

Zygmunt MACIEJEWSKI*

Stan krajowego systemu elektroenergetycznego

STRESZCZENIE. W pracy przedstawiono obecny stan krajowego systemu elektroenergetycznego. Zwrócono uwagę na dekapitalizację środków trwałych krajowego systemu elektroenergetycznego. Przedstawiono prognozę krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną do 2030 roku. Zaproponowano kierunki rozbudowy krajowej sieci przesyłowej dla zapewnienia bezpieczeństwa elektroenergetycznego i rozwoju kraju.

SŁOWA KLUCZOWE: system elektroenergetyczny, energia elektryczna, sieci przesyłowe, prognozowanie

Wprowadzenie

Podstawowe dane charakteryzujące krajowy system elektroenergetyczny w latach 2008–2010 są przedstawione w tabeli 1. Dane te zostały opracowane na podstawie informacji opublikowanych przez PSE – Operator S.A. w Raportach Rocznych za 2008, 2009 i 2010 rok [1].

Z danych za lata 2008 i 2010 wynika, że:

- ✧ wielkość krajowej produkcji energii elektrycznej (155,6 i 156,3 TW·h) i krajowego zużycia energii elektrycznej (154,9 i 155,0 TW·h) były w przybliżeniu na takim samym poziomie,

* Dr hab. inż., prof. nadzwyczajny — Politechnika Radomska, Wydział Transportu i Elektrotechniki, Radom, e-mail: zygmunt37@neostrada.pl

TABELA 1. Elektroenergetyka Polska – dane charakterystyczne

TABLE 1. Polish Power Industry – characteristic data

Wyszczególnienie	2008	2009	2010
Moc zainstalowana na koniec roku [MW]	35 342	35 594	35 756
Moc osiągalna na koniec roku [MW]	34 922	35 243	35 509
Maksymalne zapotrzebowanie mocy [MW]	25 120	24 593	25 449
Produkcja energii elektrycznej ogółem [TW·h]	155,6	150,9	156,3
Krajowe zużycie energii elektrycznej [TW·h]	154,9	148,7	155,0
Saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą [TW·h]	0,7	2,2	1,3
Długości linii 750, 400 i 220 kV [km]	12 629,4	12 624,4	12 638,6
Sumaryczna moc transformatorów 750, 400 i 220 [MVA]	39 527	39 527	42 687
Liczba transformatorów 750, 400 i 220 [MVA]	185	185	193
Ograniczenia w dostawach en. el. z powodu braku mocy [MW·h]	0	0	0
Ograniczenia w dostawach en. el. z powodu awarii sieci [MW·h]	23 205	25 256	26 352

- ✧ przyrost mocy zainstalowanej wyniósł 414 MW,
- ✧ przyrost maksymalnego zapotrzebowania mocy wyniósł 329 MW osiągając wartość 25 449 MW,
- ✧ długość linii elektroenergetycznych najwyższych napięć zwiększyła się tylko o 9,2 km osiągając wartość 12 638,6 km,
- ✧ zwiększyła się natomiast o 3160 MVA moc transformatorów najwyższych napięć osiągając wartość 42 687 MVA,
- ✧ nastąpił wzrost ograniczeń w dostawach energii elektrycznej do odbiorców o 3147 MW·h osiągając wartość 26 352 MW·h. Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców nie były powodowane brakiem mocy, natomiast były powodowane awariami systemowymi i sieciowymi.

Moc w krajowych elektrowniach jest zainstalowana w blokach energetycznych: 500 MW, 360 MW, 200 MW i 120 MW oraz w turbospołach o mniejszych mocach, a także w turbospołach przeznaczonych do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej pracujących w elektrociepłowniach.

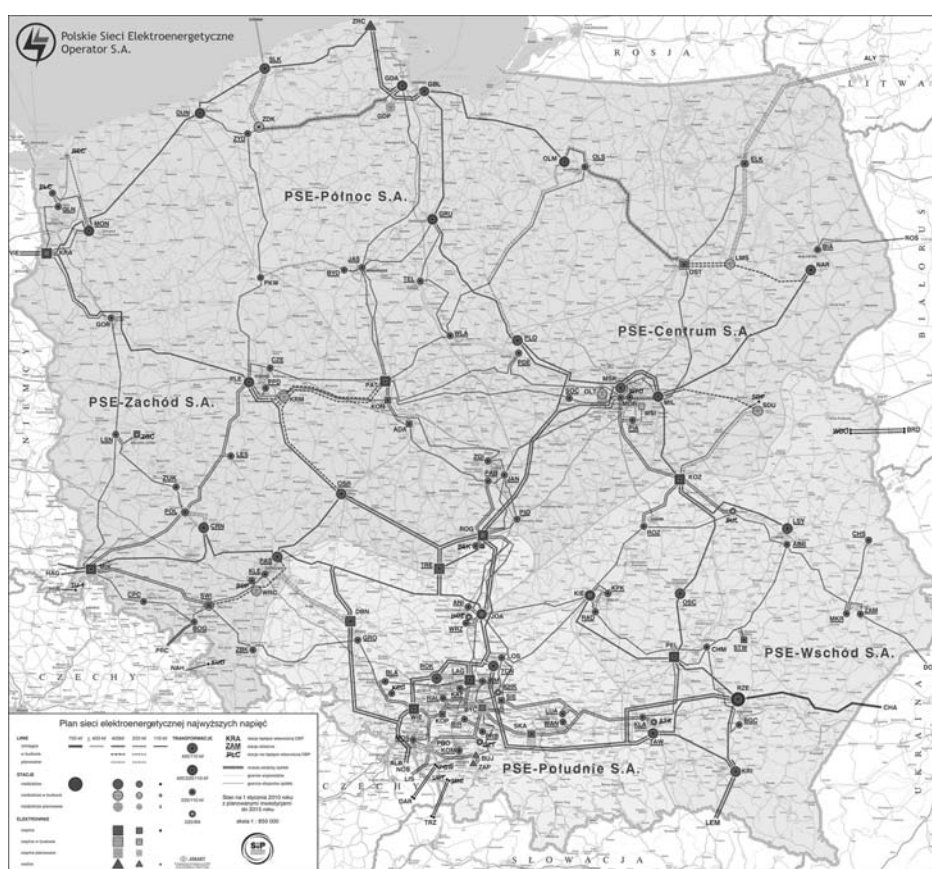
Największymi w kraju wytwórcami energii elektrycznej są elektrownie:

- ✧ Bełchatów, Turów, Pątnów, Adamów, Konin – pracujące na węglu brunatnym,
- ✧ Kozienice, Połaniec, Rybnik, Dolna Odra, Opole, Łaziska, Siersza, Łagisza, Ostrołęka – pracujące na węglu kamiennym.

Krajowe wodne zasoby energetyczne są ograniczone. Moc zainstalowana w krajowych elektrowniach wodnych wynosi tylko 2,2 GW, w tym w elektrowniach szczytowo-pompowych 1,33 GW. Do największych elektrowni wodnych pracujących na dopływie na-

turalnym należą: Włocławek – 160 MW, Rożnów – 50 MW. Pozostałe elektrownie z tej grupy mają mniejsze moce. Dwie elektrownie wodne pracują częściowo na dopływie naturalnym, a częściowo jako szczytowo-pompowe. Są to: Solina o mocy 137 MW oraz Dychów o mocy 80 MW. Pracują również dwie elektrownie szczytowo-pompowe ze sztucznymi zbiornikami górnym. Są to: Żarnowiec o mocy 680 MW oraz Porąbka Żar o mocy 500 MW.

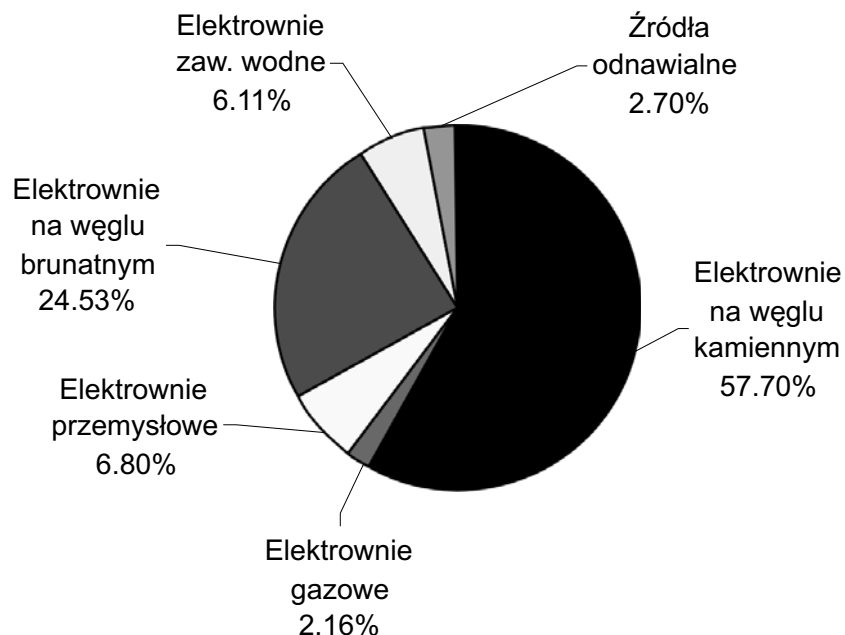
Ogólny schemat sieci przesyłowej najwyższych napięć (750, 400, 220 kV) wraz z połączeniami zagranicznymi krajowego systemu elektroenergetycznego jest przedstawiony na rysunku 1, natomiast na rysunku 2 struktura procentowa mocy zainstalowanej w krajowym systemie elektroenergetycznym według stanu na dzień 31.12.2010 roku.



Rys. 1. Krajowy system elektroenergetyczny

Fig. 1. Polish Power System

Obecnie udział wytworzonej energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych w ogólnym bilansie elektroenergetycznym jest stosunkowo niewielki. W 2010 roku, przy ogólnej produkcji energii elektrycznej wynoszącej 155,0 TW·h, udział energii pochodzącej z elektrowni wiatrowych wyniósł tylko 1,3 TW·h. Zgodnie z danymi podanymi przez Agencję



Rys. 2. Struktura mocy zainstalowanej w krajowym systemie elektroenergetycznym według stanu na dzień 31.12.2010 roku

Fig. 2. Structure of installed capacity of the Polish Power System in 31.12.2010

Rynku Energii (ARE) na koniec 2009 roku moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych wyniosła 720,5 MW, natomiast na koniec 2010 roku 1089,3 MW. Oznacza to, że w 2010 roku przyrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych wyniósł 368,8 MW, a roczny czas ich pracy – około 1500 godzin.

1. Sieci przesyłowe

Polska posiada niedoinwestowany i przestarzały technologicznie system przesyłu energii elektrycznej. Połączenia transgraniczne krajowego systemu elektroenergetycznego są również bardzo słabe, nie pozwalają na większe przepływy mocy w relacjach międzynarodowych i ograniczają możliwości powstania jednolitej sieci europejskiej. Stan sieci jest bardzo istotnym czynnikiem, wpływającym na awaryjność systemu i bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju. Niezbędne są zatem inwestycje w sieci przesyłowe oraz ich modernizacja.

Przy rozbudowie i modernizacji sieci należy uwzględnić szereg nowych problemów i utrudnień. Obecnie zmienia się funkcjonalność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Nowe potrzeby zwiększają intensyfikację wykorzystania sieci elektroenergetycznych. Przy-

łączenie odnawialnych źródeł energii (OZE), zdalny odczyt poboru energii, samochody elektryczne, sieci inteligentne powodują, że technologia sieciowa rozwija się coraz szybciej.

W ramach rozwiązań prawnych dotyczących sieci elektrycznych dotychczas nie podjęto działań zmierzających do stworzenia odpowiednich regulacji dla wprowadzenia *smart grids* i *smart metering* (inteligentnych sieci i inteligentnego opomiarowania).

Dodatkowe ograniczenia dotyczące rozwoju sieci elektrycznych to brak jednoznacznej strategii rozwoju krajowych sieci przesyłowych w zakresie: połączeń transgranicznych, wewnętrznych linii przesyłowych, budowy pierścieni wokół metropolii mających istotny wpływ na pewność zasilania, przyłączania elektrowni jądrowych i dużych farm wiatrowych, w szczególności morskich.

Brak jest również jednoznacznej strategii programu inwestycyjnego sieci rozdzielnych 110 kV w zakresie: zamykania pętli, przyłączania źródeł rozproszonych, w tym odnawialnych źródeł energii (OZE), wyprowadzenia mocy z nowych elektrociepłowni i elektrowni biogazowych oraz wykorzystujących biomasę.

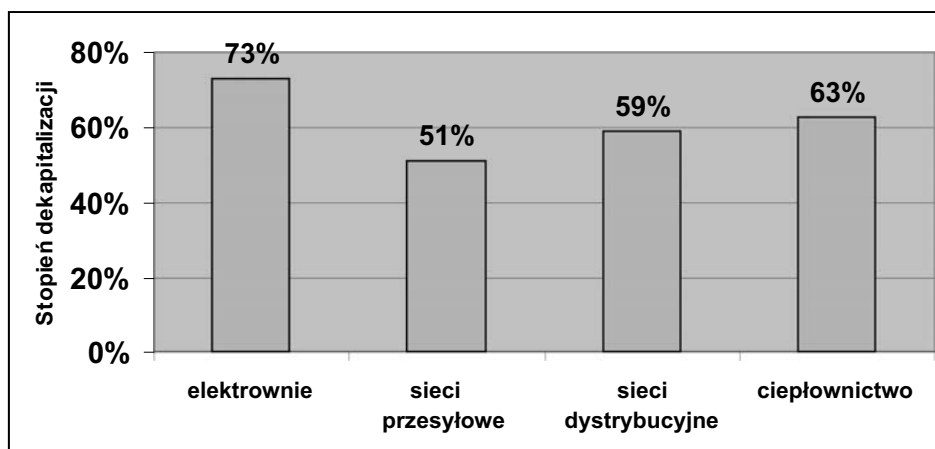
Przeszkodą jest również brak jednoznacznej strategii inwestycyjnej dla sieci średnich (15 kV) i niskich (230/400 V) napięć. Pojawiające się tu ograniczenia to: problemy zasilania terenów inwestycyjnych, problemy reelektryfikacji wsi i małych miast, problemy przyłączania do sieci źródeł rozproszonych.

Dbłość o inwestycje w infrastrukturę sieciową nowej jakości ma bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju. Problemem są procedury zezwoleń na budowę nowych obiektów, przyspieszenia budowy sieci oraz rozwoju połączeń międzynarodowych z europejską siecią przesyłową. Brakuje rozwiązań wspierających finansowanie inwestycji sieciowych, jak i zagadnień prawnych, np. w zakresie prawa drogi, dostępu do infrastruktury. Istnieje potrzeba podjęcia działań zmierzających do opracowania i wprowadzenia nowych zasad przyłączeń źródeł rozproszonych, w tym OZE oraz ułatwień w zakresie procesu inwestowania, szczególnie w kwestii prawa drogi dla linii elektroenergetycznych. Dlatego wskazane jest uruchomienie systemu bieżącego monitorowania sieci ze szczególnym uwzględnieniem sytuacji kryzysowych (oblodzenie przewodów zimą, wydłużenie przewodów latem). Dokonanie skoku technologicznego w zakresie projektowania sieci (przewody wielowiązkowe, urządzenia FACTS itp.) jest koniecznością.

Na rysunku 3 przedstawiony jest szacunkowy stopień dekapitalizacji środków trwałych krajowego systemu elektroenergetycznego.

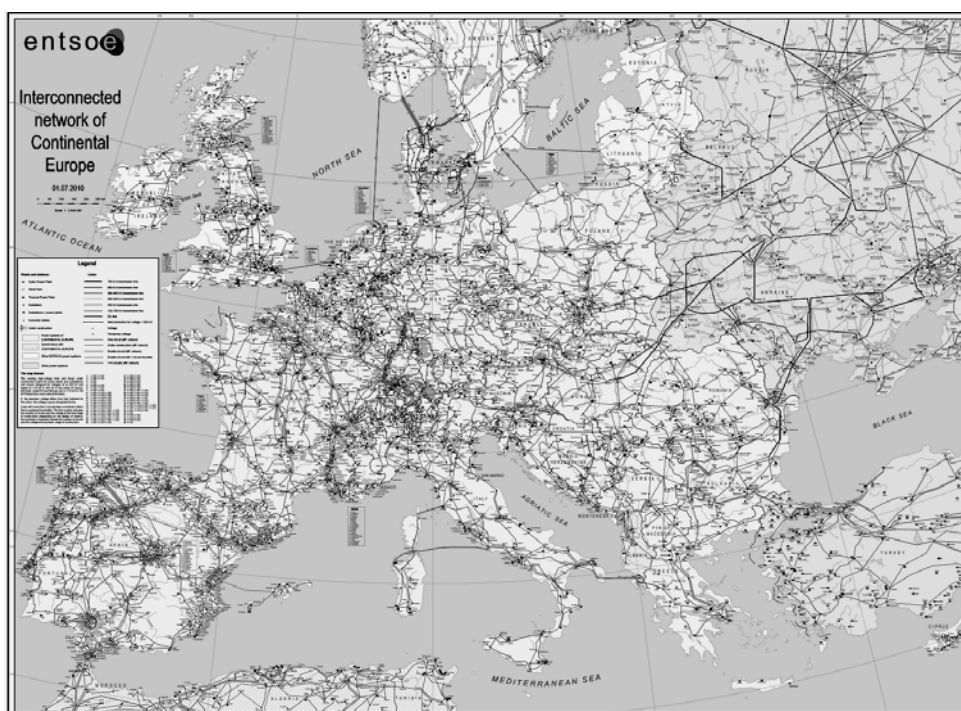
Obecny stan sieci przesyłowej nie spełnia w zadawalającym stopniu wymagań zachowania bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju [3]. Stan ten wynika przede wszystkim z braku rozbudowy w ostatnich latach sieci przesyłowych 400 kV. Linie przesyłowe najwyższych napięć są najsłabszym elementem krajowego systemu elektroenergetycznego. Brak dalszej rozbudowy sieci przesyłowej 400 kV, szczególnie w północnej części kraju, zagraża bardzo poważnie bezpieczeństwu elektroenergetycznemu. Braki w rozbudowie krajowej sieci przesyłowej w porównaniu z europejską siecią przesyłową są przedstawione na rysunku 4.

Należy również zwrócić uwagę, że średni wiek istniejącego majątku sieciowego krajowego systemu elektroenergetycznego ma około 40 lat. Oznacza to zbliżanie się części tego majątku do granicy technicznego zużycia. Według oceny PSE – Operator SA. przewi-



Rys. 3. Dekapitalizacji środków trwałych krajowego systemu elektroenergetycznego

Fig. 3. Decapitalization of the Polish Power Industry



Rys. 4. Europejska sieć przesyłowa najwyższych napięć

Fig. 4. Interconnected network of Europe

dywany średni czas sprawności funkcjonalnej głównych elementów sieci przesyłowej wynosi: linie 220 kV około 13 lat, linie 400 kV około 22 lata, transformatory około 26 lat.

Niedoinwestowanie krajowego systemu przesyłowego powoduje również zwiększenie strat sieciowych. Straty te w krajowym systemie elektroenergetycznym są znaczne: 2006 rok – 14,0 TW·h, 2007 rok – 14,4 TW·h, 2008 rok – 11,3 TW·h, 2009 rok – 12,5 TW·h [2].

2. Połączenia międzynarodowe krajowego systemu elektroenergetycznego

Krajowy system przesyłowy jest połączony z systemami przesyłowymi krajów sąsiednich następującymi międzysystemowymi liniami najwyższych napięć 220 kV, 400 kV i 750 kV:

- ✧ na granicy zachodniej z Niemcami czterema liniami 400 kV:
 - ✧ 2 – torowa linia 400 kV Krajnik – Vierraden, pracująca obecnie na napięciu 220 kV,
 - ✧ 2 – torowa linia 400 kV Mikułowa – Hagenverder;
- ✧ na granicy południowej z Republiką Czeską i z Republiką Słowacką czterema liniami 400 kV i dwiema liniami 220 kV:
 - ✧ linia 400 kV Wielopole – Albrechtice, linia 400 kV Wielopole – Noszowice,
 - ✧ linia 220 kV Kopanina – Liskovec, linia 220 kV Bujaków – Liskovec,
 - ✧ 2 – torowa linia 400 kV Krosno Iskrzynia – Lemesany;
- ✧ na granicy północnej ze Szwecją za pośrednictwem stacji przekształtnikowej i podmorskiego kabla prądu stałego ± 450 kV o zdolności przesyłowej 600 MW;
- ✧ na granicy wschodniej z Ukrainą linią 220 kV łączącą do pracy synchronicznej z krajowym systemem elektroenergetycznym wydzielone w elektrowni Dobrotwór bloki o maksymalnej mocy 180 MW.

Istnieją ponadto na granicy wschodniej dwa połączenia, które są wyłączone z ruchu; są to:

- ✧ linia 220 kV Białystok – Roś (Białoruś), która zasilala obszar wyspowy sieci 110 kV Zakładu Energetycznego Białystok S.A.,
- ✧ linia 750 kV Rzeszów – Chmielnicka (Ukraina), która jest wyłączona od 1995 roku tj. od chwili połączenia krajowego systemu elektroenergetycznego do pracy synchronicznej z systemem elektroenergetycznym krajów Europy Zachodniej UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*). Linia ta nie może być załączona do ruchu ze względu na brak stacji przekształtnikowej prądu stałego umożliwiającej połączenie i współpracę systemów elektroenergetycznych nie pracujących synchronicznie. Obecnie nie ma warunków technicznych do synchronicznej współpracy krajowego systemu elektroenergetycznego z systemem ukraińskim.

Obecny stan możliwości przesyłowych połączeń międzynarodowych krajowego systemu elektroenergetycznego jest niezadawalający. Główną przyczyną jest brak powiązania krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami Ukrainy, Białorusi i Litwy. Trwałe wyłączenie linii 750 kV Rzeszów – Ukraina stanowi znaczne osłabienie bezpieczeństwa

krajowego systemu elektroenergetycznego w awaryjnych stanach powodowanych deficytem mocy. Należy uznać za celowe uzyskanie połączeń międzynarodowych krajowego systemu przesyłowego na granicy wschodniej, a także wzmocnienie istniejących połączeń na zachodniej i południowej granicy kraju. Dotyczy to uruchomienia istniejącej linii 750 kV Rzeszów – Ukraina oraz budowy nowych linii w relacji Poznań – Niemcy, Śląsk – Słowacja, Białystok – Białoruś oraz Ełk – Litwa. Budowa połączeń Białystok – Białoruś, Ełk – Litwa wymaga znacznej rozbudowy krajowej sieci przesyłowej w północno-wschodniej części kraju.

3. Prognozy krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną

Na XIX Konferencji z cyklu Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej pt. Zrównoważony rozwój gospodarki energetycznej kraju, która miała miejsce w Zakopanem w 2005 roku, w referacie pt. *Prognozy a możliwości krajowego systemu elektroenergetycznego* [4] przedstawiono i uzasadniono autorską prognozę krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2005–2025. Prognoza ta jest przedstawiona w tabeli 2.

TABELA 2. Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2005–2025

TABLE 2. Forecast of domestic electricity demand in the period 2005–2025

Rok prognozy	2005 (k = 1)	2010 (k = 6)	2015 (k = 11)	2020 (k = 16)	2025 (k = 21)
Prognoza dolna [TW·h]	146,25	153,33	160,15	166,25	171,51
Prognoza górna [TW·h]	146,54	155,08	163,40	170,88	177,39

Prognoza ta dla krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną na 2010 rok, które wyniosło 155 TW·h (tab. 1), całkowicie się sprawdziła. Należy sądzić, że dane wyjściowe do opracowania tej prognozy przyjęto właściwie. Zagadnienia związane z przyjęciem założeń do prognozowania krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną są omówione w publikacji [5]. Opracowana w 2004 roku przez Ministerstwo Gospodarki i Pracy prognoza przewidywała krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2010 roku w granicach od 165,2 do 168,3 TW·h, a zatem była zawyżona około 10%.

Według Prognozy Zapotrzebowania na Paliwa i Energię do 2030 roku, opracowanej przez Ministerstwo Gospodarki [6], krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2030 roku wyniesie 217,4 TW·h. Jest to prognoza bardzo zawyżona. Przewiduje ona wzrost zapotrzebowania o 40% w odniesieniu do krajowego zużycia energii elektrycznej

w 2010 roku. Oznacza to konieczność rozbudowy krajowej sieci przesyłowej najwyższych napięć przynajmniej o 30% w stosunku do stanu obecnego, tzn. wybudowania około 4000 km nowych linii 400 kV. Wybudowanie do 2030 roku 4000 km nowych linii 400 kV jest praktycznie niemożliwe.

Realny wzrost krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną do 2030 roku nie powinien przekroczyć 185 TW·h. Należy zatem przewidywać, że do 2030 roku konieczne będzie wybudowanie około 2500 km nowych linii 400 kV.

Obecnie nakłady inwestycyjne szacuje się na następującym poziomie:

- ✧ budowa linii najwyższych napięć około 4 mln zł/km,
- ✧ budowa stacji najwyższych napięć około 50 mln zł.

Łączne nakłady inwestycyjne na rozbudowę i modernizację krajowych sieci elektroenergetycznych do 2030 roku powinny wynieść około 21 mld zł, z tego:

- ✧ budowa nowych linii i stacji 400 kV – 11 mld zł (2500 km x 4 mln zł/km = 10 mld zł, 20 stacji x 50 mln zł = 1 mld zł),
- ✧ modernizacja i rozbudowa pozostałych sieci najwyższych napięć (400 i 220 kV), wysokich napięć (110 kV), średnich i niskich napięć około 10 mld zł.

Ponadto, przy prognozie zapotrzebowania na energię elektryczną w 2030 roku wynoszącą 185 TW·h, niezbędne będzie zwiększenie mocy zainstalowanej do około 45 GW. Oznacza to, że przy zachowaniu obecnej mocy zainstalowanej wynoszącej 35 GW należy wybudować dodatkowo około 10 GW nowych mocy w elektrowniach, poza elektrowniami wiatrowymi. Szacunkowy koszt tych inwestycji należy ocenić na około 40 mld zł.

Rozbudowa krajowej sieci przesyłowej wraz z połączeniami zagranicznymi jest niezbędna dla zapewnienia bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju. Przerwa w dostawach do odbiorców indywidualnych jak i przemysłowych powoduje wielomiliardowe straty gospodarcze. Wskazują na to liczne awarie systemowe, które miały miejsce w kraju i na świecie. Awarie te uświadomiły jak wielkie negatywne skutki ekonomiczne, gospodarcze i społeczne powoduje brak dostawy do odbiorców energii elektrycznej. Przyczyny awarii systemowych, które spowodowały wielkie straty gospodarcze i społeczne, były rozmaite. W wielu jednak przypadkach awarie te były spowodowane głównie niedoinwestowaniem sieci przesyłowych, dystrybucyjnych i rozdzielczych, niedostatkami systemów wspomagania dyspozytorskiego, błędami popełnianymi w zakresie prognozowania zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz sterowania pracą systemów elektroenergetycznych.

Zakończenie

Stan obecny krajowej sieci elektroenergetycznej wysokich, średnich i niskich napięć oraz prognozy wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną wskazują na konieczność znacznej ich rozbudowy i modernizacji. Kierunki rozbudowy sieci przesyłowej najwyższych napięć będą uwarunkowane lokalizacją pierwszej krajowej elektrowni jądrowej. Możliwość bezpiecznego i niezawodnego wyprowadzenia mocy z tej elektrowni będzie

czynnikiem decydującym o jej lokalizacji. Dla bezpiecznego wyprowadzenia mocy z elektrowni jądrowej o mocy 3200 MW (2×1600 MW) niezbędne będzie wybudowanie przynajmniej ośmiu linii 400 kV.

Stan sieci, szczególnie w Polsce Północnej, gdzie prawdopodobnie będzie budowana pierwsza elektrownia jądrowa, uniemożliwi przyłączenie tej elektrowni do krajowego systemu przesyłowego. Rozbudowa infrastruktury sieciowej w tym rejonie do 2020 roku musi nie tylko zapewnić możliwość wprowadzenia do systemu mocy z elektrowni jądrowej, ale również zapewnić warunki przyłączenia elektrowni wiatrowych, których łączna moc będzie prawdopodobnie wynosiła wówczas około 10 000 MW. Będzie to moc większa od mocy elektrowni jądrowej. Nowe linie 400 kV wyprowadzające moc z dużych elektrowni, szczególnie z elektrowni jądrowych, powinny być przystosowane do przesyłów dużych mocy. Wybudowanie nowych linii 400 kV do wyprowadzenia mocy z elektrowni jądrowej może okazać się trudniejsze do wykonania niż wybudowanie i uruchomienie samej elektrowni. Dodatkowym utrudnieniem przy rozbudowie sieci są obecnie problemy związane z uzyskaniem zezwoleń na budowę. Wymagana jest zatem zmiana odpowiednich przepisów legislacyjnych.

W wielu częściach Polski występują dobre warunki dla elektrowni wiatrowych. W pasie nadmorskim i w północno-wschodniej części kraju warunki wiatrowe są bardzo dobre. Polska ma również korzystne warunki do budowy dużych przybrzeżnych farm wiatrowych. W Polsce w najbliższych latach dojdzie, z dużym prawdopodobieństwem, do dynamicznego rozwoju energetyki wiatrowej.

Konieczność redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz obowiązek rozwijania rozproszonych źródeł wytwórczych energii elektrycznej, opartych głównie na energetyce odnawialnej, wymusza pilne przeprowadzenie olbrzymich inwestycji sieciowych, które umożliwiłyby realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań. Obecny stan techniczny oraz wiek istniejących w Polsce sieci elektroenergetycznych, bez poważnych inwestycji w ich rozbudowę i modernizację, stawia pod dużym znakiem zapytania realność powodzenia przyjętych przez Polskę założeń dotyczących rozwoju OZE. Poza tym bez podjęcia zdecydowanych działań inwestycyjnych, związanych z modernizacją i odtworzeniem wyeksploatowanych sieci elektroenergetycznych na poziomie wszystkich napięć, w krótkiej perspektywie czasowej, polski system elektroenergetyczny stanie się wysoce awaryjny i nieprzystosowany do oczekiwań wynikających z przyjętej polityki energetycznej Polski do 2030 r.

Literatura

- [1] PSE – Operator S.A.: Raporty roczne 2008, 2009, 2010.
- [2] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2009. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2010.
- [3] MACIEJEWSKI Z., 2008 – Sieci przesyłowe jako element bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski. *Polityka Energetyczna* t. 11, PAN, s. 285–297, Kraków.
- [4] MACIEJEWSKI Z., 2005 – Prognozy a możliwości krajowego systemu elektroenergetycznego. *Polityka Energetyczna* t. 8, PAN, s. 205–215, Kraków.
- [5] DAŚAL K., POPLAWSKI T., 2008 – Problemy związane z prognozowaniem zużycia energii elektrycznej w Polsce. *Polityka Energetyczna* t. 11, PAN, s. 101–115, Kraków.

- [6] Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2009.
- [7] MAZURKIEWICZ J., 2008 – Bezpieczeństwo energetyczne Polski. Polityka Energetyczna t. 8, PAN, s. 313–322, Kraków.

Zygmunt MACIEJEWSKI

State of Polish Power System

Abstract

In the paper current state of the Polish Power System is presented. Problem of the decapitalization of the Polish Power Industry was discussed. It is given forecasts of domestic electricity demand to 2030 year. There are proposed some directions of the network system developing in order to ensure of security of the power system and in general development of Poland.

KEY WORDS: power system, electricity, network system, forecasting