



ENERGETYKA ROZPROSZONA W SCENARIUSZACH ROZWOJOWYCH POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI DO 2020 ROKU

dr inż. Henryk Kocot / Politechnika Śląska

WPROWADZENIE

Bezpieczeństwo energetyczne, w tym bezpieczeństwo elektroenergetyczne, stało się w ostatnim czasie jednym z głównych priorytetów polityki gospodarczej zarówno w Polsce, jak i w całej Unii Europejskiej. W najbliższej perspektywie czasowej polski sektor energetyczny stoi przed dużym wyzwaniem. Z jednej strony musi zaspokajać rosnący popyt na energię elektryczną (mimo kryzysu gospodarczego szacuje się, że przyrost zapotrzebowania na energię będzie wynosił około 2% rocznie, choć w pierwszym okresie może on być nieco mniejszy), podczas gdy większość jednostek wytwórczych, służących do produkcji energii elektrycznej i ciepłej, wymaga modernizacji (lub całkowitego odstawienia). Co prawda, ostatnie zapowiedzi zarówno firm energetycznych, jak i rządu, mówią o bardzo silnym i dynamicznym rozwoju bazy wytwórczej wielkoskalowej, zarówno w jednostkach węglowych, jak i jądrowych. Z drugiej strony uwarunkowania środowiskowe zawarte w unijnym Pakiecie Energetyczno-Klimatycznym 3x20 nakładają znaczne ograniczenia w strukturze nowych mocy wytwórczych. Wymóg zwiększania udziału energii produkowanej ze źródeł odnawialnych do 15% (łącznie udział w rynku energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) skłania poszczególne przedsiębiorstwa energetyczne do większego zaangażowania w produkcję tej energii (przedsięwzięcia te zostały już zapisane w wielu strategiach działań tych przedsiębiorstw). Zwiększenie udziału źródeł odnawialnych oraz kogeneracyjnych opalanych gazem ziemnym powoduje jakościową zmianę, jeśli chodzi o strukturę wytwarzania, tj. znacząco zwiększa się udział generacji rozproszonej w całkowitej zainstalowanej mocy wytwórczej.

W tej sytuacji konieczna staje się odpowiedź na pytanie o dalsze kierunki polityki energetycznej kraju, a aby odpowiedź ta była racjonalna, konieczna staje się analiza różnych scenariuszy rozwojowych dla elektroenergetyki, przy czym, ze względu na silne powiązanie energetyki odnawialnej, w tej analizie należy uwzględnić również zapotrzebowanie i produkcję energii ciepłej. Scenariusze te powinny zostać następnie poddane jednokowej analizie techniczno-ekonomicznej, która powinna odpowiedzieć na pytanie, jaka będzie strategia rozwoju polskiej energetyki w perspektywie najbliższych 10–15 lat. Scenariusze takie są budowane przez różne ośrodki naukowo-badawcze [1]. Specyfika ich budowy czasem jednak znacznie się różni, co w większości przypadków uniemożliwia ich bezpośrednie porównywanie.

Poniżej przedstawiono koncepcję jednolitego podejścia do tworzenia różnych scenariuszy rozwojowych (ze znaczącym udziałem energetyki rozproszonej), na które zostały nałożone różnorakie ograniczenia. Ograniczenia te związane są: po pierwsze – z koniecznością zaspokojenia potrzeb energetycznych w wieloletniej perspektywie czasowej (produkcja energii elektrycznej i ciepła), po drugie – z koniecznością wypełnienia wymogów pakietu 3x20 oraz po trzecie – z wystarczalnością mocy wytwórczych, związaną bezpośrednio z bezpieczeństwem dostaw energii. Na podstawie tych ograniczeń można poszukiwać rozwiązań dopuszczalnych dla scenariuszy (spełnia-

Streszczenie

W artykule przedstawiono podstawowe problemy związane z rozwojem sektora elektroenergetycznego w horyzoncie wieloletnim. Szczególną uwagę zwrócono na problemy związane z wypełnieniem unijnego Pakietu Klimatyczno-Energetycznego 3x20 oraz na bezpieczeństwo i koszty dostaw energii do odbiorcy.

Realizacja celów tego pakietu będzie skutkować silnym rozwojem generacji rozproszonej. Przyłączenie dużej liczby źródeł małej mocy do sieci powoduje z jednej strony duże problemy natury technicznej, powodowane pracą sieci (dotychczas pracujących jako otwarte) w układzie zamknię-

tym, z drugiej strony, ze względu na zbliżenie wytwórcy do odbiorcy, powoduje poprawę wskaźników techniczno-ekonomicznych pracy sieci. W artykule zaprezentowano model matematyczny ograniczeń, jakie muszą spełniać scenariusze rozwojowe systemu elektroenergetycznego, i analizę – w skali makro – wpływu źródeł rozproszonych na łączne koszty pracy sieci oraz na wystarczalność systemu wytwórczego w przypadku realizacji scenariusza silnego rozwoju generacji rozproszonej (scenariusza innowacyjnego) na tle rozwoju generacji wielkoskalowej (scenariusza kontynuacji).

jących wyżej wymienione ograniczenia). Innym podejściem jest próba znalezienia rozwiązania optymalnego ze względu na różne kryteria (różne funkcje celu), z uwzględnieniem ww. ograniczeń. Ze względu na specyfikę zadania oraz silne powiązanie bezpieczeństwa energetycznego (elektroenergetycznego) dostaw energii do odbiorcy z ceną tej energii najlepszym kryterium optymalizacyjnym powinno być kryterium kosztowe. Należy jednak zwrócić uwagę, że to drugie podejście jest zadaniem trudnym do rozwiązania, gdyż jest to w szczególności proces optymalizacji dynamicznej [4].

ZAŁOŻENIA DO BUDOWY SCENARIUSZY ROZWOJOWYCH

W celu budowy modelu matematycznego ograniczeń oraz funkcji optymalizowanej dokonuje się podziału jednostek wytwórczych na kilka grup. Podział ten może być bardziej lub nieco mniej szczegółowy, przy czym zawsze powinien uwzględniać przynajmniej takie grupy jak – w przypadku energii elektrycznej – wielkoskalowe źródła ciepłe opalane węglem, źródła węglowe produkujące energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem, źródła jądrowe oraz źródła małej skali gazowe na gaz ziemny (pracujące w skojarzeniu oraz szczytowe), źródła wiatrowe, źródła biogazowe (skojarzone oraz ewentualnie pracujące tylko jako źródła autonomiczne), źródła energetyki wodnej, zaś w przypadku energii cieplnej wymienione już źródła skojarzone oraz autonomiczne źródła energii cieplnej opalane węglem, gazem ziemnym i biogazem.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną w rozpatrywanym horyzoncie można przedstawić jako:

$$P_Z(t) = P_Z(0) \times (1 + \alpha_p)^t = P_Z(0) \times e^{\delta_p t} \quad (1)$$

gdzie:

α_A, δ_A – odpowiednio wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w modelu dyskretnym i ciągłym, przy czym $\delta_A = \ln(1 + \alpha_A)$.

Moc szczytową $P_Z(t)$ można przedstawić analogicznie jak zapotrzebowanie na energię, tj.

$$A_Z(t) = A_Z(0) \times (1 + \alpha_A)^t = A_Z(0) \times e^{\delta_A t} \quad (2)$$

przy czym oznaczenia przyrostów mocy są analogiczne jak we wzorze (1).

Warunek pokrycia zapotrzebowania energii elektrycznej w roku t można zapisać:

$$A_Z(0) + \int_0^t \left[\sum_i \left[\left(\Delta P_{Ei}(t) - \frac{\partial P_{str}}{\partial \Delta P_{Ei}} \times \Delta P_{Ei}(t) \right) \times \bar{T}_i \right] \right] dt \geq A_Z(0) e^{\delta_A t} \quad (3)$$

gdzie:

$\Delta P_{Ei}(t)$ – przyrost mocy wytwórczej dla i -tej grupy wytwórców w roku (chwili t)

\bar{T}_i – względny czas wykorzystania mocy zainstalowanej dla i -tej grupy wytwórców

$\frac{\partial P_{str}}{\partial \Delta P_{Ei}}$ – pochodna strat mocy w sieci względem przyrostu mocy dla i -tej grupy wytwórców.

Warunek wystarczalności mocy wytwórczych można sformułować w następujący sposób – prawdopodobieństwo wystąpienia przypadku, że dostępna moc wytwórcza P_D jest mniejsza niż moc szczytowa systemu P_Z , jest mniejsze od wartości dopuszczalnej w_{dop} . Warunek ten można zapisać:

$$P\{P_D(t) \leq P_Z(t)\} \leq w_{dop}(t) \quad (4)$$

przy czym

$$P_D(t) = f(P_D(0), AF(0), \Delta P_{Ei}(0 \rightarrow t), AF_i, \Delta P_{Ei}^W(0 \rightarrow t), AF_i^W) \quad (5)$$

gdzie:

$\Delta P_{Ei}(0 \rightarrow t)$ – oznacza całą trajektorię przyrostów mocy wytwórczych dla i -tej grupy źródeł od chwili zerowej do czasu t

AF_i – jest współczynnikiem dyspozycyjności dla źródeł i -tej grupy,

górną indeks W oznacza analogiczne wielkości dla źródeł wycofanych w okresie od 0 do t .

Ograniczenia wynikające z pakietu 3x20 muszą uwzględniać wszystkie trzy rynki końcowe, co po przyjęciu, że rynek paliw transportowych będzie miał stały udział (10%), skutkuje uwzględnieniem rynku energii elektrycznej oraz ciepła, które to rynki się silnie przenikają. Ograniczenie, co do udziału energii odnawialnej A_{ODN} , można zapisać:

$$A_{ODN}(0) + \int_0^t \left(\sum_i \left[\left(\Delta P_{Ei}(t) - \frac{\partial P_{str}}{\partial \Delta P_{Ei}} \times \Delta P_{Ei}(t) \right) \times \bar{T}_i \right] \right) dt + \int_0^t \left(\sum_j \left[\Delta P_{Qj}(t) \times \bar{T}_j \right] \right) dt \geq A_{ODN}(t) \quad (6)$$

gdzie:

$\Delta P_{Qj}(t)$ – przyrost mocy wytwórczej cieplnej dla j -tej grupy, przy czym indeksy i oraz j obejmują we wzorze (6) tylko grupy źródeł odnawialnych.

Drugim celem pakietu 3x20 jest ograniczenie emisji dwutlenku węgla M_{CO_2} , które można zapisać w sposób analogiczny jak (6).

Bardzo ważnym elementem mającym wpływ na prowadzenie analizy oraz jej wynik jest sposób rozłożenia w czasie celów pakietu 3x20, co we wzorze (6) przekłada się na postać zależności $A_{ODN}(t)$ [i analogicznie $M_{CO_2}(t)$]. Można założyć ograniczenie na te parametry tylko w roku końcowym analizy (cele pakietu 3x20) lub dokonać rozłożenia tych celów w czasie, np. liniowo lub w inny zdeterminowany sposób (np. udziały energii zielonej w zużyciu końcowym energii elektrycznej, jak w aktualnym stanie prawnym). Ten element analizy może uwzględniać politykę energetyczną kraju lub, będąc wynikiem analizy, wskazywać założenia dla tej polityki.

Ostatnim ograniczeniem związanym z budową scenariuszy rozwojowych jest dostępność środków finansowych na rozwój źródeł. Mogą to być środki różnego pochodzenia: kapitał prywatny, środki budżetu państwa oraz środki generowane pośrednio przez energetykę. Do tej trzeciej grupy należeć będą m.in. środki pochodzące ze sprzedaży uprawnień do emisji CO_2 . To ograniczenie ma ścisły związek z polityką energetyczną, ale również szerzej z polityką gospodarczą kraju (jednym z elementów pakietu anty kryzysowego we wszystkich państwach UE oraz w USA jest promocja energetyki rozproszonej, w tym głównie energetyki odnawialnej).

ZDEFINIOWANIE PORÓWNYWALNYCH SCENARIUSZY ROZWOJOWYCH

Jako przykład analizy wykonanej za pomocą prezentowanego modelu ograniczeń (bez rozwiązania zadania optymalizacyjnego) posłuży analiza porównawcza dwóch scenariuszy: innowacyjności SI (silny rozwój źródeł odnawialnych, w tym głównie biogazowych) oraz scenariusz kontynuacji SK (rozwój dużych źródeł węglowych). Scenariusze te zostały zdefiniowane m.in. w [1, 7], przy założeniu 2-proc. wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, a główne ich cechy są następujące.

Scenariusz kontynuacji, którego głównymi cechami są:

1. Wzmocnienie korporacyjnego charakteru elektroenergetyki
2. Częściowe wyjęcie inwestycji na rzecz bezpieczeństwa energetycznego spod rygorów efektywności ekonomicznej
3. Ukierunkowanie na rozwój wielkoskalowych technologii wytwórczych i sieci przesyłowych.

Scenariusz ten poniżej będzie rozpatrywany głównie pod kątem cechy nr 3 oraz ukierunkowania go na energetykę węglową.

W SK przyjęto znacznie ograniczony rozwój generacji w źródłach odnawialnych oraz źródłach opalanych gazem ziemnym, a mianowicie przy zachowaniu udziału tych segmentów produkcji na poziomie wynikającym z zapisów rozporządzeń, ale dla roku 2009. Aby spełnić w tym przypadku wymagania pakietu 3x20, w scenariuszu tym, który można by nazwać scenariuszem zaniechania (w rozumieniu dalszego rozwoju energetyki odnawialnej), udział energii odnawialnej w rynku ciepła musiałby sięgać 25,4%.

Scenariusz innowacyjny, którego głównymi cechami są:

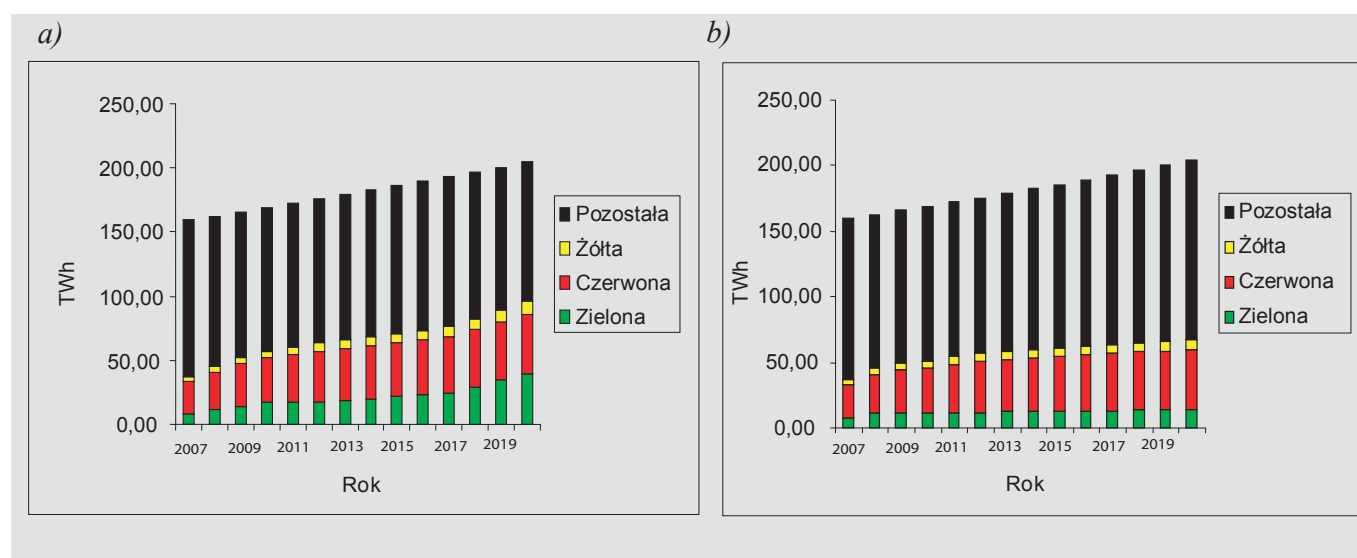
1. Intensyfikacja wykorzystania istniejących zdolności wytwórczych i sieci przesyłowych za pomocą mechanizmów rynkowych (przy minimalnych nakładach inwestycyjnych)
2. Budowa 20-procentowego segmentu innowacyjnej energetyki rozproszonej (elektroenergetyki, ciepłownictwa, paliw transportowych) i wykreowanie rolnictwa energetycznego
3. System zarządzania bezpieczeństwem energetycznym oparty na wykorzystaniu zdolności technologii energetycznych do odpowiedzi na sygnały rynkowe (wzrosty cen)
4. System regulacji ukształtowany na kosztach referencyjnych dostaw energii elektrycznej, uwzględniających pełną internalizację kosztów zewnętrznych (ekologicznych)

będzie analizowany głównie pod kątem cechy 1 i 2.

Dla tego scenariusza przyjęto, że udział energii elektrycznej produkowanej w źródłach odnawialnych będzie kształtował się na poziomie 20% całkowitego zużycia energii, co pociąga za sobą udział energii odnawialnej w produkcji ciepła na poziomie 15,4% (przy 10-proc. udziale w paliwach transportowych). Dodatkowo założono rozwój generacji wykorzystującej gaz ziemny do wartości 5% (energia żółta) oraz rozwój produkcji skojarzonej do poziomu 25% w roku 2020.

Przyjęte przyrosty produkcji energii żółtej i czerwonej do roku 2020 są podobne jak w obowiązującym rozporządzeniu dotyczącym rozwoju tych rodzajów produkcji do 2012 roku. W energetyce odnawialnej przyjęto zgodnie z danymi prezentowanymi w [5], że udział energetyki wodnej w tym segmencie będzie przyrastał w sposób nieznaczny, że moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych osiągnie w roku 2020 poziom 5000 MW, a produkcja energii osiągnie wartość 8,5 TWh. Istotnym elementem, przyjętym również w analizie poszczególnych scenariuszy, jest również sposób pokrywania w nich segmentu energetyki skojarzonej. Mianowicie w scenariuszu innowacyjnym dąży się do maksymalizacji wykorzystania energii odnawialnej w wyniku produkcji skojarzonej energii elektrycznej i ciepła, przede wszystkim na bazie biogazu. W scenariuszu kontynuacji natomiast ten segment produkcji energii elektrycznej i ciepła pochodzi głównie z produkcji wykorzystującej węgiel kamienny (jak dotychczas).

Na rys. 1 przedstawiono produkcję energii dla prezentowanych scenariuszy z podziałem na energie „kolorowe”:



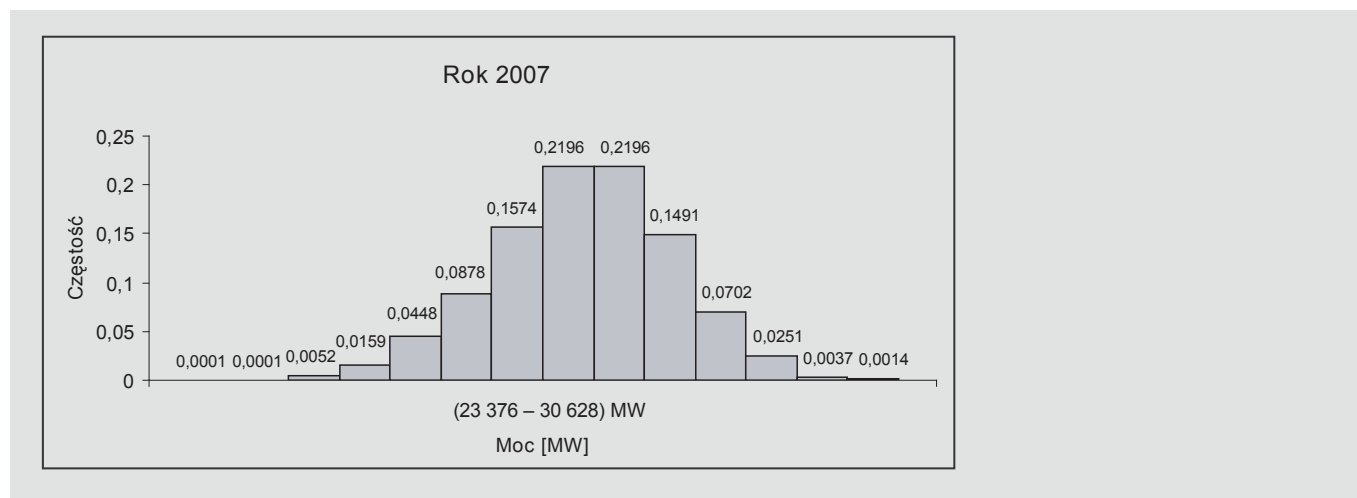
Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej w rozpatrywanym horyzoncie a) dla SI, b) dla SK

ANALIZA PORÓWNAWCZA SCENARIUSZY

Wystarczalność systemu

Obszerny opis problemu wystarczalności systemu wytwórczego można znaleźć w literaturze, w kraju pełny obraz daje opracowanie [2]. Ograniczenie (4) jest równoznaczne z zastosowaniem wskaźnika LOLP (*Loss of Load Probability*) do oceny wystarczalności systemu wytwórczego i podanie dla niego wartości granicznej W_{dop} .

Analizę wystarczalności systemu wytwórczego w rozpatrywanych scenariuszach wykonano metodą symulacyjną dla każdego roku analizy. Na rys. 2 przedstawiono rozkład mocy wytwórczych dla roku 2007 (rok ten stanowił bazę odniesienia). Rozkład ten otrzymano, wykorzystując dane dotyczące wszystkich jednostek zainstalowanych w systemie krajowym i ich współczynników dyspozycyjności AF. Istotną cechą otrzymanego rozkładu stanowi to, że jest on rozkładem normalnym (przeprowadzono odpowiedni test statystyczny) o wartości średniej równej 27 413 MW i odchyleniu standardowym równym 913 MW.



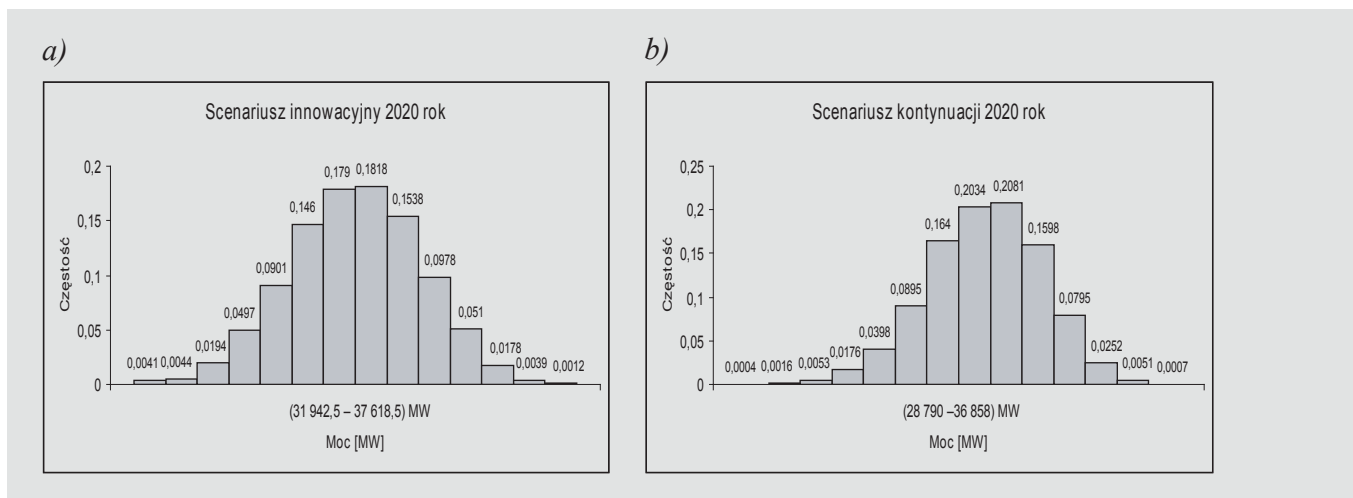
Rys. 2. Rozkład dostępnych mocy wytwórczych w roku bazowym 2007

Dla zadanych energii niezbędnych do pokrycia zapotrzebowania w kolejnych latach wyznaczono, na podstawie typowych, przeciętnych wartości czasu wykorzystania mocy zainstalowanej dla poszczególnych typów jednostek, wielkości niezbędnych przyrostów mocy wytwórczych niezbędnych do pokrycia danego zapotrzebowania. Uwzględniając te przyrosty mocy, dokonywano symulacji dostępnych mocy i wyznaczono rozkłady tych mocy dla kolejnych lat i dwóch analizowanych scenariuszy.

W tab. 1 zamieszczono parametry statystyczne dla otrzymanych rozkładów, natomiast na rys. 3 przedstawiono przykładowe rozkłady dla roku 2020.

Tab. 1. Parametry statystyczne otrzymanych rozkładów dla scenariusza innowacyjnego i kontynuacji w poszczególnych latach

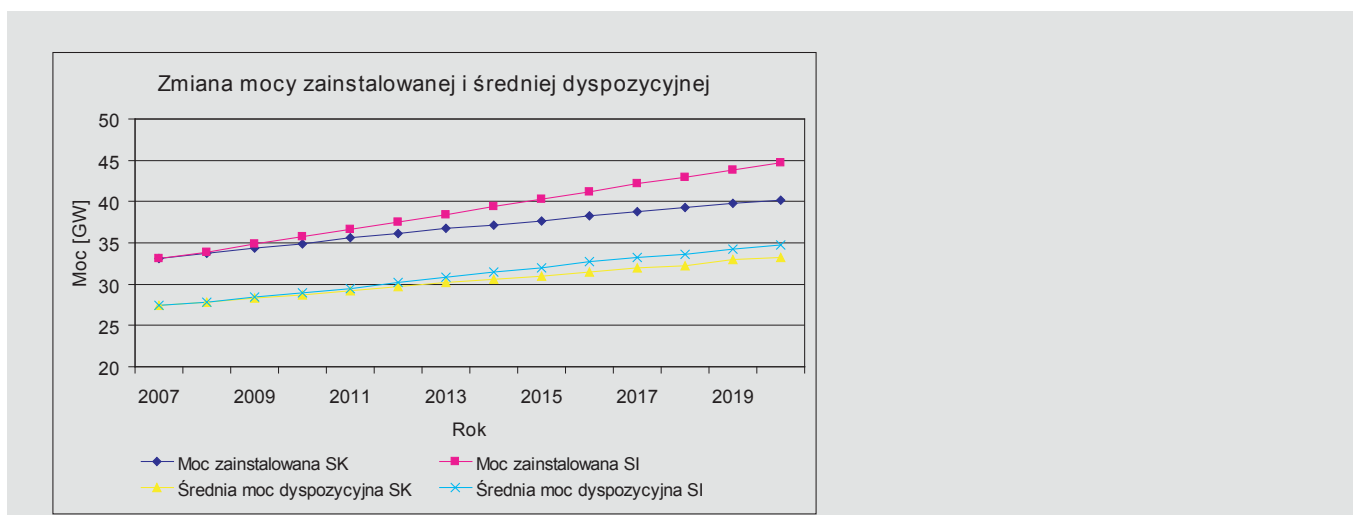
Rok	Scenariusz innowacyjny			Scenariusz kontynuacji		
	$E(P)$ [MW]	$\sigma(P)$ [MW]	ν	$E(P)$ [MW]	$\sigma(P)$ [MW]	ν
2007	27 413	913	0,0333	27 413	913	0,0333
2008	27 825	890	0,0320	27 753	925	0,0333
2009	28 446	909	0,0319	28 265	908	0,0321
2010	28 941	915	0,0316	28 700	921	0,0321
2011	29 508	899	0,0305	29 243	951	0,0325
2012	30 148	912	0,0303	29 713	959	0,0323
2013	30 781	927	0,0301	30 149	954	0,0317
2014	31 441	936	0,0298	30 565	966	0,0316
2015	32 014	946	0,0296	30 947	984	0,0318
2016	32 685	963	0,0295	31 523	1008	0,0320
2017	33 229	974	0,0293	31 927	1002	0,0314
2018	33 654	963	0,0286	32 278	1012	0,0314
2019	34 253	949	0,0277	32 943	1040	0,0316
2020	34 784	944	0,0271	33 296	1051	0,0316



Rys. 3. Rozkład mocy dyspozycyjnych w roku 2020 a) dla SI, b) dla SK

Na rys. 4 przedstawiono wartości średnich mocy dyspozycyjnych oraz mocy zainstalowanych dla poszczególnych lat analizy oraz scenariuszy rozwojowych.

Gdyby wyznaczyć stosunek mocy zainstalowanej do mocy średniej dyspozycyjnej, to jego wartość dla SI rośnie, natomiast dla SK utrzymuje się mniej więcej na jednym poziomie. Oznacza to, że aby dostarczyć do systemu elektroenergetycznego tę samą ilość energii elektrycznej, w celu rozwoju innowacyjnego trzeba zainstalować większą moc niż w przypadku SK. Spowodowane jest to mniejszym czasem wykorzystania mocy zainstalowanej źródeł odnawialnych, które dominują w rozwoju scenariusza innowacyjnego. Jest to niewątpliwie wadą tego scenariusza, jednak z drugiej strony wpływa to korzystnie na wskaźnik LOLP, będący prawdopodobieństwem niepokrycia zapotrzebowania.



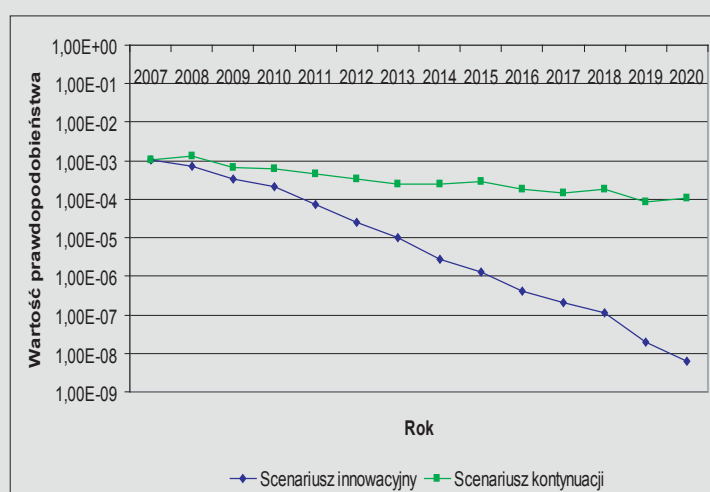
Rys. 4. Moc średnia dyspozycyjna i moc zainstalowana

Wskaźnik LOLP może być określony na podstawie otrzymanych rozkładów mocy dyspozycyjnej i mocy szczytowej zapotrzebowania w danym roku. Przyjmując przyrosty mocy szczytowej na poziomie 1,5% rocznie oraz 2%, wyznaczono prawdopodobieństwa niepokrycia zapotrzebowania na moc w danym roku dla obydwu scenariuszy – wyniki przedstawiono w tab. 2.

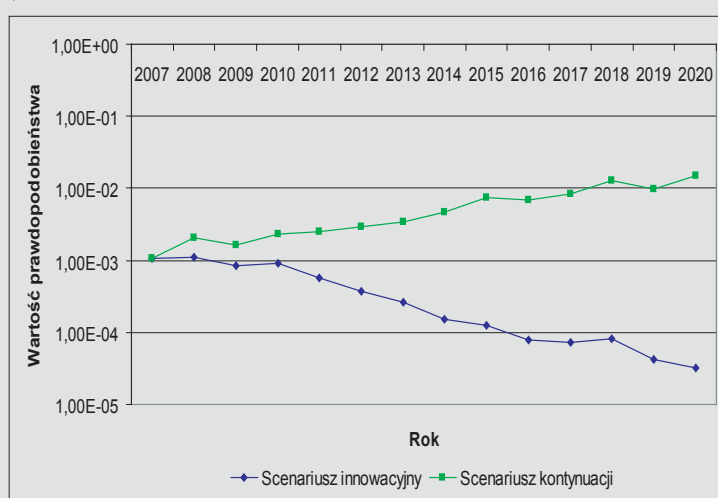
Tab. 2. Prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania dla 1,5% i 2% przyrostu mocy szczytowej

Rok	Roczny przyrost mocy 1,5%			Roczny przyrost mocy 2,0%		
	Moc szczytowa [MW]	SI	SK	Moc szczytowa [MW]	SI	SK
2007	24 611	$1,074 \cdot 10^{-3}$	$1,074 \cdot 10^{-3}$	24 611	$1,074 \cdot 10^{-3}$	$1,074 \cdot 10^{-3}$
2008	24 980	$6,952 \cdot 10^{-4}$	$1,360 \cdot 10^{-3}$	25 103	$1,113 \cdot 10^{-3}$	$2,086 \cdot 10^{-3}$
2009	25 349	$3,284 \cdot 10^{-4}$	$6,603 \cdot 10^{-4}$	25 595	$8,519 \cdot 10^{-4}$	$1,638 \cdot 10^{-3}$
2010	25 718	$2,138 \cdot 10^{-4}$	$6,023 \cdot 10^{-4}$	26 088	$9,103 \cdot 10^{-4}$	$2,284 \cdot 10^{-3}$
2011	26 088	$7,112 \cdot 10^{-5}$	$4,540 \cdot 10^{-4}$	26 580	$5,631 \cdot 10^{-4}$	$2,553 \cdot 10^{-3}$
2012	26 457	$2,592 \cdot 10^{-5}$	$3,429 \cdot 10^{-4}$	27 072	$3,720 \cdot 10^{-4}$	$2,944 \cdot 10^{-3}$
2013	26 826	$9,930 \cdot 10^{-6}$	$2,477 \cdot 10^{-4}$	27 564	$2,599 \cdot 10^{-4}$	$3,368 \cdot 10^{-3}$
2014	27 195	$2,862 \cdot 10^{-6}$	$2,428 \cdot 10^{-4}$	28 057	$1,500 \cdot 10^{-4}$	$4,712 \cdot 10^{-3}$
2015	27 564	$1,275 \cdot 10^{-6}$	$2,930 \cdot 10^{-4}$	28 549	$1,247 \cdot 10^{-4}$	$7,405 \cdot 10^{-3}$
2016	27 933	$4,016 \cdot 10^{-7}$	$1,844 \cdot 10^{-4}$	29 041	$7,716 \cdot 10^{-5}$	$6,902 \cdot 10^{-3}$
2017	28 303	$2,124 \cdot 10^{-7}$	$1,492 \cdot 10^{-4}$	29 533	$7,392 \cdot 10^{-5}$	$8,442 \cdot 10^{-3}$
2018	28 672	$1,149 \cdot 10^{-7}$	$1,832 \cdot 10^{-4}$	30 025	$8,214 \cdot 10^{-5}$	$1,300 \cdot 10^{-2}$
2019	29 041	$1,986 \cdot 10^{-8}$	$8,774 \cdot 10^{-5}$	30 518	$4,147 \cdot 10^{-5}$	$9,857 \cdot 10^{-3}$
2020	29 410	$6,249 \cdot 10^{-9}$	$1,089 \cdot 10^{-4}$	31 010	$3,196 \cdot 10^{-5}$	$1,500 \cdot 10^{-2}$

a)



b)



Rys. 5. Wartości prawdopodobieństwa niepokrycia zapotrzebowania dla SI oraz SK w poszczególnych latach dla przyrostu mocy szczytowej a) 1,5%, b) 2,0%

Istotną cechą otrzymanych wyników jest to, że za każdym razem prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania w scenariuszu innowacyjnym jest mniejsze niż w scenariuszu kontynuacji. Wynika to przede wszystkim z większej mocy zainstalowanej w systemie, co prowadzi do tego, że prawdopodobieństwo wypadnięcia

większej liczby bloków w tym samym czasie jest znikome. Jeśli porównywać wartości otrzymanych prawdopodobieństw, to należy zwrócić uwagę, że przy przyroście 1,5% mocy szczytowej dla obydwu scenariuszy wskaźniki LOLP w miarę upływu czasu się zmniejszają oraz ich wartości są bardzo małe, natomiast dla przyrostu 2% rocznie mocy szczytowej w scenariuszu kontynuacji następuje wzrost tego prawdopodobieństwa, a jego wartość sięga ponad 1%, co oznacza bardzo duże prawdopodobieństwo wystąpienia stanów zagrożenia niedoboru mocy w systemie. Oznacza to niespełnienie warunku (4), czyli należy zwiększyć moc zainstalowaną w systemie.

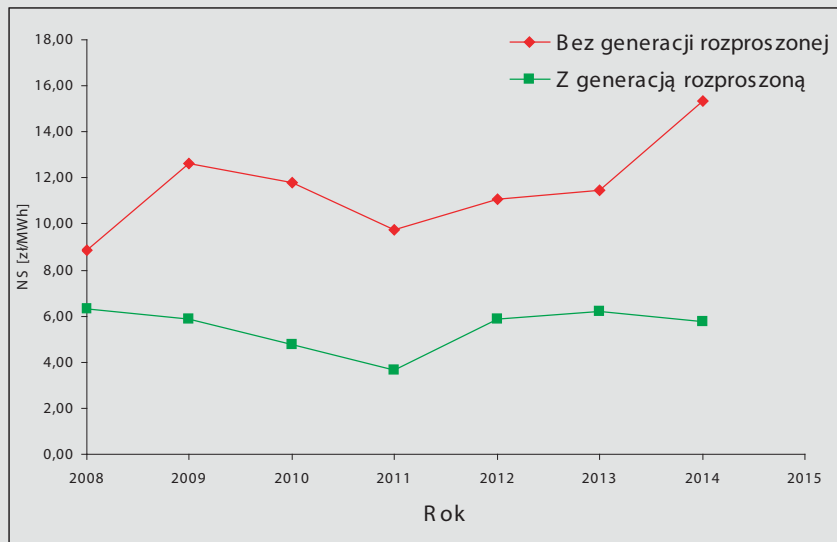
Wpływ generacji rozproszonej na pracę sieci

Analizę pracy sieci zamkniętej przeprowadzono, wykonując obliczenia optymalnego rozptywu mocy OPF przy wykorzystaniu oprogramowania MATPOWER [9]. Dla zimowych układów pracy sieci w latach 2008–2009 do 2014–2015 wyznaczono optymalny rozptyw mocy w układzie podstawowym (bez włączonej znacznej generacji rozproszonej), a każdy układ został zmodyfikowany poprzez włączenie źródeł małej mocy modelowanych w węzłach odbiorczych (110/SN). Ze względu na dużą niepewność lokalizacyjną małe źródła włączane były w sposób losowy do węzłów. Dla każdego roku przeprowadzono po 100 symulacji różnych lokalizacji źródeł, a parametry opisujące pracę sieci wyznaczono, opierając się na analizie statystycznej otrzymanych wyników. Podstawowym wskaźnikiem opisującym pracę sieci była nadwyżka sieciowa (NS). Wielkość ta (jednowartościowa) pozwala na wycenę strat i ograniczeń występujących w sieci i w ten sposób pozwala porównywać różne stany pracy sieci [10]. Im większa wartość tego parametru, tym stan sieci jest gorszy (większe koszty strat lub/i ograniczeń). W tab. 3 przedstawiono otrzymane wartości jednostkowej (odniesionej do energii odbieranej) nadwyżki sieciowej w poszczególnych latach w układach bez i z generacją rozproszoną w sieci, przy czym wartości podane dla pracy z generacją rozproszoną są wartościami średnimi, otrzymanymi w wyniku analizy losowych rozkładów lokalizacji źródeł rozproszonych. Wyniki nadwyżki sieciowej przedstawiono również na rys. 6.

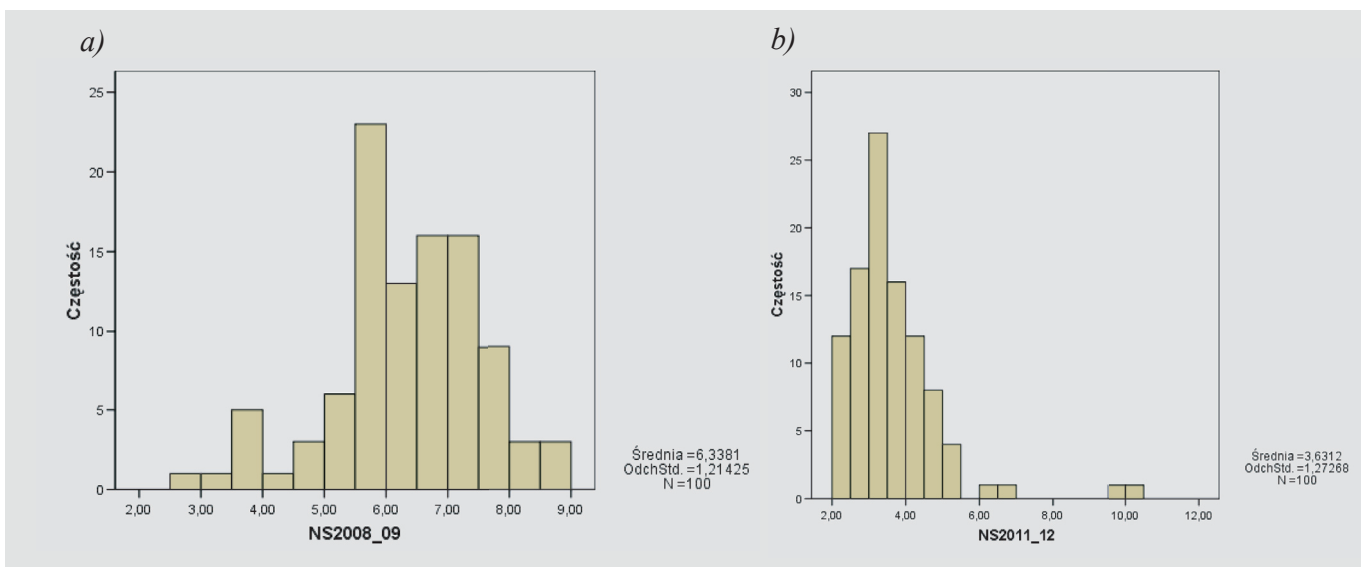
Tab. 3. Jednostkowa nadwyżka sieciowa [zł/MWh] w układzie normalnym sieci w zimie bez i z uwzględnieniem generacji rozproszonej

Sezon	Bez generacji rozproszonej	Z generacją rozproszoną
2008–2009	8,86	6,34
2009–2010	12,61	5,90
2010–2011	11,82	4,77
2011–2012	9,75	3,63
2012–2013	11,08	5,87
2013–2014	11,48	6,18
2014–2015	15,32	5,79

Należy zwrócić uwagę, że wartości przeciętne nadwyżki sieciowej po uwzględnieniu generacji rozproszonej są w każdym roku znacznie mniejsze niż bez uwzględnienia tej generacji. Oznacza to, że małe źródła rozproszone po całym obszarze będą korzystnie wpływać na pracę sieci (zmniejszenie strat sieciowych oraz ograniczeń w przepustowości gałęzi). Oprócz wartości średniej istotny również jest rozkład NS dla poszczególnych wylosowanych rozkładów lokalizacyjnych źródeł rozproszonych. Na rys. 7 przedstawiono otrzymane przykładowe rozkłady NS w dwóch różnych latach. Charakterystyczny dla tych histogramów jest fakt, że występują na nich również wartości NS przekraczające wartość w układzie bez generacji rozproszonej. Pozwala to na wyciągnięcie wniosku, że nie każdy rozkład tej generacji (nie każda lokalizacja) wpływa korzystnie na pracę sieci. Wraz ze wzrostem obciążenia kształt rozkładu NS jest bardziej korzystny, tzn. większa liczba rozkładów lokalizacyjnych posiada mniejszą NS niż układ podstawowy. Oznacza to, że szczególnie w kolejnych latach generacja rozproszona może znacznie poprawić pracę sieci.



Rys. 6. Jednostkowa nadwyżka sieciowa dla pracy sieci bez oraz z uwzględnieniem generacji rozproszonej



Rys. 7. Rozkład NS dla układu a) 2008–2009, b) 2011–2012

Patrząc w sposób statystyczny na wartości nadwyżki sieciowej, należy stwierdzić, że jej wartości w układach bez generacji rozproszonej są większe niż wartości oczekiwane tej nadwyżki z uwzględnieniem generacji rozproszonej, powiększone o dwie wartości odchylenia standardowego w sezonie 2008–2009 i trzy te wartości w sezonach 2011–2012 oraz 2014–2015. Oznacza to, że prawdopodobieństwo sytuacji, w której generacja rozproszona pogarsza stan pracy sieci, jest bardzo małe (choć nie zerowe). Oprócz NS ważne jest również porównanie ograniczeń występujących w sieci. Wielkość pojedynczego ograniczenia (jego wpływ na łączne koszty przesyłu i nadwyżkę sieciową) charakteryzuje mnożnik Lagrange'a μ dla przepływu gałęziowego, będący wynikiem zadania optymalizacyjnego OPF. Dla układu normalnego zimy 2008–2009 ograniczenia wystąpiły na 5 liniach 110 kV, przy czym mnożniki Lagrange'a wynosiły dla tych ograniczeń od 60,7 do 574,2 zł/MWh. W tab. 4 przedstawiono wszystkie wartości mnożników Lagrange'a dla linii, na których wystąpiło ograniczenie, bez generacji rozproszonej oraz po jej włączeniu. W przykładzie z generacją rozproszoną podano wartości oczekiwane $E(\mu)$ (średnie) oraz odchylenie standardowe (μ).

Tab. 4. Mnożniki Lagrange'a [zł/MWh] w liniach z ograniczeniami dla układu zimy 2008–2009

Linia	Bez GR	Z uwzględnieniem GR	
	μ	$E(\mu)$	$\sigma(\mu)$
Linia 1	574,2	497,2	170,2
Linia 2	60,7	28,7	7,4
Linia 3	207,1	39,8	81,7
Linia 4	371,2	266,7	109,3
Linia 5	499,7	273,8	215,2

Należy jeszcze dodać, że często po wprowadzeniu generacji rozproszonej ograniczenia były likwidowane całkowicie ($\mu = 0$). Jest to kolejny argument za odpowiednim doбором lokalizacji przynajmniej niektórych źródeł generacji rozproszonej. W tab. 5 podano natomiast zmienność mnożnika Lagrange'a dla jednej linii, na której w układach podstawowych (bez generacji rozproszonej) pojawiały się zawsze ograniczenia.

Tab. 5. Mnożniki Lagrange'a [zł/MWh] dla wybranej linii w poszczególnych latach analizy

Sezon	Bez GR	Z uwzględnieniem GR	
	μ	$E(\mu)$	$\sigma(\mu)$
2008–2009	574,2	497,2	170,2
2009–2010	657,7	276,7	257,6
2010–2011	614,6	361,9	215,0
2011–2012	582,1	345,2	210,7
2012–2013	555,2	323,0	223,9
2013–2014	576,0	293,0	201,7
2014–2015	764,8	293,9	192,1

Również w tym przypadku korzyści z wprowadzenia generacji rozproszonej powiększają się wraz z jej ilością. Patrząc w sposób statystyczny, analogicznie jak w przypadku nadwyżki sieciowej, można stwierdzić, że prawdopodobieństwo, iż wartości współczynników Lagrange'a dla linii z ograniczeniami, przy znacznym udziale generacji rozproszonej, będą większe, niż gdy tej nie ma, jest znikome.

PODSUMOWANIE

Przedstawiony sformalizowany matematycznie model rozwoju mocy wytwórczych pozwala przeprowadzić analizę rozwojową systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem ograniczeń technicznych oraz środowiskowych. Model ten pozwala na jednolitą ocenę różnych scenariuszy rozwojowych pod kątem ekonomicznym oraz technicznym (związanym z bezpieczeństwem dostaw energii elektrycznej do odbiorców).

W trakcie definiowania analizowanych scenariuszy rozwojowych wyraźnie zakładano, że są to scenariusze skrajne, których realizacja w pełni nie będzie raczej miała miejsca, a rozwój sektora wytwórczego, pociągający za sobą zmiany w sektorze przesyłu i dystrybucji, będzie pewną wypadkową tych scenariuszy. To nie zmienia najważniejszego wniosku, że przedstawione wyniki analiz porównawczych wykazują większą efektywność scenariusza innowacyjnego.

Praktyczna realizacja scenariusza innowacyjnego zależy od zmian regulacyjnych, które zostały zaproponowane w [3, 11]. Tylko wprowadzenie pełnej internalizacji kosztów zewnętrznych (lub odpowiednia kalibracja certyfikatów) oraz wprowadzenie sygnałów lokalizacyjnych do systemu opłat przesyłowych pozwoli na uzyskanie pełnej efektywności ekonomicznej dla proponowanych rozwiązań w zakresie rozwoju bazy wytwórczej w kraju, a tylko efektywność ekonomiczna może skłonić inwestorów do budowy lokalnych źródeł energii.

Zaprezentowane wyniki analiz porównawczych dwóch scenariuszy pokazują złożoność problemu i konieczność uwzględniania różnych aspektów przy podejmowaniu decyzji natury polityki energetycznej. Głównymi



aspektami są w tym przypadku wystarczalność systemu (miara bezpieczeństwa energetycznego) oraz parametry kosztowe, tj. nakłady inwestycyjne (dostępność środków na rozwój) oraz koszty dostawy energii do odbiorcy. Ważnym czynnikiem jest również uwzględnienie pracy sieci elektroenergetycznych, a nie tylko kosztów wytwarzania energii. Wycena kosztów strat i głównie ograniczeń poprzez nadwyżkę sieciową pozwala dokonać jednolitego porównania różnych układów i stanów pracy sieci. należy również zwrócić uwagę, że istotny wpływ na ilościowe udziały energii odnawialnej mają straty energii w sieci [uwzględnione w zależności (3)], gdyż zgodnie z definicjami zawartymi w dokumentach unijnych są one wliczane do energii zużywanej (udziały energii odnawialnej powinny być liczone również dla strat w sieci i energii potrzeb własnych elektrowni). Czynnikiem o dużej wadze staje się koszt wypełnienia unijnego pakietu energetycznego 3x20, który dodatkowo zacieśnia powiązania pomiędzy rynkami energii elektrycznej, ciepła oraz paliw transportowych.

Niniejszy artykuł powstał na podstawie uzyskanych wyników w ramach udziału autora w Projekcie Badawczym Zamawianym „Bezpieczeństwo Elektroenergetyczne Kraju” (PBZ MEiN 1/2/2006), realizowanym przez Konsorcjum Politechnik: Gdańskiej, Śląskiej, Warszawskiej i Wrocławskiej.

BIBLIOGRAFIA

1. Materiały konferencyjne: Stabilizacja bezpieczeństwa energetycznego Polski w okresie 2008-2020 (z uwzględnieniem perspektywy 2050) za pomocą mechanizmów rynkowych (ekonomiki) i innowacyjnych technologii – różne scenariusze rozwojowe energetyki, Konferencja KPE PAN, Warszawa – Serock 16-17czerwca 2008.
2. Paska J.: Ocena niezawodności podsystemu wytwórczego systemu elektroenergetycznego. *Prace Naukowe Elektryka* z. 120, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2002.
3. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski. Monografia opracowana pod redakcją J. Popczyka, Wydawnictwa Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009.
4. Górecki H., Optymalizacja systemów dynamicznych, Biblioteka Naukowa Inżyniera, PWN 1993.
5. Praca zbiorowa, Raport z zadania 1.2.1A Bezpieczeństwo strategiczne – w horyzoncie wieloletnim – związane z inwestycjami, Projekt Badawczy Zamawiany nr PBZ-MEiN 1/2/2006 pt. „Bezpieczeństwo Elektroenergetyczne Kraju”, Gdańsk – Gliwice, styczeń 2008.
6. Kocot H., Korab R., Ceny referencyjne dla wybranych technologii elektroenergetycznych, materiały Konferencji REE '07, Kazimierz Dolny, maj 2007 r.
7. Kocot H., Wpływ scenariusza rozwoju elektroenergetyki na koszty dostawy energii do odbiorcy w świetle wymagań środowiskowych do 2020 r., *Przegląd Elektrotechniczny* nr 3, 2009, s. 164–167.
8. Kocot H., Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju w horyzoncie wieloletnim (związane z inwestycjami), materiały Konferencji APE '09, Jurata, czerwiec 2009 r.
9. Zimmerman R., Murillo-Sánchez Carlos E., MATPOWER – a MATLAB Power System Simulation Package. Version 3.2, Cornell University, September 2007.
10. Kocot H., Korab R., Siwy E., Żmuda K., Wykorzystanie krótkookresowych kosztów krańcowych w działalności operatorów sieciowych na rynku energii, *Przegląd Elektrotechniczny* nr 9, 2004.
11. Popczyk J., Innowacyjna energetyka. Kontekst ekologiczno-energetyczny i ekonomiczno-cywilizacyjny, *Acta Energetica* nr 1, 2009.