

Kompensacja mocy biernej odbiorców nietrakcyjnych

Andrii M. MUKHA¹, Oleh I. BONDAR²

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 sposób 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 Mvar.

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.

¹ 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.

² 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 lokomotywowni, 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):

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

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

gdzie: $[\underline{M}]_T$ – transponowana macierz incydencji dla węzłów.

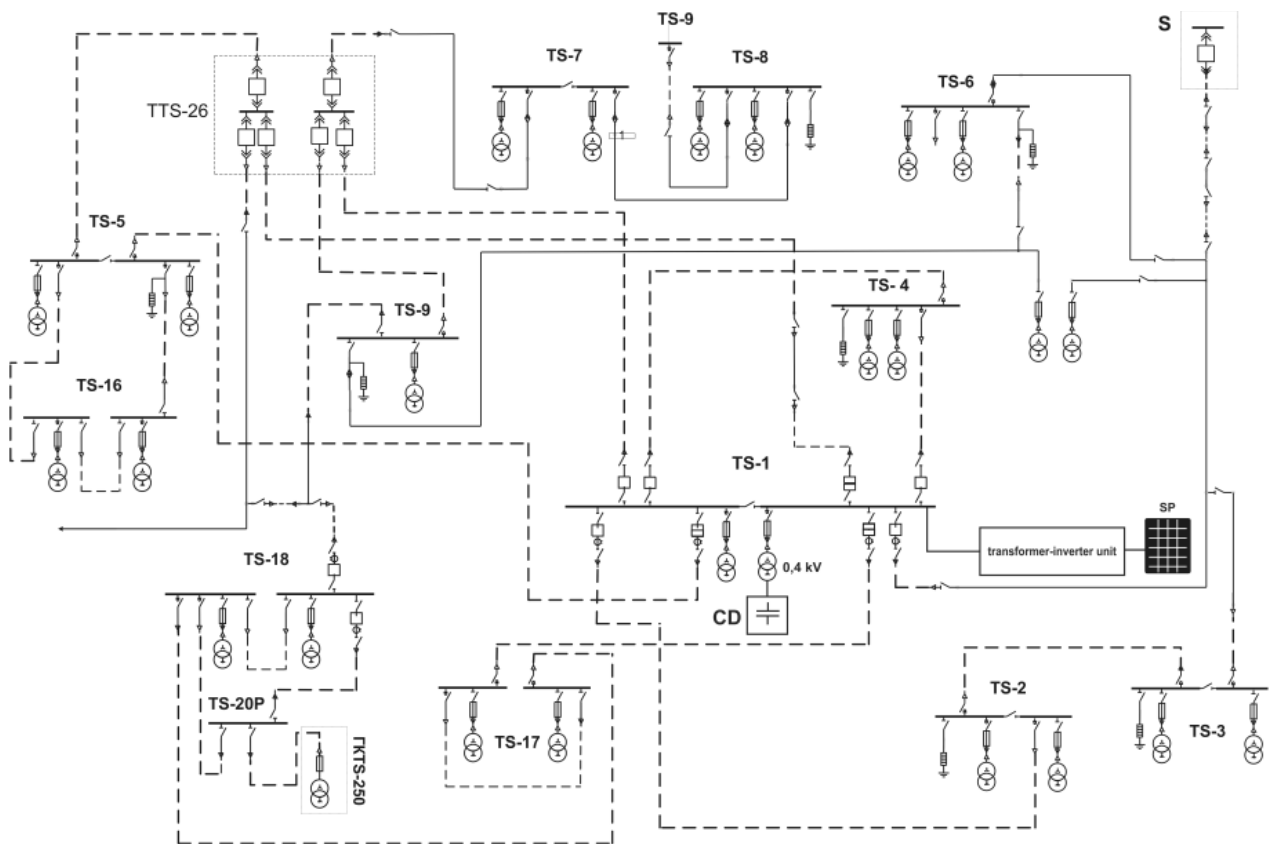
Straty mocy określono dla każdej linii i sieci za pomocą wyrażen (4) i (5):

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

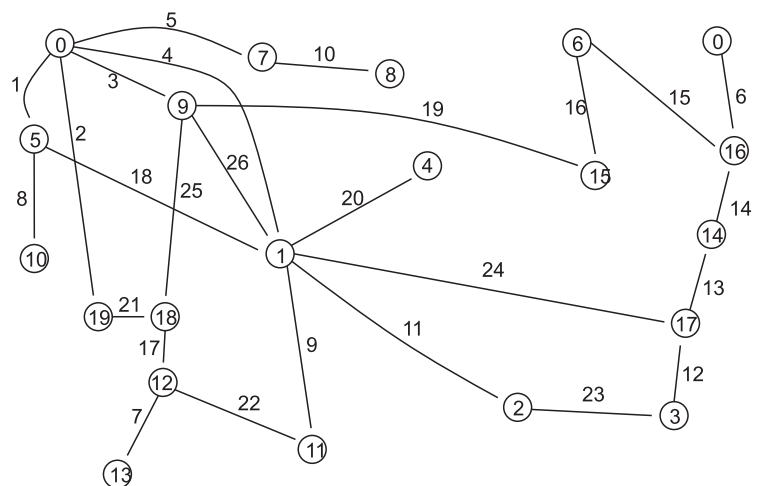
$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \quad (5)$$

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:

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

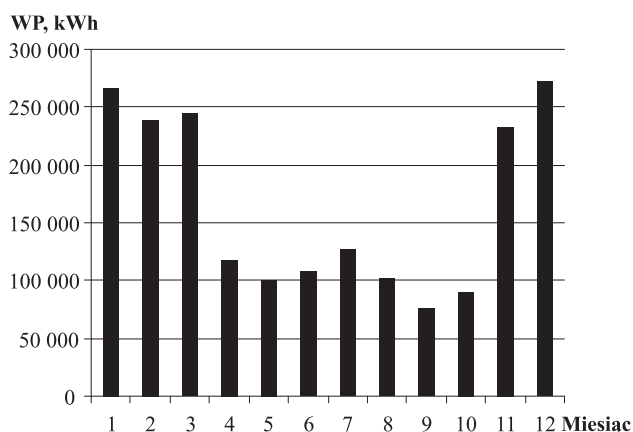
gdzie:

i – rok przepływu środków pieniężnych,

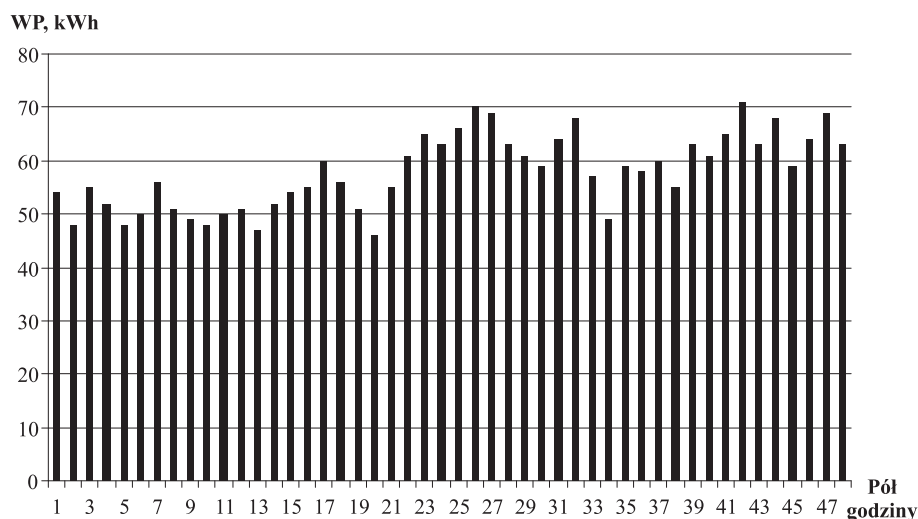
F_1 – roczna opłata za przepływ mocy biernej bez kompensacji w USD,

- 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.

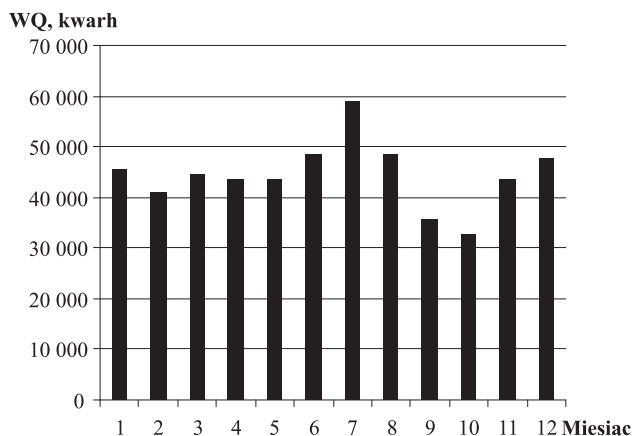
Do obliczeń wykorzystano roczne i dobowe harmonogramy obciążeń elektrycznych podstacji (rys. 3–6).



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



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



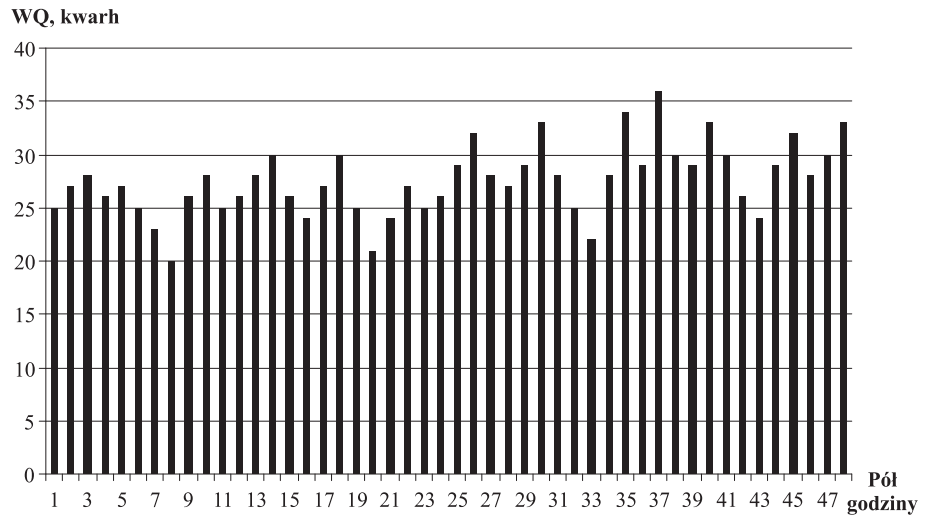
Rys. 4. Roczny harmonogram zużycia biernej energii elektrycznej przez odbiorniki nietrakcyjne podstacji transformatorowej [opracowanie własne]

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 zwarcia, 4,5%,
 S_{pr} – moc znamionowa, 250 kW,



Rys. 6. Harmonogram półgodzinowego 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 ΔW_{Q1} wynosi 619 124 kvarh.

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

$$F_1 = \Delta W_{Q1} \cdot c \cdot k_{ep} \cdot (1 + 1,3 \cdot (k_\varphi - 1)), \quad (8)$$

gdzie:

k_{ep} – współczynnik, który zależy od współczynnika mocy, 1,0004,
 k_φ – ekonomiczny odpowiednik $\tan \varphi$, 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:

ΔP_k – straty zwarciove transformatora, 3,7 kW,
 ΔP_k – 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 kvar. Przepływ energii biernej obliczono według wzoru (10):

$$\Delta W_{Q2} = (WQ - Q_{cd} \cdot T_p) + \frac{i_\mu}{100} \cdot S_{pr} \cdot T_p + \left(\frac{WP}{T_p \cdot \cos(\arctg(\varphi_2)) \cdot S_{pr}}\right)^2 \cdot \frac{U_k \cdot S_{pr} \cdot T_p}{100} \cdot (10)$$

Współczynnik mocy jest określony przez stosunek $WQ - Q_{cd} \cdot T_p$ i WP. Obliczona wartość przepływu mocy wynosi 175 433 kvarh. 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:

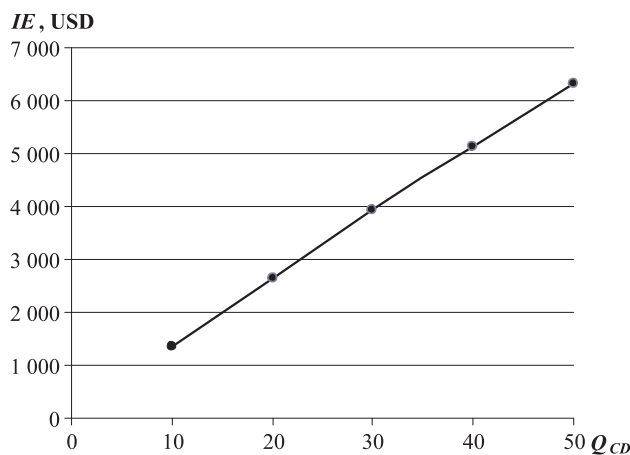
$$\Delta W_t = \Delta W_{t1} - \Delta W_{t2} = 1857 \text{ kW}.$$

Roczne straty czynnej energii elektrycznej w urządzeniu kompensacyjnym:

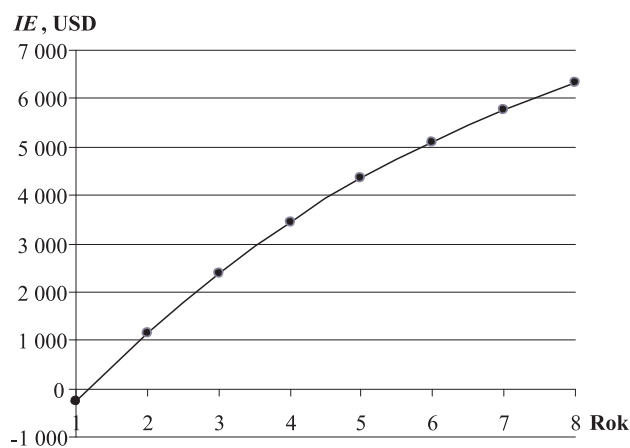
$$\Delta W_{cd} = (1 + 0,2) \cdot Q_{cd} \cdot 10^{-3} \cdot T_p = 525 \text{ kWh}. \quad (11)$$

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., Choudhury 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 [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 [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 [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 [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 Oak-shippin 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/technd2020.02.074>.
 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 [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-iAww7uBRakEiwAMlbZjnfslEl89HvWrAr_L3Xg-GIJ5CrJnQQkWBc8d9am4_3EsTtu0g9Mrjho-C190QAvD_BwE [dostęp: 13 maja, 2020].