



**POLITECHNIKA
GDAŃSKA**

Wydział Elektrotechniki
i Automatyki



Imię i nazwisko autora rozprawy: Wiktoria Weronika Stahl

Dyscyplina naukowa: Automatyka, elektronika, elektrotechnika i technologie kosmiczne

ROZPRAWA DOKTORSKA

Tytuł rozprawy w języku polskim: Metoda obliczania skutków wdrożenia strategii zarządzania popytem na energię elektryczną (DSM/DSR) w systemach elektroenergetycznych

Tytuł rozprawy w języku angielskim: A method of assessing the effects of the implementation of the energy demand management strategies (DSM/DSR) in electric power systems

Promotor	Drugi promotor
<i>Podpis</i>	<i>podpis</i>
dr hab. inż. Paweł Bućko	-
Promotor pomocniczy	Kopromotor
<i>Podpis</i>	<i>podpis</i>
dr inż. Alicja Lenarczyk	-

Gdańsk, rok 2023



OŚWIADCZENIE

Autor rozprawy doktorskiej: Wiktoria Weronika Stahl

Ja, niżej podpisany(a), oświadczam, iż jestem świadomy(a), że zgodnie z przepisem art. 27 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 4 lutego 1994 r. o prawie autorskim i prawach pokrewnych (t.j. Dz.U. z 2021 poz. 1062), uczelnia może korzystać z mojej rozprawy doktorskiej zatytułowanej:

„Metoda obliczania skutków wdrożenia strategii zarządzania popytem na energię elektryczną (DSM/DSR) w systemach elektroenergetycznych”

do prowadzenia badań naukowych lub w celach dydaktycznych.¹

Świadomy(a) odpowiedzialności karnej z tytułu naruszenia przepisów ustawy z dnia 4 lutego 1994 r. o prawie autorskim i prawach pokrewnych i konsekwencji dyscyplinarnych określonych w ustawie Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce (Dz.U.2021.478 t.j.), a także odpowiedzialności cywilnoprawnej oświadczam, że przedkładana rozprawa doktorska została napisana przeze mnie samodzielnie.

Oświadczam, że treść rozprawy opracowana została na podstawie wyników badań prowadzonych pod kierunkiem i w ścisłej współpracy z promotorem dr hab. inż. Pawłem Bućko, promotorem pomocniczym dr inż. Alicją Lenarczyk.

Niniejsza rozprawa doktorska nie była wcześniej podstawą żadnej innej urzędowej procedury związanej z nadaniem stopnia doktora.

Wszystkie informacje umieszczone w ww. rozprawie uzyskane ze źródeł pisanych i elektronicznych, zostały udokumentowane w wykazie literatury odpowiednimi odnośnikami, zgodnie z przepisem art. 34 ustawy o prawie autorskim i prawach pokrewnych.

Potwierdzam zgodność niniejszej wersji pracy doktorskiej z załączoną wersją elektroniczną.

Gdańsk, dnia

.....
podpis doktoranta

Ja, niżej podpisany(a), wyrażam zgodę na umieszczenie ww. rozprawy doktorskiej w wersji elektronicznej w otwartym, cyfrowym repozytorium instytucjonalnym Politechniki Gdańskiej.

Gdańsk, dnia

.....
podpis doktoranta

¹ Art. 27. 1. Instytucje oświatowe oraz podmioty, o których mowa w art. 7 ust. 1 pkt 1, 2 i 4–8 ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. – Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce, mogą na potrzeby zilustrowania treści przekazywanych w celach dydaktycznych lub w celu prowadzenia działalności naukowej korzystać z rozpowszechnionych utworów w oryginale i w tłumaczeniu oraz zwielokrotnić w tym celu rozpowszechnione drobne utwory lub fragmenty większych utworów.

2. W przypadku publicznego udostępniania utworów w taki sposób, aby każdy mógł mieć do nich dostęp w miejscu i czasie przez siebie wybranym korzystanie, o którym mowa w ust. 1, jest dozwolone wyłącznie dla ograniczonego kręgu osób uczących się, nauczających lub prowadzących badania naukowe, zidentyfikowanych przez podmioty wymienione w ust. 1.





Wydział Elektrotechniki
i Automatyki



OPIS ROZPRAWY DOKTORSKIEJ

Autor rozprawy doktorskiej: mgr inż. Wiktoria Weronika Stahl

Tytuł rozprawy doktorskiej w języku polskim: Metoda obliczania skutków wdrożenia strategii zarządzania popytem na energię elektryczną (DSM/DSR) w systemach elektroenergetycznych.

Tytuł rozprawy w języku angielskim: A method of assessing the effects of the implementation of the energy demand management strategies (DSM/DSR) in electric power systems.

Język rozprawy doktorskiej: polski

Promotor rozprawy doktorskiej: dr hab. inż. Paweł Bućko, prof. PG

Promotor pomocniczy rozprawy doktorskiej: dr inż. Alicja Lenarczyk

Data obrony:

Słowa kluczowe rozprawy doktorskiej w języku polski: DSM, DSR, strategię zarządzania popytem

Słowa kluczowe rozprawy doktorskiej w języku angielskim: DSM, DSR, demand management strategies

Streszczenie rozprawy w języku polskim: W niniejszej rozprawie poruszono zagadnienie strategii zarządzania popytem na energię elektryczną (DSM/DSR) i sposobów obliczania efektów ich wdrożenia. W związku z tym opisano oczekiwane efekty wdrożenia tych rozwiązań oraz ich zalety i wady. Zaprezentowano i przeanalizowano istniejące już metody obliczania skutków wdrożenia DSM/DSR. Zaproponowano nową metodę, która poprzez formę algorytmu uporządkowuje proces obliczania i oceny efektów realizacji tych rozwiązań. W ramach metody zaproponowano także zestaw wskaźników opisujących efekty wdrożenia DSM/DSR. Ponadto, metoda pozwala na symulowanie i prognozowanie spodziewanych rezultatów poprzez wykorzystanie symulacji Monte Carlo i modeli ekonometrycznych. Przy pomocy modeli, przedstawiono także czynniki mogące mieć wpływ na powodzenie realizacji strategii zarządzania popytem. W rozprawie przedstawiono również przykład obliczeniowy z wykorzystaniem zaproponowanej metody. Przykład oparty jest na zgromadzonych danych dotyczących preferencji odbiorców w sprawie realizacji strategii zarządzania popytem na energię elektryczną. W ramach obliczeń symulacyjnych przedstawiono potencjał realizacji rozwiązań DSM/DSR w Polsce.

Streszczenie rozprawy w języku angielskim: The dissertation shows issue of electrical energy demand management strategies (DSM/DSR) and methods of calculating the effects of their implementation. According to this, expected effects of implementing these solutions and their advantages and disadvantages were described. Existing methods of calculating effects of DSM/DSR implementation are presented and analyzed. Author of dissertation proposed new method, that organizes process of calculating and evaluating effects of implementing these solutions through form of an algorithm. Method contains set of indicators that describes effects of DSM/DSR implementation. Method also allows simulating and forecasting of expected results by usage of the Monte Carlo simulation econometric models. By analysis of models, factors were presented that may affect the success of the demand management strategies. Dissertation also presents calculation example that uses proposed method. Example is based on collected data on preferences of customers regarding the implementation of electricity demand strategies. As part of simulation calculations, the potential of implementing DSM/DSR solutions in Poland was presented.



Spis treści

Wykaz skrótów i oznaczeń	7
Wstęp.....	12
1. Cel pracy	14
2. Strategie zarządzania popytem na energię elektryczną	16
2.1 Demand Side Response i Demand Side Management	17
2.2. Efekty wdrożenia DSM/DSR	18
2.3. Technologie oraz standardy wykorzystywane przy realizacji DSM/DSR	21
2.4. Korzyści z wdrożenia DSR i DSM	26
2.5 Ryzyko i wady DSR i DSM.....	29
2.6. DSR I DSM na świecie	33
2.7. DSR w Polsce	37
3. Metody oceny rozwiązań Demand Side Response i Demand Side Management – przegląd metod.....	41
3.1. Metoda MBO	41
3.2. Metoda dekompozycji wskaźnika.....	44
3.3. Metoda kosztu unikniętego	48
3.4. Metoda wskaźnikowa oceny ewaluacji usługi DSM/DSR	51
3.5. Metoda analizy kosztów i zysków	56
3.6. Metody oceny uelastycznienia popytu na energię elektryczną.....	57
3.7. Zintegrowana metoda oceny zarządzania energią w przemyśle	65
3.7.1. Opis metody	65
3.7.2. Zintegrowana metoda oceny zarządzania energią w przemyśle celulozowo-papierniczym – studium przypadku.....	68
3.8. Analiza SWOT metod oceny rozwiązań Demand Side Response i Demand Side Management	71
3.8.1. Analiza SWOT stosowanych metod.....	71
3.8.2. Zestawienie metod wg. uwzględnianych przez nie efektów wdrożenia strategii DSM/DSR.....	77
4. Teza pracy.....	78
5. Metoda oceny efektów wdrożenia strategii DSM i DSR.....	79
5.1. Opis zaproponowanej metody oceny efektów wdrożenia strategii DSM i DSR.....	79
5.1.1. Algorytm postępowania w ramach oceny wdrożenia strategii DSM/DSR	80
5.1.1.1. Procedura początkowa.....	82
5.1.1.2. Procedura prognozy.....	83
5.1.1.3. Procedura naprawcza	85
5.1.1.4. Procedura sprawdzająca.....	87
5.1.2. Propozycja wskaźników oceny rozwiązania DSM/DSR.....	87



5.1.3. Określanie wag wskaźników	92
5.2. Tworzenie modeli ekonometrycznych.....	93
5.2.1. Poszukiwanie zależności metodą regresji	93
5.2.2. Testy statystyczne modeli ekonometrycznych.....	95
5.3. Równania regresyjne opracowane na potrzeby testowania metody	98
5.3.1. Model 1: Ilość mocy zgromadzonej w ramach funkcjonowania DSR w Polsce u dużych odbiorców	98
5.3.2. Model 2: Ilość mocy zgromadzonej w ramach redukcji z wymuszeniem u odbiorców prywatnych – weryfikacja statystyczna i przykładowe wyniki zastosowania modelu	101
5.3.3. Model 3: Ilość energii zredukowanej w ramach DSR/DSM w Austin u odbiorców prywatnych	103
5.3.4. Model 4: Ilość energii zredukowanej w ramach DSR/DSM w Austin u odbiorców przemysłowych.....	106
5.4. Zbadanie powiązania polskich i amerykańskich odbiorców energii elektrycznej	108
5.5. Symulacja Monte Carlo	108
5.5.1. Zasady metody Monte Carlo	108
5.5.2. Wykorzystanie symulacji Monte Carlo w proponowanej metodzie	111
6. Weryfikacja metody – przykład obliczeniowy	114
6.1. Procedura początkowa – weryfikacja metody.....	114
6.1.1. Ankietyzacja	115
6.1.2. Ankietyzacja a preferowane sposoby oszczędzania energii elektrycznej	116
6.1.3. Oczekiwana oszczędność energii elektrycznej na podstawie odpowiedzi respondentów.....	119
6.1.4. Przyjęcie wskaźników charakteryzujących rozwiązanie DSM i określenie ich wag .	119
6.1.5. Przyjęcie wartości granicznych wskaźników opisujących badane rozwiązanie DSM i porównanie ich z uzyskanymi wartościami	121
6.2. Procedura prognozy – weryfikacja metody	122
6.2.1. Określenie maksymalnych i minimalnych wartości zmiennych w modelu ekonometrycznym	123
6.2.2. Analiza Monte Carlo	123
6.2.3. Wybór zmiennej z największym wpływem na rezultaty wdrożonego rozwiązania DSM	125
6.2.4. Wyznaczenie wartości wskaźników dla danych zaprognozowanych i porównanie ich z wartościami granicznymi	126
6.3. Procedura sprawdzająca – po wdrożeniu	127
7. Przykład obliczeniowy z wykorzystaniem procedury naprawczej algorytmu	128
7.1. Procedura początkowa – przykład z wariantem naprawczym	128
7.2. Procedura prognozy – przykład z wariantem naprawczym	130
7.3. Procedura naprawcza – przykład z wariantem naprawczym.....	131
7.4. Procedura sprawdzająca – przykład z wariantem naprawczym	132

8. Zastosowanie metody do innych działań DSM/DSR	133
8.1. Proponowana metoda a ścinanie szczytów	133
8.2. Proponowana metoda a wypełnianie dolin	133
8.3. Proponowana metoda a uelastycznianie obciążenia	133
8.4. Proponowana metoda a przesuwanie obciążenia	137
8.5. Proponowana metoda a strategiczne oszczędzanie i zwiększanie zapotrzebowania ...	137
9. Wnioski	141
9.1. Elementy nowości naukowej proponowanej metody	142
9.2. Przyszłe kierunki badań	143
Wykaz literatury	144
Wykaz tabel	150
Wykaz rysunków.....	152
ZAŁĄCZNIK 1 – ankieta przeznaczona dla odbiorców prywatnych	154
ZAŁĄCZNIK 2 – Ankieta dla odbiorców przemysłowych.....	156

Wykaz skrótów i oznaczeń

A – dolna granica przedziału,

a – wektor oszacowanych współczynników równania regresji

a_p – powierzchnia zajmowana przez badany podmiot [m^2]

B – górna granica przedziału

B_{DSR} – ilość wykorzystanego paliwa po wdrożeniu DSM/DSR [kg]

B_p – ilość wykorzystanego paliwa [kg],

$B_{p\%}$ – ilość wykorzystanego paliwa [%],

BACS – systemy automatyki i sterowania systemami w budynku (ang. Building Automation and Control Systems)

BEMS –system zarządzania energią w budynku, będący częścią BACS (ang. *Building Energy Management System*)

c – liczba wszystkich iteracji;

CI – całkowity zysk netto [%]

CO – całkowity koszt netto [%]

ΔC – przyrost wynagrodzeń (cen) za zaoszczędzoną moc [zł]

cov(...) – kowariancja

c_e – bieżąca cena za jednostkę energii elektrycznej [zł/Wh]

c_g – cena gazu [zł]

D - ilość symulacji w których uzyskano lepszy wynik zmiennej objaśnianej

DSM – zarządzanie stroną popytową (ang. Demand Side Management)

DSR – odpowiedź strony popytowej (ang. Demand Side Response)

D_{act} – wskaźnik efektu działalności [zł]

D_c – liczba programów dla uczestników przemysłowych [szt]

D_{int} – wskaźnik efektu efektywności [Wh/zł]

D_r – liczba programów dla uczestników prywatnych [szt]

D_{str} – wskaźnik efektu struktury [-]

D_{tot} – zużycie energii w okresie od 0 do T [Wh]

e – dopuszczalny błąd maksymalny

$e_{\%}$ - redukcja emisji [%]

e_0 – całkowita energia elektryczna zużyta przez przemysł w roku bazowym 0 [Wh]

e_{CO_k} - emisja po wprowadzeniu DSM/DSR [Mg]

e_{CO_p} - emisja przed wprowadzeniem DSM/DSR (emisja początkowa) [Mg]

e_{it} – stosunek zużycia energii i wartości produkcji w sektorze i w roku t [Wh/zł]

E_c – całkowite zużycie energii w ciągu roku [Wh]

E_{it} – zużycie energii elektrycznej w sektorze przemysłu i w roku t [Wh]

E_r - jednostka energii zaoszczędzonej (Wh)

E_{rs} – zmniejszone zapotrzebowanie na energię w szczycie

E_{rt} – energia zaoszczędzona w roku t [Wh]

E_{rt-1} – energia zaoszczędzona w analogicznym okresie roku poprzedzającego (t-1) [Wh]



$E_{\text{śr}}$ – średnie zużycie energii w rozpatrywanym czasie [Wh]
 E_t – zużycie energii w danej godzinie [Wh],
 E_T – zużycie energii po wdrożenia DSM/DSR [Wh]
 $E_T(s)$ – zużycie energii w okresie testowym T na podstawie sygnału cenowego s
 $E_{\text{target max}}$ – docelowe maksymalne zużycie energii elektrycznej [Wh]
 $E_{\text{target min}}$ – docelowe minimalne zużycie energii elektrycznej [Wh]
 E_0 – zużycie energii przed wdrożeniem DSM/DSR [Wh]
 e_{co2} - wskaźnik emisji CO2 [t/Wh]
 e_t – całkowita energia elektryczna zużyta przez przemysł w roku t odniesiona do wartości produkcji [Wh/zł]
 e_T – całkowita energia elektryczna zużyta przez przemysł w roku T [Wh]
 E_t – energochłonność sektora przemysłu i [Wh]
 E_z – zużyta energia elektryczna [Wh]
 f – wielkość frakcji. Stanowi 90% wielkości populacji
 f_e – współczynnik wypełnienia wykresu obciążenia [-]
 $f_n(y_b > y)$ - częstość względna zdarzenia losowego $y_b > y$
 F_t^{act} – wskaźnik efektu działalności Fischera [-]
 F_t^{eff} – wskaźnik efektywności ekonomicznej
 F_t^{eff} – wskaźnik efektywności ekonomicznej Fischera [-]
 g – liczba iteracji
 g_e – maksymalny błąd symulacji
 HEMS - system zarządzania energią w budynkach mieszkalnych (domach) (ang. *Home Energy Management System*)
 h - liczba zmiennych w modelu ekonometrycznym
 I – ilość punktów przyznanych w ramach gratyfikacji
 I_M – miesięczny zysk po wdrożeniu DSM [zł]
 J – ilość przymusowych wyłączeń
 J_c – koszty energii w okresie prognozy od 0 do t [zł]
 J_{max} – maksymalny cel elastyczności [Wh]
 J_{min} – minimalny cel elastyczności [Wh]
 $K_{1\text{kW}}$ – koszt rozbudowy sieci przypadający na 1 kW [zł/kW]
 K_I – koszt inwestycyjny w realizację usługi DSM/DSR [zł]
 K_p – koszt energii zaoszczędzonej [zł]
 K_r – całkowity koszt rozbudowy [zł]
 K_U – koszt unikniony [zł]
 K_w – koszty związane z przerwą w dostawie energii elektrycznej [zł]
 $K/Q+K$ – udział kapitału zewnętrznego [%]
 $K_{\text{środ}}$ – całkowite koszty środowiskowe [zł]
 $k_{\text{środCO2}}$ - stawka opłat za korzystanie ze środowiska [zł/t]
 L – ilość uczestników realizujących DSM/DSR [szt]

L_c – liczba odbiorców przemysłowych [szt]
 $I_n(y_b > y)$ – liczba zdarzeń sprzyjających wystąpieniu zdarzenia $y_b > y$.
 L_r – liczba odbiorców prywatnych [szt]
 L_t – liczba uczestników biorących udział w realizacji danego programu w czasie t [szt]
 L_{t-1} – liczba uczestników biorących udział w realizacji danego programu w okresie poprzedzającym $(t-1)$ [szt]
 L_t^{act} – wskaźnik efektu działalności Laspeyresa [-]
 L_t^{eff} – wskaźnik efektywności ekonomicznej Laspeyresa [-]
 M – całkowita liczba urządzeń podlegających realizacji usługi DSM
 m_0 – wskaźnik statyczny promocji
 m_1 – wskaźnik dynamiczny promocji
 n – liczba obserwacji
 NCF – przepływ pieniężny netto [zł]
 N_0 – liczba pracujących, zmodernizowanych urządzeń po wdrożeniu usługi DSM
 N_1 – liczba nabytych urządzeń energooszczędnych po wdrożeniu DSM
 N_{min} – minimalna ilość respondentów (próby badawczej)
 N_p – wielkość populacji
 \overline{N}_t – średnie obciążenie w dolinie nocnej w roku t [W]
 \overline{N}_{t-1} – średnie obciążenie w dolinie nocnej w analogicznym okresie roku poprzedzającego $(t-1)$ [W]
 O – liczba odbiorców energii elektrycznej w obszarze [szt]
 OSD – Operator Systemu Dystrybucyjnego
 OSP – Operator Systemu Przesyłowego
 PBP – okres zwrotu inwestycji
 $\overline{pse(t)}$ – sprawność przesuwania zapotrzebowania w celu jego zwiększenia
 $pse(t)$ – sprawność przesuwania zapotrzebowania w celu jego zmniejszenia
 p_k – ocena punktowa danego wskaźnika
 p_Q – oprocentowane kapitału własnego [%]
 p_z – oprocentowanie kapitału zewnętrznego [%]
 P_{DS} – udział mocy zgromadzonej w ramach DSR w mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym w [%]
 P_{el} – zużycie mocy elektrycznej [W]
 P_e – moc zainstalowana elektryczna [W]
 P_g – zużycie gazu [W]
 P_i – moc zainstalowana nowych instalacji [kW]
 P_{iel} – zainstalowana moc elektryczna elektrowni [W],
 P_L – średnia redukcja mocy na uczestnika
 P_{PSE} – moc zainstalowana w systemie elektroenergetycznym [W],
 P_r – moc zaoszczędzona w szczycie [W]
 P_{rt} – moc zaoszczędzona w roku t [W]

P_{rt-1} – moc zaoszczędzona w analogicznym okresie roku poprzedzającego (t-1) [W]
 $P_{redukcyjna}$ – moc redukcyjna zgromadzona w ramach DSR [W],
 P_s – szczytowe zapotrzebowanie na moc w rozpatrywanym czasie [W]
 P_t^{act} – wskaźnik efektu działalności Paascha [-]
 P_t^{eff} – wskaźnik efektywności ekonomicznej Paascha [-]
 \bar{P}_t – średnie obciążenie w dniu redukcji w roku t [W]
 \bar{P}_{t-1} – średnie obciążenie w analogicznym okresie roku poprzedzającego (t-1) [W]
 $P_t(s)$ – zużycie mocy o godzinie t na podstawie sygnału cenowego s
 $\sum p$ – suma punktów przyznanych dla każdego ze wskaźników
 R^2 – współczynnik R-kwadrat, współczynnik determinacji
 R_I – koszt programów przypadający na ilość uczestników przemysłowych [zł/szt]
 R_p – wartość udzielonych rabatów [zł]
 R_r – koszt energii zaoszczędzonej [zł]
 R_z – koszt energii zużytej [zł]
 s_0 – sygnał cenowy ze stałą ceną
 $s(x)$ - wariancja arytmetyczna wartości zmiennych objaśniających
 $s(y)$ wariancja wartości rzeczywistych zmiennej objaśnianej
 S^2 – wariancja
 S^2_ϵ – szacowana wartość wariancji składnika losowego
 S_x – odchylenie standardowe wartości wyjściowych symulacji,
 s_d – stopa podatku dochodowego [%]
 s_{it} – udział wartości produkcji sektora i w całkowitej produkcji przemysłowej w roku t [-]
 T – okres testowania rozwiązania wyrażony w dniach
 TBM – funkcja specjalistycznego zarządzania systemami w budynku (ang. *Technical Building Management*), jedna z funkcjonalności BACS.
 T_{el} – czas wytwarzania energii elektrycznej [h],
 T_t – czas użytkowania energii elektrycznej [h]
 t – godziny, $t=1, \dots, 24$
 v_1 – wskaźnik struktury pierwszego zbioru,
 v_2 – wskaźnik struktury drugiego zbioru.
 v_p – współczynnik podobieństwa struktury
 W_1 – wskaźnik kosztu energii zaoszczędzonej [zł/Wh]
 W_{10r} – wskaźnik jednostkowej unikniętej emisji CO₂ w zależności od ilości uczestników prywatnych [t/szt]
 W_{10c} – wskaźnik jednostkowej unikniętej emisji CO₂ w zależności od ilości uczestników przemysłowych [t/szt]
 W_{11} – wskaźnik średniej różnicy obciążenia [Wh]
 W_{12} – wskaźnik rezygnacji z uczestnictwa [szt]
 W_{13} – wskaźnik wzrostu obciążenia w dolinie nocnej [W]
 W_2 – wskaźnik udzielonych rabatów [zł/Wh]

W_{3r} – wskaźnik energii zaoszczędzonej wśród odbiorców prywatnych [Wh/uczestnik]
 W_{3c} – wskaźnik energii zaoszczędzonej wśród odbiorców przemysłowych [Wh/uczestnik]
 W_{4r} – wskaźnik mocy zaoszczędzonej w szczycie wśród odbiorców prywatnych [W/uczestnik]
 W_{4c} – wskaźnik mocy zaoszczędzonej w szczycie wśród odbiorców przemysłowych [W/uczestnik]
 W_5 – wskaźnik zmniejszenia zapotrzebowania w szczycie [%]
 W_{6r} – wskaźnik ilości wdrożonych programów wśród uczestników prywatnych [szt/uczestnik]
 W_{6c} – wskaźnik ilości wdrożonych programów wśród uczestników przemysłowych [szt/uczestnik]
 W_7 – wskaźnik przyrostu (lub spadku) ilości energii zaoszczędzonej [Wh]
 W_8 – wskaźnik przyrostu (lub spadku) ilości mocy zaoszczędzonej w szczycie [Wh]
 W_9 – wskaźnik jednostkowej unikniętej emisji CO₂ w zależności od oszczędzonej energii [t/Wh]
 W_d – wartość opałowa paliwa [J/kg],
 w_k – waga danego wskaźnika
 $\sum w$ – suma wag wszystkich wskaźników
 X – macierz zmiennych objaśniających
 x – zmienne objaśniające w modelu ekonometrycznym,
 X_a – uniknięta emisja zanieczyszczeń (CO₂) [t]
 x_b – wygenerowana zmienna losowa objaśniająca
 \bar{x} – średnia arytmetyczna wartości zmiennych objaśniających
 y – przewidywana wartość zmiennej objaśnianej modelu ekonometrycznego,
 Y – wektor zmiennych objaśnianych
 y_b – uzyskana wartość zmiennej objaśnianej w poszczególnych iteracjach
 Y_{it} – wartość produkcji generowanej przez sektor i w roku t [zł]
 Y_t – całkowita wartość produkcji, generowanej przez wszystkie gałęzie przemysłu [zł]
 \bar{y}_b – średnia wartości wyjściowych symulacji
 \hat{y} – rzeczywista wartość zmiennej objaśnianej
 \bar{y} – średnia arytmetyczna wartości rzeczywistych zmiennej objaśnianej,
 z – poziom ufności dla wyników
 z_c – współczynnik ufności dla poziomu ufności
 $Q/Q+K$ – udział kapitału własnego [%]
 α_i – parametry strukturalne modelu ekonometrycznego
 Δe_{tot} – przyrost całkowitego zużycia energii przez przemysł w okresie od 0 do T [Wh]
 ε – składnik losowy
 σ – odchylenie standardowe
 η_{el} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni [-].

Wstęp

Polski system elektroenergetyczny zmaga się z licznymi problemami – wciąż rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną jest coraz trudniejsze do pokrycia. Wynika to między innymi ze starzejącej się infrastruktury i źródeł wytwórczych, które nie są dostosowane do gwałtownych zmian zapotrzebowania, zwłaszcza w okresie szczytowym. Ponadto, obecne źródła wytwórcze bazujące na węglu charakteryzują się długim czasem reakcji na zmiany zapotrzebowania oraz nie spełniają obowiązujących norm emisyjnych, do których musimy się dostosować jako członkowie Unii Europejskiej. Wszystkie te czynniki mają znaczący wpływ na wydolność i bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej zarówno do odbiorców prywatnych jak i przemysłowych. Obecnie Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) jest niewystarczająco elastyczny [15]. W świetle tych problemów niezbędne jest podjęcie natychmiastowych działań mających wpływ na poprawę bieżącej sytuacji. Niestety, najbardziej pożądane rozwiązania np. w postaci stworzenia nowych źródeł wytwórczych czy też remontów infrastruktury przesyłowej są czasochłonne i wymagają dużego nakładu finansowego. Przykładowo, wg. [121] nakłady inwestycyjne w remonty i rozbudowę sieci przesyłowej (uwzględniające nowe linie, stacje i rozdzielnie) według planów na lata 2021 – 2032 wynoszą ok. 13,8 mld zł.

Rozpoczęcie budowy nowych elektrowni i modernizacja systemu elektroenergetycznego jest niezbędna, ale przy tym wymaga czasu i poniesienia dużych kosztów. W związku z koniecznością pilnej poprawy funkcjonowania naszego systemu elektroenergetycznego, można rozważyć wdrożenie rozwiązań DSM/DSR (ang. *Demand Side Management/Demand Side Response*). Są to działania, pozwalające wpływać w pożądany na sposób na zużycie energii elektrycznej przez odbiorców energii w horyzoncie krótko- jak i długoterminowym. Przykładowo, wdrożenie tego typu rozwiązań pozwoliłoby skutecznie zmniejszyć szczytowe obciążenia systemu lub poprawić efektywność wykorzystania energii elektrycznej, co może mieć kluczową rolę dla bezpieczeństwa pracy systemu i zapewnienia ciągłości oraz jakości dostaw energii elektrycznej. Rozwiązania DSM/DSR są dobrze sprawdzone w wielu państwach na świecie i w Europie, np. USA, Wielka Brytania, Włochy [77]. Tamtejsze badania wykazują skuteczność wdrożonych strategii zarządzania popytem na energię elektryczną. W związku z tym, działania wpływające na popyt na energię elektryczną są dobrze sprawdzone. Jest to sytuacją korzystną, gdyż Polska może tu skorzystać z doświadczeń innych państw zarówno w zakresie wyboru wdrażanych programów DSM/DSR jak i zastosowanych rozwiązań prawnych i technologicznych. Odpowiednie wdrożenie i realizacja metod zarządzania popytem na energię elektryczną może stanowić dobre rozwiązanie problemów, z jakimi boryka się KSE, dopóki nie zostanie on odpowiednio zmodernizowany i przebudowany.

Rozwiązania DSM/DSR pomimo licznych zalet niosą ze sobą także pewne zagrożenia. Przykładowo w wyniku przesuwania obciążeń istnieje ryzyko wystąpienia nowego szczytu zapotrzebowania na energię elektryczną. Wszelkie negatywne efekty wynikające z zastosowania strategii zarządzania popytem są wysoce niepożądane i niebezpieczne. Dlatego też konieczne



jest odpowiednie ich przeanalizowanie i zbadanie ich wpływu na system elektroenergetyczny. W związku z tym istnieje kilka metod oceny efektów wdrożenia rozwiązań DSM/DSR, co wykazano w rozdziale 3. Każda z istniejących metod ma swoje wady i zalety. Niektóre z nich są bardzo ogólne i poprzez proponowany sposób analizy obejmują wiele różnych aspektów funkcjonowania DSM/DSR, począwszy od ilości zredukowanej mocy do badania zadowolenia odbiorców. Część metod jest też bardzo specyficzna – zostały one stworzone z myślą o analizie specyficznych przypadków wdrożenia DSM/DSR. Mimo istnienia wielu metod, brakuje wśród nich metody uniwersalnej, która pozwoliłaby na analizę wielu wariantów DSM/DSR. Ponadto metody te często pomijają opisanie i analizę skutków wdrożenia DSM/DSR dla systemu elektroenergetycznego.

W związku z powyższym, w odpowiedzi na wspomniane wcześniej problemy autorka niniejszej rozprawy podjęła się propozycji nowej metody oceny efektów wdrożenia rozwiązań DSM/DSR.

1. Cel pracy

Celem rozprawy jest zaproponowanie metody pozwalającej obliczać skutki systemowe wdrożenia różnych strategii zarządzania popytem na energię elektryczną (DSM/DSR).

Odpowiednie zarządzanie popytem na energię elektryczną przy wykorzystaniu tzw. metod zarządzania popytem w dłuższym (DSM) i krótszym (DSR) horyzoncie czasowym umożliwia operatorom systemu przesyłowego i dystrybucyjnego wpływanie na zapotrzebowanie na energię elektryczną. Wpływ na bieżące oraz prognozowane zapotrzebowanie na moc poprzez dostosowanie potrzeb odbiorców do możliwości wytwórczych systemu elektroenergetycznego pozwala w odpowiedni sposób kształtować popyt na energię elektryczną. Potencjalne korzyści z wdrożenia DSM/DSR są rozproszone i dotyczą różnych podmiotów systemu elektroenergetycznego. Wpływanie na popyt na energię elektryczną za pomocą rozwiązań oferowanych przez strategię DSM/DSR może przynieść korzyści zarówno wytwórcom, jak i przedsiębiorstwom zajmującym się obrotem i przesyłem energii elektrycznej. Każdy podmiot biorący udział we wdrażaniu strategii DSM/DSR odczuwa inne jego efekty, w związku z tym trudne jest jego efektywne wdrożenie i sprawdzenie jakie skutki DSM/DSR mają wpływ na poszczególne podmioty.

Obecnie brakuje efektywnych metod do klarownego oszacowania korzyści płynących z wdrożenia DSM/DSR dla różnych podmiotów, przede wszystkim przeznaczonych dla operatorów energii elektrycznej.

Najbardziej pożądanym efektem wdrożenia rozwiązań typu DSM/DSR jest lepsze wykorzystanie zasobów systemu elektroenergetycznego oraz obniżenie kosztów energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Z wdrożenia metod zarządzania popytem na energię elektryczną wynikają też inne korzyści, takie jak np. zmniejszenie szczytowego obciążenia systemu elektroenergetycznego (w wyniku strategii „ścianienia szczytów” oraz „przesuwania obciążeń”), zwiększenie obciążenia w okresie doliny nocnej w celu zwiększenia równomierności występujących obciążeń w ciągu doby (poprzez wdrożenie „wypełniania dolin”).

W związku z pewnym ryzykiem związanym z wdrożeniem rozwiązań zarządzania popytem na energię elektryczną istotne jest stworzenie metody, która pozwoli na bieżącą ocenę efektów wdrożenia tych strategii. Na jej podstawie możliwe będzie ocenienie skutków wykorzystania programów DSM/DSR oraz określenie dostępnych rezerw mocy i skuteczne nimi zarządzanie. Nowa metoda pozwoli także na analizę funkcjonujących i planowanych rozwiązań.

W związku ze sformułowanym celem, w zakresie niniejszej rozprawy mieści się:

1. Przedstawienie strategii zarządzania popytem energii elektrycznej we współczesnych systemach elektroenergetycznych (rozdział 2);
2. Przedstawienie istniejących metod oceny zarządzania popytem na energię elektryczną (rozdział 3);

3. Analiza zastosowanych metod oceny zarządzania popytem (rozdział 3);
4. Zaproponowanie metody, która pozwoli na skuteczne planowanie wdrożenia strategii DSM/DSR, poprzez obliczanie ich możliwych skutków (rozdział 5);
5. Wykazanie możliwości wykorzystania nowej metody do bieżącego zarządzania wykorzystaniem strategii DSM/DSR przez Operatorów Systemów Przesyłowego i Dystrybucyjnego (OSP i OSD) (rozdziały 6, 7 i 8).

Teza pracy została przedstawiona w rozdziale 4, po prezentacji analizy literaturowej aktualnego stanu badań w zakresie przedmiotu rozprawy.

2. Strategie zarządzania popytem na energię elektryczną

W niniejszej rozprawie, zostaną omówione zagadnienia związane ze sposobami zarządzania popytem na energię elektryczną. W związku z tym autorka będzie posługiwać się następującymi pojęciami:

- **Demand Side Management (DSM)** czyli Zarządzanie Stroną Popytową. Pod pojęciem DSM rozumie się osiągnięcie pożądaných, długoterminowych zmian w kształtowaniu się zapotrzebowania na energię elektryczną, np. dążenie do ogólnego zmniejszenia się popytu z biegiem czasu [30, 129]. Pojęcie DSM jest rozumiane z reguły dość szeroko i obejmuje wiele, różnorodnych strategii pozwalających osiągać cele w postaci pożądaných zmian w popycie na energię elektryczną i jego zmienności w czasie. Podstawową motywacją wdrażania DSM jest uzyskanie działań alternatywnych dla tradycyjnych działań po stronie podaży systemu. Motywacją ekonomiczną wdrażania DSM jest chęć obniżenia nakładów i kosztów po stronie podaży systemu elektroenergetycznego.
- **Demand Side Response (DSR)** czyli Odpowiedź Strony Popytowej. Pojęcie DSR można rozumieć jako synonim DSM lub pojęcie zawierające się w bardziej ogólnym pojęciu DSM. Według niektórych autorów [20, 30, 60] – DSR polega na czasowym (zwykle kilku godzinnym) obniżeniu, zwiększeniu lub przesunięciu obciążenia w czasie i może zostać wykorzystane m.in. w sytuacjach awaryjnych, więc zawiera się w tzw. „elastycznym kształtowaniu popytu”, które zwykle jest wymieniane jako jedna ze strategii DSM. Wobec problemów definicyjnych, w niniejszej dysertacji pojęcia DSM/DSR będą najczęściej nierozróżniane. Wyjątkiem są opisy konkretnych usług systemowych, które w Polsce funkcjonują pod pojęciem DSR.
- **Strategie DSM/DSR (inaczej rozwiązania DSM/DSR)** - są to rozwiązania, które polegają na wpływaniu w określony sposób na zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców końcowych (takich jak gospodarstwa domowe czy też przedsiębiorstwa przemysłowe) w celu osiągnięcia pożądaných zmian w popycie na energię elektryczną, przy jednoczesnym uwzględnieniu wymagań i potrzeb odbiorców [29].
- **Efekty DSM/DSR** – poprzez efekty DSM/DSR rozumie się czasowe lub długoterminowe, pożądane zmiany w zapotrzebowaniu na energię elektryczną. Wyróżnia się sześć główných efektów wdrożenia DSM/DSR: ścinanie szczytów, strategiczne oszczędzanie, przesuwanie obciążenia, wypełnianie dolin, uelastycznianie obciążenia, strategiczny wzrost obciążenia [29, 30, 129]. Zostały szerzej opisane w podrozdziale 2.2.
- **Programy DSM/DSR (działania, usługi DSM/DSR)** – wszelkie sposoby realizacji strategii DSM/DSR, które mają na celu osiągnięcie konkretných efektów związanych z funkcjonowaniem DSM/DSR. Przykładowo: wymiana urządzeń na energooszczędne, wprowadzenie zróżnicowanych cenowo taryf na energię elektryczną.



2.1 Demand Side Response i Demand Side Management

Zarówno DSM jak i DSR oznaczają zarządzanie popytem na energię elektryczną. Pojęcie to obejmuje wszelkie działania operatora i innych podmiotów mających wpływ na działanie systemu, które mają na celu osiągnięcie pożądaných zmian w kształtowaniu się zapotrzebowania na energię elektryczną [54, 68]. Zarówno DSM jak i DSR opierają się na reakcji strony popytowej [30, 129]. Reakcja odbiorców i zmiana sposobu użytkowania energii elektrycznej może wynikać np. z ich odpowiedzi na zmiany cen energii elektrycznej w czasie, na sygnał operatora lub z chęci otrzymania wynagrodzenia za wykonaną redukcję popytu [44, 119, 122]. Wyróżnia się trzy rodzaje reakcji strony popytowej:

- na sytuację awaryjną,
- na zapotrzebowanie ekonomiczne,
- na zapotrzebowanie na usługi systemowe.

W sytuacjach awaryjnych odpowiedź strony popytowej wykorzystuje się w celu uniknięcia utraty ciągłości w dostawach energii elektrycznej. Jest to charakterystyczne głównie dla usługi DSR [30, 129]. Dzięki chwilowemu obniżeniu popytu możliwe jest odciążenie systemu elektroenergetycznego i uniknięcie poważniejszej awarii oraz nie doprowadzenie do jej rozprzestrzeniania się [54, 119].

Reakcja strony popytowej w zależności od zapotrzebowania ekonomicznego opiera się na otrzymaniu zachęty (np. wynagrodzenia finansowego) przez odbiorcę końcowego w zamian za ograniczenie lub przesunięcie w czasie swojego zapotrzebowania [25, 119, 122]. Aby otrzymane wynagrodzenie pełniło swoją rolę, musi być odpowiednio wysokie, w zależności od wielkości obniżonego zapotrzebowania oraz od poświęconego komfortu odbiorcy [44].

Reakcja wynikająca z sygnalizacji usług systemowych wynika z utrzymania wydajności i bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego [44]. Reakcja odbiorców będąca odpowiedzią na sygnał – polecenie od operatora systemu przesyłowego, ma na celu głównie zmniejszenie zużycia energii elektrycznej w okresie wysokiego zapotrzebowania [119, 129]. Przy wdrożeniu odpowiedniej taryfy cenowej, może to być realizowane także długoterminowo [54]. W okresie szczytowym zapotrzebowanie może być trudne do zbilansowania oraz grozi utratą stabilności systemu elektroenergetycznego [44, 122].

Dotychczas za równowagę generacji energii elektrycznej i jej zużycia odpowiedzialna była strona podaźowa – wytwórcy oraz operatorzy. Strona popytowa nie brała czynnego udziału w procesie bilansowania. Sytuację tę można określić jako „podażanie podaży za popytem”, gdyż wytwórcy energii dopasowują wielkość generowanej energii elektrycznej do przewidywanych zmian zapotrzebowania na energię [30, 129]. W razie wystąpienia niedoborów energii w systemie, należy niezwłocznie ją dostarczyć. Deficytowi ilości energii elektrycznej w systemie często towarzyszy gwałtowny wzrost cen oraz konieczność jej zakupu z sąsiednich systemów elektroenergetycznych. System elektroenergetyczny w każdej chwili musi pokrywać



zapotrzebowanie odbiorców na energię elektryczną [54, 119]. W okresie szczytowym, gdy sytuacja bilansowa jest szczególnie zagrożona, równowaga podaży i popytu może zostać zaburzona. Z tego względu wszelkie rozwiązania wpływające na poprawę parametrów pracy systemu mają duże znaczenie [44, 122].

Jednym z rozwiązań pozwalających na uniknięcie ryzyka utraty stabilności pracy systemu oraz utraty ciągłości odstaw energii elektrycznej do odbiorców, jest wdrożenie usług DSM /DSR. Zmiany w zapotrzebowaniu na energię elektryczną (zwłaszcza obniżenie popytu) niosą ze sobą wiele korzyści – energia elektryczna byłaby wykorzystywana w sposób bardziej racjonalny, co wiąże się z polepszeniem wydajności użytkowania energii elektrycznej. Ponadto, dzięki lepszej kontroli zapotrzebowania, możliwe byłoby złagodzenie wahań w dobowym obciążeniu systemu elektroenergetycznego oraz ograniczenie wykorzystania elektrowni szczytowych. Wiąże się to z zachowaniem stabilności, niezawodności i polepszeniem wydajności systemu elektroenergetycznego szczególnie w godzinach, w których występuje szczytowe zapotrzebowanie na energię elektryczną [30, 129]. Wdrożenie usługi DSR pozwala osiągnąć konkretne korzyści dla pracy systemu elektroenergetycznego co szerzej omówiono w podrozdziale 2.4.

Swój udział w usłudze DSR/DSM może mieć każdy podmiot, który posiada możliwość zmiany swego zapotrzebowania lub jego przesunięcia w czasie. Musi on być przyłączony do sieci elektroenergetycznej oraz zostać zarejestrowany i sprawdzony przez operatora systemu. Odbiorcy biorący udział w usłudze DSR/DSM mają różne motywacje. Dużą rolę odgrywają tu potencjalne korzyści, które mogą czerpać odbiorcy z udziału w realizacji DSR/DSM [129]. Jedną z nich jest np. niższa cena za energię elektryczną oraz wiążące się z tym niższe rachunki za energię elektryczną. Inną zaletą dla odbiorcy może być otrzymywanie wynagrodzenia za ograniczenie zużycia energii elektrycznej. Usługa DSR może nieść korzyść nie tylko dla odbiorców końcowych, ale także dla operatorów systemu [30].

Obecnie usługi sterowania stroną popytową stają się coraz bardziej popularne na świecie. Wykorzystanie usługi DSM/DSR w celu wspomaganie równoważenia zapotrzebowania na energię i jej produkcji przez operatorów systemu i planistów sięga lat 70. XX wieku. Dynamiczny rozwój technologii informatycznych i komunikacyjnych, a także inwestycje w inteligentne liczniki i sieci inteligentne smart grid przyczyniają się do zwiększenia potencjału usługi DSM/DSR w zakresie zarządzania popytem na energię elektryczną [30, 129].

2.2. Efekty wdrożenia DSM/DSR

Jak wspomniano wcześniej, wyróżnia się sześć różnych efektów w postaci zmian profilu zapotrzebowania – przesuwanie obciążenia, ścinanie szczytów, wypełnianie dolin, strategiczny wzrost obciążenia, uelastycznianie obciążenia oraz strategiczne oszczędzanie (rys 1).

Ścinanie szczytów ma na celu kontrolowanie obciążenia w taki sposób, aby zmniejszyć wartości obciążeń szczytowych. Rozwiązanie te wywiera nieznaczny wpływ na ogólną zmianę

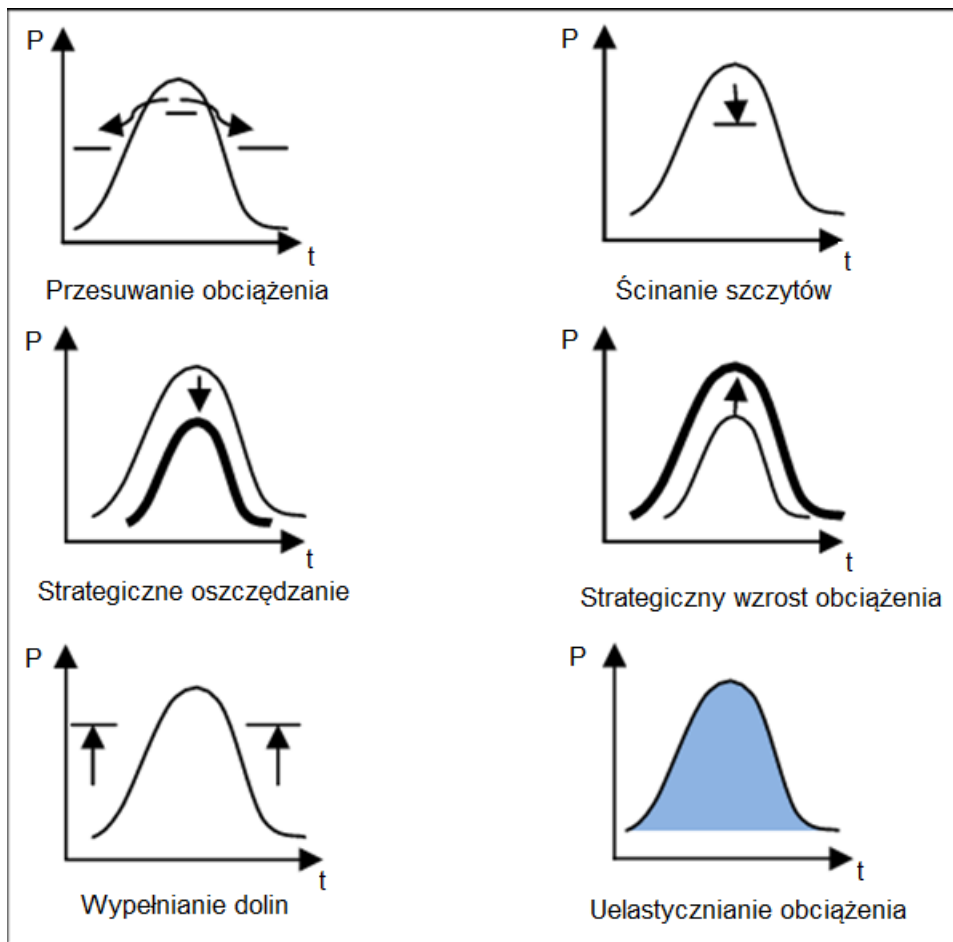


profilu zapotrzebowania, głównym efektem jego wdrożenia jest redukcja szczytowych obciążeń [54], [119].

Wypełnianie dolin oznacza wytworzenie dodatkowego zapotrzebowania na energię w okresie tzw. dolin zapotrzebowania, które występują zwykle w godzinach nocnych. Oba te rozwiązania mają na celu zmniejszenie wahań obciążenia w ciągu doby. Wiąże się to ze zmniejszeniem wartości obciążeń szczytowych lub zwiększeniem wartości najniższych obciążeń [54, 68]. Oznacza to zmniejszenie różnicy między tymi wartościami obciążeń [7]. Efektem jest zwiększenie bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego, poprzez łagodniejsze przyrosty obciążenia w okresie porannym i łagodniejsze spadki obciążenia w okresie wieczornym [68], [122].

Kolejnym efektem jest przesuwanie obciążenia. Polega na przesunięciu części zapotrzebowania z okresu występowania szczytowych obciążeń na okres pozaszczytowy. Przesuwanie obciążenia jest szeroko stosowane w dzisiejszych systemach elektroenergetycznych [44], [122]. Przesuwanie obciążenia jest połączeniem ścinania szczytów i wypełniania dolin – dzięki przesuwaniu obciążeń realizuje się te dwa cele jednocześnie, przy niezmiennym globalnym zapotrzebowaniu na energię w systemie. W wyniku zastosowania ścinania szczytów obciążenie szczytowe jest eliminowane. Natomiast przy przesuwaniu obciążenia obciążenie jest wciąż obecne, zmienił się jedynie czas jego wystąpienia [68, 119].

Strategiczny wzrost obciążenia dotyczy ogólnego zwiększania się obciążenia systemu. Wzrost ten może nastąpić w wyniku wprowadzenia odbiorcy lub urządzenia wykazującego duże zapotrzebowanie na moc przy jednoczesnej niemożności wykorzystania wypełniania dolin [44, 122]. Strategiczny wzrost obciążenia może dotyczyć także wprowadzenia i upowszechniania się nowych, energochłonnych technologii. Przykładowo, wzrost obciążenia wynikać może ze zwiększenia stopnia zautomatyzowania przemysłu lub zwiększenia się ilości samochodów elektrycznych. Pokrycie rosnącego zapotrzebowania może wiązać się ze zwiększeniem udziału magazynów energii, rozproszonych źródeł energii w rynkach energii [44, 68]. Rozwiązanie te wymaga odpowiedniego planowania i podejmowania konkretnych działań w celu zrównoważenia zwiększającego się obciążenia systemu z tworzeniem nowej, niezbędnej infrastruktury, która jest niezbędna, aby ten popyt zaspokoić [54]. Zakłada się, że nowa infrastruktura – najczęściej typu smart grid – powinna zapewnić niezbędne warunki do rozwoju strategicznego wzrostu obciążenia [44, 68]. Celowa realizacja strategicznego wzrostu obciążenia jest uzasadniona w obszarach systemu z nadwyżką zdolności produkcyjnych lub przesyłowych systemu w celu lepszego wykorzystania istniejącej infrastruktury technicznej.



Rysunek 1. Efekty wdrożenia DSM/DSR [97]

Celem uelastycznienia obciążenia jest przede wszystkim zwiększenie niezawodności systemu elektroenergetycznego. Dla uelastycznienia popytu istotne jest prognozowanie popytu na energię elektryczną wraz z uwzględnieniem wszelkich działań w ramach strategii DSM/DSR [44, 54]. Następnie, organy odpowiadające za planowanie pracy systemu wybierają optymalny sposób pokrycia spodziewanego zapotrzebowania. Jednym z najistotniejszych kryteriów wyboru jest niezawodność [44]. W związku z tym, odbiorcy mają do dyspozycji różne sposoby zaopatrzenia w energię elektryczną w zależności od jej jakości. Mogą na nie zgodzić w zależności od oferowanych zachęt i korzyści. Wynika stąd elastyczność obciążenia systemu elektroenergetycznego [54]. Dzięki inteligentnym licznikom możliwa byłaby identyfikacja odbiorców wykazujących „elastyczne” zapotrzebowanie na energię elektryczną, czyli takie, które można by przesunąć np. poza okres szczytowy [68, 122].

Strategiczne oszczędzanie polega na celowym obniżeniu zapotrzebowania na energię elektryczną w wybranym obszarze systemu poprzez wdrożenie rozwiązań mających wpływ bezpośrednio na zużycie energii elektrycznej przez odbiorców [44, 54]. Zmiany w zużyciu energii elektrycznej wynikają głównie z zastosowania technologii energooszczędnych, a także urządzeń bardziej wydajnych energetycznie [54, 119]. Rolą organu odpowiadającego za planowanie pracy systemu jest podjęcie decyzji, jakie działania są najbardziej opłacalne i powinny być promowane [44, 68, 122].



2.3. Technologie oraz standardy wykorzystywane przy realizacji DSM/DSR

Najważniejszym aspektem wprowadzenia usług DSM/DSR jest wdrożenie odpowiednich technologii i rozwiązań, pozwalających na ich realizację. Na wdrożenie i funkcjonowanie rozwiązania DSM składa się wiele narzędzi i technologii [54]. Zarządzanie stroną popytową opiera się na odpowiednim sterowaniu odbiornikami energii elektrycznej w zależności od kształtowania się popytu na energię [87]. Kolejnym aspektem jest stosowanie technologii mających wpływ na ilość zużywanej energii elektrycznej. Stosowanie rozwiązania będą się różnić w zależności od rodzaju odbiorców biorących udział w realizacji DSM/DSR [54], [87].

Jednym z uczestników DSM/DSR mogą być odbiorcy przemysłowi. Technologie wykorzystywane przez tych odbiorców dotyczą głównie oszczędzania energii elektrycznej. W związku z tym, mogą być realizowane takie działania jak np. montaż energooszczędnego oświetlenia, czy też wymiana starych urządzeń na nowe, również energooszczędne oraz bardziej sprawne [54]. Można także rozważyć stosowanie systemów kompensujących moc bierną. Na poprawę wydajności i sprawności poszczególnych systemów może wpłynąć regenerowanie oraz modernizowanie takich elementów jak sprężarki, silniki, pompy [87].

Kolejnym rodzajem uczestnika DSM/DSR są odbiorcy pełniący usługi w innych gałęziach gospodarki niż przemysł – odbiorcy komercyjni. W przeciwieństwie do odbiorców przemysłowych, nie przeprowadzają oni bardzo energochłonnych procesów [87]. Dlatego też typowe rozwiązania technologiczne pozwalające osiągnąć długoterminowe obniżenie zapotrzebowania na energię elektryczną to np. energooszczędne systemy klimatyzacyjne w budynkach, tworzenie magazynów energii, ciepłych i chłodniczych [54]. Podobnie jak odbiorcy przemysłowi, mogą stosować technologie energooszczędne, np. wymiana oświetlenia na energooszczędne. W usłudze DSM mogą brać udział także odbiorcy prywatni, czyli gospodarstwa domowe. W tym przypadku odbiorcy mogą wyposażyć swoje lokale w urządzenia oznaczone jako urządzenia o wysokiej efektywności energetycznej [54, 87].

Oprócz stosowania odpowiednich technologii energooszczędnych przez poszczególnych odbiorców energii elektrycznej, w systemie DSM/DSR istotna jest także jego warstwa komunikacyjna i kontrolująca. Tworzenie systemu wspierającego DSM koncentruje się także na funkcji optymalizacji zużycia energii elektrycznej przez odbiorców. W związku z tym jak, największa ilość urządzeń znajdujących się po stronie odbiorcy i jednostek generujących energię elektryczną powinna być wyposażona w osprzęt pozwalający na wymianę danych w czasie rzeczywistym. Odbiorcy biorący udział w realizacji DSM/DSR powinni zostać wyposażeni między innymi w liczniki inteligentne. Pozwolą one na dokładne monitorowanie obciążenia sieci, także na poziomie lokalnym. W związku z tym możliwa będzie także właściwa ocena, czy dzięki wdrożeniu DSM/DSR zaszły faktyczne zmiany w profilu obciążenia [54, 87]. Identyfikacja odchyleń od oczekiwanych efektów wdrożenia poszczególnych programów DSM opiera się na monitorowaniu obciążenia systemu. Proces monitorowania stanowi także źródło informacji o profilu zapotrzebowania na energię odbiorców. Pozwala to natomiast na dokładniejszą ocenę wpływu danego odbiorcy na system elektroenergetyczny, a w związku z tym umożliwia bardziej



zaawansowane i dokładne planowanie i organizację pracy systemu wraz z usługą DSM/DSR [87]. Dane pochodzące z monitorowania odbiorców są istotne także z względu na to, że mogą zostać użyte do prowadzenia badań nad wdrażaniem i rozwijaniem kolejnych programów DSM/DSR w danym systemie elektroenergetycznym. Dzięki wyposażeniu odbiorców w liczniki inteligentne możliwe będzie także zintegrowanie działania DSM/DSR z rozwiązaniami takimi jak *smart grid* oraz systemami magazynowania energii. Monitorowanie obciążenia pozwoli także na określanie cen energii elektrycznej w czasie rzeczywistym [87].

Obecnie, obok inteligentnych liczników, do pełnienia funkcji monitorowania i kontroli zużycia energii elektrycznej w budynkach są systemy automatyki i sterowania BACS (ang. *Building Automation and Control Systems*). Często są one stosowane w nowych budynkach lub są wdrażane podczas modernizacji budynków już istniejących. Systemy te pozwalają na integrację wielu sterowników i czujników znajdujących się na terenie danego budynku. Systemy BACS posiadają funkcję specjalistycznego zarządzania budynkiem TBM (ang. *Technical Building Management*), która pozwala na zarządzanie takimi systemami budynku jak: ogrzewanie, klimatyzacja, wentylacja, oświetlenia, zasilania w ciepłą wodę użytkową, a także systemami indywidualnego zasilania w energię elektryczną. Wynika stąd istotny wpływ nie tylko na wygodę i bezpieczeństwo użytkowania tych systemów, ale także na wydajność energetyczną budynku. Z perspektywy systemu zarządzania DSM/DSR, szczególnie ważną funkcją BACS jest system zarządzania energią BEMS (ang. *Building Energy Management System*) [87]. Pozwala on na stworzenie w pełni elastycznego profilu zapotrzebowania, który może zostać łatwo zmodyfikowany, aby w pożądanym sposób wpłynąć na system elektroenergetyczny. Opiera się na integracji odbiorników i liczników energii, a także wszelkiego rodzaju czujniki kontrolujące pracę poszczególnych elementów infrastruktury budynku. Stworzenie takiego profilu możliwe jest także u odbiorców prywatnych, u których również może zostać wdrożony system BACS. Gromadzenie danych pochodzących z poszczególnych urządzeń elektrycznych oraz z inteligentnych liczników w celu optymalizacji zapotrzebowania na energię elektryczną, możliwe jest dzięki funkcji zarządzania energią w domach HEMS (ang. *Home Energy Management System*). Ze względu na cechy systemu BACS i jego funkcjonalność, może on zostać łatwo zaadaptowany do systemu DSM [44].

Pełnienie funkcji monitorującej i optymalizującej zapotrzebowanie odbiorców na energię elektryczną wymaga istnienia warstwy komunikacyjnej systemu DSM. Podstawową platformą komunikacyjną w systemie BACS jest Internet rzeczy (ang. *Internet of Things*) oraz przemysłowy Internet rzeczy (ang. *Industrial Internet of Things*). W ramach wymiany danych na tej platformie, możliwe jest wykorzystanie wielu protokołów komunikacyjnych, np. LonWorks [12]. Standard ten jest powszechnie stosowany przez systemy BEMS. W ramach Internetu rzeczy wykorzystywany jest standardowy protokół internetowy IP (ang. *Internet Protocol Address*) [87]. Dzięki zastosowaniu Internetu rzeczy, systemy BACS mogą integrować poszczególne elementy infrastruktury teleinformatycznej budynku i narzędziami stosowanymi do gromadzenia danych na zewnętrznych serwerach. Dane zgromadzone na serwerach mogą zostać bezpośrednio



wykorzystane np. przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego do odpowiedniego sterowania odbiornikami i elementami infrastruktury [44, 87].

System skonstruowany w ten sposób może stanowić podstawę do wdrożenia zaawansowanego zarządzania systemem oświetleniowym, grzewczym, wentylacyjnym nie tylko w zależności od bieżących parametrów otoczenia, opisanymi wartościami temperatury czy też intensywnością oświetlenia [57, 87]. Na parametry pracy systemów może mieć wpływ także obecność osób w budynku w danym czasie oraz dane prezentujące zużycie energii elektrycznej, obciążenie systemu zasilającego, czy też bieżące ceny energii [44, 88].

Najistotniejszym elementem systemu wspierającego rozwiązanie DSR jest jego warstwa komunikacyjna. Infrastruktura komunikacyjna powinna być ujednoczona pod względem wykorzystywanych standardów. Można wyróżnić trzy warstwy interfejsów komunikacyjnych, w zależności od tego, jakich podmiotów dotyczą [44, 87, 88]. Pierwsza warstwa dotyczy zarządzania systemem DSR i obejmuje komunikację agregatorów z rynkiem energii elektrycznej. Druga warstwa dotyczy obszaru komunikacji agregatorów i Operatorów Sieci Dystrybucyjnej ze skrzynką energetyczną (rys. 2) i licznikami zlokalizowanymi w lokalach odbiorców. Poprzez agregatora w kontekście realizacji DSM/DSR rozumie się firmę, która skupia odbiorców końcowych, którzy posiadają zdolność redukcji lub zmiany swojego sposobu zużycia energii elektrycznej. Na mocy umowy z nimi podpisanej, firma m.in. reprezentuje odbiorców w kontaktach z operatorami, informując o wezwaniach do redukcji zapotrzebowania oraz udzielając wszelkiej pomocy w związku z realizacją DSM/DSR [58].

Druga warstwa interfejsu jest najbardziej istotna, aby działanie usługi DSR przebiegało w pożądanym sposób. Infrastruktura w tej części często oparta jest na działaniu PLC (ang. Power Line Communication), czyli na transmisji danych przez sieć elektroenergetyczną [44, 88]. Sieć ta cechuje się wyraźnymi połączeniami z konkretnymi odbiorcami, co jest istotne dla przyporządkowania poszczególnych odbiorców do działań, jakie podjęli na rzecz DSR.

Proces komunikacji agregatora z odbiorcą energii elektrycznej odbywa się za pośrednictwem tzw. skrzynki energetycznej (ang. *Energy Box, EB*) [20, 130]. Przykładowa skrzynka znajduje się na rysunku 2. Urządzenia te umożliwiają określenie preferencji zużycia energii przez konsumenta oraz przechowują istotne informacje, takie jak charakterystyki zużycia energii przez urządzenia znajdujące się w danym budynku. Mogą także gromadzić dane dotyczące prognozowania zużycia oraz cen energii. Ponadto, do skrzynki energetycznej powinien być umożliwiony zdalny dostęp i możliwość kontroli przez agregatora. Skrzynka ta natomiast umożliwiałaby automatyczne analizowanie zużycia energii elektrycznej oraz włączanie lub wyłączanie poszczególnych urządzeń w ramach DSR według wcześniej sformułowanych harmonogramów [20].





Rysunek 2. Skrzynka energetyczna (Energy Box) [130]

Ważne jest, aby poszczególne komponenty systemu komunikacyjnego były kompatybilne i miały zdolność do wymiany informacji pomiędzy sobą oraz ich wykorzystywania. Zgodność i kompatybilność komponentów powinna zostać zachowana niezależnie od dostawcy danego elementu. Współdziałanie poszczególnych elementów systemu komunikacyjnego jest niezbędne, aby usługa DSM/DSR mogła działać poprawnie. W związku z tym, względem poszczególnych użytkowników systemu stawia się pewne wymagania dotyczące wielu różnych aspektów. Przykładowo, wszyscy użytkownicy muszą używać takiego samego formatu danych, które przesyłają między sobą. Każde urządzenie wspierające funkcjonowanie DSM/DSR musi mieć możliwość podłączenia do sieci przewodowej lub bezprzewodowej, aby możliwe było ich połączenie w takich systemach jak telemetryczne, monitorujące, rozliczające [60]. Natomiast ilość obsługiwanych przez te urządzenia protokołów komunikacyjnych oraz formatów danych powinna być ograniczona do minimum. Możliwości wykorzystania tych protokołów powinny być jasno określone [87, 88].

Istotne jest aby licznik energii miał połączenie ze skrzynką energetyczną. W związku z tym konieczna jest również standaryzacja sposobów komunikacji i przesyłania danych pomiędzy licznikiem, a skrzynką i Operatorem Sieci Dystrybucyjnej. Standaryzacja ta zapewniłaby jednolite zastrzeżenie danych oraz ich udokumentowanie i udostępnienie dla każdego podmiotu uczestniczącego w DSR/DSM [44].

Wszyscy producenci i dostawcy osprzętu do realizacji DSR powinni upewnić się, że możliwe jest zintegrowanie wszelkich protokołów komunikacyjnych i sposobów przekazywania informacji pomiędzy urządzeniami znajdującymi się w danym budynku, licznikiem energii, skrzynką energetyczną oraz agregatorem i operatorem sieci przesyłowej [44, 68].

Kompatybilność powinna zostać zapewniona także pomiędzy poszczególnymi użytkownikami systemu, aby wymiana informacji pomiędzy nimi była możliwa bez przeszkód. W tym zakresie istnieje potrzeba stworzenia platformy komunikacyjnej, w celu bezpiecznej wymiany informacji pomiędzy poszczególnymi podmiotami. Ponadto, wszelkie urządzenia



znajdujące się w danym budynku, zwłaszcza licznik i skrzynka energetyczna, muszą wspierać protokoły niezbędne do transmisji danych przez co najmniej jeden nośnik, np. przez Internet i protokół TCP/IP (także bezprzewodowy), linie elektroenergetyczne (ang. *Power Line Communication*, PLC) [68, 87, 88]. Ważne jest takie zorganizowanie systemu komunikacji aby wymiana poszczególnych elementów nie spowodowała utraty zgodności i kompatybilności wszystkich urządzeń, przykładowo jeśli odbiorca energii elektrycznej zdecyduje się na wymianę licznika, nie powinno to mieć wpływu na komunikację licznika i skrzynki energetycznej. Niezależnie od urządzenia informacje powinny być przesyłane bezproblemowo [70, 87].

Interakcja i komunikacja uczestników rynku może przebiegać przez rozległą sieć komputerową WAN. Sieć ta może być obsługiwana przez operatora telekomunikacyjnego. Sieci te wykorzystują nowoczesne technologie, takie jak internet szerokopasmowy, światłowody i szerokopasmowe łącza bezprzewodowe. Interakcje pomiędzy agregatorem, skrzynką energetyczną, a licznikiem energii obejmują także wykorzystanie sieci terenowych, które często mogą działać w oparciu o takie technologie jak np. wąskopasmowe sieci bezprzewodowe lub PLC. Sieci te pozwalają na dostęp do trudnodostępnych, odległych lokalizacji, często poza obszarem miejskim. W kwestii wymagań stawianych agregatorom, muszą oni być zdolni do współpracy i obsługi dużej ilości skrzynek energetycznych. Skrzynki te często rozmieszczone są na rozległym obszarze, a w przypadku miast występuje ich duże skupienie w jednym obszarze. Czynniki te nie mogą wpłynąć na jakość komunikacji i wymiany danych z agregatorem. Istotna jest także wymiana danych między urządzeniami znajdującymi się w lokalu odbiorcy energii elektrycznej a skrzynką energetyczną. Zwykle odbywa się ona za pośrednictwem przewodowej lub bezprzewodowej sieci lokalnej LAN. Przy wyborze odpowiedniej technologii bezprzewodowej, na poziomie sieci LAN najłatwiejszą technologią do wdrożenia jest WiFi [44, 87]. Jest ona prosta w obsłudze dla użytkowników nieprofesjonalnych. Jednak przesyłanie danych tym sposobem będzie oparte na ściślejszej współpracy z użytkownikami tej technologii. Natomiast inne rozwiązania mogą okazać się zbyt trudne w obsłudze dla odbiorców końcowych i mogą wymagać profesjonalnego nadzoru.

Przy rozpatrywaniu technologii wykorzystywanych do realizacji DSR/DSM należy także uwzględnić prawo obowiązujące w danym obszarze [70, 88]. Obecnie na terenie Europy nie istnieje prawo nakazujące stosowanie inteligentnych liczników do określonych celów, więc mogą one bez przeszkód prawnych zostać wykorzystane do realizacji DSR/DSM. Aczkolwiek istnieją wątpliwości w kwestii zachowania prywatności danych osobowych [68, 88].

Wdrożenie realizacji usługi DSM/DSR wiąże się nie tylko z koniecznością standaryzacji i kompatybilności poszczególnych elementów systemu. Istotne są również wymagania techniczne, które dotyczą wydajności, rodzaju obsługiwanych protokołów, jakością usług, a także aktualizacji oprogramowania i szeroko pojętego bezpieczeństwa [68]. Ze względu na wymóg opłacalności ekonomicznej systemu DSM/DSR, często opiera się on na istniejącej już infrastrukturze i technologiach. Przykładowo, proces przesyłania danych może przebiegać przy wykorzystaniu łączy światłowodowych czy też bezprzewodowych [88].

Kolejne istotne wymagania względem systemu wspierającego usługę DSR dotyczą szeroko pojętego bezpieczeństwa. System ten powinien bezbłędnie rozpoznawać i rozliczać użytkowników za ich działania – działania danego odbiorcy energii elektrycznej powinny być jednoznacznie do niego przypisane, dzięki czemu może on ponosić ich konsekwencje. Wiąże się to z wdrożeniem systemu uwierzytelniania w celu potwierdzania tożsamości odbiorcy. Proces uwierzytelniania składa się z dwóch etapów: identyfikacji i weryfikacji. Identyfikacja polega na przedstawieniu identyfikatora, natomiast weryfikacja potwierdza zgodność identyfikatora z podmiotem, do którego jest przypisany [44]. Kolejnym ważnym aspektem jest poufność, zapewniająca niedostępność danych podmiotom lub procesom do tego nieupoważnionym. Należy także zapewnić integralność danych. Cecha ta gwarantuje, że dane znajdujące się w systemie nie zostaną zniszczone, ani zmienione w nieautoryzowany lub przypadkowy sposób [44, 70, 87].

System obsługujący usługę DSM/DSR oraz sama usługa muszą być także konkurencyjne pod względem ekonomicznym. Usługa ta będzie brać udział w rynku, w którym uczestniczą już usługi o podobnych cechach i są już dobrze znane i sprawdzone np. gromadzenie rezerw mocy. Dlatego wydatki inwestycyjne na wdrożenie i rozwój DSR powinny uwzględniać także trwałość sprzętu, łatwość adaptacji stosowanej technologii do nowych rozwiązań oraz koszty instalacji poszczególnych elementów systemu. Zakłada się, że żywotność urządzeń używanych w ramach systemu wspierającego DSR powinna być dłuższa niż 15 lat [70, 87]. Natomiast wydatki związane z utrzymaniem systemu powinny uwzględniać także koszty ponoszone na wypłaty pracowników oraz koszty utrzymania systemów rezerwowych (głównie systemów rezerwowego zasilania), a także koszty modernizacji przeprowadzonej na potrzeby spełnienia nowych wymagań i dostosowania istniejącego systemu do nowych, dostępnych technologii, np. komunikacyjnych [20, 70].

2.4. Korzyści z wdrożenia DSR i DSM

Wraz ze zwiększaniem się ilości podmiotów biorących udział w realizacji usługi DSM/DSR, możliwe będzie czerpanie większych korzyści z jej wdrożenia zarówno dla odbiorców jak i operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. W poniższej tabeli zestawiono wybrane zalety wynikające z wdrożenia DSM/DSR, które w dalszej części podrozdziału zostaną omówione bardziej szczegółowo.

Dla operatorów głównymi korzyściami płynącymi z zastosowania DSR/DSM jest redukcja obciążenia szczytowego, możliwość odpowiedniego zarządzania ograniczeniami systemowymi, a także wspomaganie systemu w sytuacjach awaryjnych. Usługa DSR/DSM może również pełnić rolę usługi systemowej. Możliwa jest racjonalizacja użytkowania energii elektrycznej oraz większa efektywność jej wykorzystania. Wiąże się to ze zmianą sposobu planowania i wykorzystania zasobów energii. Wynikają stąd mniejsze koszty zaspokojenia popytu na energię. Natomiast dla odbiorców, korzyścią z racjonalnego użytkowania energii elektrycznej i jej oszczędzania, będą niższe rachunki za energię.



Tabela 1. Zestawienie zalet DSM/DSR

Zalety DSM/DSR	<p>Dla operatorów: obniżenie kosztów związanych z rozbudową systemu elektroenergetycznego; redukcja obciążeń szczytowych; wsparcie w sytuacjach awaryjnych; zrównoważony wzrost obciążenia systemu</p> <p>Środowiskowe: lepsza integracja źródeł odnawialnych z systemem elektroenergetycznym; mniejsze wykorzystanie elektrowni konwencjonalnych; ograniczenie emisji zanieczyszczeń</p> <p>Dla odbiorców: zwiększone bezpieczeństwo i ciągłość dostaw energii elektrycznej; niższe rachunki za energię elektryczną; możliwość otrzymania wynagrodzeń</p>
----------------	--

Przewidywany długoterminowy wzrost zapotrzebowania na moc również może przebiegać w bardziej zrównoważony sposób. To z kolei wiąże się z oszczędnością i niższymi kosztami energii elektrycznej. Wynika to ze złagodzenia gwałtownego wzrostu cen energii w okresach występowania szczytowych obciążeń i niedoborów podaży na energię. Wiąże się to z obniżeniem średniej ceny za energię elektryczną, dzięki zmniejszeniu popytu na energię w okresie szczytowym, gdy możliwości wytwórcze są ograniczone, a ceny energii są wysokie. Wdrożenie DSM/DSR może zahamować wahania cen energii. Wydajniejsza eksploatacja systemu elektroenergetycznego i istniejącej mocy wytwórczej może skutkować zmniejszeniem przeciążenia sieci, co szybko przekłada się na zmniejszenie kosztów wytwarzania i przesyłu energii [30, 70].

Uruchomienie usługi DSR/DSM w okresie szczytowych obciążeń może w pozytywny sposób wpłynąć na niezawodność systemu elektroenergetycznego. Systemy elektroenergetyczne zostały zaprojektowane w taki sposób, aby pokryć najwyższe obciążenia w szczytowym dniu w roku. Jest to spowodowane trudnym do dokładnego przewidzenia zużycia energii przez odbiorców końcowych. Dotyczy to zwłaszcza tworzenia nowych elektrowni szczytowych oraz jednostek charakteryzujących się szybkim czasem rozruchu, których budowa i utrzymanie jest kosztowne.

Łącznie moc zainstalowana w krajowych systemach musi być większa niż najwyższe wartości zapotrzebowania na energię. Zachowanie odpowiedniej rezerwy mocy wiąże się z realizacją usług systemowych. Usługi systemowe to wszelkie usługi niezbędne do wspierania przesyłania energii elektrycznej przy jednoczesnym utrzymaniu niezawodnego działania systemu elektroenergetycznego. Zwykle dotyczą działań regulacyjnych i interwencyjnych. Rozliczanie odbywa się na rynku usług systemowych. Warunki rynkowe pozwalają również utrzymać odpowiednią jakość świadczonych usług. W pracy systemu elektroenergetycznego istotne jest pozyskiwanie operacyjnych rezerw mocy [18, 30, 70]. Rezerwy te stanowią zabezpieczenie zdolności do utrzymania równowagi między popytem a podażą na energię elektryczną – zapewniają bezpieczeństwo dostaw w przypadku nieprzewidzianych zdarzeń, takich jak awarie w elektrowniach lub gwałtowne skoki zapotrzebowania. Rozwiązanie DSM/DSR może zostać wykorzystane także w takim przypadku – odpowiedź odbiorców biorących udział w usłudze DSR/DSM może być szybsza niż reakcja wytwórców energii elektrycznej na sytuację awaryjną.



Może to mieć istotny wpływ na poprawę niezawodności systemu. Realizacja usługi DSM/DSR może długoterminowo zapewnić zachowanie części rezerwy. Możliwość ta będzie istotna zwłaszcza dla systemów, w których duży udział w produkcji energii elektrycznej mają lub będą miały odnawialne źródła energii [54, 122, 103]. Struktura wytwarzania energii elektrycznej może zostać zdominowana przez źródła tego typu, lecz wyparcie źródeł konwencjonalnych przez odnawialne może być trudne [122].

Wprowadzenie do systemu odnawialnych źródeł energii wiąże się z problemami dotyczącymi ich kontroli, elastyczności, wahaniami w wytwarzaniu energii, a także ich zdolnością do utrzymania równowagi z popytem na energię elektryczną. Jest to powodem, dla którego konieczne będzie utrzymanie części elektrowni konwencjonalnych, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej [54]. Wdrożenie usługi DSM w takiej sytuacji, może zapewnić alternatywę dla tworzenia dodatkowej rezerwy, gdyż utrzymanie dodatkowych rezerwowych elektrowni konwencjonalnych może okazać się nieopłacalne [103, 122].

Wdrożenie DSM/DSR sprzyja integracji odnawialnych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym. W przypadku konieczności zrównoważenia popytu i podaży ze źródeł odnawialnych, zastosowanie DSM pozwoliłoby zwiększyć zapotrzebowanie na energię w godzinach nocnych, kiedy zwykle elektrownie wiatrowe wytwarzają większe ilości energii. Aktywowanie DSM w okresie pozaszczytowym, mogłoby pozwolić na zużycie nadwyżki energii, którą generują farmy wiatrowe w tym czasie [54, 103, 122].

Zarządzanie ograniczeniami systemowymi często jest skomplikowane. Szczególnie praca sieci dystrybucyjnych często przekracza ich parametry graniczne, aby zapewnić ciągłość dostaw energii elektrycznej. Konieczne jest kontrolowanie obciążenia sieci aby uniknąć jej przeciążenia. Przy zarządzaniu ograniczeniami systemu problem stanowić może też specyficzna budowa sieci – często sieci dystrybucyjne pracują w systemie promieniowym, przez co w przypadku przeciążenia sieci lub jej awarii, nie ma możliwości odciążenia jej przez inną sieć dostarczającą energię do tej samej grupy odbiorców. Kolejnym problemem jest niepokrywanie się obciążeń szczytowych z okresem wysokiego obciążenia sieci. Wynika to z różnych potrzeb i profili zapotrzebowania odbiorców, których zaopatruje w energię sieć dystrybucyjna. Ponadto, istotnym problemem jest infrastruktura sieci, która wymaga modernizacji, aby mogła podołać rosnącemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną. Realizacja usługi DSR/DSM może wspomóc zarządzanie ograniczeniami systemu. Usługa DSR/DSM opiera się na czasowym obniżaniu lub przesuwaniu w czasie zapotrzebowania przez odbiorców końcowych. W związku z tym, rozwiązanie te może być skutecznie wykorzystane do zarządzania ograniczeniami. Realizacja usługi DSR może także wspomagać utrzymanie odpowiednich wartości częstotliwości, napięcia, współczynnika mocy oraz innych parametrów charakteryzujących pracę systemu elektroenergetycznego [30, 70].

Usługa DSR może stanowić również przydatne narzędzie służące zapobieganiu awariom zasilania, czyli tzw. blackoutom oraz awariom kaskadowym. Blackout oznacza utratę dostaw energii elektrycznej do kolejnych części systemu elektroenergetycznego oraz do jej odbiorców



lub utratę dostaw energii w całym systemie [34]. Natomiast awaria kaskadowa oznacza sytuację, w której awaria jednego elementu w systemie połączonych ze sobą części, bezpośrednio powoduje awarię lub niepoprawną pracę kolejnego elementu [35]. W momencie gdy system elektroenergetyczny jest wysoce obciążony i istnieje ryzyko wystąpienia awarii zasilania, operatorzy mogą wezwać podmioty wspierające usługę DSR do czasowego obniżenia swojego zapotrzebowania na energię elektryczną. W zamian za udostępnienie jednostek energii, które w normalnych warunkach pracy systemu zostałyby wykorzystane, podmioty te otrzymują wynagrodzenie. Innym rozwiązaniem jest montaż automatycznych urządzeń monitorujących pobór energii oraz zmniejszających ten pobór w razie potrzeby. Wymuszenie obniżenia obciążenia może ograniczyć konsekwencje, a nawet wyeliminować ryzyko wystąpienia blackoutu ale też awarii kaskadowych. Urządzenia te, pełniące rolę zabezpieczenia reagują na skok częstotliwości lub na sygnał operatora. Jednostki energii elektrycznej podlegające regulacji według usługi DSR cechują się szybką możliwością wyłączenia. W związku z tym, mimo że jest to stosunkowo niewielka ilość energii, może zapobiec rozwojowi awarii kaskadowej oraz blackoutom już na ich wczesnym etapie, jeszcze gdy cały proces jest odwracalny. Urządzenia sterujące zapotrzebowaniem odbiorcy na energię elektryczną pozwalają na ustalenie priorytetów urządzeń, co wpływa na kolejność ich wyłączania. Wraz z rozwojem technologii, możliwe stało się bardzo precyzyjne zarządzanie zapotrzebowaniem. Ogranicza się także koszty odczytu liczników. Ważne jest również polepszenie wykrywania wystąpienia potencjalnych awarii oraz skrócenie czasu reakcji w celu zapobieżenia jej wystąpienia. Ponadto, agregowanie zwiększa szansę na wyższe wynagrodzenia dla odbiorców końcowych oraz wiążący się z tym większy udział w usłudze DSR. Istotną rolę we wspieraniu rozwiązania DSR mogą mieć także inne technologie, takie jak systemy sterowania oświetleniem czy też systemy magazynowania ciepła i energii elektrycznej. Aczkolwiek to właśnie inteligentne liczniki oraz zaawansowana infrastruktura pomiarowa mogą odegrać kluczową rolę w podniesieniu wydajności realizacji usługi DSR [30, 70].

Odpowiednie zarządzanie popytem na energię elektryczną może mieć pozytywne skutki także dla infrastruktury sieciowej. Poprzez zmniejszenie zapotrzebowania na energię, zmniejszy się także obciążenie sieci. Bezpośrednio wpływa to na polepszenie niezawodności systemu. Pozwala także zapobiegać problemom wynikającym z ograniczeń systemowych, zwłaszcza związanych z przeciążaniem sieci. W perspektywie długoterminowej, wdrożenie DSM może wpłynąć na zmniejszenie potrzeby rozbudowy sieci [122].

Wdrożenie DSM/DSR również ma pozytywny wpływ na środowisko naturalne. Istniejące elektrownie konwencjonalne, dzięki zmniejszonej produkcji i większej integracji źródeł odnawialnych z systemem wyemitują mniejsze ilości substancji szkodliwych dla środowiska [30].

2.5. Ryzyko i wady DSR i DSM

Pomimo licznych zalet i korzyści jakie niesie ze sobą wdrożenie świadczenia usługi DSR/DSM należy dostrzec również wady tego rozwiązania. Mimo dynamicznego rozwoju technicznego i technologicznego, wciąż istnieją liczne bariery dla przedsiębiorstw i odbiorców



komunalnych w zakresie udziału w usłudze DSM/DSR. W poniższej tabeli zestawiono główne wady strategii DSM/DSR, które w poniższym rozdziale zostaną szerzej omówione.

Tabela 2. Zestawienie wad DSM/DSR

Wady DSM/DSR	<p>Społeczne: brak zrozumienia usługi przez odbiorców; postrzeganie DSM/DSR jako uciążliwego; obawy związane z karami, niepewność korzyści</p> <p>Technologiczne: wymóg zaawansowanych systemów pomiarowych i informatycznych; skomplikowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego; brak doświadczenia praktycznego w realizacji;</p> <p>Ekonomiczne: ryzyko związane z inwestycją w nowe technologie; obawy o negatywny wpływ na funkcjonowanie przedsiębiorstw; niepewne wynagrodzenia; liczne koszty ukryte; niepewne regulacje prawne</p>
--------------	---

Istotnym problemem jest edukacja i zwiększanie się świadomości każdej grupy odbiorców. Jeśli odbiorcy nie zrozumieją działania DSM.DSR oraz korzyści jakie można czerpać z brania udziału w usłudze, nie będą chcieli w niej uczestniczyć. Usługa DSM/DSR może wydać się zbyt wymagająca, trudna i uciążliwa. Odbiorcy, zwłaszcza z grupy odbiorców komunalnych, mogą martwić się koniecznością zmiany sposobu życia i korzystania z urządzeń, co również może być dla nich uciążliwe. Istnieją również obawy o nałożenie kar lub zwiększenie się rachunków za energię elektryczną [24, 30].

Usługa DSM wymaga szerokiego dostępu do zaawansowanych systemów pomiarowych i kontrolnych. Konieczne jest wdrożenie tych systemów na szeroką skalę, w celu dokładnego pomiaru poboru energii elektrycznej przez odbiorców oraz stosownego rozliczania ich za zrealizowanie usługi DSM/DSR. Problemem staje się brak takiej infrastruktury lub niewystarczające jej rozwinięcie na danym obszarze. Ponadto, poprzez wdrożenie DSM/DSR konieczne jest połączenie dwóch systemów: elektroenergetycznego i informatycznego. Swoją rolę może tu odegrać wspomniane wcześniej rozwiązanie *smart grid*, aczkolwiek nie jest to rozwiązanie stosowane wystarczająco szeroko [24]. Niestety, wiąże się to z kolejnym problemem, jakim jest zwiększenie złożoności działania systemu elektroenergetycznego. Zapewnienie odpowiednio wysokiej wydajności rozwiązania DSM wymaga monitorowania obciążenia systemu oraz pracy elektrowni. Zwiększenie ilości nowych urządzeń działających w ramach systemu, może w sposób negatywny wpłynąć na niezawodność systemu. Ponadto, w związku z kosztami związanymi z koniecznością opracowania oraz wdrożenia nowych rozwiązań technicznych, usługa DSM często okazuje się mało konkurencyjna w porównaniu z dotychczas stosowanymi rozwiązaniami [30].

Brak wystarczającego doświadczenia praktycznego stanowi istotną barierę i wiąże się z dużym ryzykiem przy powszechnym stosowaniu DSM. Ponadto, usługa DSM nie oddziałuje w jednakowy sposób na każdy system elektroenergetyczny. Jej przydatność i wielkość osiąganych korzyści jest ściśle związana z charakterystyką danego systemu. Usługa DSM odegra

bardziej znaczącą rolę w systemach, które cechują się małą różnicą pomiędzy wartością mocy dyspozycyjnej i wartościami obciążeń szczytowych [24].

Podjęcie decyzji o realizacji usługi DSR/DSM przez przedsiębiorstwo wymaga rygorystycznej oceny korzyści i ryzyka jakie się z tym wiąże. Usługa DSR/DSM może stanowić niepewne źródło przychodów, natomiast wykorzystanie nowych technologii, wiąże się z ryzykiem inwestycyjnym. Jeśli dane przedsiębiorstwo uzna realizację usługi DSR/DSM za zbyt ryzykowną, nie podejmie się uczestniczenia w tej usłudze. Głównym powodem, dla którego przedsiębiorstwa obawiają się wzięcia udziału w usłudze zarządzania popytem jest możliwość wystąpienia negatywnego wpływu na podstawową działalność tego przedsiębiorstwa. Według [24, 74] w badaniu przeprowadzonym w 2017 roku przez Energyst na terenie Wielkiej Brytanii, przedstawiciele przedsiębiorstw z sektora prywatnego dostrzegają niebezpieczeństwo obniżenia jakości świadczonych przez nich usług. Przedsiębiorcy wolą nie uczestniczyć w usłudze DSM/DSR, jeśli nie będzie możliwe zapewnienie im bezpieczeństwa i niezakłócenia działalności przedsiębiorstw. Natomiast zarówno wśród przedsiębiorstw partycypujących w usłudze DSM/DSR i nie mających w niej swojego udziału, przedstawiciele uznali ryzyko dla prowadzenia biznesu za najważniejszy powód, który stanowi barierę w świadczeniu usługi DSM/DSR.

Kolejnym najczęściej wymienianym powodem przeciwko wzięciu udziału w realizacji DSM/DSR był potencjalnie negatywny wpływ na wyniki finansowe firmy. Z tego powodu 13% badanych [24, 74] nie zamierza uczestniczyć w realizacji usługi DSR/DSM. Istnieją również obawy o przekazanie kontroli nad wewnętrznymi systemami elektroenergetycznymi przedsiębiorstw podmiotom zewnętrznym. Związane jest to z wdrożeniem odpowiednich systemów automatyzacji, które jednocześnie zapewniłyby pewność zadziałania redukcji obciążenia przez agregatora.

Niechęć budzi też niepewność co do wytycznych dotyczących standaryzacji, automatyzacji i zastosowanych rozwiązań technologicznych. Często usługa DSR/DSM była odbierana jako niezrozumiała i abstrakcyjna. Wynika to z braku wystarczającej wiedzy o rynku energii. Jako istotne źródło ryzyka wymieniano także niepewność wypłat z tytułu wykonania redukcji zapotrzebowania na moc. Wypłaty wynagrodzeń związane są z aktualnymi potrzebami na realizację redukcji mocy w ramach usługi DSR, a przedsiębiorstwa nie mają na nie wpływu. Ponadto kontrakty zawierane są zwykle na okres roku, co powoduje rozłożenie się ryzyka związanego z usługą w stosunkowo długim czasie. Problemem było także przewidywanie cen energii, co wpływa na niepewność co do wysokości otrzymanego wynagrodzenia. Problem wiarygodnego przewidywania cen był często wymieniany jako jedna z głównych wad rozwiązania DSR w badaniu przeprowadzonym wśród niemieckich przedsiębiorców. Brak pewności co do zysków może utrudniać działania podmiotów odpowiedzialnych za zarządzanie energią w przedsiębiorstwach mające na celu wdrożenie firmy w realizację usługi DSR. Może to stanowić główny powód, dla którego osoby zarządzające nie wyrażą zgody na uczestnictwo w obniżaniu swojego zapotrzebowania na moc. Dlatego też często wybierane są mniej niepewne rozwiązania, takie jak np. wymiana oświetlenia na energooszczędne w ramach wdrożenia programów



mających na celu zwiększenie efektywności energetycznej (ang. *Energy Efficiency*). Wpływ na decyzję o wdrożeniu usługi DSR ma także fakt, że w niektórych gałęziach gospodarki, np. w sektorze komercyjnym, koszty zużycia energii stanowią niewielką część bieżących kosztów prowadzenia działalności. W związku z tym, część kapitału przeznaczona docelowo na cele energetyczne lub elektryczne jest ograniczona. Dlatego też przedsiębiorstwa tego rodzaju wybierają rozwiązania bardziej pewne i wymagające mniejszych nakładów. Obawy dotyczą także zmian regulacji prawnych i rynkowych oraz realizacji dostaw energii elektrycznej [24, 74].

Decydując się na udział w realizacji usługi DSR przez przedsiębiorstwo, należy również zwrócić uwagę na tzw. ukryte koszty usługi DSR. Są to wszelkie koszty, które nie zostają uwzględnione w analizach efektywności inwestycji czy też analizach efektywności energetycznej. Świadomość ponoszenia tych kosztów również wpływa na postrzeganie usługi DSR jako ryzykownej i trudnej do realizacji. Rodzaje kosztów jakie mogą wystąpić przy udziale w realizacji DSM/DSR to [22]:

- **Koszty początkowe** – ponoszone z tytułu inwestowania w usługę. Są to koszty jakie ponosi się na inwestycje w technologie wspomagające realizację usługi.
- **Koszty transakcji rynkowych** – zależą od czynników rynkowych, na które przedsiębiorstwa nie mają wpływu. Działania z którymi są związane mają na celu ułatwić podjęcie decyzji o uczestnictwie w usłudze DSR i przygotowanie się do jej realizacji. W ich skład wchodzi m.in.:
 - Koszty pozyskiwania informacji na temat usługi DSR i jej dostawcach,
 - Koszty zarządzania umowami i koszty administracyjne.
- **Koszty poniesione ze względu na czasowe wygaszenie procesów** oraz korzyści płynących z realizacji usługi - koszty i zyski ponoszone w ramach usługi DSR są złożone i istnieje wiele niepewności, np. dotyczących wysokości wynagrodzeń. Dlatego też porównanie wariantów wyłączeniowych może być trudne i czasochłonne. Wybór odpowiedniego wariantu jest istotny, gdyż mogą wystąpić znaczne różnice w przychodach z tytułu obniżania zapotrzebowania na moc.
- **Koszty związane z administracją i procedurami prawnymi.** Przedsiębiorcy biorący udział w badaniu zwrócili uwagę na fakt, że udział w programie DSR był uciążliwy ze względu na ilość prowadzonej dokumentacji i czynności administracyjnych, a ich koszt może być trudny do przewidzenia zwłaszcza dla przedsiębiorstw, które wcześniej nie brały udziału w usłudze.
- **Koszty z tytułu inwestycji w odpowiednie opomiarowanie,** umożliwiające zbieranie danych dotyczących zużycia energii w regularnych odstępach czasu.
- **Koszty wynikające z wyboru agregatora** oraz negocjowania i zarządzania umowami. Większość przedsiębiorstw realizujących DSR korzysta z usług agregatora. Jest to rozwiązanie korzystne, gdyż istnieje możliwość pokrycia części kosztów przez agregatora. Firma agregująca może ocenić możliwości firmy w zakresie redukcji zapotrzebowania na moc oraz przygotować odpowiedni wariant wyłączeniowy

w zależności od jego opłacalności i rodzaju wygaszonego procesu lub urządzenia. Agregatorzy zarządzają także aukcjami, więc ponoszą też część kosztów transakcji rynkowych. Mimo tego, że udział agregatora może wspomóc przedsiębiorstwo w kwestii ponoszonych kosztów, należy pamiętać, że jego udział zmniejsza też potencjalne korzyści finansowe wynikające z udziału w DSR. Wynika to z faktu, że firmy agregujące biorą udział w dochodach płynących z realizacji DSR/DSM. Udział ten, w zależności od agregatora i rodzaju umowy, może wynosić nawet 50%. Mimo to, że udział agregatora może powodować koszty utracenia przychodów, większość przedsiębiorców decyduje się na jego zaangażowanie w swój udział w usłudze DSR ze względu na to, że koszty transakcji rynkowych mogą okazać się zbyt wysokie, aby przedsiębiorstwo mogło je ponieść samodzielnie.

- **Koszty organizacyjne**, związane np. z koordynacją pracy różnych działów przedsiębiorstwa w celu efektywnej realizacji usługi. Koszty te są ściśle związane ze strukturą przedsiębiorstwa. W dużych firmach procedury mogą okazać się złożone, ze względu na powiązania decyzyjne pomiędzy działami.
- **Koszty produkcji**. Wynikają one z wyszukiwania i zamawiania odpowiedniego oprzyrządowania oraz z przerw w produkcji, która jest wymagana aby dokonać montażu odpowiedniego oprzyrządowanie wspierającego usługę DSR. Ważny jest dobór odpowiednich urządzeń, które będą spełniać wymagania dotyczące wymogów wydajności realizacji usługi DSR – automatyka wspomagająca jej realizację musi w odpowiednim czasie zareagować na sygnał powodujący jej zadziałanie. Musi być także zgodna i współdziałać z urządzeniami wykorzystywanymi w przedsiębiorstwie. Wielkość ukrytych kosztów produkcji może stanowić kolejną istotną barierę przy wdrażaniu usługi DSR, zwłaszcza dla mniejszych, nieenergochłonnych przedsiębiorstw. Większe firmy, funkcjonujące w energochłonnych gałęziach przemysłu zwykle są już wyposażone w systemy pomiarowe i kontrolujące, gdyż wykorzystują je do zarządzania energią.

Wdrożenie usługi DSR może być problematyczne także dla OSP i OSD. Proces wdrożenia DSR może być kosztowny i trudny. Istnieje ryzyko, że odbiorcy biorący udział w dobrowolnej realizacji rozwiązania DSR nie zareagują na polecenie operatora, co może poważnie i negatywnie wpłynąć na pracę systemu elektroenergetycznego [24, 30, 70].

2.6. DSR I DSM na świecie

Usługa DSR obecnie jest rozwiązaniem stosowanym na całym świecie. W niniejszym podrozdziale przedstawiono przykłady zastosowania usługi DSR w wybranych państwach – Wielkiej Brytanii, Włoszech oraz USA.

Wielka Brytania była pierwszym państwem w Europie, które dopuściło możliwość uczestnictwa odbiorców energii elektrycznej w rynku energii elektrycznej [12, 110]. Mogą oni brać udział w różnych programach DSR. Podmioty biorące udział w realizacji tej usługi mogą uczestniczyć we wspomaganie bilansowania systemu elektroenergetycznego, w rynku usług systemowych np. jako rezerwa bilansująca (ang. *Demand Side Balancing Reserve*, DSBR).



Odbiorcy mają możliwość zawrzeć umowę bezpośrednio z dostawcami energii elektrycznej, w której zawarty jest czas użytkowania mocy lub okresy przerwy w użytkowaniu energii elektrycznej. Istnieje również możliwość obniżenia swojego zapotrzebowania na polecenie operatora w celu wspomaganie bilansowania systemu. Popularne jest także korzystanie z taryf opartych na różnych stawkach za energię elektryczną w ciągu doby. W 2010 roku z oferty tej korzystało ok. 4,5 miliona odbiorców. Pierwotną motywacją do wdrożenia taryf tego typu było uzupełnienie programu wspierającego rozwój energetyki jądrowej już w latach 60. XX wieku. Wymóg ciągłej pracy elektrowni jądrowych wymusił wprowadzenie zmian w profilu obciążenia brytyjskiego systemu elektroenergetycznego. W związku z tym, wprowadzono taryfę „Economy 7”, która zakładała obniżone stawki za energię elektryczną w godzinach 1:00 – 8:00. Zakładano, że odbiorcy ładujący w tym czasie elektryczne piece akumulacyjne, zwiększą niskie wartości obciążeń występujące w tych godzinach. Aby skorzystać z tego rozwiązania, odbiorcy musieli zostać wyposażeni w liczniki prowadzące dwa rejestry, które przesyłały dane do operatora i dostawcy energii elektrycznej drogą radiową. Efektem było stabilne i wyższe obciążenie bazowe systemu. Obecnie rozwiązanie te jest również popularne, gdyż wspomaga integrację odnawialnych źródeł energii (zwłaszcza elektrowni wiatrowych) z systemem elektroenergetycznym. Ponadto, przewiduje się rozwój usług typu DSR ze względu na rozwój technologii inteligentnych liczników i skrzynek energetycznych, które mogą współpracować także ze zwykłymi licznikami energii elektrycznej. Zasady planowania obniżenia zapotrzebowania powinny zostać prawnie sformalizowane, aby uchronić operatorów i wytwórców energii elektrycznej przed stratami, które mogą zostać spowodowane przez aktywowanie redukcji mocy i problemy z bilansowaniem systemu z tego powodu. Kolejnym problemem jest dostępność rynku usług systemowych dla odbiorców wspierających DSR. Rynek ten jest ograniczony dla tych odbiorców, ze względu na wymagania stawiane uczestnikom rynku. Przy pełnieniu funkcji rezerwy trudny do spełnienia jest warunek minimalnej oferowanej wartości mocy 50 MW [12, 110]. Wymaga się także dyspozycji odbiorców do 10 – 15 aktywacji usługi w ciągu doby, co również może być trudne do spełnienia. Możliwe jest również pełnienie funkcji regulacji częstotliwości systemu. Pełnienie tej funkcji zakłada, że produkcja energii lub jej zużycie będzie automatycznie spadać lub wzrastać, zgodnie z częstotliwością systemu. Wprowadzony limit mocy oferowanej przez odbiorców DSR w ramach funkcji regulacyjnej to 10 MW. Ponadto, ze względu na brak porozumienia pomiędzy brytyjskim ministerstwem energii, dostawcami energii elektrycznej oraz innymi uczestnikami rynku zaangażowanymi w usługę DSR, odbiorcy realizujący tę usługę nie są wyposażeni w odpowiednio dostosowaną aparaturę pomiarową. Natomiast procedury dotyczące licytacji mocy oraz wymogi tych procedur również są niedostosowane do podmiotów realizujących usługę DSR. Z tego powodu, mimo że rynki energii są dostępne dla tych odbiorców, zainteresowanie usługą spada [12, 110].

Jednym z europejskich państw rozwijającym usługę DSR są także Włochy [12]. Państwo te wyróżnia się na tle Europy ilością zainstalowanych inteligentnych liczników – 90% spośród liczników energii elektrycznej, to liczniki inteligentne [110]. Niewątpliwie wpływa to na polepszenie potencjału wykorzystania usługi DSR. Ponadto, tamtejszy rynek cechuje się dużym udziałem



źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej, przez co usługa DSR może zostać wykorzystana w celu wspomagania integracji tych źródeł z systemem elektroenergetycznym. Mimo dużego potencjału na wdrożenie usługi DSR, wciąż takie rynki jak rynek usług systemowych czy też rynek bilansujący pozostają zamknięte dla odbiorców wspierających DSR. Odbiorcy mogą natomiast brać udział w usłudze reakcji na żądanie operatora, niezależnej od rynku bilansującego i systemowego. We Włoszech popularne są dwa rodzaje programów DSR na polecenie operatora. Pierwszy z nich to obniżenie zapotrzebowania na moc w danym czasie do określonej wcześniej wartości. Jest on dedykowany jedynie dla dużych odbiorców energii elektrycznej – w programie mogą wziąć udział np. konsorcja oraz duże przedsiębiorstwa, zakłady przemysłowe. Minimalna wartość mocy redukcyjnej, jaką powinien zapewnić odbiorca aby móc wziąć udział w tym programie to 1 MW [1, 12, 110]. Odbiorcy powinni reagować na wezwanie do obniżenia zapotrzebowania natychmiast – czas od wezwania operatora do reakcji odbiorcy nie powinien przekroczyć 200 ms. Niestety, stopień wykorzystania programu pierwszego był do tej pory bardzo niski. W związku z tym istnieje problem związany z wypłacaniem wynagrodzeń – we Włoszech wielkość wynagrodzenia za redukcję nie zależy od cen rynkowych energii elektrycznej, lecz od aktualnej wartości określonej w przepisach. Ponadto, odbiorcy otrzymują wynagrodzenie głównie za pozostawanie do dyspozycji operatora, nie za faktycznie wykonaną redukcję zapotrzebowania. Dlatego też odbiorcy biorący udział w programie pierwszym otrzymują wynagrodzenia i jednocześnie nie wpływają w znaczący sposób na poprawę pracy systemu elektroenergetycznego. Drugi program zakłada obniżenie zapotrzebowania w odpowiedzi na sytuację awaryjną. Jeśli odbiorcy biorący udział w realizacji tego programu nie wykonają redukcji, grożą im kary finansowe. Na program drugi składają się dwa warianty działań – pierwszy zakłada poinformowanie odbiorcy o konieczności redukcji 15 minut wcześniej, natomiast według drugiego wariantu odbiorca musi zareagować na wezwanie do redukcji w czasie rzeczywistym, bez uprzedzenia. Uczestnicy programu drugiego muszą zostać wyposażeni w urządzenia zarządzające obciążeniem i pozwalające na automatyczne wyłączenie najmniej istotnych urządzeń w danym lokalu. Wielkości mocy redukcyjnych jakie muszą zapewnić odbiorcy zaczynają się od 10 MW (dla wariantu z uprzedzeniem) oraz 3 MW (dla wariantu bez uprzedzenia odbiorcy). Agregacja mocy nie jest dozwolona. Przewiduje się, że rozwiązania DSR będą wciąż rozwijane, gdyż mogą znacząco wspomóc utrzymanie stabilności i bezpieczeństwa włoskiego systemu elektroenergetycznego [1, 12, 110].

Program DSR staje się coraz bardziej popularny w państwach europejskich. Często jest on postrzegany jako program innowacyjny. Aczkolwiek idea DSR nie jest nowa – od wielu lat jest stosowana i rozwijana w Stanach Zjednoczonych Ameryki. Na kształtowanie się usługi DSR w USA wpływ miały liczne kryzysy, a także rozwój technologii komunikacyjnych i kontrolnych. Pierwszy znaczący wzrost zainteresowania tą usługą miał miejsce w latach 70. XX wieku [16]. W związku z kryzysem naftowym w 1973 oraz niedoborami ropy naftowej i gazu ziemnego, koszty energii elektrycznej znacznie wzrosły. Natomiast incydent w elektrowni jądrowej w Three Mile Island spowodował zahamowanie dalszych inwestycji w energetykę jądrową. W związku z tym zwrócono uwagę na rozwiązania pozwalające na zarządzanie popytem na energię elektryczną.



W latach 1975 – 1976 Federalna Administracja Energetyczna przeprowadziła kilka eksperymentów, mających na celu sprawdzenie wpływu zmiany cen energii elektrycznej na krzywą zapotrzebowania na energię [16]. Efektem było zaobserwowanie znacznego zmniejszenia się obciążeń szczytowych, a wzrost zapotrzebowania w godzinach pozaszczytowych był nieznaczny. Łącznie zapotrzebowanie na energię elektryczną w ciągu doby zmniejszyło się o ok. 6%. Po wyjściu z okresu kryzysowego zainteresowanie usługami DSR spadło na wiele lat. W latach 1996 – 2004 wielkość zasobów oferowanych przez DSR spadła o 32%. Ocenia się, że w tych latach technologie komunikacyjne i kontrolujące wciąż były niewystarczająco rozwinięte, aby w pełni wykorzystać potencjał DSR/DSM. Ponadto, koszty związane z instalacją odpowiedniego oprzyrządowania i inne koszty realizacji DSR wciąż przerastały koszty inwestycji w nowe elektrownie. W kolejnych latach odnotowuje się ponowny wzrost zainteresowania DSR. Zgodnie z ustawą o odbudowie i reinwestycji (*American Recovery Reinvestment Act*) z 2009 roku, rząd USA zainwestował ok. 4,5 mld USD w infrastrukturę elektroenergetyczną. Zostały wdrożone nowe technologie pozwalające na kontrolowanie i stosowne reagowanie na zmieniające się obciążenie w sektorach mieszkaniowych. Efektem było również instalowanie inteligentnych liczników, pozwalających na rejestrację danych w odstępie 15 minutowym [16, 39]. Te rozwiązanie zezwala natomiast na rozliczenie odbiorców energii elektrycznej według bieżących cen. W 2011 Federalna Komisja Regulacji Energetyki uznała, że zasoby dostarczane przez usługę DSR/DSM powinny być traktowane na równi z generowaną energią elektryczną, a także z podmiotami generującymi popyt na energię i w związku z tym powinny mieć możliwość wzięcia udziału w rynkach energii. Taka zmiana przepisów spowodowała znaczny wzrost potencjału usługi DSR. Usługa DSR stała się integralną częścią rynków energii w USA. Usługa DSR może także brać udział w rynku usług systemowych – może stanowić zasoby rezerwowe, a także wspierać utrzymanie odpowiednich poziomów parametrów takich jak częstotliwość i napięcie. Działalność agregatorów jest dozwolona. Odbiorca może także podpisać umowę na realizację usługi DSR bezpośrednio z Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, aczkolwiek jest to rzadkie. Zasady udziału w rynkach energii różnią się w zależności od rozpatrywanego lokalnego rynku energii. Przykładowo, mechanizm aukcji dla DSR/DSM w Kalifornii, zezwala agregatorom na składanie ofert mocy o wielkości minimum 100 kW [60]. Przychody wynikające z ograniczenia zużycia są dzielone pomiędzy wszystkich uczestników programu. Dzięki zaawansowanej aparaturze pomiarowej, weryfikacja i wszelkie pomiary odbywają się w czasie zbliżonym do rzeczywistego. System pomiarowy służy także jako zapis działalności danego odbiorcy – pozwala na potwierdzenie i udokumentowanie jego działań w ramach DSR/DSM.

Programy DSR w USA można podzielić na dwie grupy: programy obejmujące zasoby zarządzane przez operatora (programy operatorskie) oraz programy reprezentujące zasoby udostępniane dobrowolnie (programy dobrowolne) [16, 30, 112]. W ramach programu operatorskiego, operator systemu dystrybucyjnego aktywuje usługę DSR/DSM w ramach reakcji na zagrożenie stabilności pracy systemu. Odbiorcy, poprzez kontrakty są zobowiązani do zmiany swojego zapotrzebowania na energię elektryczną. Dodatkowo są oni kontrolowani przez operatora. W związku z tym, zasoby, którymi dysponuje operator są najbardziej niezawodne

[16, 30, 39, 47, 112]. Ponadto, odbiorcy wspierający ten program mogą brać udział w rynkach energii. Odbiorcy mogą uczestniczyć w licytacjach, gdzie oferują zmiany zapotrzebowania na moc w zależności od oferowanej ceny energii [39, 47]. W ramach programów dobrowolnych, odbiorcy energii elektrycznej zmieniają swoje zapotrzebowanie w odpowiedzi na sygnały cenowe. Są one mniej niezawodne niż programy operatorskie [30, 112]. W celu odpowiedniego zarządzania tymi zasobami, stworzono takie programy jak np. wycena w czasie rzeczywistym czy też ustalanie wyższych cen w okresie szczytowych obciążeń [16, 39, 47].

W celu kontrolowania efektów wdrożenia tych programów, agencja rządowa U.S. Energy Information Administration (EIA), przeprowadza coroczne badania dotyczące rocznego przyrostu zaoszczędzonej energii elektrycznej oraz kosztów wprowadzonych programów DSM/DSR. Ilość zaoszczędzonej energii dzięki rozwiązaniom DSM/DSR wyniosła 26,5 mln MWh w 2014 roku i wzrosła ona do 29,9 mln MWh w roku 2017 [125]. Jednocześnie wydatki na programy mające na celu zwiększenie efektywności energetycznej nie uległy znaczącej zmianie w tym okresie czasu. W roku 2014 na wdrożenie i inne wydatki związane z usługą DSM/DSR przeznaczono 5,9 mld USD, natomiast w 2017 roku przeznaczono na nie 6,2 mld USD [125]. Działania ukierunkowane na poprawę efektywności energetycznej dotyczą przede wszystkim odbiorców prywatnych i przemysłowych. Ponad połowa wydatków związanych z poprawą wydajności w ramach programu DSM/DSR została przeznaczona na zachęty dla odbiorców. W ramach zachęt oferowano obniżenie ceny lub bezpłatną usługę audytu energetycznego przedsiębiorstwa lub domu. Oferowano także darmowe lub dużo tańsze żarówki energooszczędne źródła światła. W ramach zachęty odbiorców do polepszenia ich wydajności energetycznej oferowano również rabaty na energooszczędne urządzenia takie jak lodówki, klimatyzatory, podgrzewacze wody [125].

2.7. DSR w Polsce

Usługa DSR przy poprawnym sposobie jej realizacji, może przynieść liczne korzyści dla systemu elektroenergetycznego. Staje się coraz bardziej popularna nie tylko na świecie, ale także w Polsce. Polski system elektroenergetyczny zmagają się z wieloma problemami. Dominującym źródłem energii jest węgiel. Konieczność zmiany struktury miksu energetycznego powoduje utrudnienia w bilansowaniu systemu i w zarządzaniu pracą systemu, a w związku z tym wzrost kosztów funkcjonowania systemu. Ponadto, elektrownie węglowe starzeją się. Wiąże się to ze wzrostem kosztów użytkowania i remontów oraz kosztów wytwarzania energii. Należy także zwrócić uwagę na konieczność wycofania starych, węglowych bloków wytwórczych oraz zwiększający się udział odnawialnych źródeł wytwórczych, które są niestabilne. Ponadto, większość źródeł wytwórczych znajduje się na południu kraju, co może powodować problemy związane z ograniczeniami systemowymi sieci. Natomiast tworzenie nowych źródeł wytwórczych, których głównym celem miałyby być pokrywanie szczytowego zapotrzebowania na energię w ciągu dnia, może doprowadzić do powstania nadpodaży na energię elektryczną w okresach pozaszczytowych. Zmian wymagają także obowiązujące taryfy. Przykładowo, taryfa G12 dla gospodarstw domowych zapewnia niższą stawkę za energię w godzinach 13:00 – 15:00, czyli w godzinach występowania obciążeń szczytowych [24, 129]. Niskie stawki w tym czasie mogą

zachęcać odbiorców do zwiększonego użytkowania energii w tych godzinach. Dodatkowe zwiększanie popytu na energię w godzinach szczytowych jest efektem niepożądanym. W związku z tym, rozwiązanie takie jak Demand Side Response może stanowić ważny zasób energii elektrycznej pozwalający na zachowanie elastyczności pracy systemu elektroenergetycznego. Dotyczy to zwłaszcza obszarów znacznie oddalonych od źródeł wytwórczych, gdyż są one szczególnie narażone na problemy związane z ograniczeniami systemowymi. Aby poradzić sobie z powyższymi trudnościami Operator Sieci Przesyłowej powinien dysponować wszelkimi środkami, które pozwolą utrzymać bezpieczeństwo i niezawodność pracy systemu. Realizacja usługi DSR może stanowić niewątpliwe wsparcie w tej ważnej kwestii. Usługa DSR cechuje się również niższymi kosztami realizacji niż budowa nowych bloków wytwórczych [12, 71].

W Polsce usługa Demand Side Response jest wykorzystywana głównie w zakresie dobrowolnej reakcji na żądanie operatora w sytuacjach awaryjnych. Usługa ta jest realizowana przez operatora systemu przesyłowego, spółki obrotu oraz odbiorców energii elektrycznej. Pierwszy kontrakt na interwencyjną realizację usługi DSR został podpisany w marcu 2013 roku. Obejmował on udostępnienie 30 MW mocy w sezonie letnim i 25 MW w sezonie zimowym. Obecnie kontrakty obejmują okres 24 miesięcy. W tym czasie może dojść do maksymalnie 15 wezwań do obniżenia zapotrzebowania na moc. Podmiot biorący udział w realizacji tej usługi może otrzymać maksymalnie jedno wezwanie dziennie i nie więcej niż 3 wezwania tygodniowo. Redukcja zapotrzebowania na wezwanie może trwać od jednej do czterech godzin. Minimalna wartość zakontraktowanej mocy wynosi 10 MW. Ponadto wymaga się, aby konsumenci realizujący usługę byli wyposażeni w odpowiedni układ pomiarowy - liczniki powinny umożliwiać minimum cogodzinne odczyty. Agregacja mocy poszczególnych podmiotów jest dozwolona jedynie dla tzw. agregatorów. Agregatorami, jak wspomniano wcześniej, są firmy, które skupiają odbiorców mających zdolność do zmniejszenia swojego zapotrzebowania na moc lub do jego przesunięcia na inny okres czasu (tzw. obiekty redukcji, np. przedsiębiorstwa) [58]. Lista agregatorów działających na terenie Polski znajduje się w tabeli 3. Agregatorzy reprezentują obiekty redukcji w kontaktach z Operatorem Sieci Przesyłowej, który odpowiada za nadzorowanie usługi DSR. Przekazują również informacje o wezwaniach do redukcji, które są wystosowane przez Operatora Systemu Przesyłowego. Sprawują także nadzór techniczny oraz zapewniają rozwiązania informatyczne i pomiarowe umożliwiające realizację usługi (takie jak w podrozdziale 2.3) oraz prowadzenie rozliczeń. W zależności od zapewnionej wielkości mocy redukcyjnej, odbiorcy mogą podpisać umowę na realizację usługi DSR bezpośrednio z operatorem systemu przesyłowego lub z agregatorem. Odbiorcy z mniejszą zdolnością redukcyjną współpracują z firmą agregującą. Dzięki roli agregatora tacy odbiorcy mogą brać udział w realizacji usługi DSR mimo wymogu minimalnej mocy zakontraktowanej wynoszącej 10 MW. Agregator łączy możliwości redukcyjne wszystkich podmiotów z mniejszymi możliwościami redukcyjnymi. Agregator ponosi również odpowiedzialność za niezrealizowanie ograniczenia zapotrzebowania na moc przez pomniejszych odbiorców [12, 24, 129].

Tabela 3. Lista agregatorów mocy działających na terenie Polski [na podstawie 129]

L.p.	Nazwa firmy	L.p.	Nazwa firmy
1	Enea S.A	5	Lerta Sp. Z o.o.
2	Enel X Polska Sp. z o.o.	6	Power Block Sp. z o.o.
3	Enspiron Sp. z o.o.	7	Tauron Polska Energia S.A.
4	Innogy Polska S.A.		

W Polsce operatorem systemu przesyłowego są Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE). Jako OSP, Polskie Sieci Elektroenergetyczne pełnią obowiązki określone w ustawie Prawo Energetyczne (art. 9c ust. 2) [131]. Wynika z niej m.in. konieczność zapewnienia bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) i dostaw energii elektrycznej, bilansowanie systemu elektroenergetycznego oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi. W związku z tym, jako operator, Polskie Sieci Elektroenergetyczne muszą zapobiegać oraz zmniejszać ryzyko wystąpienia trudnych sytuacji bilansowych, gdyż mogą one negatywnie wpłynąć na pracę całego systemu elektroenergetycznego. Aby zapewnić prawidłowe funkcjonowanie systemu, wykorzystywane są wszelkie dostępne narzędzia, w tym usługa DSR. Usługa DSR jest świadczona głównie w zakresie interwencyjnym. Obecnie Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A realizują trzy programy w ramach świadczenia usługi DSR:

- program gwarantowany – jest on skierowany do odbiorców mogących zagwarantować redukcję od 10 MW do 200 MW w okresie trwania kontraktu. W zamian odbiorcy otrzymują wynagrodzenie za gotowość do redukcji oraz dodatkowe wynagrodzenie za odpowiedź na wezwanie operatora do obniżenia zapotrzebowania.
- program bieżący. Dotyczy on konsumentów mogących dokonać redukcji w określonych podokresach w okresie trwania kontraktu. Podokresy, w których odbiorca miałby ograniczać zapotrzebowanie na moc zależne są od bieżących warunków jego funkcjonowania. W ramach programu bieżącego, odbiorcom przysługuje wynagrodzenie jedynie za zrealizowanie redukcji. Program nie przewiduje wynagrodzenia za pozostawanie w gotowości do zrealizowania redukcji zapotrzebowania na moc. W ramach programu bieżącego moc redukcyjna wynika z propozycji składanych przez odbiorców przed koniecznością wykonania usługi DSR. W związku z tym potencjał redukcyjny jest nieograniczony.
- program bieżący uproszczony (DSR PBU). Jest to program przeznaczony dla średnich, małych oraz mikroprzedsiębiorstw. Odbiorcy biorący udział w programie bieżącym uproszczonym, w odróżnieniu od uczestników pozostałych programów, nie podlegają karom za niedokonanie redukcji zapotrzebowania na moc. Odbiorcy gwarantują dokonanie redukcji w wielkości 1 MW i więcej [129].

Polskie Sieci Elektroenergetyczne jako OSP odgrywają ważną rolę w funkcjonowaniu usługi DSR. Oprócz nadzorowania i organizacji realizacji usługi DSR, przeprowadza aukcje mocy w warunkach rynkowych, których przedmiotem jest obowiązek mocy. Zwycięzcy aukcji



zobowiązani są dostarczyć określone jednostki mocy w danym czasie. W aukcjach biorą udział głównie już istniejący i nowi wytwórcy energii elektrycznej, a także konsumenci biorący udział w realizacji usługi DSR. W przypadku konsumentów uczestniczących w usłudze DSR, zostają oni zobowiązani do obniżenia swojego zapotrzebowania na moc. W [63] przeanalizowano dane dotyczące uczestników aukcji. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki opublikował informacje na temat wygranych aukcji, które zostały przeprowadzone w roku 2018 i dotyczyły zobowiązań na dostarczenie jednostek mocy (bądź obniżenia zapotrzebowania o określone jednostki mocy) na lata 2021, 2022 oraz 2023. Na podstawie przeanalizowanych danych stwierdzono, że 18 konsumentów i agregatorów wspierających rozwiązanie DSR poprzez obniżenie swojego zapotrzebowania na moc wspomogą system elektroenergetyczny 614,6 MW mocy, co odpowiada 2,74% całkowitej mocy zamówionej w aukcji dotyczącej roku 2021. W aukcji na rok 2022 wzięło udział 21 jednostek wspierających rozwiązanie DSR. Zapewnią one 761 MW mocy, czyli 7,19% całkowitej mocy zamówionej na rok 2022. Ponadto, jedna z jednostek zobowiązała się do realizacji usługi DSR na okres dłuższy niż rok – na 5 lat. W aukcji na rok 2023 wzięły udział 22 jednostki wspierające usługę DSR i zapewnią one 797 MW mocy (7,44% całkowitej mocy na rok 2023) [63]. Wynika stąd, że usługa DSR staje się coraz bardziej popularna wśród konsumentów. Zwiększa się również jej potencjał w zakresie coraz większych jednostek mocy, które mogą zostać udostępnione dla systemu elektroenergetycznego.

Sposób realizacji strategii DSR w Polsce wciąż się zmienia. Od początku 2021 roku wdrożono nowy sposób realizacji DSR – Interwencyjną Ofertową Redukcję Poboru mocy (IRP) przez odbiorców. Usługa ta zastąpiła program bieżący uproszczony i program bieżący. Dotychczas usługę IRP świadczyło sześciu wykonawców. Podobnie jak przy programach bieżących, bierze się pod uwagę odbiorców i agregatorów gwarantujących minimum 1 MW mocy redukcyjnej. Redukcja miałaby być realizowana na polecenie OSP, a odbiorcy obniżający lub przesuający swoje zapotrzebowanie otrzymaliby wynagrodzenie. Program jest skupiony na wspieraniu systemu elektroenergetycznego w sytuacjach trudnych, awaryjnych, w celu utrzymania ciągłości dostaw energii elektrycznej. Usługę IRP dotychczas świadczyło sześciu wykonawców – Tauron Sprzedaż Sp. z o.o., Lerta S.A., Enel X Polska Sp. z o.o., Enspirion Sp. z o.o., Polenergia Obrót S.A. i CMC Poland Sp. z o.o [129].

3. Metody oceny rozwiązań Demand Side Response i Demand Side Management – przegląd metod

Włączenie do funkcjonowania systemu elektroenergetycznego takich rozwiązań jak Demand Side Management i Demand Side Response wpływa na wiele aspektów pracy systemu. W związku z tym, że DSR i DSM ingerują w pracę systemu elektroenergetycznego, istotna jest stosowna ocena tego wpływu. Ocena wdrożonych rozwiązań DSM i DSR jest niezbędna i stanowi podstawę dla dalszego ich rozwoju, a także dla promowania technologii energooszczędnych i idei efektywnego użycia energii elektrycznej oraz redukcji emisji.

3.1. Metoda MBO

Jedną z metod stosowaną obecnie do oceny efektów wdrożenia DSM i DSR została opracowana już w roku 1954 przez amerykańskiego naukowca Petera Druckera [66]. Nazywana jest „Zarządzaniem przez cele” (ang. Management By Object – MBO). Pierwotnie metoda była stosowana do zarządzania przedsiębiorstwem, poprzez wyznaczenie szczegółowych celów w taki sposób, aby było to zrozumiałe dla pracowników każdego poziomu w hierarchii przedsiębiorstwa. Na podstawie określonych celów i stopnia ich realizacji, oceniana była wydajność pracowników [66]. Jak wskazano w [54], metoda MBO może zostać odniesiona do oceny rozwiązań DSM i DSR.

Metoda ta opiera się na założeniu, że należy skupić się na określeniu i realizacji konkretnych celów. Użytkownicy wpływają na wybrany obiekt (w tym przypadku na zapotrzebowanie na energię elektryczną), a poprzez kontrolę swoich działań mogą go odpowiednio zmieniać. Metoda wymusza na uczestnikach szukanie odpowiedzi na pytania dotyczące działań, które mogą doprowadzić do lepszej realizacji założonych celów. Koncepcja ta jest zbieżna z ideą DSM i DSR – osiągnięcie jak najlepszych efektów zależy od działań użytkowników, biorących udział w tych rozwiązaniach. Metoda MBO pozwala na polepszenie sposobu planowania DSM i DSR i ich realizacji [54, 109].

W metodzie MBO określa się cele i działania, które pozwolą na ich osiągnięcie w określonym czasie. Jest to istotne zadanie, które dotyczy przede wszystkim OSP i OSD, a także ustawodawców. Wyznaczone cele i działania są wspólne dla wszystkich uczestników i rozwiązań DSM/DSR. Zgodnie z założeniami metody MBO, w ramach organizacji, kierownictwo przekazuje ustalone plany i cele pracownikom na niższych szczeblach. Otrzymują oni informacje jakie działania powinni podjąć i za co będą odpowiedzialni. Można to przełożyć na sposób wdrażania usługi DSM – operatorzy przekazują odbiorcom energii elektrycznej stosowne instrukcje, np. dotyczące czasowego obniżenia zapotrzebowania na energię. Natomiast odbiorcy odpowiedzialni są za zrealizowanie tego celu. Następnie operatorzy mogą dokonać oceny postępów w realizacji założonych celów. Odbiorcy energii elektrycznej za działania zakończone sukcesem mogą zostać stosownie wynagrodzeni [109].



Zgodnie z metodą MBO zastosowaną do oceny rozwiązania DSM, cele do osiągnięcia można zaklasyfikować do trzech kategorii:

- cel technologiczny:
 - ekonomiczny,
 - regulacyjny;
- korzyści uczestników:
 - względne,
 - bezwzględne;
- cel promocyjny:
 - statyczny wskaźnik promocji,
 - dynamiczny wskaźnik promocji.

Cel technologiczny dotyczy rozwoju stosowanych technologii. Zastosowanie nowoczesnych rozwiązań pozwoli jak najlepiej wykorzystać potencjał DSM/DSR. Cel ten jest charakteryzowany przez sprawność np. energooszczędnego oświetlenia, wysokosprawnych silników itd. Cel technologiczny można podzielić na dwa typy – typ ekonomiczny i regulacyjny. Typ ekonomiczny skupia się na wartości oszczędzonej energii. Celem jest zaoszczędzenie ilości energii elektrycznej o danej wartości przez odbiorców w skali roku. Natomiast miarą korzyści dla operatorów jest wartość energii elektrycznej, której nie wyprodukowano ze względu na obniżenie się popytu w wyniku wdrożenia DSM/DSR. Dodatkowo pozytywnym efektem dla społeczeństwa jest redukcja zanieczyszczeń produkowanych przy wytwarzaniu energii elektrycznej. Wartości przedstawiające o ile zmniejszyła się emisja zanieczyszczeń obrazują miarę efektów wdrożenia DSM/DSR dla społeczeństwa. Typ regulacyjny dotyczy pokrycia popytu na moc i odpowiedniego dostosowania zapotrzebowania na moc. Typ regulacyjny również dotyczy odbiorców energii elektrycznej jak i operatorów systemu. Wskaźnikiem korzyści dla odbiorców jest ilość zaoszczędzonej mocy. Dla operatorów odniesioną korzyść opisuje ilość zaoszczędzonej mocy w okresie występowania szczytów zapotrzebowania. Cele te – ekonomiczne i regulacyjne – są nierozłączne. Wybór technologii wykorzystywanej w ramach wdrożenia DSM/DSR, jej szacowany koszt, koszt wypromowania DSM/DSR oraz jak te rozwiązania wpłyną na kształtowanie się popytu na energię elektryczną są równie ważnymi elementami. Dlatego też istotne jest dokonanie oceny realizacji planowanych celów zarówno pod względem ekonomicznym jak i wpływu na system [54].

Kolejnym celem są określone korzyści dla poszczególnych uczestników tej usługi. Można wyróżnić odniesione korzyści względne i bezwzględne. Korzyści bezwzględne przedstawiają fizyczne efekty wdrożenia DSM/DSR. W celu określenia korzyści dla odbiorców również można wykorzystać ilość oszczędzonej energii, a także całkowite koszty oszczędzania energii, zwrot z inwestycji w technologie umożliwiające uczestnictwo w rozwiązaniach DSM/DSR. Uwzględnia się tu nie tylko wielkość redukcji emisji zanieczyszczeń, ale także koszt emitowania tych zanieczyszczeń. Dla operatorów miarą korzyści bezwzględnych jest koszt wdrożenia usługi DSM oraz efekty w postaci wystąpienia pożądaných zmian w pracy systemu elektroenergetycznego. Natomiast korzyści względne dotyczą wydajności usługi DSM. Zarówno

dla odbiorców energii elektrycznej jak i operatorów miarą wydajności usługi DSM jest np. koszt oszczędzania energii elektrycznej przypadający na jednostkę energii, stopa zwrotu z inwestycji w wybraną technologię wspierającą DSM/DSR oraz stopa zwrotu z oszczędzania energii elektrycznej. Miarą korzyści względnych jest też koszt emitowania zanieczyszczeń na jednostkę PKB, jednostkę energii elektrycznej lub jednostkę powierzchni analizowanego obszaru [54].

Ostatnią kategorią jest **cel promocyjny**. Przedstawia on ilość zastosowanych technologii w ramach realizacji DSM przez pojedynczego lub grupę odbiorców energii elektrycznej. Obrazuje on cel promowania usługi DSM. Na opis realizacji celu składają się dwa wskaźniki – wskaźnik wykorzystania urządzeń i technologii umożliwiających udział w DSM (wskaźnik statyczny promocji) oraz wskaźnik przedstawiający zwiększenie się wykorzystania urządzeń energooszczędnych po promocji usługi DSM (wskaźnik dynamiczny promocji). Wskaźnik statyczny promocji dotyczy oszczędzania energii elektrycznej w wyniku np. modernizacji istniejących urządzeń wykorzystywanych przez odbiorców uczestniczących w realizacji DSM. Wskaźnik statyczny promocji wyraża się następującym wzorem (1) [54]:

$$m_0 = \frac{N_0}{M} * 100\% \quad (1)$$

gdzie:

m_0 – wskaźnik statyczny promocji,

N_0 – liczba pracujących, zmodernizowanych urządzeń po wdrożeniu usługi DSM,

M – całkowita liczba urządzeń podlegających realizacji usługi DSM.

Wskaźnik dynamiczny promocji przedstawia przyrost nabywania urządzeń energooszczędnych przez odbiorców biorących udział w realizacji usługi DSM w czasie po wdrożeniu tej usługi i jej wypromowaniu. Pozwala on sprawdzić, czy wraz ze wzrostem świadomości odbiorców o korzyściach związanych z realizacją DSM/DSR, wzrasta także liczba nabywanych urządzeń energooszczędnych. Wskaźnik dynamiczny wyznaczany jest jako stosunek przyrostu liczby nabytych urządzeń energooszczędnych (N_1) do całkowitej liczby urządzeń podlegających realizacji usługi DSM/DSR (M), co przedstawia wzór [54]:

$$m_1 = \frac{\Delta N_1}{M} * 100\% \quad (2)$$

gdzie:

m_1 – wskaźnik dynamiczny promocji,

ΔN_1 – przyrost nabytych urządzeń energooszczędnych po wdrożeniu DSM,

M – całkowita liczba urządzeń podlegających realizacji usługi DSM.

Metoda MBO pozwala przeanalizować liczne efekty realizacji DSM/DSR. Każdy z wymienionych wskaźników i zmiany ich wartości powinny zostać dokładnie przeanalizowane, co pozwoli określić czy wyznaczone cele zostały osiągnięte.

3.2. Metoda dekompozycji wskaźnika

Metoda dekompozycji wskaźnika została opracowana w latach 70. XX wieku w celu analizy wpływu zmian w strukturze produkcji przemysłowej oraz zmian w konkretnym sektorze przemysłu na zapotrzebowanie na energię elektryczną. Wdrożenie rozwiązań DSM/DSR u odbiorców przemysłowych ma duży potencjał w zakresie wpływu na pracę całego systemu elektroenergetycznego. Przemysł jest dziedziną wysoce energochłonną, więc wpływ na zużycie energii w tej dziedzinie pozwoli uzyskać lepsze efekty przy zaangażowaniu mniejszej ilości odbiorców niż w przypadku realizacji DSM/DSR przez odbiorców prywatnych.

Metoda dekompozycji pozwala na ilościowe określenie wpływu zmian wynikających z wdrożenia DSM/DSR na energochłonność przemysłu. Początkowo wpływ ten oceniano poprzez określenie wartości stosunku całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną do wartości całkowitej produkcji przemysłowej [4, 5]:

$$e_t = \frac{E_t}{Y_t} \quad (3)$$

gdzie:

e_t – energochłonność przemysłu, czyli całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną przez przemysł w roku t odniesione do wartości produkcji [Wh/zł],

E_t – zużycie energii przez wszystkie sektory przemysłu w roku t [Wh],

Y_t – całkowita wartość produkcji, generowanej przez wszystkie sektory przemysłu w roku t [zł].

Wraz z rozwojem metody i opracowaniem kolejnych wskaźników, metoda rozkładu wskaźnika stała się popularnym narzędziem do oceny zapotrzebowania energetycznego przemysłu. Metoda została rozwijana w ramach konieczności oceny i monitorowania efektywności energetycznej. Opiera się zarówno na wskaźnikach dotyczących wielkości fizycznych jak i finansowych. Może zostać wykorzystana także do oceny wydajności realizowanej usługi DSM lub DSR [4, 5].

Na metodę rozkładu wskaźnika składa się wiele modeli obliczeniowych. Pozwalają one między innymi na określenie czynników wpływających na zmianę energochłonności. Umożliwiają także ocenę wahań energochłonności przemysłu w danym regionie. Wyróżnia się dwa rodzaje metod w zakresie dekompozycji wskaźnika – metody z grupy wskaźników Divisia i wskaźników Laspeyresa [4, 5]. Oba rodzaje metod opierają się na rozkładzie łącznego zużycia energii elektrycznej przez wszystkie gałęzie przemysłu. Energochłonność jest wyrażana poprzez odniesienie całkowitego zużycia energii elektrycznej przez dany sektor przemysłu do wartości produkcji przemysłowej tego sektora przemysłu. Odzwierciedla to także efektywność energetyczną. Wartości uwzględniane w obliczeniach zwykle odnoszą się do okresu jednego roku. Zużycie energii wyrażane jest w jednostkach energii, natomiast wartość produkcji w jednostkach monetarnych [84].

Przykładem metody opierającej się na wskaźnikach Divisia jest metoda LMDI (ang. *Logarithmic Mean Divisia Index*) [4, 5]. Jest szeroko stosowana do rozkładu wartości energochłonności na poziomie krajowym i na poziomach poszczególnych sektorów przemysłu w

wielu krajach. Pozwala na ukazanie zmian w okresie kilku lat. W tym celu została wykorzystana np. w Korei, gdzie w okresie 1981 – 2010 badano wydajność energetyczną tamtejszego przemysłu [84]. W metodzie LMDI uwzględnia się trzy główne czynniki mające wpływ na wartość produkcji i zużycie energii elektrycznej – są to tzw. efekty działalności, efekty struktury i efekt intensywności. Zmiany w sposobie działania danego sektora mają wpływ na zużycie energii. Jest to określane jako efekt działalności [4, 84, 118]. Jest ilustrowany przez wielkość produkcji oraz jej zmiany w czasie. Łączne zużycie energii elektrycznej przez przemysł w ramach metody rozkładu wskaźnika LMDI może zostać przedstawione jako zależność ilości zużytej energii w poszczególnych gałęziach przemysłu i ich wartości produkcji:

$$e_t = \sum_i \left(\frac{E_{it}}{Y_{it}} \right) \left(\frac{Y_{it}}{Y_t} \right) = \sum_i e_{it} s_{it} \quad (4)$$

gdzie:

E_{it} – zużycie energii elektrycznej w sektorze i w roku t [Wh],

Y_{it} – wartość produkcji generowanej przez sektor i w roku t [zł],

e_{it} – stosunek zużycia energii i wartości produkcji w sektorze i w roku t [Wh/zł],

s_{it} – udział wartości produkcji sektora i w całkowitej produkcji przemysłowej w roku t [-].

W powyższym równaniu efekt działalności jest reprezentowany przez zmienną Y_{it} (wartość produkcji generowanej przez sektor i w roku t). Zmienna ta, oprócz wartości produkcji ujmuje także udział danego sektora w ogólnej wartości PKB kraju lub regionu [4, 84, 118].

Efekt struktury i intensywności dotyczą zmian w strukturze działalności poszczególnych gałęzi przemysłu i ich wpływu na energochłonność przemysłu [4, 5, 84]. Efekt intensywności uwzględniany jest przez wartość e_{it} (stosunek zużycia energii i wartości produkcji w sektorze i w roku t), przedstawiającą zmiany w efektywności wykorzystania energii elektrycznej. Natomiast efekt struktury przedstawia wartość s_{it} (udział wartości produkcji sektora i w całkowitej produkcji przemysłowej w roku t). Każda ze zmiennych i efekty, które są przez nie reprezentowane, obrazują wielkość zmian w zużyciu energii w rozpatrywanym czasie (od 0 do T), a także przypisują powstałe zmiany do czynników, które je wywołały [80, 118]. Zużycie energii elektrycznej w poszczególnych sektorach powinno sumować się tak, aby jej wartość była równa całkowitemu zużyciu energii elektrycznej w przemyśle. Natomiast miary charakteryzujące działalność gospodarczą nie muszą sumować się do wartości PKB [4, 5, 80, 84, 118].

Zakłada się, że łączna energochłonność zmienia się z e_0 w roku 0 do e_T w roku T . Indeksy 0 i T odpowiadają porównywanym okresom – bazowemu i badanemu. Zmianę w energochłonności, wyrażoną dekompozycją multiplikatywną, można przedstawić w dwóch postaciach – (5) i (6):

$$D_{tot} = \frac{e_T}{e_0} \quad (5)$$

$$\Delta e_{tot} = e_T - e_0 \quad (6)$$

gdzie:

D_{tot} – wskaźnik zmian w energochłonności w okresie od 0 do T [-],

Δe_{tot} – przyrost energochłonności w przemyśle w okresie od 0 do T [Wh],
 e_0 – całkowita energochłonność przemysłu w roku bazowym 0 [Wh],
 e_T – całkowita energochłonność przemysłu w roku T [Wh].

W ramach metody LMDI można wyodrębnić jej dwie formy – addytywną i multiplikatywną. Multiplikatywna wersja metody jest jedną z najpopularniejszych. Formy te różnią się sposobem prezentowania i interpretowania wyników. Gdy dane podlegające rozkładowi przedstawione są w formie zależności zużycia energii i produkcji od czasu, zwykle stosuje się formę multiplikatywną. Dzięki temu wyniki rozkładu, do których przypisane są odpowiednie indeksy mogą zostać przedstawione na wykresie w formie funkcji czasu. Wzory (7) – (10) przedstawiają formę multiplikatywną metody LMDI [5, 84].

$$D_{tot} = \frac{e_T}{e_0} = D_{act} D_{str} D_{int} \quad (7)$$

$$D_{act} = \frac{Y_{it}}{Y_{i0}} \quad (8)$$

$$D_{str} = \frac{s_{it}}{s_{i0}} \quad (9)$$

$$D_{int} = \frac{e_{it}}{e_{i0}} \quad (10)$$

gdzie:

D_{act} – wskaźnik efektu działalności (reprezentowany przez zmienne Y w równaniu (3)) [zł],
 D_{str} – wskaźnik efektu struktury (reprezentowany przez zmienną s_{it} w równaniu (3)) [-],
 D_{int} – wskaźnik efektu efektywności (reprezentowany przez zmienną e_{it} w równaniu (3)) [Wh/zł],
 Y_{i0} – wartość produkcji generowanej przez sektor i w roku bazowym 0 [zł],
 e_{i0} – stosunek zużycia energii i wartości produkcji w sektorze i w roku bazowym 0 [Wh/zł],
 s_{i0} – udział wartości produkcji sektora i w całkowitej produkcji przemysłowej w roku bazowym 0 [-].

Poniższe zależności (11) – (14) przedstawia postać addytywną metody LMDI:

$$\Delta e_{tot} = e_T - e_0 = \Delta D_{act} + \Delta D_{str} + \Delta D_{int} \quad (11)$$

$$\Delta D_{act} = D_{actT} - D_{act0} \quad (12)$$

$$\Delta D_{str} = D_{strT} - D_{str0} \quad (13)$$

$$\Delta D_{int} = D_{intT} - D_{int0} \quad (14)$$

Przykładem metody opartej na wskaźnikach Laspeyresa jest wskaźnik idealny Fishera. Metoda idealnego wskaźnika Fishera wykorzystywana jest do dekompozycji wskaźnika zużycia energii (D_{tot}) na efektywność ekonomiczną (F_t^{eff}) przy uwzględnieniu efektu działalności D_{act} . W związku z tym [84]:

$$D_{tot} = F_t^{eff} D_{act} \quad (15)$$

gdzie:

F_t^{eff} – wskaźnik efektywności ekonomicznej,
 D_{act} – wskaźnik efektu działalności.

Wskaźnik idealny Fishera określa się na podstawie wskaźnika Laspeyresa i wskaźnika Paasche. W celu określenia formuły na wskaźnik idealny Fischera, najpierw należy użyć zależności opisujące wskaźnik Laspeyresa odnoszące się do wskaźnika efektu działalności (16) i efektywności ekonomicznej (17):

$$L_t^{act} = \frac{\sum_i e_{i0} S_{it}}{\sum_i e_{i0} S_{i0}} \quad (16)$$

$$L_t^{eff} = \frac{\sum_i e_{it} S_{i0}}{\sum_i e_{i0} S_{i0}} \quad (17)$$

L_t^{act} – wskaźnik efektu działalności Laspeyresa [-],

L_t^{eff} – wskaźnik efektywności ekonomicznej Laspeyresa [-].

Kolejnym krokiem jest wyznaczenie wskaźników Paascha, również odnoszących się do efektu działalności (18) i efektywności ekonomicznej (19):

$$P_t^{act} = \frac{\sum_i e_{it} S_{it}}{\sum_i e_{it} S_{i0}} \quad (18)$$

$$P_t^{eff} = \frac{\sum_i e_{it} S_{it}}{\sum_i e_{i0} S_{it}} \quad (19)$$

P_t^{act} – wskaźnik efektu działalności Paascha [-],

P_t^{eff} – wskaźnik efektywności ekonomicznej Paascha [-].

Wskaźnik Laspeyresa wykorzystywany jest do analizy danych jedynie z okresu bazowego, natomiast wskaźnik Paasche służy do opisu bieżącego okresu. Wskaźnik Fischera poprzez wykorzystanie zarówno wskaźnika Laspeyresa i Paasche, pozwala na uwzględnienie w analizie zarówno okresu bazowego jak i bieżącego. Dlatego też jest określany jako idealny. W związku z powyższym, wskaźniki idealne Fischera uwzględniające wskaźnik efektu działalności (20) i efektywność ekonomiczną (21) [67, 80]:

$$F_t^{act} = \sqrt{L_t^{act} P_t^{act}} \quad (20)$$

$$F_t^{eff} = \sqrt{L_t^{eff} P_t^{eff}} \quad (21)$$

F_t^{act} – wskaźnik efektu działalności Fischera [-],

F_t^{eff} – wskaźnik efektywności ekonomicznej Fischera [-].

Metoda dekompozycji wskaźnika z powodzeniem może zostać wykorzystana do analizy efektów wdrożenia DSM/DSR gdyż pozwala na analizę zmian zużycia energii w czasie [82], [95]. Może zostać wykorzystana przede wszystkim przy ewaluacji działań skupionych na zwiększeniu efektywności zużycia energii elektrycznej [56].

Metoda została wykorzystana w [95] do oceny porównawczej końcowego wykorzystania energii elektrycznej w Niemczech i w Polsce na przestrzeni 15 lat w różnych sektorach gospodarki. Analiza wykazała, że Polska cechuje się znaczną redukcją zużycia energii



elektrycznej w przemyśle, która wynika ze zwiększenia efektywności energetycznej. W Niemczech proces poprawy efektywności energetycznej następuje mniej dynamicznie. Bardziej pozytywnie oceniono zmiany w zakresie efektywnego wykorzystywania energii elektrycznej wśród gospodarstw domowych i w dziedzinie transportu.

3.3. Metoda kosztu unikniętego

Metoda kosztu unikniętego opiera się na ocenie korzyści odniesionych w związku z wdrożeniem usługi DSM i DSR na podstawie wielkości kosztów energii elektrycznej, których można uniknąć. Poprzez koszty uniknięte należy rozumieć koszty, które poniósłby dany podmiot przy zastosowaniu innego rozwiązania [54].

Rodzaj i wielkość kosztów unikniętych zależą od uczestnika usługi DSM/DSR podlegającego ocenie. Koszty te są wyznaczone na podstawie cen energii elektrycznej w przypadku krótkoterminowych zmian zapotrzebowania na energię elektryczną w ramach realizacji usługi DSM/DSR:

$$K_U = c_e * E_r \quad (22)$$

gdzie:

K_U – koszt uniknięty [zł],

c_e – bieżąca cena za jednostkę energii elektrycznej [zł/Wh],

E_r – jednostka energii zaoszczędzonej [Wh].

Odbiorcy energii elektrycznej zmieniają swoje zapotrzebowanie na energię elektryczną w wyniku reakcji na zmianę cen energii w danym czasie. Wiąże się to z uniknięciem wysokich opłat za energię elektryczną, które by poniesiono, gdyby nie podjęto działań mających na celu obniżenia zużycia energii elektrycznej, co stanowi koszt uniknięty w analizie.

Przy ogólnej ocenie kosztów unikniętych z perspektywy wytwórców i operatorów systemu, wyznacza się je na podstawie sumy kosztów, które można przyporządkować do pięciu kategorii:

- koszty generacji energii,
- koszty zdolności wytwórczej,
- koszty zdolności przesyłowej i dystrybucyjnej,
- koszty usług pomocniczych,
- koszty środowiskowe.

Uniknięte koszty generacji energii dotyczą oszacowanej wartości energii wygenerowanej w danym czasie. Koszt ten określa się na podstawie wartości energii, której nie zamówiono w warunkach rynkowych, dzięki działaniom mającym na celu obniżenie popytu.

Koszty zdolności wytwórczej dotyczą kosztów budowy nowych źródeł wytwórczych, stworzonych na potrzeby pokrycia rosnącego zapotrzebowania na moc. Natomiast koszty związane ze zwiększeniem zdolności przesyłowej i dystrybucyjnej dotyczą rozbudowy sieci linii przesyłowych i dystrybucyjnych. Koszty zdolności wytwórczych są inne w zależności od danego

regionu. Wynika to z lokalnych różnic w zapotrzebowaniu na energię elektryczną i sposobie w jaki te zapotrzebowanie się zmienia. Większy popyt na energię elektryczną wiąże się z większym zapotrzebowaniem na budowę elektrowni w regionie i rozbudowę sieci. Obszary szybko rozwijające się będą wykazywały się szybszym wzrostem zapotrzebowania niż obszary wykazujące się stagnacją lub spadkiem popytu. W celu ustalenia korzyści wynikających z krótkoterminowego zmniejszenia zapotrzebowania na moc, należy dokonać okresowej oceny każdego z rozpatrywanych obszarów pod względem lokalnych planów rozbudowy sieci. W tym celu wyznacza się jakie koszty przypadają na 1 kW, a następnie otrzymaną wartość odnosi się do każdej godziny roku. Można je wyznaczyć w następujący sposób:

$$K_{1kW} = \frac{K_r}{P_i} \quad (23)$$

gdzie:

K_{1kW} – koszt rozbudowy sieci przypadający na 1 kW [zł/kW],

K_r – całkowity koszt rozbudowy [zł],

P_i – moc zainstalowana nowych instalacji [kW].

Odniesienie tej wartości do każdej godziny roku wiąże się z uwzględnieniem zmian w popycie na energię elektryczną w zależności od pory dnia i roku. Jest to możliwe dzięki wykorzystaniu prognoz zużycia energii w analizowanym okresie czasu. Dlatego też ostatecznie wzór na koszt rozbudowy sieci odniesiony do każdej godziny roku można wyznaczyć za pomocą formuły:

$$K_{1kW/a} = \frac{K_r}{P_i} * \frac{E_t}{E_c} \quad (24)$$

gdzie:

$K_{1kW/a}$ – koszt rozbudowy sieci przypadający na 1 kW odniesiony do każdej godziny roku [zł/kW],

E_t – zużycie energii w danej godzinie [Wh],

E_c – całkowite zużycie energii w ciągu roku [Wh].

Usługi pomocnicze wiążą się z kosztami koniecznymi do poniesienia, aby możliwe było bezpieczne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego np. koszty zgromadzenia rezerw mocy. Uniknięte koszty usług pomocniczych wyznaczane są jako procent kosztów produkcji, których uniknięto w rozpatrywanej godzinie. Stosuje się taki sposób wyznaczania tych kosztów ze względu na to, że są one niewielkie w porównaniu z kosztami unikniętymi związanymi z wytwarzaniem energii.

Natomiast koszty środowiskowe oznaczają koszty emisji szkodliwych substancji do otoczenia, powstałych w wyniku generacji energii elektrycznej. W celu ich wyznaczenia, należy odnieść się do rynkowych cen zanieczyszczeń. Dzięki rynkom tego typu możliwe jest określenie wpływu wytwarzania energii elektrycznej na środowisko. Szacowany koszt uniknięty dla wszystkich rodzajów emitowanych zanieczyszczeń należy pomnożyć przez ich cenę rynkową i średni wskaźnik emisji z danego źródła wytwórczego w rozpatrywanej godzinie [7], [12], [93]. Przykładowo, koszty emisji CO₂ można wyznaczyć za pomocą formuły (15). W ten sposób można

wyznaczyć koszty emisji innych szkodliwych substancji do otoczenia, np. CO, SO₂, NO_x itd. Następnie koszty te się sumuje, tak jak przedstawia to formuła (26):

$$K_{CO_2} = k_{\text{środ}, CO_2} * e_{CO_2} * P_e * T \quad (25)$$

$$K_{\text{środ}} = K_{CO_2} + K_{SO_2} + K_{NO_x} + K_{CO} \quad (26)$$

gdzie:

$k_{\text{środ}, CO_2}$ - stawka opłat za korzystanie ze środowiska [zł/t],

e_{CO_2} - wskaźnik emisji CO₂ [t/Wh],

P_e - Moc zainstalowana elektryczna [W],

T - Okres użytkowania mocy zainstalowanej elektrycznej [h],

$K_{\text{środ}}$ – całkowite koszty środowiskowe [zł].

W przypadku odbiorców przemysłowych i komercyjnych korzyści wynikające z kosztów, których można uniknąć poprzez zmiany zapotrzebowania, można interpretować na dwa sposoby. Pierwszym jest koszt uniknięty wyznaczony na podstawie kosztów energii oszczędzonej w wyniku zastosowania energooszczędnych technologii. Drugim sposobem, tak jak w przypadku odbiorców prywatnych, jest wyznaczenie kosztów unikniętych na podstawie bieżących cen energii elektrycznej. W tym celu należy dokonać analizy danych dotyczących cen energii elektrycznej oraz poboru energii przez odbiorców. Następnie należałoby określić ich zdolność do uelastycznienia swojego zapotrzebowania. Po odniesieniu tej zdolności do cen energii elektrycznej możliwe jest wyznaczenie ewentualnych kosztów unikniętych dla poszczególnych odbiorców [54].

Każdy z kosztów unikniętych należy odnieść do każdej godziny w roku. Taką szczegółowość odniesienia uzyskuje się poprzez uwzględnienie prognoz dotyczących średniej wartości każdego z kosztów i porównanie ich z historycznymi cenami energii elektrycznej wyznaczonymi na dzień następny i cenami oraz obciążeniem systemu w czasie rzeczywistym. W przypadku kosztów unikniętych generacji konieczne jest także ustalenie kosztów krańcowych paliwa oraz ich korekcja ze względu na straty w liniach przesyłowych [11, 52].

Metodą kosztu unikniętego można ocenić także rozwiązania długoterminowe, charakterystyczne dla usługi DSM/DSR, np. przesuwanie szczytów i wypełnienie dolin. Celem jest osiągnięcie możliwie wysokich kosztów unikniętych wynikających z wdrożenia DSM/DSR. Wyznaczenie kosztów opiera się na poprawie wartości współczynnika wypełnienia wykresu obciążenia. Wyraża się go przez stosunek średniego zapotrzebowania na moc do największego zapotrzebowania na moc jakie wystąpiło w rozpatrywanym czasie. Określa się go wzorem:

$$f_e = \frac{P_{sr}}{P_s} \quad (27)$$

gdzie:

f_e – współczynnik wypełnienia wykresu obciążenia [-],

P_{sr} – średnie zapotrzebowanie na moc w rozpatrywanym czasie [W],

P_s – największe zapotrzebowanie na moc [W].

3.4. Metoda wskaźnikowa oceny ewaluacji usługi DSM/DSR

Metoda wskaźnikowa oceny ewaluacji usługi DSM/DSR opiera się na konwersji różnych informacji na miarodajną i łatwą w analizie formę wskaźników przedstawiających zmiany jakie zaszły w wyniku wdrożenia usługi DSM. Dzięki temu rozwiązaniu ewentualne problemy i nieprawidłowości związane z efektywnością energetyczną czy też korzyściami finansowymi mogą zostać łatwo określone. Wskaźniki są istotnym elementem oceny ewaluacji rozwiązań DSM. Pozwalają one na kontrolę i zrównoważony rozwój w wielu zakresach oddziaływania DSM. Wskaźniki wykorzystywane w tej metodzie można podzielić według kilku kryteriów, które podlegają ocenie. W związku z tym wyróżnia się pięć kryteriów:

- ekonomiczne,
- techniczne,
- społeczne
- środowiskowe.

Wskaźniki wykorzystywane do oceny poszczególnych kryteriów zestawiono w tabeli 4.

Tabela 4. Klasyfikacja wskaźników w metodzie wskaźnikowej ewaluacji według kryteriów ekonomicznych, społecznych, technicznych i środowiskowych

Metoda wskaźnikowa oceny ewaluacji usługi DSM I			
Kryterium ekonomiczne	Kryterium społeczne	Kryterium techniczne	Kryterium środowiskowe
<ul style="list-style-type: none"> • Ilość oszczędzonej energii elektrycznej • okres zwrotu • straty wywołane wymuszonymi wyłączeniami • ilość zadowolonych uczestników DSM/DSR • koszt kapitału inwestycyjnego (źródła finansowania) 	<ul style="list-style-type: none"> • Wzrost ilości świadczenia usług związanych z oszczędzaniem energii (wkład w rozwój energetyki) • Udział źródeł odnawialnych w produkcji energii (możliwość przesuwania obciążeń szczytowych) • Czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej, wielkość niedostarczonej energii (wkład we wzrost gospodarczy) • Koszty uniknięte inwestowania we własne źródła wytwórcze 	<ul style="list-style-type: none"> • Ilość urządzeń wymienionych na energooszczędne • Ilość funkcjonujących magazynów energii i systemów rozproszonych • Ilość pracowników związanych z realizacją DSM/DSR (budowa systemów DSM/DSR) 	<ul style="list-style-type: none"> • Wielkość redukcji emisji gazów cieplarnianych • Prawdopodobieństwo uniknięcia erozji gleby i uszkodzenia struktury geologicznej • oszczędzanie zasobów naturalnych (zmniejszenie wykorzystania paliw kopalnych przy produkcji energii elektrycznej)

Jako pierwsze w zestawieniu wymieniono kryterium ekonomiczne. W ramach kryterium ekonomicznego ustalono pięć wskaźników, według których dokonuje się oceny. W obliczeniach należy uwzględnić koszty inwestycyjne w usługę oraz jej wpływ na oszczędność energii. W ramach oceny mierzy się poziom zużycia energii elektrycznej. Pozwala to określić o ile zmniejszył się na nią popyt. Następnie dane te odniesione są do powierzchni, jaką zajmuje badany podmiot.

$$E_{ra} = \frac{E_0 - E_T}{a_0} \quad (28)$$

gdzie:

E_{ra} – energia zaoszczędzona odniesiona do powierzchni [Wh/m²],

E_0 – zużycie energii przed wdrożeniem DSM/DSR [Wh],

E_T – zużycie energii po wdrożeniu DSM/DSR [Wh],

a_0 – powierzchnia zajmowana przez badany podmiot [m²].

Kolejnym wskaźnikiem jest okres zwrotu z inwestycji DSM/DSR. Określa on całkowity koszt inwestycji w usługę DSM/DSR w odniesieniu do miesięcznych zysków osiąganych z tytułu wdrożenia DSM/DSR. Pozwala to określić korzyść ekonomiczną dla przedsiębiorstwa.

$$PBP = \frac{K_I}{I_M} \quad (29)$$

gdzie:

PBP – okres zwrotu inwestycji [rok],

K_I – koszt inwestycyjny w realizację usługi DSM/DSR [zł],

I_M – roczny zysk po wdrożeniu DSM [zł/rok].

Kolejnym wskaźnikiem są straty odniesione do wymuszonych wyłączeń. Dotyczy on strat wywołanych przez przymusowe, niezapowiedziane ograniczenie dostępu do dostaw energii elektrycznej (30):

$$S_J = \frac{K_w}{J} \quad (30)$$

gdzie:

S_J – stosunek strat do ilości wymuszonych wyłączeń [zł/szt],

K_w – wartość strat związanych z przerwą w dostawie energii elektrycznej np. wartość towaru, który mógłby zostać wyprodukowany w czasie przerwy w dostawie [zł],

J – ilość przymusowych wyłączeń [szt].

Ocenie podlega także zadowolenie klientów przedsiębiorstwa. Ten wskaźnik określa subiektywne zadowolenie klientów przedsiębiorstwa ze świadczonych usług. Miarą może być np. procent w pełni zadowolonych odbiorców energii elektrycznej. Ostatnim wskaźnikiem są źródła finansowania, która określa sposoby pozyskiwania funduszy przedsiębiorstwa [32]. Może tu zostać wykorzystany wskaźnik WACC (ang. *Weighted Average Cost of Capital*) czyli średni ważony koszt kapitału. Wskaźnik ten przedstawia źródła i koszt kapitału użytego do inwestycji w rozwiązanie DSM/DSR. Można go opisać formułą [27]:



$$WACC = \frac{Q}{Q+K} * p_Q + \frac{K}{Q+K} * p_K * (1-s_d) \quad (31)$$

gdzie:

WACC – średni ważony koszt kapitału [%],

$Q/Q+K$ – udział kapitału własnego [-],

$K/Q+K$ – udział kapitału zewnętrznego [-],

p_Q – oprocentowanie kapitału własnego [%],

p_K – oprocentowanie kapitału zewnętrznego [%],

s_d – stopa podatku dochodowego [%].

Kolejnym kryterium jest kryterium społeczne. Składają się na nie cztery wskaźniki. Pierwszy mówi o wkładzie w rozwój energetyki – dotyczy oceny rozwoju usług z zakresu oszczędzania energii oraz rozwoju technologii związanych z systemami rozproszonymi. Drugim wskaźnikiem jest wpływ na przesuwanie obciążenia szczytowego. Następnym jest wkład we wzrost gospodarczy. Odnosi się do wzrostu bezpieczeństwa dostaw energii i związanego z tym zrównoważonego rozwoju gospodarczego. Wiąże się to m.in. ze skróceniem okresów przerw w dostawie energii elektrycznej [90]. Ostatnim wskaźnikiem jest poziom oszczędności osiągniętych poprzez inwestowanie w rozbudowę źródeł wytwórczych. Są one określane na podstawie kosztów unikniętych, które są możliwe do osiągnięcia poprzez inwestycje we własne źródła energii elektrycznej [32].

Przy ocenie kryterium technicznego uwzględnia się ilość wykorzystywanych energooszczędnych urządzeń, takich jak energooszczędne oświetlenie, klimatyzacje i systemy ogrzewania. Następnym wskaźnikiem jest ilość funkcjonujących systemów rozproszonych (systemów rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej) i magazynów energii. Wspomagają one poprawę wydajności wykorzystania dostępnych zasobów energetycznych oraz niezawodności dostaw energii. Ostatnim wskaźnikiem jest ilość zatrudnionych pełnoetatowych pracowników i kadry kierowniczej oraz ilości przeprowadzonych szkoleń dla personelu technicznego związanego z realizacją usługi DSM/DSR [32].

W ramach oceny ewaluacji usługi DSM/DSR uwzględnia się także kryterium środowiskowe. W związku z tym ocenia się wielkość redukcji emisji gazów cieplarnianych – dokonuje się pomiaru emitowanych zanieczyszczeń i porównuje o ile zmniejszyła się emisja takich związków jak CO₂ i NO₂ dzięki wdrożeniu rozwiązań DSM/DSR [32]. Wielkość tę można określić przy pomocy formuły:

$$e_{\%} = \frac{e_{COp} - e_{COk}}{e_{COk}} * 100\% \quad (32)$$

gdzie:

$e_{\%}$ - redukcja emisji [%],

e_{COp} - emisja przed wprowadzeniem DSM/DSR (emisja początkowa) [Mg],

e_{COk} - emisja po wprowadzeniu DSM/DSR [Mg].



Kolejnym wskaźnikiem jest zmniejszenie prawdopodobieństwa wystąpienia niepożądanych zmian w glebie i strukturze geologicznej na obszarze, na którym stosowano się do założeń programu DSM/DSR. Ostatnim wskaźnikiem jest oszczędzanie zasobów naturalnych – określa się o ile zmniejszono wykorzystywanie zasobów naturalnych na potrzeby produkcji energii elektrycznej [32]. Ilość paliwa pochodzącego z zasobów naturalnych wykorzystanego do produkcji energii elektrycznej zależy od jego rodzaju i rodzaju technologii w jakiej wytwarzana jest energia elektryczna. Przykładowo, ilość wykorzystanego paliwa można wyznaczyć przy pomocy wzoru:

$$B_p = \frac{P_{iel} * T}{W_d * 3600 * \eta_{el}} \quad (33)$$

gdzie:

B_p – ilość wykorzystanego paliwa [kg],

W_d – wartość opałowa paliwa [J/kg]

P_{iel} – zainstalowana moc elektryczna elektrowni [W],

T_{el} – czas wytwarzania energii elektrycznej [h],

η_{el} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni [-].

Następnie, o ile zmniejszyła się ilość wykorzystanego paliwa można wyznaczyć z poniższego wzoru:

$$B_{p\%} = \frac{B - B_{DSR}}{B_{DSR}} * 100\% \quad (34)$$

gdzie:

$B_{p\%}$ – ilość wykorzystanego paliwa [%],

B_{DSR} – ilość wykorzystanego paliwa po wdrożeniu DSM/DSR [kg].

Innym sposobem realizacji metody wskaźnikowej oceny ewaluacji DSM jest przyporządkowanie wskaźników do poszczególnych uczestników usługi DSM. W związku z tym wyróżnia się wskaźniki reprezentujące wpływ rozwiązania DSM na odbiorców energii elektrycznej, operatorów systemu elektroenergetycznego oraz administrację. Dlatego też system oceny może być oparty na trzech rodzajach wskaźników:

- wskaźnikach wpływu DSM na użytkowników,
- wskaźnikach wpływu DSM na operatorów systemu elektroenergetycznego,
- wskaźnikach wpływu DSM na administrację i społeczeństwo.

Klasyfikacja wskaźników według poszczególnych grup uczestników biorących udział w usłudze DSM przedstawia tabela 5 [32, 54].

Tabela 5. Klasyfikacja wskaźników w metodzie wskaźnikowej ewaluacji według uczestników

Metoda wskaźnikowa oceny ewaluacji usługi DSM II		
Ocena dokonywana z perspektywy użytkowników	Ocena dokonywana z perspektywy operatorów	Ocena dokonywana z perspektywy administracji
<ul style="list-style-type: none"> • Zmniejszenie się rachunków za energię elektryczną • Ilość odbiorców uczestniczących i popularyzujących ideę oszczędzania energii elektrycznej • Bezpieczeństwo i niezawodność usługi DSM (ilość nieplanowanych wyłączeń) • Udział w rynkach energii (szacowanie zadowolenia z usługi DSM/DSR) 	<ul style="list-style-type: none"> • Uniknięte koszty produkcji energii elektrycznej • Poprawa wartości współczynnika wypełnienia wykresu obciążenia • Poprawa wartości przepływów pieniężnych • Zmniejszenie kosztów związanych z utrzymaniem systemu <ul style="list-style-type: none"> - Ilość inwestycji w źródła generujące energię elektryczną - Zmniejszenie zapotrzebowania na paliwa kopalne 	<ul style="list-style-type: none"> • Redukcja emisji zanieczyszczeń do środowiska • Skuteczność wdrożonych regulacji prawnych w zakresie oszczędzania energii elektrycznej oraz efektywność prowadzonego nadzoru nad usługą DSM • Polityka finansowa - zmniejszenie podatków i wprowadzenie ulg podatkowych • Roczny wzrost rządowego funduszu wsparcia usługi DSM • Zwiększenie efektywności energetycznej

Wskaźniki przedstawiające wpływ DSM na odbiorców energii elektrycznej, biorących udział w realizacji usługi DSM dotyczą m.in. wartości o jaką zmniejszyły się rachunki za energię elektryczną czy też ilości nie planowanych przerw w dostawie energii [54].

Wskaźniki reprezentujące wpływ DSM na operatorów systemu elektroenergetycznego dotyczą unikniętych kosztów, które wynikają m.in. z innego sposobu planowania rozbudowy systemu elektroenergetycznego. Składają się na nie także koszty energii elektrycznej, której produkcji uniknięto w wyniku obniżenia zapotrzebowania na energię. Uwzględniane są także korzyści, takie jak zysk i zwrot z inwestycji w rozwiązania DSM [54].

Wskaźniki związane z administracją i społeczeństwem stanowią głównie ocenę promowania idei oszczędzania energii oraz zapoznanie się społeczeństwa z usługą DSM. W ocenie uwzględnia się także redukcję emisji szkodliwych substancji do środowiska, która wynika z oszczędzania energii elektrycznej. Ocenie podlega stopień zaawansowania regulacji prawnych dotyczących usługi DSM oraz realizacja przydzielania ulg i zwolnień podatkowych związanych z udziałem w usłudze DSM, a także istnienie funduszu na cele wspierania tej usługi [54].



Podobnie jak w przypadku metody MBO, wyznaczenie wartości poszczególnych wskaźników i analiza ich wartości pozwoli zbadać wpływ realizacji DSM/DSR na środowisko, rozwój technologii czy też na społeczeństwo. Inny wariant tej metody pozwala także dokonać oceny funkcjonowania DSM/DSR z perspektywy użytkowników, operatorów i administracji.

Przykład oceny wdrożenia DSM w ten sposób przedstawiono w [54]. Badany przypadek dotyczył wdrożenia DSM przez operatorów sieci elektroenergetycznej w Chinach. We wspomnianej publikacji każdy aspekt wdrożenia DSM został szeroko opisany i przeanalizowany – m.in. współpraca operatorów sieci z administracją rządową, aspekt prawny, wpływ na obciążenie systemu elektroenergetycznego i ceny energii elektrycznej, promowanie DSM, obowiązki poszczególnych podmiotów w ramach funkcjonowania DSM itd. Pomimo licznych zalet wynikających z wdrożenia DSM zaobserwowano, że operatorzy mogą z niechęcią realizować te rozwiązanie, gdyż przy ogólnie zmniejszających się cenach energii zmniejszy się także ich dochód. Oceniono, że potencjał DSM może zostać w pełni wykorzystany dopiero przy zachowaniu odpowiedniego zysku dla operatorów.

3.5. Metoda analizy kosztów i zysków

Analiza kosztów i zysków osiągniętych dzięki wdrożeniu usługi DSM jest metodą, która pozwala na oszacowanie i porównanie korzyści płynących z usługi DSM. Jako korzyść rozumie się koszty uniknięte odniesione po wdrożeniu usługi DSM. Korzyści te porównywane są z kosztami związanymi z inwestowaniem w usługę DSM. W związku z tym jest to metoda rozszerzona względem metody oceny kosztów unikniętych, gdyż uwzględnia ona więcej aspektów wdrożenia usługi DSM. Ocena usługi DSM według metody analizy kosztów i zysków jest podzielona na dwie części. W pierwszej z nich uwzględnia się ekonomiczne koszty i korzyści, natomiast druga odnosi się do społecznych kosztów i korzyści. Ze względu na różne dziedziny, których dotyczy każda z części, przyjmuje się różne sposoby oceny tych aspektów. W analizie kosztów i zysków ekonomicznych, ocenianym osiągniętym celem jest wzrost gospodarczy oraz maksymalizacja zysków płynących z wdrożenia usługi. W przypadku analizy kosztów i korzyści społecznych oceniany jest zrównoważony rozwój społeczeństwa oraz maksymalizacja dobrobytu państwa. Usługa DSM rozpatrywana poprzez dwie części analizy kosztów i zysków ma różne cele i oczekiwane efekty. Różne są także wartości cen i kosztów efektów, które są trudne do wyznaczenia, gdyż nie są wyceniane i sprzedawane w warunkach rynkowych (ang. *shadow price*) np. wycena kosztów negatywnych efektów powodowanych przez emitowanie zanieczyszczeń. W inny sposób prezentuje się także cenę usługi DSM/DSR. Dwie metody analizy dotyczą także różnych uczestników DSM. Różnice między oceną DSM/DSR według podziału na koszty i korzyści ekonomiczne i społeczne zestawiono w tabeli 6 [54].

Analiza kosztów i korzyści skupia się na przepływach pieniężnych wynikających z różnych sposobów oszczędzania energii elektrycznej i określeniu na ich podstawie kosztów, zysków i korzyści. Wybór strategii realizacji usługi DSM/DSR, która zostanie wdrożona opiera się nie tylko na szacowanych zyskach i kosztach. Przy wyborze sposobu realizacji usługi DSM/DSR należy uwzględnić także aspekty technologiczne, potencjał rynkowy rozpatrywanego rozwiązania

oraz jego wpływ na środowisko. Przepływy pieniężne netto w analizie usługi DSM/DSR określają różnicę pomiędzy wejściowymi, a wyjściowymi przepływami pieniężnymi jakie powstają przy procesie wdrażania usługi. Można to przedstawić równaniem:

$$NCF=CI-CO \quad (35)$$

gdzie:

NCF – przepływ pieniężny netto [zł],

CI – całkowity przychód netto [zł],

CO – całkowity koszt netto [zł].

Decyzje inwestycyjne dotyczące DSM/DSR opierają się na selekcji różnych sposobów wdrażania DSM/DSR w zależności od kształtowania się ich przepływów pieniężnych netto [54, 96].

Tabela 6. Różnice między analizą kosztów i zysków w aspekcie ekonomicznym i społecznym

Metoda oceny	Koszty i zyski ekonomiczne	Koszty i zyski społeczne
Cel	Zapewnienie najbardziej efektywnego wykorzystania ograniczonych zasobów energii elektrycznej	Poprawa zagospodarowania zasobów energii elektrycznej
Oczekiwane efekty	Zwiększenie zysków	Wzrost ekonomiczny; Rozwój społeczny
Shadow price	Wydajność ekonomiczna	Wzmocnienie i zrównoważenie gospodarki; Polepszenie wykorzystania środowiska
Przeliczenie ceny usługi DSM/DSR	Reprezentowane przez koszty alternatywne	Określane na podstawie oceny korzyści społecznych
Uczestnicy biorący udział w usłudze DSM/DSR	Operatorzy systemu elektroenergetycznego; Przedsiębiorstwa energetyczne; Odbiorcy energii elektrycznej	Administracja

3.6. Metody oceny uelastycznienia popytu na energię elektryczną

W niniejszym podrozdziale przedstawiono różne metody oceny uelastyczniania popytu w ramach usługi DSM i DSR. W przypadku przedstawionych poniżej metod, elastyczność energetyczną realizuje się przede wszystkim na dwa sposoby – poprzez magazynowanie energii ciepłej oraz poprzez zmianę sposobu pracy urządzeń. Pierwszy sposób jest stosowany głównie

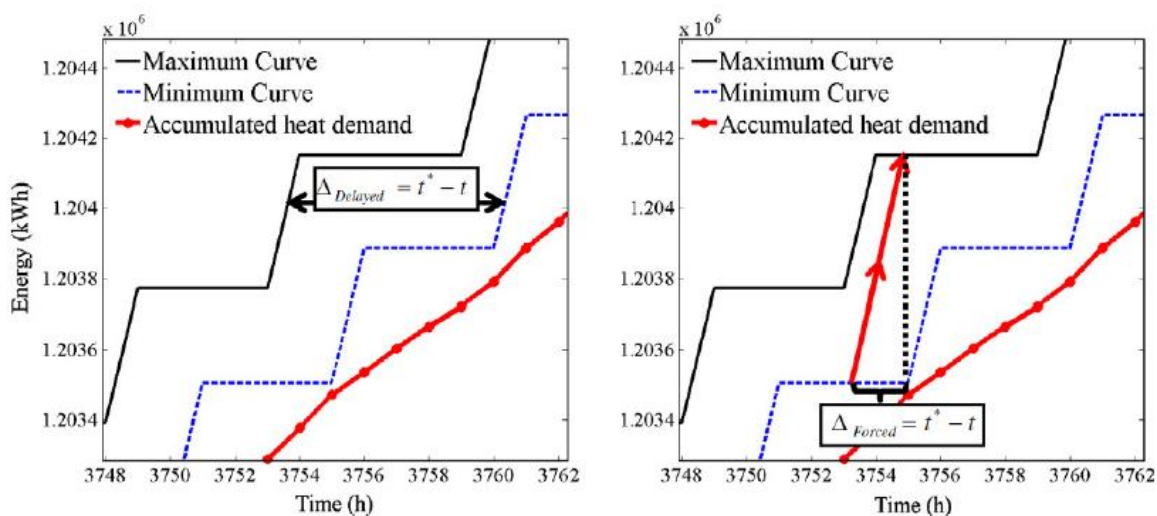


do przewidywania zużycia energii przez określone urządzenie elektryczne zaopatrujące rozpatrywany budynek w ciepło lub chłód, np. klimatyzatory, elektryczne bojler, pompy ciepła. Na podstawie właściwości cieplnych tych urządzeń oraz budynku zmniejsza się ich pobór energii elektrycznej w określonym czasie w taki sposób, aby jednocześnie zapewnić komfort cieplny użytkownikom budynku. Drugi sposób odnosi się do przesuwania zapotrzebowania na energię elektryczną w czasie, najczęściej na okresy występowania obciążeń pozaszczytowych, cechujące się niższymi cenami za energię elektryczną lub w ciągu których występuje większa produkcja energii elektrycznej przez źródła odnawialne. W ten sposób można sterować takimi urządzeniami jak np. pralka, zmywarka.

Jedną z metod oceny usługi DSM, proponowaną przez Sixa i Nuyttena [69] jest określenie ilości godzin, w czasie których podmiot może przesunąć swoje zapotrzebowanie na energię elektryczną. Metodą tą ocenia się jeden ze sposobów realizacji usługi DSM/DSR – uelastycznienie popytu. Według tej metody elastyczność popytu odbiorcy rozumie się jako jego zdolność do przesunięcia w czasie określonej ilości energii elektrycznej, której potrzebuje. Metoda ta pozwala na ilościowe wyrażenie elastyczności ocenianego systemu. Podstawowym jej założeniem jest to, że wcześniej nie stosowano w nim rozwiązania uelastyczniania zapotrzebowania, więc oceniane są maksymalne możliwości układu do uelastycznienia popytu. Sposób oceny systemu według tej metody został przetestowany przy ocenie elastyczności popytu systemu pomp ciepła zasilających w ciepło budynki mieszkalne wyposażone w magazyny ciepła [69].

Metodą tą oceniono także elastyczność systemu skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej z możliwością magazynowania ciepła [69]. Elastyczność może zostać zrealizowana między innymi dzięki opóźnieniu uruchomienia danego systemu. Elastyczność opóźnionej w czasie pracy systemu kogeneracji z magazynem ciepła odpowiada ilości czasu, w ciągu którego można przesunąć jego pracę (Δ_{delayed}). W tym czasie zapotrzebowanie odbiorcy jest pokrywane przez magazyn ciepła. Elastyczność wymuszonej pracy tego systemu jest określana przez ilość czasu, w ciągu którego można wymusić pracę systemu kogeneracji (Δ_{forced}). Generowane nadwyżki ciepła w tym okresie zostałyby magazynowane dzięki wykorzystaniu magazynu ciepła. Profile elastyczności systemu kogeneracji z magazynem energii przedstawiono na rysunku 3. Krzywe reprezentujące minimum i maksimum dotyczą skumulowanej energii cieplnej dostarczonej przez układ kogeneracji przy uwzględnieniu, że naładowanie magazynu energii jest utrzymywane odpowiednio w stopniu minimalnym lub maksymalnym. Przy tworzeniu krzywych reprezentujących minimum i maksimum elastyczności, określono górną i dolną granicę pracy systemu skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej połączonego z magazynem ciepła. Gdy produkcja energii przez system utrzymywana jest na poziomie mieszczącym się pomiędzy krzywymi maksimum i minimum, system zaopatruje odbiorcę w energię cieplną poprzez aktywne wykorzystanie magazynu. Połączenie systemu kogeneracji z magazynem ciepła zapewnia w pewnym zakresie elastyczność tego systemu poprzez umożliwienie przesunięcia w czasie jego pracy. Różnica w czasie pomiędzy krzywą maksymalną i minimalną (wykres po lewej stronie na rysunku 3) odpowiada ilości czasu, w ciągu którego jednostka

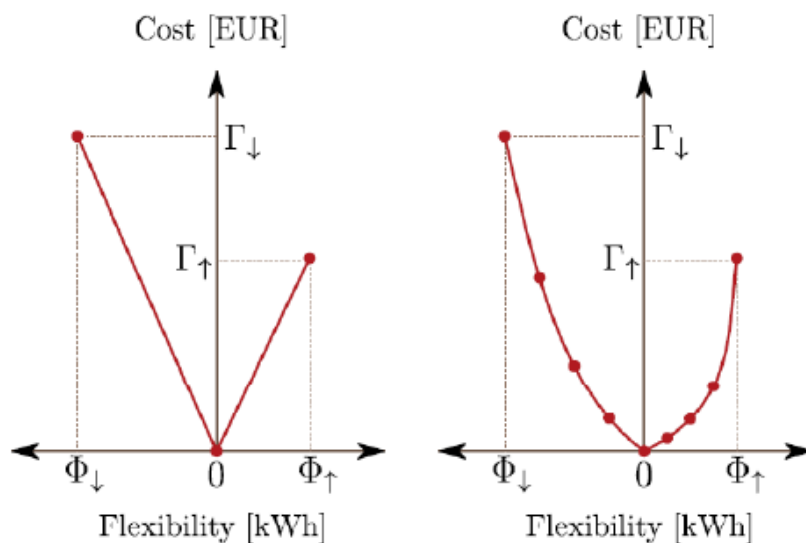
kogeneracyjna może pozostać beczynna, pod warunkiem, że magazyn ciepła jest pełny. Elastyczność opóźnionej pracy systemu odpowiada wartości Δ_{delayed} . W ramach zaproponowanej metody można także określić ilość czasu, w ciągu którego praca systemu może zostać wymuszona podczas gdy nadmiar produkowanej energii jest akumulowany przez magazyn. W tym przypadku przyjmuje się, że magazyn energii jest pusty lub jest w trakcie opróżniania. Krzywe maksimum i minimum są traktowane tak jak w przypadku pracy opóźnionej. W tym przypadku różnica czasu odpowiadająca Δ_{forced} przedstawia także ilość czasu, jaka jest potrzebna do naładowania wolnej przestrzeni magazynu energii przez system skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w dowolnym momencie (wykres po prawej stronie rysunku 3). Maksymalna elastyczność wymuszonej pracy systemu dotyczy ilości czasu, w ciągu którego można wymusić pracę systemu, aby wytworzyć nadwyżki ciepła w celu ich zmagazynowania na potrzeby wykorzystania w innym okresie czasu. Elastyczność systemu, zarówno w przypadku jego pracy opóźnionej jak i wymuszonej zależy od konkretnego momentu – np. pory dnia i zmienia się w zależności od uprzednio podjętych działań. Model skonstruowany na potrzeby metody oblicza możliwą od osiągnięcia elastyczność systemu dla każdej godziny roku. Jednocześnie zakłada, że w godzinach poprzedzających daną godzinę nie korzystano z elastyczności tego systemu [69, 82, 100].



Rysunek 3. Profile elastyczności systemu kogeneracji z magazynem energii dla pracy opóźnionej (po lewej) i wymuszonej (po prawej) [69]

Kolejną metodą skupiającą się na ocenie rozwiązania uelastycznienia popytu jest metoda oceny zaproponowana przez De Conincka i Helsena [25]. Według tej metody elastyczność popytu definiowana jest jako zdolność do odchylenia zużycia energii elektrycznej w obrębie budynku od prognozowanego zapotrzebowania w określonym przedziale czasu lub w określonym momencie. Zaproponowana metoda odnosi się do systemów grzewczych wykorzystujących właściwości cieplne budynków. Dzięki ich właściwościom w tym zakresie możliwe jest zapewnienie elastyczności energetycznej. Realizacja uelastycznienia popytu na energię oceniana jest na podstawie krzywych kosztów. Potencjał elastyczności zapotrzebowania jest określany na podstawie kosztów energii elektrycznej oraz minimum trzech systemów sterowania i kontroli

urządzeń w ramach prognozy o horyzoncie do kilku dni. Pierwszy system opiera się na utrzymaniu wewnętrznej temperatury budynku w zakresie komfortowym dla użytkownika. Jednocześnie minimalizowane są koszty energii elektrycznej zużywanej na potrzeby podtrzymania działania urządzeń biorących udział w uelastycznianiu popytu. Drugi i trzeci system zapewnia odpowiednio minimalizację i maksymalizację zużycia energii elektrycznej w danym przedziale czasu przez sterowane urządzenia w ramach uelastyczniania popytu przy jednoczesnym dążeniu do zachowania najmniejszych możliwych kosztów w całym horyzoncie prognozy. Odbywa się to w czasie, w ciągu którego przewidziano zmiany w popycie w ramach wdrażania strategii uelastyczniania. Zwykle jest to okres czasu trwający od jednej do trzech godzin. Jednocześnie wewnątrz budynku utrzymywana jest temperatura komfortowa dla użytkownika. Na podstawie otrzymanych danych dotyczących zużycia energii elektrycznej z trzech systemów sterowania i kosztów energii elektrycznej tworzone są krzywe kosztów. Dzięki tej metodzie można otrzymać także krzywą bardziej precyzyjną (część prawa na rys. 4) poprzez zastosowanie większej ilości systemów kontroli i sterowania urządzeń. Koszt każdego kolejnego systemu kontroli będzie większy w porównaniu z najmniejszymi, zakładanymi kosztami. Różnica między najmniejszymi, możliwymi do osiągnięcia kosztami, a kosztami nowego systemu sterowania reprezentuje koszt odstępstwa od planowych kosztów. Punkt 0,0 na obu wykresach dotyczy najmniejszych kosztów, przy których możliwe jest zapewnienie komfortu termicznego wewnątrz budynku. Krzywe kosztów przedstawione są na rysunku 4 [25, 69].



Rysunek 4. Krzywe kosztów dla trzech (po lewej) i więcej systemów sterowania (po prawej). Γ – koszty elastyczności; Φ – elastyczność [25]

Dane zaprezentowane na krzywych kosztów na rysunku 4 są gromadzone w określonym czasie. Przedstawiają one elastyczność w konkretnym momencie przy danym sposobie użytkowania budynku i przy danej pogodzie. Ponadto, zakładając stałą taryfę gazową i zależną od czasu taryfę za energię elektryczną, przewidywane koszty energii mogą zostać opisane równaniem [25]:

$$J_c = \int_0^t (c_g P_g + c_e P_{el}) dt \quad (36)$$

gdzie:

J_c – koszty energii w okresie prognozy od 0 do t [zł],

P_{el} – zużycie mocy elektrycznej [W],

P_g – zużycie gazu [W],

c_g – cena gazu [zł/Wh],

c_e – cena energii elektrycznej [zł/Wh].

Dzięki temu dane dotyczące elastyczności energetycznej można odnieść do czasu, otrzymując zmienność elastyczności budynku w rozpatrywanym horyzoncie czasu z określeniem minimalnej i maksymalnej elastyczności. W związku z tym równanie musi uwzględnić maksymalne i minimalne zużycie mocy:

$$J_{f_{max}} = \left(\int_0^t P_{el} dt - E_{target_{max}} \right)^2 = (E - E_{target_{max}})^2 \quad (37)$$

$$J_{f_{min}} = \left(\int_0^t P_{el} dt - E_{target_{min}} \right)^2 = (E - E_{target_{min}})^2 \quad (38)$$

gdzie:

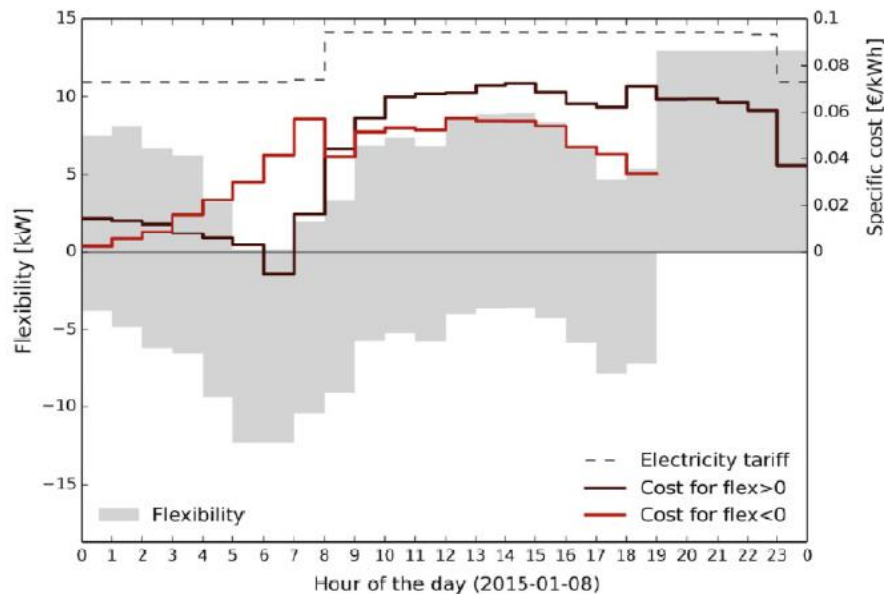
$E_{target_{max}}$ – docelowe maksymalne zużycie energii elektrycznej [Wh],

$E_{target_{min}}$ – docelowe minimalne zużycie energii elektrycznej [Wh],

$J_{f_{max}}$ – maksymalny cel elastyczności [Wh],

$J_{f_{min}}$ – minimalny cel elastyczności [Wh].

Przykładowy profil elastyczności energetycznej w zależności od czasu przedstawia rysunek 5. Wykres ten przedstawia zmienność elastyczności i kosztów energii elektrycznej. Odniesienie stanowi krzywa przedstawiająca koszt energii elektrycznej według taryfy [25].



Rysunek 5. Profil elastyczności energetycznej w zależności od czasu [25]

Przykładem metody pozwalającej na ocenę elastyczności energetycznej jest metoda zaproponowana przez Oldewurtela [85]. Metodą tą można ocenić potencjał krótkoterminowego przesunięcia popytu na energię elektryczną. Jako potencjał przesunięcia zapotrzebowania definiuje się ilość mocy ΔP , jaka może odbiegać od standardowego zapotrzebowania na moc przez budynek w przypadku, gdy zajdzie taka konieczność. Odchylenie zapotrzebowania na moc od krzywej bazowej zapotrzebowania wiąże się z poniesieniem pewnych kosztów. W celu uwzględnienia tych kosztów należy określić sprawność przesuwania zapotrzebowania (ang. *pse – power shifting efficiency*). Wyraża się ją stosunkiem największej możliwej zmiany w poborze mocy w danej godzinie i wartości dodatkowego zużycia energii w rozpatrywanym okresie czasu, w celu osiągnięcia odchylenia zapotrzebowania. W związku z tym można wyróżnić dwa rodzaje odchylenia od standardowego zapotrzebowania na moc – osiągnane w celu zwiększenia zapotrzebowania i jego redukcji.

$$\overline{pse}(t) = \frac{\Delta P(s_t)}{\Delta E_T(s_t)} \quad (39)$$

$$\Delta P(s_t) = P_t(s_t) - P_t(s_0) \quad (40)$$

$$\Delta E_T(s_t) = E_T(s_t) - E_T(s_0) \quad (41)$$

gdzie:

$\overline{pse}(t)$ – sprawność przesuwania zapotrzebowania w celu jego zwiększenia [1/h],

$P_t(s)$ – zużycie mocy o godzinie t na podstawie sygnału cenowego s [W],

$E_T(s)$ – zużycie energii w okresie testowym T na podstawie sygnału cenowego s [Wh],

T – okres testowania rozwiązania wyrażony w dniach,

t – godziny, $t=1, \dots, 24$,

s_0 – sygnał cenowy ze stałą ceną [zł/Wh],

$s_1 \dots s_{24}$ – sygnały cenowe ze zmniejszonymi cenami w godzinach $1, \dots, 24$ [zł/Wh].

$$pse(t) = \frac{\Delta P(s_t)}{\Delta E_T(s_t)} \quad (42)$$

$$\Delta P(s_t) = P_t(s_t) - P_t(s_0) \quad (43)$$

$$E_T(s_t) = E_T(s_t) - E_T(s_0) \quad (44)$$

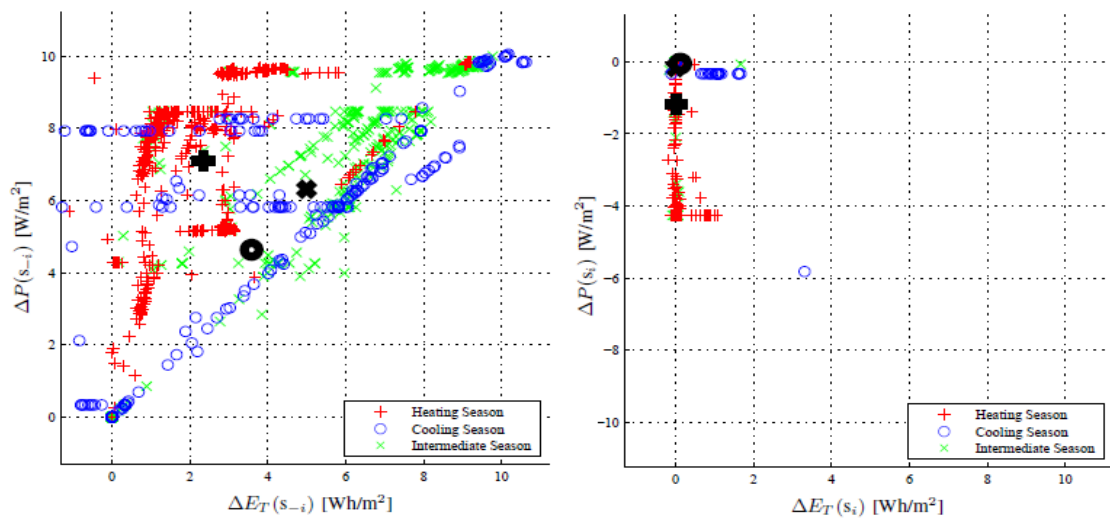
gdzie:

$pse(t)$ – sprawność przesuwania zapotrzebowania w celu jego zmniejszenia [1/h],

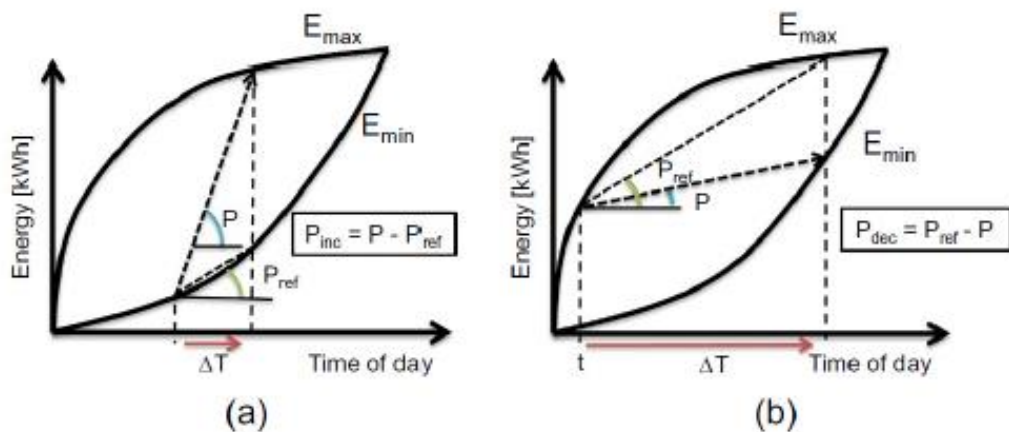
$s_1 \dots s_{24}$ – sygnały cenowe ze zwiększonymi cenami w godzinach $1, \dots, 24$ [zł/Wh].

Na rysunku 6 przedstawiono przykładowe wydajności zwiększania i zmniejszania popytu na moc we wszystkich porach dnia według pory roku. Na osi y oznaczone są wszystkie możliwe potencjały przesunięcia popytu na potrzeby wzrostu lub spadku zapotrzebowania, niezależnie od godziny ich wystąpienia. Zostały one odniesione do koniecznego dodatkowego zużycia energii. Przypadki charakteryzujące się wysokim potencjałem wzrostu mocy i wysoką sprawnością przesuwania obciążenia w celu osiągnięcia zwiększenia się zapotrzebowania znajdują się w lewym górnym rogu na wykresie lewym na rysunku 6. Z wykresu można wywnioskować, że sezon grzewczy charakteryzuje się wysokim potencjałem w zakresie przesuwania zapotrzebowania. Przesuwanie zapotrzebowania cechuje się także wysoką sprawnością w tym

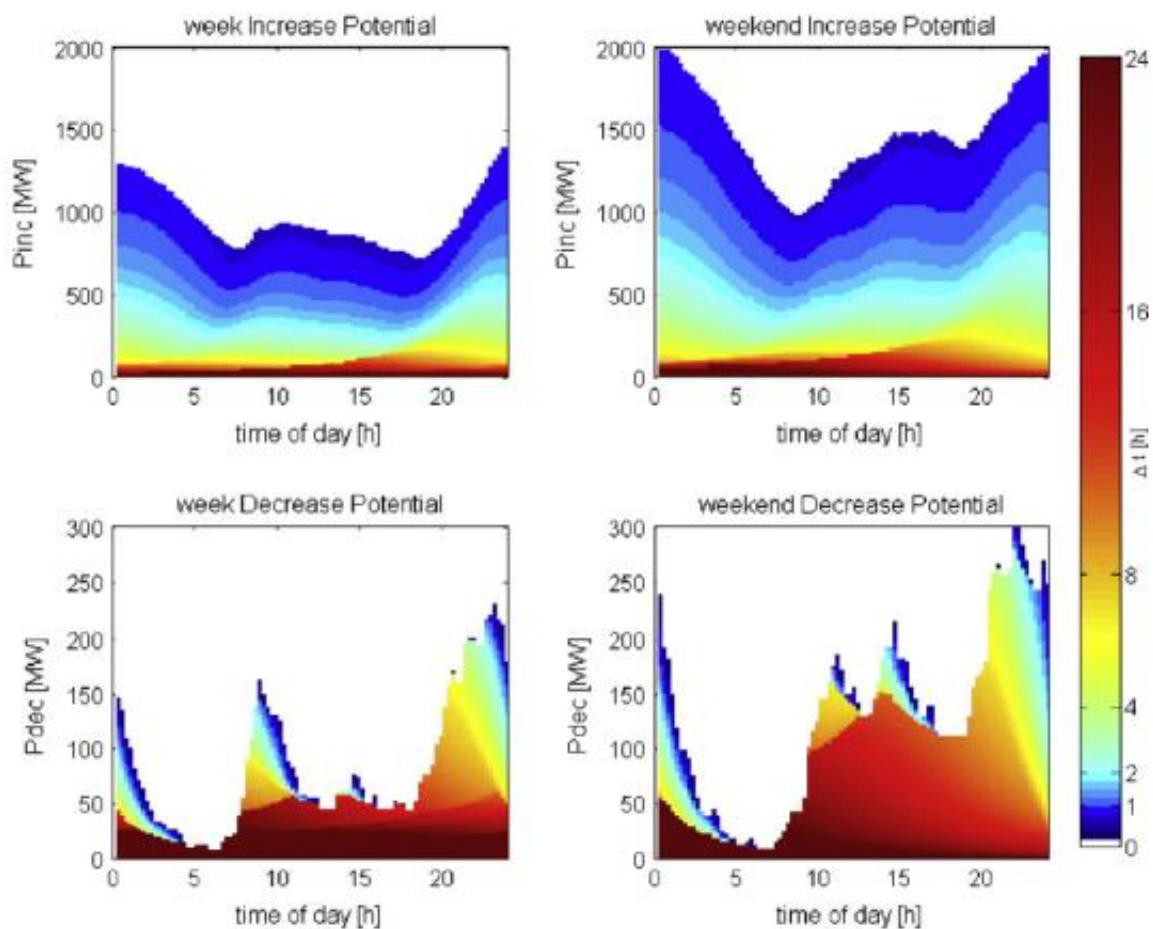
okresie roku. Poza sezonem grzewczym potencjał przesuwania obciążenia i jego sprawność są mniejsze. Przypadki odznaczające się wysokim potencjałem zmniejszenia zapotrzebowania na moc i wysoką sprawnością przesuwania obciążenia w celu osiągnięcia redukcji znajdują się na wykresie po prawej, w lewym dolnym rogu wykresu. Na podstawie tego wykresu można stwierdzić, że potencjał przesuwania obciążenia we wszystkich porach roku jest bardzo mały, ale jednocześnie cechuje się dużą wydajnością. Wynika stąd, że najbardziej znaczącym okresem w kwestii przesuwania zapotrzebowania na moc jest okres grzewczy. Do opracowania punktów wykorzystuje się dane pochodzące z różnych testów strategii sterowania urządzeniami elektrycznymi w celu uelastycznienia popytu. Pozwala to określić ilość energii, o jaką można zmienić popyt budynku w porównaniu ze standardowym zużyciem w rozpatrywanym czasie przy danej wydajności przesuwania obciążenia [69, 85].



Rysunek 6. Sprawność zwiększania (po lewej) i zmniejszania (po prawej) zapotrzebowania przedstawiona na podstawie zmian w zużyciu mocy ΔP w porównaniu z dodatkowym zużyciem energii w okresie testowym ΔE_T w danym sezonie [85]



Rysunek 7. Koncepcja ilościowego ujęcia elastyczności zapotrzebowania na energię elektryczną. a) elastyczność mająca na celu zwiększenie popytu; b) elastyczność mająca na celu zmniejszenie popytu [26]



Rysunek 8. Przykład przewidywanego profilu elastyczności zapotrzebowania na energię [26]

Metoda opracowana przez D`hulsta [26] pozwala na ocenę elastyczności odbiorcy wyposażonego w pięć różnych rodzajów urządzeń elektrycznych – pralkę, zmywarkę, suszarkę bębnową, bojler elektryczny oraz samochód elektryczny. Autor metody określił elastyczność energetyczną urządzenia elektrycznego jako wzrost (P_{inc}) lub spadek mocy (P_{dec}) przy jednoczesnym zachowaniu jego funkcjonalności oraz komfortu użytkownika wraz z uwzględnieniem, ile czasu mogą trwać zmiany w poborze mocy. W związku z tym rozpatrywane są dwa przypadki. W pierwszym zużycie energii elektrycznej przez urządzenia jest maksymalnie opóźniane w czasie. Przykładowo, dla urządzeń elektrycznych zużywających wodę, takich jak pralka lub zmywarka, oznacza to wykonanie zaplanowanej pracy pod koniec rozpatrywanego okresu czasu. Drugi przypadek zakłada uruchomienie urządzeń elektrycznych najwcześniej jak to możliwe. Ilościowe ujęcie wartości tej energii w obu przypadkach przedstawia rysunek 7. Krzywe E_{min} i E_{max} przedstawiają granice elastyczności grupy urządzeń. Obrazują one zużycie energii przez urządzenia, gdy ich praca przebiega najwcześniej i najpóźniej jak to możliwe w ciągu doby. Krzywe te są wyznaczane na podstawie pomiaru elastyczności dla każdego z uwzględnianych urządzeń. Na rysunku 8 przedstawiono przykładowy, przewidywany potencjał elastyczności urządzeń elektrycznych pobierających wodę w 4,6 mln gospodarstw domowych w Belgii. Jest to maksymalny szacowany potencjał, przy założeniu, że każde gospodarstwo domowe uczestniczy w programie DSM/DSR. Rysunek ten przedstawia dobowe zmiany wzrostu



zużycia mocy możliwe do osiągnięcia w zależności od pory dnia (P_{inc}) i potencjał zmniejszenia zapotrzebowania na energię (P_{dec}). Kolory na wykresach wskazują na czas trwania Δt , w ciągu, którego można utrzymać dany spadek lub wzrost zapotrzebowania na moc. Czas ten kończy się, gdy elastyczność wszystkich dostępnych urządzeń zostanie wykorzystana, czyli do momentu, gdy parametry pracy urządzeń osiągną określone granice komfortu użytkownika. Czas ten na rysunku 7 jest reprezentowany przez moment, w którym pobór mocy osiągnie E_{max} (a) lub P_{dec} osiągnie pobór mocy na poziomie E_{min} (b) [26, 69].

3.7. Zintegrowana metoda oceny zarządzania energią w przemyśle

3.7.1. Opis metody

W [93] autorzy zaproponowali zintegrowaną metodę oceny uelastyczniania popytu na energię elektryczną w przemyśle przetwórczym. Metoda ta została opracowana i wykorzystana do oceny i wdrożenia rozwiązań pozwalających na zarządzanie popytem na energię w dziedzinie przemysłu celulozowo-papierniczego w Niemczech. Na metodę składają się cztery etapy (rys 9).



Rysunek 9. Etapy oceny zarządzania energią w zakładzie przemysłowym

Pierwszym z nich jest określenie głównych wymagań dotyczących wdrożenia uelastycznienia popytu na energię elektryczną. Na tym etapie definiowany jest obszar działalności przedsiębiorstwa podlegający ocenie oraz analizowany jest konkretny przypadek wdrożenia danego rozwiązania mającego na celu uelastyczenie popytu na energię.

W ramach drugiego etapu wykonuje się szczegółową analizę i charakterystykę zużycia energii przez wybrany wcześniej obszar przedsiębiorstwa. Określany jest potencjał w zakresie elastyczności poboru energii.

Etap trzeci obejmuje ocenę potencjału wdrożenia wybranych rozwiązań zarządzania popytem. Oceniany jest sposób i możliwość jego realizacji. Ocenie podlegają także dane

przedstawiające zużycie energii oraz dokumentacja zgromadzona w czasie jego realizacji. Przykładową ocenę możliwości realizacji różnych rodzajów strategii zarządzania energią w przedsiębiorstwie przetwórczym przedstawiono w tabeli 7. W ramach wykonanej oceny uwzględniono cztery poziomy oddziaływania na zużycie energii w zależności od poziomu zastosowania danej strategii zarządzania popytem na energię elektryczną – przedsiębiorstwo przetwórcze, dział nadzoru technicznego budynku, dział produkcyjny i maszyny pracujące w ramach produkcji. Dzięki wyrażeniu potencjału wdrożenia poszczególnych rozwiązań poprzez ocenę możliwości ich realizacji możliwe jest ilościowe określenie wykonalności tych rozwiązań.

Ostatnim etapem oceny jest określenie rekomendowanych obszarów wdrożenia podobnych rozwiązań. Oceny będące wynikiem analiz przeprowadzonych w poprzednich etapach pozwalają na określenie elastyczności energetycznej w badanym zakresie i wskazanie innych obszarów prowadzenia działań w zakresie zarządzania popytem na energię elektryczną.

Tabela 7. Ocena możliwości realizacji strategii zarządzania popytem w zależności od poziomu wdrożenia rozwiązania [93]

Poziom	Rozwiązanie pozwalające na realizację wybranej strategii DSM/DSR	Strategia zarządzania popytem na energię w ramach DSM/DSR	Możliwość realizacji (poziomy wykonalności)
Przedsiębiorstwo przetwórcze	Wpływ na zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców	Uelastycznianie popytu	Średnia
	Zarządzanie i monitorowanie zużycia energii	Uelastycznianie popytu/poprawa efektywności wykorzystania energii	Wysoka
	Zmiana harmonogramu rozpoczęcia produkcji	Przesuwanie obciążenia	Średnia
Nadzór techniczny budynku	Instalacja czujników zużycia energii	Poprawa efektywności wykorzystania energii	Wysoka
	Stosowanie rozwiązań pozwalających na odzysk ciepła odpadowego	Wypełnianie dolin/poprawa efektywności wykorzystania energii	Wysoka

	Stosowanie magazynów energii	Ścinanie szczytów/wypełnianie dolin	Wysoka
	Integracja z lokalnymi odnawialnymi źródłami energii	Przesuwanie obciążenia/ścinanie szczytów	Wysoka
Dział produkcyjny	Adaptacja konfiguracji maszyn	Przesuwanie obciążenia	Niska
	Przerywanie prowadzonego procesu	Ścinanie szczytów	Niska
	Zmiana sposobu prowadzenia procesów produkcyjnych	Ścinanie szczytów	Niska
	Stosowanie rozwiązań pozwalających na odzysk ciepła odpadowego	Poprawa efektywności wykorzystania energii	Wysoka
Maszyny	Wyłączanie maszyn	Ścinanie szczytów	Średnia
	Zmiana źródeł zasilania w energię	Ścinanie szczytów/ poprawa efektywności wykorzystania energii	Wysoka

Jak wynika z analizy przykładowego przedsiębiorstwa przetwórczego, odpowiednie zarządzanie z różnych jego poziomów może wpływać na zmianę popytu na energię elektryczną oraz osiągnięcie większej elastyczności energetycznej procesu produkcyjnego. Połączenie planowania rozwoju w zakresie zarządzania energią, kontroli bieżącego zużycia energii oraz stosowanie różnych sposobów zarządzania energią prowadzi do poprawy efektywności wykorzystania energii w przedsiębiorstwie. W rozpatrywanym przypadku ich możliwość realizacji jest niska, gdyż w przedsiębiorstwach przetwórczych przeprowadzane procesy mają charakter ciągły i nieprzerwany. W obszarze prowadzenia produkcji lepszym rozwiązaniem poprawiającym efektywność energetyczną jest wdrożenie technologii pozwalającej na odzysk ciepła odpadowego np. pomp ciepła. Ze względu na charakterystykę przemysłu przetwórczego trudne do wprowadzenia są także zmiany na poziomie maszyn. Ich praca rzadko może być prowadzona

w sposób elastyczny ze względu na powiązanie poszczególnych procesów produkcyjnych ze sobą. Dlatego też, krótkoterminowe wyłączenie poszczególnych maszyn musi zostać ocenione w zależności od konkretnej maszyny i procesu, w którym bierze udział. Przy odpowiednim wdrożeniu takich zmian możliwa do osiągnięcia jest lepsza wydajność energetyczna oraz realizacja ścinania szczytów zapotrzebowania na energię elektryczną.

Po ocenie głównych wymagań i barier stojących na drodze do realizacji wybranych rozwiązań pozwalających na zarządzanie popytem, należy dokonać analizy zużycia energii. Do określenia przepływu energii i materiałów w przedsiębiorstwie można wykorzystać wykres Sankeya. Stanowi on wizualizację, która umożliwia wykrycie największych odbiorców energii wewnątrz przedsiębiorstwa. Pozwala także na określenie ilości niewykorzystanej i marnowanej energii. Dzięki takiej analizie można wstępnie określić, które elementy przedsiębiorstwa wymagają usprawnień w zakresie efektywności energetycznej oraz jakie rozwiązania należy zastosować, aby tę wydajność poprawić. W celu skonstruowania wykresu Sankeya należy zgromadzić dane dotyczące zużycia energii i oszacować zużycie poszczególnych elementów przedsiębiorstwa. W analizie powinno uwzględnić się wszystkie nośniki energii wykorzystywane w przedsiębiorstwie – energię elektryczną, gaz, sprężone powietrze i inne. Zgodnie z zasadą zachowania energii, przepływy wejściowe i wyjściowe między różnymi elementami powinny być zrównoważone. Po określeniu charakterystyk przepływu energii w poszczególnych elementach przedsiębiorstwa można przejść do kolejnego etapu – wyboru rozwiązań zarządzania popytem na energię. Należy wskazać konkretne strategie i sposób ich realizacji. Konieczne jest uwzględnienie jak ewentualne zmiany w harmonogramie produkcji lub krótkotrwałe zatrzymanie pracy maszyn wpłynie na pozostałe procesy w łańcuchu produkcyjnym. Ostatni etap oceny stanowi wsparcie dla przyszłych decyzji dotyczących zarządzania energią w przedsiębiorstwie. Podjęte działania i oceny poszczególnych rozwiązań stanowią sugestię i bazę dla opracowania planów polepszenia zarządzania energią w innych działach przedsiębiorstwa w przyszłości [93].

3.7.2. Zintegrowana metoda oceny zarządzania energią w przemyśle celulozowo-papierniczym – studium przypadku

Zintegrowana metoda oceny zarządzania energią została opracowana na potrzeby wykorzystania jej w przemyśle celulozowo-papierniczym w Niemczech [93]. Niemiecki przemysł celulozowo-papierniczy jest jednym z największych konsumentów energii elektrycznej w tamtejszym przemyśle. Dlatego też wdrożenie rozwiązań DSM skupionych na bardziej efektywnym wykorzystaniu energii w tym sektorze przemysłu jest niezwykle istotne dla ogólnej poprawy sposobu zużycia energii. Ma to znaczenie w aspekcie środowiskowym jak i ekonomicznym. Przemysł tego rodzaju cechuje się dużym zapotrzebowaniem na wodę. Analizowane przedsiębiorstwo celulozowo-papiernicze składa się z magazynu drewna, sprzętu do okorowania drewna, sprzętu do chemicznej obróbki masy celulozowej lub w przypadku, gdy masa celulozowa jest wytwarzana w obrębie przedsiębiorstwa – rozdrabniaczy do mechanicznej obróbki masy celulozowej. Wyposażone jest także w maszyny papiernicze i maszyny do powlekania. Często przedsiębiorstwa te współistnieją z zakładami recyklingu i przeróbki

makulatury. Wyposażenie przedsiębiorstwa różni się w zależności od rodzaju wytwarzanego papieru i jego zastosowania. Największym zapotrzebowaniem na energię cechują się maszyny do przetwarzania masy celulozowej. Działanie maszyny powlekającej jest związane z pracą maszyny papierniczej. Natomiast funkcjonowanie maszyny mechanicznie przetwarzającej masę celulozową wiąże się z działaniem maszyn do okorowania. Zarówno cechy maszyn dotyczące ich energochłonności jak i powiązanie pracy maszyn powinno być uwzględnione przy wyborze i ocenie wdrażania poszczególnych rozwiązań zarządzania popytem na energię. Stanowią one podstawowe założenia dla dalszych działań mających na celu wdrożenie tych rozwiązań.

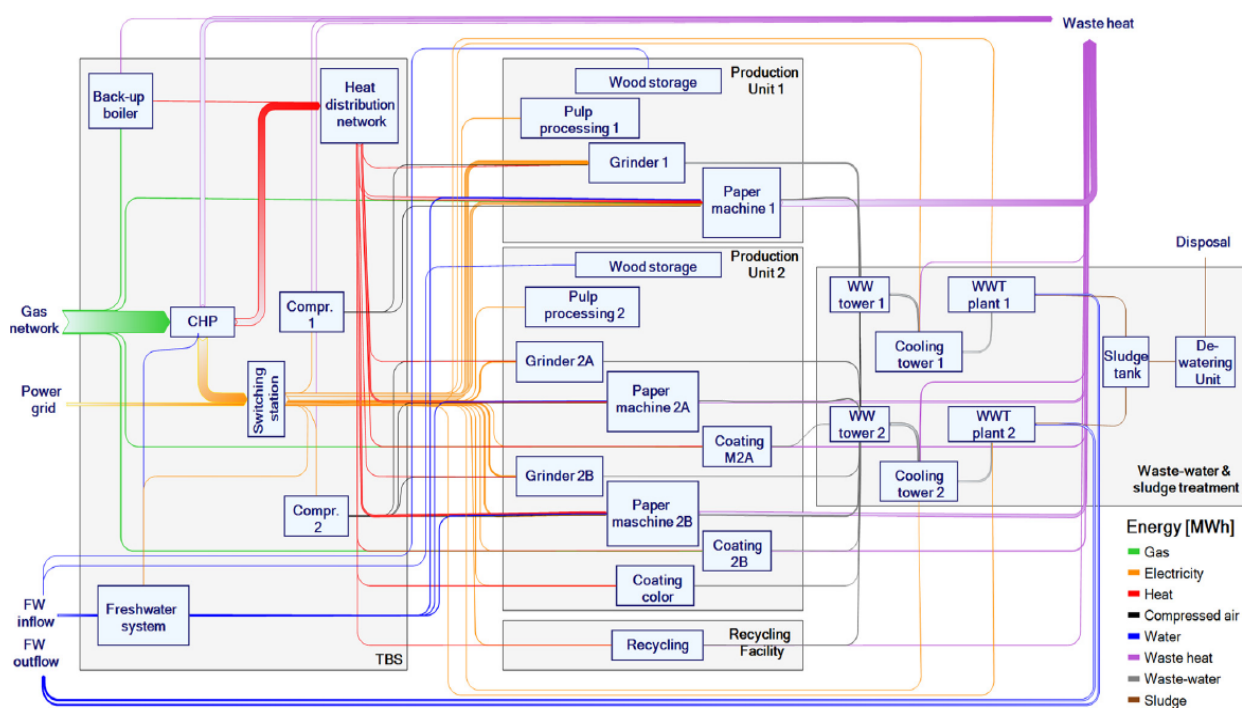
Pierwsze oceny potencjału wdrożenia poszczególnych strategii zarządzania popytem oraz poziom ich zastosowania zestawiono w tabeli 7. Na podstawie tego zestawienia określa się także potencjał poprawy efektywności i elastyczności energetycznej jako rozwiązań DSM w poszczególnych przypadkach. Do oceny możliwości realizacyjnych wykorzystano kryteria techniczne i ekonomiczne. Konieczne jest uwzględnienie zależności produkcji papieru od zapotrzebowania klientów. Dlatego też trudne jest wprowadzenie zmian w harmonogramie pracy całego przedsiębiorstwa w celu realizacji przesuwania obciążenia. Podobnie w przypadku zmiany sposobu prowadzenia procesów produkcyjnych – ze względu na powiązanie ze sobą poszczególnych etapów produkcji i pracy poszczególnych maszyn, zmiany te nie są możliwe. Natomiast przerywanie pracy jest możliwe tylko w przypadku wybranych maszyn. Dla przedsiębiorstwa celulozowo-papierniczego największy potencjał realizacyjny mają między innymi rozwiązania polepszające elastyczność popytu na energię elektryczną oraz integracja z odnawialnymi źródłami energii, co pozwala na realizację takich strategii jak ścinanie szczytów i wypełnianie dolin. Duży potencjał realizacyjny leży także w instalacjach odzysku energii i jej magazynowania. Istnieje też potencjał wdrożenia rozwiązań mających na celu zwiększenie efektywności wykorzystania energii i ogólnego zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną [93].

Następnym krokiem jest analiza zużycia energii w celu zwizualizowania przepływów energii w przedsiębiorstwie i określenia największych odbiorców energii w jego obrębie. W związku z tym opracowuje się wykres Sankeya (rysunek 10). Wykres Sankeya pozwala określić obszar z dobrym potencjałem wdrożeniowym systemów zarządzania energią. Wskazuje, gdzie realizacja takich strategii jak zwiększanie efektywności energetycznej i strategiczne oszczędzanie ma szansę na odniesienie jak najlepszych efektów [37].

Na wykresie uwzględniono wszystkie nośniki energii wykorzystywane w przedsiębiorstwie. W rozpatrywanym przypadku, zapotrzebowanie przedsiębiorstwa na energię cieplną pokrywa elektrociepłownia gazowo-parowa [93]. Odzyskanie ciepła odpadowego może zostać wykorzystane do ogrzewania budynku, co zmniejszy także rachunki związane z ogrzewaniem budynku. Ponadto może obniżyć koszt i zużycie energii elektrycznej na potrzeby podgrzewania wody do procesów technologicznych. Zapotrzebowanie na energię elektryczną pokrywane jest częściowo przez elektrociepłownię i system elektroenergetyczny. W kontekście wdrożenia strategii zarządzania popytem na energię elektryczną najważniejsze jest wskazanie

najbardziej energochłonnych obszarów w rozpatrywanym zakładzie. Na podstawie stworzonego wykresu Sankeya można stwierdzić, że największym zapotrzebowaniem na energię elektryczną charakteryzują się procesy przetwarzania masy celulozowej oraz maszyny papiernicze. Maszyny papiernicze są niezbędne dla funkcjonowania przedsiębiorstwa, a ich praca często przebiega w sposób ciągły i nie może zostać przerwana. Wyłączenie procesu w celu tymczasowego obniżenia zapotrzebowania na energię elektryczną cechuje się niską wykonalnością pod względem technicznym i ekonomicznym. Maszyny przetwarzające masę celulozową mogą zostać czasowo wyłączone jedynie, gdy ilość wytworzonej masy celulozowej będzie pokrywać zapotrzebowanie na kolejnych etapach produkcji [93].

W tym przypadku dobrym rozwiązaniem jest zwiększenie integracji z odnawialnymi źródłami energii. Prowadziłoby to do większego uniezależnienia przedsiębiorstwa od dostaw energii elektrycznej z sieci. Poprzez zmniejszenie poboru energii z systemu elektroenergetycznego, możliwe byłoby jego odciążenie np. w okresie występowania szczytowych obciążeń, co również wiązałoby się ze zmniejszeniem kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej. Podjęcie takich działań i zarekomendowanie ich rozwijania w przyszłości może w pozytywny sposób wpłynąć na zwiększenie elastyczności energetycznej przedsiębiorstwa [93].



Rysunek 10. Wykres Sankeya dla przedsiębiorstwa celulozowo- papierniczego w Niemczech [93]

3.8. Analiza SWOT metod oceny rozwiązań Demand Side Response i Demand Side Management

3.8.1. Analiza SWOT stosowanych metod

Analiza SWOT jest techniką pozwalającą przeanalizować zgromadzone informacje oraz na ich podstawie opracować czynniki wpływające na powodzenie stosowania danej metody oceny rozwiązań DSM/DSR [36, 55, 64]. Jednocześnie określone są słabe strony i zagrożenia związane z zastosowaniem tej metody. Nazwa metody stanowi skrót pochodzący od pierwszych liter angielskich słów [6]:

- *Strengths* (mocne strony),
- *Weaknesses* (słabe strony),
- *Opportunities* (szanse),
- *Threats* (zagrożenia).

W ramach przeprowadzenia analizy SWOT wszelkie znane informacje dotyczące danego przedsięwzięcia powinny zostać podzielone na cztery grupy, zgodnie z nazwą metody, tak jak przedstawiono na rysunku 11.

Mocne strony	Słabe strony
Szanse	Zagrożenia

Rysunek 11. Pogrupowanie cech projektu według analizy SWOT [55]

Jako mocne strony metody uwzględnia się wszelkie atuty i zalety. Są to cechy, które wyróżniają metodę w porównaniu z innymi. Czynniki te mają największy wpływ na sukces zastosowania danego sposobu oceny. Poprzez słabe strony metody rozumie się każdą cechę negatywną – jej wady i słabości. Wynikają one z ograniczeń charakteryzujących badaną metodę. Szanse to wszelkie cechy metody oceniania DSM/DSR, które stwarzają możliwość wprowadzenia pozytywnej zmiany. Stanowią istniejące zjawiska i procesy, które przy odpowiednim wykorzystaniu mogą stanowić podstawę do rozwoju metody. Jednocześnie pozwolą na zniwelowanie negatywnych efektów związanych z zastosowaniem danej metody oceny. Ostatnią grupą cech w analizie SWOT są zagrożenia, czyli wszelkie czynniki stwarzające ryzyko niekorzystnych zjawisk. Stanowią bariery dla rozwoju i funkcjonowania analizowanej metody. Mogą także doprowadzić do jego niepowodzenia [55].

Analiza SWOT ma szerokie zastosowanie w wielu dziedzinach, zarówno przy projektach inżynierskich, biznesowych czy też w dziedzinie administracji publicznej. Poprzez swoją

prostotę posiada liczne zalety, m.in. uniwersalność oraz ułatwienie dostrzeżenia atutów i słabości analizowanego projektu [6].

W niniejszym podrozdziale podjęto się analizy SWOT metod oceny wdrożenia rozwiązań DSM/DSR, które zostały opisane w podrozdziałach od 3.1 do 3.5. Wyniki analizy SWOT zamieszczono w poniższej tabeli (tabela 8).

Tabela 8. Analiza SWOT przedstawionych metod oceny strategii DSM/DSR

Metoda	Mocne strony	Słabe strony	Szanse	Zagrożenia
MBO	<ul style="list-style-type: none"> - może zostać wykorzystana do planowania wdrożenia DSM/DSR - uwzględnia czynnik ekonomiczny (koszt inwestycji w realizację, koszt oszczędzonej energii, zwrot z inwestycji, koszt emitowanych zanieczyszczeń) 	<ul style="list-style-type: none"> - wykorzystuje 2 podstawowe wskaźniki odnoszące się do zakupionych urządzeń energooszczędnych, - stopa zwrotu jako miara korzyści dla operatorów - koszt emitowanych zanieczyszczeń na jednostkę PKB/energii elektrycznej/powierzchni obszaru jako miara korzyści z DSR/DSM dla społeczeństwa 	<ul style="list-style-type: none"> - skupia się na korzyściach odbiorców, którzy są istotnym elementem realizacji DSM/DSR - metoda dość ogólna, co pozwala na stworzenie ogólnego obrazu, jakie efekty płyną z realizacji DSM/DSR 	<ul style="list-style-type: none"> - sama metoda jest dość stara, nie została stworzona bezpośrednio z myślą o DSM/DSR, przez co pomija wiele różnych aspektów tych rozwiązań - odnosi się w dużej mierze jedynie do kosztów - brak jasno sprecyzowanych wskaźników – np. można wybrać do czego będzie odniesiony koszt emitowanych zanieczyszczeń, która stopa zwrotu będzie miarą korzyści itd.
ozkładu wskaźnika	<ul style="list-style-type: none"> - uwzględnia czynnik ekonomiczny (wartość produkcji wyrażona w jednostkach monetarnych) 	<ul style="list-style-type: none"> - nie jest wykorzystywana do planowania lub prognozowania - bazuje na rozkładzie całkowitego zużycia energii przez przemysł do 	<ul style="list-style-type: none"> - metoda dotyczy jednego typu odbiorców (przemysłowych), więc może dobrze ocenić działanie DSM/DSR w tym obszarze 	<ul style="list-style-type: none"> - j.w. metoda dość stara, również nie jest dedykowana dla oceny DSM/DSR, została do tego jedynie dostosowana



	<ul style="list-style-type: none"> - ocenia efektywność energetyczną przemysłu, zmiany w jego energochłonności 	<ul style="list-style-type: none"> wartości produkcji danych gałęzi przemysłu – nie ma innych aspektów - uwzględnia okres jedynie jednego roku 		<ul style="list-style-type: none"> - skupia się jedynie na odbiorach przemysłowych, a nie są oni jedynymi potencjalnymi uczestnikami DSM/DSR
Kosztu unikniętego	<ul style="list-style-type: none"> - pozwala na ocenę DSM/DSR poprzez określenie kosztów oszczędzonej energii - dotyczy krótkoterminowych zmian zapotrzebowania na energię - pozwala na ocenę reagowania odbiorców na zmieniające się ceny energii elektrycznej 	<ul style="list-style-type: none"> - nie jest wykorzystywana do planowania/prognozowania - uwzględnia jedynie koszty uniknięte - koszty wyznaczone są na podstawie krótkoterminowych zmian zapotrzebowania na energię elektryczną 	<ul style="list-style-type: none"> - określa koszty uniknięte po stronie każdego z odbiorców, operatorów i wytwórców, a także koszty uniknięte dotyczące kosztów środowiskowych, przesyłowych, usług pomocniczych itd. 	<ul style="list-style-type: none"> - jest dość „wąska” – skupia się na kosztach, pomija inne aspekty DSM/DSR
/skaźnikowa ocena waluacji (wielokryterialna)	<ul style="list-style-type: none"> - pozwala na określenie kilku kategorii, wg których zostanie oceniona realizacja DSM/DSR 	<ul style="list-style-type: none"> - nie jest wykorzystywana do planowania/prognozowania - nie pozwala ilościowo określić efektów DSM/DSR 	<ul style="list-style-type: none"> - uwzględnia także ocenę zadowolenia odbiorców 	<ul style="list-style-type: none"> - uwzględnia wiele różnych aspektów DSM/DSR, zagłębianie się w poszczególne aspekty może spowodować, że analiza będzie

	- uwzględnia wiele aspektów DSM/DSR, co pozwala szczegółowo ocenić te rozwiązania		- uwzględnia tzw. czynnik polityczny (zmiany w prawie, emisje)	zbyt szczegółowa i trudno będzie o konkretne, najważniejsze wnioski
Analiza kosztów i zysków	- uwzględnia czynnik ekonomiczny (korzyści finansowe z wdrożenia DSM/DSR i koszty)	- nie jest wykorzystywana do planowania/prognozowania - skupia się na ocenie maksymalizacji zysków z wdrożenia DSM/DSR	- ocenia także korzyści i koszty społeczne – wzrost dobrobytu państwa, zrównoważony rozwój społeczeństwa (przedstawione w kontekście finansowym)	- metoda skupia się jedynie na finansowym aspekcie DSM/DSR, ocena korzyści płynących dla społeczeństwa jest również przeliczona na koszty/zyski
Oceny uelastycznienia popytu na e.e	- w ramach metody można prognozować efekty DSM/DSR - dobrze dostosowana do konkretnych przypadków (odbiorców z magazynami energii) - może być wykorzystana do oceny przesuwania szczytów - pozwala jasno określić elastyczność np. poprzez podanie ilości godzin o ile może zostać	- prognoza dotyczy maksymalnie 1 roku - „wąskie” zastosowanie	- dotyczy konkretnych przypadków, więc dobrze sprawdzi się przy ocenie podobnych rozwiązań do tych, na podstawie których została opracowana	- różne definicje elastyczności, w zależności od interpretacji - metoda dotyczy jedynie wybranych przypadków



	przesunięty szczyt zapotrzebowania			
Zarządzania w przemyśle	<ul style="list-style-type: none"> - może zostać wykorzystana do planowania wdrożenia konkretnych rozwiązań DSM/DSR w analizowanym przypadku - pozwala na szczegółową ocenę i analizę możliwości i przeszkód we wdrażaniu DSM/DSR w danym przypadku 	<ul style="list-style-type: none"> - dotyczy konkretnego przypadku - brak konkretnych wskaźników, bazuje na wiedzy oceniającego na temat danego przypadku - ocena nie jest całkiem obiektywna z powyższego powodu 	<ul style="list-style-type: none"> - może zostać łatwo „przeniesiona” na podobne przypadki, j.w 	<ul style="list-style-type: none"> - również „wąska” metoda, dotycząca konkretnego przypadku

Przeprowadzona analiza SWOT pozwoliła na zestawienie w formie rankingu powyższych metod oceny efektów wdrożenia rozwiązań zarządzania popytem, przedstawionego w kolejnych podrozdziałach.

3.8.2. Zestawienie metod wg. uwzględnianych przez nie efektów wdrożenia strategii DSM/DSR

Każda z przedstawionych w rozdziale 3 metod uwzględnia ocenę innych efektów wdrożenia strategii DSM/DSR. Uwzględniają także efekty dla różnych grup zaangażowanych w realizację tych rozwiązań – odbiorców oraz operatorów. W związku z przeanalizowaniem różnic, mocnych i słabych stron poszczególnych metod, poniżej zostały one zestawione w formie rankingu, począwszy od najlepszej metody:

1. Wskaźnikowa ocena ewaluacji (wielokryterialna) (metoda 1) – metoda, która uwzględnia wiele różnych efektów wdrożenia DSM/DSR – uwzględnia czynnik ekonomiczny (m.in. okres zwrotu, koszty oszczędzonej energii), społeczny (zmniejszenie się rachunków za energię elektryczną), techniczny (rozwój infrastruktury), środowiskowy (redukcja emisji zanieczyszczeń). Pozwala ocenić DSM/DSR z perspektywy odbiorców i operatorów.
2. Metoda oceny uelastyczniania popytu (2) i zarządzania w przemyśle (3) – obie metody dotyczą konkretnych przypadków i na ich podstawie zostały opracowane. Jednak ich zaletą jest możliwość „przełożenia” ich na inne, podobne przypadki (odbiorcy z magazynami energii, analiza przemysłu pod kątem możliwości wdrożenia DSM/DSR).
3. Metoda MBO (4) i rozkładu wskaźnika (5) – metody, które są dość stare i zostały przystosowane do oceny DSM/DSR, nie zostały stworzone z myślą o tych rozwiązaniach, przez co pomijają pewne kwestie dotyczące DSM/DSR. Jednak mimo wszystko uwzględniają więcej niż tylko czynnik ekonomiczny, więc pozwalają na szerszą ocenę efektów wdrożenia DSM/DSR niż analiza kosztów i zysków oraz kosztu unikniętego.
4. Analiza kosztów i zysków (6) oraz metoda kosztu unikniętego (7) – obie metody są „wąskie”, skupiają się przede wszystkim na aspekcie ekonomicznym, który nie jest jedynym i najważniejszym w kwestii oceny DSM/DSR

Na podstawie wyników analizy SWOT oraz zaproponowanego rankingu metod, można stwierdzić, że każda z przedstawionych metod oceny efektów wdrożenia rozwiązań zarządzania popytem DSM/DSR ma swoje pozytywne i negatywne cechy. Niestety, zdecydowana większość metod nie może być wykorzystana do planowania przyszłych działań typu DSM/DSR. Opierają się także na wąskim zakresie danych i wskaźników, na podstawie których oceniane jest dane rozwiązanie zarządzania popytem. Ponadto żadna z przedstawionych metod nie ocenia metod DSM/DSR z punktu widzenia operatora systemu elektroenergetycznego. Jest to kluczowe, gdyż operatorzy systemu jako jego zarządcy powinni być wyposażeni w narzędzie, które pozwoli jasno określić wpływ DSM/DSR na działanie systemu elektroenergetycznego oraz pozwoli na odpowiednie zaplanowanie działań mających na celu zmianę sposobu zużycia energii



elektrycznej. Przeprowadzona analiza SWOT wykazała potrzebę zaproponowania metody, która wyeliminuje wykazane słabe strony istniejących już metod.

4. Teza pracy

Jak wykazano przedstawiono w rozdziale 3 istnieje wiele metod oceny wdrożenia rozwiązań zarządzania popytem. Aczkolwiek mają one liczne wady m.in. takie jak brak uniwersalności, wąski zakres analizy rozwiązań, brak jasno wskazanego ciągu decyzyjnego prowadzącego do oceny pozytywnej lub negatywnej badanego rozwiązania. Wskazuje to na potrzebę stworzenia metody, która nie posiada tych wad. Analizą istniejących metod oceny efektów wdrożenia strategii zarządzania popytem pozwala na sformułowanie tezy niniejszej rozprawy:

“Metoda zaproponowana w rozprawie pozwala na obliczanie efektów wdrożenia strategii zarządzania popytem (DSM/DSR) w postaci oczekiwanej zmiany wartości wskaźników opisujących zapotrzebowanie na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym.”

W związku z tym badane będą także poniższe tezy pomocnicze:

1. Proponowana metoda wprowadza złożony z kilku etapów proces decyzyjny pozwalający na uporządkowanie procesu analizy danego rozwiązania DSM/DSR.
2. Dzięki zastosowaniu symulacji Monte Carlo, proponowana metoda ma zastosowanie w planowaniu wdrożenia nowych rozwiązań oraz pozwala na zbadanie wpływu poszczególnych czynników na efekt wdrożenia rozwiązania DSM/DSR.
3. Metoda ma zastosowanie dla badania różnych wariantów DSM/DSR. Na podstawie analizy wskaźników możliwe jest stwierdzenie czy wyznaczone cele wdrożenia rozwiązań zostały osiągnięte.
4. Zaproponowana metoda poprzez wykorzystanie systemu ankietyzacji końcowych odbiorców energii elektrycznej pozwala określić rozwiązanie DSM/DSR, mające największy potencjał wdrożenia na badanym obszarze.

5. Metoda oceny efektów wdrożenia strategii DSM i DSR

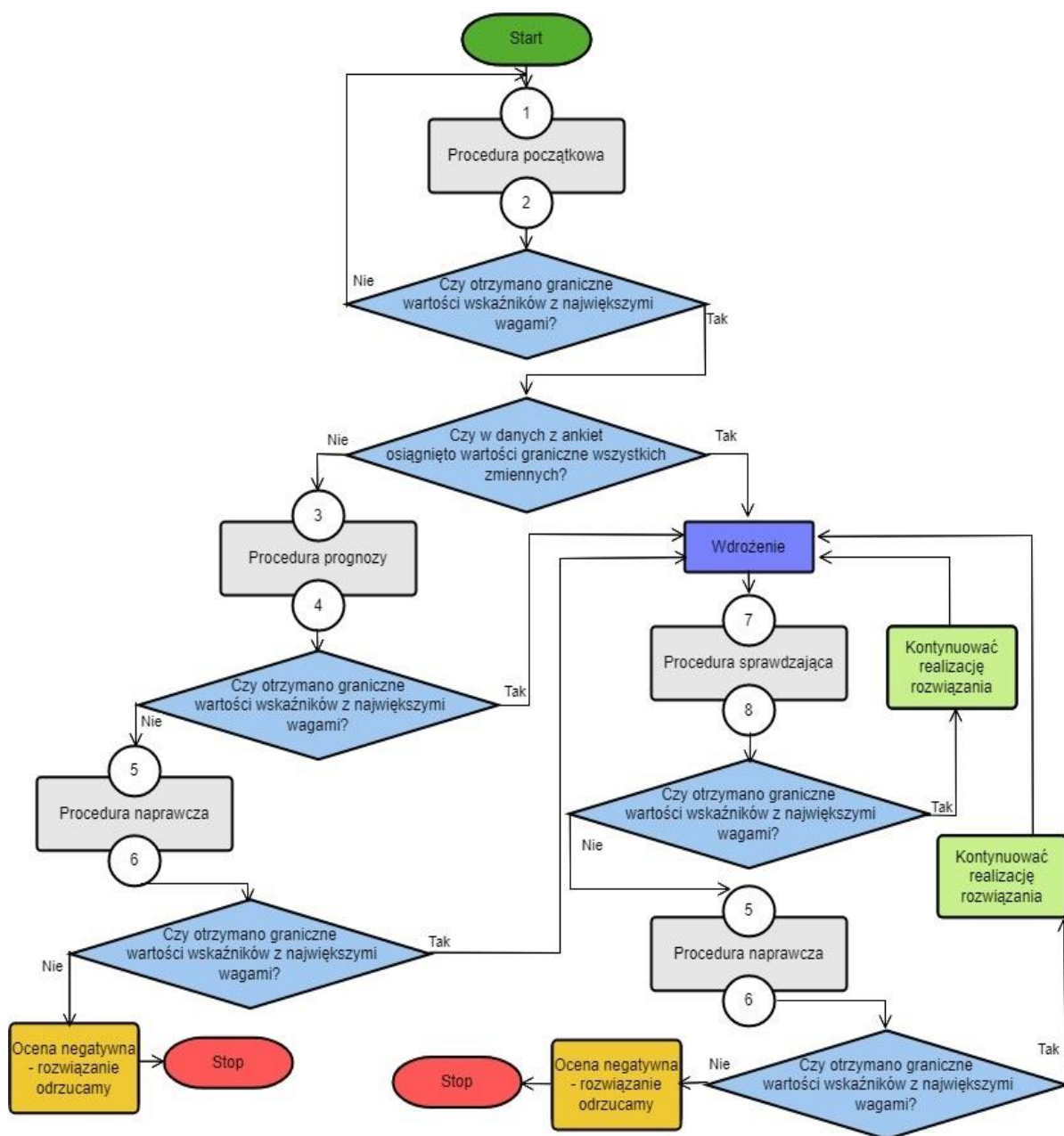
5.1. Opis zaproponowanej metody oceny efektów wdrożenia strategii DSM i DSR

Zaproponowana metoda, w odróżnieniu od pozostałych metod przedstawionych wcześniej, dzięki algorytmowi określa jasny tok postępowania, który prowadzi do pozytywnej lub negatywnej oceny danej strategii DSM/DSR, a co za tym idzie – do odrzucenia lub przyjęcia danego rozwiązania. Wdraża także system wskaźników ilościowo określających efekty wdrożenia DSM/DSR. System wag dotyczący wskaźników pozwala na określenie najważniejszych, najbardziej pożądaných efektów, które powinny zostać osiągnięte. Kolejnym ważnym aspektem metody jest wdrożenie narzędzi do prognozowania i poprawienia funkcjonowania DSM/DSR (analiza ekonometryczna i symulacja Monte Carlo).

W ramach procedur zawartych w algorytmie, wprowadzono takie rozwiązanie jak wskaźniki określające zmiany jakie zaszły w wyniku wdrożenia DSM/DSR. Wskaźniki przedstawiają m.in. zmiany jakie zaszły w zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym oraz przedstawiają inne efekty wdrożenia DSM/DSR (np. odnoszą się do redukcji emisji). Wskaźniki mogą zostać także wyznaczone na danych prognozowanych. Każdemu z wykorzystanych wskaźników przypisywana jest odpowiednia waga. Wagi wskazują, które efekty wdrożenia DSM/DSR (reprezentowane przez wybrane wskaźniki) są najważniejsze dla decydenta.

W ramach analizy danej strategii DSM/DSR proponuje się przeprowadzenie procesu ankietyzacji. Pozwoli to na zebranie rzeczywistych danych z obszaru, na którym planuje się lub jest wdrożone rozwiązanie DSM/DSR. Kolejnymi zastosowanymi rozwiązaniami jest analiza ekonometryczna i symulacja Monte Carlo. W zależności od zebranych i dostępnych danych, możliwe jest stworzenie stosownego modelu ekonometrycznego, pozwalającego szacować ilościowo skutki wdrożenia DSM/DSR (np. opisującego związek między ilością odbiorców, wielkością wynagrodzeń za redukcję mocy i ilością oszczędzonej energii). Modele ekonometryczne wykorzystywane są w dalszym postępowaniu do symulacji metodą Monte Carlo. Daje to możliwość prognozowania oraz zaplanowania kierunku zmian w realizacji DSM/DSR tak, aby osiągnąć najlepsze możliwe wyniki. Symulacja Monte Carlo stanowi także podstawę do znalezienia sposobu na poprawienie funkcjonowania danego rozwiązania DSM/DSR.

5.1.1. Algorytm postępowania w ramach oceny wdrożenia strategii DSM/DSR



Rysunek 12. Blokowy schemat algorytmu postępowania w ramach metody oceny efektów wdrożenia rozwiązań DSM/DSR

Zaproponowana metoda oceny wdrożenia rozwiązań DSM/DSR opiera się na algorytmie, który stanowi uporządkowany tok postępowania w ramach dokonywania oceny. Algorytm przedstawiono na rysunku (rys.12). W podrozdziałach 5.1.1.1 – 5.1.1.4 szczegółowo przedstawiono kroki jakie należy podjąć przy podążaniu poszczególnymi tzw. procedurami algorytmu:

- procedurą początkową,
- procedurą prognozy,
- procedurą naprawczą,
- procedurą sprawdzającą.

Podjęcie działań według proponowanego algorytmu prowadzi do podjęcia decyzji o kontynuowaniu, modyfikacji bądź wygaszeniu analizowanego rozwiązania DSM/DSR (jego oceny pozytywnej lub negatywnej). Algorytm ten ma zastosowanie zarówno do oceny rozwiązań, których wdrożenie jest planowane, jak i do oceny rozwiązań już istniejących.

Przedstawiony algorytm składa się z kilku procedur. Pierwszą z nich jest procedura początkowa, która obejmuje wybór celów i rozwiązania DSM/DSR, które pozwoli te cele osiągnąć. Procedura obejmuje także zebranie danych wejściowych poprzez proces ankietyzacji. Procedura obejmuje też wstępne obliczenia i kończy się odpowiedzią na pytanie, czy obliczone wartości wskaźników mieszczą się w wartościach granicznych.

Kolejną procedurą jest prognozowanie. Poprzez wykorzystanie metody Monte Carlo opartej o modele ekonometryczne pozwala ona na przewidywanie przyszłych wyników wdrożenia danej metody DSM/DSR i wyznaczenie wartości wskaźników dla danych prognozowanych. Jeśli wartości wskaźników dla danych prognozowanych mieszczą się w zadanych granicach, można podjąć decyzję o wdrożeniu rozpatrywanego rozwiązania. W takim przypadku kolejnym etapem jest wdrożenie i okresowa ocena jego skutków w ramach procedury sprawdzającej.

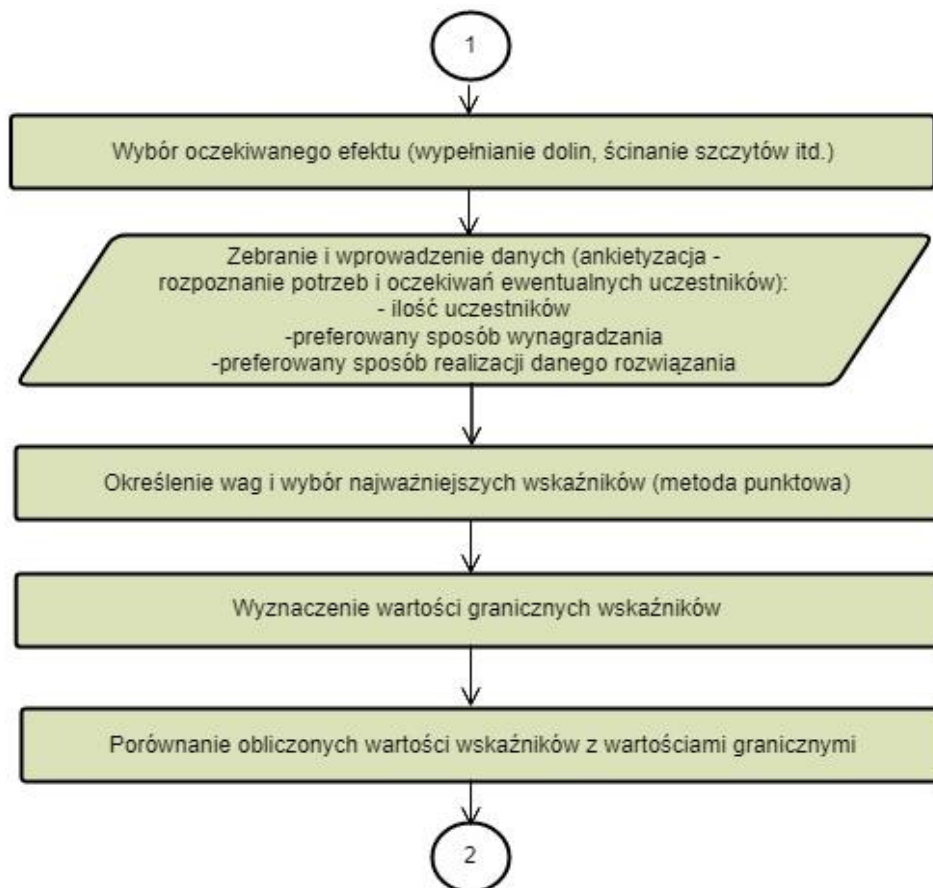
Jeśli prognozy i wartości wskaźników dla danych prognozowanych nie są korzystne, zaleca się przejście do procedury naprawczej. Procedura ta pozwala na sprawdzenie możliwości polepszenia niekorzystnych wyników uzyskanych w wyniku prognozy. Następnie należy wykonać ponowne obliczenia – jeśli wartości wskaźników nie mieszczą się w oczekiwanych granicach, rozwiązanie powinno zostać odrzucone.

Jeśli ścieżka naprawcza przyniesie oczekiwany skutek i wartości wskaźników zmieszczą się w wartościach granicznych, rozwiązanie może zostać wdrożone. Skutek wdrożenia jest okresowo oceniany w procedurze sprawdzającej algorytmu. Jest ona ostatnim etapem w proponowanym algorytmie. Pozwala ona na sprawdzenie czy po danym czasie wprowadzone rozwiązanie spełnia swoją rolę i oczekiwane wartości wskaźników są utrzymane lub osiągnięto lepsze rezultaty. W takim przypadku należy kontynuować realizację rozwiązania DSM/DSR. W przypadku pogorszenia się wyników, należy ponownie przejść procedurę naprawczą algorytmu. W tym przypadku daje ona szansę na poprawę wdrożonej strategii, tak aby możliwe było jej kontynuowanie przy jednoczesnym spełnieniu założonych celów. Jeśli po wdrożeniu rozwiązań sugerowanych przez procedurę naprawczą nie uzyskano założonych wartości wskaźników, należy wygasić realizację danego rozwiązania.

Zaproponowany sposób postępowania stanowi wstęp do udowodnienia słuszności tezy numer 1. Sposób postępowania bazujący na przedstawionym algorytmie pozwolił na uporządkowanie działań podjętych w celu analizy badanego rozwiązania DSM/DSR, także na etapie jego funkcjonowania w kolejnych latach.



5.1.1.1. Procedura początkowa



Rysunek 13. Procedura początkowa algorytmu

Pierwszym etapem jest wybór efektu (efekty ogólne przedstawiono w podrozdziale 2.2), jaki powinien zostać osiągnięty poprzez wdrożenie DSM/DSR i stworzenie grupy programów jakie pozwolą osiągnąć założony cel (np. celem może być redukcja obciążenia szczytowego poprzez zmianę sposobu zużycia energii przez odbiorców – jednym z programów realizującym ten cel jest motywowanie odbiorców przez system wynagrodzeń do używania urządzeń w okresie pozaszczytowym).

Kolejnym krokiem jest zgromadzenie (na drodze ankietyzacji) i wprowadzenie danych takich jak np. ilość uczestników biorących udział w DSM/DSR, ilość zaoszczędzonej energii, koszty wdrożenia rozwiązań. Przeprowadzenie ankietyzacji odbiorców końcowych stanowi ważny element analizy. Pozwala określić, który z planowanych programów DSM/DSR ma największy potencjał wdrożeniowy na danym obszarze oraz jakie jest zainteresowanie metodami zarządzania popytem wśród odbiorców. Wyniki ankietyzacji są istotne, gdyż realizacja DSM/DSR zależy w dużej mierze od zaangażowania odbiorców końcowych. Wdrożenie rozwiązania, którym odbiorcy będą najbardziej zainteresowani może znacznie wpłynąć na powodzenie inwestycji w strategię zarządzania popytem. Element ten wiąże się z tezą numer 4.

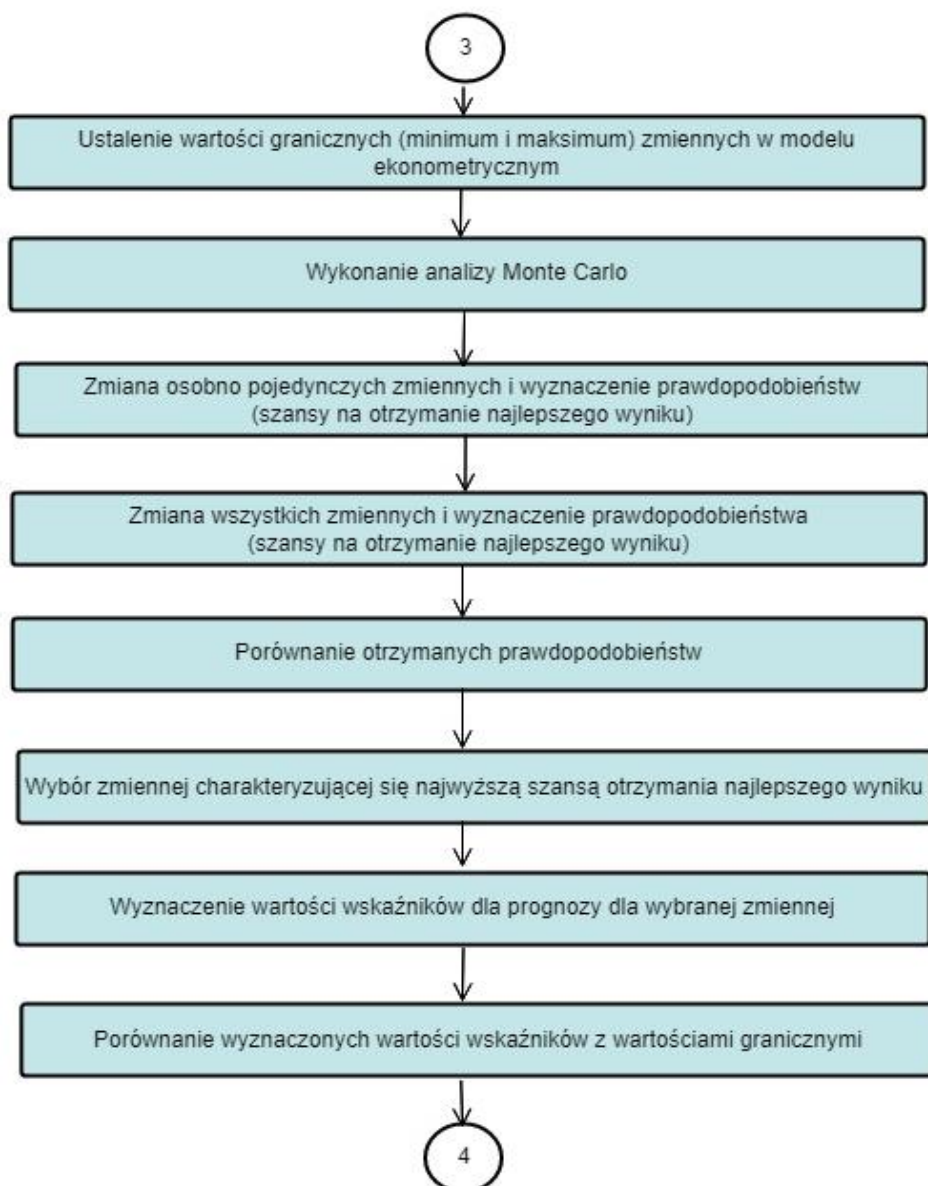
Następnym etapem jest wykonanie stosownych obliczeń - w ramach tego etapu proponuję określić wartości charakteryzujące zmiany jakie zaszły w wyniku wdrożenia rozwiązań DSM/DSR poprzez wyznaczenie wartości poszczególnych wskaźników (opisanych w rozdziale 5.1.2). Wartości zaproponowanych wskaźników mogą nie tylko obrazować zmiany jakie zaszły w wyniku wdrożenia rozwiązań zarządzania popytem. Pozwalają także sprawdzić czy zamierzone cele wdrożenia DSM/DSR są osiągnięte, np. zmniejszenie emisji zanieczyszczeń, redukcja obciążenia w szczycie itd.

Wykorzystanie wskaźników wiąże się z określeniem ich wartości granicznych. Sposób określenia wartości granicznych przedstawiono w podrozdziale 5.1.2. Wyznaczone wartości wskaźników powinny mieścić się w zadanych granicach. Ostatnim etapem procedury początkowej jest odpowiedź na pytanie, czy wartości otrzymanych wskaźników mieszczą się w wartościach granicznych. Jeśli tak, należy przejść do procedury prognozy, opisanej w podpunkcie 5.1.1.2. Jeśli już na tym etapie nie otrzymano pożądanych wartości wskaźników, sugeruje się propozycję innego rozwiązania DSM/DSR i ponowne wykonanie obliczeń.

5.1.1.2. Procedura prognozy

Kolejnym etapem zaproponowanej przeze mnie metody jest przeprowadzenie prognozy. W tej części należy skorzystać z analizy ekonometrycznej i symulacji metodą Monte Carlo. (opisane odpowiednio w rozdziale 5.2 i 5.5). Modele ekonometryczne przedstawiają zależności pomiędzy poszczególnymi zmiennymi mającymi wpływ na rezultat wdrożenia DSM/DSR, a zmienną wyjściową reprezentującą efekt badanej metody DSM/DSR. Analiza modeli ekonometrycznych i przeprowadzenie na ich podstawie symulacji Monte Carlo pozwoli na oszacowanie przyszłych efektów wdrożenia rozwiązań DSM/DSR.

Symulacja Monte Carlo stanowi istotny element proponowanej metody oceny strategii zarządzania popytem. Na podstawie przeprowadzonej symulacji można zbadać siłę wpływu poszczególnych zmiennych na wynik wdrożenia DSM/DSR. Jest to realizowane poprzez określenie prawdopodobieństwa uzyskania lepszych efektów w zależności od zmian poszczególnych parametrów opisujących wielkość zależną w modelu ekonometrycznym. W związku z tym, dzięki symulacji Monte Carlo można określić kierunek zmian w ramach rozwoju analizowanej metody np. możliwe będzie zdecydowanie czy lepszym rozwiązaniem jest skupienie się na gromadzeniu większej liczby uczestników czy inwestowanie np. w zwiększanie wynagrodzeń dla odbiorców biorących udział w danym programie. Wykorzystanie metody Monte Carlo w ramach procedury prognozowania może zostać wykorzystane zarówno przy analizie rozwiązań już istniejących, jak i planowanych, co wiąże się z realizacją tezy numer 2.

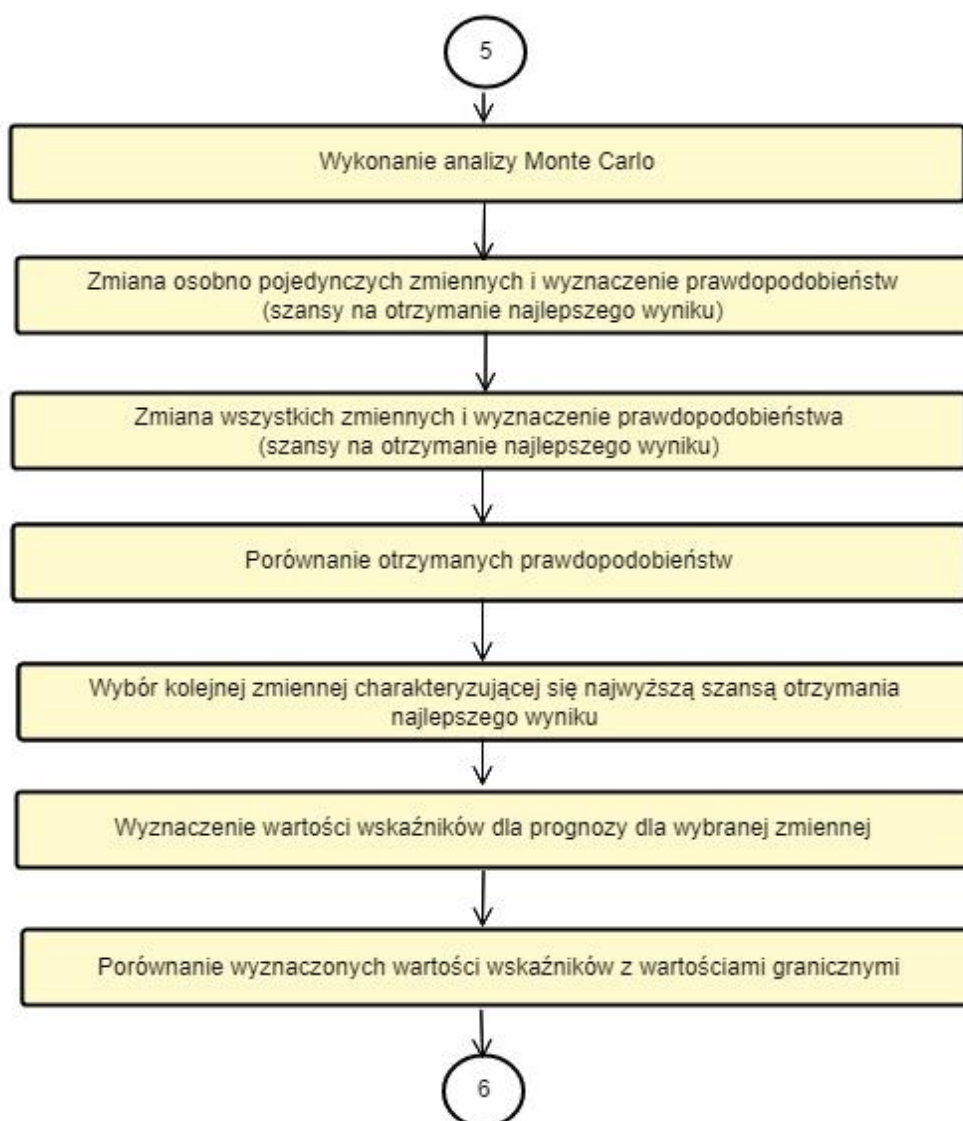


Rysunek 14. Procedura prognozy algorytmu

Po wykonaniu analizy Monte Carlo (zgodnie z procedurami przedstawionymi w podrozdziale 5.5) należy ponownie wyznaczyć wartości wskaźników charakteryzujących zmiany jakie zaszły w wyniku wdrożenia rozwiązania DSM/DSR, tym razem dla danych prognozowanych. Po przeanalizowaniu wartości otrzymanych z symulacji oraz na podstawie wyznaczonych wartości wskaźników, należy zestawić je z wartościami oczekiwanymi i stwierdzić, czy założone kryteria zostały spełnione. Jeżeli wartości wskaźników nie mieszczą się w wartościach granicznych – należy wykorzystać „procedurę naprawczą” algorytmu opisaną w podpunkcie 5.1.1.3. Jeśli wartości wskaźników mieszczą się w wartościach granicznych, należy podjąć decyzję o wdrożeniu rozwiązania. Kolejnym etapem w tym przypadku jest przejście do procedury sprawdzającej (podpunkt 5.1.1.4).

5.1.1.3. Procedura naprawcza

Procedura naprawcza, podobnie jak procedura prognozy, opiera się na analizie wyników symulacji Monte Carlo opartej o stworzony model ekonometryczny. W związku z tym należy dokonać analizy prawdopodobieństw otrzymania lepszych efektów wdrożenia DSM/DSR w zależności od zmienności parametrów mających wpływ na ten efekt. W ramach procedury prognozy skupiano się na parametrze, którego zmienność powoduje uzyskanie najlepszych wyników. Natomiast w ramach procedury naprawczej należy wybrać inny, kolejny parametr, który również pozwala na uzyskanie odpowiednio dobrych rezultatów wdrożenia DSM/DSR. Procedurę symulacji Monte Carlo i określenie granic zmienności parametrów przedstawiono w podrozdziale 5.5)



Rysunek 15. Procedura naprawcza algorytmu

Przykładowo, w procedurze prognozy wykazano, że zwiększenie wynagrodzeń dla odbiorców ma największy wpływ na osiągnięcie lepszych końcowych efektów wdrożenia DSM/DSR. Jeśli nie wiąże się to z jednoczesnym polepszeniem wskaźników, które określają

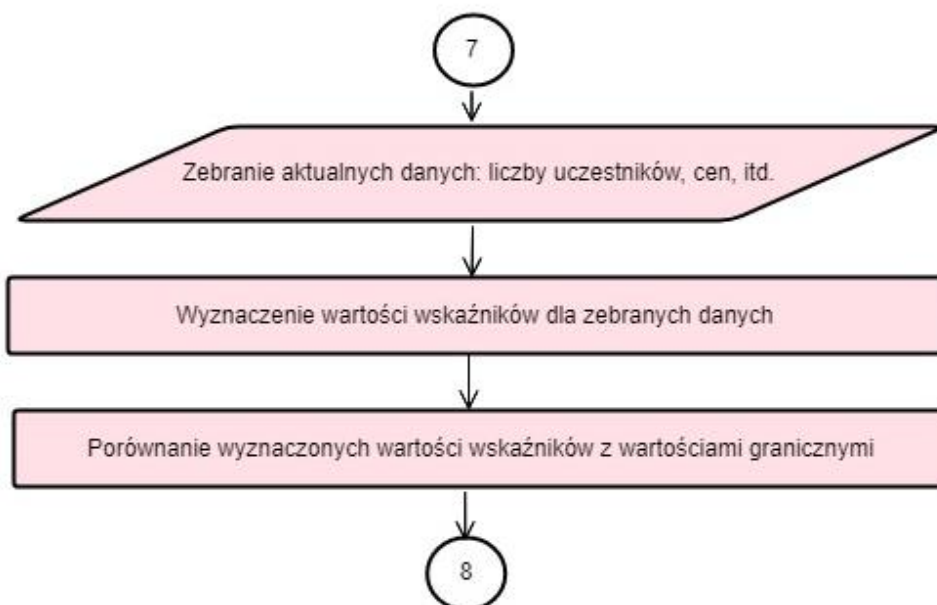
główne, założone cele wdrożenia DSM/DSR, należy sprawdzić jak na wyniki wpłynie zmiana kolejnego parametru modelu ekonometrycznego. Poprzez pojęcie kolejnego parametru modelu rozumie się zmienną, która na drodze analizy symulacji Monte Carlo również wykazywała pozytywny wpływ na efekty wdrożenia DSM/DSR (wysokie prawdopodobieństwo uzyskania lepszych wyników), ale jest inna niż parametr wybrany na drodze procedury prognozy. Kolejność parametrów ustalana jest na podstawie wielkości prawdopodobieństw uzyskania lepszych rezultatów wdrożenia DSM/DSR – w pierwszej kolejności należy się skupić na zmiennej z najwyższym prawdopodobieństwem poprawy (w procedurze prognozy), następnie można brać pod uwagę także inne zmienne z wysokimi prawdopodobieństwami (w ramach procedury naprawczej). Przykładowo, oprócz zwiększenia wynagrodzeń trzeba także zaangażować większą ilość odbiorców w realizację DSM/DSR, gdyż jest to kolejny parametr, którego zmienność znacznie zwiększała szanse na powodzenie wdrożenia DSM/DSR. Następnie ponownie należy dokonać obliczeń wskaźników i określić, czy mieszczą się w wartościach granicznych. Jeśli postępowanie według procedury naprawczej nie spowodowało poprawy w zakresie wartości wskaźników, rozwiązanie należy odrzucić. Poprawa wartości wskaźników tak, aby mieściły się w wartościach granicznych, sugeruje, że rozwiązanie można przyjąć, lecz po wprowadzeniu zmian zgodnie z procedurą naprawczą.

Procedura naprawcza ma swoje ponowne zastosowanie po wykorzystaniu procedury sprawdzającej wdrożone rozwiązanie. Po założonym okresie czasu, np. po roku funkcjonowania rozwiązania, powinno zostać ono sprawdzone, tak jak przedstawiono to w podpunkcie 5.1.1.4 opisującym procedurę sprawdzającą. W wyniku sprawdzenia może okazać się, że po upływie czasu dane rozwiązanie nie pozwala osiągnąć zamierzonych pierwotnie celów. W związku z tym procedura naprawcza umożliwia zidentyfikowanie zmiennej, która ma potencjał polepszenia efektów wdrożenia DSM/DSR. Jeśli zmiany wprowadzone w wyniku analizy przyniosą także zmiany w oczekiwanych wartościach wskaźników, rozwiązanie należy kontynuować z uwzględnionymi modyfikacjami. Jeśli nie, stosowanie badanego rozwiązania powinno zostać wygaszone.

Sposób postępowania według procedury naprawczej po przejściu procedury sprawdzającej, a więc po wdrożeniu rozwiązania DSM/DSR opiera się także na innych, nowych danych wejściowych. Dane te powinny zostać zebrane w okresie funkcjonowania rozwiązania DSM/DSR. Postępowanie naprawcze powinno zostać przeprowadzone na podstawie danych zebranych w okresie funkcjonowania rozwiązania.



5.1.1.4. Procedura sprawdzająca



Rysunek 16. Procedura sprawdzająca algorytmu

Ostatnim etapem jest procedura sprawdzająca algorytmu. Procedura sprawdzająca powinna zostać wdrażana regularnie, w celu okresowej oceny funkcjonującego rozwiązania DSM/DSR. Jako przykładowy okres kontrolny proponuje się ocenę roczną. Analiza wdrożonego rozwiązania po roku jego działania pozwoli ująć w ocenie sezonową zmienność obciążeń. Na podstawie zebranych danych należy ponownie wyznaczyć wartości wskaźników i porównać je z wartościami granicznymi. Jeśli otrzymano wartości wskaźników na podobnym poziomie lub zaobserwowano ich polepszenie – rozwiązanie powinno zostać kontynuowane i ewentualnie rozwijane. Jeśli wartości wskaźników uległy pogorszeniu i nie mieszczą się w określonych granicach, świadczy to, że dane rozwiązanie DSM/DSR nie spełnia swojej roli. W związku z tym należy ponownie skorzystać z procedury i naprawczej opisanej w podpunkcie 5.1.1.3. Jeśli jej wykorzystanie spowodowało polepszenie wartości wskaźników, należy kontynuować wdrożenie rozwiązania wraz z uwzględnieniem zmian sugerowanych na drodze analizy w ramach procedury naprawczej. W innym przypadku wdrożone rozwiązanie powinno zostać wygaszane, gdyż nie spełnia założonych celów, nawet po próbie jego modyfikacji.

5.1.2. Propozycja wskaźników oceny rozwiązania DSM/DSR

W proponowanej metodzie zaproponowano ocenę efektów wdrożenia poszczególnych rozwiązań DSM/DSR za pomocą wskaźników. Pozwalają one w jasny, ilościowy sposób przedstawić efekty zastosowanych rozwiązań. Dzięki takiemu rozwiązaniu możliwe jest zestawienie poszczególnych wartości np. przy porównywaniu kilku rozwiązań DSM/DSR. Wskaźniki umożliwiają także stwierdzenie czy rozwiązanie spełnia swoją rolę i czy uzyskano zakładane cele np. dotyczące ograniczenia emisji CO₂ do otoczenia. Poniżej przedstawiono wszystkie proponowane wskaźniki:

- Koszt energii zaoszczędzonej (K_p) w odniesieniu do jednostki energii (E_r) (wartość energii zaoszczędzonej)

$$W_1 = \frac{K_p}{E_r} \left[\frac{\text{zł}}{\text{kWh}} \right] \quad (45)$$

- Jednostkowa wartość udzielonych rabatów W_2 (na zakup urządzeń energooszczędnych, ich montaż, wymianę ect.) przypadająca na jednostkę zaoszczędzonej energii (E_r)

$$W_2 = \frac{R_p}{E_r} \left[\frac{\text{zł}}{\text{kWh}} \right] \quad (46)$$

- Wielkość energii zaoszczędzonej (E_r) przypadająca na grupę odbiorców biorących udział w realizacji DSM/DSR (podział na odbiorców prywatnych L_r i przemysłowych L_c)

$$W_{3r} = \frac{E_r}{L_r}; W_{3c} = \frac{E_r}{L_c} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{uczestnik}} \right] \quad (47)$$

- Moc zaoszczędzona w szczycie (P_r) przypadająca na grupę odbiorców biorących udział w realizacji DSM/DSR (podział na odbiorców prywatnych L_r i przemysłowych L_c):

$$W_{4r} = \frac{P_r}{L_r}; W_{4c} = \frac{P_r}{L_c} \left[\frac{\text{kW}}{\text{uczestnik}} \right] \quad (48)$$

- Udział procentowy zmniejszenia zapotrzebowania w szczycie (E_{rs}) w ogólnej zaoszczędzonej energii (E_r)

$$W_5 = \frac{E_{rs}}{E_r} * 100[\%] \quad (49)$$

- Ilość wdrożonych programów DSM/DSR (D_r – liczba programów dla uczestników prywatnych, D_c – liczba programów dla uczestników przemysłowych) w zależności od typu odbiorców

$$W_{6r} = \frac{D_r}{L_r}; W_{6c} = \frac{D_c}{L_c} \left[\frac{\text{program}}{\text{uczestnik}} \right] \quad (50)$$

- Roczny przyrost/spadek ilości energii zaoszczędzonej (E_{rt} – energia zaoszczędzona w roku t ; E_{rt-1} – energia zaoszczędzona w analogicznym okresie roku poprzedzającego ($t - 1$))

$$W_7 = E_{rt} - E_{rt-1} [\text{kWh}] \quad (51)$$

- Roczny przyrost/spadek ilości mocy zaoszczędzonej w szczycie (P_{rt} – moc szczytowa zaoszczędzona w roku t ; P_{rt-1} – moc szczytowa zaoszczędzona w analogicznym okresie roku poprzedzającego ($t-1$))

$$W_8 = P_{rt} - P_{rt-1} [\text{kW}] \quad (52)$$

- Jednostkowa uniknięta emisja zanieczyszczeń (X_a) odniesiona do zaoszczędzonej energii (E_r)

$$W_9 = \frac{X_a}{E_r} \left[\frac{\text{ton}}{\text{kWh}} \right] \quad (53)$$

- Jednostkowa uniknięta emisja zanieczyszczeń (X_a) odniesiona do ilości uczestników przemysłowych lub prywatnych realizujących DSM/DSR

$$W_{10r} = \frac{X_a}{L_r}; W_{10c} = \frac{X_a}{L_c} \left[\frac{\text{ton}}{\text{uczestnik}} \right] \quad (54)$$



- Średnia różnica obciążenia między dniem redukcji, a analogicznym okresem w poprzednich latach (\overline{P}_t – średnie obciążenie w dniu redukcji w roku t; \overline{P}_{t-1} – średnie obciążenie w analogicznym okresie roku poprzedzającego (t-1))

$$W_{11} = \overline{P}_t - \overline{P}_{t-1} [kW] \quad (55)$$

- Zmiana liczby uczestników programów DSM/DSR (L_t – liczba uczestników biorących udział w realizacji danego programu w czasie t; L_{t-1} – liczba uczestników biorących udział w realizacji danego programu w okresie poprzedzającym (t-1))

$$W_{12} = L_t - L_{t-1} [\text{szt. uczestników}] \quad (56)$$

- Wzrost obciążenia w okresie doliny nocnej względem analogicznego okresu czasu (N_t – średnie obciążenie w dolinie nocnej w roku t; N_{t-1} – średnie obciążenie w dolinie nocnej w analogicznym okresie roku poprzedzającego (t-1))

$$W_{13} = \overline{N}_t - \overline{N}_{t-1} [kW] \quad (57)$$

Ze względu na szerokie zastosowanie metody i różnorodność proponowanych wskaźników – może ona zostać wykorzystana do oceny wielu różnych działań wdrożenia DSM/DSR. Poniżej w tabeli 9 przedstawiono przykładowe wykorzystanie wskaźników do oceny poszczególnych efektów. Wiąże się to z tezą numer 3.

Tabela 9. Wykorzystanie wskaźników do oceny poszczególnych efektów wdrożenia rozwiązań DSM/DSR

		Wskaźnik												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Działanie DSM/DSR	Strategiczne oszczędzanie	•	•	•			•	•		•	•	•	•	
	Ścinanie szczytów			•	•	•	•		•	•	•	•	•	
	Wypełnianie dolin						•			•	•	•	•	•
	Przesuwanie obciążenia			•	•	•	•		•	•	•		•	•
	Uelastycznianie obciążenia			•	•	•	•	•	•	•	•		•	•
	Strategiczne zwiększanie obciążenia	•	•	•			•	•		•	•	•	•	•

Poszczególne wartości wskaźników powinny mieścić się w określonych granicach. W poniższej tabeli (tabela 10) przedstawiono przykładowe wytyczne do określenia granicznych wartości wskaźników:

Tabela 10. Wytyczne dotyczące określania wartości granicznych poszczególnych wskaźników

Lp.	Wskaźnik	Sposób określenia wartości granicznych
1	Określenie kosztu energii zaoszczędzonej (K_p) w odniesieniu do jednostki energii (E_r) (określenie wartości zł/kWh energii zaoszczędzonej) $W_1 = \frac{K_p}{E_r} \left[\frac{\text{zł}}{\text{kWh}} \right]$	Określenie tylko wartości granicznej górnej; Dla odbiorców prywatnych - określenie granicy na podstawie wartości dla innych, podobnych rozwiązań; Dla odbiorców przemysłowych – także na podstawie wartości z poprzednich lat funkcjonowania DSM w Polsce
2	Odniesienie wielkości udzielonych rabatów R_p (na zakup urządzeń energooszczędnych, ich montaż, wymianę ect.) do ilości zaoszczędzonej energii (E_r) $W_2 = \frac{R_p}{E_r} \left[\frac{\text{zł}}{\text{kWh}} \right]$	Określenie tylko wartości granicznej górnej; Dla obu typów odbiorców – na podstawie wartości dla innych, podobnych rozwiązań; na podstawie wymagań ustalonych indywidualnie
3	Określenie, ile energii zaoszczędzonej (E_r) przypada na grupę odbiorców biorących udział w realizacji DSM/DSR (podział na odbiorców prywatnych L_r i przemysłowych L_c) $W_{3r} = \frac{E_r}{L_r}; W_{3c} = \frac{E_r}{L_c} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{uczestnik}} \right]$	Określenie tylko wartości granicznej dolnej; Dla obu typów odbiorców – na podstawie wartości dla innych, podobnych rozwiązań
4	Określenie, ile mocy zaoszczędzonej w szczycie (P_r) przypada na grupę odbiorców biorących udział w realizacji DSM/DSR (podział na odbiorców prywatnych L_r i przemysłowych L_c) $W_{4r} = \frac{P_r}{L_r}; W_{4c} = \frac{P_r}{L_c} \left[\frac{\text{kW}}{\text{uczestnik}} \right]$	Określenie tylko wartości granicznej dolnej; Dla obu typów odbiorców – na podstawie wartości dla innych, podobnych rozwiązań; na podstawie wymagań ustalonych indywidualnie
5	Określenie jakim procentem zaoszczędzonej energii ogólnie (E_r) jest zmniejszone zapotrzebowanie w szczycie (E_{rs}) $W_5 = \frac{E_{rs}}{E_r} * 100\% [\%]$	Określenie wartości granicznej dolnej dla rozwiązań skupiających się na szczycie zapotrzebowania; Określenie tylko wartości granicznej górnej dla rozwiązań skupiających się na ogólnym zmniejszeniu zapotrzebowania; Dla obu typów odbiorców – na podstawie podobnych rozwiązań;



6	<p>Ilość wdrożonych programów DSM/DSR (D_r – liczba programów dla uczestników indywidualnych, D_c – liczba programów dla uczestników przemysłowych) w zależności od typu odbiorców</p> $W_{6r} = \frac{D_r}{L_r}; W_{6c} = \frac{D_c}{L_c} \left[\frac{\text{program}}{\text{uczestnik}} \right]$	<p>Określenie tylko wartości granicznej górnej; Dla obu typów odbiorców – na podstawie podobnych rozwiązań; na podstawie wymagań ustalonych indywidualnie</p>
7	<p>Określenie rocznego przyrostu/spadku ilości energii zaoszczędzonej (E_t – energia zaoszczędzona w roku t, E_{t-1} – energia zaoszczędzona w analogicznym okresie roku poprzedzającego ($t-1$))</p> $W_7 = E_t - E_{t-1} [kWh]$	<p>Określenie wartości granicznej dolnej – w przypadku dążenia do oszczędzania energii (im większy przyrost tym lepiej); Określenie tylko wartości granicznej górnej – w przypadku dążenia do przyrostu; Dla obu typów odbiorców – na podstawie podobnych rozwiązań; na podstawie wymagań ustalonych indywidualnie</p>
8	<p>Określenie rocznego przyrostu/spadku ilości mocy zaoszczędzonej w szczycie (P_t – moc zaoszczędzona w roku t, P_{t-1} – moc zaoszczędzona w analogicznym okresie roku poprzedzającego ($t-1$))</p> $W_8 = P_t - P_{t-1} [kW]$	j.w
9	<p>Odniesienie wielkości unikniętej emisji zanieczyszczeń (X_a) do wielkości zaoszczędzonej energii (E_r)</p> $W_9 = \frac{X_a}{E_r} \left[\frac{\text{ton}}{kWh} \right]$	<p>Określenie tylko wartości granicznej dolnej; Dla obu typów odbiorców – na podstawie obowiązujących norm/limitów</p>
10	<p>Odniesienie wielkości unikniętej emisji zanieczyszczeń (X_a) do ilości uczestników realizujących DSM/DSR</p> $W_{10r} = \frac{X_a}{L_r} \left[\frac{\text{ton}}{\text{uczestnik}} \right];$ $W_{10c} = \frac{X_a}{L_c} \left[\frac{\text{ton}}{\text{uczestnik}} \right]$	<p>Określenie tylko wartości granicznej dolnej; Dla obu typów odbiorców – na podstawie obowiązujących norm/limitów</p>

11	<p>Średnia różnica obciążenia między dniem redukcji, a analogicznym okresem w poprzednich latach (P_t – średnie obciążenie w dniu redukcji w roku t; P_{t-1} – średnie obciążenie w analogicznym okresie roku poprzedzającego ($t-1$))</p> $W_{11} = \overline{P_t - P_{t-1}} [kW]$	<p>Określenie wartości granicznej górnej – dla rozwiązań skupiających się na obniżaniu obciążenia, aby wykluczyć wzrost; (określenie dolnej granicy, aby spadek nie był zbyt duży/gwałtowny?)</p> <p>Określenie wartości granicznej dolnej – dla rozwiązań skupiających się na wzrastaniu obciążenia, aby wykluczyć spadek; (określenie górnej granicy, aby wzrost nie był zbyt gwałtowny)</p> <p>Dla obu typów odbiorców – na podstawie podobnych rozwiązań; na podstawie wymagań ustalonych indywidualnie</p>
12	<p>Zmiana liczby uczestników programów DSM/DSR (L_t – liczba uczestników biorących udział w realizacji danego programu w czasie t; L_{t-1} – liczba uczestników biorących udział w realizacji danego programu w okresie poprzedzającym ($t-1$))</p> $W_{12} = L_t - L_{t-1} [szt. uczestników]$	<p>Określenie tylko wartości granicznej dolnej;</p> <p>Dla obu typów odbiorców – na podstawie podobnych rozwiązań; na podstawie wymagań ustalonych indywidualnie</p>
13	<p>Określenie wzrostu obciążenia w okresie doliny nocnej względem analogicznego okresu czasu (N_t – średnie obciążenie w dolinie nocnej w roku t; N_{t-1} – średnie obciążenie w dolinie nocnej w analogicznym okresie roku poprzedzającego ($t-1$))</p> $W_{13} = \overline{N_t - N_{t-1}} [kW]$	<p>Określenie wartości granicznej górnej (w celu wykluczenia powstawania kolejnego szczytu);</p> <p>Określenie wartości granicznej dolnej (aby wykluczyć spadek)</p> <p>Dla obu typów odbiorców – na podstawie podobnych rozwiązań; na podstawie wymagań ustalonych indywidualnie</p>

5.1.3. Określanie wag wskaźników

W ramach metody należy określić wagi wskaźników. Wskaźniki należy dobrać w zależności od ocenianego efektu np. zgodnie z tabelą 2, przedstawiającą przykładowe wykorzystanie wskaźników. Im więcej wskaźników uwzględnionych w obliczeniach, tym szersza będzie ocena analizowanego przypadku realizacji DSM/DSR. Istnieje także możliwość dobrania zestawu wskaźników według indywidualnych kryteriów osoby (lub inwestora, operatora) badającej dane rozwiązanie, w celu lepszego dopasowania ich do analizowanego przypadku (np. stworzenie zestawu poprzez połączenie grup wskaźników opisujących ścinanie szczytów



i wypełnianie dolin). Dobór wskaźników powinien być ściśle związany z celami jakie ma zrealizować wdrożenie DSM/DSR.

Przykładowo jeśli celem jest przede wszystkim ograniczenie emisji, w ocenie powinno uwzględnic się wszystkie wskaźniki odnoszące się do tego zagadnienia i powinno przydzielić się im największe wagi.

Wskaźniki z największymi wagami są interpretowane jako najważniejsze – ich wartości muszą bezwzględnie mieścić się w przyjętych granicach. Tylko wtedy rozwiązanie może zostać ocenione pozytywnie.

Do określenia wag poszczególnych wskaźników zaproponowano metodę punktową – każdemu wskaźnikowi przypisywana jest liczba punktów w zakresie od 1 do 10. 10 punktów przypisuje się wskaźnikom lub wskaźnikowi, których wartości muszą zostać osiągnięte, aby rozwiązanie mogło zostać ocenione pozytywnie – jeśli wdrażając dane rozwiązanie głównym celem jest ograniczenie emisji zanieczyszczeń, należy przypisać 10 punktów wskaźnikom nr. 9 i 10. Kolejnym etapem jest wyznaczenie wartości wag poszczególnych wskaźników na podstawie poniższego wzoru. Wagi przyjmują wartości dodatnie i nie większe niż 1.

$$w_k = \frac{p_k}{\sum p} \quad (58)$$

gdzie:

p_k – ocena punktowa danego wskaźnika;

$\sum p$ – suma punktów przyznanych dla wszystkich wskaźników;

w_k – waga danego wskaźnika.

5.2. Tworzenie modeli ekonometrycznych

5.2.1. Poszukiwanie zależności metodą regresji

Ważną częścią zaproponowanej przeze mnie metody są modele ekonometryczne, pozwalające na obliczenie przewidywanego efektu wdrożenia rozwiązań DSM/DSR. Równania opisujące efekty wdrożenia rozwiązań DSM/DSR uzyskać można w oparciu o etapy budowy modeli ekonometrycznych. Modele ekonometryczne powinny zostać stworzone np. w oparciu o bazy danych dotyczące wdrożonych i funkcjonujących już rozwiązań DSM/DSR. Mimo, że rozwiązanie DSM/DSR jest stosowane od lat w wielu państwach, dostęp do baz danych jest trudny. Nie zawsze zebrane dane są udostępniane. Strategie zarządzania popytem są szeroko rozwinięte w USA – tamtejsze źródła często udostępniają duże bazy danych zawierające wiele informacji o realizowanym DSM/DSR, np. ilość uczestników w poszczególnych programach, koszty związane z funkcjonowaniem DSM/DSR, wielkości zaoszczędzonej energii itd. [123]. Rozwiązania DSM/DSR są też wdrożone w krajach europejskich, jednak dostęp do danych jest trudniejszy – nie są one szeroko udostępniane. Często wskazuje się, że zbieranie i udostępnianie danych dotyczących np. zużycia energii elektrycznej jest naruszeniem prywatności odbiorców i w związku z tym stanowi naruszenie prawa [92]. W celu zbadania wpływu poszczególnych czynników na realizację DSM/DSR każde dane mogą okazać się cenne. W zależności od

prowadzonych badań, możliwe jest wykazanie ważnych powiązań pomiędzy poszczególnymi czynnikami takimi jak np. rodzaj odbiorców, nakłady finansowe związane z realizacją DSM/DSR, sposób wynagradzania odbiorców, a wyjściowym, oczekiwanym efektem DSM/DSR. W przypadku instalacji pilotażowych, funkcjonujących krótko i na małą skalę, możliwe jest oszacowanie efektów funkcjonowania strategii zarządzania popytem na podstawie rzeczywistych danych, w których zawarte są czynniki mające wpływ na powodzenie DSM/DSR i odniesienie ich do większej skali.

Pierwszym krokiem prowadzącym do uzyskania modelu ekonometrycznego jest określenie celu w jakim jest tworzony model. Istotne jest zrozumienie badanego problemu i określenie charakteru zależności między przyczyną, a skutkiem analizowanego zagadnienia. Na tej podstawie możliwe będzie określenie zmiennych i zgromadzenie stosownych danych. Działania te obejmują określenie zmiennych objaśniających i zmiennej objaśnianej. Wiąże się to m.in. z eliminacją zmiennych objaśniających o niskim współczynniku zmienności. Następnie należy określić klasę modelu. W niniejszej pracy wybrano modele jednorównaniowe liniowe i model wykładniczy. Następnie należy rozpocząć proces estymacji parametrów modelu ekonometrycznego. W tym celu wykorzystano metodę najmniejszych kwadratów. Należy wyznaczyć parametry strukturalne α_j w liniowym równaniu modelu:

$$y = \alpha_0 + \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \dots + \alpha_k x_k + \varepsilon \quad (59)$$

gdzie:

y – przewidywana wartość zmiennej objaśnianej,

x_j – zmienne objaśniające,

α_j – parametry strukturalne,

ε – składnik losowy.

W niektórych modelach ekonometrycznych składnik losowy będzie przyjmował wartość 0. Wynika to z charakterystyki zależności opisywanych przez modele. Przykładowo, został stworzony model opisujący wpływ liczby uczestników i ilości wymuszonych wyłączeń na wielkość zaoszczędzonej energii elektrycznej. Jeśli poszczególne parametry, opisujące zmienną wyjściową przyjmą wartość równą 0, zmienna wyjściowa również powinna przyjąć wartość 0 – jeśli żaden odbiorca nie bierze udziału w realizacji DSM/DSR i nie wykonano żadnych przymusowych wyłączeń, oszczędność energii również będzie równa 0. Składnik losowy nie zależy od żadnego z parametrów, więc jego obecność sugerowałaby osiągnięcie oszczędności energii elektrycznej nawet przy braku uczestników i braku wyłączeń, co jest błędnym wnioskiem.

Zgodnie z metodą najmniejszych kwadratów, wartości parametrów strukturalnych α_j są dobrane w taki sposób, aby suma kwadratów różnicy między rzeczywistą wartością zmiennej objaśnianej (y) i estymowaną zmienną objaśnianą (\hat{y}) była jak najmniejsza:

$$\sum_{i=1}^n e_i^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 \rightarrow \min \quad (60)$$

W związku z tym poszukiwane jest minimum funkcji, które występuje w punkcie opisanym następująco:

$$\mathbf{a} = (\mathbf{X}^T \mathbf{X})^{-1} \mathbf{X}^T \mathbf{Y} \quad (61)$$

gdzie:

\mathbf{X} – macierz zmiennych objaśniających,

\mathbf{Y} – wektor zmiennych objaśnianych,

\mathbf{a} – wektor oszacowanych współczynników równania regresji.

Wartości znajdujące się w obrębie głównej macierzy są przyjmowane jako szacowane wartości wariancji i kowariancji współczynników modelu:

$$\mathbf{S}^2(\mathbf{a}) = \begin{bmatrix} d_{00} & d_{01} & \dots & d_{0k} \\ d_{10} & d_{11} & \dots & d_{1k} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ d_{k0} & d_{k1} & \dots & d_{kk} \end{bmatrix} = S_{\varepsilon}^2 (\mathbf{X}^T \mathbf{X})^{-1} \quad (62)$$

gdzie:

$S_{\varepsilon}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (Y - \hat{Y})^2}{n - k - 1}$ – szacowana wartość wariancji składnika losowego,

n – liczba obserwacji,

k – liczba szacowanych parametrów modelu regresji.

Ostatnim etapem przygotowywania modelu ekonometrycznego jest proces jego weryfikacji. Aby wyznaczone wartości α_j miały znaczenie statystyczne, muszą zostać spełnione pewne warunki, m.in. zmienna objaśniana i zmienne ją opisujące muszą być powiązane relacją liniową, a wartości zmiennych objaśniających nie mogą być losowe. Proces weryfikacji modelu ekonometrycznego oparty jest na wykonaniu testów statystycznych. W niniejszej rozprawie w celu weryfikacji uzyskanych modeli zbadano m.in. wartość współczynnika R^2 , test t-Studenta oraz F Snedecora [41].

5.2.2. Testy statystyczne modeli ekonometrycznych

W celu weryfikacji stworzonych modeli ekonometrycznych przeprowadzono ich analizę statystyczną. W związku z tym został przeprowadzony szereg testów statystycznych:

- Współczynnik korelacji liniowej Pearsona;
- Współczynnik R^2 ;
- Test Fishera-Snedecora;
- Test t-Studenta;
- Test studenta na symetryczność reszt.

W niniejszym podrozdziale przybliżono przeprowadzone testy. Aby modele regresyjne można było określić jako statystycznie znaczące - w pełni i poprawnie opisujące badane zjawisko, każdy z testów powinien zwrócić wynik pozytywny.



W ramach badania istotności statystycznej modelu ekonometrycznego, wyznaczono **współczynnik korelacji liniowej Pearsona**. Współczynnik ten określa poziom współzależności między zmiennymi losowymi. Mierzy w jakim stopniu dwie zmienne (jedna ze zmiennych objaśniających i zmienna objaśniana) są liniowo skorelowane. Należy to rozumieć jako wskazanie jak bardzo zmienność pojedynczej zmiennej objaśniającej wpływa na zmiany zmiennej objaśnianej. Jest on opisywany jako iloraz kowariancji, będącej miarą łącznego zróżnicowania obu badanych zmiennych oraz iloczynu odchyłeń standardowych tych zmiennych. Kowariancja jest wartością odpowiadającą średni ej arytmetycznej iloczynu odchyłeń wartości zmiennych x i y od ich średnich arytmetycznych. Współczynnik Pearsona można opisać wzorem:

$$r = \frac{cov(xy)}{s(x)s(y)} \quad (63)$$

$$cov(xy) = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{n} \quad (64)$$

gdzie:

n – liczba obserwacji,

\bar{x} i \bar{y} – średnie arytmetyczne zmiennych,

$s(x)$ i $s(y)$ – wariancje zmiennych,

$cov(xy)$ – kowariancja zmiennych.

Współczynnik korelacji liniowej Pearsona przyjmuje wartości od -1 do 1. Im wartości współczynnika bliższe 1 (lub -1) tym silniejszy związek zmiennej objaśniającej ze zmienną objaśnianą. Dodatnie wartości współczynnika oznaczają, że wzrost wartości jednej zmiennej powoduje proporcjonalny wzrost drugiej, powiązanej zmiennej. Wartości ujemne oznaczają, że wzrost wartości jednej zmiennej, powodują proporcjonalne zmniejszanie się wartości drugiej zmiennej [10, 76].

Przykładowe interpretacje wartości współczynnika Pearsona znajdują się w tabeli 11.

Tabela 11. Interpretacja wartości współczynnika korelacji liniowej Pearsona [10, 41, 72].

Wartości bezwzględne współczynnik korelacji liniowej Pearsona	Interpretacja korelacji
0,71 – 1	Bardzo silna
0,51 – 0,7	Silna
0,31 – 0,5	Umiarkowana
0 – 0,3	Brak lub bardzo słaba

Silne skorelowanie zmiennych nie świadczy o związku przyczynowym między zmiennymi – jedynie wskazuje na istnienie pomiędzy nimi powiązania.

Współczynnik determinacji R-kwadrat jest miarą jakości dopasowania modelu. Informuje jaka część zmienności zmiennej zależnej jest opisana zmiennością zmiennej niezależnej. Określa w jakim stopniu zmienne niezależne (objaśniające) wyjaśniają kształtowanie



się zmiennej zależnej (objaśnianej). Przyjmuje on wartości od 0 do 1. Współczynnik wyznaczono według formuły [10, 72]:

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad (65)$$

gdzie:

\bar{y} – średnia wartość zmiennej objaśnianej,

\hat{y}_i – teoretyczna wartość zmiennej objaśnianej y dla i -tej obserwacji,

y_i – obserwowana wartość zmiennej objaśnianej y dla i -tej obserwacji.

Wynik testu opartego o wyznaczenie wartości współczynnika determinacji R-kwadrat należy interpretować jako przedstawienie jaki procent zmienności zmiennej objaśnianej jest wyjaśniony przez zmienne objaśniające, uwzględnione w modelu ekonometrycznym. Niewyjaśniona część zmienności wynika z czynników, które nie zostały uwzględnione w danym modelu ekonometrycznym. Jeśli wartość współczynnika R-kwadrat wynosi 1 (100%), oznacza to, że model w pełni wyjaśnia zmienność zmiennej objaśnianej. Pożądana jest wysoka wartość współczynnika R-kwadrat, gdyż świadczy o dobrym dopasowaniu stworzonego modelu ekonometrycznego do danych bazowych, na podstawie których powstał.

W ramach weryfikacji modelu wyznaczono także **rozkład Fishera-Snedecora**, czyli test pozwalający zbadać jak na zmienną objaśnianą wpływają łącznie zmienne objaśniające w modelu ekonometrycznym. Polega na zbadaniu hipotez dotyczących istotności statystycznej modelu ekonometrycznego. Hipoteza zerowa zakłada brak istotności statystycznej zmiennej objaśniającej. Hipoteza alternatywna zakłada jej statystyczną istotność.

Podobnie jak rozkład t-studenta rozkład Fishera-Snedecora opiera się na wyznaczonych stopniach swobody. Dla odpowiednich stopni swobody i danego prawdopodobieństwa można odczytać krytyczne wartości współczynnika F [10]. Jeśli wartość krytyczna współczynnika F jest mniejsza niż obliczona wartość współczynnika F, oznacza to, że model jest istotny statystycznie. W takim przypadku odrzuca się hipotezę zerową dotyczącą braku istotności zmiennej objaśniającej. Taki rezultat świadczy o małym prawdopodobieństwie, że wynik jest efektem przypadku lub losowości [72].

Kolejnym przeprowadzonym testem, jest **rozkład t-Studenta**, czyli rozkład pojedynczej zmiennej objaśniającej. Pozwala on sprawdzić istotność statystyczną poszczególnych zmiennych objaśniających w modelu ekonometrycznym. Polega na sprawdzeniu hipotez zakładających istotność statystyczną poszczególnych zmiennych objaśniających modelu. Rozkład t-studenta jest zależny od stopni swobody. Wraz z większą liczbą stopni swobody, rozkład bardziej zbliża się do rozkładu normalnego. Wartość współczynnika t wyznaczanego w ramach rozkładu jest zależna od stopni swobody oraz od przyjętego poziomu istotności [10], [72].

W ramach badania testu studenta, przeprowadzono także **test t-Studenta na symetryczność reszt**. Zgodnie z definicją modelu regresji, uzyskane zależności są jedynie przybliżeniem faktycznych związków pomiędzy nimi. W związku z tym zaobserwowane wartości



zmiennej wyjściowej będą różniły się od wartości rzeczywistych ze względu na nie ujęte w badaniu zmienne oraz przez oddziaływania czynników przypadkowych. Stąd rzeczywiste wartości zmiennej objaśnianej są interpretowane jako połączenie wartości określonych modelem, i odchylenia od nich, czyli tzw. reszt. Dlatego też wartości reszt uzyskano na podstawie różnicy między wartościami zmiennej objaśnianej uzyskanymi z prognozy wykonanej z uzyskanego modelu ekonometrycznego, a wartościami rzeczywistymi. Test studenta na symetryczność reszt sprawdza czy uzyskane reszty równomiernie (symetrycznie) rozkładają się wokół zera. Jeśli test wykaże symetryczność reszt, oznacza to, że badany model ekonometryczny ma odpowiednią formę do opisu danego zestawu danych i nie wymaga dalszych korekt [72]. Reszty modelu ekonometrycznego obrazują odchylenia od rzeczywistych obserwacji [10].

5.3. Równania regresyjne opracowane na potrzeby testowania metody

5.3.1. Model 1: Ilość mocy zgromadzonej w ramach funkcjonowania DSR w Polsce u dużych odbiorców

Poniższy model ekonometryczny powstał na podstawie danych zgromadzonych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne w latach 2017 – 2020 [129], dotyczących udziału dużych, przemysłowych odbiorców energii elektrycznej w rozwiązaniach DSR w Polsce. Baza danych zawierała takie dane jak ilość uczestników, wolumen mocy o jaką odbiorcy zobowiązują się zmniejszyć swoje zużycie mocy w danym okresie czasu, ceny za zredukowaną jednostkę mocy. Zostało także uwzględnione w jakich programach DSR biorą udział uwzględnieni odbiorcy (poprzez przedstawienie ilości umów podpisanych w ramach danego programu). Ponadto baza danych zawiera odniesienia powyższych danych do poszczególnych kwartałów lat 2017 – 2020.

Pierwszym etapem było zbadanie powiązania poszczególnych danych z wielkością zgromadzonej mocy redukcyjnej. Do stworzenia równania modelu ekonometrycznego, na podstawie wartości testu Pearsona, wybrano następujące zmienne objaśniające (tabela 12):

Statystyki zmiennych:

Tabela 12. Zestawienie wartości współczynnika zmienności i wskaźnika Pearsona dla zmiennych w modelu 1

	Łączna ilość uczestników	Przyrost wynagrodzeń	Moc zredukowana przypadająca na uczestnika
Wskaźnik Pearsona	93%	96%	2%
Współczynnik zmienności	48%	77%	25%

Im większy współczynnik zmienności, tym większe zmiany w wartościach danej zmiennej. Oznacza to, że zmienna o większej wartości współczynnika będzie lepiej opisywać zmienną wyjściową. Dodatkowo, wskaźniki Pearsona dla każdej zmiennej objaśniającej przyjmują wartości bliskie 100%. Zgodnie z tabelą 11 takie wyniki świadczą o bardzo silnej korelacji zmiennej objaśniającej ze zmienną objaśnianą. Świadczy to o wystarczająco wysokim stopniu powiązania



tych zmiennych ze zmienną objaśnianą. Pozostała zmienna wykazuje się bardzo słabym powiązaniem ze zmienną objaśnianą. W związku z tym przyjęto, że model będzie opierał się na dwóch zmiennych.

Kolejnym etapem jest wyznaczenie parametrów strukturalnych α . Przyjęto, że model będzie miał formę liniową, bez wyrazu wolnego. Można go zaprezentować wzorem ogólnym:

$$y = \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 \quad (66)$$

Następnie, zgodnie z metodą najmniejszych kwadratów (opisanej w podrozdziale 5.2) wyznaczono parametry α_1 i α_2 . W opracowanym modelu ekonometrycznym występują dwie zmienne, odnoszące się do ilości uczestników i cen za zaoszczędzoną moc. Oba parametry opisujące te zmienne mają zbliżone wartości, co świadczy o podobnym wpływie obu zmiennych na wielkość zaoszczędzonej mocy. W tym przypadku nie wprowadzono wyrazu wolnego – jego brak świadczy o braku oszczędności mocy w przypadku, gdy żaden z odbiorców nie zdecyduje się na udział w rozwiązaniu DSM i nie zostanie za ten udział wynagrodzony. Zależności opisano następującym równaniem:

$$P_{DS} = 0,00073 * L + 0,0054 * \Delta C \quad (67)$$

gdzie:

P_{DS} – udział mocy zgromadzonej w ramach DSR w mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym ($P_{DS} = \frac{P_{redukcyjna}}{P_{PSE}}$) w [%],

$P_{redukcyjna}$ – moc redukcyjna zgromadzona w ramach DSR [W],

P_{PSE} – moc zainstalowana w systemie elektroenergetycznym [W],

L – ilość uczestników (ilość umów zawieranych w ramach programu gwarancyjnego (płatność za gotowość i wykonanie)) [szt],

ΔC – przyrost wynagrodzeń (cen) za zaoszczędzoną moc [-].

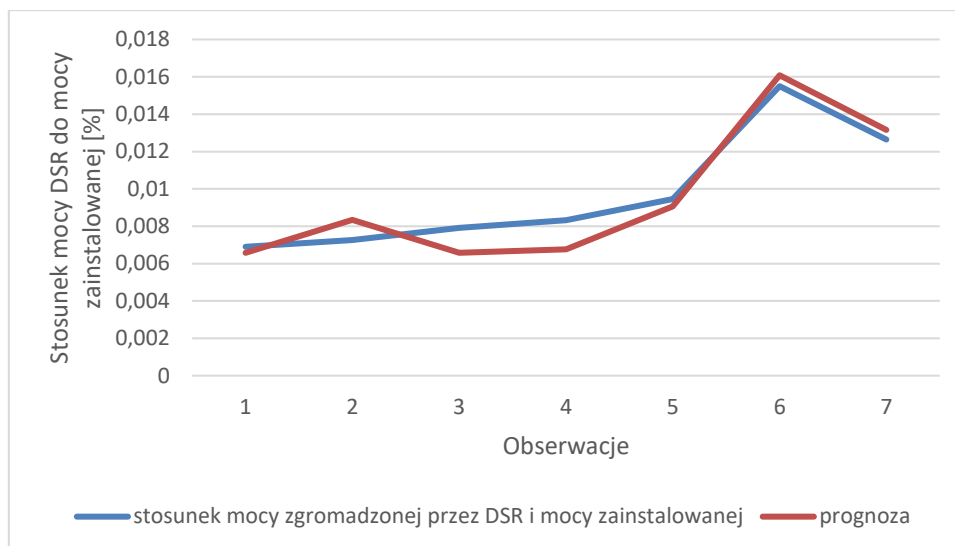
Model ekonometryczny został wykorzystany do zaprezentowania sposobu postępowania według proponowanego algorytmu, przy wykorzystaniu procedury naprawczej. Sposób postępowania i wyniki obliczeń przedstawiono w rozdziale 7.

Dokonano także weryfikacji statystycznej proponowanego modelu. Poniżej przedstawiono wyniki poszczególnych testów statystycznych:

Test R^2

Współczynnik R-kwadrat jest miarą jakości dopasowania modelu. Dla tego modelu otrzymano: $R^2 = 0,99$, co świadczy o dobrym dopasowaniu modelu do bazowego zestawu danych. Wynik ten oznacza, że 99% zmienności zmiennej objaśnianej jest opisane przez zmienne uwzględnione w proponowanym modelu.

Porównanie wyjścia modelu ekonometrycznego z wyjściami bazowymi wskazuje na niewielkie różnice pomiędzy nimi (rys 17).



Rysunek 17. Wyniki rzeczywiste i otrzymane z modelu 1

Test Fishera-Snedecora

Test **Fishera-Snedecora**, jak wspomniano wcześniej, wykonano w celu zbadania hipotezy dotyczącej istotności statystycznej modelu ekonometrycznego. Hipoteza zerowa zakłada brak istotności statystycznej zmiennej objaśniającej. Aby sprawdzić jej słuszność porównano obliczoną i krytyczną wartość współczynnika F. Obliczony współczynnik F dla danego modelu wynosi 575,18. Wartość krytyczna jest mniejsza i wynosi 9,29 – oznacza to, że należy odrzucić hipotezę zerową i przyjąć hipotezę alternatywną, zakładającą, że model regresji jest istotny statystycznie.

Test studenta

Tabela 13. Zestawienie wartości współczynnika t obliczonego i t krytycznego dla zmiennych w modelu 1

	t obliczone	t krytyczne
L	21,43	2,01
ΔC	3,68	

W tym przypadku test studenta określono na poziomie istotności $p=0,1$. Wszystkie obliczone wartości t są większe niż wartość krytyczna odczytana z tablic. Oznacza to, że poszczególne zmienne objaśniające mają istotny wpływ na zmienną objaśnianą modelem.

Test studenta na symetryczność reszt

Tabela 14. Zestawienie wartości współczynnika t i t krytycznego dla symetryczności w modelu 1

t na symetryczność	0,71
t krytyczne na symetryczność	2,01

Wartość testu t na symetryczność reszt jest mniejsza niż wartość krytyczna. Oznacza to, że rozkład otrzymanych reszt jest symetryczny. Zaproponowany model ekonometryczny jest odpowiedni do opisu bazowych danych.

5.3.2. Model 2: Ilość mocy zgromadzonej w ramach redukcji z wymuszeniem u odbiorców prywatnych – weryfikacja statystyczna i przykładowe wyniki zastosowania modelu

Poniższy model ekonometryczny powstał na podstawie danych zawartych w raporcie firmy Tauron z roku 2014 [101]. Raport ten zawiera opis testowania i badania metod zarządzania popytem na energię elektryczną w ramach pilotażowego projektu. W zakres projektu wchodziło zrealizowanie różnych wariantów DSM/DSR:

- Wirtualny cennik – wariant ten badał wdrożenie taryfy o dużym zróżnicowaniu cen za energię elektryczną w okresie szczytowym i pozaszczytowym;
- Eko-sygnal – wariant zakładał wezwanie odbiorców energii elektrycznej do wykonania redukcji przez okres dwóch godzin;
- Eko-redukcja – podobnie jak Eko-sygnal, zakłada wezwanie odbiorców do ograniczenia zużycia energii elektrycznej, ale jeśli odbiorca nie zrealizował redukcji i przekroczył ustalony poziom zużycia, był on tymczasowo odłączany od zasilania. Odłączenie było realizowane przez inteligentny licznik.

Baza danych zawierała informacje dotyczące każdego z powyższych wariantów, zebrane w okresie od 1.09.2013 do 31.08.2014 roku. Informacje te to ilość uczestników, średnia redukcja zużycia przypadająca na uczestnika, suma redukcji, średnie zużycie energii przez uczestników, różnica w obciążeniu między dniem redukcji, a analogicznym okresem w roku wcześniejszym, ilość punktów przyznanych w ramach gratyfikacji za wykonanie redukcji, ilość przymusowych wyłączeń zasilania. Największy sukces w zakresie realizacji DSM/DSR odnotowano dla wariantu Eko-redukcji, dlatego też na tym sposobie oparto przygotowany model ekonometryczny opisujący zależności pomiędzy ilością zredukowanej mocy, a pozostałymi czynnikami.

Pierwszym krokiem było zbadanie zależności między różnymi czynnikami. Na podstawie wartości wskaźnika Pearsona wybrano następujące zmienne (tabela 15):

Statystyki zmiennych:

Tabela 15. Zestawienie wartości współczynnika zmienności i wskaźnika Pearsona dla potencjalnych zmiennych w modelu 2

	Ilość przymusowych wyłączeń	Ilość uczestników	Ilość punktów przyznanych w ramach gratyfikacji	Średnia redukcja na uczestnika
Wskaźnik Pearsona	69%	49%	72%	-51%
Współczynnik zmienności	63%	2%	23%	-68%

Im większy współczynnik zmienności, tym większe zmiany w wartościach danej zmiennej. Oznacza to, że zmienna o większej wartości współczynnika będzie lepiej opisywać zmienną objaśnianą. Pożądane są wartości bliższe 100%, gdyż świadczą o silniejszej zależności między zmienną objaśniającą, a zmienną objaśnianą. Średnia redukcja na uczestnika oraz ilość uczestników, jako zmienne objaśniające wykazują mniejszy związek ze zmienną objaśnianą, w związku z tym przyjęto model, na który składają się jedynie dwie zmienne. Parametry modelu zostały wyznaczone przy pomocy funkcji arkusza kalkulacyjnego Excel „=regexp”. Model jest opisany równaniem:

$$P_L = \ln(0,006) + (W * \ln(1,09)) + (I * \ln(1,15)) \quad (68)$$

gdzie:

W – ilość przymusowych wyłączeń [szt],

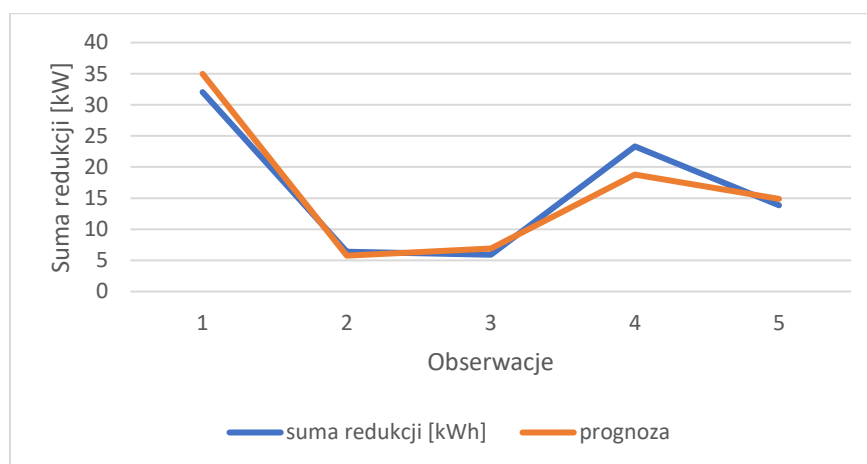
I – ilość punktów przyznanych w ramach gratyfikacji [szt],

P_L – średnia redukcja mocy na uczestnika [W/uczestnik].

Test R^2

Dla tego modelu otrzymano: $R^2 = 0,95$, co świadczy o dobrym dopasowaniu modelu. Przygotowany model ekonometryczny wystarczająco dobrze opisuje zmienność zmiennej objaśnianej.

Dopasowanie modelu do danych ilustruje poniższy wykres 18:



Rysunek 18. Wyniki rzeczywiste i otrzymane z modelu 2

Test Fishera-Snedecora

Obliczony współczynnik F dla danego modelu wynosi 42,3. Wartość krytyczna jest mniejsza i wynosi 19. W związku z tym należy przyjąć za prawdziwą hipotezę alternatywną, zakładającą statystyczną istotność modelu.

Test studenta

Tabela 16. Zestawienie wartości współczynnika t obliczonego i t krytycznego dla zmiennych w modelu 2

	t obliczone	t krytyczne
J	36,72	2,91
I	51,98	

Wartości t obliczonego dla poziomu istotności $p=0,1$ są większe niż wartość krytyczna odczytana z tablic. Świadczy to o istotności statystycznej każdej ze zmiennych objaśniających występujących w modelu ekonometrycznym.

Test studenta na symetryczność reszt

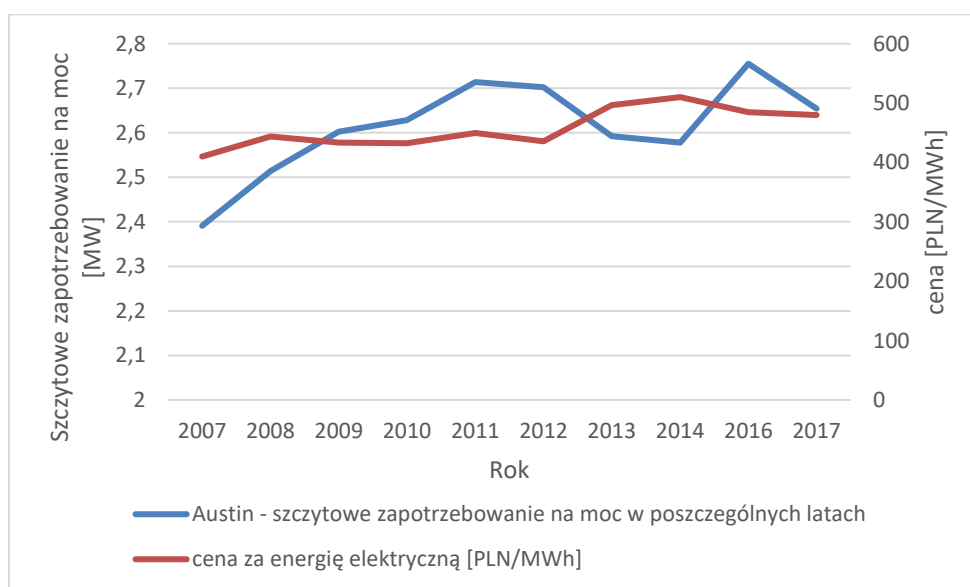
Tabela 17. Zestawienie wartości współczynnika t i t krytycznego dla symetryczności w modelu 2

t na symetryczność	1,63
t krytyczne na symetryczność (dla $n - 1$ i $p=0,05$)	2,91

Wartość testu t na symetryczność reszt jest mniejsza niż wartość krytyczna. Rozkład reszt jest symetryczny, co oznacza, że model odpowiednio opisuje dane, na podstawie których powstał.

5.3.3. Model 3: Ilość energii zredukowanej w ramach DSR/DSM w Austin u odbiorców prywatnych

Poniższy model ekonometryczny powstał na podstawie bazy danych udostępnionej przez miasto Austin [123]. Populacja miasta, a co za tym idzie ilość odbiorców energii elektrycznej zwiększała się na przestrzeni lat 2007-2017. Miasto w roku 2017 posiadało około 345 tys. odbiorców indywidualnych i 41 tys. odbiorców przemysłowych i przedsiębiorstw. W roku 2017 było to odpowiednio 420 tys. i 48 tys odbiorców. Podobnie zmieniały się wartości szczytowego zapotrzebowania na moc, co przedstawia rysunek 19. Na wykresie przedstawiono także średnie ceny za energię elektryczną w poszczególnych latach. Najczęściej szczytowe roczne zapotrzebowanie na moc występowało w sierpniu. Miasto od 2007 roku podjęło szereg działań w zakresie DSM/DSR, głównie w celu obniżenia zapotrzebowania na energię elektryczną oraz zwiększenia efektywności energetycznej. W roku 2007 oszczędność w zakresie zużycia energii elektrycznej wyniosła 116 tys. MWh i w roku 2017 wzrosła do 120 tys. MWh rocznie. Więcej energii (ok. 60% całkowitej oszczędności) zaoszczędzono w grupie odbiorców przemysłowych.



Rysunek 19. Szczytowe zapotrzebowanie na moc i cena energii elektrycznej dla miasta Austin

Baza danych na podstawie, której opracowano model ekonometryczny zawiera takie dane jak ilość uczestników biorących udział w rozwiązaniach DSM/DSR wdrożonych na terenie miasta, koszty przedsięwzięcia, ilość zaoszczędzonej i zużytej energii elektrycznej z podziałem na odbiorców do jakich skierowane są dane sposoby realizacji DSM/DSR (odbiorcy prywatni i przemysłowi). Dane te pochodzą z okresu 2007 – 2017 i dotyczą wszystkich odbiorców biorących udział w rozwiązaniu DSM/DSR realizowanym na terenie miasta Austin. Baza danych jest wciąż uaktualniana z pewnym opóźnieniem czasowym.

Podobnie jak we wcześniejszych przypadkach, zmienne objaśniające dobrano na podstawie wartości wskaźnika Pearsona (tabela 16). Najbardziej pożądane są zmienne charakteryzujące się wysokimi (możliwie bliskimi 100%) wartościami wskaźnika.

Statystyki zmiennych:

Tabela 18. Zestawienie wartości współczynnika zmienności i wskaźnika Pearsona dla zmiennych w modelu 3

	Łączne koszty wdrożenia DSM	Ilość programów DSM	Stosunek kosztów energii zaoszczędzonej do zużytej	Stosunek liczby uczestników DSM i odbiorców energii elektrycznej w mieście
Wskaźnik Pearsona	50%	48%	66%	76%
Współczynnik zmienności	18%	13%	20%	17%

Przyjęto, że model będzie oparty o dwie zmienne, odznaczające się najwyższymi wartościami współczynnika Pearsona spośród proponowanych.

Model ekonometryczny zawiera dwie zmienne, odnoszące się do ilości uczestników i kosztu oszczędzonej energii. Parametry modelu zostały dobrane na podstawie metody najmniejszych kwadratów. Oba współczynniki w modelu mają zbliżone wartości, co wskazuje na podobny wpływ obu zmiennych na oszczędność energii elektrycznej. Brak wyrazu wolnego świadczy o braku oszczędności energii, gdy nie zostaną poczynione żadne inwestycje w programy DSM/DSR i żaden z odbiorców nie zdecyduje się na udział w tych rozwiązaniach. Model opisany jest następującym równaniem:

$$\frac{E_r}{E_z} = 0,012 * \frac{R_r}{R_z} + 0,007 * \frac{L_r}{O} \quad (69)$$

gdzie:

E_r/E_z - stosunek energii zaoszczędzonej do zużytej [MWh/MWh],

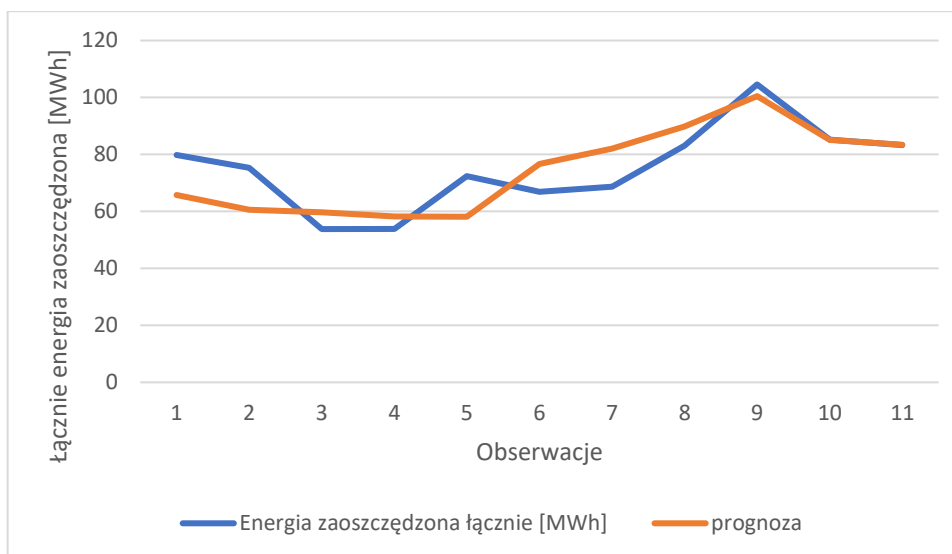
R_r/R_z – stosunek kosztów energii zaoszczędzonej do zużytej [zł/zł],

L_r/O – stosunek liczby uczestników DSM i odbiorców energii elektrycznej w mieście [szt. mieszkańców/szt. mieszkańców].

Test R²

Dla tego modelu otrzymano: $R^2 = 0,99$, co świadczy o jest dobrze dopasowany do bazowego zestawu danych i w znacznej części opisuje zmienność zmiennej objaśnianej.

Wyniki zilustrowano na wykresie 19.



Rysunek 20. Wyniki rzeczywiste i otrzymane z modelu 3.

Test F Snedecora

Obliczony współczynnik F dla danego modelu wynosi 892,65. Wartość krytyczna jest mniejsza i wynosi 9,38 – regresja jest istotna statystycznie. Oznacza to, że wynik w postaci wartości zmiennej objaśnianej nie jest efektem losowości.

Test studenta

Tabela 19. Zestawienie wartości współczynnika t obliczonego i t krytycznego dla zmiennych w modelu 3.

	t obliczone	t krytyczne
R _r /R _z	4,6	1,83
L _r /O	2,33	

Wszystkie wartości t obliczonego są większe niż wartość krytyczna odczytana z tablic. Każda ze zmiennych sprawdzona testem studenta (dla poziomu istotności $p=0,1$) jest istotna statystycznie i wpływa na zmienną objaśnianą.

Test studenta na symetryczność reszt

Tabela 18. Zestawienie wartości współczynnika t i t krytycznego dla symetryczności w modelu 3

t na symetryczność	1,15
t krytyczne na symetryczność	1,83

Wartość testu t na symetryczność reszt jest mniejsza niż wartość krytyczna. Rozkład reszt jest symetryczny, więc model jest odpowiednio skonstruowany względem danych bazowych.

Model dotyczący odbiorców prywatnych, powstały na podstawie danych zebranych dla Austin zawiera w sobie przeliczone wartości kosztów. Łatwo także odnieść go do ilości odbiorców energii elektrycznej w Polsce. Pozwala to uniknąć problemów związanych z różnicami w rozliczaniu programów DSM/DSR w Polsce i w Stanach Zjednoczonych. Ponadto odbiorcy prywatni cechują się zbliżonym zużyciem energii elektrycznej, co wykazano przy obliczaniu współczynnika w podobieństwa struktury w podrozdziale 5.4 niniejszego rozdziału. Uzyskane wyniki z powodzeniem mogą zostać odniesione do Polskich odbiorców. Model ten może stanowić bazę do planowania wdrożenia DSR/DSM u odbiorców prywatnych, gdyż pozwala określić jaki może być potencjał redukcyjny w tej grupie odbiorców.

5.3.4. Model 4: Ilość energii zredukowanej w ramach DSR/DSM w Austin u odbiorców przemysłowych

Podobnie jak wcześniejszy model, niniejszy model ekonometryczny powstał na podstawie bazy danych udostępnionej przez miasto Austin. Baza danych zawiera między innymi ilość uczestników biorących udział w rozwiązaniach DSM wdrożonych na terenie miasta, koszty przedsięwzięcia oraz ilość zaoszczędzonej energii elektrycznej. Baza danych została przedstawiona szerzej w podrozdziale 5.3.3.

Tak jak wcześniej, zmienne objaśniające dobrano na podstawie wysokich wartości współczynnika Pearsona:

Statystyki zmiennych:

Tabela 20. Zestawienie wartości współczynnika zmienności i wskaźnika Pearsona dla zmiennych w modelu 4

	Ilość programów DSM skierowanych do odbiorców przemysłowych	Łączny koszt wdrożenia DSM	Przyrost liczby uczestników przemysłowych	Koszt programów przypadający na ilość uczestników przemysłowych
Wskaźnik Pearsona	44%	41%	70%	47%
Współczynnik zmienności	12%	19%	31%	15%

Przyjęto model ekonometryczny opisany dwiema zmiennymi, które charakteryzują największe wartości współczynnika Pearsona. Odnoszą się one do ilości uczestników i kosztu wdrożenia programu DSM/DSR przypadającego na uczestnika. Oba współczynniki w modelu, podobnie jak we wcześniejszych modelach mają zbliżone wartości.

Parametry modelu wyznaczono przy pomocy metody najmniejszych kwadratów. Równanie modelu jest następujące:

$$m_0 = \frac{N_0}{M} * 100\% \quad (70)$$

gdzie:

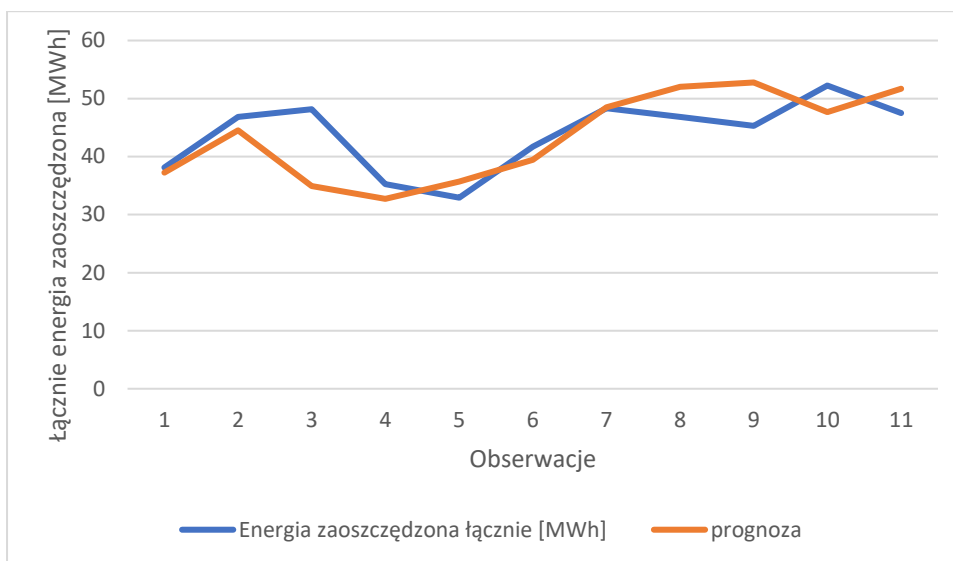
ΔL_C – przyrost liczby uczestników przemysłowych [szt/szt],

R_l – koszt programów przeliczony/przypadający na ilość uczestników przemysłowych (koszt/uczestnik) [zł/szt].

Test R^2

Dla tego modelu otrzymano: $R^2 = 0,98$, czyli model jest dobrze dopasowany do danych i w zdecydowanej większości opisuje zmienność zmiennej objaśnianej.

Dopasowanie modelu do danych przedstawia także poniższy wykres 21:



Rysunek 21. Wyniki rzeczywiste i otrzymane z modelu 4

Test F Snedecora

Obliczony współczynnik F dla danego modelu wynosi 598,9. Wartość krytyczna jest mniejsza i wynosi 9,38 – nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy zakładającej, że regresja jest istotna statystycznie.

Test studenta:

Tabela 21. Zestawienie wartości współczynnika t obliczonego i t krytycznego dla zmiennych w modelu 4

	t obliczone	t krytyczne
ΔL_C	4,49	1,83
R_I	1,88	

Wszystkie wartości t obliczonego dla poziomu istotności $p=0,1$ są większe niż wartość krytyczna odczytana z tablic. Każda ze zmiennych w modelu ma znaczący wpływ na zmienną objaśnianą.

Test studenta na symetryczność reszt

Tabela 22. Zestawienie wartości współczynnika t i t krytycznego dla symetryczności w modelu 4.

t na symetryczność	2,02
t krytyczne na symetryczność	1,83

Wartość testu t na symetryczność reszt (dla liczebności grupy mniejszej niż 30) jest mniejsza niż wartość krytyczna. Rozkład reszt jest symetryczny, co oznacza, że model ekonometryczny ma odpowiednią formę.

5.4. Zbadanie powiązania polskich i amerykańskich odbiorców energii elektrycznej

Wszelkie rozwiązania mające na celu osiągnięcie oszczędności energii elektrycznej w ramach DSM/DSR nie są zbyt popularne w Polsce, aczkolwiek mają one swoją historię zastosowania w innych państwach. Przykładem wdrożenia i stosowania DSM/DSR na większą skalę jest miasto Austin (USA). Od roku 2007 wdrażane są tam programy typu DSM/DSR, m. in. takie jak wymiana urządzeń na energooszczędne. Na podstawie danych dotyczących oszczędności energii oraz innych informacji udostępnionych na stronie miasta Austin [123] zbadano zależności i wpływ wdrażania programów zarządzania popytem na energię elektryczną na zużycie energii elektrycznej. Wynikiem badania są stworzone modele ekonometryczne przedstawione w podrozdziale 5.3.3 i 5.3.4.

Aby umożliwić wykorzystanie modeli w odniesieniu do polskich odbiorców energii elektrycznej, zbadano także związek pomiędzy polskimi i amerykańskimi użytkownikami energii elektrycznej. W celu zbadania podobieństwa pomiędzy tymi grupami wyznaczono tzw. współczynnik podobieństwa struktury na podstawie danych dotyczących cen za MWh energii elektrycznej oraz średniego rocznego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców w Polsce i w Austin. Współczynnik podobieństwa struktury jest wyznaczany w celu porównania struktur dwóch lub więcej grup. Stanowi on miarę określającą podobieństwo kształtowania się badanej cechy w dwóch różnych grupach. Im wartość współczynnika bliższa jedności, tym większe jest podobieństwo badanych grup [76, 124]. Współczynnik podobieństwa struktury opisany jest wzorem:

$$v_p = \sum_{i=1}^k \min\{v_{1i}, v_{2i}\} \quad (71)$$

gdzie:

v_p – współczynnik podobieństwa struktury,

v_1 – wskaźnik struktury pierwszego zbioru,

v_2 – wskaźnik struktury drugiego zbioru.

Średnią wartość współczynnika podobieństwa struktury na poziomie 0,97 można interpretować jako duże podobieństwo w strukturze charakterystyk zużycia energii elektrycznej pomiędzy odbiorcami polskimi, a amerykańskimi. W związku z tym powyższy model ekonometryczny można z powodzeniem zastosować do przewidywania spodziewanej ilości oszczędzonej energii elektrycznej w wyniku zastosowania DSM/DSR w Polsce.

5.5. Symulacja Monte Carlo

5.5.1. Zasady metody Monte Carlo

Symulacja Monte Carlo to sposób odtwarzania zachowania skomplikowanych systemów poprzez model matematyczny, który polega na wielokrotnych, losowych obliczeniach prawdopodobieństwa oraz analizie statystycznej otrzymanych wyników. Symulacja Monte Carlo stosowana jest w celu przedstawienia ewentualnych efektów danego, trudnego do przewidzenia

zdarzenia [83]. Metoda pozwala na usprawnienie podejmowania decyzji w warunkach niepewności. Stanowi ona aproksymację rozwiązania problemów matematycznych o strukturze probabilistycznej opartą o próbkowanie statystyczne [31].

W symulacji Monte Carlo uzyskujemy rozkład statystyczny potencjalnych efektów wyjściowych. Z każdy otrzymany efekt reprezentuje próbki, które reprezentują wartości zmiennych wejściowych i wynikającą z nich wartość parametru wyjściowego [31]. Każdy z wyników symulacji jest danym, konkretnym scenariuszem przypisanym do zmiennych danych wejściowych [83]. Kolejnym etapem jest wykonanie analizy statystycznej zmienności otrzymanych wartości wyjściowych. Na podstawie otrzymanej analizy możliwe jest podjęcie decyzji dotyczącej sposobu postępowania [94].

Obecnie metoda ma szerokie zastosowanie przy badaniach ryzyka, analizy wrażliwości, prognozowania rozwiązywania problemów w dziedzinie matematyki, fizyki, chemii, finansów i wielu innych [31, 48]. Pozwala na przedstawienie relacji pomiędzy poszczególnymi zmiennymi i daną wyjściową [94, 127].

Na postępowanie w zakresie symulacji Monte Carlo składa się kilka kroków. Pierwszym z nich jest określenie parametrów opisujących dany problem badawczy. W przedstawianym przypadku będą to zależności opisujące zmienne objaśniane poszczególnych modeli ekonometrycznych opisanych w podrozdziałach od 5.3.1 do 5.3.4. Przykładowo są to wykazane zależności pomiędzy ilościami uczestników, a ilością oszczędzonej energii elektrycznej w wyniku wdrożenia rozwiązania DSM/DSR. Zależności określono na podstawie postępowania przy tworzeniu modeli ekonometrycznych metodą najmniejszych kwadratów, co przedstawiono w podrozdziale 5.2.

Kolejnym etapem jest określenie rozkładu prawdopodobieństwa poszczególnych zmiennych losowych opisujących zmienną wyjściową. Rozkład prawdopodobieństwa jest wyznaczany na podstawie przedziału, w jakim może się zmieniać wartość zmiennej. Zakresy zmienności zmiennych losowych wyznaczono na podstawie zebranych danych wejściowych. Przykładowo, jeśli na danym obszarze, gdzie planowane jest wdrożenie rozwiązania DSM/DSR mieszka 100 odbiorców energii elektrycznej, wartość ta będzie górną granicą zakresu zmienności ilości uczestników biorących udział w realizacji rozwiązania DSM/DSR.

W zastosowanej w niniejszej rozprawie symulacji Monte Carlo oparto się na rozkładzie normalnym zmiennej losowej (rozkładzie Gaussa). Można go opisać funkcją gęstości prawdopodobieństwa, której wynik stanowi prawdopodobieństwo osiągnięcia danej wartości przez zmienną losową. Jeśli zmienna losowa x ma rozkład normalny oparty na jej wartości oczekiwanej μ i odchyleniu standardowym σ , to funkcja gęstości prawdopodobieństwa może zostać opisana wzorem:

$$f_{\mu,\sigma}(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (72)$$



Funkcja dystrybuanty rozkładu normalnego opisująca jaka jest szansa, że zmienna losowa x ma wartości równe lub mniejsze niż $(B \leq x)$ (B jest opisana całką funkcji gęstości prawdopodobieństwa):

$$P(B \leq x) = \int_{-\infty}^b \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{\left(\frac{-(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right)} dx \quad (73)$$

Następnym krokiem jest przypisanie każdej zmiennej losowej odpowiedniej wartości losowej. Jako wartość losową należy rozumieć wartość z zakresu określonego granicami w jakich może zmieniać się zmienna losowa. Dla każdej wartości losowej z tego zakresu możliwe jest określenie prawdopodobieństwa jej wystąpienia. Na przypisywaniu wartości losowej do zmiennej losowej opiera się proces tzw. generowania liczby losowej dla danej zmiennej. Wartości wygenerowane zostają wykorzystane do wyznaczenia zmiennej wyjściowej, którą opisują. Proces ten powtarzany jest wielokrotnie, w ramach wykonania kolejnych iteracji. Do generowania liczb losowych wykorzystano generator liczb pseudolosowych oparty na algorytmie Mersenne Twister [104]. Generuje on liczby pseudolosowe w zakresie $2^{19937} - 1$. Algorytm ten jest wykorzystywany m.in. w aplikacji Microsoft Excel. W związku z tym proces generowania liczb losowych oparto o bezargumentową funkcję „=LOS()”. Wartości, które zwraca ta funkcja, charakteryzują się jednostajnym rozkładem prawdopodobieństwa [104]. W związku z tym funkcja gęstości prawdopodobieństwa opisana wzorem (72) jest stała i w zadanym przedziale $[A; B]$ różna od 0. Poza zadanym przedziałem funkcja powinna przyjąć wartość 0. Należy to rozumieć jako jednakową szansę na wygenerowanie każdej liczby z zadanego zakresu. W związku z tym, wartość funkcji (72) dla każdej wygenerowanej liczby z zakresu od A do B:

$$f(x_b) = \begin{cases} 0 & x_b < A \\ \frac{1}{B-A} & A \leq x_b \leq B \\ 0 & x_b > B \end{cases} \quad (74)$$

gdzie:

A – dolna granica przedziału,

B – górna granica przedziału,

x_b – wygenerowana zmienna losowa objaśniająca.

W związku z powyższymi zależnościami, w celu wygenerowania zmiennej z rozkładu normalnego, o średniej \bar{x} i odchyleniu standardowym σ , wykorzystano formułę „=rozkład.normalny.odwr(log(); \bar{x} ; σ)”.

W dalszej części otrzymane wartości zmiennych wyjściowych wyznaczone w poszczególnych iteracjach, zostają wykorzystane do określenia jego rozkładu prawdopodobieństwa. Ostatnim etapem jest analiza statystyczna otrzymanego rozkładu [23, 31, 104]. W rozpatrywanym przypadku skupiono się na analizie szansy otrzymania wyników lepszych lub gorszych od wstępnie przewidywanego dla danych wejściowych, co można opisać funkcjami:



$$P(y_b > y) = \frac{D}{c} \quad (75)$$

$$P(y_b < y) = \frac{D}{c} \quad (76)$$

gdzie:

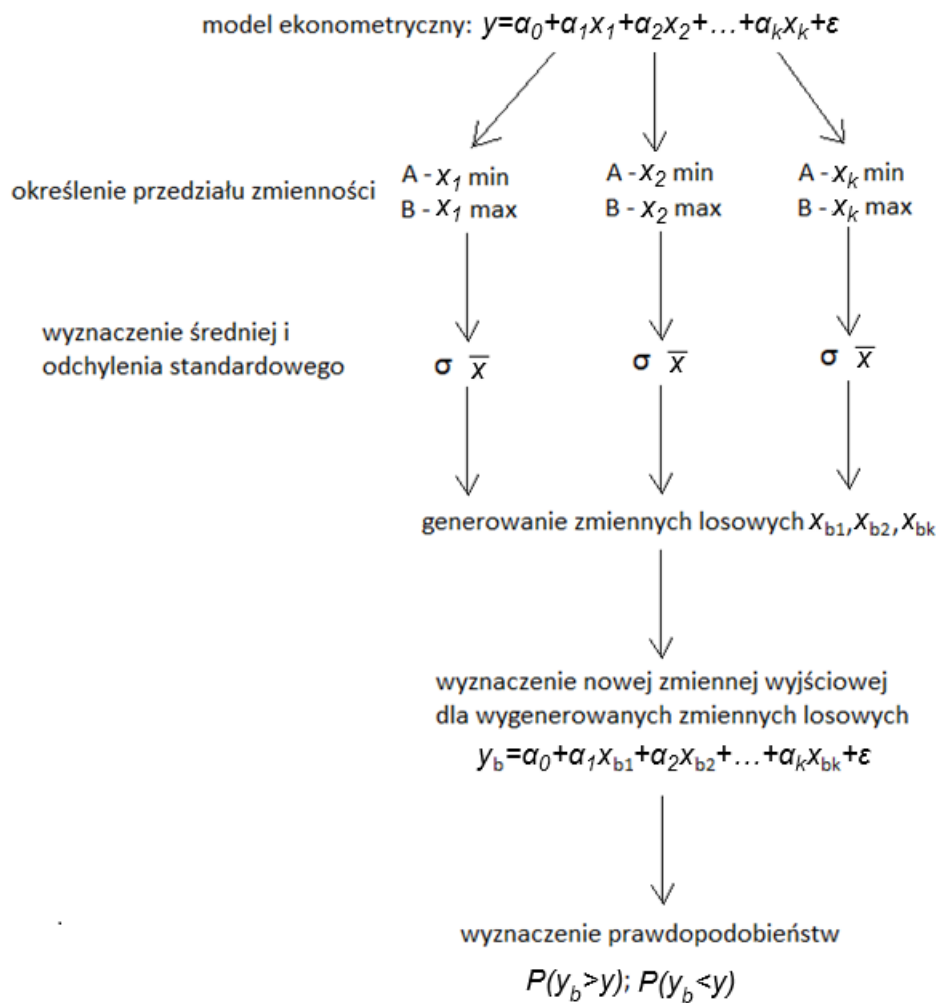
c – liczba wszystkich iteracji,

D - ilość symulacji w których uzyskano lepszy wynik,

y – zmienna objaśniana (jej bazowa wartość, względem której porównywane są wyniki symulacji),

y_b – uzyskana wartość zmiennej objaśnianej w poszczególnych iteracjach.

Proces postępowania w ramach symulacji Monte Carlo można przedstawić na schemacie:



Rysunek 22. Schemat postępowania według symulacji Monte Carlo

5.5.2. Wykorzystanie symulacji Monte Carlo w proponowanej metodzie

Zastosowanie symulacji Monte Carlo wyróżnia proponowaną metodę oceny rozwiązań DSM/DSR na tle pozostałych, istniejących metod – dzięki swoim właściwościom symulacja pozwala na zaprognozowanie różnych efektów wdrożenia DSM/DSR. Analiza wyników

uzyskanych z przeprowadzonej symulacji stanowi także podstawę do podjęcia działań mających na celu zwiększenie efektywności realizacji DSM/DSR.

Zgodnie z procedurami algorytmu opisanego w podrozdziale 5.1.1, metoda jest wykorzystana dwukrotnie. Znalazła swoje zastosowanie na potrzeby określenia rekomendowanych zmian, które mają na celu osiągnięcie jak najlepszych efektów wdrożenia DSM/DSR oraz w celu zaproponowania zmian w ocenianym rozwiązaniu w przypadku niekorzystnych wyników uzyskanych dla prognoz.

Metoda Monte Carlo jest wykorzystywana do prognozowania wielu zdarzeń w różnych dziedzinach. Im więcej wykonanych iteracji tym większa dokładność przeprowadzanej prognozy, w związku z czym w ramach przygotowanej metody proponuje się wykonanie 1000 iteracji [20]. Ilość iteracji dobrano na podstawie poniższej zależności [19]:

$$g = \left(\frac{100 * z_c * S_x}{\bar{y}_b \sqrt{g_e}} \right)^2 \quad (77)$$

gdzie:

g – liczba iteracji,

z_c – współczynnik ufności dla poziomu ufności 95% = 2,

S_x – odchylenie standardowe wartości wyjściowych symulacji,

g_e – maksymalny błąd symulacji (4%),

\bar{y}_b – średnia wartości wyjściowych symulacji.

Przy zachowaniu błędu na poziomie 4%, wykonanie 1000 iteracji zapewnia, że wyniki symulacji są wystarczająco dokładne.

W niniejszym przypadku dane wyjściowe z poszczególnych iteracji pozwalają określić potencjalne rezultaty wdrożenia DSM/DSR na podstawie zmiennych proponowanych w modelach ekonometrycznych. Każda z iteracji stanowi potencjalny wynik dla losowego zestawu danych wejściowych. W ramach proponowanej metody, symulacja Monte Carlo w celu prognozy jest przeprowadzana $h+1$ razy, gdzie h to liczba zmiennych w modelu ekonometrycznym. Każda z h symulacji zakłada sprawdzenie wpływu zmienności tylko jednej zmiennej w modelu na zmienną wyjściową – pozostałe zmienne przyjęte są jako stałe. Natomiast w symulacji $h+1$ bada się jednocześnie zmienność wszystkich zmiennych w modelu ekonometrycznym. Kolejnym etapem jest wyznaczenie prawdopodobieństw na podstawie danych wyjściowych uzyskanych z iteracji w poszczególnych symulacjach. Analizie poddawane są prawdopodobieństwa osiągnięcia lepszych wyników niż wartości zadane. Większa szansa na uzyskanie lepszych wyników realizacji DSM/DSR sugeruje zwracać większą uwagę na tą zmienną, dla której uzyskano takie prawdopodobieństwa. Przykładowo, jeśli prawdopodobieństwo uzyskania większej ilości mocy zaoszczędzonej w szczycie uzyskano przy założeniu zmienności jedynie ilości uczestników biorących udział w realizacji rozwiązania DSM, w przyszłości należy skupić się na zachęceniu większej ilości uczestników do zaangażowania się w realizowaną strategię.

Analiza Monte Carlo jest ponownie wykorzystywana w ramach proponowanej metody także w przypadku, gdy wskaźniki służące do liczbowego określenia efektów wdrożenia metody DSM/DSR obliczone dla danych prognozowanych nie mieszczą się w przyjętych granicach. Wyniki symulacji Monte Carlo są ponownie analizowane poprzez uzyskane prawdopodobieństwa uzyskania większej ilości oszczędzonej energii. W ramach poprawy wyników wskaźników sugeruje się uwzględnić kolejną zmienną, dla której uzyskano wysoką wartość prawdopodobieństwa.

Przeprowadzenie symulacji Monte Carlo oraz wyznaczenie prawdopodobieństw pozwala określić, która zmienna w rozpatrywanym przypadku ma największy wpływ na ostateczny wynik, także w przyszłości. Analiza wyników symulacji Monte Carlo zarówno pod kątem prognoz jak i propozycji zmian ułatwia planowanie wdrożenia strategii DSM/DSR oraz planowanie rozwoju istniejących już rozwiązań.

6. Weryfikacja metody – przykład obliczeniowy

W niniejszym rozdziale przedstawiono sprawdzenie proponowanej przez mnie metody oceny programów DSM/DSR. Zaprezentowano przykład wykorzystania metody do analizy wdrożenia rozwiązania DSM jakim jest ogólne zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną – strategiczne oszczędzanie. Wykonano kroki proponowane w poszczególnych procedurach algorytmu przedstawionego w rozdziale 5.1.

Procedura obliczeniowa oraz symulacja Monte Carlo zostały zaimplementowane przy wykorzystaniu arkusza kalkulacyjnego Microsoft Office Excel. W tym przypadku arkusz kalkulacyjny programu Microsoft Office Excel jest dobrym narzędziem pozwalającym na analizę wprowadzonych danych. Jako program jest szeroko dostępny i stosowany. Umożliwia realizację wielu funkcji matematycznych, także z zakresu analizy regresji i statystyki. W związku z tym może zostać wykorzystany m.in. do przygotowania modelu ekonometrycznego oraz przetwarzania dużej ilości danych, co ułatwia ich analizę. Ponadto posiada wbudowany generator liczb losowych (oparty na algorytmie Mersanne Twister). W związku z tym arkusz ten jest często wykorzystywany do przeprowadzenia symulacji Monte Carlo. Wyniki otrzymane z symulacji można w czytelny sposób przedstawić w formie histogramów i innych rodzajów wykresów. Natomiast dzięki ponownemu wykorzystaniu funkcji statystycznych pozwala przeanalizować wyniki symulacji dla różnych scenariuszy i je ze sobą porównać.

Obliczenia mogą zostać przeprowadzone w wersjach arkusza kalkulacyjnego (oraz podobnych programach) posiadających narzędzia i funkcje statystyczne (np. Statistica), a także generator liczb losowych. Mogą tu zostać wykorzystane także wszelkie programy pozwalające na wykonanie symulacji Monte Carlo (np. MatLab). Ze względu na to, że to właśnie arkusz kalkulacyjny Microsoft Office Excel oferuje wszystkie opcje niezbędne do przeprowadzenia analizy zgodnie z proponowanym algorytmem postępowania, zdecydowano się na wybór tego narzędzia do wykonania przykładów obliczeniowych zawartych w niniejszej rozprawie.

6.1. Procedura początkowa – weryfikacja metody

Procedura początkowa algorytmu obejmuje takie działania jak m.in. przeprowadzenie ankietyzacji potencjalnych uczestników programu DSM. Wyniki ankietyzacji przedstawiono w podrozdziale 6.1.1. Na podstawie wyników ankietyzacji dokonano wyboru rozwiązania, które ma największy potencjał wdrożeniowy na badanej grupie odbiorców energii elektrycznej. Wybór rozwiązania przedstawiono w podrozdziale 6.1.2. Kolejnym etapem jest wykonanie obliczeń, bazujących na danych, które uzyskano w procesie ankietyzacji. Obliczane są: potencjalna ilość oszczędzonej energii oraz wartości wskaźników charakteryzujących dane rozwiązanie. Obliczenia te przedstawiono w podrozdziałach 6.1.3 i 6.1.4. Kolejnym etapem jest przyjęcie wartości granicznych wskaźników i porównanie ich z wartościami uzyskanymi wcześniej (rozdział 6.1.5). Etapem kończącym procedurą początkową jest odpowiedź na pytanie, czy obliczone wartości wskaźników mieszczą się w założonych wartościach.

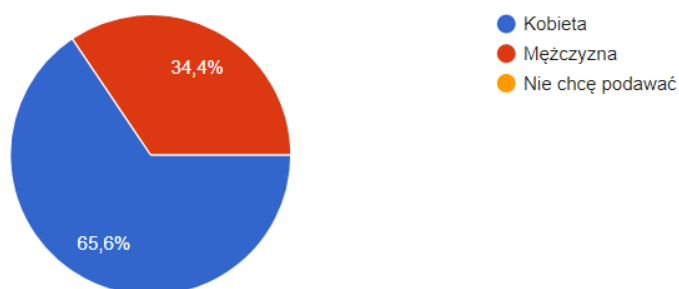


6.1.1. Ankietyzacja

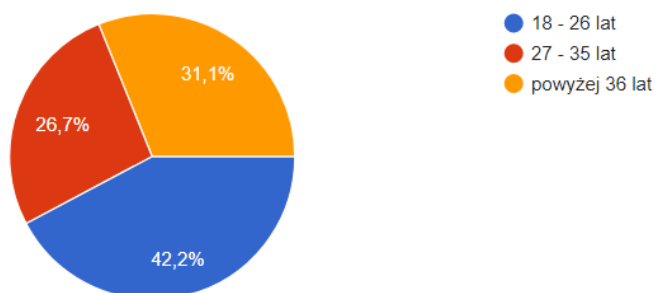
Ze względu na brak dostępu do danych z rzeczywiście funkcjonującego rozwiązania DSM, sprawdzenia dokonano na podstawie przykładu modelowego bazującego na wynikach ankietyzacji odbiorców energii elektrycznej – potencjalnych uczestników proponowanego rozwiązania DSM. Ankieta skierowana do odbiorców prywatnych stanowi załącznik 1 do niniejszej pracy. Natomiast ankieta skierowana do odbiorców przemysłowych – załącznik 2.

Przykład przedstawiony w niniejszym rozdziale oparty jest na rzeczywistych danych, zebranych w wyniku ankietyzacji reprezentatywnej grupy odbiorców energii elektrycznej z całej Polski. Proces ankietyzacji przeprowadzono w okresie 01.04.2022 – 31.06.2022 roku poprzez wykorzystanie elektronicznego formularza ankiety stworzonego przy wykorzystaniu narzędzia „Google Forms”. W związku z tym zakłada się, że badane rozwiązanie DSM byłoby realizowane jednocześnie przez grupy odbiorców pochodzących z różnych obszarów kraju.

W badaniu ankietowym udział wzięło łącznie 180 osób. Tak jak przedstawiono na wykresie większość odpowiedzi otrzymano od kobiet (wykres 23). Większą liczbę odpowiedzi otrzymano także od osób powyżej 27 roku życia, co przedstawiono na wykresie 24.



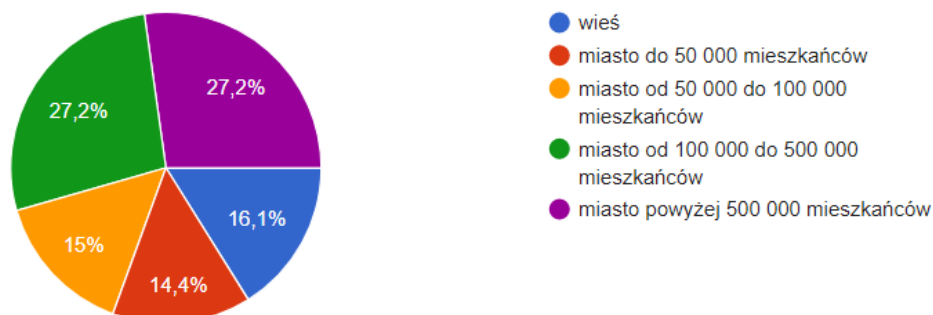
Rysunek 23. Płeć respondentów



Rysunek 24. Wiek respondentów

Respondenci charakteryzowali się uzyskanym wykształceniem wyższym (63,3%) i średnim (33,3%). Udało się uzyskać odpowiedzi od osób mieszkających zarówno w większych miastach jak i mniejszych ośrodkach miejskich i wsiach, co przedstawia wykres 25. Osoby biorące

udział w badaniu w większości zamieszkują mieszkania (70%), pozostałe 30% jest mieszkańcami domów jednorodzinnych.



Rysunek 25. Respondenci według miejsca zamieszkania

6.1.2. Ankietyzacja a preferowane sposoby oszczędzania energii elektrycznej

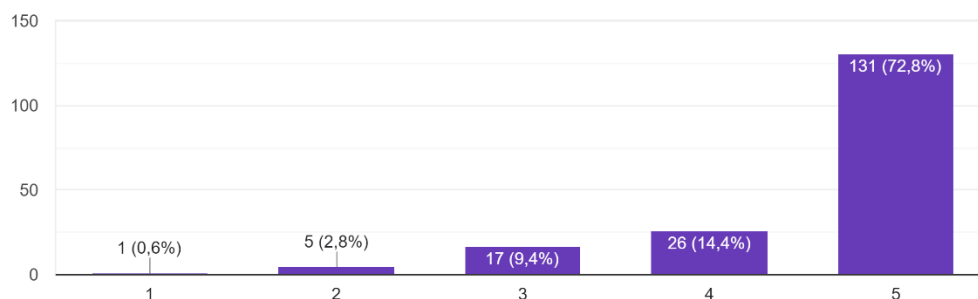
W ankiecie zaprezentowano 7 różnych sposobów oszczędzania energii elektrycznej w ramach rozwiązań DSM/DSR:

- Przyjęcie odpowiedniej taryfy (zróznicowanie cen za energię elektryczną w ciągu doby, np. tańsza energia elektryczna w nocy, droższa w ciągu dnia);
- Zainstalowanie systemów, pozwalających na odłączenie urządzeń, gdy zużycie energii elektrycznej jest zbyt duże;
- Wykorzystanie własnych, przydomowych źródeł energii np. fotowoltaiki do produkcji energii elektrycznej na własne potrzeby;
- Zainstalowanie systemów sterowania budynkiem (załączanie klimatyzacji, przełożenie pracy np. pralki, zmywarki na inny okres czasu);
- Wymiana sprzętów na energooszczędne (np. lodówki, zmywarki, pralki);
- Wymiana oświetlenia na energooszczędne;
- Działania dobrowolne (świadomość tego, jakie działania wpłyną na oszczędność np. wyłączanie światła, wyłączanie komputerów, umiejętne korzystanie z kuchni elektrycznej itd.).

Następnie respondenci ocenili każde z powyższych rozwiązań w skali 1 - 5, gdzie 1 oznaczało bardzo złe rozwiązanie, a 5 – bardzo dobre rozwiązanie. Największą popularnością wśród respondentów cieszyło się rozwiązanie „Wymiana sprzętów na energooszczędne (np. lodówki, zmywarki, pralki)”, jako bardzo dobre rozwiązanie oceniło je ok. 73% osób odpowiadających na pytanie, drugie rozwiązanie najczęściej oceniane jako bardzo dobre (ok. 66% respondentów) to „Wymiana oświetlenia na energooszczędne”. Natomiast trzecim najlepiej ocenianym rozwiązaniem były „Działania dobrowolne (świadomość tego, jakie działania wpłyną na oszczędność np. wyłączanie światła, wyłączanie komputerów, umiejętne korzystanie z kuchni elektrycznej itd.)”, które zostały ocenione bardzo pozytywnie przez 60% respondentów udzielających odpowiedzi na te pytanie. Na poniższym wykresie przedstawiono kształtowanie się ocen najbardziej popularnych rozwiązań (rysunek 26):

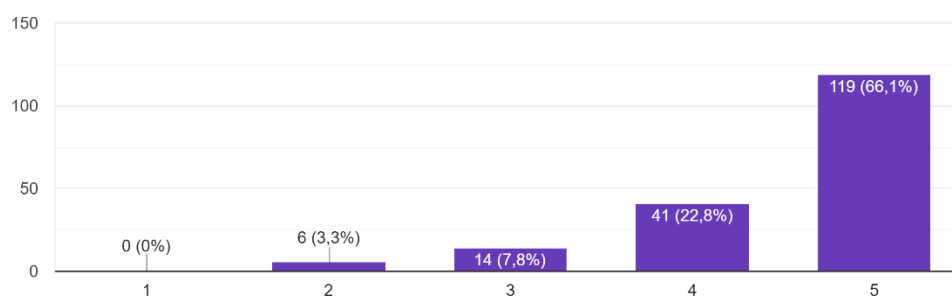
Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii: Wymiana sprzętów na energooszczędne (np. lodówki, zmywarki, pralki)

180 odpowiedzi



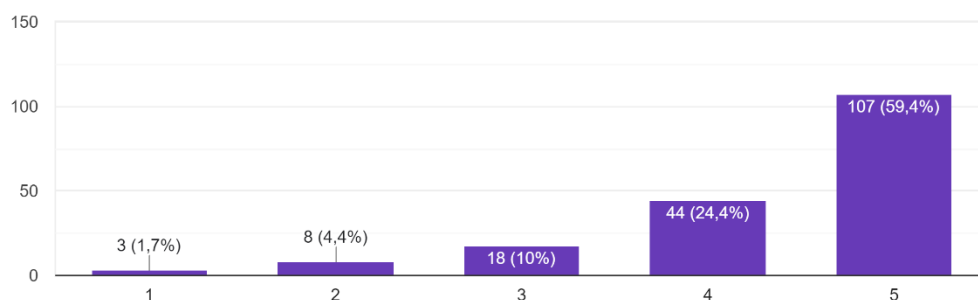
Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii: Wymiana oświetlenia na energooszczędne

180 odpowiedzi



Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii: Działania dobrowolne (świadomość tego, jakie działania wpłyną na oszczędność np. wyłączenie św...umiejętne korzystanie z kuchni elektrycznej itd.)

180 odpowiedzi



Rysunek 26. Kształtowanie się ocen najlepiej ocenianych rozwiązań oszczędzania energii elektrycznej

Powyższe wyniki ankietyzacji wskazują, które rozwiązanie DSM ma największy potencjał wdrożeniowy i największą szansę na odniesienie sukcesu. Funkcjonowanie poszczególnych wariantów DSM jest ściśle związane z odbiorcami energii elektrycznej – m.in ich satysfakcją z wdrożonego programu. Wdrożenie rozwiązania, które jest najbardziej pożądane przez odbiorców ma wpływ na zwiększenie szansy na powodzenie programu. Wpływa też na chęć uczestnictwa w danym wariacie, co sprzyja pozyskaniu większej ilości uczestników DSM

w przyszłości. W związku z tym na podstawie powyższych wyników można wywnioskować, że sposób realizacji DSM poprzez wymianę sprzętów na energooszczędne ma największą szansę powodzenia, gdyż jest ono ocenione pozytywnie przez 73% respondentów.

W ankiecie zadano także pytanie o oczekiwany sposób wynagradzania za udział w programach DSM/DSR. Każdy z respondentów mógł wybrać maksymalnie dwie możliwości. Spośród proponowanych opcji najpopularniejszą była „obniżenie rachunków za energię elektryczną” (ok. 82% głosów) oraz „Zbieranie punktów za zaoszczędzoną energię elektryczną, które można wymienić na gratyfikacje (kupony/sprzęty/itd.)” (ok. 41% głosów). Wyniki z ankiet jasno wskazały, który ze sposobów realizacji DSM/DSR ma największy potencjał wdrożeniowy. Uwzględnienie opinii odbiorców końcowych energii elektrycznej ma znaczący wpływ na powodzenie rozwiązania DSM/DSR, gdyż ilość oszczędzonej energii zależy od stopnia zaangażowania i satysfakcji odbiorców z wdrożonego rozwiązania.

W tym przypadku wyniki wskazują najbardziej pożądane przez respondentów wynagrodzenie za uczestnictwo w programie DSM. Podobnie jak wcześniej, związane jest to ze zwiększeniem szansy na powodzenie badanego rozwiązania. Wynika stąd, że na drodze planowania i realizacji DSM, przyszłym uczestnikom należy zaproponować obniżenie rachunków za energię elektryczną (wynagrodzenie pożądane przez 82% respondentów).

Na potrzeby niniejszej weryfikacji proponowanej metody oceny DSM/DSR, zbadano reprezentatywność przedstawionej powyżej grupy badawczej dla całej populacji odbiorców w Polsce. Scharakteryzowana grupa badawcza posłużyła do zbadania populacji badawczej, jaką stanowią wszyscy odbiorcy energii elektrycznej w Polsce. Grupa badawcza została wybrana losowo. W celu stwierdzenia czy grupa badawcza jest reprezentatywna, obliczono jej minimalną liczebność. Minimalną liczebność próby (grupy) badawczej wyznaczono na podstawie poniższego wzoru [7]:

$$N_{min} = \frac{N_p(z^2 * f(1-f))}{N_p * e^2 + z^2 * f(1-f)} \quad (78)$$

gdzie:

z – poziom ufności dla wyników. Dla poziomu 95% wynosi on 1,96,

f – wielkość frakcji. Stanowi 90% wielkości populacji,

N_p – wielkość populacji – w tym przypadku przyjęto ilość odbiorców energii elektrycznej w Polsce (15,5 miliona gospodarstw domowych),

e – dopuszczalny błąd maksymalny – przyjęto 4,4%,

N_{min} – minimalna ilość respondentów (próby badawczej).

Na podstawie powyższej formuły stwierdzono, że ilość udzielonych odpowiedzi (180 respondentów) pozwala stwierdzić, że w przeprowadzonym badaniu uzyskano wyniki na poziomie ufności 95% oraz o dopuszczalnym błędzie ok. 4,4%. Niski dopuszczalny błąd i wysoki poziom ufności świadczy o tym, że grupa badawcza jest reprezentatywna dla populacji odbiorców energii elektrycznej w Polsce.

6.1.3. Oczekiwana oszczędność energii elektrycznej na podstawie odpowiedzi respondentów

Z pomocą przedstawionego wcześniej modelu ekonometrycznego dotyczącego odbiorców prywatnych dobrowolnie obniżających swoje zużycie energii elektrycznej (model opisany w podrozdziale 5.3.3) można wyznaczyć ile energii elektrycznej jest możliwe do zaoszczędzenia przy wdrożeniu najbardziej pożądanego rozwiązania przez respondentów – wymiany urządzeń na energooszczędne. Model opisany jest równaniem 69. Model ten ma zastosowanie w analizowanym przypadku z kilku powodów – odnosi się on do odbiorców prywatnych. Natomiast odbiorcy dobrowolnie zamierzają zmniejszyć swoje zużycie energii elektrycznej poprzez wdrożenie długofalowych rozwiązań. Model ten powstał na podstawie bazy danych zgromadzonej przez miasto Austin w USA. Dane uwzględnione przy tworzeniu modelu dotyczyły oszczędności energii elektrycznej przez odbiorców prywatnych w wyniku wdrożenia strategicznego oszczędzania. Dzięki podobieństwu w strukturze obu grup odbiorców – polskich i amerykańskich (wykazanej w podrozdziale 5.4) model ten może zostać odniesiony do realizacji strategicznego oszczędzania w Polsce. Ponadto, w wyniku toku obliczeniowego określone będą także koszty energii zaoszczędzonej. W związku z tym model ten dobrze odnosi się do rozpatrywanego przypadku.

Na podstawie danych zebranych przez Główny Urząd Statystyczny [124], średnie roczne zużycie energii elektrycznej przez odbiorców mieszkających w mieszkaniach wynosi ok. 2500 kWh, a w domach 4200 kWh. W związku z tym, po uwzględnieniu odpowiedzi zawartych w ankietach, wyznaczono średnie roczne zużycie energii elektrycznej przez grupę 180 odbiorców – wyniosło ono 541 MWh energii elektrycznej rocznie. Osoby ankietowane wykazały największe zainteresowanie rozwiązaniem uwzględniającym wymianę sprzętów na energooszczędne. Urządzeniami zużywającymi najwięcej energii elektrycznej w gospodarstwach domowych są pralki i lodówki. Dlatego też przyjęto, że właśnie te sprzęty zostaną wymienione na energooszczędne odpowiedniki. Koszt zestawu zawierającego lodówkę i pralkę oszacowano na poziomie 4300 zł. Przyjęto także, że obsługa programu DSM (rozliczenia, usługi wymiany sprzętów) wyniosą ok. 46 tysięcy zł. Uzyskane w ten sposób informacje stanowią podstawę do wyznaczenia zmiennych opisujących wielkość oszczędzonej energii w ramach modelu przedstawionego w podrozdziale 5.3.3. W wyniku zastosowania modelu, określono wielkość zaoszczędzonej energii elektrycznej na poziomie 12 MWh rocznie. Najpopularniejszą taryfą, według której rozliczani są odbiorcy energii elektrycznej jest taryfa G11. Taryfa ta określa cenę energii elektrycznej na poziomie ok. 0,5 zł/kWh. W związku z tym wartość zaoszczędzonej energii elektrycznej wynosi ok. 6 tysięcy zł rocznie.

6.1.4. Przyjęcie wskaźników charakteryzujących rozwiązanie DSM i określenie ich wag

Zgodnie z zaproponowaną metodą, kolejnym etapem procedury początkowej jest nadanie wag wskaźnikom, które zostaną wykorzystane do opisu efektów wdrożenia metody DSM/DSR. Sposób przyznawania wag wskaźnikom opisano w podrozdziale 5.1.3. Ocena

zaproponowanego rozwiązania zostanie przeprowadzona na podstawie sześciu wskaźników zawartych w tabeli 5. Wybrano wskaźniki takie jak:

- Koszt energii zaoszczędzonej w odniesieniu do jednostki energii (wartość energii zaoszczędzonej);
- Wielkość energii zaoszczędzonej przypadająca na grupę odbiorców biorących udział w realizacji DSM/DSR;
- Ilość wdrożonych programów DSM/DSR przypadająca na liczbę uczestników;
- Jednostkowa uniknięta emisja zanieczyszczeń odniesiona do zaoszczędzonej energii;
- Jednostkowa uniknięta emisja zanieczyszczeń odniesiona do ilości uczestników realizujących DSM/DSR.

Wybór takiego zestawu wskaźników pozwala sprawdzić jedne z najważniejszych aspektów wdrożenia i realizacji analizowanego rozwiązania DSM. Pierwszy wymieniony wskaźnik wyznacza koszt jednostki energii zaoszczędzonej. Pozwala sprawdzić czy koszt związany z wdrożeniem i realizacją programu w stosunku do potencjału zaoszczędzonej energii nie jest zbyt wysoki – pozwoli to uniknąć implementacji programu, który jest kosztowny i jednocześnie nie będzie wystarczająco efektywny pod względem uzyskanej oszczędności energii elektrycznej (na co wskazywałby wysoki koszt jednostki zaoszczędzonej energii).

Kolejny wybrany wskaźnik pozwala wyznaczyć rozkład zaoszczędzonej energii elektrycznej na poszczególnych uczestników. Określa, ile energii elektrycznej średnio zaoszczędzi jeden odbiorca. Pozwala to stwierdzić wydajność programu względem ilości uczestników.

Następny wskaźnik odnosi się do ilości wdrożonych rozwiązań DSM w przeliczeniu na liczbę odbiorców. Pozwala wykazać, czy istnieje wiele funkcjonujących sposobów realizacji DSM w odniesieniu do odbiorców. Zbyt duża ilość funkcjonujących sposobów realizacji może mieć skutek w postaci sytuacji, gdzie jeden odbiorca bierze udział w wielu sposobach realizacji DSM i w związku z tym pobiera wiele wynagrodzeń. Wpłynęłoby to na zwiększenie się kosztów związanych z wynagrodzeniami przy jednoczesnym ryzyku niezyskania proporcjonalnie większej oszczędności energii.

Ostatnie wybrane wskaźniki wiążą się z ograniczeniem emisji szkodliwych substancji do środowiska. Jest to wskaźnik istotny ze względu na współcześnie prowadzoną politykę związaną z ekologią. Wdrożenie DSM ma swoje przełożenie na zmniejszenie zużycia energii elektrycznej co jest powiązane ze zmniejszeniem emisji m.in. CO₂.

Wagi wskaźników zostały wyznaczone na podstawie wzoru przedstawionego w podrozdziale 5.1.3.



Tabela 23. Wskaźniki wykorzystane do oceny efektów wdrożenia DSM poprzez wymianę sprzętów na energooszczędne oraz ich wagi

Wskaźnik		waga
1	Koszt energii zaoszczędzonej (K_p) w odniesieniu do jednostki energii (E_r) (wartość energii zaoszczędzonej) $W_1 = \frac{K_p}{E_r} \left[\frac{\text{zł}}{\text{kWh}} \right]$	0,47
3	Wielkość energii zaoszczędzonej (E_r) przypadająca na grupę odbiorców biorących udział w realizacji DSM/DSR (w odniesieniu do odbiorców prywatnych (L_r)) $W_{3r} = \frac{E_r}{L_r} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{uczestnik}} \right]$	0,74
6	Ilość wdrożonych programów DSM/DSR (D_r) przypadająca na liczbę uczestników prywatnych (L_r) $W_{6r} = \frac{D_r}{L_r} \left[\frac{\text{program}}{\text{uczestnik}} \right]$	0,11
9	Jednostkowa uniknięta emisja zanieczyszczeń (X_a) odniesiona do zaoszczędzonej energii (E_r) $W_9 = \frac{X_a}{E_r} \left[\frac{\text{ton}}{\text{kWh}} \right]$	0,37
10	Jednostkowa uniknięta emisja zanieczyszczeń (X_a) odniesiona do ilości uczestników realizujących DSM/DSR (L) $W_{10r} = \frac{X_a}{L_r} \left[\frac{\text{ton}}{\text{uczestnik}} \right]$	0,37

Największe wagi przyjęto dla wskaźnika 1 i 3, w związku z czym muszą one bezwzględnie mieścić się w zakresie wartości granicznych, aby dane rozwiązanie było ocenione pozytywnie i rozważono jego wdrożenie.

6.1.5. Przyjęcie wartości granicznych wskaźników opisujących badane rozwiązanie DSM i porównanie ich z uzyskanymi wartościami

Kolejnym etapem jest określenie wartości granicznych wskaźników oraz obliczenie ich wartości. W tabeli poniżej zestawiono wszystkie otrzymane i założone wartości. W tym przypadku wartości graniczne założono na podstawie ogólnych wymagań stawianych rozwiązaniom DSM/DSR przez operatora. Wartości graniczne mogą też zostać określone na podstawie wyników otrzymanych dla innych, podobnych i już funkcjonujących rozwiązań DSM/DSR czy też na podstawie obowiązującego prawa (np. dotyczącego emisji).

Wartością graniczną wskaźnika W_1 określającego koszt zaoszczędzonej energii jest rzeczywista cena za MWh energii elektrycznej. Pozytywnym aspektem jest wdrożenie programu, który pozwoli stosunkowo tanio uzyskać oszczędność. Granicą kolejnego wskaźnika, określającego ilość energii oszczędzonej przypadającej na uczestnika jest założenie, ile powinna



wynieść minimalna oszczędność energii elektrycznej, aby program był efektywny. Następny wskaźnik odnoszący się do ilości programów jest ograniczony chęcią wdrożenia danej ilości programów przez inwestorów. Na podstawie ankietyzacji można stwierdzić, że respondenci pozytywnie ocenili trzy sposoby realizacji DSM. Opłacalne jest funkcjonowanie jednego sposobu realizacji, stąd jeden program przypadający na grupę odbiorców. Kolejne wskaźniki odnoszące się do emisji ograniczone są ogólnymi wskaźnikami, mówiącymi, ile ton CO₂ przypada na produkcję jednostki energii elektrycznej.

Tabela 24. Obliczone wartości wskaźników oraz ich wartości graniczne

Wskaźnik	Obliczona wartość wskaźnika	Wartości graniczne	Czy wartość wskaźnika mieści się w przyjętej granicy?
1	417 zł/MWh	Górna granica: 550 zł/MWh	Mieści się w granicy
3	0,068 MWh/uczestnika	Dolna granica: 0,01 MWh/uczestnika	Mieści się w granicy
6	0,006 program/uczestnik	Górna granica: 0,11 program/uczestnik	Mieści się w granicy
9	0,021 ton/MWh	Granica dolna: 16,11 ton/MWh	Mieści się w granicy
10	0,0001 ton/uczestnika	Granica dolna: 0,0008 ton/uczestnika	Mieści się w granicy

Wskaźniki z największymi wagami mieszczą się w założonych granicach, w związku z tym rozwiązanie można badać dalej.

6.2. Procedura prognozy – weryfikacja metody

Zgodnie z zaproponowanym algorytmem, kolejnym krokiem jest tzw. procedura prognozy. Jej celem jest sprawdzenie czy rozwiązanie ma szansę na utrzymanie pozytywnych wyników w przyszłości oraz sprawdzenie jakie są jego potencjalne kierunki rozwoju. Pierwszym etapem procedury prognozy jest określenie wartości granicznych zmiennych, w zastosowanym modelu ekonometrycznym (podrozdział 6.2.1). Następnie na podstawie wykorzystanego modelu ekonometrycznego wykonano wszystkie kroki niezbędne do przeprowadzenia symulacji Monte Carlo (opisanej w podrozdziale 6.2.2). W podrozdziale 6.2.3 dokonano wyboru zmiennej, która ma największy wpływ na rozwój proponowanego rozwiązania. Kolejnym etapem jest ponowne wyznaczenie wartości wskaźników charakteryzujących analizowane rozwiązanie DSM i ponowne porównanie ich z wartościami granicznymi, co zostało zaprezentowane w podrozdziale 6.2.4. Podążanie procedurą prognozy kończy odpowiedź na pytanie, czy obliczone wartości wskaźników mieszczą się w wartościach granicznych.



6.2.1. Określenie maksymalnych i minimalnych wartości zmiennych w modelu ekonometrycznym

Model ekonometryczny na podstawie którego wykonana będzie symulacji Monte Carlo odnosi się do takich wartości jak liczba uczestników biorących udział w realizacji DSM oraz do kosztu programu DSM i uzyskanej oszczędności energii uzyskanej w wyniku jego wdrożenia. Model określony jest wzorem (69).

Liczba uczestników biorących udział w proponowanym rozwiązaniu jest ograniczona potencjalną ilością odbiorców energii elektrycznej zainteresowanych uczestnictwem w realizacji DSM. W początkowej fazie rozwoju może być ona dość niska. W związku z tym założono przyrost do 200 uczestników. Zakładając wzrost liczby uczestników do 200, łączny koszt programu DSM powinien pozostać możliwie niski, w tym przypadku proporcjonalnie został on ograniczony do ok. 570 tys. zł.

6.2.2. Analiza Monte Carlo

Zgodnie z algorytmem wykonano analizę Monte Carlo, na podstawie której obliczono prawdopodobieństwa uzyskania większej oszczędności energii elektrycznej w zależności od wpływania na poszczególne zmienne modelu ekonometrycznego.

Pierwszym krokiem wykonania symulacji było określenie odchyłeń standardowych zmiennych modelu, na podstawie ich wartości granicznych:

$$\sigma = \sqrt{\frac{(B-A)^2}{2}} \quad (79)$$

gdzie:

A – dolna granica przedziału,

B – górna granica przedziału.

Na podstawie rozkładu normalnego i znanego odchylenia zmiennych, każdej zmiennej w modelu przypisana jest losowa wartość z zakresu określonego odchyleniem standardowym. W pierwszej analizie przyjęto zmienność losową obu zmiennych modelu (zarówno zmianę ilości uczestników jak i kosztów energii zaoszczędzonej). W drugim i trzecim wariantach analizy przyjęto zmienność tylko jednej z dwóch zmiennych. Wariant drugi zakładał zmienność jedynie liczby uczestników, a trzeci jedynie zmienność wielkości kosztów DSM.

Zgodnie ze sposobem postępowania w ramach symulacji Monte Carlo przedstawionym w podrozdziale 5.5, dla każdego z wariantów analizy wykonano 1000 iteracji. Pozwala to uzyskać błąd symulacji na poziomie 4%. Następnie dla każdego z wariantów wyznaczono prawdopodobieństwo uzyskania lepszego wyniku niż oszczędność 13 MWh/rocznie:

$$P(y_b > y) = \frac{D}{c} \quad (80)$$

gdzie:

c – liczba wszystkich iteracji,

D - ilość symulacji w których uzyskano lepszy wynik (oszczędność większą niż 13 MWh/rocznie),

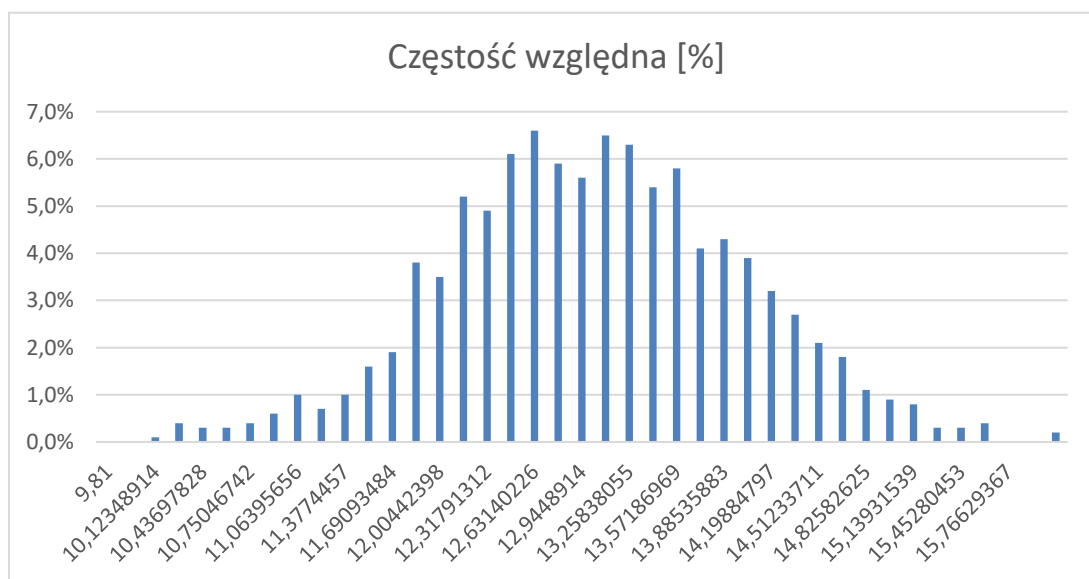
$P(y_b > y)$ – prawdopodobieństwo uzyskania lepszego wyniku.

Wyniki prezentują się następująco:

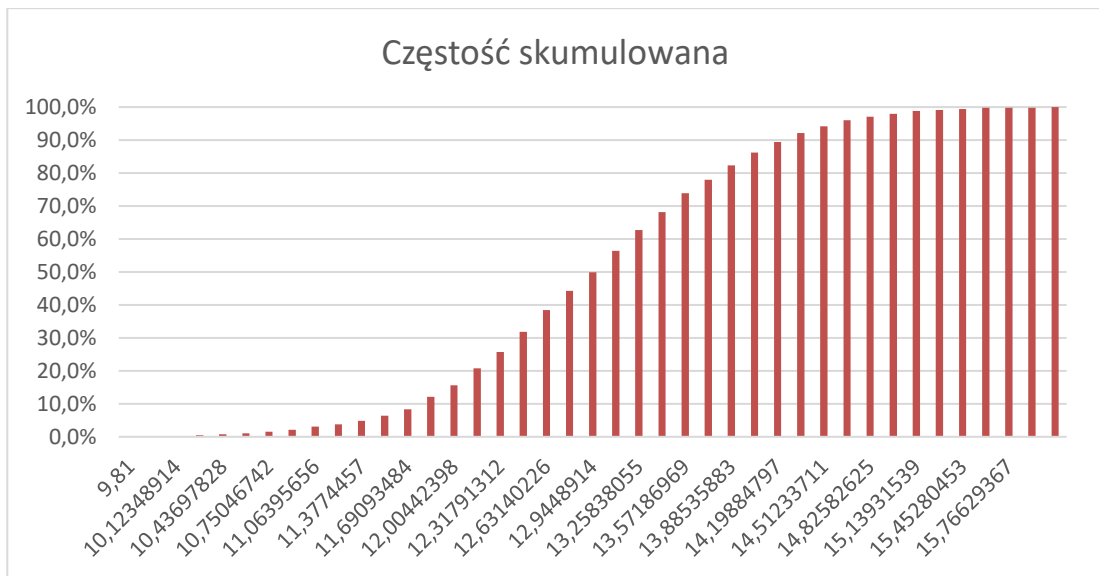
Tabela 25. Szanse uzyskania lepszych efektów wdrożenia DSM w zależności od wpływania na poszczególne zmienne

Prawdopodobieństwo uzyskania wyniku	Zmienność obu zmiennych	Zmienność jedynie liczby uczestników	Zmienność jedynie kosztów
Większego niż 13 MWh/rocznie	67%	75%	71%
Mniejszego niż 13 MWh/rocznie	33%	24%	29%
Statystyki uzyskanych wyników symulacji Monte Carlo			
Średnia [MWh/rocznie]	12,98	13,00	12,97
Mediana [MWh/rocznie]	12,99	12,98	12,94
Maksymalna oszczędność [MWh/rocznie]	15,64	16,08	15,93
Minimalna oszczędność [MWh/rocznie]	9,94	9,81	10,07

Poniższe wykresy przedstawiają częstość względną i częstość skumulowaną dla najbardziej korzystnego wariantu, zakładającego zmienność jedynie liczby uczestników.



Rysunek 27. Częstość względną dla symulacji Monte Carlo zakładającej zmienność jedynie liczby uczestników



Rysunek 28. Częstotliwość skumulowana dla symulacji Monte Carlo zakładającej zmienność jedynie liczby uczestników

Częstotliwość względna to stosunek odnoszący liczbę zdarzeń, która sprzyja wystąpieniu danego zdarzenia do liczby wszystkich zdarzeń ogółem. Można ją przedstawić wzorem:

$$f_n(y_b > y) = \frac{I_n(y_b > y)}{c} \quad (81)$$

gdzie:

$f_n(y_b > y)$ – częstotliwość względna zdarzenia losowego $y_b > y$,

c – liczba wszystkich iteracji (zdarzeń),

$I_n(y_b > y)$ – liczba zdarzeń sprzyjających wystąpieniu zdarzenia $y_b > y$.

Wykres częstotliwości względnej wskazuje procentową szansę wystąpienia danego wyniku oszczędności energii elektrycznej. Z wykresu można odczytać, że istnieje największa szansa na otrzymanie wyniku 13,1 MW/rocznie (6,6%). Natomiast częstotliwość skumulowana dla tej wartości wynosi ok. 56%, co świadczy o tym, że istnieje 44% szansa na uzyskanie wyniku lepszego niż 13,1 MWh/h.

6.2.3. Wybór zmiennej z największym wpływem na rezultaty wdrożonego rozwiązania DSM

Wykazano, że najlepsze rezultaty można uzyskać w przypadku zwiększania ilości uczestników zaangażowanych w realizację rozwiązania DSM/DSR. Przy zwiększeniu ilości uczestników ze 180 do 200, szansa, że wielkość zaoszczędzonej energii wyniesie ponad 13 MWh/rocznie wynosi 75%. Dlatego też, jeśli zarządzanie popytem w ramach DSM poprzez inwestycje w wymianę sprzętów na energooszczędne ma się rozwijać i prowadzić do większych oszczędności w przyszłości, należy skupić się na zaangażowaniu jak największej liczby odbiorców. Wykonane obliczenia wykazały, że przy udziale 200 odbiorców energii elektrycznej w realizacji rozwiązania DSM można zaoszczędzić ok. 13,6 MWh/rocznie energii elektrycznej. Wartość zaoszczędzonej energii wyniosłaby 6,8 tys. zł/rocznie. Metoda Monte Carlo została

wykorzystana w prognozowaniu oczekiwanych, planowanych efektów wdrożenia DSM/DSR. Dowodzi to słuszności tezy numer 2.

6.2.4. Wyznaczenie wartości wskaźników dla danych zaprognozowanych i porównanie ich z wartościami granicznymi.

Poniżej zestawiono wartości wskaźników, które wyznaczono dla danych prognozowanych przy założeniu zwiększenia ilości uczestników do 200, oraz określono, czy mieszczą się one w wartościach granicznych (tabela 26).

Tabela 26. Zestawienie wartości wskaźników dla danych prognozowanych

Wskaźnik	Obliczona wartość wskaźnika	Wartości graniczne	Czy wartość wskaźnika mieści się w przyjętej granicy?
1	416 zł/MWh	Górna granica: 550 zł/MWh	Mieści się w granicy
3	0,069 MWh/uczestnika	Dolna granica: 0,01 MWh/uczestnika	Mieści się w granicy
6	0,005 program/uczestnik	Górna granica: 0,11 program/uczestnik	Mieści się w granicy
9	0,022 ton/MWh	Granica dolna: 16,11 ton/MWh	Mieści się w granicy
10	0,0001 ton/uczestnika	Granica dolna: 0,0008 ton/uczestnika	Mieści się w granicy

W związku z uzyskaniem wartości wskaźników mieszczących się w zadanych granicach, także w przypadku prognozy, rozwiązanie może zostać ocenione pozytywnie – może ono zostać wdrożone i ma szansę odnieść sukces w kolejnych latach.

W poniższej tabeli porównano wartości wskaźników dla danych początkowych oraz danych prognozowanych, wynikających z symulacji Monte Carlo:

Tabela 27. Wartości wskaźników dla danych początkowych i prognozowanych

Wskaźnik	Obliczona wartość wskaźnika dla danych zebranych w wyniku ankietyzacji	Obliczona wartość wskaźnika dla prognozy
1	417 zł/MWh	416 zł/MWh
3	0,068 MWh/uczestnika	0,069 MWh/uczestnika
6	0,006 program/uczestnik	0,005 program/uczestnik

9	0,021 ton/MWh	0,022 ton/MWh
10	0,0001 ton/uczestnika	0,0001 ton/uczestnika

Przy zwiększeniu liczby uczestników ze 180 do 200 można zaobserwować zmniejszenie się ceny za jednostkę energii zaoszczędzonej. Mimo niewielkiej zmiany, istnieje szansa, że różnica ta będzie się pogłębiać wraz z rozwojem badanego rozwiązania i dalszym zwiększaniem się ilości uczestników biorących udział w realizacji DSM. Ponadto, niewątpliwie pozytywnym aspektem wdrożenia zmian rekomendowanych na podstawie symulacji Monte Carlo jest ogólne zwiększenie ilości zaoszczędzonej energii z 12,2 MWh/h do 13,6 MWh/rocznie.

6.3. Procedura sprawdzająca – po wdrożeniu

Ostatnim etapem analizy proponowanego rozwiązania DSM jest procedura sprawdzająca. W wyniku wcześniejszych etapów analizy proponowane rozwiązanie zostało ocenione jako nadające się do wdrożenia. Ponowne wykonanie stosownych obliczeń pozwoli skontrolować czy założony cel wdrożenia rozwiązania DSM wciąż jest osiągalny.

W związku z tym, po danym okresie czasu, należy dokonać kontroli, czy wprowadzone rozwiązanie w dalszym ciągu spełnia założone cele. Proponowanym okresem czasu, po jakim powinno dokonać się sprawdzenia funkcjonującego rozwiązania jest okres jednego roku. Przez ten czas powinny zostać zbierane dane dotyczące m.in. ilości uczestników biorących udział w realizacji rozwiązania DSM, kosztów realizacji czy też wielkości zużytej mocy. Przeprowadzenie obliczeń na nowych danych pozwoli uwzględnić także sezonowe zmienności zużycia energii elektrycznej oraz sprawdzić czy wdrożone rozwiązanie wpłynęło na tę zmienność. W wyniku sprawdzenia można podjąć decyzję o kontynuowaniu realizacji tego rozwiązania, skorzystania z procedury naprawczej algorytmu lub ewentualnym wygaszeniu programu DSM.

Przeprowadzona analiza wykazuje słuszność tezy numer 1. Dzięki podporządkowaniu procesu analizy algorytmowi postępowania, możliwe było przeprowadzenie jasnego, uporządkowanego procesu decyzyjnego, który w tym przypadku zakończył się oceną pozytywną analizowanego wariantu DSM/DSR.



7. Przykład obliczeniowy z wykorzystaniem procedury naprawczej algorytmu

W poniższej sekcji przedstawiono przykład obliczeniowy przedstawiający wykorzystanie zaproponowanej metody oceny efektów wdrożenia rozwiązań DSM/DSR z wykorzystaniem procedury naprawczej proponowanego algorytmu. Niniejszy przykład przedstawia obliczenia wykonane dla odbiorców przemysłowych, zakładając redukcję zapotrzebowania na sygnał operatora.

7.1. Procedura początkowa – przykład z wariantem naprawczym

Zgodnie z proponowanym algorytmem postępowania, pierwszym etapem jest zebranie odpowiednich danych. W rozpatrywanym przypadku, w celu wykonania obliczeń przyjęto następujące założenia:

- Ilość odbiorców energii elektrycznej biorących udział w realizacji DSM – 30;
- Koszt programu związanego wypłatą wynagrodzeń za gotowość i realizację redukcji zapotrzebowania – 404 000 zł;
- Przyrost wielkości wynagrodzeń – 0;
- Wielkość wynagrodzenia za zgromadzenie jednostki mocy redukcyjnej – 300 zł/MW.

Określono także najważniejsze efekty, jakich osiągnięcie jest oczekiwane po wdrożeniu rozwiązania DSM/DSR:

1. Osiągnięcie mieszczącego się w założonych granicach kosztu przypadającego na jednostkę potencjalnej mocy redukcyjnej;
2. Jak największa ilość mocy redukcyjnej przypadająca na odbiorcę.

W związku z powyższymi oczekiwaniami, do oceny danego rozwiązania DSM/DSR wybrano następujące wskaźniki (tabela 28) oraz przypisano im odpowiednie wagi, zgodnie z przyjętym priorytetem oczekiwanych efektów. Ze względu na główne cele realizacji DSM/DSR, największe wagi przypisano wskaźnikom opisującym stosunek kosztu energii zaoszczędzonej i zgromadzonych jednostek mocy redukcyjnej oraz ilość mocy redukcyjnej jaka przypada na danego odbiorcę. Sposób wyznaczania wag współczynników przedstawiono w podrozdziale 5.1.3.



Tabela 28. Wykaz wskaźników użytych do oceny danego rozwiązania

	Wskaźnik	Waga
1	Określenie kosztu energii zaoszczędzonej (K_p) w odniesieniu do jednostki energii (E_r) (określenie wartości zł/kWh energii zaoszczędzonej) $K = \frac{K_p}{E_r} \left[\frac{\text{zł}}{\text{kWh}} \right]$	0,37
3	Określenie, ile energii zaoszczędzonej (E_r) przypada na grupę odbiorców biorących udział w realizacji DSM/DSR (podział na odbiorców prywatnych L_r i przemysłowych L_c) $U = \frac{E_r}{L_r}; U = \frac{E_r}{L_c} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{uczestnik}} \right]$	0,37
6	Ilość wdrożonych programów DSM/DSR (D_r – liczba programów dla uczestników prywatnych, D_c – liczba programów dla uczestników przemysłowych) w zależności od typu odbiorców $D = \frac{D_r}{L_r}; D = \frac{D_c}{L_c} \left[\frac{\text{program}}{\text{uczestnik}} \right]$	0,11
9	Odniesienie wielkości unikniętej emisji zanieczyszczeń (X_a) do wielkości zaoszczędzonej energii (E_r) $X_E = \frac{X_a}{E_r} \left[\frac{\text{ton}}{\text{kWh}} \right]$	0,07
10	Odniesienie wielkości unikniętej emisji zanieczyszczeń (X_a) do ilości uczestników realizujących DSM/DSR (L) $X_L = \frac{X_a}{L} \left[\frac{\text{ton}}{\text{uczestnik}} \right]$	0,07

W związku z zasadami wykorzystania proponowanej metody do oceny danego rozwiązania DSM/DSR, wskaźniki z najwyższymi wagami muszą bezwzględnie mieścić się w określonych granicach. Pierwszym krokiem jest określenie wartości granicznych poszczególnych wskaźników i porównanie ich z wartościami granicznymi. Wyniki zestawiono w tabeli poniżej (tabela 29).

Aby możliwe było wyznaczenie wartości wszystkich wskaźników skorzystano z modelu ekonometrycznego przedstawionego w podrozdziale 5.3.1. Model opisany jest równaniem (67). Model ten może zostać wykorzystany w przedstawionym przykładzie obliczeniowym, gdyż odnosi się on do odbiorców przemysłowych. Dotyczy także sytuacji, gdzie odbiorcy ci muszą obniżyć swoje zapotrzebowanie na moc na sygnał operatora. W związku z tym odbiorcy otrzymują stosowne wynagrodzenia w postaci określonej wartości pieniężnej za zredukowaną jednostkę mocy. Model ten uwzględnia przyrost wielkości tych wynagrodzeń.

Wynika z niego, że na podstawie wstępnych założeń jest możliwe zgromadzenie 1225 MW mocy redukcyjnej.

Tabela 29. Obliczone wartości wskaźników i porównanie ich z wartościami granicznymi

Wskaźnik	Obliczona wartość wskaźnika	Wartości graniczne	Czy wartość wskaźnika mieści się w przyjętej granicy?
1	330 zł/MWh	Górna granica: 335 zł/MWh	Mieści się w granicy
3	40,85 MWh/uczestnika	Dolna granica: 35 MWh/uczestnik	Mieści się w granicy
6	0,03 program/uczestnik	Górna granica: 0,07 program/uczestnik	Mieści się w granicy
9	0,9 ton/MWh	Granica dolna: 0,5 ton/MWh	Mieści się w granicy
10	36,77 ton/uczestnika	Granica dolna: 30 ton/uczestnika	Mieści się w granicy

Z powyższych obliczeń wynika, że wszystkie wartości współczynników mieszczą się w wartościach granicznych, które zostały ustalone na podstawie wymagań operatora. W związku z tym proponowane rozwiązanie DSR opierające się na wejściowych założeniach spełni swoją rolę. Po odpowiedzi na pytanie zawarte w bloku decyzyjnym – czy otrzymano graniczne wartości wskaźników z największymi wagami - można przejść do procedury prognozy.

7.2. Procedura prognozy – przykład z wariantem naprawczym

Zgodnie ze procedurą prognozy, pierwszym krokiem jest określenie granicznych wartości zmiennych występujących w modelu ekonometrycznym. W związku z tym określono, że wartość przyrostu ceny za MW zaoszczędzonej mocy powinien zmieścić się w przedziale 0,03 – 0,11 (oznacza to, że cena może zmienić się od 310 do 335 zł/MW). Maksymalna ilość dużych, przemysłowych odbiorców energii elektrycznej, którzy mogliby wziąć udział w tym rozwiązaniu DSR to 40.

Kolejnym etapem jest przeprowadzenie symulacji Monte Carlo. W ramach symulacji wykorzystano wspomniany wcześniej model ekonometryczny. Zbadano trzy scenariusze:

1. założono zmienność zarówno przyrostu cen jak i ilości uczestników,
2. założono zmienność jedynie przyrostu cen
3. założono zmienność jedynie ilości uczestników.

Następnie wyznaczono prawdopodobieństwo uzyskania największego potencjału mocy redukcyjnej. Wyniki zestawiono w poniższej tabeli:



Tabela 30. Szanse uzyskania lepszych efektów wdrożenia DSR w zależności od wpływania na poszczególne zmienne

Prawdopodobieństwo uzyskania wyniku	Założenie zmienności obu zmiennych	Założenie zmienności jedynie liczby uczestników	Założenie zmienności jedynie cen
Większego niż 1225 MWh/rocznie	84%	70%	96%
Mniejszego niż 1225 MWh/rocznie	16%	30%	4%

Z analizy wynika, że największe szanse na polepszenie efektów wdrożenia DSR ma zwiększenie wynagrodzeń za zgromadzony potencjał redukcyjny. W wyniku podjęcia takich działań, prawdopodobieństwo uzyskania potencjału redukcyjnego większego niż 1225 MW wynosi 96%. W związku z tym proponuje się jedynie zmienić cenę z 300 na 310 zł/MWh. W takim przypadku zgromadzony potencjał mocy redukcyjnej wyniesie ok. 1234 MW. Kolejnym etapem jest wyznaczenie wartości wskaźników dla danych prognozowanych. W poniższej tabeli zestawiono wartości wskaźników oraz sprawdzono, czy mieszczą się w wartościach granicznych.

Tabela 31. Porównanie wartości wskaźników dla danych prognozowanych z wartościami granicznymi.

Wskaźnik	Obliczona wartość wskaźnika	Wartości graniczne	Czy wartość wskaźnika mieści się w przyjętej granicy?
1	340 zł/MWh	Górna granica: 335 zł/MWh	Nie mieści się w granicy
3	40,85 MWh/uczestnika	Dolna granica: 35 MWh/uczestnik	Mieści się w granicy
6	0,03 program/uczestnik	Górna granica: 0,07 program/uczestnik	Mieści się w granicy
9	0,9 ton/MWh	Granica dolna: 0,5 ton/MWh	Mieści się w granicy
10	37,03 ton/uczestnika	Granica dolna: 30 ton/uczestnika	Mieści się w granicy

Jeden ze wskaźników z największą wagą przekroczył założoną granicę. Oznacza to, że analizowane rozwiązanie DSR w przyszłości może nie spełniać swojej głównej roli. W związku z tym należy skorzystać z procedury naprawczej proponowanego algorytmu.

7.3. Procedura naprawcza – przykład z wariantem naprawczym

Zgodnie z postępowaniem zawartym w ścieżce naprawczej, należy ponownie przeanalizować wyniki symulacji Monte Carlo. Należy odnaleźć kolejny wariant, który pozytywnie wpływa na efekt wdrożenia rozwiązania DSR. Zgodnie z tabelą 29 największe prawdopodobieństwo uzyskania lepszego potencjału mocy redukcyjnej osiąga się przy



zwiększeniu zarówno ceny za zredukowaną jednostkę mocy, jak i ilości uczestników. W związku z tym oprócz przyjęcia wynagrodzenia na poziomie 310 zł/MW, przyjęto uczestnictwo w realizacji DSR 40 odbiorców przemysłowych. Wynika stąd, że przy zwiększeniu także ilości uczestników, zgromadzony potencjał mocy powinien wynieść ok. 1644 MW. Kolejnym etapem jest ponowne wyznaczenie wartości wskaźników, tym razem dla danych uzyskanych po zastosowaniu procedury naprawczej. W poniższej tabeli zestawiono nowe wartości wskaźników oraz porównano je z wartościami granicznymi.

Tabela 32. Wyznaczone wartości wskaźników dla danych naprawczych i porównanie ich z wartościami granicznymi

Wskaźnik	Obliczona wartość wskaźnika	Wartości graniczne	Czy wartość wskaźnika mieści się w przyjętej granicy?
1	332 zł/MWh	Górna granica: 335 zł/MWh	Mieści się w granicy
3	41,1 MWh/uczestnika	Dolna granica: 35 MWh/uczestnik	Mieści się w granicy
6	0,03 program/uczestnik	Górna granica: 0,07 program/uczestnik	Mieści się w granicy
9	0,9 ton/MWh	Granica dolna: 0,5 ton/MWh	Mieści się w granicy
10	36,99 ton/uczestnika	Granica dolna: 30 ton/uczestnika	Mieści się w granicy

Z powyższego zestawienia wynika, że wszystkie wskaźniki z największymi wagami nie przekraczają wartości granicznych. Oznacza to, że analizowane rozwiązanie można ocenić pozytywnie i można je wdrożyć po zastosowaniu zmian uzyskanych z procedury naprawczej. Po wdrożeniu rozwiązania należy przejść do kolejnej części algorytmu – procedury sprawdzającej.

7.4. Procedura sprawdzająca – przykład z wariantem naprawczym

Po wdrożeniu analizowanego rozwiązania, należy okresowo kontrolować osiągnięte wyniki w zakresie wartości wskaźników, zwłaszcza tych z największymi wagami. Jest to istotny proces, gdyż pozwala sprawdzić czy rozwiązanie wciąż spełnia swój główny cel. Analiza z wykorzystaniem procedury sprawdzającej powinna być przeprowadzona w oparciu o nowe dane, zebrane przez dany okres funkcjonowania badanego rozwiązania DSR.

8. Zastosowanie metody do innych działań DSM/DSR

Jak wyjaśniono w rozdziale 2.2, wyróżnia się sześć różnych oczekiwanych efektów wdrożenia rozwiązań DSM/DSR:

1. ścinanie szczytów,
2. wypełnianie dolin,
3. uelastycznianie obciążenia,
4. strategiczny wzrost obciążenia,
5. przesuwanie obciążenia,
6. strategiczne oszczędzanie.

Ze względu na uniwersalność, która jest cechą niniejszej metody, poniżej zaproponowano sposoby odniesienia i interpretacji metody w przypadku analizy poszczególnych efektów wdrożenia strategii DSM/DSR.

8.1. Proponowana metoda a ścinanie szczytów

Rozwiązanie, jakim jest tzw. ścinanie szczytów odnosi się do obniżania zapotrzebowania na energię elektryczną w okresie występowania jego szczytu. W celu odniesienia metody do tej strategii proponuje się wykorzystać wskaźniki wskazane w tabeli 9.

Realizacja scenariusza w postaci ścinania szczytów może być szczególnie efektywna, jeśli będzie realizowana przez odbiorców przemysłowych. Ich zapotrzebowanie na energię elektryczną zwykle jest duże, wiąże się z tym także większy potencjał redukcyjny w okresie szczytowego obciążenia systemu elektroenergetycznego. W związku z tym przygotowano model ekonometryczny określający potencjał mocy redukcyjnej wśród odbiorców przemysłowych. Przykładowe wykorzystanie modelu przedstawiono w rozdziale 7.

8.2. Proponowana metoda a wypełnianie dolin

Wypełnianie dolin odnosi się do zwiększania obciążania w okresie doliny nocnej, kiedy ogólne zapotrzebowanie jest dość niskie. Przyczynia się to do zwiększenia równomierności obciążeń systemu elektroenergetycznego. W związku z tym do tej strategii przypisuje się wskaźnik określający o ile zwiększyło się zużycie energii elektrycznej w okresie doliny nocnej z analogicznym okresem czasu rok temu, podobnie jak zostało to przedstawione w spisie wskaźników w tabeli 9. Ponadto w tym przypadku modele wykorzystane do analizy tego rozwiązania mogą zostać interpretowane jako wskazujące nie na oszczędność, ale na przyrost zużycia energii elektrycznej w wybranych godzinach doby.

8.3. Proponowana metoda a uelastycznianie obciążenia

Proponowana metoda może zostać zastosowana do oceny długoterminowej elastyczności systemu elektroenergetycznego w perspektywie roku i kolejnych lat funkcjonowania danego rozwiązania DSM/DSR. Wymaga to zebrania danych dotyczących możliwości redukcyjnej poszczególnych odbiorców i porównaniem ich z planami funkcjonowania systemu



w celu zbadania m.in. zdolności pokrywania szczytowego zapotrzebowania na moc, możliwości sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz efektywności wykorzystania energii elektrycznej.

W celu wyznaczenia możliwości redukcyjnych, również można tu wykorzystać model przedstawiony w podrozdziale 5.3.4. Za pomocą modelu możliwe będzie przeanalizowanie możliwości redukcyjnych dużych odbiorców przemysłowych.

Zastosowanie może tu znaleźć także model pozwalający określić moc redukcyjną wśród odbiorców prywatnych z wymuszonym odłączeniem wybranych odbiorców (model przedstawiony w podrozdziale 5.3.2). Wyniki zastosowania modelu przedstawiono w tabeli 33.

Jednym z wybranych działań w ramach realizacji uelastyczniania popytu może być odłączanie części odbiorców w przypadku, gdy ich zużycie przekracza ustalony poziom i nie dokonują oni redukcji dobrowolnie. Dla przykładu z tabeli 33 wykonano obliczenia zgodnie z tokiem postępowania przedstawionym w rozdziale 6 i 7. W związku z tym przyjęto następujące założenia początkowe:

- Liczba uczestników biorących udział w realizacji rozwiązania – 100,
- Liczba przymusowych wyłączeń – 0,
- Przyznane punkty w ramach gratyfikacji – 20,
- Przewidywana oszczędność mocy wyznaczona zgodnie z modelem opisanym w podrozdziale 5.3.2 – ok. 10 kW.

Kolejnym etapem, zgodnie z procedurą początkową algorytmu wybrano wskaźniki, które reprezentują cele jakie chcą osiągnąć operatorzy dzięki wdrożeniu DSM/DSR. W tym przypadku skupiono się m.in. na osiągnięciu możliwie wysokiej mocy redukcyjnej przypadającej na odbiorcę w szczycie zapotrzebowania oraz przypisano im odpowiednie wagi. Wartości wskaźników oraz ich wagi znajdują się w tabeli 32 w kolumnie „procedura początkowa”.

Następnie na podstawie wymagań operatora określono wartości graniczne oraz sprawdzono, czy wartości wskaźników mieszczą się w zadanych granicach. Etap ten jest reprezentowany w kolejnej kolumnie tabeli 33 („decyzja 1”). W związku z tym, że wartości wskaźników mieszczą się w granicach, można przejść do procedury prognozy.

W ramach procedury prognozy określono, że największą szansę na polepszenie wyników w zakresie realizacji DSM/DSR daje zwiększenie wynagrodzeń za wykonaną redukcję. Dla prognozowanych wyników uzyskanych z symulacji Monte Carlo, ponownie wyznaczono wartości wskaźników oraz sprawdzono, czy mieszczą się w zadanych granicach.

Ostatnim etapem (kolumna „decyzja 2” w tabeli 33) jest odpowiedź na pytanie, czy rozwiązanie można wdrożyć w formie zbadanej w zaprezentowanym toku obliczeniowym. Na podstawie uzyskanych wyników stwierdzono, że rozwiązanie może z powodzeniem funkcjonować, także w przyszłości z założeniem zwiększenia wynagrodzeń.



Tabela 33. Przykład - zestawienie wyników obliczeń dla modelu zakładającego redukcję zapotrzebowania przez odbiorców prywatnych, z opcją przymusowego wyłączenia

Założenia obliczeniowe	Procedura początkowa		Decyzja 1	Procedura prognozy		Decyzja 2	
	Wartości wskaźników	Granice i wagi współczynników	Czy wartości wskaźników mieszczą się w granicach?	Wyniki symulacji Monte Carlo	Wartości wskaźników dla danych prognozowanych	Czy wartości wskaźników mieszczą się w granicach?	Czy rozwiązanie można wdrożyć/ocenić pozytywnie?
<ul style="list-style-type: none"> Liczba uczestników biorących udział w realizacji rozwiązania – 100 Liczba przymusowych wyłączeń – 0 Przyznane punkty w ramach gratyfikacji – 20 Przewidywana oszczędność mocy zgodnie z modelem ekonometrycznym – 9,81 kW 	Moc zaoszczędzona przypadająca na odbiorcę (wskaźnik nr. 3) – 0,09 kW/uczestnik	Minimum 0,08 kW/uczestnik (waga 0,28)	Tak	Największe prawdopodobieństwo uzyskania lepszych wyników otrzymano dla wariantu zakładającego jedynie zwiększenie wynagrodzeń. Szansa uzyskania	1,6 kW/uczestnik	Tak	Tak, wszystkie wartości wskaźników mieszczą się w wartościach granicznych, w związku z tym rozwiązanie spełnia swoją rolę. Z procedury prognozy wynika, że istnieje także szansa, że będzie ono poprawnie funkcjonować także w przyszłości. Mimo to
	Ilość mocy zaoszczędzonej w szczycie przypadająca na odbiorcę (wskaźnik nr. 4) – 0,005 kW/uczestnik	Minimum 0,003 kW/uczestnik (waga 0,28)	Tak		1,5 kW/uczestnik	Tak	

	Określenie jakim procentem zaoszczędzonej mocy ogólnie jest zmniejszone zapotrzebowanie w szczycie (wskaźnik nr. 5) – 5,1%	Minimum 4% (waga 0,05)	Tak	redukcji większej niż 9,8 kW wynosi 43%.	9,4%	Tak	rozwiązanie należy okresowo kontrolować przy wykorzystaniu procedury sprawdzającej algorytmu.
	Wielkość unikniętej emisji odniesiona do zaoszczędzonej mocy (wskaźnik nr 9) - 0,008 ton/kW	Minimum 0,004 ton/kW (waga 0,05)	Tak		0,009 ton/kW	Tak	

8.4. Proponowana metoda a przesuwanie obciążenia

W przypadku przesuwania obciążenia z okresu szczytowego na okres pozaszczytowy sugeruje się połączyć zastosowanie wskaźników stosowanych przy odnoszeniu metody do wypełniania dolin i ścinania szczytów. Ponadto analiza szczegółowych danych dotyczących zużycia energii elektrycznej i wychwytywanie zmian w obciążeniu w porównaniu z analogicznym okresem czasu z przeszłości powinna wykazać takie zmiany jak zmniejszenie się obciążenia w okresie szczytowym przy jednoczesnym zwiększaniu się obciążenia w dolinie nocnej.

Dodatkowe stworzenie modelu ekonometrycznego pozwalającego na określenie potencjału przesuwania obciążenia wśród odbiorców w zależności od dostępnych danych, pozwoliłoby na szerszą analizę realizacji przesuwania obciążenia w ramach DSM/DSR.

8.5. Proponowana metoda a strategiczne oszczędzanie i zwiększanie zapotrzebowania

Poszczególne modele oraz wskaźniki odnoszą się przede wszystkim do zastosowania tzw. strategicznego oszczędzania, czyli do ogólnego zmniejszania zapotrzebowania na energię elektryczną. W przypadku rozpatrywania strategicznego zwiększania zapotrzebowania, proponowane modele ekonometryczne powinny być interpretowane jako modele przedstawiające przyrost zużycia energii elektrycznej, nie jej spadek.

W celu wykonania obliczeń sprawdzających wariant rozwiązań DSM/DSR realizujących strategiczne oszczędzanie, można wykorzystać modele przedstawiające ogólne zmniejszenie się zapotrzebowania na energię u odbiorców prywatnych i przemysłowych. Szczegółowy przykład obliczeniowy dla modelu uwzględniającego jedynie odbiorców prywatnych przedstawiono w rozdziale 7. Obliczenia przedstawione w rozdziale 7 oparto o rzeczywiste dane, pochodzące z ankietyzacji grupy odbiorców energii elektrycznej.

Poniżej w tabeli 34 znajduje się zestawienie wyników dla modelu dotyczącego odbiorców przemysłowych, z założeniem realizacji strategicznego oszczędzania.

Podobnie jak we wcześniejszych przykładach, dla przykładu z tabeli 34 wykonano obliczenia zgodnie z proponowanym algorytmem, w podobny sposób jak zostały one przedstawione w rozdziałach 6 i 7. Przyjęto następujące założenia początkowe:

- Ilość uczestników – 1000 sztuk;
- koszt programów przeliczony/przypadający na ilość uczestników przemysłowych (koszt/uczestnik) – 0,8 tys. zł/uczestnika;
- Przewidywana oszczędność mocy zgodnie z modelem ekonometrycznym opisanym w podrozdziale 5.3.4 – 47,9 MWh.

Zgodnie z procedurą początkową algorytmu wybrano wskaźniki, reprezentujące cele wdrożenia DSM/DSR. Wybrane wskaźniki użyte do analizy badanego rozwiązania oraz ich wartości, a także przypisane wagi zestawiono w kolumnie „procedura początkowa” tabeli 34.



Wagi oraz wartości graniczne wskaźników, podobnie jak wcześniej założono na podstawie wymagań operatorów.

Kolejny etap (kolumna „decyzja 1” tabeli 34) polega na porównaniu otrzymanych wartości wskaźników z ustalonymi wartościami granicznymi. Wszystkie wartości mieszczą się w granicach, więc można przystąpić do kolejnego etapu jakim jest procedura prognozy.

W ramach procedury prognozy wykonano symulację Monte Carlo, na podstawie której wytypowano sposób rozwoju realizacji DSM/DSR, zapewniający osiągnięcie najlepszych wyników. Wariant ten zakłada skupienie się na pozyskaniu możliwie wysokiej liczby uczestników biorących udział w realizacji DSM/DSR. Etap ten kończy się wyznaczeniem kolejnych wartości wskaźników, tym razem dla danych prognozowanych.

W ramach procesu decyzyjnego, następuje porównanie uzyskanych wartości wskaźników z wartościami granicznymi. W tym przypadku spełnione są wszystkie wymagania, dlatego też można odpowiedzieć na pytanie, czy rozwiązanie może zostać ocenione pozytywnie i wdrożone. Z analizy wynika, że rozwiązanie może zostać zrealizowane przy spełnieniu założeń wykorzystanych do jego analizy. Może także odnieść sukces w przyszłości, zakładając że do realizacji DSM/DSR dołączy więcej uczestników.

Rozwiązanie, tak jak każdy inny sposób realizacji DSM/DSR powinien być regularnie sprawdzany (tak jak jest to przedstawione w procedurze sprawdzającej algorytmu), co pozwoli bieżącą kontrolę wypełniania założonych celów i odpowiednie reagowanie w przypadku niepożądanych zmian.

Tabela 34. Przykład - zestawienie wyników obliczeń dla modelu zakładającego redukcję ogólnego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców przemysłowych.

Założenia obliczeniowe	Procedura początkowa		Decyzja 1	Procedura prognozy		Decyzja 2	
	Wartości wskaźników	Granice i wagi współczynników	Czy wartości wskaźników mieszczą się w granicach?	Wyniki symulacji Monte Carlo	Wartości wskaźników dla danych prognozowanych	Czy wartości wskaźników mieszczą się w granicach?	Czy rozwiązanie można wdrożyć/ocenić pozytywnie?
<ul style="list-style-type: none"> • Ilość uczestników - 1000 • koszt programów przeliczony/przypadający na ilość uczestników przemysłowych (koszt/uczestnik) – 0,8 tys zł/uczestnika • Przewidywana oszczędność mocy zgodnie z modelem ekonometrycznym – 47,9 MWh 	Określenie kosztu energii zaoszczędzonej w odniesieniu do jednostki energii (wskaźnik nr. 1) – 1,6 tys. zł/MWh	Maksymalnie 1,8 tys. zł/MWh (waga 0,37)	Tak	Największe prawdopodobieństwo uzyskania lepszych wyników otrzymano dla wariantu	1,47 zł/MWh	Tak	Tak, wszystkie wartości wskaźników mieszczą się w wartościach granicznych, w związku z tym rozwiązanie spełnia swoją rolę. Z procedury prognozy wynika, że istnieje także szansa, że będzie ono poprawnie funkcjonować w przyszłości. Mimo to rozwiązanie należy kontrolować przy wykorzystaniu Procedury sprawdzającej algorytmu.
	Energia zaoszczędzona przypadająca na odbiorcę (wskaźnik nr. 3) – 0,04 MWh/uczestnik	Minimum 0,02 MWh/uczestnik (waga 0,37)	Tak	zakładającego jedynie zwiększenie ilości uczestników. Wtedy szansa	0,05 MWh/uczestnik	Tak	

	Wielkość unikniętej emisji odniesiona do zaoszczędzonej energii (wskaźnik nr 9) - 0,02 ton/MWh	Minimum 0,01 ton/MWh (waga 0,07)	Tak	uzyskania redukcji zużycia energii większej niż 47MWh wynosi 80%	0,02 ton/MWh	Tak	
--	--	----------------------------------	-----	--	--------------	-----	--

9. Wnioski

Analizy i badania przeprowadzone w ramach realizacji niniejszej rozprawy doktorskiej wykazały konieczność stworzenia nowej metody oceny efektów wdrożenia strategii zarządzania popytem na energię elektryczną (DSM/DSR). Mimo istnienia licznych metod oceny efektów funkcjonowania DSM/DSR, brak pośród nich metody uniwersalnej, obejmującej wiele aspektów DSM/DSR oraz analizującej jej wpływ na system elektroenergetyczny.

Na drodze analizy istniejących rozwiązań, zaproponowano metodę, która pozwoli m. in. na określenie rozwiązania DSM/DSR która ma największy potencjał wdrożeniowy. Proponowanym rozwiązaniem, które może pomóc w określeniu najbardziej pożądanego rozwiązania jest proces ankietyzacji. Odbiorcy energii elektrycznej są jednymi z najważniejszych uczestników DSM/DSR. Aby móc efektywnie wpływać na ich zapotrzebowanie na energię, powinno wdrożyć się rozwiązanie, które będzie odpowiednie także dla nich. W wyniku ankietyzacji odbiorcy będą mieli możliwość wyboru rozwiązania, które będzie dla nich najkorzystniejsze, z grupy rozwiązań, które mogą poprawić funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego.

W ramach proponowanej metody zaproponowano zestaw wskaźników, które pozwalają w sposób ilościowy określić efekty wdrożenia danej strategii DSM/DSR. Ze względu na szeroki wybór wskaźników, mogą one zostać zastosowane do opisu wielu wariantów DSM/DSR.

Kolejnym ważnym aspektem proponowanej metody jest możliwość sprawdzenia, jak dane rozwiązanie może funkcjonować w przyszłości. Modele ekonometryczne i symulacja Monte Carlo są narzędziami umożliwiającym przeprowadzenie procesu prognozowania. Umożliwiają także określenie, jaka zmienna będzie mieć największy wpływ na efekty wdrożenia DSM/DSR. Ze względu na możliwość zastosowania różnych modeli ekonometrycznych, proponowana metoda zyskuje na uniwersalności.

Jeśli prognozy nie są korzystne dla analizowanego rozwiązania, w ramach badania danej strategii istnieje możliwość poszukiwania sposobu jej naprawy. Tutaj również pomocne jest zastosowanie symulacji Monte Carlo, tym razem w celu znalezienia kolejnych czynników mających wpływ na poprawę oczekiwanych efektów płynących z funkcjonowania rozwiązania DSM/DSR.

Proponowana metoda uwzględnia także ponowną analizę rozwiązania po pewnym okresie jego funkcjonowania. Pozwala to na bieżące kontrolowanie, czy założone cele wdrożenia rozwiązań DSM/DSR są wciąż osiągnięte. Także w tym przypadku zastosowanie ma analiza symulacji Monte Carlo. Pomimo prognoz, w rzeczywistości dane rozwiązanie może się nie sprawdzić lub odnieść tylko częściowy sukces. W takim przypadku zamiast wygasić zastosowanie rozwiązania, sugeruje się ponowne sprawdzenie, czy istnieje możliwość polepszenia warunków funkcjonowania wdrożonego rozwiązania. Dopiero po tych krokach można zdecydować, czy rozwiązanie powinno dalej funkcjonować, czy należy je wygasić.



Proponowana metoda oceny efektów wdrożenia strategii zarządzania popytem ujmuje wszystkie powyższe działania w formie algorytmu. Pozwala to na uporządkowanie sposobu postępowania w ramach analizy badanego rozwiązania DSM/DSR. Uporządkowany tok postępowania ułatwia proces oceny danego rozwiązania i prowadzi do podjęcia jednoznacznej decyzji.

Proponowana metoda uzupełnia braki pozostałych, istniejących metod oceny wdrożenia DSM/DSR – nie tylko uporządkowuje sposób postępowania w ramach dokonywania oceny, ale także pozwala na przeprowadzenie prognoz. Pozwala także na znalezienie sposobu polepszenia funkcjonowania strategii DSM/DSR. Natomiast poprzez uwzględnienie procesu okresowego sprawdzania funkcjonującego rozwiązania pozwala realizować ważny element kontroli osiąganych celów.

Przeprowadzone badanie wśród odbiorców energii elektrycznej oraz analiza ich odpowiedzi i wykonanie obliczeń zgodnie z proponowanym algorytmem wykazało potencjał wdrożenia rozwiązania DSM w Polsce. Niewątpliwie stanowi to obszar, w jakim można podjąć konkretne działania w celu rzeczywistego wdrożenia strategii zarządzania popytem, które może odnieść sukces. Wykazało to także możliwość wykorzystania proponowanej metody nie tylko do oceny rozwiązań już istniejących, ale także do oceny rozwiązań planowanych.

Rozwiązania DSM/DSR mają niewątpliwy potencjał wdrożeniowy na terenie Polski. Bieżąca kondycja polskiego systemu elektroenergetycznego i zagrożenia jakie się z nią wiążą, wymagają podjęcia natychmiastowych kroków w celu poprawy tej sytuacji. Strategie DSM/DSR mogą być dobrym kierunkiem zmian w funkcjonowaniu i planowaniu pracy systemu elektroenergetycznego. Ponadto, dzięki takim aspektom jak poprawa efektywności wykorzystania energii elektrycznej mogą one funkcjonować także w już zmodernizowanym systemie elektroenergetycznym.

9.1. Elementy nowości naukowej proponowanej metody

W metodzie przedstawionej w niniejszej rozprawie wprowadzono elementy, które pozwoliły uzupełnić braki istniejące w innych metodach oceny wdrożenia DSM/DSR – m.in. uporządkowano całość postępowania poprzez algorytm, oraz znaleziono tu zastosowanie dla modeli ekonometrycznych oraz symulacji Monte Carlo w zakresie prognozowania i rekomendowania kierunków rozwoju. Zaproponowano także wskaźniki umożliwiające odniesienie metody do różnych efektów DSM/DSR. Dzięki procesowi ankietyzacji potencjalnych uczestników realizacji DSM/DSR istnieje szansa na zwiększenie potencjału powodzenia badanego programu DSM/DSR. Proces analizy przeprowadzonej według proponowanej procedury prowadzi do podjęcia jednoznacznej decyzji o wdrożeniu lub wygaszeniu danej strategii zarządzania popytem.

Powyższe cechy zaproponowanej metody odznaczają ją na tle innych, istniejących już metod oceny strategii zarządzania popytem na energię elektryczną. Zaprezentowany nowy, uporządkowany sposób analizy metod DSM/DSR pozwala w lepszy sposób zrozumieć



problematykę funkcjonowania i rozwoju tych rozwiązań. Lepsze zrozumienie problematyki i złożoności rozwiązań DSM/DSR ściśle wiąże się z przyspieszeniem ich rozwoju i ich bardziej efektywnym wdrażaniem. Wpływa to z kolei na lepsze wykorzystanie potencjału metod zarządzania popytem na energię elektryczną. Ponadto w zakresie analizy czynników wpływających na realizację DSM/DSR, znaleziono zastosowanie dla symulacji Monte Carlo do symulowania różnych scenariuszy rozwoju DSM/DSR oraz przy wskazywaniu czynników, które najbardziej wpływają na efekty wdrożenia DSM/DSR.

Zaproponowana metoda oceny oraz jej forma w postaci algorytmu może stanowić dobrą bazę do jej rozbudowy o kolejne procedury. Ponadto umożliwia jej zaimplementowanie przy wykorzystaniu innych środowisk informatycznych niż Microsoft Office Excel.

9.2. Przyszłe kierunki badań

W związku z dużą dynamiką zmian w obszarze funkcjonowania systemów elektroenergetycznych, istnieje konieczność opracowania kolejnych modeli ekonometrycznych, uwzględniających inne aspekty oddziaływania rozwiązań DSM/DSR. Każdy z poszczególnych scenariuszy DSM/DSR – ścinanie szczytów, wypełnianie dolin, przesuwanie obciążenia itd. ma swój specyficzny wpływ na kształtowanie się obciążeń systemu. Konieczne jest badanie tego wpływu na system, w celu oceny efektów ich funkcjonowania oraz określenia przyszłych planów zarówno w zakresie samej realizacji DSM/DSR jak i planowania pracy całego systemu elektroenergetycznego. Rozwiązania DSM/DSR są wciąż nowe w Polsce, dlatego też istotne jest prowadzenie badań na małą, lokalną skalę. Pozwoli to uzyskać dane o funkcjonowaniu tych rozwiązań, bez konieczności przeliczania i skalowania efektów funkcjonowania DSM/DSR z innych systemów elektroenergetycznych, na polski system i polskich odbiorców.

Wykaz literatury

1. Agnetta V., Giannuzzi G., Sforza M.: „A New Load Shedding System for Industrial Loads in the Italian Power System”, Conference: Electricity Distribution, 2005
2. Ahmad W. i in.: “Pro Utility Pro Consumer Comfort Demand Side Management in Smart Grid” W: Barolli, L. i in.: “Artificial Intelligence and Network Applications. WAINA 2019. Advances in Intelligent Systems and Computing”, vol 927. Springer, 2019
3. Almeida V., da Silva I. i in.: "A multiobjective-based approach for demand-side management in smart distribution grids," 2020 5th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech), Split, Croatia, 2020
4. Ang B. W.: „Decomposition analysis for policymaking in energy: which is the preferred method?”, Energy policy, Elsevier, nr 32, 2004
5. Ang B.W., Zhang F.Q.: „A survey of index decomposition analysis in energy and environmental studies”, Energy, Elsevier, nr 25, 2000
6. Asejczyk-Woroniecka M.: „Zastosowanie analizy SWOT w doskonaleniu zarządzania jednostkami administracji terytorialnej”, Finanse, Rynki Finansowe, Ubezpieczenia nr 6(84), cz. 1. 2016
7. Babbie E.: „Badania Społeczne w Praktyce”, 9 edycja, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa, 2004
8. Badgu J. I in.: “Role of Demand Side Management in Residential Distribution Systems with the Integration of Electric Vehicles”, Journal of Electrical Engineering & Technology vol 16, 2021
9. Balakumar P. i in.: “Real time implementation of Demand Side Management scheme for IoT enabled PV integrated smart residential building”, Journal of Building Engineering, vol 52, Elsevier, 2022
10. Balicki A., Makać W.: „Metody wnioskowania statystycznego”, Wydawnictwo Uniwersytetu Gdańskiego, 2010
11. Baskette C., Horii B., i in.: „Avoided cost estimation and post-reform funding allocation for California’s energy efficiency programs”, Energy, nr 31, Elsevier, 2006
12. Bertoldi P., Zancanella P. i in.: „JRC Science for Policy report - Demand Response status in EU Member States”, 2016
13. Bharti K. i in.: “An Integration Of Smart Grids With Demand Side Management And Renewable Energy: A Review”, International Journal of Mechanical and Production Engineering Research and Development, vol 9, issue 4, 2019
14. Bharti K., I in.: “An introduction to smart grid and demand-side management with its integration with renewable energy” W: Anuradha T, Ritu K: “Advances in Smart Grid Power System”, Academic Press, 2021
15. Bronk L.i in.: “Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania”, forum energii, raport, 2019
16. Brown M., Coe S. i in.: „Evolution of Demand Response in the United States Electricity Industry”, Whitepaper PLMA, 2017
17. Bućko P., Stahl W.: „Realizacja usługi DSR na przykładzie domów jednorodzinnych”, Rynek Energii, nr 2(147), 2020
18. Bućko P.: „Regulacyjne usługi systemowe w zakresie mocy czynnej w warunkach rynkowych”, Rynek Energii, 4, 2010
19. Bukaci E. i in.: “Number of iterations needed in Monte Carlo Simulation using reliability analysis for tunnel supports”, Journal of Engineering Research and Applications, vol 6, nr 6, 2016
20. Brusco G. i in.: “An Energy Box in a Cloud-Based Architecture for Autonomous Demand Response of Prosumers and Prosumages”, Electronics, 6, 98, 2017
21. Campos F. : “Demand-side management possibilities in sustainable energy systems: A case study in the Bükkalja region, Hungary”. Prosperitas, 6 (3). 2019

22. Cardoso C. A., Torriti J.: „Business participation in demand side response: a review of potential barriers”, BIEE Research Conference 2018 – Consumers at the Heart of the Energy System?, 2018
23. Chyliński A.: „Metoda Monte Carlo w bankowości”, wydawnictwo Twigger, 1999
24. Chylmański P., Kroczek A.: „Legislative Barriers to the Development of DSR Services in Poland”, *Acta Energetica*, 2/31, 2017
25. Coninck R., Helsen L.: „Quantification of flexibility in buildings by cost curves – Methodology and application”, *Applied Energy*, nr 162, Elsevier, 2016
26. D'hulst R., Labeeuw W. i in.: „Demand response flexibility and flexibility potential of residential smart appliances: Experiences from large pilot test in Belgium”, *Applied Energy*, nr 155, Elsevier, 2015
27. Dobrowolski Z.: „The Weighted Average Cost of Capital and Its Universality in Crisis Times: Evidence from the Energy Sector”, *Energies*, nr 15(18), 2022
28. Dreher A. i in.: „AI agents assessing flexibility: the value of demand side management in times of high energy prices,” 2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM), Ljubljana, Slovenia, 2022
29. Droste – Franke B., Paal B.P i in.: „Balancing Renewable Electricity Energy Storage, Demand Side Management, and Network Extension from an Interdisciplinary Perspective”, *Ethics of Science and Technology Assessment*, vol. 40, Springer, 2012
30. Du P., Lu N. i in.: „Demand Response in Smart Grids”, Springer, 2019
31. Dufek J.: „Development of New Monte Carlo Methods in Reactor Physics”, Royal Institute of Technology, rozprawa doktorska, Szwecja, 2009
32. Duong J. i in.: „Demand Side Management Performance Evaluation for Commercial Enterprises”, *Sustainability*, vol. 8, 2016
33. Dzyuba A.: „Price-based demand-side management model for industrial and large electricity consumers”, *International Journal of Energy Economics and Policy*, nr 10(4), 2020
34. Eleschová Z., Beláň A.: „Blackout in the power system”, *Power System Stability, AT&P Journal PLUS2*, 2008
35. Ericson C. A.: „Concise Encyclopedia of System Safety: Definition of Terms and Concepts”, Wiley, 2011
36. Fardani I., Agustina I.: „Implementing SWOT analysis in engineering education”, *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering* 830 (2020)
37. Fathin F. S. i in.: „Decarbonizing the Global Electricity Sector through Demand-Side Management: A Systematic Critical Review of Policy Responses”, *Jurnal Ekonomi Malaysia*, nr 56(1), 2022
38. Fernández G., Almajano J., i in.: „Control structure for optimal demand-side management with a multi-technology battery storage system,” 2019 24th IEEE International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation (ETFA), Zaragoza, Spain, 2019
39. Gagne D., Settle E. i in.: „Demand Response Compensation Methodologies: Case Studies for Mexico”, raport National Renewable Energy Laboratory, 2018
40. Gilson Dranka G. i in.: „Integrating supply and demand-side management in renewable-based energy systems”, *Energy*, vol 232, *Energies*, 2021
41. Gładysz B.: „Modelowanie ekonometryczne”, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2007
42. Glazunova A.: „Development of a Day-Ahead Demand Side Management Strategy to Improve the Microgrid Efficiency” *IFAC-PapersOnLine*, vol 55, issue 9, 2022
43. Gołębowska B. i in.: „Impact of social comparison on preferences for Demand Side Management in Poland”, *Energy Policy*, vol 149, Elsevier, 2021
44. Goswami D., Kreith F.: „Energy Efficiency and Renewable Energy Handbook”, CRC Press Taylor & Francis Group, 2016



45. Groppi D, Pfeifer A. i in.: "A review on energy storage and demand side management solutions in smart energy islands", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol 235, Elsevier 2021
46. Gutierrez A.: "Optimization Trends in Demand-Side Management", *Energies*, 15(16), 2022
47. Hale E., Bird L. i in.: „Potential Roles for Demand Response in High-Growth Electric Systems with Increasing Shares of Renewable Generation”, raport National Renewable Energy Laboratory, 2018
48. Harrison R.: "Introduction To Monte Carlo Simulation", *AIP Conf Proc.*, 5.01.2010
49. Hiuling C, Shoupeng S I in.: "Predicting the Energy Consumption of Residential Buildings for Regional Electricity Supply-Side and Demand-Side Management", *IEEEAccess*, vol 7, 2019
50. Holmukhe R.M. i in.: "Demand Side Management on Microgrids" *International Journal of Scientific Research & Engineering Trends*, vol 7, issue 4, 2021
51. Hong J. H., Hong D. Y., i in: "A Demand Side Management with Appliance Controllability Analysis in Smart Home," 2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES), Perth, Australia, 2020
52. Horii B., Price S. i.in.: „Avoided Costs 2016 Interim Update”, opracowanie Energy and Environmental Economics, 2016
53. Hosseini, S. M. i in.: "A Residential Demand-Side Management Strategy under Nonlinear Pricing Based on Robust Model Predictive Control," 2019 IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics (SMC), Bari, Italy, 2019
54. Hu Z., Han X., Wen Q.: „Integrated Resource Strategic Planning and Power Demand-Side Management”, Springer, 2013
55. Ingaldi M.: „Wykorzystanie analizy swot do określenia pozycji strategicznej przedsiębiorstwa poligraficznego” *Zeszyty Naukowe Quality. Production. Improvement*, No 2(7) 2017
56. Iskrzycki K. i in.: „Dekompozycja redukcji emisji dwutlenku siarki w polskich elektrowniach, 1995–2008”, *polityka Energetyczna*, tom 14, zeszyt 2, 2011
57. Jabir H., Teh J. i in.: „Impacts of Demand-Side Management on Electrical Power Systems: A Review”, *Energies*, 11, 2018
58. Jędrychowski R.: „Analiza potencjału DSM/DSR odbiorców końcowych energii elektrycznej”, *Ekspertyza*, wrzesień 2020
59. Kanakadhurga D, Prabakaran N.: "Demand side management in microgrid: A critical review of key issues and recent trends", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol 256, Elsevier, 2022
60. Kiliccote S., Piette M. A., i in.: „Smart Buildings and Demand Response”, *AIP Conference Proceedings* 1401, 2011
61. Klavsuts I. L., Dvortsevoi A. I. i in.: "Resource Consumption Monitoring on the Basis of Devices of Demand Side Management in Smart Grids," 2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Bucharest, Romania, 2019
62. Kolahan A.: "Blockchain-based solution for energy demand-side management of residential buildings", *Sustainable Cities and Society*, vol 75, Elsevier, 2021
63. Komorowska A., Kamiński J.: „A review of the 2018 Polish capacity market auctions”, *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, vol. 22, issue 2, 2019
64. Kowalik K.: „Analiza SWOT-TOWS jako narzędzie wyboru strategii funkcjonowania-case study” *Archiwum wiedzy inżynierskiej*, tom 5, nr. 1, 2020
65. Kumar D., i in.: "Bolstering the Structure of Stand-alone Microgrids through Demand Side Management," 2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia), Bangkok, Thailand, 2019
66. Leśniewski M.: „Menedżer w procesie zarządzania przez cele w systemie konkurencyjności przedsiębiorstw”, *Acta Scientifica Academiae Ostroviensis. Sectio A*, nr 8(2), 2016



67. Lo Piano S., Smith S.T.: "Energy demand and its temporal flexibility: Approaches, criticalities and ways forward", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, vol. 160, 2022
68. Logenthiran T. i in.: „Demand Side Management in Smart Grid Using Heuristic Optimization”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, nr. 3, 2012
69. Lopes R., Chambel A. i in.: „A literature review of methodologies used to assess the energy flexibility of buildings”, *Energy Procedia*, nr. 91, Elsevier, 2016
70. Losi A., Mancarella P. i in.: „Integration of demand response into the electricity chain - challenges, opportunities and smart grid solutions”, Wiley, *Electrical Engineering Series*, 2015
71. Maćkowiak – Pandera J.: „Jak radzimy sobie ze szczytami letnimi? Bilans zmian po kryzysie 2015 r.”, *Forum Energii – Analizy i dialog*, 2018
72. Makać W., Urbanek-Krzysztofiak D.: „Metody opisu statystycznego”, Wydawnictwo Uniwersytetu Gdańskiego, 2010
73. Mariano-Hernandez D. i.in.: “A review of strategies for building energy management system: Model predictive control, demand side management, optimization, and fault detect & diagnosis”, *Journal of Building Engineering*, vol. 33, Elsevier, 2021
74. McManan-Smith T.: “Demand Side Response. Shifting the balance of power”, raport *Energyst*, 2017
75. Menos-Aikateriniadis i in.: “Particle Swarm Optimization in Residential Demand-Side Management: A Review on Scheduling and Control Algorithms for Demand Response Provision”, *Energies*, 15(6), 2022
76. Miszczyńska D., Miszczyński M., *Materiały do wykładu 1 ze Statystyki*, 2008/09
77. Modliborska J., Zagrajek K., Paska J.: „Assessment of the development of demand side response services in European Union countries”, *Rynek Energii*, nr 4, 2020
78. Mrityunjay K. M. i in: “Demand-side management and its impact on utility and consumers through a game theoretic approach”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol 140, Elsevier, 2022
79. Nazemi S. D., i in.: "Techno-Economic Analysis and Optimization of a Microgrid Considering Demand-Side Management," 2020 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC), College Station, USA, 2020
80. Nillesen P., Haffner R., i in.: „A Global Perspective on the Long – term Impact of Increased Energy Efficiency”*Energy Efficiency*, Elsevier, 2013
81. Nur M., Yateendra M.: “Demand-Side Management and Demand Response for Smart Grid”. W: Kabalci, E., Kabalci, Y.: “Smart Grids and Their Communication Systems. Energy Systems in Electrical Engineering”, Springer, Singapore, 2019
82. Nuytten T., Claessens B., i in.: „Flexibility of a combined heat and power system with thermal Energy storage for district heating”, *Applied Energy*, nr. 104, Elsevier, 201
83. Oberle W.: „Monte Carlo Simulations: Number of Iterations and Accuracy”, *US Army Research Laboratory*, 2015
84. Olanrewaju O.A.: „Multiplicative LMDI Approach To South Africa’s Industrial Energy Consumption”, *South African Journal of Industrial Engineering*, vol. 30(1), 2019
85. Oldewurtel F., Sturzenegger D. i in.: „Towards a Standardized Building Assessment for Demand Response”, *Conference: 2013 IEEE 52nd Annual Conference on Decision and Control (CDC)*, grudzień 2013
86. Onile A. E., i in.: "A Comparative Study on Graph-based Ranking Algorithms for Consumer-oriented Demand Side Management," 2021 IEEE Madrid PowerTech, Madrid, Spain, 2021
87. Ożadowicz A., Grela J.: „Elementy aktywnego zarządzania popytem na energię w budynkach inteligentnych i mikroinstalacjach prosumenckich”, *Napędy i sterowanie*, nr 12, 2016.
88. Ożadowicz A.: „A New Concept of Active Demand Side Management for Energy Efficient Prosumer Microgrids with Smart Building Technologies”, *Energies*, 10, 2017

89. P. Charoen, I in.: "Demand-Side Management with Local Energy Sharing Model for Prosumer Communities," 2019 9th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES), Perth, WA, Australia, 2019
90. Paska J.: „Metodyka analizy i oceny niezawodności systemu elektroenergetycznego w warunkach rynku energii elektrycznej”, Rynek Energii, nr 12, 2010
91. Pathan M. I. i in.: “Reliability Evaluation of Smart Distribution Grids with Renewable Energy Sources and Demand Side Management”, Arabian Journal for Science and Engineering, vol 45, 2020
92. Pazda A.: „Inteligentne liczniki a ochrona prywatności”, Energia elektryczna, listopad 2013
93. Pierri E., Schultze C. i in.: „Integrated methodology to assess the energy flexibility potential in the process industry”, Procedia CIRP, nr 90, Elsevier, 2020
94. Raychaudhuri S.: „Introduction to Monte Carlo Simulation”, Proceedings of the 2008 Winter Simulation Conference, 2008
95. Reuter M. i in.: „Applying ex post index decomposition analysis to final energy consumption for evaluating European energy efficiency policies and targets”, Energy Efficiency, nr 12, 2019
96. Rilwan U. i in.: „Systematic Review of Demand-Side Management Strategies in Power Systems of Developed and Developing Countries”, Energies, nr 15(21), 2022
97. Rimer S. i in.: „Time programmable smart devices for peak demand reduction of smart homes in a microgrid”, IEEE International Conference on Adaptive Science and Technology, ICAST, 2015
98. Sabour K. M., I in.: "Renewable Electricity Real-Time Pricing: Enhancing Grid's Stability Through Demand Side Management," 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), Brisbane, Australia, 2021
99. Salani M. i in.: "Non intrusive load monitoring for demand side management", Energy Informatics, 3(25), 2020
100. Six D., Desmedt J. i in.: „Exploring The Flexibility Potential Of Residential Heat Pumps Combined With Thermal Energy Storage For Smart Grids”, 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt 6 – 9 Czerwiec, 2011
101. Sobczak M., Kula K. i in.: „Projekt SMART. Pilotażowe wdrożenie innowacyjnych programów redukcyjnych. Raport końcowy”, Departament Rozwoju i Analiz Zarządczych TAURON Sprzedaż sp. z o o., Wrocław 2014
102. Sobhan D., i in.: “Optimal energy management in the smart microgrid considering the electrical energy storage system and the demand-side energy efficiency program:”, Journal of Energy Storage, vol 28, 2020
103. Strbac G.: „Demand side management: Benefits and challenges”, Energy Policy, nr 36, Elsevier, 2008
104. Sulewski P.: “Porównanie generatorów liczb pseudolosowych”, Wiadomości statystyczne. The Polish Statistician, vol. 64, 7, 2019
105. Suraj S., Senthil K.: „Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems and Smart Loads”, International Journal of Electrical Engineering & Technology, nr 10(1), 2019
106. Suyang Z. I in.: “Potential of Model-Free Control for Demand-Side Management Considering Real-Time Pricing”, Energies, vol. 12(13), 2019
107. Talari S., i in.: "Stochastic Demand Side Management in European Zonal Price Market," 2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Porto, Portugal, 2019
108. Tawfik T. M. i in.: “Techno-Enviro-Economic Evaluation for Hybrid Energy System Considering Demand Side Management”, International Journal of Renewable Energy Research, vol 12, 2022
109. Thomson T.: „Management By Objectives”, The Pfeiffer Library, Vol. 20, 1998
110. Torriti J., Hassan M., i in.: „Demand Response experience in Europe: policies, programmes and implementation”, Energy, vol.35, Issue 4, 2010



111. Wei K., Sung-Yeul P.: "Distributed demand-side management for microgrids in modern power system" W: Ahmed F. i in: "Uncertainties in Modern Power Systems, Academic Press, 2021
112. Wright W.: „2019 Assessment of Demand response and Advanced Metering”, raport, Federal Energy Regulatory Commission, grudzień, 2019
113. Xu S., Qian Y.i in.: „On Reliability of Smart Grid Neighborhood Area Networks”, IEEE Access - Special Section On Smart Grids: A Hub Of Interdisciplinary Researchbućk, vol. 3, 2015
114. Zator S., Skomudek W.” Impact of DSM on energy management in a single-family house with a heat pump and photovoltaic installation”, Energies, 13(20), 2020
115. Zator S.: "Power Scheduling Scheme for DSM in Smart Homes with Photovoltaic and Energy Storage", Energies, 14(24), 2021
116. Zhang L., Zhou S., i in.: "Demand-Side Management Optimization in Electric Vehicles Battery Swapping Service," in IEEE Access, vol. 7, 2019
117. Zhang X., Cai X. i in.: "Design of Demand Side Management Mechanism for Guangdong Province," 2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (SPEC), Nanjing, China, 2021
118. Zhang X., Su B. i in.: „Index decomposition and attribution analysis of aggregate Energy intensity in Shanxi Province (2000 - 2015)”, Journal of Cleaner production, vol. 238, 2019
119. "General Aspects of Energy Management and Energy Audit „raport Bureau of Energy Efficiency dla rządu Indii, 2015
120. „Measures to increase demand side flexibility in the Swedish electricity system”, opracowanie Swedish Energy Markets Inspectorate, 2017
121. "Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032” raport PSE, listopad 2022
122. "Sustainable Energy Regulation and Policymarking for Africa – Demand Side Management”, opracowanie United Nations Industrial Development Organization, 2007
123. Strona Austin Energy: <https://austinenergy.com> [dostęp 23.02.2021]
124. Strona Głównego Urzędu Statystycznego: <https://stat.gov.pl> [dostęp 12.03.2022]
125. Strona internetowa Energy Information Administration <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38872> [dostęp 26.06.2021]
126. Strona internetowa https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:Fisher_price_index [dostęp 02.02.2023]
127. Strona Internetowa IBM o symulacji Monte Carlo: <https://www.ibm.com/pl-pl/cloud/learn/monte-carlo-simulation> [dostęp 05.11.2022]
128. Strona internetowa International Energy Agency <http://www.ieadsm.org/iea-demand-side-management-programme> [dostęp 26.06.2021]
129. Strona internetowa Polskich Sieci Elektroenergetycznych o DSM: dsr.pse.pl [dostęp 04.03.2023]
130. Strona internetowa Rtone, <https://rtone.fr/en/reference/demand-response-management-unit/> [dostęp 4.05.2021]
131. Strona internetowa zawierająca treść ustawy Prawo Energetyczne <https://lexlege.pl/prawo-energetyczne/art-9c/> [dostęp 16.04.2023]



Wykaz tabel

Tabela 1. Zestawienie zalet DSM/DSR	27
Tabela 2. Zestawienie wad DSM/DSR	30
Tabela 3. Lista agregatorów mocy działających na terenie Polski [na podstawie 129]	39
Tabela 4. Klasyfikacja wskaźników w metodzie wskaźnikowej ewaluacji według kryteriów ekonomicznych, społecznych, technicznych i środowiskowych	51
Tabela 5. Klasyfikacja wskaźników w metodzie wskaźnikowej ewaluacji według uczestników ..	55
Tabela 6. Różnice między analizą kosztów i zysków w aspekcie ekonomicznym i społecznym	57
Tabela 7. Ocena możliwości realizacji strategii zarządzania popytem w zależności od poziomu wdrożenia rozwiązania [93]	66
Tabela 8. Analiza SWOT przedstawionych metod oceny strategii DSM/DSR	73
Tabela 9. Wykorzystanie wskaźników do oceny poszczególnych efektów wdrożenia rozwiązań DSM/DSR	89
Tabela 10. Wytyczne dotyczące określania wartości granicznych poszczególnych wskaźników	90
Tabela 11. Interpretacja wartości współczynnika korelacji liniowej Pearsona.	96
Tabela 12. Zestawienie wartości współczynnika zmienności i wskaźnika Pearsona dla zmiennych w modelu 1	98
Tabela 13. Zestawienie wartości współczynnika t obliczonego i t krytycznego dla zmiennych w modelu 1	100
Tabela 14. Zestawienie wartości współczynnika t i t krytycznego dla symetryczności w modelu 1	100
Tabela 15. Zestawienie wartości współczynnika zmienności i wskaźnika Pearsona dla potencjalnych zmiennych w modelu 2	101
Tabela 16. Zestawienie wartości współczynnika t obliczonego i t krytycznego dla zmiennych w modelu 2	102
Tabela 17. Zestawienie wartości współczynnika t i t krytycznego dla symetryczności w modelu 2	103
Tabela 18. Zestawienie wartości współczynnika zmienności i wskaźnika Pearsona dla zmiennych w modelu 3	104
Tabela 19. Zestawienie wartości współczynnika t obliczonego i t krytycznego dla zmiennych w modelu 3	105
Tabela 20. Zestawienie wartości współczynnika zmienności i wskaźnika Pearsona dla zmiennych w modelu 4	106



Tabela 21. Zestawienie wartości współczynnika t obliczonego i t krytycznego dla zmiennych w modelu 4.....	107
Tabela 22. Zestawienie wartości współczynnika t i t krytycznego dla symetryczności w modelu 4.	107
Tabela 23. Wskaźniki wykorzystane do oceny efektów wdrożenia DSM poprzez wymianę sprzętów na energooszczędne oraz ich wagi	121
Tabela 24. Obliczone wartości wskaźników oraz ich wartości graniczne	122
Tabela 25. Szanse uzyskania lepszych efektów wdrożenia DSM w zależności od wpływania na poszczególne zmienne.....	124
Tabela 26. Zestawienie wartości wskaźników dla danych prognozowanych.....	126
Tabela 27. Wartości wskaźników dla danych początkowych i prognozowanych	126
Tabela 28. Wykaz wskaźników użytych do oceny danego rozwiązania	129
Tabela 29. Obliczone wartości wskaźników i porównanie ich z wartościami granicznymi	130
Tabela 30. Szanse uzyskania lepszych efektów wdrożenia DSR w zależności od wpływania na poszczególne zmienne.....	131
Tabela 31. Porównanie wartości wskaźników dla danych prognozowanych z wartościami granicznymi.	131
Tabela 32. Wyznaczone wartości wskaźników dla danych naprawczych i porównanie ich z wartościami granicznymi	132
Tabela 33. Przykład - zestawienie wyników obliczeń dla modelu zakładającego redukcję zapotrzebowania przez odbiorców prywatnych, z opcją przymusowego wyłączenia	135
Tabela 34. Przykład - zestawienie wyników obliczeń dla modelu zakładającego redukcję ogólnego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców przemysłowych.	139

Wykaz rysunków

Rysunek 1. Efekty wdrożenia DSM/DSR [97]	20
Rysunek 2. Skrzynka energetyczna (Energy Box) [130]	24
Rysunek 3. Profile elastyczności systemu kogeneracji z magazynem energii dla pracy opóźnionej (po lewej) i wymuszonej (po prawej) [69]	59
Rysunek 4. Krzywe kosztów dla trzech (po lewej) i więcej systemów sterowania (po prawej). Γ – koszty elastyczności; Φ – elastyczność [25]	60
Rysunek 5. Profil elastyczności energetycznej w zależności od czasu [25]	61
Rysunek 6. Sprawność zwiększania (po lewej) i zmniejszania (po prawej) zapotrzebowania przedstawiona na podstawie zmian w zużyciu mocy ΔP w porównaniu z dodatkowym zużyciem energii w okresie testowym ΔE_T w danym sezonie [85]	63
Rysunek 7. Koncepcja ilościowego ujęcia elastyczności zapotrzebowania na energię elektryczną. a) elastyczność mająca na celu zwiększenie popytu; b) elastyczność mająca na celu zmniejszenie popytu [26]	63
Rysunek 8. Przykład przewidywanego profilu elastyczności zapotrzebowania na energię [26].	64
Rysunek 9. Etapy oceny zarządzania energią w zakładzie przemysłowym	65
Rysunek 10. Wykres Sankeya dla przedsiębiorstwa celulozowo- papierniczego w Niemczech [93]	70
Rysunek 11. Pogrupowanie cech projektu według analizy SWOT [55]	71
Rysunek 12. Blokowy schemat algorytmu postępowania w ramach metody oceny efektów wdrożenia rozwiązań DSM/DSR	80
Rysunek 13. Procedura początkowa algorytmu	82
Rysunek 14. Procedura prognozy algorytmu	84
Rysunek 15. Procedura naprawcza algorytmu	85
Rysunek 16. Procedura sprawdzająca algorytmu	87
Rysunek 17. Wyniki rzeczywiste i otrzymane z modelu 1	100
Rysunek 18. Wyniki rzeczywiste i otrzymane z modelu 2	102
Rysunek 19. Szczytowe zapotrzebowanie na moc i cena energii elektrycznej dla miasta Austin	103
Rysunek 20. Wyniki rzeczywiste i otrzymane z modelu 3	105
Rysunek 21. Wyniki rzeczywiste i otrzymane z modelu 4	107
Rysunek 22. Schemat postępowania według symulacji Monte Carlo	111

Rysunek 23. Płeć respondentów.....	115
Rysunek 24. Wiek respondentów.....	115
Rysunek 25. Respondenci według miejsca zamieszkania.....	116
Rysunek 26. Kształtowanie się ocen najlepiej ocenianych rozwiązań oszczędzania energii elektrycznej	117
Rysunek 27. Częstość względna dla symulacji Monte Carlo zakładającej zmienność jedynie liczby uczestników	124
Rysunek 28. Częstość skumulowana dla symulacji Monte Carlo zakładającej zmienność jedynie liczby uczestników	125

ZAŁĄCZNIK 1 – Ankieta przeznaczona dla odbiorców prywatnych

Jestem słuchaczką studiów doktoranckich na Politechnice Gdańskiej.

Zwracam się do Państwa z uprzejmą prośbą o wypełnienie ankiety dotyczącej preferowanych sposobów oszczędzania energii elektrycznej. Badanie jest przeprowadzane w ramach opracowywania rozprawy doktorskiej i jest w pełni anonimowe.

Dziękuję za poświęcony czas.

ANKIETA DLA ODBIORCÓW PRYWATNYCH – STRATEGICZNE OSZCZĘDZANIE ENERGII

1. Metryczka

- a. Wiek:
 - i. 18 – 26 lat,
 - ii. 27 – 35 lat,
 - iii. Powyżej 36 lat.
- b. Płeć: K/M/nie chcę podawać
- c. Wykształcenie:
 - i. Podstawowe
 - ii. Zawodowe
 - iii. Średnie
 - iv. Wyższe
- d. Miejsce zamieszkania:
 - i. wieś
 - ii. miasto do 50 000 mieszkańców
 - iii. miasto od 50 000 do 100 000 mieszkańców
 - iv. miasto od 100 000 do 500 000 mieszkańców
 - v. miasto powyżej 500 000 mieszkańców
- e. Budynek mieszkalny:
 - i. Dom
 - ii. Mieszkanie
- f. Liczba osób zamieszkujących lokal:
 - i. 1-2
 - ii. 3-4
 - iii. Więcej niż 4

2. Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii:

Przyjęcie odpowiedniej taryfy (zróżnicowanie cen za energię elektryczną w ciągu doby, np. tańsza energia elektryczna w nocy, droższa w ciągu dnia)

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Nie mam zdania	Raczej nie	Zdecydowanie nie

3. Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii:

Zainstalowanie systemów, pozwalających na odłączenie urządzeń, gdy zużycie energii elektrycznej jest zbyt duże

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Nie mam zdania	Raczej nie	Zdecydowanie nie

4. Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii:

Wykorzystanie własnych, przydomowych źródeł energii np. fotowoltaiki do produkcji energii elektrycznej na własne potrzeby

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Nie mam zdania	Raczej nie	Zdecydowanie nie

5. Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii:
Zainstalowanie systemów sterowania budynkiem (załączanie klimatyzacji, przełożenie pracy np. pralki, zmywarki na inny okres czasu)

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Nie mam zdania	Raczej nie	Zdecydowanie nie

6. Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii:
Wymiana sprzętów na energooszczędne (np. lodówki, zmywarki, pralki)

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Nie mam zdania	Raczej nie	Zdecydowanie nie

7. Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii:
Wymiana oświetlenia na energooszczędne

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Nie mam zdania	Raczej nie	Zdecydowanie nie

8. Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii:
Działania dobrowolne (np. wyłączanie światła, wyłączanie komputerów, umiejętne korzystanie z kuchni elektrycznej itd.)

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Nie mam zdania	Raczej nie	Zdecydowanie nie

9. Poniżej proszę zaznaczyć preferowany sposób wynagradzania za udział w realizacji oszczędzania energii elektrycznej (wybierz maksymalnie 2 możliwości):
- Udzielenie jednorazowych zniżek na zakupy w popularnych sklepach (np. 10%)
 - Wynagrodzenie za zaoszczędzoną energię elektryczną 2 razy większe niż cena za jednostkę energii zużytej
 - Obniżenie rachunków za energię elektryczną
 - Zbieranie punktów za zaoszczędzoną energię elektryczną, które można wymienić na gratyfikacje (kupon/sprzęty/itd.)

ZAŁĄCZNIK 2 – Ankieta dla odbiorców przemysłowych

Jestem słuchaczką studiów doktoranckich na Politechnice Gdańskiej.

Zwracam się do Państwa z uprzejmą prośbą o wypełnienie ankiety dotyczącej preferowanych sposobów oszczędzania energii elektrycznej. Badanie jest przeprowadzane w ramach opracowywania rozprawy doktorskiej i jest w pełni anonimowe.

Dziękuję za poświęcony czas.

ANKIETA DLA ODBIORCÓW PRZEMYSŁOWYCH – STRATEGICZNE OSZCZĘDZANIE ENERGII

1. Metryczka

a. Wielkość przedsiębiorstwa:

- i. mikro,
- ii. małe,
- iii. średnie,
- iv. duże

b. Dziedzina:

- i. Zakład produkcyjny
- ii. Zakład pracy biurowej
- iii. Gastronomia
- iv. Usługi transportowe
- v. Usługi związane z odpadami (składowanie, utylizacja, recykling itd.)
- vi. Usługi związane z gospodarką wodną (zaopatrzenie w wodę, kanalizacja itd.)
- vii. Inne - jakie?.....

c. Obszar prowadzenia działalności:

- i. wieś
- ii. miasto do 50 000 mieszkańców
- iii. miasto od 50 000 do 100 000 mieszkańców
- iv. miasto od 100 000 do 500 000 mieszkańców
 miasto powyżej 500 000 mieszkańców

4. Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii, który byłby efektywny w Państwa przedsiębiorstwie:

Przyjęcie odpowiedniej taryfy (zróżnicowanie cen za energię elektryczną w ciągu doby, np. tańsza energia elektryczna w nocy, droższa w ciągu dnia)

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Nie mam zdania	Raczej nie	Zdecydowanie nie

5. Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii, który byłby efektywny w Państwa przedsiębiorstwie:

Zainstalowanie systemów, pozwalających na odłączenie urządzeń, gdy zużycie energii elektrycznej jest zbyt duże

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Nie mam zdania	Raczej nie	Zdecydowanie nie

13. Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii, który byłby efektywny w Państwa przedsiębiorstwie:

Wykorzystanie własnych źródeł energii np. fotowoltaiki do produkcji energii elektrycznej na własne potrzeby

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Nie mam zdania	Raczej nie	Zdecydowanie nie

--	--	--	--	--

14. Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii, który byłby efektywny w Państwa przedsiębiorstwie:

Zainstalowanie systemów sterowania budynkiem (załączanie klimatyzacji, zmiana harmonogramu pracy urządzeń)

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Nie mam zdania	Raczej nie	Zdecydowanie nie

15. Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii, który byłby efektywny w Państwa przedsiębiorstwie:

Wymiana sprzętów na energooszczędne

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Nie mam zdania	Raczej nie	Zdecydowanie nie

16. Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii, który byłby efektywny w Państwa przedsiębiorstwie: Wymiana oświetlenia na energooszczędne

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Nie mam zdania	Raczej nie	Zdecydowanie nie

17. Poniżej proszę ocenić sposób oszczędzania energii, który byłby efektywny w Państwa przedsiębiorstwie:

Działania dobrowolne (np. wyłączanie światła, niepozostawianie komputerów w trybie uśpienia, umiejętne korzystanie z urządzeń itd.)

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Nie mam zdania	Raczej nie	Zdecydowanie nie

18. Poniżej proszę zaznaczyć preferowany sposób wynagradzania za udział w realizacji oszczędzania energii elektrycznej (wybierz maksymalnie 2 możliwości):

- e. Udzielenie jednorazowych zniżek na zakupy materiałów, sprzętów energooszczędnych itd. (np. 10%)
- f. Wynagrodzenie za zaoszczędzoną energię elektryczną 2 razy większe niż cena za jednostkę energii zużytej
- g. Obniżenie rachunków za energię elektryczną
- h. Zbieranie punktów za zaoszczędzoną energię elektryczną, które można wymienić na gratyfikacje (usługi/sprzęty/itd.)

