

Barbara GŁADYSZ*

METODA OKREŚLANIA WIELKOŚCI KONTRAKTÓW NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

W artykule zaproponowano metodę określania wielkości kontraktów na rynku energii. Do wyznaczania wielkości kontraktów zaproponowano model binarnego programowania liniowego. Jako funkcję kryterium przyjęto minimalizację kosztów zakupu/sprzedaży energii, związanych z błędnym oszacowaniem zapotrzebowania na energię. W podanym przykładzie porównano koszty zakupu/sprzedaży energii w sytuacji, gdy prognoza jest oparta na modelu ekonometrycznym, wyznaczonym klasyczną metodą najmniejszych kwadratów oraz modelu wyznaczonym przedstawioną w artykule techniką. W obu modelach przyjęto ten sam zbiór zmiennych endogenicznych.

Słowa kluczowe: *rynek energii, wielkość kontraktu, koszt, prognoza, programowanie liniowe*

1. Wprowadzenie

Rada Unii Europejskiej w 1996 roku określiła podstawowe zasady funkcjonowania rynku energii elektrycznej. W ślad za tym Polska wprowadziła odpowiednie uregulowania dla stworzenia rynku energii. Pojawiła się konkurencja na rynku energii elektrycznej. Obecnie dystrybutorzy energii muszą nią tak zarządzać, aby zminimalizować koszty zakupu/sprzedaży energii na rynku energetycznym. Wysokość tych kosztów w praktyce zależy od właściwie podjętej decyzji o wielkości bieżącego popytu na energię, ale również od uwzględnienia przy konstrukcji prognoz kosztów zakupu/sprzedaży energii, związanych z błędem prognoz.

W literaturze prognozowanie zapotrzebowania na energię elektryczną dzieli się na dwie główne grupy: prognozowanie długoterminowe oraz prognozowanie krótkoterminowe. Zastosowane w artykule techniki prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną zaliczane są przez ekspertów z dziedziny energetyki do prognozowania

* Instytut Organizacji i Zarządzania, Politechnika Wroclawska, ul. Smoluchowskiego 25, 50-372 Wrocław, e-mail: Barbara.Gladysz@pwr.wroc.pl

krótkoterminowego. Ten rodzaj prognozowania jest ważnym elementem współczesnych systemów zarządzania energią, gdyż dokładne i dostarczone w porę informacje o przyszłym obciążeniu systemu odgrywają zasadniczą rolę w sterowaniu systemem i istotnie wpływają na poziom kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Prognozowanie takie nazywane jest w obszarze energetyki krótkoterminową prognozą obciążenia i obejmuje horyzont czasowy od 1 godziny do 168 godzin. W warunkach rynku energii istotną rolę odgrywa prognozowanie z wyprzedzeniem co najmniej 41-godzinnym, gdyż energię na następny dzień należy zamówić do godziny 8⁰⁰ rano poprzedniego dnia.

Liczba i złożoność czynników determinujących poziom obciążenia systemu elektroenergetycznego implikuje mnogość stosowanych modeli i technik prognozowania krótkoterminowego, takich jak: modele autoregresji, metody wygładzania wykładniczego, metody sezonowej dekompozycji, wieloczynnikowe modele ekonometryczne, sieci neuronowe, metody rozmyte. Przegląd metod stosowanych w prognozowaniu popytu na energię można znaleźć w pracach: Gładysz, Kuchta [1], Malko [3], Lotufo, Minussi [2].

Oprócz metod prognozowania poziomu obciążenia systemu elektroenergetycznego rozwijane są techniki prognozowania na potrzeby rynku energii, uwzględniające ceny zakupu/sprzedaży energii (Wójciak, Wójcicka [5], Valenzuela, Mazumdar [4]). Wójciak i Wójcicka do prognozowania obciążenia proponują zastosować model SARIMA [5]. Wielkość kontraktu energii określają w trzech krokach. W pierwszym kroku analizy szeregu czasowego obciążenia elektroenergetycznego eliminowana jest sezonowość związana z zegarem i kalendarzem, poprzez wyznaczenie średniego obciążenia systemu dla okresów jednoimiennych. W drugim kroku w modelowaniu różnic między standardową krzywą a rzeczywistym zapotrzebowaniem uwzględniane są warunki atmosferyczne (m.in. temperatura powietrza, zachmurzenie, godzina wschodu – zachodu słońca). W trzecim kroku reszty ze średnich dobowych przebiegów z uwzględnieniem warunków atmosferycznych poddawane są analizie ARIMA. W ostatnim etapie tak skonstruowane prognozy są korygowane, z uwzględnieniem cen zakupu/sprzedaży energii. Korekta ta jest proporcjonalna do wielkości prognoz obciążenia systemu elektroenergetycznego. Inne podejście proponują Valenzuela i Mazumdar, konstruując modele prognostyczne odrębnie dla sezonu zimowego i letniego [4]. Wielkość zakupu energii na giełdzie określają w dwóch etapach. W pierwszym etapie szereg czasowy obciążenia elektroenergetycznego poddawany jest technice ARIMA. W drugim etapie dla reszt modeli ARIMA budowane są modele ekonometryczne ze zmiennymi egzogenicznymi, opisującymi temperaturę powietrza. W końcowym etapie dokonywane są korekty tak otrzymanych prognoz. Wielkość korekt wyznacza się metodami symulacji z uwzględnieniem kosztu zakupu/sprzedaży energii na giełdzie.

W artykule zaproponowano dwuetapową metodę określania wielkości zamówienia na rynku energii. W pierwszym etapie wykorzystano technikę modelowania ekonometrycznego do wyznaczania czynników istotnie wpływających na poziom obciążenia systemu elektroenergetycznego. Czynniki te mogą być: obciążenie systemu w przeszłości, zmienne związane z zegarem i kalendarzem oraz czynniki meteorolo-

giczne. W drugim etapie określa się wielkość zamówienia energii, korzystając w tym celu z binarnego programowania liniowego.

2. Model wielkości kontraktu energii elektrycznej

Wielkość ceny zakupu/sprzedaży energii zależy od wielkości procentowego odchylenia zapotrzebowania rzeczywistego od zapotrzebowania zgłoszonego przez uczestnika giełdy. Zasady zakupu/sprzedaży energii na giełdzie można ogólnie scharakteryzować następująco (porównaj np. [5]).

- Jeśli zadeklarowane przez uczestnika rynku energii zapotrzebowanie na energię różni się co najwyżej o 1% od rzeczywistego, to ceną zakupu/sprzedaży energii jest *cena rozliczeniowa odchylenia* CRO. Cena rozliczeniowa odchylenia jest wyznaczana jako średnia ważona najniższych (najwyższych) w przypadku niedokontraktowania (przekontraktowania) cen ofertowych, zapewniających zbilansowanie zapotrzebowania.

- Jeśli zadeklarowane przez uczestnika rynku energii zapotrzebowanie na energię różni się o więcej niż o 1% od rzeczywistego, to cena sprzedaży energii na giełdzie zależy zarówno od ceny CRO, jak i od ceny *rozliczeniowej odchylenia zakupu* CROz.

- Jeśli zadeklarowane przez uczestnika rynku energii zapotrzebowanie na energię różni się o mniej niż o (-1%) od rzeczywistego, to cena sprzedaży energii na giełdzie zależy zarówno od ceny CRO, jak i od *ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży* CROs.

Koszt niezbilansowania pozycji na rynku energii wyznacza się z formuły [5]:

$$c_t = \begin{cases} \left[\left| \frac{y_t - \tilde{y}_t}{\tilde{y}_t} \right| - 0,01 \right] \tilde{y}_t (\text{CRO}_t - \text{CRO}_{z_t}), & \text{gdy } \frac{y_t - \tilde{y}_t}{\tilde{y}_t} < -0,01, \\ 0, & \text{gdy } -0,01 \leq \frac{y_t - \tilde{y}_t}{\tilde{y}_t} \leq 0,01, \\ \left[\left| \frac{y_t - \tilde{y}_t}{\tilde{y}_t} \right| - 0,01 \right] \tilde{y}_t (\text{CRO}_{s_t} - \text{CRO}_t), & \text{gdy } \frac{y_t - \tilde{y}_t}{\tilde{y}_t} > 0,01, \end{cases} \quad (1)$$

gdzie:

y_t – rzeczywiste obciążenie systemu elektroenergetycznego,

\tilde{y}_t – zadeklarowane zapotrzebowanie na energię.

Prognozy zapotrzebowania na energię oparte na modelu ekonometrycznym są nieobciążone. Są one zatem nieefektywne w warunkach rynku energii ze względu na asymetrię cen energii, występującą na rynku bilansowym. Przyjęcie pozycji krótkiej (nadwyżka rzeczywistego poboru energii w stosunku do zgłaszanej pozycji kontrak-

tovej) jest mniej korzystne niż przyjęcie pozycji długiej. Opłaca się zatem zawyżać prognozy i ewentualną nadwyżkę odsprzedać na rynku bilansującym.

W pracy do określenia efektywnego poziomu zamówienia energii na giełdzie prognoz zaproponowano podejście dwuetapowe:

Etap 1. Zastosowanie techniki modelowania ekonometrycznego do wyznaczenia czynników (zmiennych objaśniających) istotnie limitujących poziom obciążenia systemu elektroenergetycznego. Zmiennymi takimi mogą być: obciążenie systemu w przeszłości, zmienne związane z zegarem i kalendarzem oraz czynniki meteorologiczne.

Etap 2. Zastosowanie binarnego modelowania liniowego do określania modelu wielkości zamówienia energii:

$$\sum_{t=1}^T c_t \rightarrow \min$$

$$\tilde{y}_t = a_0 + a_1 x_{t1} + \dots + a_k x_{tk} \quad \text{dla } t = 1, \dots, T$$

$$y_t - \tilde{y}_t = \Delta_t^+ - \Delta_t^- \quad \text{dla } t = 1, \dots, T$$

$$k_t^+ = (\Delta_t^+ - 0,01\tilde{y}_t)(\text{CRO}_{S_t} - \text{CRO}_t) \quad \text{dla } t = 1, \dots, T$$

$$k_t^- = (\Delta_t^- - 0,01\tilde{y}_t)(\text{CRO}_t - \text{CRO}_{Z_t}) \quad \text{dla } t = 1, \dots, T \quad (2)$$

$$-M(1-u_t) \leq \Delta_t^+ \leq Mu_t \quad \text{dla } t = 1, \dots, T$$

$$-M(1-v_t) \leq \Delta_t^- \leq Mv_t \quad \text{dla } t = 1, \dots, T$$

$$u_t + v_t = 1 \quad \text{dla } t = 1, \dots, T$$

$$k_t^+ \leq c_t \quad \text{dla } t = 1, \dots, T$$

$$k_t^- \leq c_t \quad \text{dla } t = 1, \dots, T$$

$$0 \leq c_t \quad \text{dla } t = 1, \dots, T$$

$$a_0, a_1, \dots, a_k, k_t^+, k_t^- \in \mathfrak{R} \quad \text{dla } t = 1, \dots, T$$

$$\tilde{y}_t, \Delta_t^+, \Delta_t^-, c_t \geq 0 \quad \text{dla } t = 1, \dots, T$$

$$u_t, v_t \in \{0, 1\} \quad \text{dla } t = 1, \dots, T,$$

gdzie:

$t = 1, 2, \dots, T$ – moment czasu,

y_t – rzeczywiste obciążenie systemu elektroenergetycznego,

\tilde{y}_t – zadeklarowane przez uczestnika rynku energii zapotrzebowanie na energię,

x_{ij} – zmienne objaśniające,

a_j – współczynniki modelu prognostycznego,

Δ_t^+ – błąd prognozy, gdy model prognostyczny zawyża zapotrzebowanie na energię w odniesieniu do rzeczywistego zapotrzebowania,

Δ_t^- – błąd prognozy, gdy model prognostyczny zaniża zapotrzebowanie na energię w odniesieniu do rzeczywistego zapotrzebowania,

k_t^+ – zmienna przyjmująca wartość kosztu sprzedaży energii, gdy model prognostyczny zawyża zapotrzebowanie (energię sprzedajmy) na energię oraz wartość ujemną w przeciwnym przypadku,

k_t^- – zmienna przyjmująca wartość kosztu zakupu energii, gdy model prognostyczny zaniża zapotrzebowanie na energię (energię kupujemy) oraz wartość ujemną w przeciwnym przypadku,

c_t – koszt zakupu/sprzedaży energii, wynikający z błędu oszacowania zapotrzebowania na energię.

3. Przykład

Analizowano obciążenie systemu elektroenergetycznego we wrześniu o godzinie 12⁰⁰ w południe. Dane do budowy modelu wielkości kontraktu na energię elektryczną to dzienne obserwacje obciążenia systemu elektroenergetycznego i temperatury we wrześniu, w trzech kolejnych latach. Z uwagi na autoregresyjną strukturę modelu (siedmiodniowe opóźnienie zmiennych objaśniających) uwzględniono też odpowiednie obserwacje z miesięcy sierpniowych. Konstruując model odrzucono obserwacje z ostatniego miesiąca (września), w celu wyznaczenia błędów prognoz *ex post*.

Poziom obciążenia systemu elektroenergetycznego uzależniono od takich czynników jak: obciążenie systemu w poprzednich okresach, dzień tygodnia oraz warunki atmosferyczne (temperatura powietrza). Odpowiedni model ekonometryczny przyjął postać:

$$\begin{aligned} \hat{Z}12_t = & 82056,95 + 0,27Z12_{t-2} + 0,56Z12_{t-7} - 2627,55D_t + \\ & + 1536,03TMIN_t - 1743,59TMIN_{t-7} - 1430,52TMAX_t, \end{aligned} \quad (3)$$

gdzie:

Zh_t – poziom obciążenia systemu o godzinie h w t -tym dniu,

$TMAX_t$ – temperatura maksymalna w t -tym dniu,

$TMIN_t$ – temperatura minimalna w t -tym dniu,

D_t – dzień tygodnia w t -tym dniu (1 – poniedziałek, 2 – wtorek, ..., 7 – niedziela).

Współczynnik determinacji tego modelu wynosi 0,65. Wszystkie współczynniki są istotne na poziomie istotności 0,05. Średni błąd prognoz wygasłych ME jest równy zero, zatem prognozy wyznaczone na podstawie modelu ekonometrycznego (3) są nieobciążone. Średni procentowy błąd prognoz MPE dla tego modelu wynosi $-0,01\%$.

Tabela. Błąd prognoz oraz koszt zakupu/sprzedży energii we wrześniu

Dzień	Model (3)		Model (4)	
	Błąd	Koszt	Błąd	Koszt
1	0,25%	0	-7,13%	252908,2
2	-6,87%	475387,8	-9,26%	686056,6
3	-3,58%	245416,1	-3,66%	253155,8
4	4,36%	2002316,0	3,35%	1414598,0
5	0,41%	0	-2,19%	112640,2
6	-0,44%	0	-1,88%	79572,2
7	0,83%	0	-0,50%	0
8	-7,51%	368427,0	-9,57%	495694,9
9	-8,43%	592595,6	-10,78%	800584,0
10	-5,57%	699930,6	-4,50%	530156,5
11	-2,56%	89304,2	-2,79%	102771,1
12	1,02%	2799,9	1,01%	950,7
13	-0,60%	0	-2,83%	61712,09
14	-5,80%	501767,9	-8,63%	822937,5
15	-1,79%	58284,4	-3,57%	192654,9
16	-15,20%	500037,8	-14,93%	489076,1
17	-10,17%	1217697,0	-7,08%	780573,2
18	0,67%	0	2,75%	108475,8
19	-5,56%	528487	-6,97%	701834,3
20	-3,98%	173180,7	-6,40%	322090,0
21	-0,27%	0	-4,03%	86300,4
22	4,22%	1105303,0	-1,62%	47324,6
23	-8,93%	397245,5	-8,98%	399980,3
24	-3,51%	223968,3	0,07%	0
25	5,04%	126484,1	4,49%	109845,9
26	-0,82%	0	-1,82%	24492,4
27	0,29%	0	-0,24%	0
28	4,21%	1072794,0	0,99%	0
29	4,32%	1449283,0	0,42%	0
30	-1,95%	75279,35	-4,73%	303856,7
SUMA	-67,95%	11905989	-111,00%	9180243

Źródło: Opracowanie autorów.

Wyznamy teraz politykę zamówień energii zgodnie z modelem programowania binarnego (2). Przyjmując te same zmienne objaśniające jak w modelu (3), otrzymamy model prognostyczny postaci:

$$\begin{aligned} \hat{Z}12_t = & 28833,42 + 0,24Z12_{t-2} + 0,78Z12_{t-7} - 222,38D_t + \\ & + 460,57TMIN_t - 823,67TMIN_{t-7} - 969,52TMAX_t. \end{aligned} \quad (4)$$

Średni procentowy błąd prognoz MPE dla tego modelu wynosi $-2,12\%$. Jest to zatem model zawyżający prognozy w stosunku do rzeczywistego zapotrzebowania. Porównajmy teraz ceny sprzedaży/zakupu energii, wynikające z takiej polityki zamówień energii na giełdzie, z polityką zamówień wyznaczoną zgodnie z modelem ekonometrycznym (3). Procentowy błąd prognoz dla poszczególnych dni września oraz odpowiadający im koszt zakupu/sprzedaży energii przedstawiono w tabeli 1.

Porównując ceny zakupu/sprzedaży energii dla września, związane z polityką zamówień realizowaną zgodnie z modelami (3) i (4), widzimy, że koszt zakupu/sprzedaży dla modelu (4) jest o 23% niższy w porównaniu z kosztem polityki zamówień energii realizowanej zgodnie z modelem ekonometrycznym (3), wyznaczonym klasyczną metodą najmniejszych kwadratów. Należy podkreślić, że przy budowie prognoz i wynikających z nich wielkości kontraktów energii użyte zostały rzeczywiste wartości temperatury minimalnej i maksymalnej. W praktycznych zastosowaniach wartości temperatury są prognozami. Błąd tych prognoz może wpłynąć na koszty, wynikające z polityki zamówień energii realizowanej według porównywanych modeli.

4. Podsumowanie

W artykule zaproponowano metodę wyznaczania wielkości kontraktów na rynku energii. Wielkość kontraktu jest określana na podstawie modelu prognostycznego, w którym współczynniki przy zmiennych endogenicznych wyznacza się z uwzględnieniem cen zakupu/sprzedaży na rynku energii. Przedstawiono przykład ilustrujący efektywność polityki zamawiania energii na rynku, zgodnie z zaproponowaną metodą prognostyczną, w odniesieniu do polityki, w której zamówienia energii byłyby realizowane na podstawie klasycznego modelu ekonometrycznego.

Bibliografia

- [1] GŁADYSZ B., KUCHTA D., *Drzewa regresyjne w analizie systemu elektroenergetycznego*, Badania Operacyjne i Decyzje, 2004, nr 4, s. 19–28.
- [2] LOTUFO A.D.P., MINUSSI C.R., *Electric Power Systems Load Forecasting. A Survey*, Proceedings of IEEE Power Tech '99 Conference, Budapest 1999.
- [3] MALKO J., *Wybrane zagadnienia prognozowania w elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1995.

- [4] VALENZUEL J., MAZUMDAR M., *Statistical analysis of electric power production costs*, IIE Transactions, 2000, 32.
- [5] WÓJCIAK M., WÓJCIKA A., *O metodzie korekty prognoz minimalizującej koszt niezbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną*, [w:] *Prognozowanie w zarządzaniu firmą*, P. Dittmann, J. Krupowicz (red.), Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej, Wrocław 2006, s. 336–347.

Method of determining the value of an electrical energy contract

The distributors of electrical energy have to manage supplies efficiently, in order to minimize the costs of its purchase/sale. In practice, the cost depends on the difference between the current energy demand and the contract value. In the literature, methods for forecasting demand and valuing energy contracts are thus developed in parallel. This paper presents a two-step method for calculating the value of an energy contract. In the first step independent factors, on which the demand for energy depends, are identified; for example: energy load in past periods, meteorological data and the type of day according to the calendar. In the second step binary linear programming is used to determine the value of the energy contract. The criterion used is the minimization of the cost of energy purchase/sale. An example is presented comparing the cost of an energy contract based on the proposed method to the cost based on regression forecasts.

Keywords: *electrical energy market, energy contract, cost, forecast, linear programming*