16a ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tekst jedn.: Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 ze zm.) – zwanej dalej „Ustawą”, jako zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Przy czym, stosownie do treści art. 3 pkt 16b Ustawy, poprzez bezpie-

czeństwo pracy sieci elektroenergetycznej należy rozumieć nieprzerwaną pracę sieci elektroenergetycznej, a także spełnianie wymagań w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w możliwych do przewidzenia warunkach pracy tej sieci. Natomiast zgodnie z art. 3 pkt 16c Ustawy, poprzez zrównoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię rozumie się zaspokojenie możliwego do przewidzenia bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną i moc, bez konieczności podejmowania działań mających na celu wprowadzenie ograniczeń w jej dostarczaniu i poborze.

Nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych w zakresie określonym Ustawą, stosownie do treści art. 12 ust. 2 pkt 3 tej ustawy, sprawuje Minister Gospodarki. Ponadto, zgodnie z art. 15b ust. 3 Ustawy do zadań ministra właściwego ds. gospodarki należy opracowywanie co dwa lata, w terminie do 30 czerwca danego roku, sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Zakres tego sprawozdania został określony w art. 15b ust. 4-6 Ustawy.

Z kolei do zadań Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. f Ustawy, należy monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej. Ponadto, zgodnie z art. 23 ust. 2a Ustawy, w zakresie dotyczącym monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej Prezes URE sporządza raport, a następnie, zgodnie z art. 23 ust. 2c Ustawy przekazuje ten raport co dwa lata ministrowi właściwemu ds. gospodarki w terminie do 30 czerwca danego roku oraz na podstawie ust. 2d publikuje go w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki. Ostatni raport został opublikowany 28 czerwca 2013 r.

Natomiast zgodnie z art. 9c ust. 2 Ustawy operator systemu przesyłowego jest m.in. odpowiedzialny za bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej elektroenergetycznej (ust. 2 pkt 1), określanie potrzeb rozwoju sieci przesyłowej i połączeń międzysystemowych, a także w zakresie budowy nowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej (ust. 2 pkt 17) oraz utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej elektroenergetycznej (ust. 2 pkt 18). Ponadto ustawodawca w art. 9c ust. 2 pkt 16 Ustawy zobowiązał operatora systemu przesyłowego do opracowywania prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną i moc w systemie elektroenergetycznym.

¹⁾ Opracowano na podstawie informacji przedstawionych przez przedsiębiorstwa energetyczne w związku z realizacją obowiązków wynikających z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne (tekst jedn.: Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 ze zm.) oraz na podstawie informacji o wydanych przez operatora systemu przesyłowego warunkach przyłączenia. Niniejsza informacja nie stanowi raportu, o którym mowa w art. 23 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne.

Stosownie do treści art. 16 ust. 20 Ustawy przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW sporządza i przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej. Ponadto, zgodnie z art. 16 ust. 21 Ustawy przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, co 2 lata w terminie do dnia 30 kwietnia danego roku, aktualizuje prognozy, o których mowa w ust. 20, i informuje o tych aktualizacjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, do których sieci jest przyłączone, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych²⁾.

W celu ustalenia katalogu podmiotów, które są zobowiązane do przedłożenia ww. informacji, należy wziąć pod uwagę przepis art. 32 ust. 1 pkt 1

„Uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw lub energii, z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do odnawialnych źródeł energii lub do źródeł wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego”

lit. b Ustawy, zgodnie z którym obowiązek posiadania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej został nałożony na źródła „o łącznej mocy zainstalowanej”. Zatem, uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw lub energii, z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do odnawialnych źródeł energii lub do źródeł wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego. Mając na uwadze, że oba przepisy (art. 16 ust. 20 i art. 32 ust. 1 pkt 1 lit. b Ustawy) posługują się tym samym sformułowaniem „źródła”, nie ma podstaw, by stosować w tych przypadkach odmienną interpretację Ustawy.

W związku z powyższym, stosownie do zapisów art. 16 ust. 20 i 21 Ustawy, informacje o prognozach powinny zostać złożone przez wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej **w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie niższej niż 50 MW** – w tym

zakresie nie jest zatem ważna moc zainstalowana poszczególnych jednostek wytwórczych, lecz suma mocy zainstalowanych w źródłach energii. Ponadto obowiązek dotyczy wszystkich źródeł bez względu na technologię wytwarzania energii elektrycznej. W konsekwencji, lista przedsiębiorstw energetycznych zobowiązanych do przedstawienia informacji o planach inwestycyjnych została sporządzona m.in. na podstawie decyzji Prezesa URE udzielających koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, przy czym dotyczy to przedsiębiorstw energetycznych, których działalność gospodarcza wymaga uzyskania takiej koncesji (m.in. źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 50 MW).

2. Informacje o sposobie prowadzenia analizy

W ramach monitorowania zamierzeń inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej Prezes URE opracował ankietę w celu ułatwienia realizacji obowiązku wynikającego z art. 16 ust. 20 i 21 Ustawy oraz standaryzacji przekazywanych informacji umożliwiającej ich analizę. Powyższy obowiązek sprawozdawczy wypełniły w ustawowym terminie, tj. do 30 kwietnia 2014 r., 34 przedsiębiorstwa energetyczne. Po wystosowaniu wezwań w sprawie wykonania obowiązku wynikającego z art. 16 ust. 20 i 21 Ustawy, informacje uzupełniło 15 przedsiębiorstw energetycznych. Niezależnie od obowiązku wynikającego z wyżej wymienionego przepisu prawa, Prezes URE skierował zapytanie o planowanych inwestycjach w nowe moce wytwórcze, w zakresie

²⁾ Treść przepisów art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu obowiązującym od 27 sierpnia 2013 r. wprowadzonych ustawą z 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 984).

wynikającym z przygotowanej ankiety, do czterech grup energetycznych powstałych w wyniku konsolidacji sektora w związku z rządowym „Programem dla elektroenergetyki”. Dodatkowo, Prezes URE uwzględnił informacje o wydanych warunkach przyłączenia przez spółkę Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Tak pozyskane informacje stanowiły podstawę wykonania niniejszego opracowania.

W kontekście monitorowania, a następnie oceny możliwości długoterminowego równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię Prezes URE uznał, że istotnym kryterium takiej oceny jest nie tylko możliwość pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną, ale przede wszystkim możliwość pokrycia zapotrzebowania na moc elektryczną. W związku z powyższym, biorąc pod uwagę nałożone na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego obowiązki, Prezes URE uzyskał od spółki Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. dane dotyczące rocznych prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną oraz dane dotyczące miesięcznych prognoz szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w latach 2014 – 2028.

Istotnym elementem przeprowadzonego badania było pozyskanie od przedsiębiorstw energetycznych informacji o stanie realizacji planowanych inwestycji. W tym celu zdefiniowano następujące etapy realizacji inwestycji:

- 1 – wstępne studium wykonalności/biznes plan/ analiza kosztów i korzyści;
- 2 – decyzja korporacyjna o podjęciu przygotowania projektu;
- 3 – złożenie wniosku o wydanie warunków przyłączenia;

- 4 – uzyskanie warunków przyłączenia;
- 5 – podpisanie umowy o przyłączenie do sieci;
- 6 – ostateczna wersja studium wykonalności;
- 7 – projekt techniczny/budowlany;
- 8 – uzyskanie praw do terenu, na którym będzie realizowana inwestycja;
- 9 – przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko;
- 10 – wprowadzenie inwestycji do planu zagospodarowania przestrzennego;
- 11 – uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania przestrzennego;
- 12 – pozwolenie środowiskowe;
- 13 – uzyskanie decyzji pozwolenia na budowę;
- 14 – pozwolenie wodno-prawne (na użytkowanie wód powierzchniowych);
- 15 – montaż finansowy projektu (umowy ma finansowanie inwestycji oraz zabezpieczenie środków własnych);
- 16 – postępowanie przetargowe dotyczące realizacji inwestycji;
- 17 – umowa o wykonawstwo;
- 18 – rozpoczęcie prac budowlanych;
- 19 – zakończenie prac budowlanych;
- 20 – podpisanie umowy o świadczenie usług przesyłania (lub dystrybucji);
- 21 – uzyskanie decyzji pozwolenie na użytkowanie/lub innego dokumentu uprawniającego do przystąpienia do użytkowania/eksploatacji jednostki wytwórczej.

Na podstawie tak zgromadzonych informacji ze wszystkich planowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne inwestycji w nowe moce wytwórcze,

został wyodrębniony zakres inwestycji, dla których stopień realizacji należy uznać za zaawansowany. Jako kryterium istotnego zaawansowania inwestycji, a tym samym uznania ich realizacji za istotnie prawdopodobną, przyjęto rozpoczęcie co najmniej jednego z niżej wymienionych etapów realizacji:

- montaż finansowy projektu (umowy na finansowanie inwestycji oraz zabezpieczenie środków własnych),
- postępowanie przetargowe dotyczące realizacji inwestycji,
- umowa o wykonawstwo,
- rozpoczęcie prac budowlanych,
- zakończenie prac budowlanych,
- podpisanie umowy o świadczenie usług przesyłania (lub dystrybucji),
- uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie/ lub innego dokumentu uprawniającego do przystąpienia do użytkowania/eksploatacji jednostki wytwórczej.

Przeprowadzona w ramach niniejszego opracowania analiza uwzględniła również planowane wycofania jednostek wytwórczych z eksploatacji oraz modernizacje istniejących mocy wytwórczych. Jako istniejące moce wytwórcze przyjęto moc jednostek wytwórczych (stan na koniec 2013 r.) przedsiębiorstw energetycznych podlegających obowiązkowi sprawozdawczemu wynikającemu z art. 16 ust. 20 i 21 Ustawy. Dodatkowo, w niniejszej Informacji przedstawiono podział planowanych inwestycji ze względu na paliwo podstawowe, a także łączne nakłady niezbędne do realizacji planowanych inwestycji.

Ponadto, w niniejszym opracowaniu dokonano porównania zamierzeń inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej przedłożonych Prezesowi URE w 2011 r. z zamierzeniami inwestycyjnymi przedstawionymi dla potrzeb niniejszego opracowania.

Wyniki analizy dotyczące planowanych inwestycji w nowe moce wytwórcze, wycofywanych z eksploatacji oraz modernizowanych mocy wytwórczych, technologii paliwowych oraz jednostkowych kosztów inwestycyjnych zostały przedstawione w rozdziale 3 niniejszego opracowania. Ponadto, w rozdziale 4 przedstawiono wyniki analizy możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną, jak również prognozowaną moc osiągalną jednostek wytwórczych objętych niniejszym badaniem. Wyżej wymienione wyniki analizy uwzględniają wszystkie technologie paliwowe zgłoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne objęte badaniem, w tym energię elektryczną pochodzącą ze źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych.

W niniejszym opracowaniu przedstawiono również ocenę możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną (w układzie miesięcznym) biorąc pod uwagę wszystkie inwestycje w nowe moce wytwórcze oraz biorąc pod uwagę tylko inwestycje o istotnym stopniu zaawansowania ich realizacji. W tej części analizy nie uwzględniono mocy wytwórczych źródeł wiatrowych i źródeł fotowoltaicznych ze względu na brak możliwości określenia dyspozycyjności tych źródeł. Określając moc dyspozycyjną istniejących źródeł wytwórczych przyjęto wartość mocy dyspo-

zycyjnej elektrowni krajowych w dniu szczytowego zapotrzebowania na moc w 2013 r.³⁾ (współczynnik mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej wyniósł 74,02%). Natomiast dla nowych mocy wytwórczych przyjęto wskaźnik mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej na poziomie 90% (analogicznie jak w raporcie z 2011 r.⁴⁾).

W przypadku jednostek wytwórczych przedsiębiorstw energetycznych, dla których nie był znany dokładny miesiąc oddania do eksploatacji tylko np. rok, przyjęto, że jednostka wytwórcza będzie oddana do eksploatacji w grudniu danego roku. W przypadku jednostek wytwórczych przedsiębiorstw energetycznych, dla których nie był znany dokładny okres odstawienia ze względu na planowaną modernizację tylko np. rok, przyjęto, że jednostka wytwórcza będzie odstawiona na 12 miesięcy danego roku.

Ponadto, do wyżej wymienionej analizy przyjęto prognozowaną moc dyspozycyjną jednostek wytwórczych w pozostałych elektrowniach krajowych, które nie były objęte niniejszym badaniem, na podstawie danych powykonawczych dotyczących łącznej mocy dyspozycyjnej wszystkich elektrowni krajowych w okresie od stycznia 2014 r. do października 2014 r. i w latach poprzednich oraz danych dotyczących prognozowanej mocy dyspozycyjnej w jednostkach wytwórczych objętych niniejszym badaniem.

³⁾ Patrz: Raport roczny z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego za rok 2013, dostępny na stronie internetowej: <http://www.pse.pl/index.php?did=1717>

⁴⁾ Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2011 – 2025, wrzesień 2011 r.

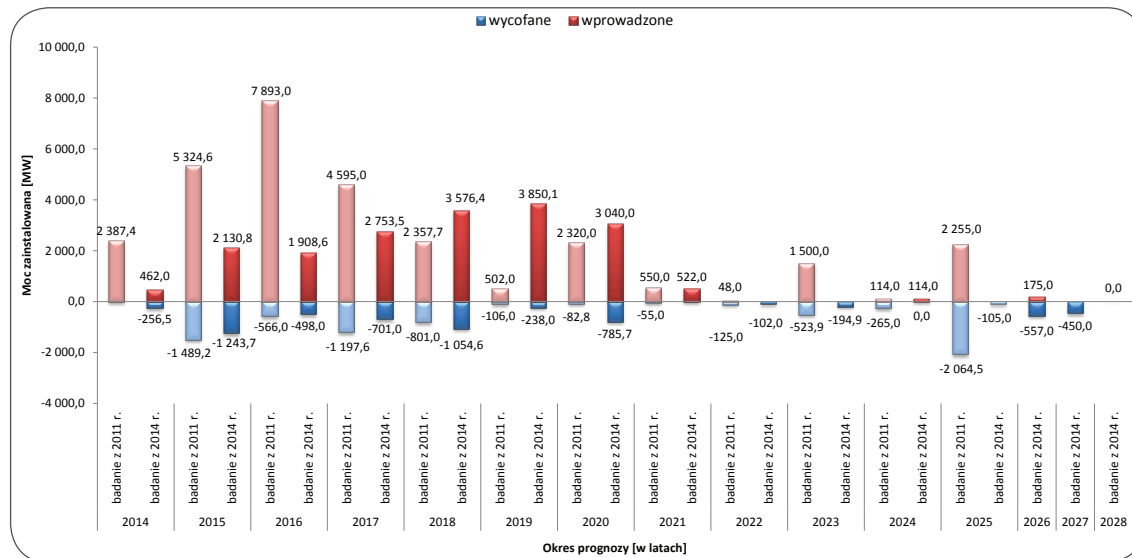
Wyniki analizy możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc, w ramach której nie uwzględniono źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych, zostały przedstawione w rozdziale 5 niniejszego opracowania.

3. Analiza zgromadzonych informacji w zakresie planów inwestycyjnych (wszystkie technologie paliwowe)

Analiza pozyskanych danych wskazuje, że w latach 2014 – 2028 przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do eksploatacji łącznie ponad 18 GW nowych mocy wytwórczych, z czego 10,5 GW zostało wskazane w ankietach przesłanych przez przedsiębiorstwa energetyczne objęte badaniem ankietowym (pozostałe inwestycje wynikają z warunków przyłączenia wydanych przez operatora systemu przesyłowego i dotyczą głównie energetyki wiatrowej). Natomiast liczba planowanych wycofań mocy wytwórczych z eksploatacji w tym okresie wynosi około 5,2 GW mocy zainstalowanej. Sytuacja ta została przedstawiona na rys. 1 (str. 7).

Dodatkowo, na rys. 1 porównano wyniki badania ankietowego przeprowadzonego w 2011 r. oraz w 2014 r. Wyniki badania przeprowadzonego w 2014 r. wskazują, że przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do eksploatacji o około 11,5 GW mniej mocy wytwórczych niż planowały w 2011 r. Jednocześnie największy przyrost nowych mocy wytwórczych w horyzoncie 3-letnim przesunął się z końca 2016 r. na koniec 2019 r. Poziom mocy wycofanych w ciągu najbliższych lat pozostał na zbliżonym poziomie.

Rys. 1. Plany inwestycyjne wytwórców w latach 2014 – 2028 (wprowadzone i wycofane z eksploatacji moce wytwórcze)



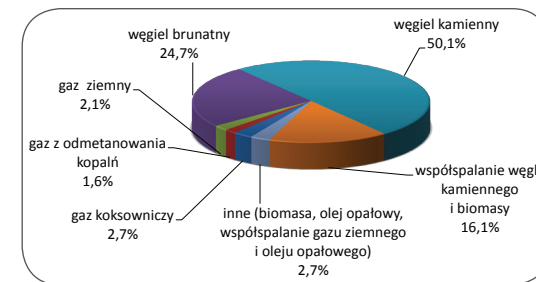
Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

Na rys. 2 przedstawiono podział planowanych do wycofania mocy wytwórczych ze względu na wykorzystywane paliwo podstawowe. Największy udział (ponad 50%) stanowią jednostki wytwórcze opalane węglem kamiennym, a następnie jednostki opalane węglem brunatnym (24,7%) oraz współspalające węgiel kamienny i biomasę (16,1%). W badaniu przeprowadzonym w 2011 r. również największy udział w wycofywanych mocach wytwórczych stanowiły jednostki wytwórcze na węgiel kamienny (33,7%). Do głównych przyczyn wycofań jednostek wytwórczych należą: niespełnienie norm emisyjnych i zużycie eksploata-

cyjne. Przyczyny wycofywania mocy wytwórczych z eksploatacji zostały przedstawione na rys. 3.

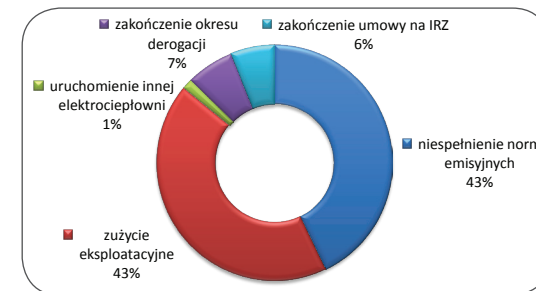
Wzrost mocy wytwórczych nie jest spowodowany wyłącznie poprzez oddanie do eksploatacji nowych mocy wytwórczych. Badane przedsiębiorstwa energetyczne przedstawiły w swoich prognozach również planowane modernizacje istniejących jednostek wytwórczych. Modernizacje jednostek wytwórczych mają na celu wydłużenie okresu eksploatacji jednostki wytwórczej, a także wzrost mocy zainstalowanej i osiągalnej istniejących źródeł wytwórczych. Łączny przyrost mocy zainstalowanej i mocy osiągalnej na skutek plano-

Rys. 2. Wycofywane moce wytwórcze w latach 2014 – 2028 wg technologii paliwowej



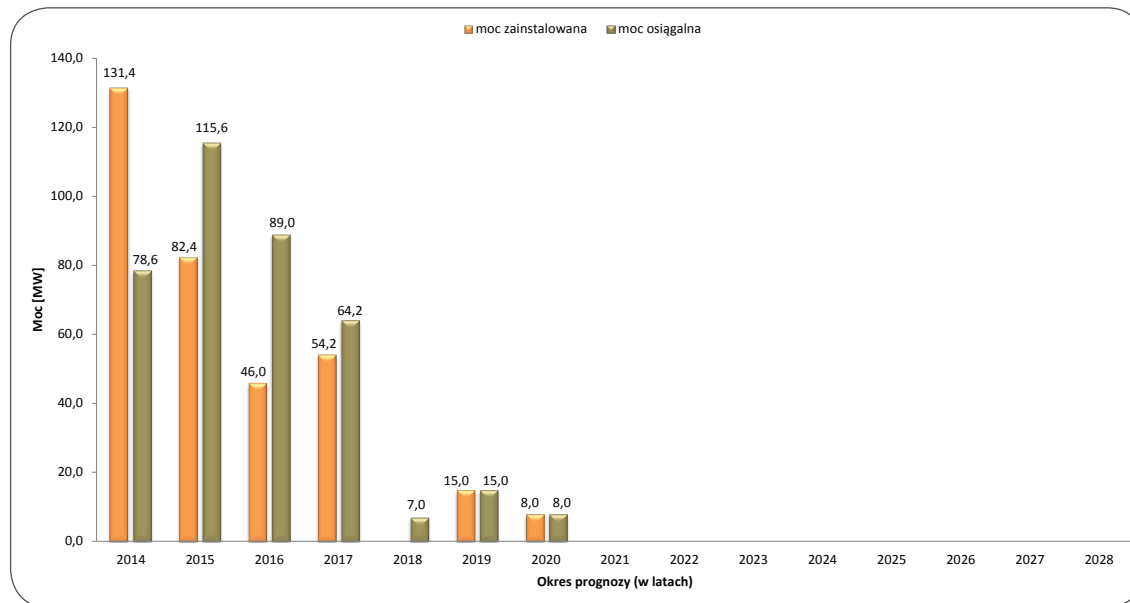
Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

Rys. 3. Wycofywane moce wytwórcze w latach 2014 – 2028 wg przyczyny



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

wanych modernizacji w latach 2014 – 2028 wynosi odpowiednio: 337,1 MW oraz 377,4 MW. Na rys. 4 (str. 8) przedstawiony został planowany przyrost mocy zainstalowanej i osiągalnej istniejących mocy wytwórczych spowodowany modernizacjami.

Rys. 4. Przyrost mocy wytwórczych w latach 2014 – 2028 w wyniku modernizacji

Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

Biorąc pod uwagę plany inwestycyjne przedsiębiorstw energetycznych, wycofywane moce wytwórcze przyłączone do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego będą zastępowane przez nowe moce wytwórcze. Bilans mocy wytwórczych (różnica pomiędzy mocą źródeł wytwórczych oddawanych do eksploatacji i modernizowanych oraz mocą źródeł wytwórczych wycofywanych z eksploatacji) został przedstawiony na rys. 5 (str. 9).

Oddanie do eksploatacji znacznej liczby nowych mocy wytwórczych jest planowane obecnie w okre-

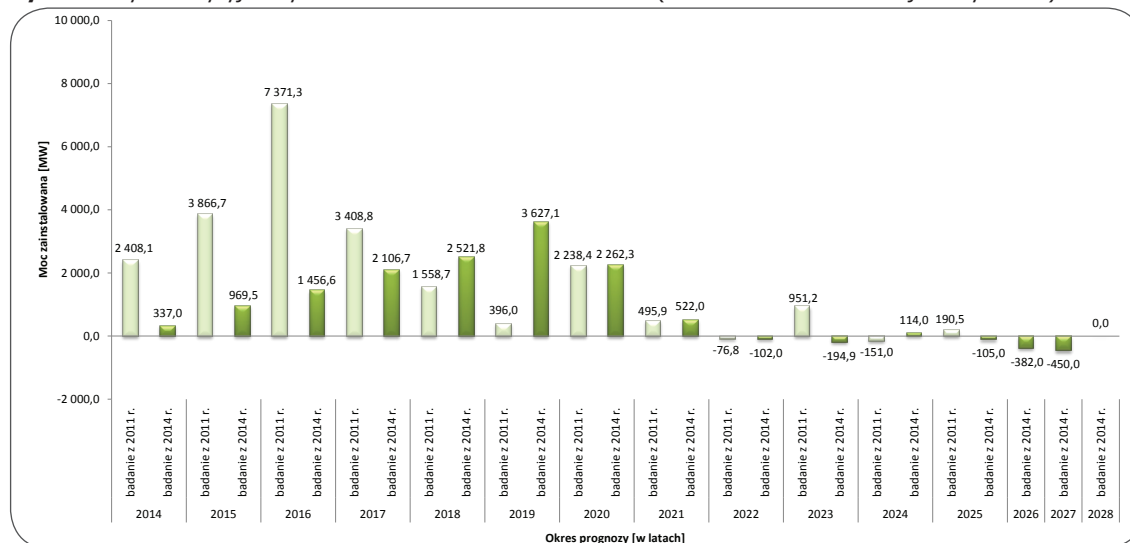
sie od 2017 r. do 2019 r., odpowiednio w kolejnych latach tego okresu: 2 753,5 MW, 3 576,4 MW oraz 3 850,1 MW. W badaniu przeprowadzonym w 2011 r. oddanie do eksploatacji największej liczby nowych mocy planowane było w okresie od 2014 r. do 2018 r. (odpowiednio: 2 387,4 MW, 5 324,6 MW, 7 893 MW, 4 595 MW oraz 2 357,7 MW). Przesunięcie planowanego terminu oddania nowych mocy wytwórczych do eksploatacji oraz spadek łącznej mocy źródeł wytwórczych planowanych do oddania do eksploatacji w porównaniu do badania

z 2011 r. może być spowodowany spadkiem cen energii elektrycznej na rynku, a w konsekwencji z pogorszeniem warunków opłacalności inwestycji w nowe moce wytwórcze. Zauważyć należy jednak, że w porównaniu z zamierzeniami inwestycyjnymi przedstawionymi w 2011 r., liczba wycofywanych z eksploatacji mocy wytwórczych w latach 2014 – 2025 uległa zmniejszeniu o ok. 2 GW. Spadek ten jest spowodowany m.in. wprowadzeniem przez operatora systemu przesyłowego dodatkowej usługi systemowej, jaką jest interwencyjna rezerwa zimna oraz modyfikacją usługi operacyjnej rezerwy mocy.

Należy podkreślić, że planowane inwestycje przedstawione na rys. 1 i 5 dotyczą istotnie zróżnicowanego stopnia zaawansowania, obejmującego zakres od fazy początkowej, tzn. etapu podejmowania decyzji o rozpoczęciu projektu, wystąpienia lub otrzymania warunków przyłączenia, do etapu realizacji i oddania do eksploatacji inwestycji.

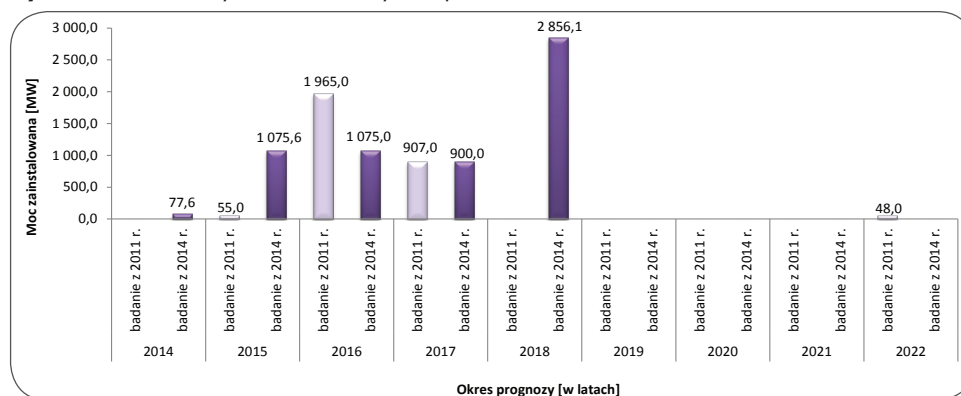
Na rys. 6 (str. 9) przedstawiono wyłącznie inwestycje, których stan zaawansowania należy uznać za istotny, tj. obejmuje takie etapy, jak: zamknięcie montażu finansowego projektu, realizacja procedur przetargowych, prac budowlanych, przyłączenie jednostki do KSE lub oddanie do użytkowania/exploatacji. Inwestycje te zostały wyodrębnione z informacji przesłanych wyłącznie przez przedsiębiorstwa wytwórcze objęte badaniem ankietowym, gdyż nie było możliwe wyodrębnienie inwestycji zaawansowanych z informacji o wydanych warunkach przyłączenia przez operatora systemu przesyłowego. Wyniki analizy przeprowadzonej w 2014 r.

Rys. 5. Plany inwestycyjne wytwórców w latach 2014 – 2028 bilans (nowe moce + modernizacje + wycofania)



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

Rys. 6. Nowe moce wytwórcze o istotnym stopniu zaawansowania w latach 2014 – 2022



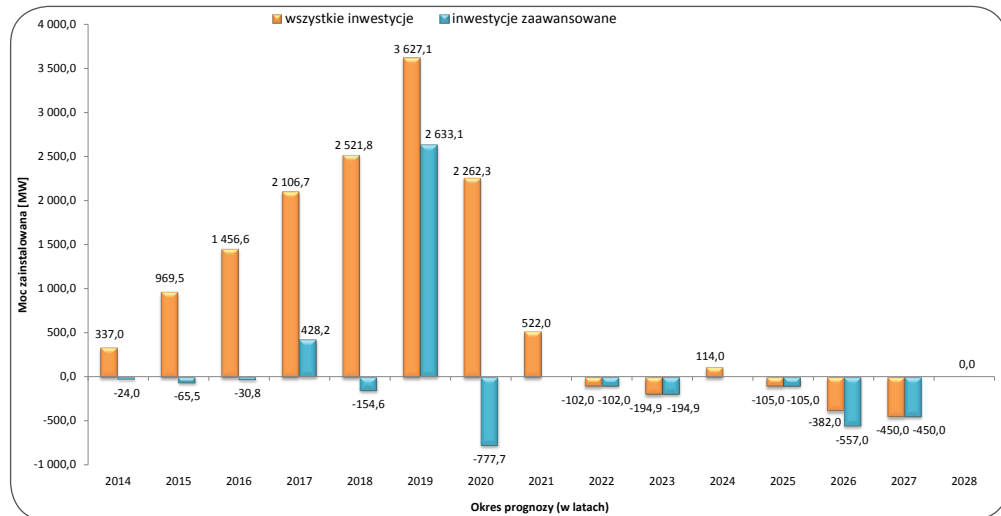
Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

pokazują, że planowane inwestycje o zaawansowanym stopniu realizacji powinny być oddane do eksploatacji w okresie od 2014 r. do 2018 r. W porównaniu z badaniem przeprowadzonym w 2011 r., liczba inwestycji o znacznym stopniu zaawansowania zwiększy się (2011 r. – 2 975 MW, 2014 r. – 5 984,3 MW). Bilans mocy wytwórczych uwzględniający wszystkie zgłoszone inwestycje oraz tylko inwestycje o zaawansowanym stopniu realizacji został przedstawiony na rys. 7 (str. 10).

Na rys. 8 (str. 10) przedstawiono udział poszczególnych technologii paliwowych w latach 2014 – 2028 we wszystkich planowanych inwestycjach w nowe moce wytwórcze oraz w inwestycjach o zaawansowanym stopniu realizacji. W przypadku wszystkich inwestycji największy udział stanowią farmy wiatrowe oraz jednostki wytwórcze opalane węglem kamiennym i gazem ziemnym (odpowiednio: 40,22%, 32,32% oraz 22,03%). Natomiast w przypadku inwestycji o zaawansowanym stopniu realizacji prawie 2/3 to inwestycje na węgiel kamienny. Warto zauważyć, że badane przedsiębiorstwa energetyczne nie przedstawiły w swoich prognozach energetyki jądrowej oraz farm wiatrowych na morzu.

W tab. 1 (str. 10) zostały przedstawione łączne nakłady inwestycyjne w nowe moce wytwórcze w cenach bieżących z uwzględnieniem poszczególnych technologii. Dodatkowo, łączne nakłady inwestycyjne związane z modernizacją jednostek wytwórczych w latach 2014 – 2028 wynoszą 12 155 770,1 tys. zł.

Rys. 7. Plany inwestycyjne wytwórców w latach 2014 – 2028 bilans (porównanie wszystkich inwestycji z inwestycjami o istotnym stopniu zaawansowania)



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

Tab. 1. Planowane łączne nakłady inwestycyjne w nowe moce wytwórcze w cenach bieżących wg technologii paliwowej⁵⁾

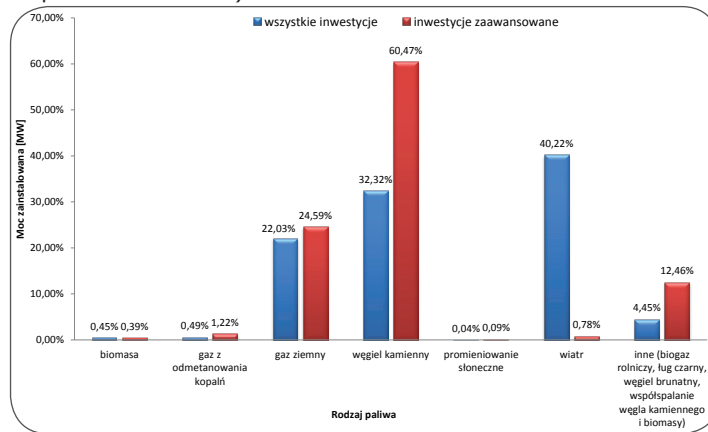
Rodzaj paliwa	Moc zainstalowana [MW]	Nakłady inwestycyjne [tys. zł]	Rodzaj paliwa	Moc zainstalowana [MW]	Nakłady inwestycyjne [tys. zł]
biomasa	82,9	419 380	promieniowanie słoneczne	6,6	35 908
gaz z odmetanowania kopalń	91,0	683 154	wiatr	1 467,6	8 917 654
gaz ziemny	4 083,6	13 446 152	woda*	1,2	*
węgiel brunatny*	518,1	*	inne	305,4	810 206
węgiel kamienny	3 990,0	26 512 899	łącznie	10 546,5	54 151 353

* Dla inwestycji opierających się na węglu brunatnym i wodzie dane na temat nakładów inwestycyjnych nie zostały zamieszczone, gdyż liczba zgłoszonych inwestycji jest nie większa niż 3.

Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

⁵⁾ Na podstawie danych ankietowych przekazanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej (nie obejmuje danych pozyskanych z informacji o wydanych warunkach przyłączenia).

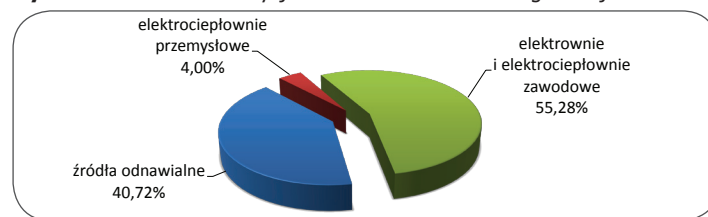
Rys. 8. Plany inwestycyjne wytwórców w latach 2014 – 2028 wg technologii paliwowej (porównanie wszystkich inwestycji z inwestycjami o istotnym stopniu zaawansowania)



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

Wśród planowanych nowych mocy wytwórczych największą liczbę stanowią będą elektrownie i elektrociepłownie zawodowe. Ich udział we wszystkich planowanych mocach wytwórczych wynosi ponad 50%. Zwrócenia uwagi wymaga także liczba inwestycji w źródła odnawialne, których łączny udział wynosi ponad 40%. Sytuacja ta została przedstawiona na rys. 9.

Rys. 9. Planowane inwestycje w latach 2014 – 2028 wg rodzajów źródeł



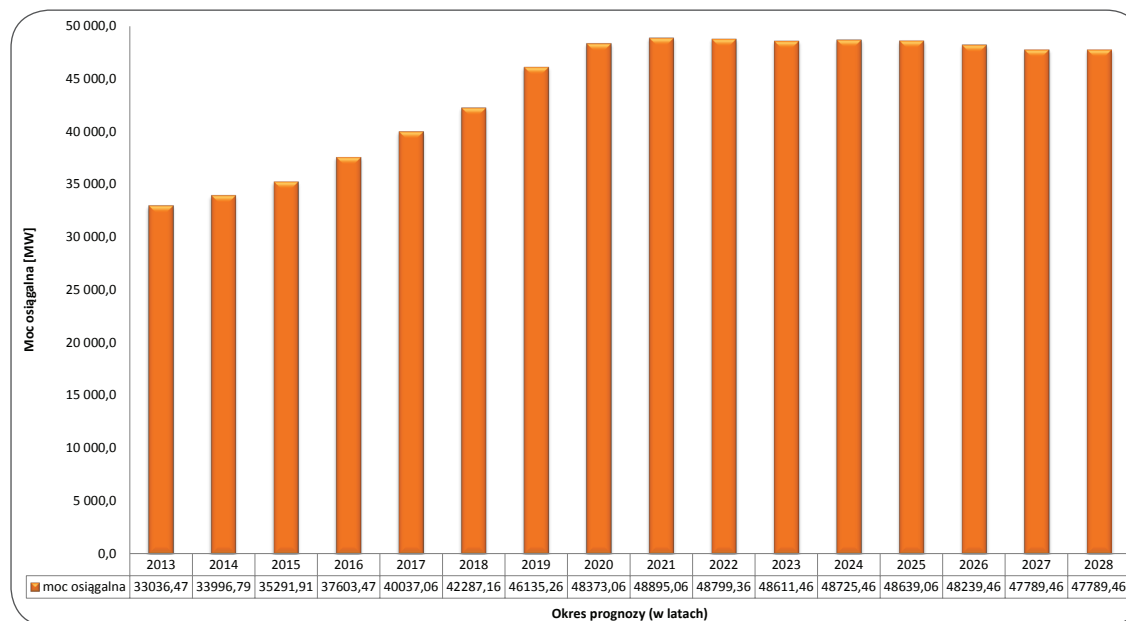
Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

4. Analiza możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną (wszystkie technologie paliwowe)

Na rys. 10 przedstawiono planowaną w latach 2014 – 2028 moc osiągalną jednostek wytwórczych w przedsiębiorstwach energetycznych objętych badaniem ankietowym (z uwzględnieniem źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych). Wielkość ta obejmuje moc osiągalną istniejących oraz nowych jednostek wytwórczych pomniejszoną o moc jednostek wytwórczych planowanych do wyłączenia z eksploatacji. Dodatkowo, wyznaczona moc osiągalna uwzględnia planowane okresowe odstawienia jednostek wytwórczych z eksploatacji ze względu na modernizację. Zgodnie z definicją zawartą w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej moc osiągalna jednostki wytwórczej to maksymalna moc czynna, przy której jednostka może pracować przez czas nieograniczony bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.

Na rys. 11 (str. 12) przedstawiono roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz przewidywaną produkcję i sprzedaż energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne objęte badaniem ankietowym (dla wszystkich technologii paliwowych) na tle prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną. Dane dotyczące produkcji i sprzedaży energii elektrycznej uwzględniają wszystkie moce wytwórcze zgłoszone w planach wytwórców (badanie ankietowe). Sprzedaż energii elektrycznej zosta-

Rys. 10. Moc osiągalna objętych badaniem źródeł wytwórczych w latach 2014 – 2028 – stan na koniec roku kalendarzowego

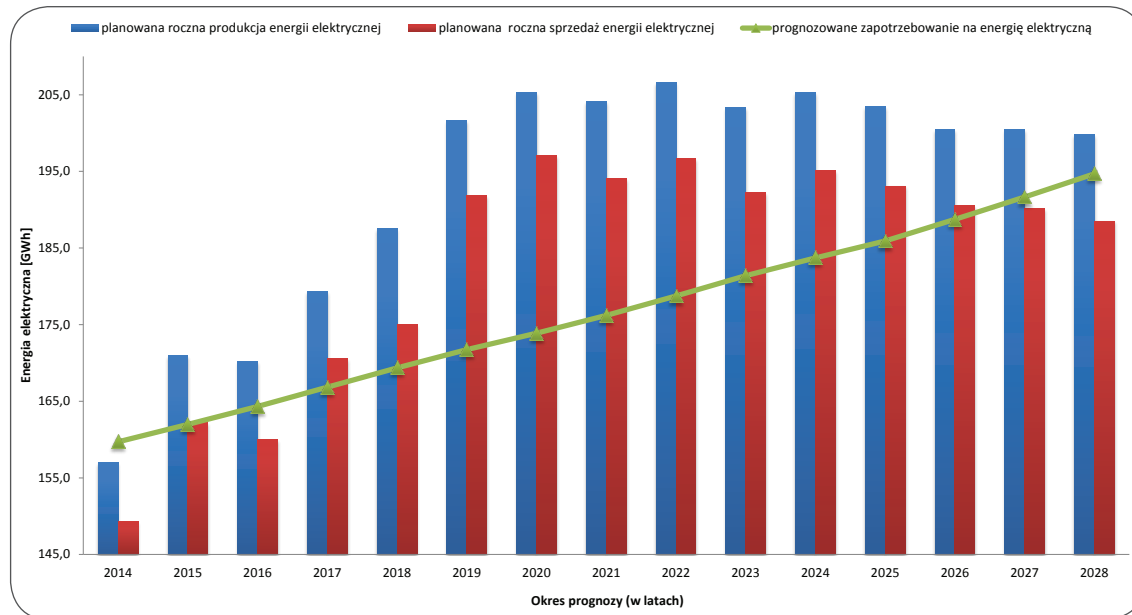


Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

ła przedstawiona przez część badanych przedsiębiorstw energetycznych jako sprzedaż energii wytworzonej z własnej produkcji oraz energia elektryczna sprzedana w ramach działalności obrotu. Natomiast produkcja energii elektrycznej zawiera energię elektryczną zużywaną na potrzeby własne przedsiębiorstw energetycznych. Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną zostało wyznaczone na podstawie danych otrzymanych od operatora systemu przesyłowego.

W 2014 r. prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną jest większa niż planowana produkcja oraz sprzedaż energii elektrycznej, natomiast w 2016 r. jest większa niż przewidywana sprzedaż energii elektrycznej. Należy podkreślić, że dokonując analizy możliwości zrównoważenia zapotrzebowania na energię elektryczną należałoby uwzględnić produkcję i sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł nieobjętych niniejszym badaniem.

Rys. 11. Planowana roczna produkcja i sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł objętych badaniem na tle prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2014 – 2028



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE S.A.

5. Analiza możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc⁶⁾ (wybrane technologie paliwowe)

Stosownie do treści art. 3 pkt 16d Ustawy, zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej to

⁶⁾ W analizie nie uwzględniono mocy wytwórczych źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych ze względu na brak możliwości określenia ich mocy dyspozycyjnej.

stan systemu elektroenergetycznego lub jego części, uniemożliwiający zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. W konsekwencji, zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może być spowodowane brakiem wymaganych mocy wytwórczych i/lub brakiem wymaganej struktury technologicznej mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym umożliwiających równoważenie zapotrzebowania na

tę moc oraz zapewnienie wymaganych rezerw mocy w systemie (moc dyspozycyjna).

Zgodnie z definicjami zawartymi w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej:

- moc osiągalna jednostki wytwórczej to maksymalna moc czynna, przy której jednostka może pracować przez czas nieograniczony bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami;
- moc dyspozycyjna jednostki wytwórczej to moc osiągalna pomniejszona o ubytki mocy.

Do badania możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym uwzględniono zatem moc dyspozycyjną jednostek wytwórczych. Do wyznaczenia mocy dyspozycyjnej jednostek wytwórczych uwzględniono wyłącznie jednostki wytwórcze w źródłach konwencjonalnych oraz w elektrowniach wodnych (nie uwzględniono źródeł OZE o niestabilnej pracy, dla których nie jest możliwe określenie mocy dyspozycyjnej). Moc dyspozycyjna została wyznaczona na podstawie danych przesłanych przez wytwórców w ankietach oraz na podstawie informacji o wydanych warunkach przyłączenia przez operatora systemu przesyłowego. Biorąc jednak pod uwagę, że wydane warunki przyłączenia dotyczą w większości źródeł wiatrowych, które nie zostały uwzględnione w analizie uwzględniającej moc dyspozycyjną źródeł wytwórczych, wyniki poniższej analizy opierają się w głównej mierze na danych przedstawionych przez wytwórców w ramach badania ankietowego.

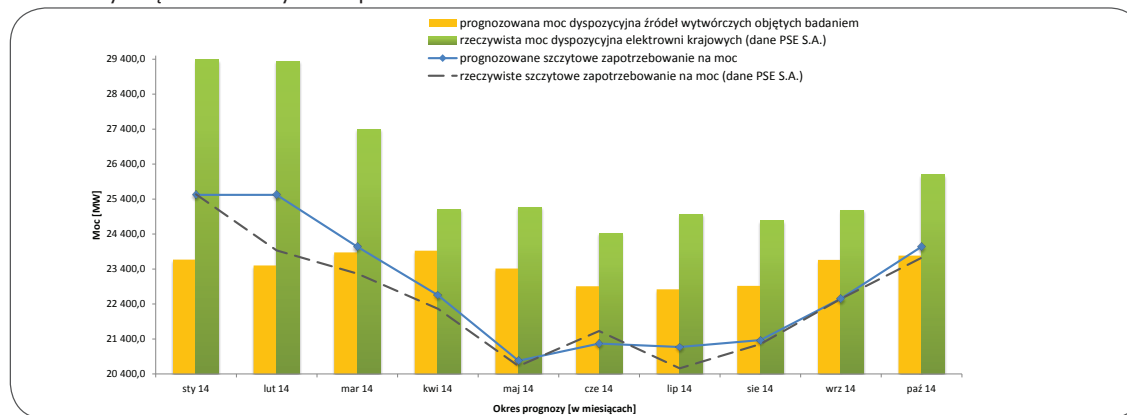
Moc osiągalna jednostek wytwórczych została przeliczona na moc dyspozycyjną za pomocą następujących wskaźników:

- dla istniejących jednostek wytwórczych, pomniejszonych o planowane wycofania tych jednostek oraz o ewentualne okresowe odstawienia spowodowane modernizacjami, przyjęto wskaźnik udziału mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej wynoszący 74,02%;
- dla nowych jednostek wytwórczych ujętych w planach wytwórców oraz dla jednostek wytwórczych, które zostaną oddane do eksploatacji po przeprowadzonej modernizacji przyjęto wskaźnik udziału mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej na poziomie 90%.

Prognoza szczytowego zapotrzebowania na moc została wyznaczona zgodnie z danymi pozyskanymi od operatora systemu przesyłowego (w układzie miesięcznym). Na rys. 12, 13, 14 i 15 przedstawiono moc dyspozycyjną jednostek wytwórczych w źródłach objętych niniejszym badaniem na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w latach 2014 – 2028. Dodatkowo, w okresie styczeń – październik 2014 r. dane prognostyczne przedstawiono na tle rzeczywistego wykonania (mocy dyspozycyjnej oraz szczytowego zapotrzebowania na moc⁷⁾). Natomiast na rys. 16, 17, 18 i 19 przedstawiono prognozowaną moc dyspozycyjną z objętych niniejszym badaniem jednostek wytwórczych o istotnym stopniu zaawansowania realizacji na tle prognozowanego szczytowego zapotrzebowania na moc w latach 2014 – 2028.

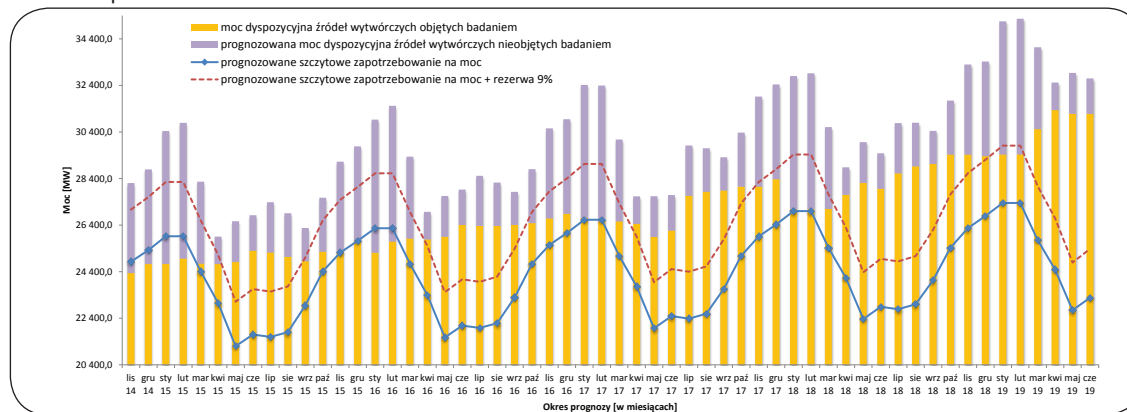
⁷⁾ Patrz: Raporty miesięczne z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, dostępne na stronie internetowej: http://www.pse.pl/index.php?modul=8&y=2014&m=9&id_rap=142

Rys. 12. Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych objętych badaniem (plany inwestycyjne wytwórców) oraz rzeczywista moc dyspozycyjna wszystkich źródeł krajowych na tle prognozowanego i rzeczywistego szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w okresie styczeń – październik 2014 r.



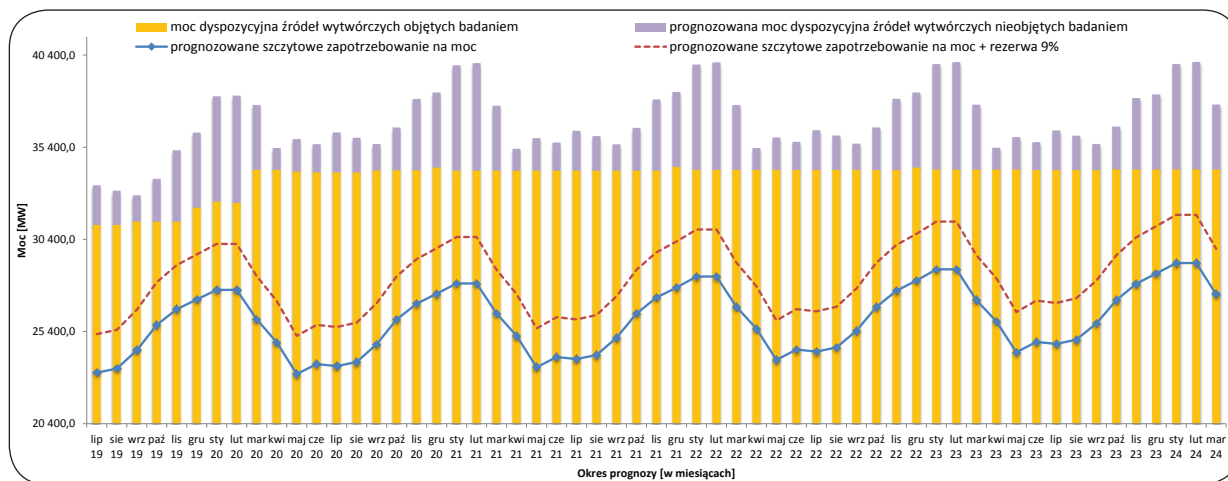
Źródło: URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE S.A.

Rys. 13. Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych objętych badaniem (plany inwestycyjne wytwórców) oraz pozostałych elektrowni krajowych (nieobjętych badaniem) na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w okresie od listopada 2014 r. do czerwca 2019 r.



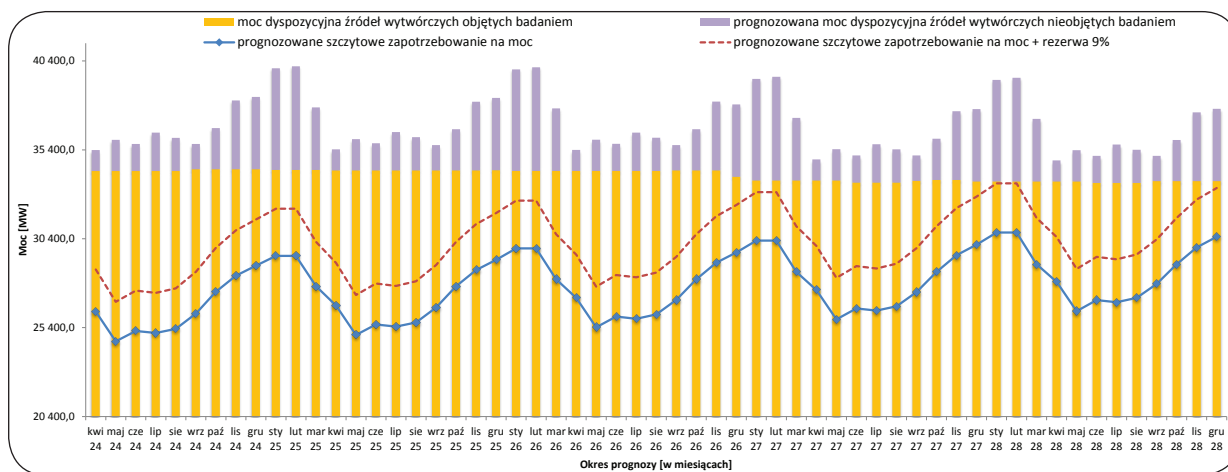
Źródło: URE na podstawie danych badanych ankietowych oraz danych PSE S.A.

Rys. 14. Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych objętych badaniem (plany inwestycyjne wytwórców) oraz pozostałych elektrowni krajowych (nieobjętych badaniem) na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w okresie od lipca 2019 r. do marca 2024 r.



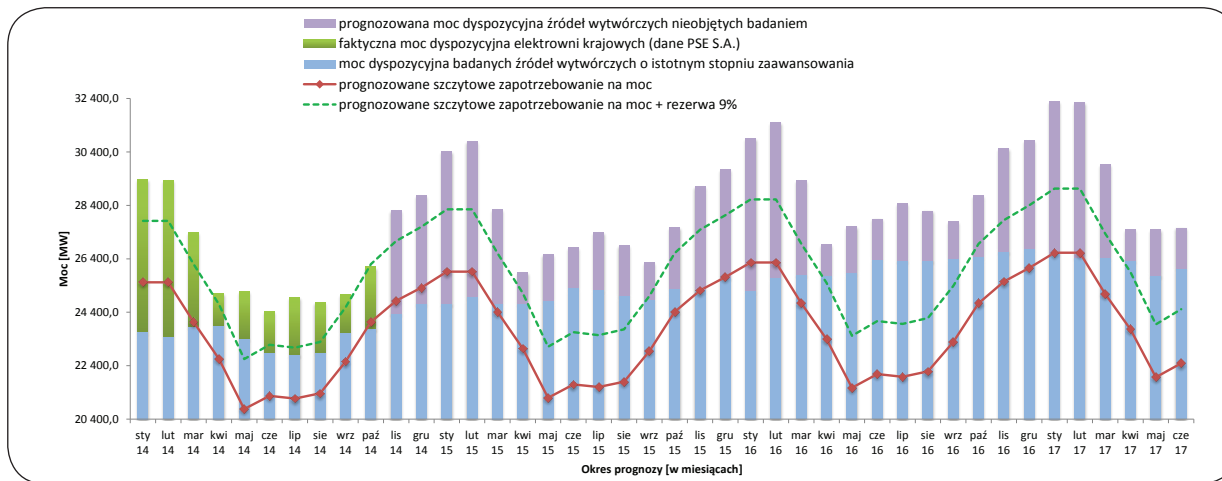
Źródło: URE na podstawie danych ankietych oraz danych PSE S.A.

Rys. 15. Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych objętych badaniem (plany inwestycyjne wytwórców) oraz pozostałych elektrowni krajowych (nieobjętych badaniem) na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w okresie od kwietnia 2024 r. do grudnia 2028 r.



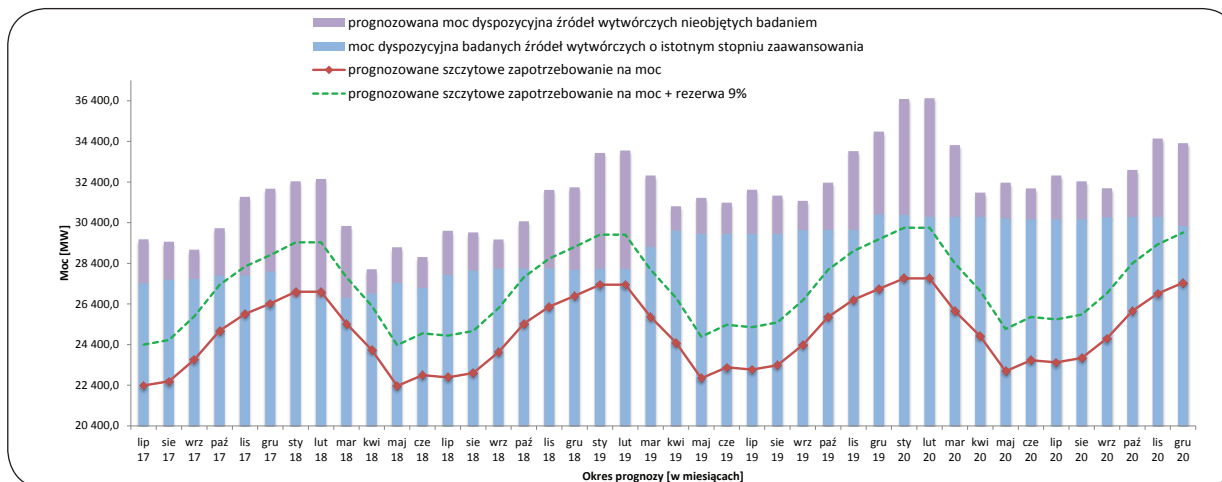
Źródło: URE na podstawie danych ankietych oraz danych PSE S.A.

Rys. 16. Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych o istotnym stopniu zaawansowania (plany inwestycyjne wytwórców) oraz pozostałych elektrowni krajowych (nieobjętych badaniem) na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w okresie od stycznia 2014 r. do czerwca 2017 r.



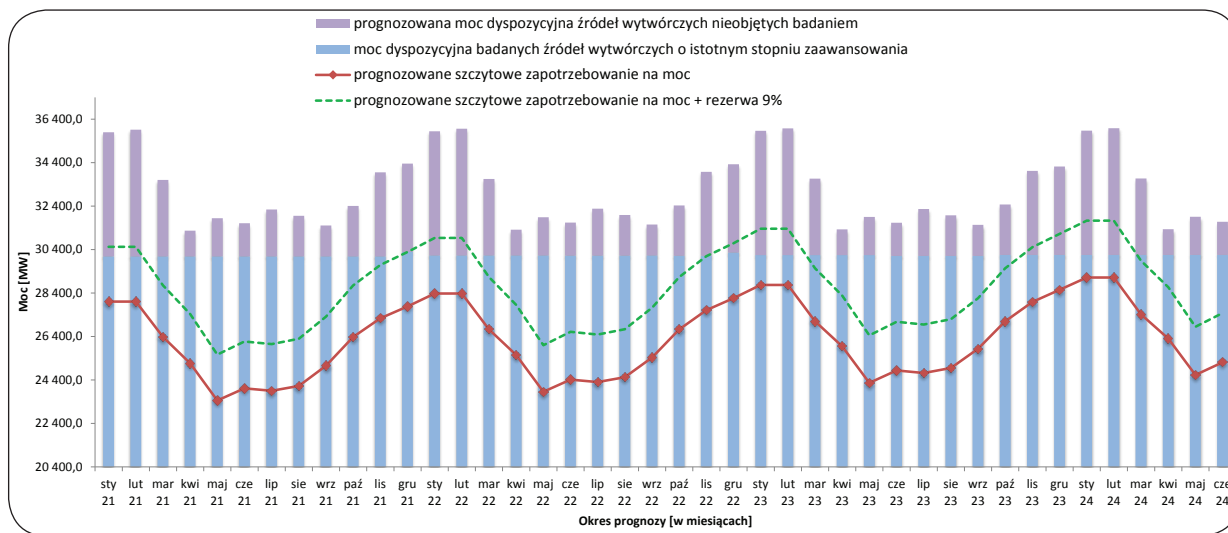
Źródło: URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE S.A.

Rys. 17. Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych o istotnym stopniu zaawansowania (plany inwestycyjne wytwórców) oraz pozostałych elektrowni krajowych (nieobjętych badaniem) na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w okresie od lipca 2017 r. do grudnia 2020 r.



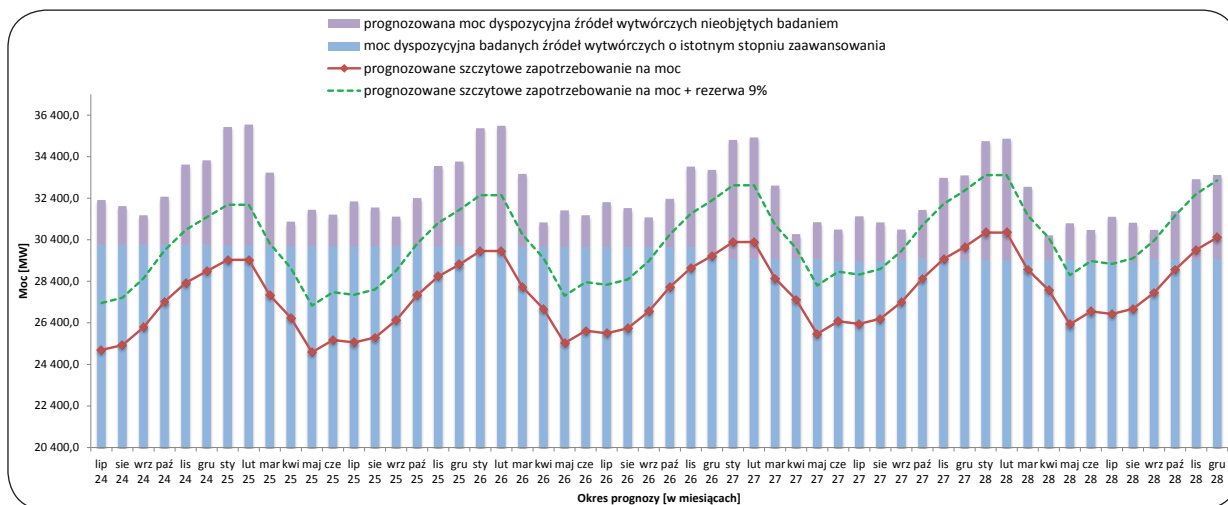
Źródło: URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE S.A.

Rys. 18. Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych o istotnym stopniu zaawansowania (plany inwestycyjne wytwórców) oraz pozostałych elektrowni krajowych (nieobjętych badaniem) na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w okresie od stycznia 2021 r. do czerwca 2024 r.



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE S.A.

Rys. 19. Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych o istotnym stopniu zaawansowania (plany inwestycyjne wytwórców) oraz pozostałych elektrowni krajowych (nieobjętych badaniem) na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w okresie od lipca 2024 r. do grudnia 2028 r.



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE S.A.

Z analizy przedstawionych powyżej informacji wynika, że deficyt mocy dyspozycyjnej w stosunku do szczytowego zapotrzebowania na moc występuje przede wszystkim w miesiącach zimowych. W szczególności, największy deficyt mocy dyspozycyjnej występuje w okresie od 2014 r. do 2017 r. Niemniej, deficyt ten powinien zostać pokryty przez

moc dyspozycyjną pozostałych elektrowni krajowych, które nie były objęte niniejszym badaniem.

Tab. 2 przedstawia informacje o prognozowanym deficycie mocy dyspozycyjnej w wybranych miesiącach w latach 2014 – 2017 na tle danych rzeczywistych (wykonanie) w okresie styczeń – wrzesień 2014 r.

Tab. 2. Prognozowana moc dyspozycyjna źródeł objętych badaniem na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc oraz rzeczywistego bilansu mocy w wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc w latach 2014 – 2017

Data	Prognozowana moc dyspozycyjna źródeł objętych badaniem [MW]	Prognozowane szczytowe zapotrzebowanie na moc [MW]	Prognozowany deficyt mocy [MW]	Prognozowana moc dyspozycyjna pozostałych elektrowni krajowych [MW]	Rzeczywista moc dyspozycyjna w KSE [MW]	Rzeczywisty bilans mocy w wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc [MW]
styczeń 2014 r.	23 668,3	25 522,4	-1 854,1	5 711,7*	29 380,0	3 845,2
luty 2014 r.	23 500,9	25 522,4	-2 021,5	5 827,8*	29 328,7	5 397,9
marzec 2014 r.	23 872,1	24 038,5	-166,5	3 516,4*	27 388,5	4 121,2
październik 2014 r.	23 779,9	24 038,5	-258,7	2 315,5*	–	–
listopad 2014 r.	24 340,6	24 829,9	-489,3	3 864,2	–	–
grudzień 2014 r.	24 727,1	25 324,6	-597,4	4 065,3	–	–
styczeń 2015 r.	24 731,8	25 920,7	-1 188,9	5 711,7	–	–
luty 2015 r.	24 965,8	25 920,7	-954,9	5 827,8	–	–
styczeń 2016 r.	25 218,4	26 262,9	-1 044,5	5 711,7	–	–
luty 2016 r.	25 695,4	26 262,9	-567,5	5 827,8	–	–
luty 2017 r.	26 567,6	26 631,5	-63,9	5 827,8	–	–

* Faktyczne wykonanie – na podstawie danych PSE S.A.

Źródło: URE na podstawie danych ankietowych oraz PSE S.A.

Dokonując oceny możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc przez źródła wytwórcze objęte badaniem należy zauważyć, że moc dyspozycyjna tych źródeł nie uwzględnia:

- jednostek wytwórczych należących do przedsiębiorstw energetycznych nieobjętych niniejszym badaniem – moc dyspozycyjna tych jednostek w szczycie zapotrzebowania na moc zawierała się w przedziale od 2 000 MW (okres letni) do 5 000 MW (okres zimowy),
- umów na redukcję zapotrzebowania na moc elektryczną („negawaty”) – obecnie ok. 150 MW,
- możliwości importu mocy z zagranicy (obecnie w wymiarze handlowym do 1 020 MW, w tym 200 MW na połączeniach synchronicznych, 600 MW na połączeniu SwePol Link oraz 220 MW na połączeniu z Ukrainą); dodatkowo od 2016 r. możliwości importu powinny zostać powiększone o 500 MW w związku z uruchomieniem połączenia stałoprądowego LitPol Link.

Ponadto, do analizy mocy dyspozycyjnej nie zostały przyjęte:

- inwestycje podmiotów objętych badaniem ankietowym, dla których operator systemu przesyłowego wydał warunki przyłączenia do sieci, a które nie zostały zgłoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne w nadesłanych ankietach – przewidywana moc osiągalna to ok. 5 700 MW,
- energetyka jądrowa – badane przedsiębiorstwa energetyczne nie przedstawiły w swoich planach informacji o inwestycji w energetykę

jądrową, natomiast według Programu Polskiej Energetyki Jądrowej przyjętego przez Radę Ministrów, rozruch pierwszego bloku o mocy co najmniej 1 000 MW powinien nastąpić do końca 2024 r.

Porównując wszystkie moce wytwórcze zgłoszone w planach inwestycyjnych z mocami wytwórczymi o zaawansowanym stopniu realizacji, możliwość pokrycia zapotrzebowania na moc elektryczną w latach 2014 – 2017 nie ulega zasadniczej zmianie. Natomiast analizując inwestycje o znacznym stopniu zaawansowania należy zaobserwować spadek mocy dyspozycyjnej jednostek wytwórczych objętych niniejszym badaniem począwszy od stycznia 2021 r. Jeśli zatem badane przedsiębiorstwa energetyczne planujące budowę nowych mocy wytwórczych, których stan realizacji na chwilę obecną jest jeszcze mało zaawansowany, zrezygnowałyby z planów ich budowy, to w szczególności w latach 2027 – 2028 możemy mieć ponownie do czynienia z deficytem mocy dyspozycyjnej w stosunku do zapotrzebowania.

6. Wnioski

1) Wyniki przeprowadzonej analizy wskazują, że w latach 2014 – 2017 w miesiącach zimowych może istnieć ryzyko braku możliwości zrównoważenia szczytowego zapotrzebowania na moc oraz zapewnienia odpowiednich rezerw mocy w KSE poprzez jednostki wytwórcze objęte niniejszym badaniem. Jednocześnie, przedsta-

wiony w wynikach niniejszej analizy brak mocy dyspozycyjnej może zostać zapewniony poprzez jednostki wytwórcze nieobjęte niniejszym badaniem, jak również dodatkowe usługi systemowe pozyskiwane przez operatora systemu przesyłowego. W porównaniu do badania przeprowadzonego przez Prezesa URE w 2011 r., sytuacja w zakresie możliwości długoterminowego zrównoważenia produkcji energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię poprawiła się. Do zaistniałej sytuacji przyczyniły się m.in. niższe prognozowane szczytowe zapotrzebowanie na moc, jak również wprowadzenie przez operatora systemu przesyłowego dodatkowej usługi systemowej, jaką jest interwencyjna rezerwa zimna oraz modyfikacja usługi operacyjnej rezerwy mocy.

- 2) W porównaniu do badania ankietowego przeprowadzonego w 2011 r. nastąpił spadek prognozowanego szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną. Tab. 3 przedstawia informacje odnośnie szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w latach 2014 – 2025 pozyskane od operatora systemu przesyłowego do badania w 2011 r. oraz w 2014 r.
- 3) Wyniki analizy opartej wyłącznie o źródła wytwórcze objęte badaniem nie uwzględniają możliwości importu mocy z zagranicy, mocy jednostek wytwórczych należących do przedsiębiorstw energetycznych nieobjętych badaniem oraz umów na redukcję zapotrzebowania na moc elektryczną. Wymienione powyżej działania stanowią łącznie dodatkową moc dyspozycyjną w granicach od 3 000 MW do 6 000 MW

Tab. 3. Prognozy szczytowego zapotrzebowanie na moc elektryczną – badanie w 2011 r. oraz w 2014 r.

Rok	Szczytowe zapotrzebowanie na moc elektryczną [MW]		
	badanie w 2011 r.	badanie w 2014 r.	różnica
2014	27 906	25 522	2 384
2015	28 360	25 921	2 439
2016	28 360	26 263	2 097
2017	28 899	26 631	2 267
2018	30 007	27 001	3 006
2019	30 578	27 350	3 227
2020	31 159	27 661	3 497
2021	32 062	28 005	4 057
2022	32 992	28 380	4 612
2023	33 949	28 773	5 176
2024	34 933	29 112	5 821
2025	35 946	29 437	6 509

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

odpowiednio w okresie letnim i zimowym. Największy niedobór mocy dyspozycyjnej (bez uwzględnienia wyżej wymienionej dodatkowej mocy dyspozycyjnej) przewidywany jest w styczniu 2015 r. oraz w styczniu 2016 r. i wynosi odpowiednio: 1 188,9 MW (3 521,7 MW z uwzględnieniem wymaganej rezerwy mocy) oraz 1 044,5 MW (3 408,2 MW z uwzględnieniem wymaganej rezerwy mocy). Wymienione powyżej nadwyżki mocy nieujęte w niniejszej analizie powinny umożliwić w najbliższych latach zarówno zrównoważenie szczytowego zapotrzebowania na moc, jak również zapew-

nienie wymaganej na poziomie operacyjnym rezerwy mocy w wysokości 9% ponad szczytowe zapotrzebowanie. Warto również podkreślić, że deficyt mocy dyspozycyjnej w stosunku do zapotrzebowania na moc ulega w kolejnych latach zmniejszeniu.

- 4) Przesłane przez przedsiębiorstwa energetyczne informacje o inwestycjach w moce wytwórcze obejmują długoterminowy (15-letni) horyzont planowania. W tak długim horyzoncie czasowym plany wytwórców mogą jednak podlegać zmianom. Stąd też istotny w kontekście możliwości zrównoważenia szczytowego zapotrzebowania na moc jest horyzont krótkoterminowy równoważny okresowi realizacji inwestycji (np. 5 lat), w ramach którego zasadne jest uwzględnienie stopnia zaawansowania realizacji inwestycji. W dłuższym horyzoncie planowania wyniki analizy mogą mieć jedynie charakter informacyjny, przy czym istotne znaczenie może mieć trend obserwowanych zmian.
- 5) Według Programu Polskiej Energetyki Jądrowej przyjętego przez Radę Ministrów, rozruch pierwszego bloku jądrowego o mocy co najmniej 1 000 MW powinien nastąpić do końca 2024 r. Badane przedsiębiorstwa energetyczne nie przedstawiły informacji dotyczących planowanych inwestycji w energetykę jądrową. W porównaniu z badaniem przeprowadzonym w 2011 r. sytuacja uległa zmianie, gdyż wówczas dwie grupy energetyczne wykazały zainteresowanie realizacją inwestycji w energetykę jądrową.
- 6) W badaniu przeprowadzonym w 2011 r. największy przyrost nowych mocy wytwórczych

spodziewany był w latach 2014 – 2018, natomiast w niniejszym badaniu największy przyrost mocy wytwórczych planowany jest na lata 2017 – 2019. Dodatkowo należy zauważyć, że w 2011 r. badane przedsiębiorstwa energetyczne planowały ok. 29 GW nowych mocy wytwórczych, a obecnie tylko ok. 18 GW.

- 7) Największy udział w nowych mocach wytwórczych według technologii paliwowej stanowią farmy wiatrowe (ponad 40%), które mogą wymagać zapewnienia w systemie rezerwy mocy o dużej dynamice zmian obciążenia (np. elektrownie gazowe) w celu zapewnienia możliwości równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię z jej produkcją. Dotyczy to w szczególności określonych lokalizacji

KSE, do których będą przyłączone duże ilości generacji wiatrowej. Jednostki wytwórcze opalane gazem ziemnym stanowią ok. 20% inwestycji w nowe moce wytwórcze. W tab. 4 przedstawiono planowane moce wytwórcze w jednostkach opalanych gazem oraz w farmach wiatrowych.

- 8) Większość zadań modernizacyjnych przewidzianych w planach rozwoju przedsiębiorstw energetycznych dotyczy ich przystosowania do zmniejszenia zanieczyszczenia powietrza. Takie działania mają na celu m.in. zapewnienie wykonania celów wynikających z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych – IED.

Tab. 4. Moc zainstalowana w jednostkach wytwórczych opalanych gazem ziemnym oraz w farmach wiatrowych – plany inwestycyjne wytwórców w latach 2014 – 2026

Rok	Jednostki wytwórcze opalane gazem ziemnym [MW]	Farmy wiatrowe [MW]
2014	29,0	379,0
2015	932,5	1 035,0
2016	307,2	1 390,4
2017	222,0	1 400,6
2018	1 023,9	1 642,5
2019	455,0	964,0
2020	1 000,0	0,0
2021	0,0	522,0
2024	114,0	0,0
2026	0,0	120,0

Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

Warszawa, 14 października 2014 r.

Warszawa, 16 października 2014 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 36/2014

**w sprawie średniej kwartalnej ceny energii
elektrycznej sprzedanej na zasadach innych
niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2
ustawy – Prawo energetyczne**

Działając na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tekst jedn.: Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 ze zm.),

informuję,

że średnia cena energii elektrycznej sprzedawanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 tej ustawy, za III kwartał 2014 r. wyniosła **167,92 zł/MWh**.

W obliczeniu ww. ceny uwzględniono dane z realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej do spółek obrotu zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zobowiązanych do sprzedaży części wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Cena nie uwzględnia podatków (VAT, akcyza), opłat niezwiązanych z ilością sprzedanej energii elektrycznej oraz zobowiązań związanych ze świadectwami pochodzenia. Cenę obliczono na podstawie danych przekazanych przez wytwórców i obejmujących sprzedaż energii elektrycznej w tym okresie o łącznym wolumenie **9,42 TWh**.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 37/2014

w sprawie stawek opłaty przejściowej na rok 2015

I. Działając na podstawie art. 12 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905, ze zm.) informuję, iż od dnia 1 stycznia 2015 r. do dnia 31 grudnia 2015 r. stawki opłaty przejściowej uwzględniające podatek od towarów i usług (stawki brutto) wynoszą:

- 1) 0,31 zł na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym, zużywających rocznie poniżej 500 kWh energii elektrycznej (art. 10 ust. 1 pkt 1 lit. a ustawy);
- 2) 1,28 zł na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym, zużywających rocznie od 500 kWh do 1 200 kWh energii elektrycznej (art. 10 ust. 1 pkt 1 lit. b ustawy);
- 3) 4,05 zł na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym, zużywających rocznie powyżej 1 200 kWh energii elektrycznej (art. 10 ust. 1 pkt 1 lit. c ustawy);
- 4) 1,07 zł na miesiąc na kW mocy umownej – w odniesieniu do odbiorców końcowych, niewymienionych w pkt 1 – 3 niniejszego Komunikatu, których

instalacje są przyłączone do sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia (art. 10 ust. 1 pkt 2 lit. a ustawy);

- 5) 2,66 zł na miesiąc na kW mocy umownej – w odniesieniu do odbiorców końcowych, niewymienionych w pkt 1 – 3 niniejszego Komunikatu, których instalacje są przyłączone do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia (art. 10 ust. 1 pkt 2 lit. b ustawy);
- 6) 4,96 zł na miesiąc na kW mocy umownej – w odniesieniu do odbiorców końcowych, niewymienionych w pkt 1 – 3 niniejszego Komunikatu, których instalacje są przyłączone do sieci elektroenergetycznej wysokich i najwyższych napięć (art. 10 ust. 1 pkt 2 lit. c ustawy);
- 7) 1,37 zł na miesiąc na kW mocy umownej – w odniesieniu do odbiorców końcowych, których instalacje są przyłączone do sieci elektroenergetycznej wysokich i najwyższych napięć i którzy w roku kalendarzowym poprzedzającym o rok dany rok kalendarzowy, w którym są stosowane stawki opłaty przejściowej, zużyli nie mniej niż 400 GWh energii elektrycznej z wykorzystaniem nie mniej niż 60% mocy umownej, dla których koszt energii elektrycznej stanowi nie mniej niż 15% wartości ich produkcji (art. 10 ust. 1 pkt 3 ustawy).

II. Z uwagi na fakt, iż stawki opłaty przejściowej zamieszczane w taryfach przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej są stawkami netto (pomniejszone o należny podatek od towarów i usług), dodatkowo informuję, że stawki opłaty przejściowej netto w 2015 r. będą wynosić:

- 1) 0,25 zł na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym, zużywających rocznie poniżej 500 kWh energii elektrycznej (art. 10 ust. 1 pkt 1 lit. a ustawy);
- 2) 1,04 zł na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym, zużywających rocznie od 500 kWh do 1 200 kWh energii elektrycznej (art. 10 ust. 1 pkt 1 lit. b ustawy);
- 3) 3,29 zł na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym, zużywających rocznie powyżej 1 200 kWh energii elektrycznej (art. 10 ust. 1 pkt 1 lit. c ustawy);
- 4) 0,87 zł na miesiąc na kW mocy umownej – w odniesieniu do odbiorców końcowych, niewymienionych w pkt 1 – 3 niniejszego Komunikatu, których instalacje są przyłączone do sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia (art. 10 ust. 1 pkt 2 lit. a ustawy);
- 5) 2,16 zł na miesiąc na kW mocy umownej – w odniesieniu do odbiorców końcowych, niewymienionych w pkt 1 – 3 niniejszego Komunikatu, których instalacje są przyłączone do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia (art. 10 ust. 1 pkt 2 lit. b ustawy);
- 6) 4,03 zł na miesiąc na kW mocy umownej – w odniesieniu do odbiorców końcowych, niewymienionych w pkt 1 – 3 niniejszego Komunikatu, których instalacje są przyłączone do sieci elektroenergetycznej wysokich i najwyższych napięć (art. 10 ust. 1 pkt 2 lit. c ustawy);
- 7) 1,11 zł na miesiąc na kW mocy umownej – w odniesieniu do odbiorców końcowych, których instalacje są przyłączone do sieci elektroenergetycznej

wysokich i najwyższych napięć i którzy w roku kalendarzowym poprzedzającym o rok dany rok kalendarzowy, w którym są stosowane stawki opłaty przejściowej, zużyli nie mniej niż 400 GWh energii elektrycznej z wykorzystaniem nie mniej niż 60% mocy umownej, dla których koszt energii elektrycznej stanowi nie mniej niż 15% wartości ich produkcji (art. 10 ust. 1 pkt 3 ustawy).

III. W sytuacji, gdy taryfa na dystrybucję energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego będącego płatnikiem opłaty przejściowej, w której uwzględnia się skutki wprowadzenia opłaty przejściowej, zgodnie z art. 45 ust. 1c i ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tekst jedn.: Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 ze zm.), nie zostanie wprowadzona do stosowania od dnia 1 stycznia 2015 r. przedsiębiorstwo to jest obowiązane w rozliczeniach z odbiorcami końcowymi od dnia 1 stycznia 2015 r. pobierać opłatę przejściową według nowych stawek, opublikowanych w niniejszej Informacji.

Warszawa, 16 października 2014 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 38/2014

w sprawie opracowywania przez operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatora systemu przesyłowego gazowego planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego

Celem niniejszej informacji jest zwrócenie uwagi na potrzebę terminowej realizacji przez operatorów syste-

mów dystrybucyjnych gazowych (OSD) i operatora systemu przesyłowego gazowego (OSP) obowiązku przedłożenia Prezesowi URE planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (dalej: „plany ograniczeń”) oraz ujednoczenie praktyki opracowywania takich planów, w szczególności w związku z wdrożeniem systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii.

Stosownie do art. 58 ust. 1 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2012 r. poz. 1190 z późn. zm.) – dalej: „ustawa o zapasach”, operatorzy systemów przesyłowych gazowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatorzy systemów połączonych gazowych są obowiązani do opracowywania planów ograniczeń. Zgodnie z art. 58 ust. 17 ustawy o zapasach, operatorzy, o których mowa w ust. 1 tegoż przepisu, aktualizują corocznie plany ograniczeń i przedkładają je, do dnia 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji.

Opracowując plany ograniczeń operatorzy systemów gazowych powinni kierować się zasadami określonymi w ustawie o zapasach (art. 53-59 ustawy) oraz w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252) – dalej: „rozporządzenie Rady Ministrów”, wydanym na podstawie art. 55 ustawy o zapasach.

Jednocześnie zwrócić należy uwagę, że zgodnie z § 46 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2013 r. poz. 820) od dnia

1 sierpnia br. rozliczenia za paliwa gazowe prowadzone są w jednostkach energii. Obowiązek ten oznacza w szczególności konieczność zamawiania przez odbiorców mocy umownych w jednostkach energii zamiast w jednostkach objętości.

Zważywszy na powyższe, aktualizacje planów ograniczeń, które do 15 listopada br. operatorzy obowiązani są przedłożyć Prezesowi URE do zatwierdzenia, powinny być wyrażone w jednostkach energii.

Przepisy rozporządzenia Rady Ministrów określają kryterium ujmowania odbiorców w planie ograniczeń poprzez odniesienie do sumy mocy określonych w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, o wartości co najmniej 417 m³/h dla danego punktu wyjścia z systemu gazowego. Określone w rozporządzeniu Rady Ministrów kryterium przesądzające o konieczności ujęcia danego odbiorcy w planie ograniczeń (wyrażone w jednostkach objętości) nie zostało zaktualizowane w związku z wdrożeniem systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii. Sytuacja taka może powodować pewne problemy w jednolitym stosowaniu relewantnych przepisów dotyczących opracowywania planów ograniczeń.

W związku z powyższym, mając na uwadze konieczność opracowania i przedłożenia przez operatorów Prezesowi URE wniosków o zatwierdzenie planów ograniczeń na kolejny okres, za celowe w obecnej sytuacji uznałem opracowanie wskazówek wynikających z konieczności uwzględnienia wdrożenia systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii przy opracowywaniu tychże planów.

Proponuję przyjęcie następujących wartości granicznych określonych w jednostkach energii (kWh/h), odpowiadających ilości 417 m³/h, dla poszczególnych rodza-

jów gazu ziemnego, przy której dany odbiorca powinien być ujęty w danym planie ograniczeń:

- dla gazu ziemnego wysokometanowego grupy E: 4 600 kWh/h,
- dla gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Lw: 3 800 kWh/h,
- dla gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Ls: 3 400 kWh/h,
- dla gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Ln: 2 600 kWh/h,
- dla gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Lm: 2 100 kWh/h.

Do powyższego przeliczenia przyjęto wielkość stanowiącą iloczyn wysokości limitu (tj. 417 m³/h) oraz współczynnika konwersji właściwego dla danego rodzaju gazu ziemnego, tj. dla gazu ziemnego wysokometanowego grupy E: 10,97 kWh/m³, dla gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Lw: 9,11 kWh/m³, dla gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Ls: 8,00 kWh/m³, dla gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Ln: 6,11 kWh/m³, dla gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Lm: 5,00 kWh/m³, z zaokrągleniem w górę do pełnych setek.

Natomiast w zakresie przeliczania dopuszczalnych maksymalnych godzinowych i dobowych ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania na wartości wyrażone w jednostkach energii proponuję następujący tryb postępowania.

Ujęte w danym planie ograniczeń maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego powinny zostać przeliczone dla poszczególnych odbiorców z wykorzystaniem **rozliczeniowych wartości ciepła spalania z poprzedniego roku gazowego (01.10.2013 r. – 01.10.2014 r.) dla danego Obszaru Rozliczeniowego Ciepła Spalania**, na terenie którego położony

jest punkt wyjścia z systemu gazowego danego odbiorcy. Dopuszczalne jest przyjęcie wielkości ciepła spalania wyznaczonego w danym obszarze do celów rozliczeniowych dla miesiąca, w którym wielkość ta osiągnęła najwyższy poziom lub posiłkowanie się wielkościami uśrednionymi dla całego roku gazowego.

Plany ograniczeń przedstawiane Prezesowi URE do zatwierdzenia powinny być przesyłane w dwóch jednobrzmiących egzemplarzach, na adres:

Urząd Regulacji Energetyki, 02-222 Warszawa,
Al. Jerozolimskie 181 – Departament Rynków Paliw Gazowych i Ciekłych.

Odnośnie terminu złożenia planu ograniczeń do Prezesa URE przypominam, że określony w art. 58 ust. 17 ustawy o zapasach termin – do 15 listopada danego roku – stanowi przykład terminu ustawowego i materialnego. Dlatego też o **prawidłowości zachowania tego terminu decyduje data wpływu do URE wniosku o zatwierdzenie planu ograniczeń**.

Przypominam jednocześnie, że nieprzekazanie przez operatora planu ograniczeń w ustawowym terminie podlega sankcji, o której mowa w art. 56 ust. 1 pkt 24 w związku z ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z przywołanymi przepisami wymierzonej przez Prezesa URE karze pieniężnej podlega ten, kto będąc operatorem wyznaczonym na podstawie art. 9h ustawy – Prawo energetyczne, nie realizuje obowiązków operatora wynikających z ustawy.

W pozostałym zakresie aktualne są wskazówki zawarte w informacji Prezesa URE Nr 32/2013 z dnia 23 października 2013 r. w sprawie opracowywania przez operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatora systemu przesyłowego gazowego planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (in-

formacja jest dostępna na www.ure.gov.pl – zakładka „Stanowiska”).

Zał.: poglądowe wzory tabel do części I oraz II planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego

Warszawa, 6 listopada 2014 r.

WZÓR TABELI DO CZĘŚCI I PLANU WPROWADZANIA OGRANICZEŃ W POBORZE GAZU ZIEMNEGO*

Sumaryczne, maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego dla poszczególnych stopni zasilania od 2 do 10 – określone dla poszczególnych rodzajów gazu ziemnego									
rodzaj gazu ziemnego		[rodzaj gazu, np. E]							
maksymalne godzinowe ilości poboru gazu ziemnego dla poszczególnych stopni zasilania (kWh/h)									
2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°	10°	
maksymalne dobowe ilości poboru gazu ziemnego dla poszczególnych stopni zasilania (kWh/dobę)									
2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°	10°	
rodzaj gazu ziemnego [rodzaj gazu, np. Lw]									
maksymalne godzinowe ilości poboru gazu ziemnego dla poszczególnych stopni zasilania (kWh/h)									
2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°	10°	
maksymalne dobowe ilości poboru gazu ziemnego dla poszczególnych stopni zasilania (kWh/dobę)									
2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°	10°	

* Uwaga: tabela ma charakter jedynie poglądowy.

WZÓR TABELI DO CZĘŚCI II PLANU WPROWADZANIA OGRANICZEŃ W POBORZE GAZU ZIEMNEGO*

Maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego, w stopniach zasilania od 2 do 10, dla poszczególnych odbiorców ujętych w planie wprowadzania ograniczeń

Lp.	Nazwa odbiorcy	Adres siedziby odbiorcy	Punkt wyjścia z systemu gazowego	REGON	Okres obowiązywania w przypadku różnicowania mocy w okresie obowiązywania planu	Rodzaj gazu ziemnego	maksymalne godzinowe ilości poboru gazu ziemnego w stopniach zasilania od 2 do 10 (kWh/h)					maksymalne dobowe ilości poboru gazu ziemnego w stopniach zasilania od 2 do 10 (kWh/dobę)								
							2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°	10°	2°	3°	4°	5°	6°
1																				
2																				

* Uwaga: tabela ma charakter jedynie poglądowy.

Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 39/2014

w sprawie zabezpieczeń majątkowych, do złożenia których zobowiązane są przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność polegającą na wytwarzaniu paliw ciekłych

W dniu 22 lipca br. weszła w życie ustawa z dnia 30 maja 2014 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 900), zwana dalej „ustawą zmieniającą”.

Ustawa zmieniająca wprowadziła obowiązek złożenia zabezpieczeń majątkowych w wysokości 10 000 000 zł przez koncesjonariuszy posiadających koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych (WPC) w terminie 4 miesięcy od wejścia w życie ustawy zmieniającej, tj. do dnia **22 listopada 2014 r.**

W przypadku prowadzenia przez przedsiębiorcę działalności gospodarczej równocześnie w zakresie wytwarzania paliw ciekłych (WPC) i w zakresie obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą (OPZ), przedsiębiorca zobowiązany jest do złożenia zabezpieczenia majątkowego w wysokości 10 000 000 zł stanowiącego zabezpieczenie z tytułu każdego rodzaju działalności. Oznacza to, że w przypadku takich podmiotów, **wymagane jest złożenie odrębnych zabezpieczeń majątkowych, w łącznej wysokości 20 000 000 zł.**

Przypominam również, że niezłożenie zabezpieczenia majątkowego skutkuje cofnięciem koncesji WPC. Wykonywanie działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji, zgodnie z art. 60¹ § 1 ustawy z dnia 20 maja 1971 r. – Kodeks wykroczeń (Dz. U. z 2013 r. poz. 482 z późn. zm.), podlega zaś karze ograniczenia wolności albo grzywny. Niezależnie od powyższego, ten kto będąc osobą prawną albo jednostką organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej, której ustawa przyznaje zdolność prawną, prowadzi działalność gospodarczą w zakresie WPC lub OPC (w tym OPZ) bez wymaganej koncesji, podlega karze pieniężnej w wysokości od 200 000 zł do 1 000 000 zł, wymierzanej przez Prezesa URE – stanowi o tym art. 56 ust. 1 pkt 12a i ust. 2d pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.

Warszawa, 13 listopada 2014 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 40/2014

w sprawie średnich kwartalnych cen zakupu gazu ziemnego z zagranicy, o których mowa w art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne

Działając na podstawie art. 49c ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 z późn. zm.)

informuję, że w III kwartale 2014 r.

1) Średnia cena zakupu gazu ziemnego sprowadzanego z państw członkowskich Unii Europejskiej lub

z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym wyniosła **0,97 zł/m³**,
2) publikacja średniej ceny zakupu gazu ziemnego z innych państw niż wskazane w pkt 1), z uwagi na zawartą w art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne klauzulę nakazującą konieczność uwzględnienia przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, w związku ze strukturą otrzymanych danych, nie jest możliwa.

Warszawa, 20 listopada 2014 r.

Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 41/2014

w sprawie wykonywania obowiązków w zakresie umarzania świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji przez odbiorców przemysłowych

Zgodnie z dyspozycją art. 9a ust. 1a¹ ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 z późn. zm.) – odbiorca przemysłowy (w rozumieniu art. 3 pkt 20e ww. ustawy), który w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku zużył nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, której koszt wyniósł nie mniej niż 3% wartości jego produkcji – zamierzający **w roku 2015** realizować obowiązki, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne w odniesieniu do zakupionego na własny użytek w tym roku, wolumenu energii elektrycznej – składa do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oświadczenie, potwierdzają

jące zużycie, w roku 2014, nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, której koszt wyniósł nie mniej niż 3% wartości jego produkcji, w terminie **do dnia 30 listopada roku poprzedzającego rok realizacji obowiązku (tj. do dnia 30 listopada 2014 r.)**.

Niezłożenie oświadczenia w ww. terminie wyklucza możliwość realizacji przez odbiorcę przemysłowego przedmiotowych obowiązków w sposób wskazany w art. 9a ust. 1a³ ustawy – Prawo energetyczne.

Jednocześnie w myśl art. 32 ustawy z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 984), **przepisy art. 9a ust. 1a³ ustawy – Prawo energetyczne stosuje się od dnia ogłoszenia pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej** o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tej ustawie ze wspólnym rynkiem. W świetle powyższego, brak stosownej decyzji Komisji Europejskiej do dnia 31 marca roku następującego po roku realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (tj. do dnia 31 marca 2016 r.), względnie do dnia 30 czerwca roku następującego po roku realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne (tj. do dnia 30 czerwca 2016 r.) skutkować będzie, w przypadku złożenia przez odbiorcę przemysłowego oświadczenia, o którym mowa w art. 9a ust. 1a¹ ustawy – Prawo energetyczne, koniecznością samodzielnej ich realizacji, w odniesieniu do całego wolumenu energii elektrycznej zakupionej na własny użytek roku 2015.

Powyższe oświadczenie należy kierować na adres siedziby Urzędu Regulacji Energetyki w Warszawie: Al. Jerozolimskie 181 (Budynek A); 02-222 Warszawa.

O zachowaniu powyższego terminu złożenia oświadczenia decyduje data wpływu do URE.

Warszawa, 24 listopada 2014 r.

Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 42/2014

w sprawie obowiązków informacyjnych jednostek odbiorczych, jednostek wytwórczych i jednostek produkcyjnych

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uprzejmie informuje, że zgodnie z treścią art. 20 zd. 2 rozporządzenia Komisji 543/2013 z dnia 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniającego załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 (zwanego dalej Rozporządzeniem) od dnia 5 stycznia 2015 r. będzie stosowany art. 4 ust. 1 Rozporządzenia.

Przepis ten zobowiązuje uczestników rynku do realizacji obowiązków, o których mowa w art. 6, 7, 14, 15 i 16 Rozporządzenia, w szczególności w zakresie przekazywania danych odnośnie:

- obciążenia jednostek wytwórczych;
- planowanej i nieplanowanej niedyspozycyjności jednostek odbiorczych oraz wytwórczych o mocy 100 MW lub większej;

- planowanej i nieplanowanej niedyspozycyjności jednostek produkcyjnych¹⁾ o mocy 200 MW lub większej;
- mocy wytwórczych zainstalowanych w jednostkach produkcyjnych;
- jednostek produkcyjnych (istniejących lub planowanych) o mocy wytwórczej równej 100 MW lub więcej;
- szacunkowej ilości planowo wytwarzanej energii w jednostkach produkcyjnych;
- prognozowanej ilości wytwarzanej energii wiatrowej i słonecznej w jednostkach produkcyjnych;
- ilości wytworzonej energii.

Przedmiotowe dane należy przekazywać w zakresie oraz na warunkach wskazanych w Rozporządzeniu. Podmiotem bezpośrednio zobligowanym do ich odbioru jest Operator Systemu Przesyłowego – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. z siedzibą w Konstancinie Jeziornej, ul. Warszawska 165, 05-520 Konstancin-Jeziorna. Bliższe informacje na temat przekazywania niniejszych danych zostały udostępnione na jego stronie internetowej pod adresem: <http://www.pse.pl/index.php?dzid=14&did=1862>.

¹⁾ Zgodnie z art. 2 pkt 24 Rozporządzenia pojęcie „jednostka produkcyjna” oznacza obiekt służący do wytwarzania energii elektrycznej składający się z pojedynczej jednostki wytwórczej lub z zagregowanej liczby jednostek wytwórczych.

