

# Calculation of the Effects of Implementing a DSM Electricity Demand Management Strategy Using the Example of Analysis of Changes in the Power System Load

## Authors

Wiktoria Weronika Stahl  
 Paweł Bućko

## Keywords

power system, V2G, G2V, DSM

## Abstract

The paper presents the impact of implementing Demand Side Management (DSM) solutions through proper management and control of the process of charging and discharging electric car batteries. As a result, the daily load curves were shaped so as to fill valleys and cut down peaks. Therefore, the implementation of power demand management solutions had a significant impact on the power system operation. The impact of DSM solutions manifested in the form of changes in the power system loads. As part of the analysis of power demand changes, indicators have been proposed that enable their description. The use of these indicators will allow one to detect and compensate for any negative effects of implementing DSM solutions.

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019304**

Received by editor: 08.10.2019

Received in revised form: 31.10.2019

Accepted: 31.10.2019

Available online: 26.03.2020

## 1. Demand Side Management (DSM)

Demand Side Management (DSM), an electricity demand management service, enables transmission system (TSO) and distribution system (DSO) operators to influence the current demand for power by adapting the consumer needs to the current generation capabilities of the power system. There are several demand management methods, for example, electricity tariffs can be used for this purpose. Another method is to control the operation of electricity consumer devices. Demand management methods also include all other activities that are based on so-called psychological pressure, such as marketing programs or advisory and service activities [1]. Appropriate shaping of demand for power benefits electricity consumers and other power system stakeholders, e.g. by reducing the cost of electricity for end users and better utilization of the power system's potential. Managing electricity demand under a DSM scheme allows changing the shape of the power system load. For example, peak clipping implies reducing peak system loads, while filling valleys enables load increases in the night valley period. This would eliminate the problem of excess energy in the system during the period of the lowest loads [2, 3].

Due to numerous advantages of implementing a DSM solution, it is important to propose a method that allows calculating

the system effects of implementing various electricity demand management strategies. The preliminary analyses and studies presented in [4], led to the formulation of a method that allows calculating these effects based on several indicators. These indicators allow one to present and describe the effects of implementing an appropriate demand management strategy. They may also be used to determine the potential for implementing various DSM strategies in modern power systems.

## 2. Daily load curves after implementation of DSM solutions

To develop a method to describe the changes that have occurred in the power system load, daily load curves before and after the implementation of DSM solutions were used, which shape the load curve by reducing power demand during peak loads and shape the load curve by creating additional power demand in the period of valley loads. Subject to the analysis were the curves presenting two DSM variants – the implementation of the valley filling solution and the filling of valleys in combination with the clipping of peaks. These solutions are implemented through appropriate management of the process of charging and discharging electric car batteries. Electric cars, by charging their batteries during the night valley increase the then

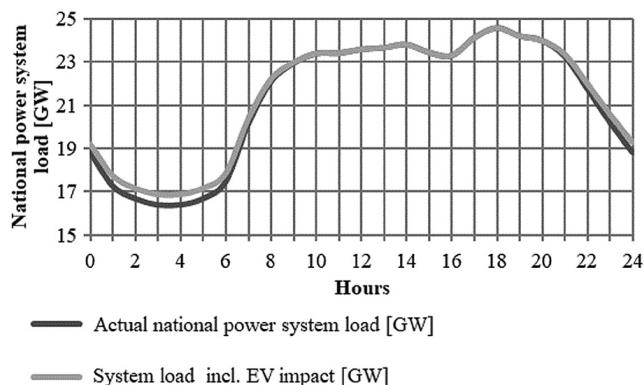


Fig. 1. Filling valleys – load on the average business day of January 2016 including the DSM solution [4]

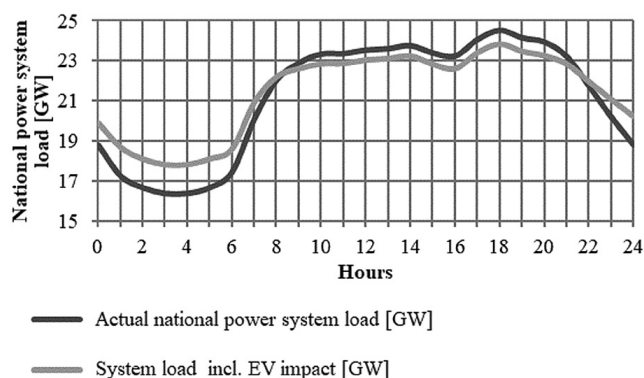


Fig. 2. Peak clipping and valley filling – load on the average business day of January 2016 including DSM solutions [4]

demand for power, while by discharging the batteries (returning some of the stored energy to the mains), they allow the power system to be relieved. In this charging and discharging process, the impact on the power system of about 1 million electric cars was considered, which is 5% of the total number of passenger cars registered in 2016. These vehicles would use so-called low-power charging, such as, for example, during longer parking periods. It would also allow for proper spreading in time of the process of deriving from the system or feeding into it the energy stored in the car batteries [5]. The resulting curves are based on details of the power system load, available in [6]. Other computational assumptions and the method of developing the curves are presented in [4, 7, 8]. The curves are presented in Fig. 1 and 2. Based on the analysis of both curves and their comparison with the curve not considering the EV impact, made in [4, 7, 8], it was found that the implementation of DSM solutions can significantly affect the operation of the power system.

Currently, there is no effective method to estimate the expected benefits and effects of DSM implementation for various entities, which could also be used to plan the implementation of new DSM strategies.

### 3. Power system load Indicators

DSM solutions, as mentioned earlier, have many advantages. Nevertheless, disadvantages of the proposed solution should also be taken note of. A problem may be the appropriate way to encourage consumers' participation in demand management. Encouraging consumers to consume more energy at night to fill the valley carries the risk of shifting the peak of demand or creating a new peak period at this time.

Therefore, it is important to develop a method that allows the ongoing determination of available regulatory reserves on the demand side and effective management of their use. This method will also detect the negative effects of implementing the previously proposed DSM solutions. The method proposed here will allow the calculation of changes in the shape of the daily load curve that will occur as a result of implementing the electricity demand management strategy. This method can also be the basis for calculating the economic benefits for electricity consumers and generators resulting from the reduction in peak load values and increase in loads in a period of low power demand. As a result of this method, the risk of negative effects of implementing DSM strategy will also be mitigated.

In connection with the above, the proposed method will be based on indicators that will allow characterising the changes that have occurred in the load of the power system.

The first indicator that allows calculating the effects of the implementation of clipping peaks and filling valleys is the ratio of the lowest and highest loads that occurred during the day:

$$P_{0/w} = \frac{P_0}{P_w}$$

where:  $P_{0/w}$  – ratio of the lowest and highest loads in the day [–],  $P_0$  – the lowest load in the day [GW],  $P_w$  – the highest load in the day [GW].

These indicators for individual variants are presented in Fig. 3. A high value of this indicator indicates a small difference between the highest and the lowest loads of the power system. This is due to the increase in the uniformity of the power system load. The highest value was obtained for the variant considering the EV impact by filling valleys and clipping peaks. This results in a positive effect of implementing DSM.

Another indicator is the ratio of momentary loads, which is expressed by the formula:

$$P_{t/t} = \frac{P_{t1}}{P_{t2}}$$

where:  $P_{t/t}$  – ratio of momentary loads after and before DSM solution implementation [–],  $P_{t1}$  – load after DSM solution implementation [GW],  $P_{t2}$  – load before DSM solution implementation [GW].

This indicator shows changes in momentary loads of the system (Fig. 4) and may also be expressed as a percentage (Fig. 5). The straight lines in both graphs show the indicator values for the load curve without DSM impact consideration. Therefore, the indicator values for this curve are 1 (100%). The largest changes in the loads occurred when valley filling was combined with peak clipping – the peak load was about 97% relative to the curve not

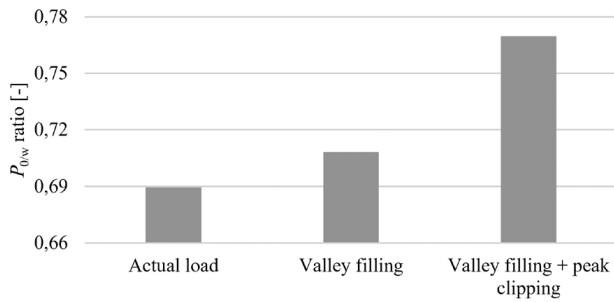


Fig. 3. Ratios of the lowest and highest loads in the day

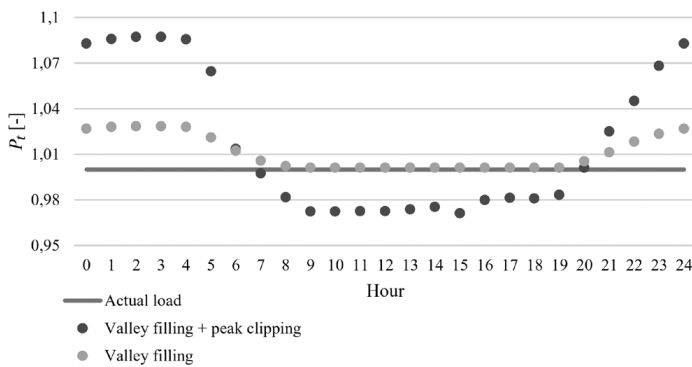


Fig. 4. Ratios of momentary power system loads

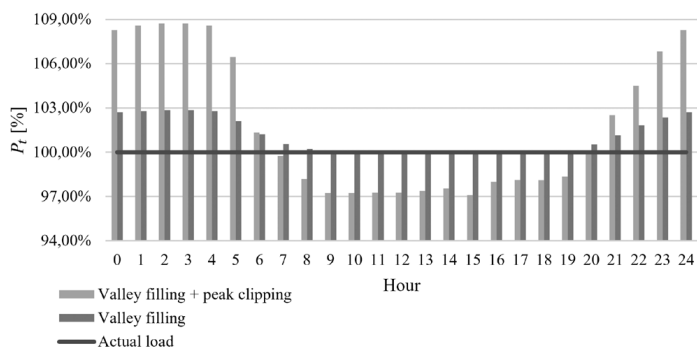


Fig. 5. Percentage ratios of momentary power system loads

including the DSM impact. This means that the load decreased in the peak period, while in the period of the lowest loads the demand increased and in relation to the base curve amounted to approx. 108%. The larger the deviation of this indicator from one (or from 100%), the greater the change in load occurred in the considered time. The changes that have occurred in the analysed situation are also beneficial for the power system, as they testify to in load uniformity increase.

An indicator illustrating changes in the power system load is  $R_{Pt}$ , associated with  $P_{t/t}$  describing the ratio of momentary loads before and after the DSM solution implementation. Indicator  $R_{Pt}$  describes the difference between indicator  $P_{0t/t}$  for the base curve (which is 1 or 100%) and indicator  $P_{t/t}$  for the curve including the DSM solution implementation. The larger the deviation of this indicator from one (or from 100%), the greater the change in load occurred in the considered time. The indicator is formulated as:

$$R_{Pt} = P_{0t/t} - P_{t/t}$$

where:  $R_{Pt}$  – difference between indicators  $P_{t/t}$  [-],  $P_{0t/t}$  – indicator  $P_{t/t}$  for the curve not including DSM solutions (amounts to 1 [-] or 100%).

These indicators are shown in Fig. 6. The load for the peak clipping and valley filling variant in the peak period was reduced here by approx. 3%, while in the period of the lowest loads it increased by approx. 8%. The changes that have occurred in the analysed situation are also beneficial for the power system, as they testify to in load uniformity increase.

For the variant considering valley filling only, the load in the night valley increased by approx. 3%, while in the peak load period by approx. 0.1%. The increase in this period is small, but this is an undesirable effect. It was caused by some electric cars that are charged during the day. Therefore, it is important to properly monitor and manage the number of vehicles charged during the day so that the additional load on the power system in peak periods does not get too high.

Yet another indicator ( $R$ ) describing the changes that occurred in the system load, shows the difference between the load that would occur without DSM solution and the load that would occur after its implementation. It is expressed by the formula:

$$R = P_{t2} - P_{t1}$$

These indicators are shown in Fig. 7. In this variant including valley filling and peak clipping, the load in the peak period decreased by approx. 0.6 GW, while in the period of the lowest loads increased by approx. 1.4 GW. The changes that have occurred in the analysed situation are also beneficial for the power system, as they testify to in load uniformity increase. With valley filling, the load in the night valley increased by approx. 0.5 GW, and in the peak period the demand for power also increased (by approx. 0.02 GW). This increase results from EV charging during the day, which was described earlier with indicator  $R_{Pt}$ .

Another measure of the DSM implementation impact on the power system is peak energy saving. In this example, the peak energy savings resulted from peak clipping and amounted

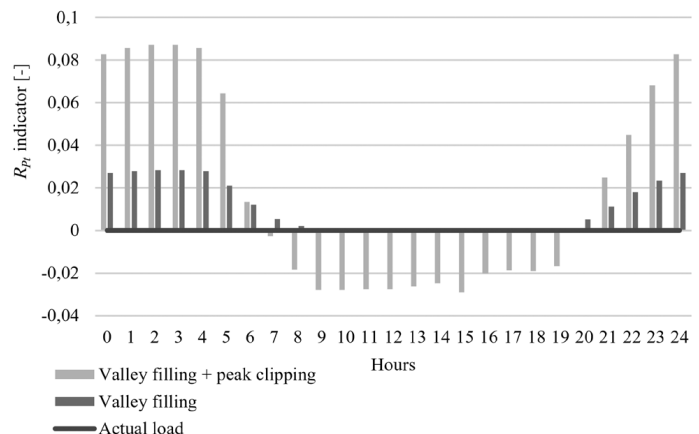


Fig. 6.  $R_{Pt}$  indicators for variants including DSM solution implementation

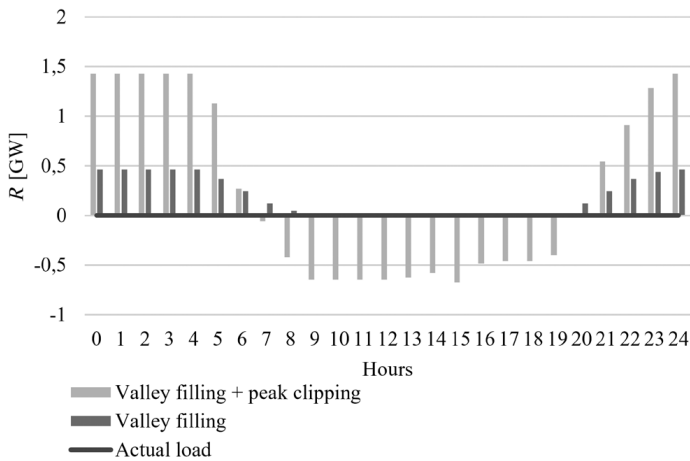


Fig. 7. Indicators  $R$  for variants including DSM solution implementation

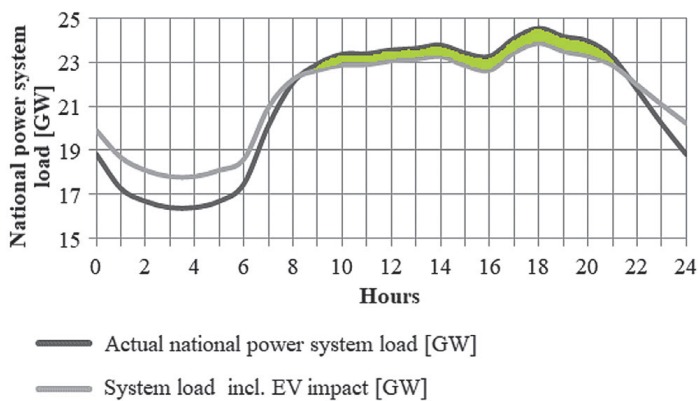


Fig. 8. Peak energy saving occurrence – with peak clipping

to approx. 8.6 GWh. The occurrence of this type of reserve is illustrated in Fig. 8. With valley filling solution only, there is no reserve in the form of peak energy savings.

#### 4. Conclusions

Implementation of DSM solutions for shaping the daily load curve, which result in filling valleys and clipping peaks, can significantly change the power system load. Therefore, it is necessary to develop power system load indicators that would allow analysing the system's operation. The proposed method of calculating the effects of implementation of an Electricity Demand Management (DSM) strategy in a power system can be used, among others, to evaluate the implementation of these solutions. The indicators presented here allowed describing the changes that occurred in the power system loads due to the implementation of DSM solutions. They allowed illustrating and detecting positive effects of their implementation, such as the occurrence of peak energy savings, or specifying the values by which peak loads have decreased or loads in the night valley period increased. An important aspect of using the proposed indicators for curve analysis was to capture the negative effect of implementing only the valley filling solution. Analysis of the curves by the method based on the proposed indicators allowed determining the extent of increase in the load in the peak period,

which results from charging some electric cars at that time. This demonstrates that methods that allow analysing the effects of implementing DSM solutions on the power system are needed and that they need to be further developed.

#### REFERENCES

1. Ryś M., Wybrane narzędzia sterowania popytem na energię elektryczną [Selected tools for electricity demand control], *Rynek Energii*, No. 4, 2005.
2. Goswami D.Y., Kreith F., Energy efficiency and renewable energy handbook, CRC Press 2016.
3. Wang Z., Wang S., Grid Power Peak Shaving and Valley Filling Using Vehicle-to-Grid Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 28, No. 3, 2013.
4. Stahl W., Bućko P., Analysis of the Impact of Charging Electric Cars on the Power System Load, *Acta Energetica*, No. 1/38, 2019.
5. Falvo M.C. et al., EV Charging Stations and Modes: International Standards, 2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, Italy, Ischia, 18–20 June 2014.
6. Zapotrzebowanie mocy KSE [Power demand in the National Power System] (1–31.10.2019), Polskie Sieci Elektroenergetyczne [online], <https://www.pse.pl/obszary-dzialalnosci/krajowy-system-elektroenergetyczny/zapotrzebowanie-kse>.
7. Stahl W., Rozwiązania V2G i G2V jako sposoby wykorzystania samochodów elektrycznych do zmiany kształtu krzywej obciążenia dobowego systemu elektroenergetycznego [V2G and G2V solutions as ways of using electric cars to change the shape of the daily load curve of the power system], *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, No. 61, 2018, pp. 69–72.
8. Bućko P., Stahl W., Analiza wpływu ładowania pojazdów elektrycznych na dynamikę zmian obciążenia dobowego systemu elektroenergetycznego [Analysis of the impact of charging electric vehicles on the dynamics of daily changes in the load of the power system], XIX Scientific Conference „Current problems in power engineering” APE '19, Jastrzębia Góra, czerwiec 2019 [w:] *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, No. 62, 2019, pp. 29–32.

---

**Wiktoria Weronika Stahl**

Gdańsk University of Technology

e-mail: wiktoria.stahl@pg.edu.pl

She graduated as MSc. in power engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (2018). Her research interests include power systems, their operation and electric vehicles and their impact on the power system operation.

**Paweł Bućko**

Gdańsk University of Technology

e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl

Prof. Bućko works at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His scientific activity is associated with the power sector's economics with special focus on the issues of power system development planning in market conditions. His professional activity is focused on capital expenditure analysis for renewable generation sources, and on analysis of market mechanisms and settlement of accounts principles in electricity supply. He is also an energy auditor and deals with the issues of rational energy usage.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 44–48. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Obliczenie skutków wdrożenia strategii zarządzania popytem na energię elektryczną DSM na przykładzie analizy zmian, jakie zaszły w obciążeniu systemu elektroenergetycznego

**Autorzy**  
Wiktorja Weronika Stahl  
Paweł Bućko

**Słowa kluczowe**  
system elektroenergetyczny, V2G, G2V, DSM

### Streszczenie

W artykule przedstawiono wpływ wdrożenia rozwiązań DSM (ang. *Demand Side Management*) poprzez odpowiednie zarządzanie i kontrolę procesu ładowania i rozładowywania się baterii samochodów elektrycznych. Efektem było ukształtowanie krzywych obciążenia dobowego na sposób tzw. wypełniania dolin i ścinania szczytów. W związku z tym wdrożenie rozwiązań zarządzania popytem na moc wywarło istotny wpływ na pracę systemu elektroenergetycznego. Oddziaływanie rozwiązań DSM uwidoczniło się w postaci zmian w wartościach obciążeń systemu elektroenergetycznego. W ramach analizy zmian, jakie zaszły w zapotrzebowaniu na moc, zaproponowane zostały wskaźniki, które umożliwiają ich opisanie. Zastosowanie tych wskaźników pozwoli na wykrycie i zniwelowanie ewentualnych negatywnych efektów wdrożenia rozwiązań DSM.

Data wpływu do redakcji: 08.10.2019  
Data wpływu do redakcji po recenzjach: 31.10.2019  
Data akceptacji artykułu: 31.10.2019  
Data publikacji online: 26.03.2020

### 1. Demand Side Management (DSM)

Usługa zarządzania popytem na energię elektryczną, jaką jest Demand Side Management (DSM), daje operatorom systemu przesyłowego (OSP) i dystrybucyjnego (OSD) możliwość wpływania na bieżące zapotrzebowanie na moc poprzez dostosowywanie potrzeb odbiorców do aktualnych możliwości wytwórczych systemu elektroenergetycznego. Wyróżnia się kilka metod zarządzania popytem, przykładowo można do tego celu posłużyć się taryfami elektrycznymi. Kolejną metodą jest kontrolowanie pracy urządzeń elektrycznych u odbiorców. Do sposobów zarządzania popytem zalicza się także wszelkie inne czynności, które oparte są na tzw. nacisku psychologicznym, takie jak programy marketingowe czy też działania doradczo-usługowe [1]. Odpowiednie ukształtowanie popytu na moc przynosi korzyści odbiorcom energii elektrycznej i innym podmiotom systemu elektroenergetycznego, np. poprzez obniżenie kosztów energii elektrycznej dla odbiorców końcowych oraz lepsze wykorzystanie potencjału systemu elektroenergetycznego. Zarządzanie popytem na energię elektryczną w ramach DSM pozwala wpływać na zmianę kształtu obciążenia systemu elektroenergetycznego. Na przykład tzw. ścinanie szczytów zakłada zmniejszenie szczytowych obciążeń systemu, natomiast wypełnianie dolin umożliwia zwiększenie obciążenia w okresie doliny nocnej. Zniwelowałyby to problem występowania nadmiaru energii w systemie w okresie najniższych obciążeń [2, 3].

W związku z licznymi zaletami, z jakimi wiąże się wdrożenie rozwiązań DSM, ważne jest zaproponowanie metody pozwalającej obliczać skutki systemowe wdrożenia różnych strategii zarządzania popytem

na energię elektryczną. Przeprowadzone wstępne analizy i badania, które zostały przedstawione w [4], doprowadziły do sformułowania metody pozwalającej na obliczenie tych skutków na podstawie kilku wskaźników. Wskaźniki te pozwalają na przedstawienie i opisanie efektów wdrożenia odpowiedniej strategii zarządzania popytem. Mogą również zostać wykorzystane do określenia potencjału wdrożenia różnych strategii DSM we współczesnych systemach elektroenergetycznych.

### 2. Krzywe obciążenia dobowego po wdrożeniu rozwiązań DSM

Do stworzenia metody opisującej zmiany, jakie zaszły w obciążeniu systemu elektroenergetycznego, posłużono się krzywymi obciążenia dobowego przed i po wdrożeniu rozwiązań DSM, jakimi są kształtowanie krzywej obciążeń poprzez redukcję zapotrzebowania na moc w okresie szczytowych obciążeń oraz kształtowanie krzywej obciążeń dzięki wytworzeniu dodatkowego zapotrzebowania na moc w okresie doliny obciążeń. Analizie poddano krzywe przedstawiające dwa warianty DSM – wdrożenie rozwiązania wypełniania dolin oraz wypełniania dolin w połączeniu ze ścinaniem szczytów. Rozwiązania te są realizowane poprzez odpowiednie zarządzanie procesem ładowania i rozładowywania się baterii samochodów elektrycznych. Samochody elektryczne poprzez ładowanie baterii w okresie doliny nocnej wpływają na zwiększenie się zapotrzebowania na moc w tym czasie, natomiast dzięki rozładowywaniu baterii (oddawaniu części zmagazynowanej energii do sieci) pozwalają na odciążenie systemu elektroenergetycznego. W niniejszym procesie ładowania i rozładowywania rozpatrywano wpływ na system

elektroenergetyczny ok. 1 mln sztuk samochodów elektrycznych, co stanowi 5% spośród ogółu samochodów osobowych zarejestrowanych w 2016 roku. Pojazdy te wykorzystywałyby tzw. ładowanie niskiej mocy, m.in. podczas dłuższego postoju pojazdu. Pozwoliłoby to też na odpowiednie rozłożenie w czasie pobierania z systemu lub oddawania do niego energii zmagazynowanej w baterii samochodów [5]. Powstałe krzywe oparte są na danych dotyczących obciążenia systemu elektroenergetycznego, dostępnych w [6]. Pozostałe założenia obliczeniowe oraz sposób opracowania krzywych zostały przedstawione w [4, 7, 8]. Krzywe zaprezentowano na rys. 1 i 2.

Na podstawie analizy obu krzywych i porównania ich z krzywą nieuwzględniającą wpływ samochodów elektrycznych, dokonano w [4, 7, 8], stwierdzono, że wdrożenie rozwiązań DSM może w istotny sposób wpłynąć na pracę systemu elektroenergetycznego.

Obecnie brakuje efektywnej metody pozwalającej szacować spodziewane korzyści i efekty wdrożenia DSM dla różnych podmiotów, która mogłaby być również wykorzystywana do planowania wdrożenia nowych strategii DSM.

### 3. Wskaźniki charakteryzujące obciążenie systemu elektroenergetycznego

Rozwiązania DSM, jak wspomniano wcześniej, posiadają liczne zalety. Mimo to należy również dostrzec wady proponowanych rozwiązań. Problem może stanowić odpowiedni sposób, w jaki należałoby zachęcić odbiorców do udziału w zarządzaniu popytem. Zachęcanie odbiorców do zużywania większej ilości energii w nocy, w ramach wypełniania doliny, niesie ze sobą ryzyko przesunięcia szczytu

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 44–48. When referring to the article please refer to the original text.

PL

zapotrzebowania lub powstania kolejnego, nowego okresu szczytowego w tym czasie.

W związku z tym ważne jest opracowanie metody pozwalającej na bieżące określanie dostępnych rezerw regulacyjnych po stronie odbiorców i skuteczne zarządzanie ich wykorzystaniem. Metoda ta pozwoli również wykryć negatywne efekty wdrożenia dotychczas zaproponowanych rozwiązań DSM. Zaproponowana w niniejszym artykule metoda pozwoli na obliczanie zmian kształtu krzywej obciążenia dobowego, które nastąpią w wyniku wdrożenia strategii zarządzania popytem na energię elektryczną. Metoda ta może też stanowić podstawę do obliczania korzyści ekonomicznych zarówno dla odbiorców, jak i wytwórców energii elektrycznej, wynikających z obniżenia wartości obciążeń szczytowych i zwiększenia się wartości obciążeń w okresie niskiego zapotrzebowania na moc. W wyniku zastosowania tej metody zostanie również zniwelowane ryzyko wystąpienia negatywnych efektów wdrożenia strategii DSM.

W związku z powyższym zaproponowana metoda oparta będzie na wskaźnikach, które pozwolą scharakteryzować zmiany, jakie zaszły w obciążeniu systemu elektroenergetycznego.

Pierwszym wskaźnikiem pozwalającym na obliczenie skutków wdrożenia ścinania szczytów oraz wypełniania dolin jest stosunek najniższego i najwyższego obciążenia, jakie wystąpiło w ciągu doby:

$$P_{0/w} = \frac{P_0}{P_w}$$

gdzie:  $P_{0/w}$  – stosunek najniższego i najwyższego obciążenia, jakie wystąpiło w ciągu doby [–],  $P_0$  – najniższe obciążenie, jakie wystąpiło w ciągu doby [GW],  $P_w$  – najwyższe obciążenie jakie wystąpiło w ciągu doby [GW].

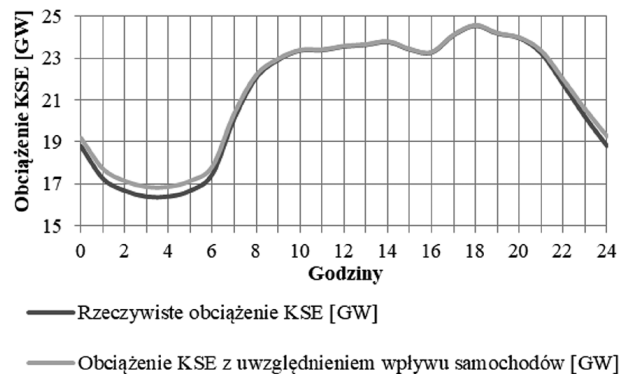
Wartości tego wskaźnika dla poszczególnych wariantów przedstawiono na rys. 3. Wysoka wartość tego wskaźnika świadczy o małej różnicy między najwyższą a najniższą wartością obciążenia systemu elektroenergetycznego. Wiąże się to ze zwiększeniem się równomierności obciążenia systemu elektroenergetycznego. Wartość największą otrzymano dla wariantu uwzględniającego wpływ samochodów elektrycznych poprzez wypełnianie dolin i ścinanie szczytów. Wynika stąd pozytywny efekt wdrożenia rozwiązania DSM.

Kolejnym wskaźnikiem jest stosunek obciążeń chwilowych, który wyraża się wzorem:

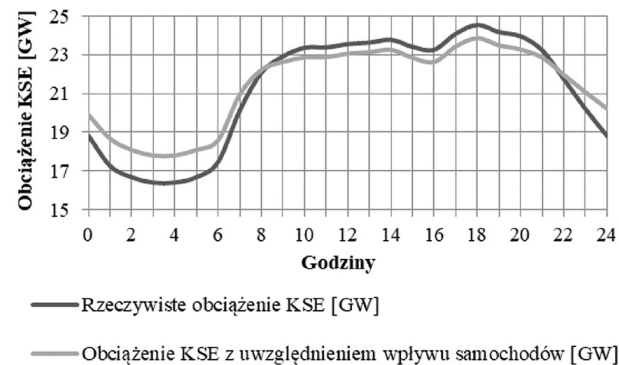
$$P_{t/t} = \frac{P_{t1}}{P_{t2}}$$

gdzie:  $P_{t/t}$  – stosunek chwilowych obciążeń po i przed wdrożeniem rozwiązania DSM [–],  $P_{t1}$  – obciążenie po wdrożeniu rozwiązania DSM [GW],  $P_{t2}$  – obciążenie przed wdrożeniem DSM [GW].

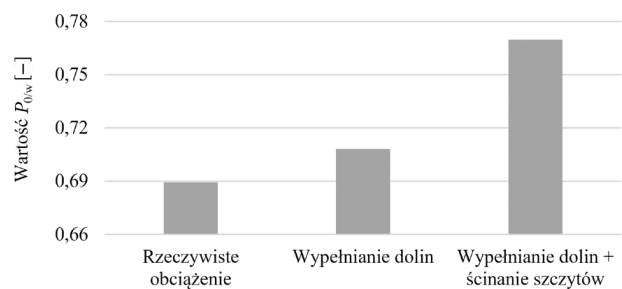
Wskaźnik ten pokazuje zmiany w chwilowych obciążeniach systemu (rys. 4) i może zostać wyrażony również w formie



Rys. 1. Wypełnianie dolin – obciążenie średniego dnia roboczego stycznia 2016 roku z uwzględnieniem rozwiązania DSM [4]



Rys. 2. Ścinanie szczytów i wypełnianie dolin – obciążenie średniego dnia roboczego stycznia 2016 roku z uwzględnieniem rozwiązań DSM [4]



Rys. 3. Wartości stosunku najniższego i najwyższego obciążenia występującego w ciągu doby

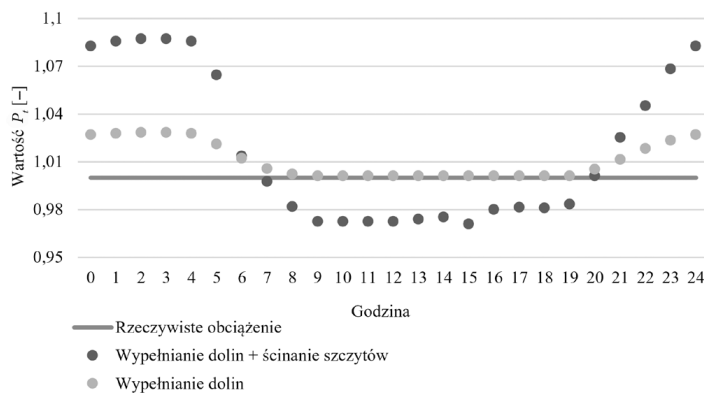
procentowej (rys. 5). Linia prosta na obu wykresach przedstawia wartości wskaźnika dla krzywej obciążeń bez uwzględnienia wpływu DSM. W związku z tym wartości wskaźnika dla tej krzywej wynoszą 1 (100%). Największe zmiany w obciążeniach zaszły, gdy połączono wypełnianie dolin ze ścinaniem szczytów – obciążenie w okresie szczytowym wyniosło ok. 97% względem krzywej nieuwzględniającej wpływu DSM. Oznacza to zmniejszenie się obciążenia w okresie szczytowym, natomiast w okresie najniższych obciążeń zapotrzebowanie zwiększyło się i względem krzywej bazowej wyniosło ok. 108%. Im większe było odchylenie wartości tego wskaźnika od jedności (lub od 100%), tym nastąpiła większa zmiana obciążenia

w rozpatrywanym czasie. Zmiany, jakie zaszły w analizowanej sytuacji, również są pozytywne dla systemu elektroenergetycznego, gdyż świadczą o zwiększeniu się równomierności obciążenia.

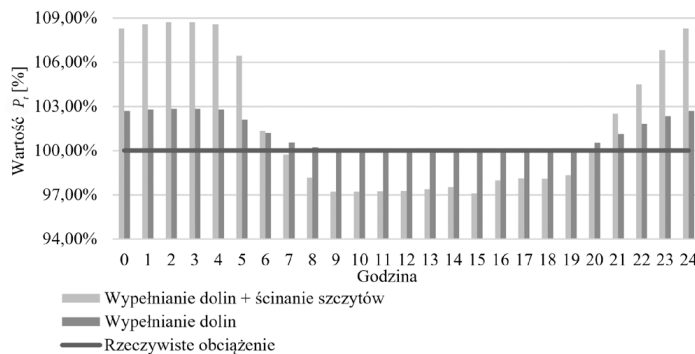
Wskaźnikiem obrazującym zmiany w obciążeniu systemu elektroenergetycznego jest wskaźnik  $R_{Pt}$ , który jest związany ze wskaźnikiem  $P_{t/t}$  opisującym stosunek obciążeń chwilowych przed i po wdrożeniu rozwiązań DSM. Wskaźnik  $R_{Pt}$  opisuje różnicę między wskaźnikiem  $P_{0/tt}$  dla krzywej bazowej (który wynosi 1 lub 100) oraz wskaźnikiem  $P_{t/t}$  dla krzywej uwzględniającej wdrożenie rozwiązań DSM. Im większe odchylenie wartości tego wskaźnika od jedności (lub od 100%), tym większa zmiana

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 44–48. When referring to the article please refer to the original text.

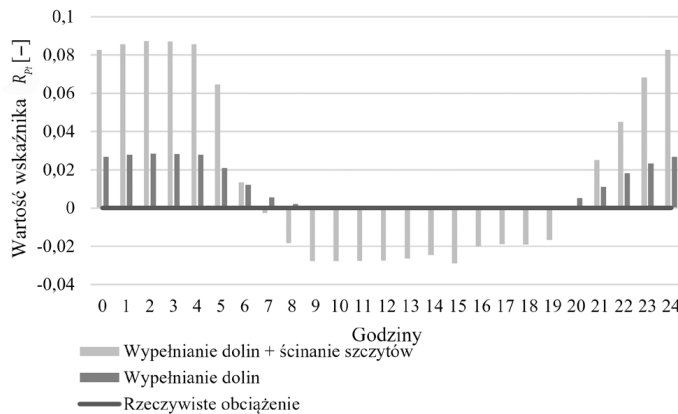
PL



Rys. 4. Wartości stosunku chwilowych obciążeń systemu elektroenergetycznego



Rys. 5. Wartości procentowe stosunku chwilowych obciążeń systemu elektroenergetycznego



Rys. 6. Wartości wskaźnika  $R_{pt}$  dla wariantów przedstawiających wdrożenie rozwiązań DSM

obciążenia nastąpiła w rozpatrywanym czasie. Wskaźnik przedstawia wzór:

$$R_{pt} = P_{0t/t} - P_{t/t}$$

gdzie:  $R_{pt}$  – różnica wskaźników  $P_{t/t}$  [-],  $P_{0t/t}$  – wskaźnik  $P_{t/t}$  dla krzywej nieuwzględniającej rozwiązania DSM (przyjmuje wartość 1 [-] lub 100%).

Wartości tego wskaźnika przedstawiono na rys. 6. Obciążenie dla wariantu ścinania szczytów i wypełniania dolin w okresie

szczytowym zmniejszyło się tu o ok. 3%, natomiast w okresie najniższych obciążeń zwiększyło się o ok. 8%. Zmiany, jakie zaszły w analizowanej sytuacji, również są pozytywne dla systemu elektroenergetycznego, gdyż świadczą o zwiększeniu się równomierności obciążenia.

Dla wariantu uwzględniającego wdrożenie jedynie wypełniania dolin obciążenie w okresie doliny nocnej wzrosło o ok. 3%, natomiast w okresie szczytowych obciążeń zaobserwowano wzrost obciążenia o ok. 0,1%. Wzrost w tym okresie jest niewielki,

ale jest to efekt niepożądany. Został on wywołany przez część samochodów elektrycznych, które są ładowane w ciągu dnia. Dlatego też ważne jest odpowiednie monitorowanie i zarządzanie liczbą ładujących się pojazdów w ciągu dnia, aby dodatkowe obciążenie systemu elektroenergetycznego w okresie szczytów nie przybrało zbyt dużych wartości.

Kolejny wskaźnik ( $R$ ) opisujący zmiany, jakie zaszły w obciążeniu systemu, przedstawia różnicę między obciążeniem, jakie wystąpiłoby bez zastosowania rozwiązania DSM, a obciążeniem, jakie wystąpiło po jego wdrożeniu. Wyraża się go wzorem:

$$R = P_{t2} - P_{t1}$$

Wartości tego wskaźnika przedstawiono na rys. 7. W tym wariancie uwzględniającym wypełnianie dolin i ścinanie szczytów obciążenie w okresie szczytowym zmniejszyło się o ok. 0,6 GW, natomiast w okresie najniższych obciążeń zwiększyło się o ok. 1,4 GW. Zmiany, jakie zaszły w analizowanej sytuacji, również są pozytywne dla systemu elektroenergetycznego, gdyż świadczą o zwiększeniu się równomierności obciążenia. W wypełnianiu dolin obciążenie w okresie doliny nocnej wzrosło o ok. 0,5 GW, a w okresie szczytowym zapotrzebowanie na moc również wzrosło (o ok. 0,02 GW). Wzrost ten wynika z ładowania się samochodów elektrycznych w ciągu dnia, co zostało opisane wcześniej, przy wskaźniku  $R_{pt}$ .

Miarą obrazującą wpływ wdrożenia DSM na system elektroenergetyczny jest również wystąpienie oszczędności energii szczytowej. W rozpatrywanym przykładzie oszczędność energii szczytowej wystąpiła w ramach wdrożenia ścinania szczytów i wyniosła ok. 8,6 GWh. Wystąpienie tego typu rezerwy zilustrowano na rys. 8. Po zastosowaniu jedynie rozwiązania wypełniania dolin nie występuje rezerwa w postaci oszczędności energii szczytowej.

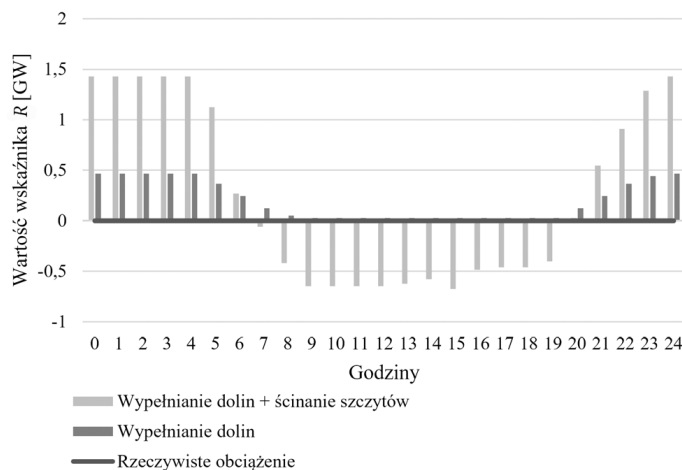
#### 4. Wnioski

Wdrożenie rozwiązań DSM dotyczących kształtowania krzywej obciążenia dobowego, których efektem jest wypełnianie dolin oraz ścinanie szczytów, może w znaczny sposób wpłynąć na zmianę obciążenia systemu elektroenergetycznego. W związku z tym konieczne jest opracowanie wskaźników charakteryzujących obciążenia systemu elektroenergetycznego, które pozwoliłyby na analizę pracy systemu. Zaproponowana metoda obliczania skutków wdrożenia strategii zarządzania popytem na energię elektryczną (DSM) w systemach elektroenergetycznych może zostać wykorzystana między innymi do oceny wdrożenia owych rozwiązań. Wskaźniki przedstawione w niniejszym artykule pozwoliły opisać zmiany, jakie zaszły w wartościach obciążeń systemu elektroenergetycznego pod wpływem wdrożenia rozwiązań DSM. Pozwoliły one na zobrazowanie i wykrycie pozytywnych efektów ich wdrożenia, takich jak wystąpienie oszczędności energii szczytowej, czy też przedstawienie konkretnych wartości, o jakie zmniejszyły się obciążenia szczytowe bądź zwiększyły obciążenia w okresie doliny nocnej. Ważnym aspektem

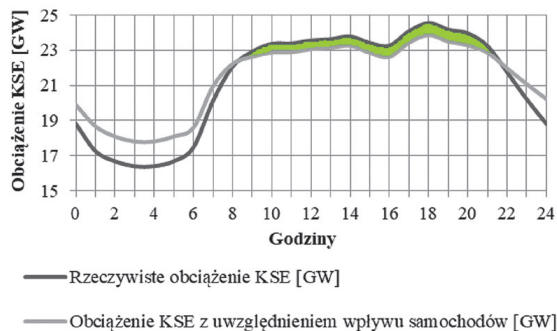


This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 44–48. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 7. Wartości wskaźnika R dla wariantów przedstawiających wdrożenie rozwiązań DSM



Rys. 8. Wystąpienie oszczędności energii szczytowej – rozwiązanie ścinanie szczytów

wykorzystania zaproponowanych wskaźników do analizy krzywych było wychwycenie negatywnego efektu wdrożenia jedynie rozwiązania wypełniania dolin. Analiza krzywych metodą opierającą się na zaproponowanych wskaźnikach pozwoliła stwierdzić, o ile zwiększy się obciążenie w okresie

szczytowym, które wynika z ładowania w tym czasie części samochodów elektrycznych. Udowadnia to, że metody pozwalające na analizę efektów wdrożenia rozwiązań DSM na pracę systemu elektroenergetycznego są potrzebne i konieczne jest ich dalsze rozwijanie.

#### Wiktorija Weronika Stahl

mgr inż.  
Politechnika Gdańska  
e-mail: wiktoria.stahl@pg.edu.pl

Studia magisterskie na kierunku energetyka ukończyła na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2018). Jej zainteresowania badawcze obejmują systemy elektroenergetyczne, ich prace oraz samochody elektryczne i ich oddziaływanie na pracę systemu elektroenergetycznego.

#### Paweł Bućko

dr hab. inż.  
Politechnika Gdańska  
e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl

Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego działalność naukowa jest związana z ekonomiką energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem problematyki programowania rozwoju systemów energetycznych w uwarunkowaniach rynkowych. Aktywność zawodową koncentruje na analizie inwestycyjnej dla źródeł wytwórczych, analizie mechanizmów rynkowych i zasad rozliczeń w dostawie energii. Jest także audytorem energetycznym i zajmuje się problematyką racjonalnego użytkowania energii.

#### Bibliografia

1. Ryś M., Wybrane narzędzia sterowania popytem na energię elektryczną, *Rynek Energii* 2005, nr 4.
2. Goswami D.Y., Kreith F., Energy efficiency and renewable energy handbook, CRC Press 2016.
3. Wang Z., Wang S., Grid Power Peak Shaving and Valley Filling Using Vehicle-to-Grid Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2013, Vol. 28, No. 3.
4. Stahl W., Bućko P., Analysis of the Impact of Charging Electric Cars on the Power System Load, *Acta Energetica* 2019, No. 1/38.
5. Falvo M.C. i in., EV Charging Stations and Modes: International Standards, 2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, Italy, Ischia, 18–20 June 2014.
6. Zapotrzebowanie mocy KSE (1–31.10.2019), Polskie Sieci Elektroenergetyczne [online], <https://www.pse.pl/obszary-dzialalnosci/krajowy-system-elektroenergetyczny/zapotrzebowanie-kse>.
7. Stahl W., Rozwiązania V2G i G2V jako sposoby wykorzystania samochodów elektrycznych do zmiany kształtu krzywej obciążenia dobowego systemu elektroenergetycznego, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2018, nr 61, s. 69–72.
8. Bućko P., Stahl W., Analiza wpływu ładowania pojazdów elektrycznych na dynamikę zmian obciążenia dobowego systemu elektroenergetycznego, XIX Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '19, Jastrzębia Góra, czerwiec 2019 [w:] *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2019, nr 62, s. 29–32.