

## Kompensacja mocy biernej odbiorców nietrakcyjnych

Andrii M. MUKHA<sup>1</sup>, Oleh I. BONDAR<sup>2</sup>

### Streszczenie

W artykule opisano problemy dotyczące wydajności zasilania dla nietrakcyjnych odbiorców kolei. W przeciwieństwie do publicznych sieci rozdzielczych, nietrakcyjna sieć zasilająca znajduje się w strefie wpływu pola elektromagnetycznego i przewodzącego zniekształconego prądu trakcyjnego. W rezultacie, słaba jakość energii i dodatkowe straty są typowe dla nietrakcyjnych sieci kolejowych. W konsekwencji mogą wystąpić konflikty spowodowane niską jakością energii elektrycznej między koleją i jej odbiorcami zasilanymi z sieci rozdzielczych kolei. W artykule opisano wpływ urządzenia do kompensacji mocy biernej na spadek napięcia w linii nietrakcyjnej. Wdrożenie kompensacji mocy biernej umożliwia zmniejszenie strat napięcia podczas jej przesyłu do odbiorcy końcowego o prawie 5% oraz zmniejszenie strat energii elektrycznej o 3%.

**Słowa kluczowe:** odbiorca nietrakcyjny, korektor współczynnika mocy, kompensator mocy biernej, graf sieci elektrycznej, metoda potencjałów węzłowych

### 1. Wstęp

Poprawa efektywności energetycznej kolejowych procesów technologicznych jest pilnym problemem dla wielu krajów, zwłaszcza tych, w których występuje deficyt własnych zasobów energetycznych. Znany sposobem rozwiązania tego problemu jest integracja urządzeń korekcji współczynnika mocy z sieciami zasilającymi odbiorców nietrakcyjnych. We współczesnej światowej energetyce, kompensacja mocy biernej jest przedmiotem szczególnej uwagi. W szczególności jest to typowe dla systemu zasilania w krajach o szybkim rozwoju gospodarczym, takich jak Chiny, Indie oraz Azja Południowo-Wschodnia. Rozwój przemysłu w tych krajach stymuluje modernizację sieci elektrycznych. Popularnym obszarem modernizacji jest wprowadzenie kompensacji mocy biernej.

W ostatnim czasie pojawiło się więcej opracowań naukowych poświęconych zagadnieniom zwiększania współczynnika mocy lub problemom dotyczącym mocy biernej. Przykładowo, w pracy [1] autor opisuje różne aspekty zwiększania współczynnika mocy w przedsiębiorstwach przemysłowych w Indiach. Proponuje się zastosowanie baterii kondensatorów statycznych, podłączonych jako stała bateria kondensatorów bocznikujących do napięcia liniowego 34,5 kV i mocy biernej równej

3600 kwar. Autor opisał ogólną metodę określania wymaganej mocy urządzenia kompensacyjnego oraz zbadał wpływ zainstalowanego urządzenia kompensacyjnego na straty energii w sieci energetycznej przedsiębiorstwa.

Rozwiązania techniczne w zakresie kompensacji mocy biernej w podstacji Myanmar opisano w [13]. W publikacji zaproponowano algorytm, opracowany na podstawie schematu obciążenia elektrycznego podstacji, do stopniowej regulacji mocy biernej. Do podłączenia urządzenia kompensacyjnego wybrano szynę zbiorczą 230 kV; całkowita moc urządzenia kompensacyjnego wynosi 60 Mwar.

Temat kompensacji mocy biernej w sieciach niskiego napięcia rozważono w [11]. Zaproponowano korektę dynamiczną współczynnika mocy, która polegała na monitorowaniu przepływu mocy biernej w sieci i odpowiednim dostosowaniu urządzenia kompensacyjnego w celu zwiększenia współczynnika mocy poszczególnych odbiorców. W publikacji [9] opisano zagadnienia dotyczące zapewnienia kompatybilności elektromagnetycznej przy stosowaniu technologii dynamicznej lub czynnej regulacji współczynnika mocy. Szerszy przegląd metod korekcji mocy biernej w źródłach niskonapięciowych przedstawiono w pracy [10], w której opisano charakterystykę metod i podano podstawowe zalecenia dla określonych warunków.

<sup>1</sup> Prof. dr hab. inż.; Dniprowski Narodowy Uniwersytet Transportu Kolejowego imienia V. Lazaryana w Dnipro, Kierownik Katedry, Wydział Elektrotechniki i Elektromechaniki; e-mail:andremu@i.ua.

<sup>2</sup> Dr prof. nadzw.; Dniprowski Narodowy Uniwersytet Transportu Kolejowego imienia V. Lazaryana w Dnipro, Wydział Elektrotechniki i Elektromechaniki; e-mail:andremu@i.ua. bondardiit@gmail.com.

Istotny jest również problem kompensacji mocy biernej w sieciach elektrycznych w najbardziej rozwiniętych gospodarczo krajach Europy i Ameryki Północnej. Urządzenia kompensacji mocy biernej z automatyczną regulacją są integralną częścią systemów inteligentnych sieci i są produkowane przez wiodące koncerny elektryczne [4].

Wymienione w publikacjach naukowych systemy fotowoltaiczne (PV) jako źródła zasilania dla odbiorców nietrakcyjnych [5, 12], instalowane na dachach dworców kolejowych i lokomotywni, są sposobem na zmniejszenie zależności od sieci zewnętrznej. Ponadto, w ostatnich latach pojawiło się kilka propozycji [2, 14], w których zaproponowano wykorzystanie przekształtników systemu fotowoltaicznego do kompensacji mocy biernej w układach rozdzielczych.

Należy zauważyć, że większość publikacji naukowych nie uwzględnia specyfiki struktury i cech odbiorców nietrakcyjnych sieci kolejowych. W związku z tym uzyskane wyniki naukowe mogą być wykorzystane do określenia racjonalnych sposobów integracji urządzeń kompensacyjnych z nietrakcyjnymi sieciami energetycznymi kolei, ale nie we wszystkich przypadkach.

## 2. Sformułowanie zagadnienia

Podstacje trakcyjne transportu kolejowego na Ukrainie są przeznaczone do zasilania odbiorców nietrakcyjnych, którzy nie są odbiorcami kolejowymi. Sytuacja ta jest typowa dla zelektryfikowanych kolei w krajach postsowieckich. Na Ukrainie, mniej więcej połowa energii elektrycznej służy do zasilania trakcji kolejowej a pozostała część jest wykorzystywana przez nietrakcyjnych odbiorców [17]. Obecnie, wdrożenie urządzeń kompensacyjnych znajduje się w początkowej fazie, a w większości obszarów sieci elektrycznych nie ma urządzeń kompensacyjnych. W celu porównania: w latach 2015 i 2016 spółka PKP Polskie Linie Kolejowe S.A. zainstalowała odpowiednio 164 i 70 urządzeń kompensujących moc bierną [6, 7], o łącznej długości nietrakcyjnych linii zasilających 751 km [8].

Opóźnienie kolei ukraińskich w tym zakresie można zredukować jedynie przez stopniową integrację urządzeń korekcji współczynnika mocy z nietrakcyjnymi sieciami energetycznymi. Jednakże pojawia się problem dotyczący racjonalnych miejsc przyłączenia tych środków oraz ekonomicznie korzystnych wielkości kompensacji mocy biernej. Proponuje się rozwiązanie tego problemu w dwóch etapach. W pierwszej kolejności, należy metodą modelowania matematycznego wyznaczyć główne elektryczne wskaźniki działania dla różnych wariantów położenia urządzenia lub urządzeń kompensacyjnych. Następnie, metodą ocen eksperckich, można podjąć decyzję o najbardziej racjonalnej konfiguracji lokalizacji urządzeń kompensacyjnych w sieci. Opcje są dostosowywane w zależności od wymagań dotyczących:

- 1) zmiany napięcia zasilania, zgodnie z [18],
- 2) konieczności przyłączenia oraz zapewnienia niezbędnej mocy elektrycznej dla nowych odbiorców, co można uzyskać przez rozładowanie urządzeń sieciowych z przepływów mocy biernej,
- 3) osiągnięcia maksymalnego, zintegrowanego efektu ekonomicznego w ciągu pierwszych 8 lat pracy urządzenia kompensacyjnego [19].

## 3. Struktura sieci elektrycznej

Pokazany na rysunkach 1 i 2 schemat sieci zasilania elektrycznego o napięciu 10 kV odbiorców nietrakcyjnych jest typowy dla kolei ukraińskich. W artykule podano wyniki obliczeń dla kompensatora statycznego, ale tylko część z nich będzie wykorzystana jako podstawa do obliczenia mocy przetwornika. Podstacja (TS-1) z kompensatorem statycznym lub z przekształtnikiem (alternatywnie) jest pokazana również na rysunku 1. Zaleca się wykorzystanie metody potencjałów węzłowych obwodów elektrycznych do utworzenia modelu rozległych sieci strukturalnych [12]. Ogólny model sieci jest określony wzorem (1):

$$[\underline{Y}][\underline{U}_\Delta] = [\underline{I}] \quad (1)$$

gdzie:

- $[\underline{Y}]$  – macierz admitancji,
- $[\underline{U}_\Delta]$  – wektor spadku napięcia z każdego niezależnego węzła do węzła podstawowego,
- $[\underline{I}]$  – wektor węzła prądowego.

Następnie spadki napięcia i prądu w liniach można obliczyć zgodnie ze wzorami (2), (3):

$$[\underline{U}_B] = [M]_T [\underline{U}_\Delta] \quad (2)$$

$$[\underline{I}] = [\underline{Y}_B] [M]_T [\underline{U}_\Delta] \quad (3)$$

gdzie:  $[M]_T$  – transponowana macierz incydencji dla węzłów.

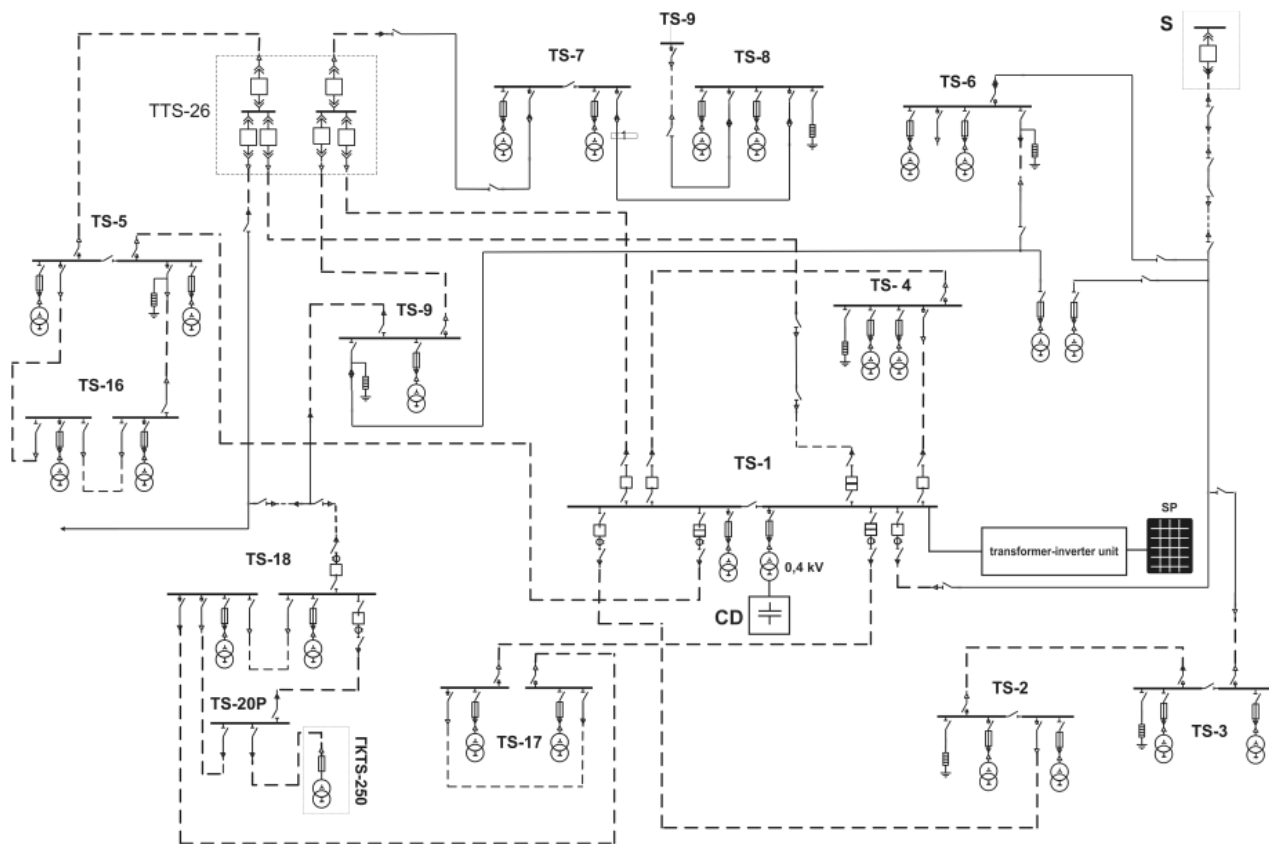
Straty mocy określono dla każdej linii i sieci za pomocą wyrażen (4) i (5):

$$\Delta P_i = R_i \cdot I_i^2 \quad (4)$$

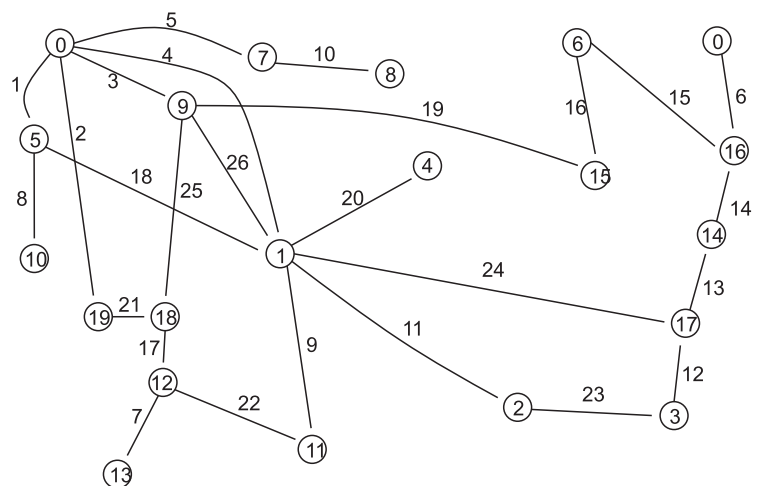
$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \quad (5)$$

gdzie:

- $R_i$  – jest rezystancją czynną  $i$ -tej linii,
- $n$  – liczba linii energetycznych.



Rys. 1. Schemat sieci zasilania elektrycznego o napięciu 10 kV dla odbiorców nietrakcyjnych: TTS – podsekcja transformatora trakcyjnego, TS – podsekcja transformatora, S – zasilanie, CD – urządzenie kompensujące, SP – panele fotowoltaiczne [opracowanie własne]



Rys. 2. Graf sieci zasilania elektrycznego pokazanej na rysunku 1 [opracowanie własne]

Teoria obliczeniowa jest szczegółowo opisana w pracy [12]. Należy pamiętać, że instalacja urządzenia kompensacyjnego jest proponowana w sieci 0,4 kV, ponieważ zmniejsza to nakłady inwestycyjne.

#### 4. Określenie optymalnej wielkości kompensacji mocy biernej

Moc urządzenia kompensacyjnego określa się metodą opisaną w pracy [19], gdzie kryterium doboru

mocy jest maksymalny, zintegrowany efekt po 8 latach pracy urządzenia kompensacyjnego. Kryterium określa wzór:

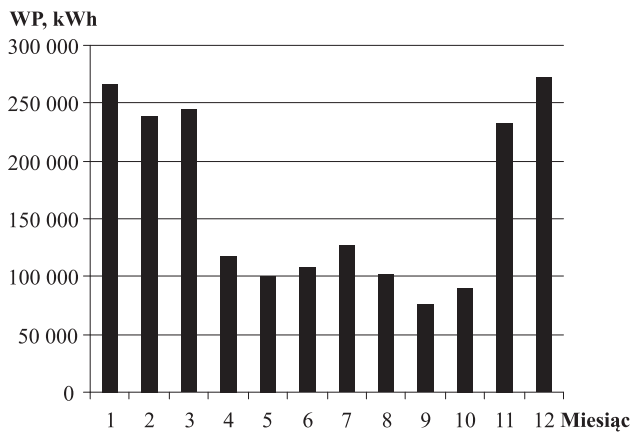
$$IE_i = \sum_{i=1}^8 \frac{(F_1 - F_2) + W_t \cdot c - W_{cd} \cdot c - B}{(1 + E)^3} - In \quad (6)$$

gdzie:

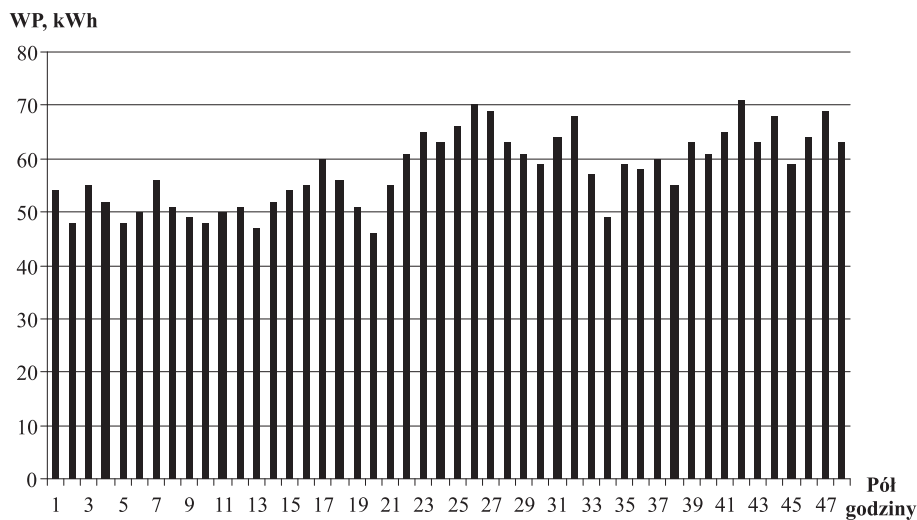
- $i$  – rok przepływu środków pieniężnych,
- $F_1$  – roczna opłata za przepływ mocy biernej bez kompensacji w USD,

- $F_2$  – roczna opłata za przepływ mocy biernej z kompensacją w USD,  
 $W_t$  – zmiana strat mocy czynnej w transformatorze z kompensacją w kWh,  
 $c$  – taryfa opłat za energię elektryczną w USD/kWh,  
 $W_{cd}$  – roczne straty energii elektrycznej w urządzeniu kompensacyjnym w USD,  
 $B$  – roczne koszty konserwacji i naprawy urządzenia kompensacyjnego w USD,  
 $E$  – stopa dyskontowa Narodowego Banku Ukrainy równa 0,17,  
 $In$  – koszt montażu kompensacji w USD.

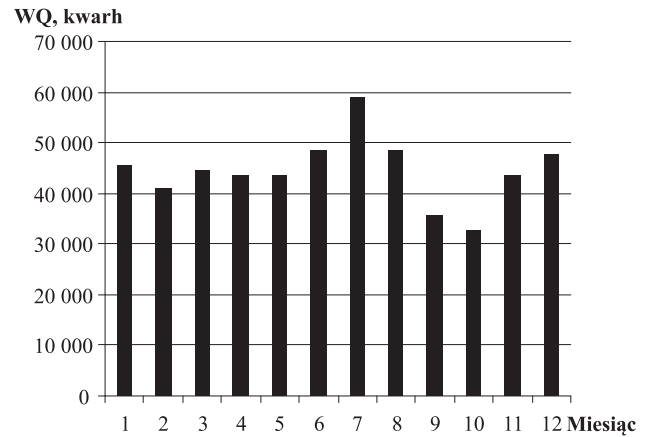
Do obliczeń wykorzystano roczne i dobowe harmonogramy obciążeń elektrycznych podstacji (rys. 3–6).



Rys. 3. Roczny harmonogram zużycia czynnej energii elektrycznej przez odbiorniki nietrakcyjne podstacji transformatorowej [opracowanie własne]



Rys. 5. Harmonogram półgodzinowego zużycia czynnej energii elektrycznej przez odbiorniki nietrakcyjne podstacji transformatorowej w ciągu doby [opracowanie własne]



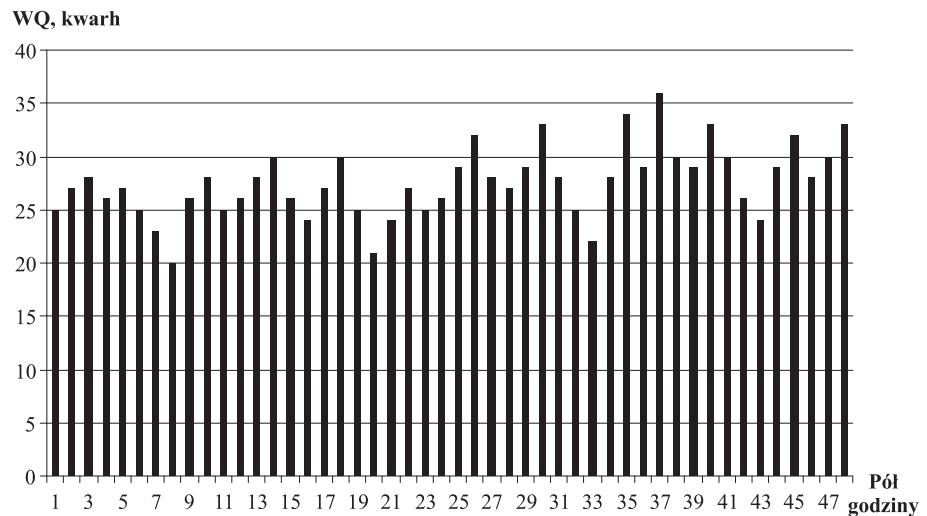
Rys. 4. Roczny harmonogram zużycia biernej energii elektrycznej przez odbiorniki nietrakcyjne podstacji transformatorowej [opracowanie własne]

Dokonano następujących obliczeń. Roczny przepływ mocy biernej od źródła do odbiornika określa wzór (7):

$$\Delta WQ_1 = WQ + \frac{i_\mu}{100} \cdot S_{pr} \cdot T_p + \left( \frac{WP}{T_p \cdot \cos(\arctg(\varphi_1)) \cdot S_{pr}} \right)^2 \cdot \frac{U_k \cdot S_{pr} \cdot T_p}{100}, \quad (7)$$

gdzie:

- $WQ$  – roczne zużycie energii elektrycznej, 533 Mwarh,  
 $U_k$  – napięcie zwarciove, 4,5%,  
 $S_{pr}$  – moc znamionowa, 250 kW,



Rys. 6. Harmonogram półgodzinnego zużycia biernej energii elektrycznej przez odbiorniki nietrakcyjne podstacji transformatorowej w ciągu doby [opracowanie własne]

$\cos(\arctg(\varphi_1))$  – współczynnik mocy, który jest określany przez zależność  $WQ$  i  $WP$ ,  
 $T_p$  – długość roku w godzinach, 8760 godzin.

Z obliczeń wynika, że wartość  $\Delta WQ_1$  wynosi 619 124 kwarh.

Łatność za przepływ mocy biernej bez kompensatora jest określana za pomocą wyrażenia:

$$F_1 = \Delta WQ_1 \cdot c \cdot k_{ep} \cdot (1 + 1,3 \cdot (k_\varphi - 1)), \quad (8)$$

gdzie:

$k_{ep}$  – współczynnik, który zależy od współczynnika mocy, 1,0004,  
 $k_\varphi$  – ekonomiczny odpowiednik  $\tg\varphi$ , 0,05,  
 $F_1$  – wartość wynosi 2638 USD przy 0,085 USD/kWh.

Moc obliczeniowa transformatora wynosi:

$$S_1 = \sqrt{\left(\frac{WP}{T_p}\right)^2 + \left(\frac{WQ}{T_p}\right)^2} = 233 \text{ kVA.}$$

Roczne straty czynnej energii elektrycznej w transformatorach podstacji w przypadku braku urządzenia kompensacyjnego określa się wzorem (9):

$$\Delta W_{t1} = \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_1}{S_{pr}}\right)^2 \cdot T_p + \Delta P_{ind} \cdot T_p, \quad (9)$$

gdzie:

$\Delta P_k$  – straty zwarciove transformatora, 3,7 kW,  
 $\Delta P_{ind}$  – straty stanu jałowego transformatora, 1,05 kW.

Wynik obliczeń – 37 429 kW.

Przeprowadzono obliczenia dla urządzeń kompensacyjnych o różnej mocy. Jako przykład przedstawiono obliczenia dla urządzenia 50 kwar. Przepływ energii biernej obliczono według wzoru (10):

$$\Delta WQ_2 = (WQ - Q_{cd} \cdot T_p) + \frac{i_\mu}{100} \cdot S_{pr} \cdot T_p + \left(\frac{WP}{T_p \cdot \cos(\arctg(\varphi_2)) \cdot S_{pr}}\right)^2 \cdot \frac{U_k \cdot S_{pr} \cdot T_p}{100} \quad (10)$$

Współczynnik mocy jest określony przez stosunek  $WQ - Q_{cd} \cdot T_p$  i  $WP$ . Obliczona wartość przepływu mocy wynosi 175 433 kwarh. Przy  $k_\varphi = 1$  uzyskuje się następujące wartości:

$$F_2 = 747 \text{ USD,}$$

$$\Delta W_{t1} = 35572 \text{ kW.}$$

Redukcja strat mocy czynnej w transformatorze:

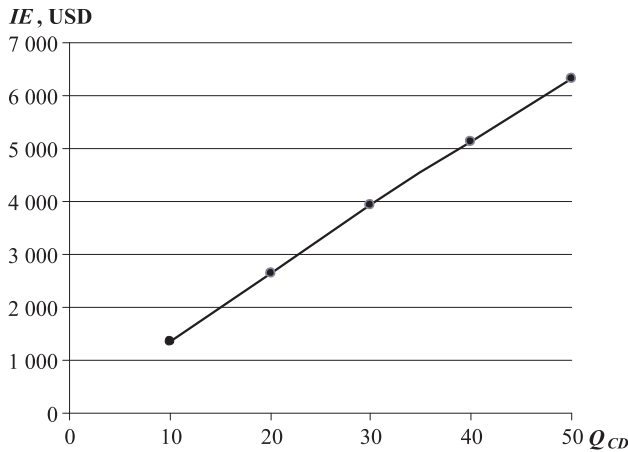
$$\Delta W_t = \Delta W_{t1} - \Delta W_{t2} = 1857 \text{ kW.}$$

Roczne straty czynnej energii elektrycznej w urządzeniu kompensacyjnym:

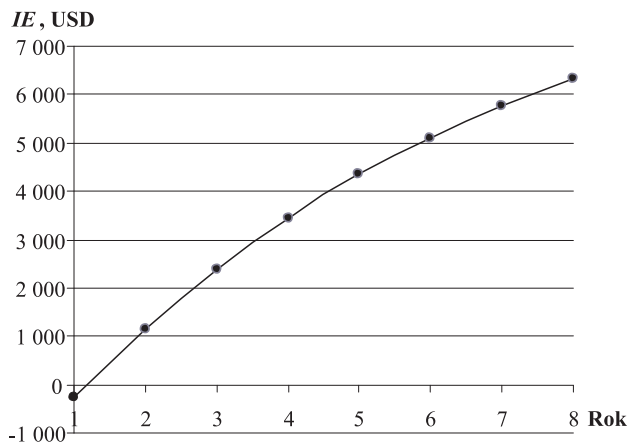
$$\Delta W_{cd} = (1 + 0,2) \cdot Q_{cd} \cdot 10^{-3} \cdot T_p = 525 \text{ kWh.} \quad (11)$$

Koszt urządzenia kompensacyjnego, opracowania dokumentacji projektowej oraz instalacji urządzenia wynosi 1 950 USD [20]. Dwa procent tej kwoty stanowią koszty eksploatacji urządzenia kompensacyjnego. Uzyskane wartości mogą służyć do obliczenia efektu zintegrowanego według wzoru (6).

Na podstawie obliczeń ustalono, że wskazane jest zainstalowanie urządzenia kompensacyjnego o mocy równej 50 kvar. Wzrost efektu zintegrowanego przy wprowadzaniu urządzeń kompensacyjnych o różnej mocy pokazano na rysunku 7. Okres amortyzacji urządzenia 50 kvar wynosi mniej niż rok, a zintegrowany efekt po 8 latach pracy wynosi 6300 USD (rys. 8).



Rys. 7. Wartość przewidywanego efektu zintegrowanego w zależności od mocy urządzenia kompensacyjnego [opracowanie własne]



Rys. 8. Wzrost zintegrowanego efektu na przestrzeni lat pracy urządzenia kompensacyjnego o mocy 50 kvar [opracowanie własne]

## 5. Wpływ urządzenia kompensacyjnego na tryb napięciowy odbiorców

Straty napięcia w przewodzie zasilającym bez urządzenia kompensacyjnego można określić za pomocą współczynnika [18].

Średnia roczna wartość zużycia mocy czynnej:

$$P = \frac{WP}{T_p} \quad (12)$$

Średnia roczna wartość przyływu mocy biernej:

$$Q = \frac{WQ}{T_p} \quad (13)$$

Straty napięcia w przewodzie zasilającym z urządzeniem kompensacyjnym można określić za pomocą współczynnika:

$$\Delta U_2 = \frac{P \cdot R + (Q - Q_{cd}) \cdot X}{U} \quad (14)$$

gdzie:

$U_i$  – znamionowe napięcie sieci,

$R$  – rezystancja czynna,

$X$  – rezystancja bierna,

$Q_{cd}$  – moc znamionowa urządzenia kompensacji mocy biernej.

Redukcja strat napięcia w linii zasilającej podstacji przy zastosowaniu urządzenia kompensacyjnego wynosi:

$$\delta = \frac{|\Delta U_1 - \Delta U_2|}{\Delta U_1} \cdot 100 \% \quad (15)$$

Wprowadzenie kompensacji mocy biernej umożliwia zmniejszenie strat napięcia podczas jej przesyłu do odbiorcy końcowego o prawie 5%.

## 6. Wnioski

1. Wprowadzenie urządzenia do kompensacji mocy biernej jest współczesnym światowym trendem, który jest nieodłącznie związany z systemami energetycznymi zarówno krajów rozwiniętych, jak i rozwijających się. Problemu kompensacji mocy biernej dla odbiorów nietrakcyjnych kolei na Ukrainie nie zbadano w wystarczającym stopniu, dlatego w tej sytuacji najbardziej odpowiednia jest strategia kompensacji rozproszonej mocy biernej, ponieważ inwestycje w instalacje kompensacyjne są znaczące.
2. Wymaganą wartość mocy biernej oraz mocy urządzenia kompensacyjnego określono na podstawie kryterium maksymalnego efektu integracji. Wprowadzenie kompensacji mocy biernej ograniczyło zmianę napięcia o 5% i zmniejszyło straty w transformatorze o 1857 kWh w ciągu roku.

## Literatura

1. Bhattacharyya S., Choudhur A., Jariwala H.R.: *Case Study On Power Factor Improvement*, Inter-



- national Journal of Engineering Science and Technology (IJEST), Vol. 3, Nr 12, 2011, pp. 837–8378.
2. Bordakov M.: *Compensation of reactive power by industrial solar power plant and influence of this process on the central electric network* [Kompensacja mocy biernej przez przemysłową platformę solarną i wpływ tego procesu na centralną sieć elektryczną], Scientific and Applied Journal Vidnovluvana Energetika / Solar Energ, 1(56), 2019, pp. 31–35.
  3. The Top-Class Dynamic Response Compensator, WWW <https://library.e.abb.com/public/3ea66025b0b7686ac1257c980052ed76/2GCS303011B0060-%20Dynacomp%20Pamphlet.pdf> [dostęp: 3 maja, 2020].
  4. Flexible AC Transmission Systems [Elastyczne systemy transmisji prądu przemiennego], WWW <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/high-voltage/facts.html> [dostęp: 17 maja, 2020].
  5. Non Traction Energy Consumption [Zużycie energii nietrakcyjnej], WWW <http://energyefficiencydays.org/Non-Traction-Energy-Consumption> [dostęp: 1 maja, 2020].
  6. Raport roczny 2015, PKP Polskie Linie Kolejowe S.A., WWW [https://en.plk-sa.pl/files/public/raport\\_roczny/RR\\_za\\_2015\\_rok\\_-15\\_marca-aktualny\\_english.pdf](https://en.plk-sa.pl/files/public/raport_roczny/RR_za_2015_rok_-15_marca-aktualny_english.pdf) [dostęp: 17 maja, 2020].
  7. Raport roczny 2016, PKP Polskie Linie Kolejowe S.A., WWW [https://en.plk-sa.pl/files/public/raport\\_roczny/Raport\\_roczny\\_za\\_2016\\_caly\\_english\\_ostateczny\\_12.01.pdf](https://en.plk-sa.pl/files/public/raport_roczny/Raport_roczny_za_2016_caly_english_ostateczny_12.01.pdf) [dostęp: 17 maja, 2020].
  8. Raport roczny 2018, PKP Polskie Linie Kolejowe S.A., WWW [https://en.plk-sa.pl/files/public/raport\\_roczny/Raport\\_roczny\\_za\\_2018\\_marzec\\_ang.pdf](https://en.plk-sa.pl/files/public/raport_roczny/Raport_roczny_za_2018_marzec_ang.pdf) [dostęp: 17 maja, 2020].
  9. Sachin Saini H.S. et al.: *Power Factor Correction Using Bridgeless Boost Topology*, International Journal of Advanced Engineering Research and Science (IJAERS), Vol. 4, Issue 4, 2017, pp. 209–215.
  10. Sanjay L. Kurkute, Pradeep M. Patil.: *Study of Power Factor Correction Techniques*, International Journal of Engineering Science Invention (IJESI), Vol. 8, Issue 3, Series 3, 2019, pp. 1–14.
  11. Saurabh Kumar Sharma, Gaurav Kumar Sharma, Abhijeet Sharma.: *A review paper on automatic power factor correction*, International Journal of Creative Research Thought, Vol. 6, Issue 2, 2018, pp. 120–123.
  12. Study on Non-traction energy consumption and related CO2 emissions from the European railway sector – Final Report, WWW [https://uic.org/IMG/pdf/uic\\_non-traction\\_energy\\_stud0\\_final\\_report\\_june\\_2012.pdf](https://uic.org/IMG/pdf/uic_non-traction_energy_stud0_final_report_june_2012.pdf) [dostęp: 1 maja, 2020].
  13. Thida Win Ngwe, Soe Winn, Su Mon Myint: *Design and Control of Automatic Power Factor Correction (APFC) for Power Factor Improvement in Oakshippin Primary Substation*, International Journal of Trend in Scientific Research and Development (IJTSRD), Vol. 2, Issue 5, 2018, pp. 2368–2373.
  14. Turitsyn, K. et al.: *Options for Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators*, Proc. IEEE Trans., 2011, pp. 1063–1073.
  15. Zemskiy D.R., Sychenko V.G., Bosyi D.O.: *Simulation of the parallel operation of external and railway AC traction power supply system taking into account unbalanced conditions*, Technical Electrodynamics, Nr 2, 2020, s. 74–85. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.02.074>.
  16. Бондар І.Л. и др.: *Електропостачання промислових підприємств залізничного транспорту*, Дніпропетровськ, 2012, с. 268.
  17. Бондар О.І., Бондар І.Л.: *Оцінка впливу компенсації реактивної потужності на втрати електроенергії в електромережі залізничного вузла*, Вісник Дніпропетр. нац. ун-ту залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, № 27, 2009, с. 51–55.
  18. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения, WWW [http://odz.gov.ua/lean\\_pro/standardization/files/elektromagnitnaja\\_sovmestimost\\_2014\\_03\\_11\\_1.pdf](http://odz.gov.ua/lean_pro/standardization/files/elektromagnitnaja_sovmestimost_2014_03_11_1.pdf) [dostęp: 17 maja, 2020].
  19. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача (основного споживача та субспоживача), Міністерство палива та енергетики України, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.510:2006. 2006, с. 71.
  20. Установка компенсации реактивной мощности УКР, УКРМ производства Вольт Энерго, WWW [https://shop.voltenergo.com.ua/kku/avto\\_krm.?cat=cat\\_ustanovki\\_kompensatsii\\_reaktivnoy\\_moshchnosti\\_ukr\\_ukrm&gclid=CjwKCA-iAws7uBRakEiwAMlbZjnsEl89HvWrAr\\_L3Xg-GIJ5CrJnQQkWBc8d9am4\\_3EsTtu0g9Mrjho-C190QAvD\\_BwE](https://shop.voltenergo.com.ua/kku/avto_krm.?cat=cat_ustanovki_kompensatsii_reaktivnoy_moshchnosti_ukr_ukrm&gclid=CjwKCA-iAws7uBRakEiwAMlbZjnsEl89HvWrAr_L3Xg-GIJ5CrJnQQkWBc8d9am4_3EsTtu0g9Mrjho-C190QAvD_BwE) [dostęp: 13 maja, 2020].