

Jacek KAMIŃSKI*, Przemysław KASZYŃSKI**

Wybrane problemy implementacji zapotrzebowania na moc w matematycznych modelach systemów elektroenergetycznych

STRESZCZENIE. W artykule przeanalizowano wybrane problemy implementacji zapotrzebowania na moc w matematycznych modelach systemów elektroenergetycznych. Złożoność problemu determinowana jest przez konieczność ujęcia wielu czynników, wśród których wymienić można: horyzont czasowy modelu, dostępność danych źródłowych oraz cel budowy modelu. Przeanalizowano dwa podstawowe podejścia, tzn. zastosowanie (i) krzywej obciążeń (która bazuje na agregacji danych godzinowych dla wybranego kwartału lub miesiąca) oraz (ii) krzywej trwania obciążeń (bazującej na uszeregowaniu obciążeń od największego do najmniejszego i wygenerowaniu krzywej schodkowej). Ponadto przedstawiono kwestię przyjmowania założeń, dotyczących uwzględnienia zapotrzebowania na moc w zależności od horyzontu czasowego modelu.

SŁOWA KLUCZOWE: modelowanie, krzywe obciążeń, sektor elektroenergetyczny

Wprowadzenie

Jednym z istotniejszych problemów koniecznych do rozwiązania w procesie budowy matematycznych modeli systemów elektroenergetycznych jest zdefiniowanie stopnia szcze-

* Dr inż., adiunkt, ** Mgr inż., asystent — Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Zakład Polityki Energetycznej i Ekologicznej, Kraków, e-mail: kaminski@meeri.pl, kaszynski@meeri.pl

gółowości odzwierciedlenia strony podaźowej i popytowej. W zależności od planowanego celu zastosowania budowanego modelu, zarówno strona podaźowa jak i popytowa reprezentowana jest zazwyczaj w mniej lub bardziej zagregowany sposób. Agregacja niektórych elementów modelu wynika zazwyczaj z dwóch podstawowych przesłanek. Po pierwsze, zbyt duże uszczegółowienie prowadzi zazwyczaj do problemów obliczeniowych (w najlepszym wypadku do zwiększenia czasu obliczeń), choć często nie wpływa na dokładność wyników. Po drugie, zwiększa się jednocześnie stopień szczegółowości danych koniecznych do zebrania. Bardzo często zgromadzenie szczegółowych danych jest wręcz niemożliwe ze względu na ochronę informacji biznesowych, zwłaszcza w przypadku danych dotyczących np. sprawności spalania, kosztów krańcowych wytwarzania energii elektrycznej, cen zakupu paliw pierwotnych, cen sprzedaży energii elektrycznej itp.

Strona podaźowa w modelach systemów elektroenergetycznych jest zazwyczaj reprezentowana w postaci: (i) indywidualnych jednostek produkcyjnych lub (ii) zagregowanej. W przypadku pierwszego podejścia są to najczęściej pojedyncze bloki lub elektrownie i elektrociepłownie. Najczęstszym, zwłaszcza w przypadku modeli długoterminowych, jest grupowanie pojedynczych jednostek do tak zwanych agregatów. Kryterium grupowania opiera się przede wszystkim na podobieństwie cech techniczno-ekonomicznych jednostek produkcyjnych, przy czym podstawowym i minimalnym kryterium jest podział według wykorzystywanego paliwa pierwotnego. Kolejnymi kryteriami podziału mogą być technologie spalania paliw, wiek instalacji, sprawność spalania, sprawność instalacji redukcji emisji, koszty itp.

Cel budowy modelu, a w konsekwencji przyjęte podejście, determinuje również uwzględnienie w modelu podziału na:

- ✧ istniejących producentów energii elektrycznej,
- ✧ nowych producentów lub nowe moce wytwórcze.

W przypadku polskiego sektora wytwarzania energii elektrycznej w zakresie istniejących producentów wyróżnia się najczęściej:

- ✧ elektrownie i elektrociepłownie zawodowe na węgiel kamienny, węgiel brunatny i gaz ziemny, funkcjonujące w krajowym systemie elektroenergetycznym jako bloki, elektrownie lub zagregowane,
- ✧ elektrownie i elektrociepłownie przemysłowe na węgiel kamienny – zagregowane dla całego sektora,
- ✧ elektrownie i elektrociepłownie przemysłowe oraz generację rozproszoną na gaz ziemny – zagregowane dla całego sektora,
- ✧ elektrownie i elektrociepłownie na biomasę – zagregowane dla całego sektora,
- ✧ elektrownie wiatrowe – zagregowane dla całego sektora,
- ✧ elektrownie wodne – zagregowane dla całego sektora.

Jeśli chodzi o nowe moce wytwórcze to mogą one być zdeterminowane (przyjęte na podstawie planów inwestycyjnych lub jako założenia w scenariuszach badawczych) lub obliczane w modelu (co jest zadaniem modeli wykorzystywanych między innymi do długoterminowego planowania mocy wytwórczych).

Strona popytu na energię elektryczną, ze względu na przyjmowane dość często założenie o homogeniczności produktu jakim jest energia elektryczna, mogłaby się wydawać mniej

skomplikowanym problemem w kontekście modelowania systemów energetycznych. Jednak praktyka wskazuje, że przyjęcie właściwych założeń w stosunku do popytu na energię elektryczną jest zadaniem równie złożonym i determinuje w znacznym stopniu jakość wyników końcowych.

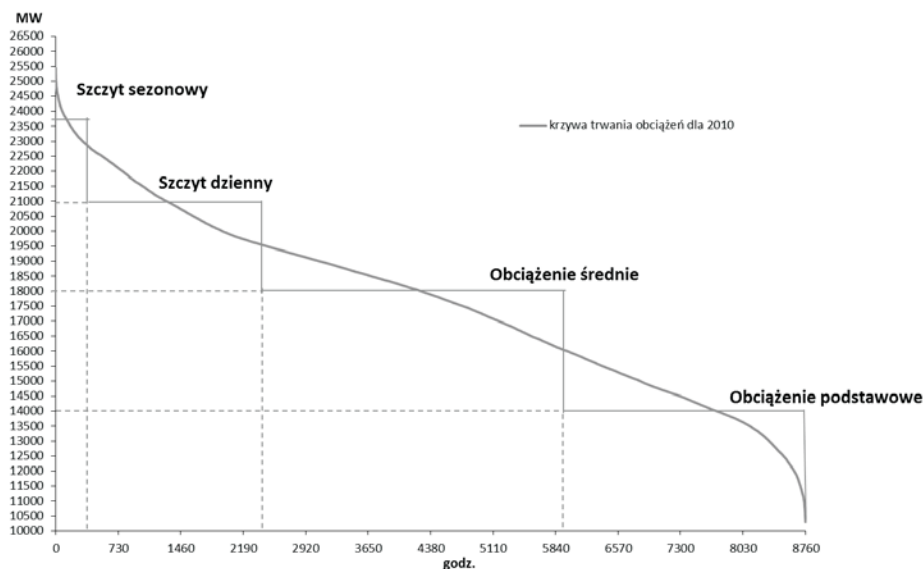
Popyt na energię elektryczną, a w konsekwencji zapotrzebowanie na moc, zmienia się praktycznie w każdej sekundzie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Jednakże uwzględnienie w długoterminowych modelach rozwoju sektora elektroenergetycznego bardzo szczegółowych danych zwiększyłoby drastycznie czas rozwiązania modelu, ograniczając jego praktyczne zastosowania. Z drugiej strony przyjęcie zbyt dużych uproszczeń jest wręcz niemożliwe i mogłoby prowadzić do niedokładnych i mylących wyników.

Biorąc pod uwagę powyższe przesłanki, celem niniejszego artykułu jest przedstawienie wybranych problemów implementacji zapotrzebowania na moc w matematycznych modelach systemów elektroenergetycznych.

1. Wybrane dotychczasowe doświadczenia

Soyster i Eynon [1] analizowali sposób odzwierciedlania popytu na energię elektryczną w modelach stosowanych do planowania inwestycji w nowe moce wytwórcze. Badania dotyczyły problemu uwzględnienia zarówno strony popytowej jak i podażowej dla specyfiki sektora amerykańskiego, w którym przedsiębiorstwa energetyczne musiały brać pod uwagę z jednej strony koszty wytwarzania energii elektrycznej, a z drugiej prognozować popyt. Soyster i Eynon zaproponowali wykorzystanie krzywej trwania obciążeń (LDC – *Load Duration Curve*). Krzywa ta reprezentuje poziomy obciążenia (w MW) jakie występują w każdej godzinie w ciągu roku (lub innej rozdzielczości czasowej), uszeregowane w kolejności od największych do najmniejszych. W celu wykorzystania informacji z LDC zaproponowano zastąpienie krzywej liniowej krzywą schodkową. Soyster i Eynon podzielili krzywą trwania obciążeń na cztery części, wyróżniając: obciążenie podstawowe, obciążenie średnie, szczyt codzienny oraz szczyt sezonowy. Punkty w jakich dokonali tego podziału, powinny znajdować się w pobliżu granicy opłacalności poszczególnych grup technologii, które wchodzi w skład struktury wytwarzania, po części jednak jest to wybór subiektywny. Przykład ilustrujący taki podział prezentuje poniższy rysunek, na którym przedstawiona została krzywa trwania obciążeń dla Polski w roku 2010 (rys. 1).

Problem konstruowania krzywych obciążeń dla potrzeb modelowania zużycia energii elektrycznej poruszono również w artykule Balachandry i Chandru [2]. Zaproponowali oni zastosowanie reprezentatywnych krzywych obciążeń (RLC – *Representative Load Curves*). RLC zdefiniowano jako typową dzienną krzywą obciążeń, która reprezentuje większą grupę krzywych, charakteryzujących się podobnym popytem. RLC stworzone zostały przez pogrupowanie danych popytowych według pewnych podobieństw. Do przeprowadzenia tej procedury wykorzystano wielokrotną analizę dyskryminacyjną (MDA – *Multiple Discriminant Analysis*). Balachandra i Chandru zastosowali tę metodę do wyznaczenia RLC dla



Rys. 1. Przykładowy podział krzywej trwania obciążeń w 2010 r. dla Polski

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSE-Operator

Fig. 1. An example of stepwise load duration curve for Poland, 2010

indyjskiego stanu Karnataka. Jako rok odniesienia przyjęto okres pomiędzy początkiem kwietnia 1993 r. a końcem marca 1994 roku. Danymi wejściowymi do analizy dyskryminacyjnej były 24 zmienne (godziny na dobę), 365 próbek (dni w roku) oraz 8760 punktów reprezentujących poziomy obciążenia dla każdej godziny w roku. W wyniku tej analizy otrzymano dziewięć grup krzywych obciążeń (różniących się wartością oczekiwaną i wariancją), dla których obliczono średnie godzinowe poziomy obciążenia oraz wyróżniono wśród nich trzy sezony: lato, zimę oraz porę monsunową. Ponadto, każda z krzywych została poddana dodatkowej analizie pozwalającej zidentyfikować jakie czynniki i w jaki sposób wpływały na zapotrzebowanie na moc.

2. Zapotrzebowanie na moc w modelach systemów elektroenergetycznych dla warunków Polski

Jak wcześniej wspomniano, zapotrzebowanie na moc (wynikające z popytu na energię elektryczną) reprezentowane przez krzywe obciążeń, jest kluczowym elementem modeli systemów elektroenergetycznych. Dobór odpowiednich krzywych determinuje zarówno poprawność wyników badań modelowych jak i czas obliczeń, wpływający istotnie na możliwość praktycznego zastosowania modelu do wspomagania w procesie rozwiązywania

bieżących problemów decyzyjnych. Rozpatrując problem doboru odpowiednich krzywych obciążeń dla potrzeb modelowania systemów elektroenergetycznych, należy przede wszystkim uwzględnić horyzont czasowy, jakiego ma dotyczyć budowany model. W praktyce wyróżnić można modele:

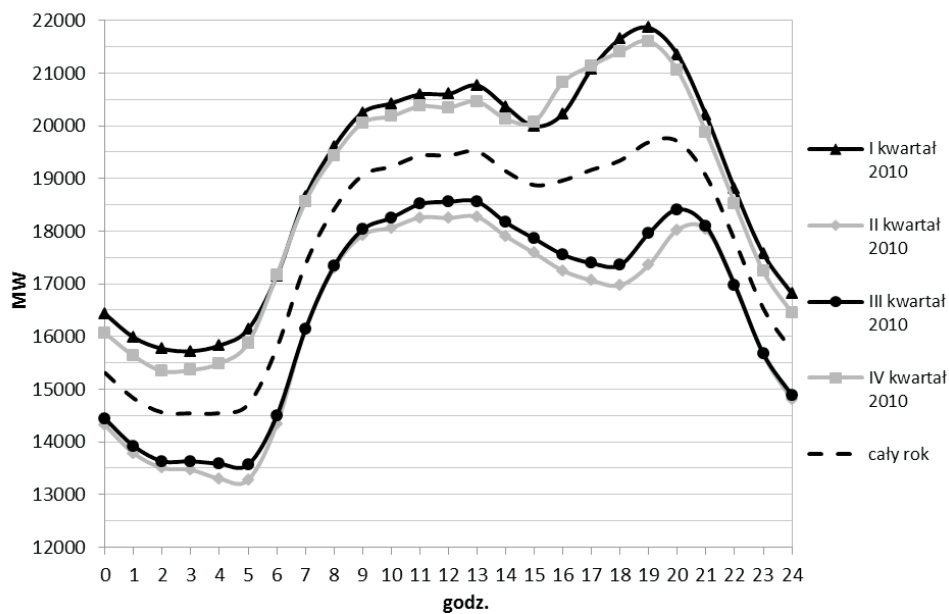
- ❖ długoterminowe (lata),
- ❖ średnioterminowe (miesiące),
- ❖ krótkoterminowe (dni, tygodnie).

Podana wyżej klasyfikacja różni się od klasyfikacji przyjmowanej dla modeli systemów paliwowo-energetycznych, w których uwzględnia się zapotrzebowanie na różne paliwa. W przypadku takich modeli przyjmuje się, że modele krótkoterminowe odnoszą się do horyzontu czasowego rzędu 10 lat (patrz szerzej: [4]). Ze względu na specyfikę sektora elektroenergetycznego modelowanie krótkoterminowe odnosi się do tygodni, dni, godzin, a czasem nawet minut, zwłaszcza gdy przedmiotem badań są odnawialne źródła energii charakteryzujące się dużą zmiennością generacji w czasie [5, 6, 7].

W przypadku modeli długoterminowych o horyzoncie czasowym sięgającym lat, a nawet dziesiątków lat, uwzględnianie dziennych krzywych zapotrzebowania na moc prowadziłoby do dużych trudności obliczeniowych, a w niektórych przypadkach do braku rozwiązania modelu. W takiej sytuacji proponuje się zastosowanie reprezentatywnych krzywych zapotrzebowania na moc w każdej godzinie, oddzielnie dla każdego kwartału lub miesiąca danego roku. Na rysunku 2 przedstawiono przykład takich krzywych wykreślonych dla czterech kwartałów 2010 roku w Polsce. Przebieg zapotrzebowania na moc w ciągu doby dla I kw. (styczeń, luty, marzec) i dla IV kw. (październik, listopad, grudzień) jest bardzo zbliżony. Podobnie sytuacja wygląda dla II (kwiecień, maj, czerwiec) i III kwartału (lipiec, sierpień, wrzesień). Wstępna analiza zaprezentowanych krzywych prowadzi do wniosku, że możliwe byłoby również przyjęcie do obliczeń jedynie dwóch krzywych: (i) dla zimy (obejmująca I i IV kw.) oraz (ii) dla lata (obejmująca II i III kw.). O ile strata informacji przy takiej agregacji byłaby niewielka, to rozróżnienie na poszczególne kwartały ma znaczenie w przypadku innych danych wykorzystywanych w modelu (np. o kwartalnych cenach paliw, czy cenach energii elektrycznej wykorzystywanych w procesie kalibracji modelu).

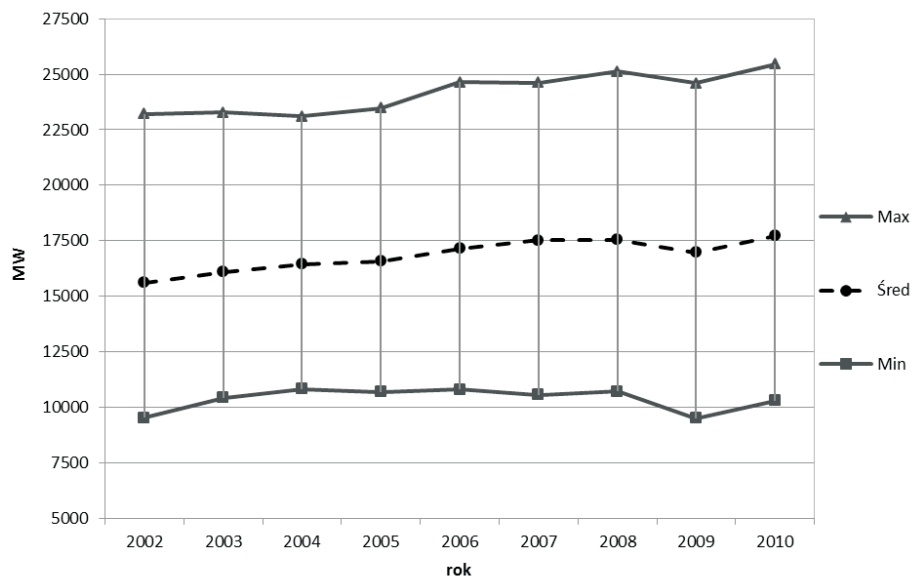
Problemem jaki występuje w przypadku krzywych zaprezentowanych na rysunku 2 jest to, że prezentują one uśrednione wyniki dla wybranego okresu, co prowadzi do pewnej straty informacji o rzeczywistym poziomie zapotrzebowania w poszczególnych dniach, w tym (co najważniejsze) o obciążeniach maksymalnych (szczytowych) i minimalnych. Na rysunkach 3 i 4 przedstawiono maksymalne, minimalne oraz średnie poziomy obciążeń dla lat z zakresu 2002–2010, a także poszczególnych miesięcy roku 2010. Różnice te są bardzo duże i w niektórych typach modeli nie powinny być pomijane.

Rozwiązaniem problemu strat informacji o maksymalnym zapotrzebowaniu na moc może być wykorzystanie tzw. krzywych trwania obciążeń, które odzwierciedlają rzeczywiste poziomy obciążeń uszeregowane w kolejności od najwyższego do najniższego w danym roku (takie podejście zaimplementowano w modelu równowagi na rynku energii elektrycznej zaproponowanym w [3]). Przykład takich krzywych dla wszystkich kwartałów 2010 r. zaprezentowano na rysunku 5. Również przy takim ujęciu zapotrzebowania na moc, zauważalne jest pokrywanie się poziomów zapotrzebowania na moc do dwóch sezonów, tj. zimowego i letniego.



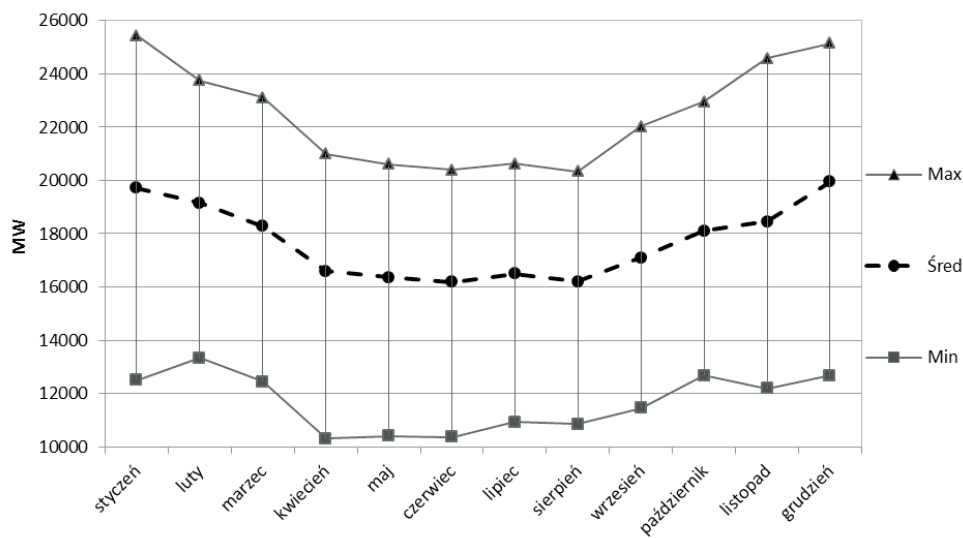
Rys. 2. Kwartalne krzywe obciążenia w 2010 r. dla Polski
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSE-Operator

Fig. 2. Quarterly load curves for Poland, 2010



Rys. 3. Maksymalne, minimalne oraz średnie zapotrzebowanie na moc dla lat 2002–2010 w Polsce
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSE-Operator

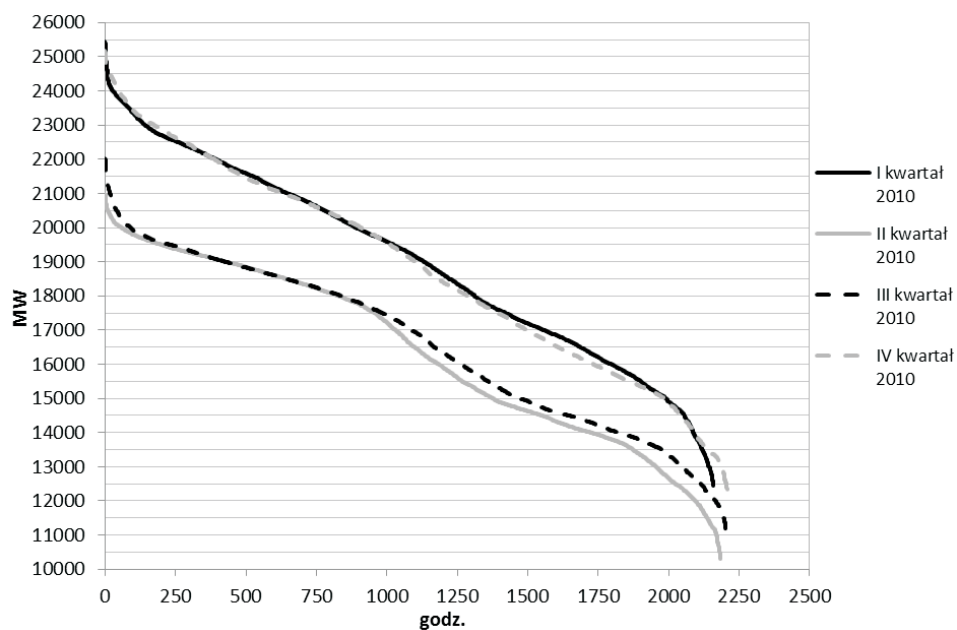
Fig. 3. Maximum, minimum and average demand in the Polish power system, 2002–2010



Rys. 4. Maksymalne, minimalne oraz średnie zapotrzebowanie na moc w poszczególnych miesiącach 2010 r. w Polsce

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSE-Operator

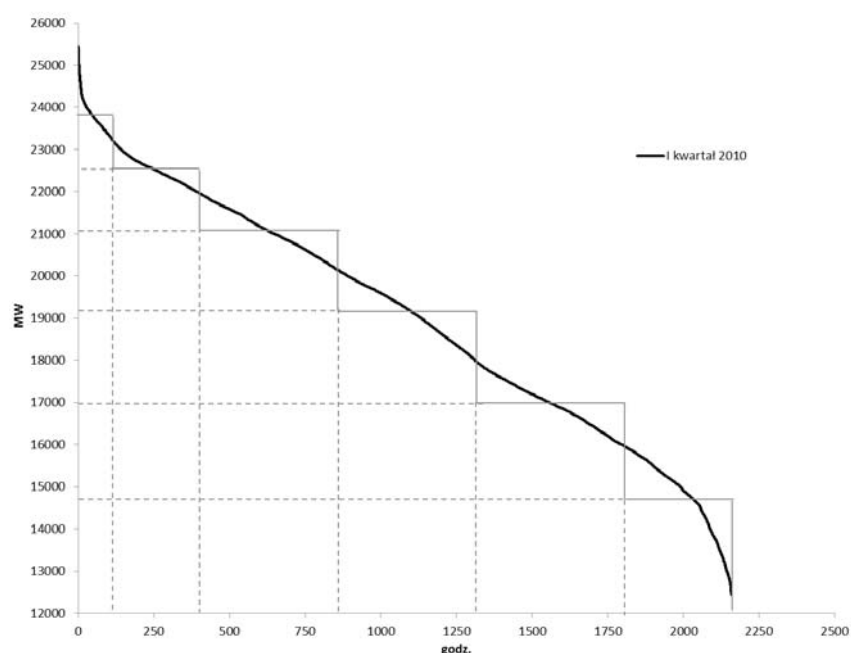
Fig. 4. Maximum, minimum and average monthly demand in the Polish power system, 2010



Rys. 5. Kwartalne krzywe trwania obciążeń w 2010 r. dla Polski
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSE-Operator

Fig. 5. Quarterly load duration curves for Poland, 2010

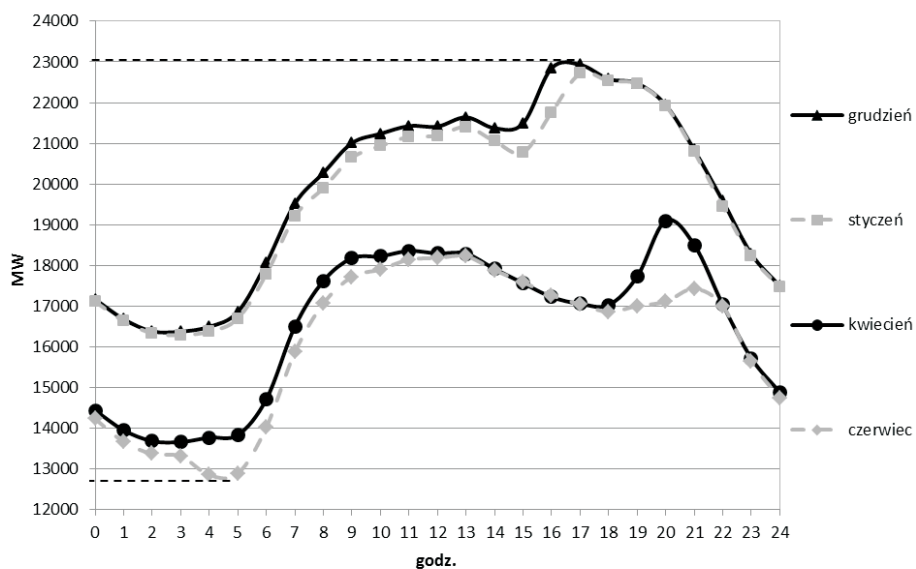
Transpozycja krzywej trwania obciążeń do krzywej schodkowej (o liczbie schodków zdeteminowanych pożądanym stopniem szczegółowości), pozwala na uwzględnienie w modelu zarówno wartości maksymalnego jak i minimalnego zapotrzebowania na moc. Podstawową wadą stosowania krzywych trwania obciążeń jest strata informacji o: (i) dokładnym czasie wystąpienie danego obciążenia, (ii) sezonowych zmianach popytu (w przypadku krzywych rocznych) oraz (iii) innych zmianach w poziomach popytu, takich jak zmiany poziomu produkcji przemysłowej. Przykład takiej krzywej dla wybranego kwartału zaprezentowano na rysunku 6.



Rys. 6. Przykładowa krzywa schodkowa dla I kwartału 2010 r. dla Polski
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSE-Operator

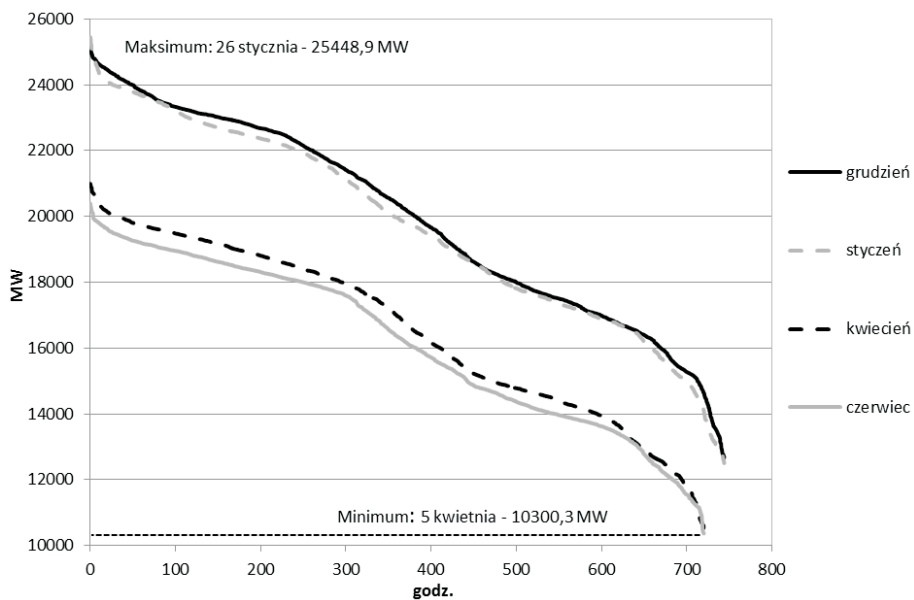
Fig. 6. An example of stepwise load duration curve for Poland, the 1st quarter of 2010

W przypadku modeli średnioterminowych, sensownym rozwiązaniem jest zbudowanie dwunastu miesięcznych krzywych zapotrzebowania na moc. Na rysunkach 7 i 8 pokazano przykład takich krzywych dla polskiego sektora elektroenergetycznego w 2010 roku. Rysunek 7 przedstawia dobowy przebieg zapotrzebowania na moc dla miesięcy o najwyższym (grudzień) oraz najniższym (czerwiec) średnim obciążeniu. Pokazano również styczeń oraz kwiecień, ponieważ to właśnie w tych miesiącach wystąpiło maksymalne (26 stycznia – 25 448,9 MW) oraz minimalne (5 kwietnia 10 300,3 MW) zapotrzebowanie na moc w 2010 r. Niestety, jak już wcześniej wspomniano, przy takim konstruowaniu krzywych informacja o maksymalnych i minimalnych obciążeniach jest tracona, przez co błędnie wydawać się może, że to w grudniu oraz czerwcu wystąpiło najwyższe i najniższe zapotrzebowanie na moc. Na rysunku 8 zostały pokazane uszeregowane krzywe, czyli krzywe trwania obciążeń, które dokładnie pokazują jakie było obciążenie i ile trwało.



Rys. 7. Średnie zapotrzebowanie na moc, dla wybranych miesięcy w 2010 r. dla Polski
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSE-Operator

Fig. 7. Average demand for power for Poland, selected months of 2010

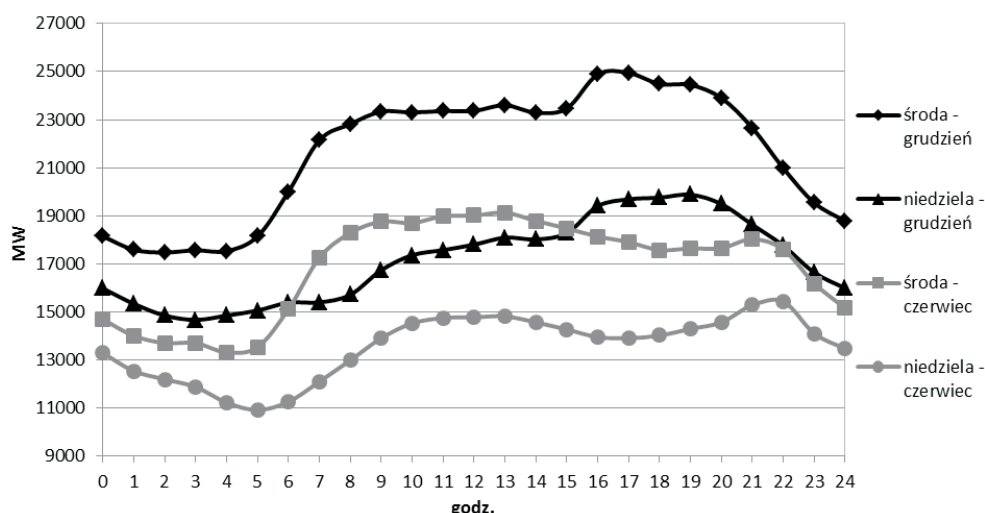


Rys. 8. Krzywe trwania obciążeń, dla wybranych miesięcy w 2010 r. dla Polski
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSE-Operator

Fig. 8. Load duration curves for Poland, selected months of 2010

Pewnym rozwiązaniem problemu braku informacji o maksymalnym zapotrzebowaniu na moc w przypadku zastosowania krzywych zagregowanych może być zapisanie w modelu dodatkowego ograniczenia, wymuszającego istnienie większego marginesu bezpieczeństwa. Pozwala to na skompensowanie straconych w procesie agregacji szczegółowych informacji. Wartość marginesu bezpieczeństwa powinna być przyjęta na bazie szczegółowych obliczeń z zastosowaniem odpowiedniej metodyki (problem ustalania marginesu bezpieczeństwa podejmowany jest również w [4]).

W sytuacji, gdy budowane są modele krótkoterminowe (dni, tygodnie) najbardziej odpowiednim rozwiązaniem jest uwzględnienie szczegółowych danych. Ze względu na krótki horyzont czasowy liczba danych nie jest bardzo duża, natomiast strata informacji w jakimkolwiek procesie agregacji w istotny sposób może wpływać na wyniki obliczeń. W modelach tego typu ważne jest również rozróżnienie pomiędzy dniami pracującymi a weekendowymi. Na rysunku 9 przedstawiono różnice w zapotrzebowaniu na moc dla grudniowego i czerwcowego dnia pracy (trzecia środa) i weekendowego (druga niedziela).



Rys. 9. Krzywe zapotrzebowania na moc, dla typowych dni w miesiącach o najwyższym i najniższym średnim obciążeniu w 2010 roku w Polsce

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSE-Operator

Fig. 9. Load curves for typical days of highest and lowest monthly average load for Poland, 2010

Podsumowanie

Uwzględnianie zapotrzebowania na moc w matematycznych modelach systemów elektroenergetycznych jest zadaniem złożonym. O tym, w jaki sposób powinno reprezentować się w modelu popyt na energię elektryczną i wynikające z niego zapotrzebowanie na moc decyduje szereg czynników, wśród których wymienić można: przeznaczenie i zakres zasto-

sowań modelu, horyzont czasowy oraz zakres dostępnych i możliwych do wykorzystania danych źródłowych.

W niniejszym artykule przedstawiono dwa podstawowe podejścia, które mogą być wykorzystane do rozwiązania postawionego problemu, tzn. zastosowanie: (i) krzywej obciążeń (bazującej na agregacji danych godzinowych dla wybranego kwartału lub miesiąca) lub (ii) krzywej trwania obciążenia (bazującej na uszeregowaniu obciążeń od największego do najmniejszego i wygenerowaniu krzywej schodkowej). Generalnie, w modelach długoterminowych zaleca się zastosowanie rocznej krzywej trwania obciążeń transponowanej do krzywej schodkowej. Znacząco upraszcza to bowiem wykonywanie obliczeń modelowych, nie wpływając jednocześnie w istotny sposób na jakość wyników. Natomiast w modelach krótkoterminowych, ze względu na wymaganą szczegółowość wyników, sugeruje się stosownie rzeczywistych lub prognozowanych krzywych obciążeń.

Literatura

- [1] SOYSTER A.L., EYNON R.T., 1980 – The conceptual basis of the electric utility sub-model of project independence evaluation system. [W:] Energy modelling studies and conservation, Proceedings of a Seminar of the United Nations Economic Commission for Europe, Washington DC, 24–28 March 1980. Oxford: Pergamon Press.
- [2] BALACHANDRA P., CHANDRU V., 1999 – Modelling electricity demand with representative load curves. *Energy The Int J* 24 3, pp. 219–230.
- [3] KAMIŃSKI J., 2011 – Równowaga rynków energii elektrycznej i paliw: podejście modelowe. *Rynek Energii* nr 1(92). Kaprint, Lublin.
- [4] SUWAŁA W., 2011 – Modelowanie systemów paliwowo-energetycznych. W druku, IGSMiE PAN, Kraków.
- [5] POPLAWSKI T., DAŚAL K., ŁYP J., 2009 – Problematyka prognozowania mocy i energii pozyskiwanych z wiatru. *Polityka Energetyczna* t. 12, z. 2/2.
- [6] DAŚAL K., POPLAWSKI T., STARCZYŃSKA E., 2010 – Badanie czynników mających wpływ na zmienność obciążenia w KSE. *Polityka Energetyczna* t. 13, z. 2.
- [7] KAMIŃSKI J., 2010 – Wpływ kosztów paliwowych oraz cen pozwoleń na emisję CO₂ na ceny rynkowe energii elektrycznej: zastosowanie modelu WILMAR. *Polityka Energetyczna* t. 13, z. 1.

Jacek KAMIŃSKI, Przemysław KASZYŃSKI

Selected problems of implementation of demand for power in mathematical models of power systems

Abstract

The paper presents selected problems of the implementation of demand for power in the mathematical models of energy systems. It is usually necessary to incorporate several conditions related to the time-scale for which the analysis is planned to be carried out, data availability and the aim of the development of a model. These determine the complexity of the issue. The paper analyses two base approaches, namely: (i) application of the load curve (which is based on the aggregated hourly data for selected quarter or month) and (ii) application of the load duration curve (which is based on the ordered load values and generation of the stepwise curve). Furthermore, selected issues linked with assumptions related to the time-scale of a study carried out with an employment of the developed model were studied.

KEY WORDS: modeling, load curves, power generation sector