

Artur WYRWA\*, Katarzyna ADAMOWICZ\*\*

## Zintegrowane planowanie w przykładowym systemie elektroenergetycznym

STRESZCZENIE. Integrowanie rozwoju strony podaży i popytu na energię elektryczną jest jednym z istotnych zagadnień w elektroenergetyce. W artykule przedstawiono wyniki analizy mającej na celu optymalizację doboru technologii konwersji energii dla przykładowego modelu systemu elektroenergetycznego. Model systemu zaprojektowany został przy wykorzystaniu języka modelowania algebraicznego GAMS. Analizę przeprowadzono dla zadanego przedziału czasu obejmującego jedną dobę z krokiem czasowym 1 godzina. Przyjęto charakterystyczne dla krajowego systemu elektroenergetycznego zmiany dobowego zapotrzebowania ze stycznia 2007 r. Głównym celem modelu jest wsparcie decyzji operatora zarządzającego stroną podaży (SSM – *Supply Side Management*) w celu minimalizacji całkowitych kosztów wytwarzania energii. Założono, że możliwe jest wykorzystanie zarówno konwencjonalnych technologii energetycznych jak i opartych na odnawialnych źródłach energii, w szczególności turbinach wiatrowych. Ponadto, w rozważanym systemie znajduje się elektrownia wodna szczytowo-pompowa, umożliwiającą „magazynowanie” energii elektrycznej w okresach pozaszczytowych i jej zwrot do sieci w czasie szczytów porannych i wieczornych. Przeanalizowano wpływ zarządzania stroną popytową (DSM – *Demand Side Management*). W wyniku wdrożenia strategii DSM nastąpiło przesunięcie szczytowego obciążenia (*load shifting*) oraz obniżenia poboru mocy w szczytach (*peak clipping*). Założono, że operator systemu, który podejmuje decyzje o przydziale produkcji do istniejących wytwórców posiada wszelkie informacje o dostępnych mocach i kosztach wytwarzania energii elektrycznej, wielkości zapotrzebowania oraz ograniczeniach technicznych. Rozważany model może być stosowany w systemach zintegrowanych pionowo, w których wytwarzanie, przesył oraz dystrybucja energii elektrycznej jest w gestii jednego operatora.

---

\* Dr inż. — Wydział Energetyki i Paliw, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

\*\* Studentka – Koło Naukowe Solaris, Wydział Energetyki i Paliw, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

SŁOWA KLUCZOWE: energia elektryczna, zarządzanie stroną podaży i popytu, zintegrowane planowanie

## Wprowadzenie

System elektroenergetyczny składa się z wytwórców energii elektrycznej, infrastruktury przesyłowo-dystrybucyjnej oraz odbiorców. Z powodu tego, że możliwości magazynowania energii elektrycznej są wciąż bardzo ograniczone, strona wytwórcza musi dostarczyć w danym czasie taki wolumen energii, który pozwoli na zbilansowanie zapotrzebowania. Bardzo istotną rolę odgrywa więc właściwe zarządzanie stroną podaży poprzez dobór technologii konwersji energii. Możliwe jest także kształtowanie zapotrzebowania na energię elektryczną u odbiorców np. poprzez ustalenie zmiennych taryf na energię elektryczną w zależności od pory dnia (droższe ceny energii ustalane są dla okresów szczytowego zapotrzebowania, zniechęcając odbiorców do poboru energii), czy też poprzez wdrożenia strategii oszczędnościowych (*energy efficiency*) powodujących obniżenie całej krzywej zapotrzebowania na moc. Zintegrowanie strony podaży i popytu (*Integrated Resource Planning – IRP*) jest szczególnie ważne w aspekcie planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego, gdyż poprzez DSM możliwe jest uniknięcie bądź odsunięcie w czasie inwestycji po stronie podaży [1].

Celem pracy było zbudowanie dynamicznego modelu systemu elektroenergetycznego, który umożliwi minimalizację całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w systemie poprzez właściwy przydział mocy produkcyjnych do technologii wytwórczych.

## 1. Charakterystyka strony podaży i popytu energii elektrycznej

Po stronie DSM możemy wyróżnić dwie podstawowe grupy odbiorców energii elektrycznej: (i) przemysł, którego zapotrzebowanie kształtuje się na w miarę stałym poziomie w czasie oraz (ii) odbiorców indywidualnych, których zmienna aktywność w czasie doby prowadzi do nierównomiernego obciążenia. W rezultacie tworzą się odcinki czasu z tzw. zapotrzebowaniem szczytowym. Zapotrzebowanie na energię elektryczną zazwyczaj zmienia się również w skali roku w zależności od warunków geograficznych. Po stronie SSM jednostki wytwórcze możemy podzielić w zależności od długości czasu pracy na: (i) bazowe, które z pominięciem czasu koniecznego dla przeglądów i usuwania awarii pracują praktycznie stale oraz (ii) przejściowe i szczytowe, które pracują głównie w porze szczy-

towego zapotrzebowania na energię. Istnieją również jednostki, których praca zależna jest od warunków atmosferycznych np. turbiny wiatrowe. Pomimo tego, że elektrownie bazowe wymagają większych nakładów inwestycyjnych, koszt wytworzonej przez nie energii jest najniższy z uwagi na długi czas pracy.

## 2. Opis matematyczny modelu

W celu zbudowania modelu zdefiniowano funkcję celu reprezentującą wielkość, która ma zostać zminimalizowana oraz odpowiednie zmienne. Wprowadzono również ograniczenia natury fizycznej oraz regulacyjnej. Działanie systemu odniesiono do czasu wynoszącego jedną dobę.

$$t \in T = \{1, \dots, 24\}$$

Oznaczono i zdefiniowano zbiór działających w systemie technologii

$$n \in N = \{FSB, AFBC, GT, CCGT, HYD, WND\}$$

gdzie *FSB* – blok konwencjonalny węglowy,  
*AFBC* – kocioł z atmosferycznym paleniskiem fluidalnym,  
*GT* – turbina gazowa,  
*CCGT* – układ gazowo-parowy,  
*HYD* – elektrownia wodna,  
*WND* – elektrownia wiatrowa.

Technologie wykorzystujące węgiel kamienny oraz gaz ziemny należą do podzbioru technologii *K*, bazujących na paliwach kopalnych.

$$K \subseteq N = \{FSB, AFBC, GT, CCGT\}$$

### Funkcja celu

Założono, że operator systemu, który podejmuje decyzję o przydziale produkcji do istniejących wytwórców w czasie *t*, posiada wszelkie informacje o dostępnych mocach i kosztach wytwarzania energii w danych jednostkach, ograniczeniach technicznych, wielkości produkcji w zespołach turbin wiatrowych oraz zapotrzebowaniu na moc elektryczną w kolejnych godzinach. Przydział produkcji ma nastąpić w taki sposób, aby całkowite koszty wytwarzania energii w systemie były najmniejsze:

$$TC = \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T (Q_{n,t} \cdot C_n) \rightarrow \min \quad (1)$$

gdzie:  $TC$  – całkowity koszt wytwarzania energii elektrycznej w systemie [zł],  
 $Q_{n,t}$  – moc oddana przez technologię  $n$  do systemu w czasie 1 h [MW<sub>e</sub>],  
 $C_n$  – koszt jednostkowy energii elektrycznej [zł/MW·h].

Zmienna decyzyjna wskazuje, która jednostka w danym przedziale czasowym ma wytwarzać energię elektryczną, przy czym:

$$Q_{n,t} \leq Q_{n,t}^{\max} \quad (2)$$

gdzie:  $Q_{n,t}^{\max}$  – oznacza całkowitą moc znamionową technologii wytwórczych danego typu.

## Elektrownia wodna szczytowo-pompowa

Elektrownia wodna szczytowo-pompowa umożliwia „magazynowanie” energii elektrycznej w okresach pozaszczytowych, w których woda gromadzona jest w zbiorniku górnym i jej zwrot do sieci w trakcie szczytów porannych i wieczornych. W zależności od potrzeby operator może regulować strumień wody w przełyku turbiny, uzyskując pożądaną moc elektryczną. W modelu przyjęto, że zbiornik górny (ZG) o powierzchni 122 ha ma objętość około 15 mln m<sup>3</sup>. Założona powierzchnia zbiornika dolnego (ZD) jest na tyle duża, że upust wody z ZG nie powoduje znaczącej różnicy w poziomie dolnego lustra wody. Bilans wody w zbiorniku górnym opisany jest równaniem (3).

$$V_t = V_{t-1} + (R_t - O_t) \cdot 3600 \quad (3)$$

gdzie:  $V_t$  – objętość zbiornika górnego w czasie  $t$  [m<sup>3</sup>],  
 $R_t$  – strumień wody dopływającej do zbiornika górnego [m<sup>3</sup>/s],  
 $O_t$  – strumień wody odpływającej ze zbiornika górnego [m<sup>3</sup>/s].

Wielkość mocy uzyskanej w elektrowni szczytowo-pompowej wyliczana jest na podstawie wzoru:

$$Q_{HYD,t} = \eta_{HYD} \cdot g \cdot d \cdot O_t \cdot \bar{H}_t \cdot 10^{-6} \quad (4)$$

gdzie:  $Q_{HYD,t}$  – moc elektrowni wodnej [MW<sub>e</sub>],  
 $\eta_{HYD}$  – całkowita sprawność hydrogeneratora,  
 $g$  – przyspieszenie ziemskie [m/s<sup>2</sup>],  
 $d$  – gęstość wody w warunkach standardowych [kg/m<sup>3</sup>],  
 $O_t$  – strumień wody odpływającej ze zbiornika górnego [m<sup>3</sup>/s],  
 $\bar{H}_t$  – wartość średnia spadku użytecznego w czasie  $t-1$  do  $t$  [m].

Wprowadzono ograniczenie strumienia wody odpływającego z ZG tak, że maksymalna moc elektryczna elektrowni wynosi 750 MW<sub>e</sub>.

Moc pobrana na wpompowanie wody do górnego zbiornika  $S_{HYD,t}$  wyliczana jest na podstawie równania (2).

$$S_{HYD,t} = 1/\eta_s \cdot g \cdot d \cdot R_t \cdot \bar{H}_t \cdot 10^{-6} \quad (5)$$

gdzie:  $S_{HYD,t}$  – moc pobrana [MW<sub>e</sub>],  
 $\eta_s$  – całkowita sprawność hydrogeneratora w trybie pompowania,  
 $g$  – przyspieszenie ziemskie [m/s<sup>2</sup>],  
 $d$  – gęstość wody w warunkach standardowych [kg/m<sup>3</sup>],  
 $R_t$  – strumień wody odpływającej ze zbiornika górnego [m<sup>3</sup>/s],  
 $\bar{H}_t$  – wartość średnia spadku użytecznego w czasie t-1 i t [m].

Założono, że elektrownia wodna w danym przedziale czasowym może pracować albo w trybie produkcyjnym albo w trybie pompowania, co obrazuje równanie (6).

$$R_t \cdot O_t = 0 \quad (6)$$

Dodatkowo założono, że zbiornik górny w czasie  $t = 1$  oraz  $t = 24$  jest opróżniony.

## Elektrownie węglowe i gazowe

W systemie pracują 3 turbiny gazowe typu OCGT o łącznej mocy 720 MW<sub>e</sub> oraz 4 turbiny gazowe pracujące w cyklu gazowo-parowym o łącznej mocy 1 GW<sub>e</sub>.

Ponadto, w systemie pracuje 7 elektrowni węglowych z kotłami pyłowymi oraz 10 z kotłami o cyrkulującym złożu fluidalnym. Łączna moc elektryczna wynosi odpowiednio 2,8 GW<sub>e</sub> oraz 4 GW<sub>e</sub>. Ze względu na fakt, że elektrownie te nie mogą w sposób gwałtowny zwiększać czy zmniejszać produkcji, wprowadzono następujące ograniczenia:

$$Q_{n,t} - Q_{n,t-1} \leq MG_n, \quad \forall n \in K \quad (7)$$

$$Q_{n,t} - Q_{n,t-1} \geq MD_n, \quad \forall n \in K \quad (8)$$

gdzie:  $MG_n$  – wartość o jaką wytwórca  $n$  może zwiększyć moc dostarczoną,  
 $MD_n$  – maksymalna wartość z jaką wytwórca może ją zmniejszyć.

## Elektrownie wiatrowe

Przyjęto, że w systemie pracuje zespół turbin wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej 500 MW<sub>e</sub>. Założono średnie wartości prędkości wiatru w poszczególnych godzinach. W kon-

sekwencji, dostępna moc w turbinach wiatrowych wahała się w czasie doby od 125 do 400 MWe. Należy wspomnieć, że energia elektryczna wytworzona w turbinach wiatrowych zaliczana jest do energii odnawialnej. Rozwój odnawialnych źródeł energii od szeregu lat wspierany jest w Unii Europejskiej poprzez wprowadzanie odpowiednich regulacji prawnych. Z tego właśnie powodu wprowadzono ograniczenie o charakterze regulacyjnym, które powoduje, że cała energia elektryczna wytworzona w turbinach wiatrowych musi zostać wprowadzona do sieci.

$$Q_{WND,t} = Q_{WND,t}^D, \quad \forall t \in T \quad (9)$$

## Koszty jednostkowe wytwarzania energii

Koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach możemy zasadniczo podzielić na koszty stałe oraz koszty zmienne. Koszty stałe zależą od nakładów inwestycyjnych, natomiast koszty zmienne to głównie koszty paliwa. Jak już wcześniej wspomniano, bardzo ważnym czynnikiem jest czas wykorzystania mocy zainstalowanej. W rozpatrywanym systemie wszystkie te czynniki sprowadzone zostały do jednostkowego kosztu kalkulowanego wytwarzania energii elektrycznej [2]. Głównym kryterium doboru technologii w rozważanym systemie jest zatem jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej. Przyjęte wartości liczbowe dla poszczególnych technologii przedstawione są w tabeli 1.

TABELA 1. Przyjęte koszty jednostkowe wytwarzania energii elektrycznej dla rozważanych technologii

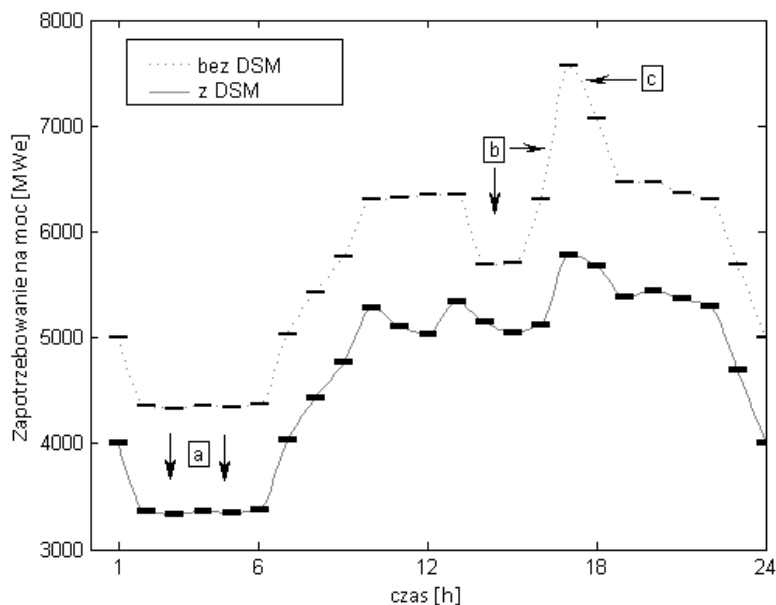
TABLE 1. Assumed unit costs of electricity generation in considered technologies

Technologia	Koszt jednostkowy [zł/MW·h]
FSB	130
AFBC	150
GT	310
CCGT	200
HYD	-
WND	400

## Krzywe dobowego zapotrzebowania na energię elektryczną

Punktem wyjściowym przy definiowaniu krzywej zapotrzebowania na moc był dobowy wykres zapotrzebowania mocy KSE w trzecią środę miesiąca w 2007 r. Z uwagi na fakt, że

całkowita moc elektryczna rozpatrywanego systemu jest znacząco mniejsza od systemu krajowego, krzywa ta została odpowiednio przeskalowana jak przedstawiono na rysunku 1.

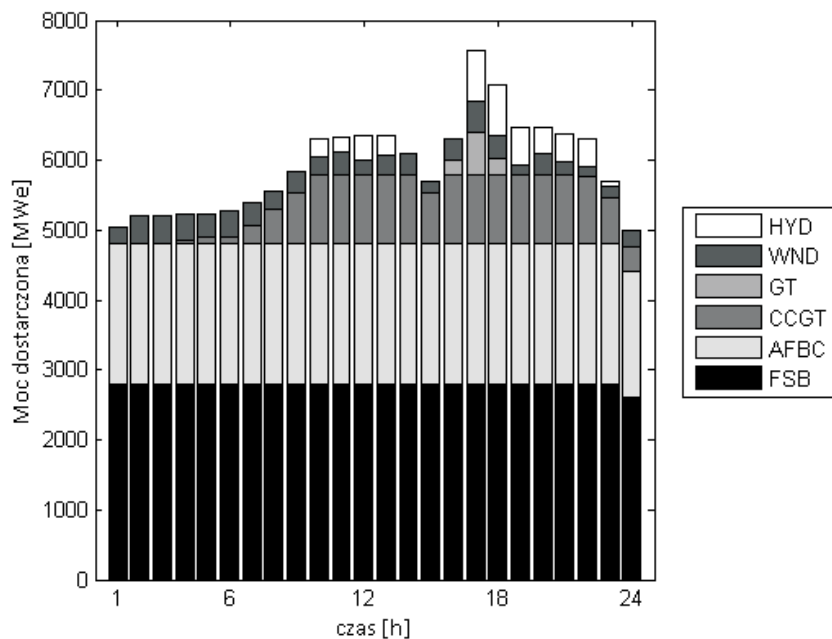


Rys. 1. Krzywe zapotrzebowania na moc elektryczną. Linia przerywana („bez DSM”) wskazuje zapotrzebowanie przeskalowane z KSE. Linia ciągła („z DSM”) przedstawia zapotrzebowanie po zastosowaniu strategii DSM skutkujących: (a) oszczędnością energii, (b) przesunięciem części zapotrzebowania na inny okres oraz (c) obniżeniem zapotrzebowania w szczycie popołudniowym

Fig. 1. System load curves. The dashed line (“without DSM”) shows the capacity demand scaled from KSE. The solid line (“with DSM”) shows the load profile after implementation of DSM strategies that result in : (a) energy efficiency, (b) load shifting and (c) peak clipping

## Zarządzanie stroną popytową (DSM)

W kolejnym etapie pracy rozważono możliwości zmiany profilu krzywej zapotrzebowania na moc poprzez zastosowanie zarządzania stroną popytową. DSM obejmuje działania zmierzające do zmiany kształtu krzywej zapotrzebowania i/lub pola pod krzywą (całka oznaczona pola pod krzywą jest równa zużytej energii elektrycznej) [3]. Założono, że w wyniku wdrożenia programu poprawiającego efektywność wykorzystania energii przez odbiorców przemysłowych krzywa zapotrzebowania obniży się o 1 GWe. W przypadku odbiorców komunalnych założono, że zwiększy się wykorzystanie przez nich technologii HVAC pozwalających na magazynowanie energii (*energy-storage technologies*), a operator zastosuje specjalne taryfy. W rezultacie pozwoli to na obniżenie zapotrzebowania w szczycie popołudniowym (*peak-clipping*) oraz przeniesienie części zapotrzebowania na inny okres (*load-shifting*). Profil krzywej zapotrzebowania na moc po zastosowaniu strategii DSM przedstawiona została na rysunku 2.



Rys. 2. Dobór technologii wytwórczych dla scenariusza „bez DSM”

Fig. 2. Selection of technologies for „no DSM” scenario

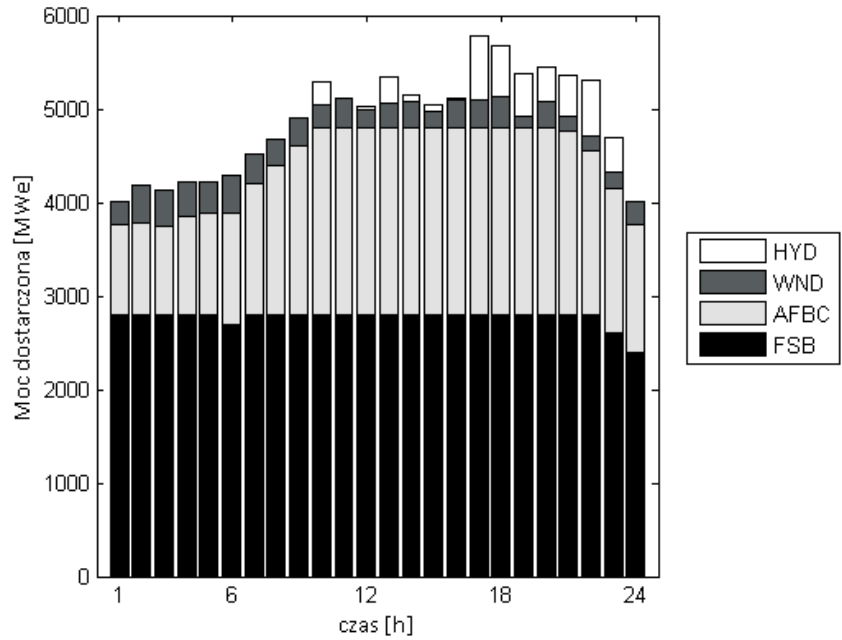
### 3. Wyniki

Optymalizacja została przeprowadzona dla dwóch scenariuszy: (i) „bez DSM” oraz (ii) „z DSM” w zależności od przyjętej krzywej dobowego zapotrzebowania na moc. Otrzymane wyniki przedstawione są odpowiednio na rysunkach 2 i 3.

Charakterystyka pracy elektrowni wodnej szczytowo-pompowej przedstawiona jest na rysunku 4.

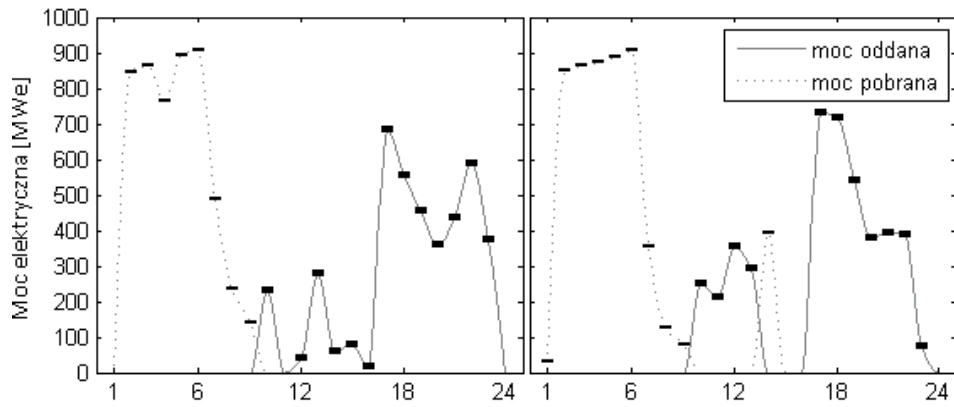
W zbudowanym systemie rolę elektrowni bazowych pełnią elektrownie węglowe. Wytwarzają one najwięcej energii elektrycznej (rys. 3). Turbiny gazowe – w szczególności turbiny pracujące w cyklu otwartym – uruchamiane są jedynie w okresach szczytowego zapotrzebowania na moc. Wynika to z wysokich kosztów paliwa gazowego. Do systemu wprowadzony jest cały wolumen energii elektrycznej wytworzonej w zespołach turbin wiatrowych. Elektrowni wodna szczytowo-pompowa umożliwia „magazynowanie” energii elektrycznej w okresach pozaszczytowych i jej zwrot do sieci w trakcie szczytów porannych i wieczornych (rys. 4).





Rys. 3. Dobór technologii wytwórczych dla scenariusza „z DSM”

Fig. 3. Selection of technologies for „DSM” scenario



Rys. 4. Charakterystyka pracy elektrowni wodnej szczytowo-pompowej dla scenariusza „bez DSM” (po lewej) i „z DSM” (po prawej)

Fig. 4. Operation characteristics of pump-storage hydro plant for “no DSM” (left) and “DSM” (right) scenarios

## Podsumowanie

Otrzymane wyniki pokazują na przykładzie elektrowni wodnej szczytowo-pompowej jak istotną rolę w systemie odgrywa magazynowanie energii elektrycznej. Równie ważne są działania podejmowane po stronie odbiorców energii. W wyniku wdrożenia założonych strategii DSM udało się ograniczyć pracę źródeł szczytowych i w rezultacie zmniejszyć koszt pracy całego systemu o około 20%. W kolejnych etapach prac koszty DSM-u uwzględnione zostaną w funkcji celu. Takie rozwiązanie pozwoli na pełną analizę opłacalności ich wprowadzenia. Należy zauważyć, że w rzeczywistości możliwość zintegrowania strony podaży i popytu może zajść głównie w systemach zintegrowanych pionowo, w których wytwarzanie, przesył oraz dystrybucja jest w gestii jednego operatora.

Praca została zrealizowana w ramach badań statutowych nr 11.11.210.156

## Literatura

- [1] SWISHER J., JANNUZZI G. d. M., REDLINGER R., 1997 – Tools and Methods for Integrated Resource Planning. Roskilde, RisoNational Laboratory.
- [2] SOWIŃSKI J., 2007 – Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych. *Polityka Energetyczna* t. 10, z. 2, s. 229–239.
- [3] KRAUSE F., LEDBETTER M., GULA A. et al., 1993 – Planowanie według najmniejszych kosztów. Warszawa, FEWE.

Artur WYRWA, Katarzyna ADAMOWICZ

## Integrated resource planning in the hypothetical power system

### Abstract

Integration of supply and demand sides is an important issue in planning of power system development. The paper presents the results of the analysis performed to optimize the selection of power generation technologies in the hypothetical power system. For this purpose, the model of the power system was built with the use of the General Algebraic Modelling System – GAMS. The analysis was done for the time interval of one day with time step of 1 hour. The daily load curve profile of the national power system in January 2007 was assumed. The main objective of the model was to support operator's decision on dispatching power generation among various technologies in order to

minimize the total system operation costs. Fossil and renewable energy sources, mainly wind turbines, exist in the system. Additionally, pump-storage hydro plant can “store energy” during off-peaks hours and release it back to the electric grid in peak hours. The impact of Demand Side Management , mainly peak clipping and load shifting was analysed. It was assumed that the system operator has all needed information on generation costs and capacities, future demand for electricity and technical constraints. The model can be used in vertically integrated system where generating plants, transmission and distribution networks belong to one utility.

KEY WORDS: electricity, demand and supply side management, integrated resource planning

