

doi:10.15199/48.2024.08.09

Wybrane problemy dostosowania sieci elektroenergetycznej do zmieniających się warunków wytwarzania

Streszczenie. Dotychczasowy rozwój niestabilnych źródeł energii elektrycznej, głównie wiatrowych i fotowoltaicznych, oraz dalsze dynamiczne perspektywy ich rozwoju powodują konieczność rozbudowy sieci elektroenergetycznej na wszystkich poziomach napięciowych. W artykule podjęto problemy związane z pracą sieci różnych napięć i koniecznością ich modernizacji lub rozwoju. Zostały podane przykłady zarówno w sieci przesyłowej, jak i w sieci rozdzielczej, oraz ich wpływ na ekonomikę pracy sieci. Zostały również przedstawione analogiczne lub podobne działania operatorów w innych krajach.

Abstract. The current development of unstable electrical energy sources, mainly wind and photovoltaics, and the additional dynamic prospects for their development make it necessary to expand the power network at all voltage levels. This article addresses problems related to the operation of networks of various voltage levels and the need for their modernization or development. Examples are given in both the transmission and distribution network, and their impact on the economics of network operation. Analogous or similar activities of operators in other countries were also presented. (Selected problems of adapting the power network to changing generation conditions)

Słowa kluczowe: rozwój sieci przesyłowej, układy HVDC, transformatory rozdzielcze, straty energii w sieciach

Keywords: transmission network development, HVDC systems, distribution transformer, energy losses in networks

Wprowadzenie

Dotychczasowy rozwój niestabilnych źródeł energii elektrycznej, głównie wiatrowych i fotowoltaicznych, oraz dalsze dynamiczne perspektywy przyrostu ich mocy powodują konieczność rozbudowy sieci elektroenergetycznej na wszystkich poziomach napięciowych. Paradoksalnie rozwój generacji rozproszonej powinien ograniczać problemy sieciowe, a wprost nawet je rozwiązywać, jednak bardzo silne nasycenie sieci źródłami fotowoltaicznymi i koncentracja mocy w przypadku źródeł wiatrowych, głównie morskich, wprowadza nowe wyzwania i problemy sieciowe. Dodatkowym wyzwaniem obserwowanym w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) jest stopniowe wycofywanie źródeł w południowej jego części (wykorzystujących węgiel jako paliwo). Skutkuje to całkowitym odwróceniem kierunków przepływu mocy w KSE, co jest już częściowo obserwowane na obecnym etapie trwającej transformacji energetycznej, a w perspektywie najbliższych lat ulegnie dalszemu pogłębieniu.

Rozwój energetyki źródeł odnawialnych (OZE) należy rozpatrywać w dwóch aspektach: bilansowania mocy i energii w KSE oraz oddziaływania na sieć, w tym przyłączania ich do sieci oraz rozwoju sieci wszystkich napięć.

Z punktu widzenia bilansowego nadmiar mocy zainstalowanej w źródłach w stosunku do zapotrzebowania zawsze powoduje konieczność ograniczania produkcji (o ile nie da się tego nadmiaru sprzedać z korzyścią na rynkach zagranicznych). W przypadku źródeł OZE mamy do czynienia z niskim stopniem ich wykorzystania energetycznego, tj. około 1000÷2500 h w ciągu roku. Zatem w celu zaspokojenia potrzeb energetycznych – odpowiedniego poziomu udziału tych źródeł w produkcji energii elektrycznej – konieczna jest spora nadwyżka ich mocy w stosunku do potrzeb energetycznych. Charakterystyczna dla źródeł OZE jest także stosunkowo duża korelacja w ich produkcji między sobą (warunki nasłonecznienia są bardzo często zbliżone w całym kraju, podobnie jak warunki wietrzne). W takich przypadkach występuje nadmiar mocy w systemie (szczególnie, gdy wysoka produkcja jest skorelowana z niższym zapotrzebowaniem). Takie stany pracy systemu występują już w KSE, a ich skutkiem staje się konieczność ograniczenia produkcji lub wyłączenia części źródeł, co jest

usankcjonowane prawem [1]. Należy podkreślić, że wspomniany stan pracy systemu, przy uwzględnieniu wzrostu mocy zainstalowanej w źródłach OZE, będzie pojawiał się coraz częściej. Należy jednak również zaznaczyć, że taki scenariusz nie jest znacząco powiązany ze stanem układu sieciowego oraz koniecznością jego rozbudowy.

Stan krajowego systemu przesyłowego można oceniać z różnej perspektywy. Biorąc pod uwagę strukturę wiekową linii oraz urządzeń pracujących w KSE, ich przeciętny wiek wynosi około 40 lat [2] i według danych podawanych przez operatorów nadal rośnie. Oczywiście inwestycje odtworzeniowe są niezbędne, jednak koszty z nimi związane są znaczne. Miarą stanu sieci mogą być syntetyczne wskaźniki niezawodności dostarczania energii do odbiorców SAIFI i SAIDI. Publikowane wskaźniki przez największych krajowych operatorów nie wskazują na pogorszenie się ich wartości a tym samym stanu pracy sieci, a – za wyjątkiem ekstremalnych stanów pogodowych – wykazują nawet tendencje spadkowe [3, 4].

Stan sieci, jako niedostateczny, często podejmowany jest przy problemach z przyłączeniem nowych źródeł. Należy tu jednak spojrzeć na problem w zależności od miejsca przyłączenia i rodzaju przyłączanego źródła. Liczne publikacje pokazują, że dzisiejsze metodyki stosowane w analizach przyłączeniowych nie zawsze są słuszne lub uwzględniają specyfikę danego przypadku. Wydaje się, że w węzłach sieci przesyłowej istnieją jeszcze spore możliwości przyłączenia źródeł [5]. W sieciach 110 kV, szczególnie w odniesieniu do przyłączania źródeł wiatrowych, można też wykorzystać wysoką korelację między produkcją a obciążalnością linii, co zdecydowanie poprawia warunki i możliwości przyłączenia źródeł wiatrowych [6].

Odmierna sytuacja występuje w przypadku produkcji energii w dużych farmach morskich, w których koncentracje mocy w KSE będą sięgać rzędu kilku GW. W tym przypadku konieczna jest rozbudowa sieci przesyłowej dedykowanej dla tych inwestycji. W wielu systemach krajów europejskich powoduje to duże problemy związane z koniecznością przesyłu tej mocy na znaczne odległości do dużych centrów odbiorczych. Dobrym przykładem jest tu system niemiecki, w którym podejmuje się próbę podjęcia i rozwiązania tego wyzwania poprzez inwestycje ukierunkowane na budowę linii kablowej prądu stałego [7].

Inny problem występuje w sieci niskiego napięcia, gdzie głównie przyłączane są instalacje prosumenckie. Te nie wymagają analiz przyłączeniowych, stąd też brak możliwości kontroli sumy ich mocy. Układy te powodują jednak bardzo poważne problemy, głównie związane z dotrzymaniem odpowiednich poziomów napięć [8].

W dalszej części artykułu pokazano dwa konkretne realne problemy związane z pracą sieci przesyłowej oraz niskiego napięcia.

Przykład rozwoju sieci przesyłowej powodowany silnym rozwojem generacji OZE

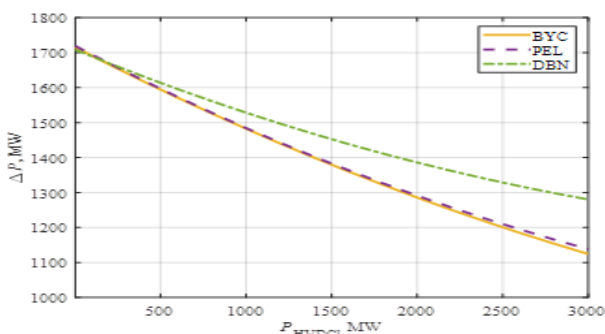
W krajowej sieci przesyłowej inwestycją ściśle dedykowaną i powiązaną z generacją w źródłach odnawialnych, konkretnie generacji wiatrowej na morzu, jest linia prądu stałego (ang. HVDC - *High Voltage Direct Current*) planowana do budowy między północą a południem Polski. Planowana długość linii oraz jej przepustowość szacuje się kolejno na 600 km i 3000 MW. Pierwszy raz pojawiła się ona w planie rozwoju sieci przesyłowej w 2022 roku [9] i była przedstawiana w sposób alternatywny, jeśli chodzi o południowy jej koniec. Rozważane były lokalizacje tego końca w stacjach Buczyna (stacja przy Elektrowni Jaworzno), Dobrzeń (Elektrownia Opole) oraz Połaniec (Elektrownia Połaniec). Wszystkie te stacje zlokalizowane są przy aktualnie pracujących elektrowniach węglowych, które, zgodnie z polityką energetyczną, mają być wycofywane z produkcji zgodnie z harmonogramem wynikającym z polityki unijnej.

Obecnie planuje się wprowadzenie linii HVDC do pracy w KSE w 2034 roku. Największy poziom mocy produkowanej w tym okresie ma być wówczas pokrywany w Elektrowni Opole (węzeł DBN), najmniejszy zaś w Elektrowni Jaworzno (węzeł BYC). Węzłem przyłączenia linii HVDC na północy kraju w każdym z rozważanych dotychczas scenariuszach jest stacja Krzemienica (KZE), zlokalizowana w pobliżu stacji Słupsk, na wcinie linii Słupsk-Dunowo, wybudowanej na potrzeby odbioru mocy z morskich farm wiatrowych.

W artykule [10] przedstawiono wyniki analiz pracy KSE dla różnych mocy transportowanych linią HVDC. Praktycznie wykazano – potwierdzono – że jest to rozwiązanie bardzo korzystne zarówno z punktu widzenia ekonomiki pracy KSE (straty w sieci) jak i bezpieczeństwa pracy KSE (obciążenie średnie i maksymalne linii sieci przesyłowej).

Straty mocy ΔP w sieci przesyłowej i 110 kV (w całej sieci zamkniętej KSE) są globalnym parametrem, który dobrze odwzorowuje wpływ badanego czynnika – tu: przepływu mocy linią HVDC na pracę całego systemu. Wykonano analizy scenariuszowe, tj. przyjęto trzy przedstawione wcześniej lokalizacje południowego końca linii HVDC. Straty mocy wyznaczono w zależności od przepływu mocy linią HVDC.

Wyniki analiz przedstawiono graficznie na rysunku 1.

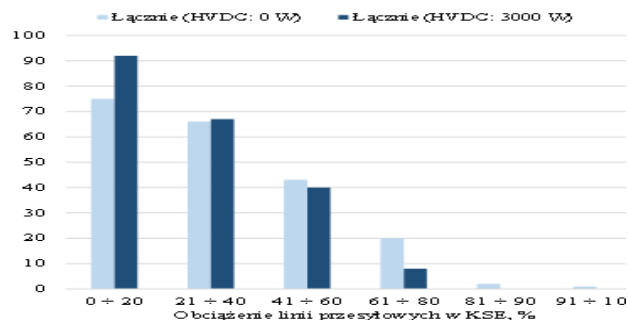


Rys. 1. Zależność strat sieciowych od mocy przesyłanej linią HVDC

Porównując wyniki strat otrzymane w analizowanych scenariuszach należy zauważyć, że w każdym przypadku obserwuje się znaczący spadek strat w całej sieci wraz ze wzrostem przepływu mocy układem HVDC. Dla przyłączenia linii w stacjach BYC oraz PEL praktycznie wykresy strat pokrywają się w całym zakresie analizowanych zmian. Zmniejszenie strat sięga 600 MW, co stanowi ponad 30% strat w układzie bez linii HVDC. Nieco inaczej zachowują się straty w KSE, gdy linia przyłączona jest do stacji DBN. W tym przypadku dla niewielkich przepływów mocy linią HVDC straty są niższe niż w pozostałych dwóch przypadkach (do mocy około 200 MW), natomiast dla większych przepływów straty dla tego przypadku są większe niż dla pozostałych dwóch miejsc przyłączenia. Przy pełnym obciążeniu linii HVDC straty w tym przypadku są o około 150 MW większe dla przyłączenia linii w stacji DBN. Powodem obserwowanego mniejszego spadku strat w tym przypadku jest znacząca produkcja mocy w Elektrowni Opole.

Zmniejszenie strat mocy jednoznacznie wskazuje na korzystny wpływ linii prądu stałego na pracę całego systemu przesyłowego w Polsce.

Innym czynnikiem wpływu linii HVDC na pracę całego KSE jest rozkład obciążeń linii sieci przesyłowej, w tym głównie obciążeń maksymalnych. Na rysunku 2 przedstawiono taki rozkład dla scenariusza przyłączenia linii w węźle BYC przy zerowym przepływie mocy linią i pełnym jej wykorzystaniu (przepływ mocy równy 3000 MW).



Rys. 2. Obciążenie linii przesyłowych w KSE dla scenariusza połączenia HVDC o relacji KZE-BYC

Dla scenariuszy przyłączenia południowego końca linii HVDC w węzłach BYC, a także PEL, obserwuje się bardzo wyraźną poprawę (zmniejszenie) liczby linii silnie obciążonych wraz ze wzrostem mocy przesyłanej linią HVDC. Już przy 50% obciążeniu linii HVDC (na poziomie 1400 MW) likwidowane są wszystkie obciążenia linii sieci przesyłowej o napięciu 220 kV i 400 kV powyżej 80%.

W nowym planie rozwoju sieci przesyłowej opublikowanym w marcu br. (plan niezatwierdzony, przekazany do konsultacji) przedstawia się już tylko jedną lokalizację południowego końca tej linii w stacji Buczyna. Wyniki analizy przedstawione powyżej również wskazują tę lokalizację jako najlepszą.

Przykład konieczności modernizacji sieci niskiego napięcia powodowany silnym rozwojem generacji OZE

Jako przykład konieczności modernizacji sieci niskiego napięcia wybrano wpływ fotowoltaicznych instalacji prosumenckich na dobór i pracę transformatora SN/nN.

Analizę wykonano na rzeczywistych rocznych danych pomiarowych z liczników [11] - są to średnio godzinowe moce obciążenia rzeczywistych odbiorców. Do analizy wybrano alternatywnie 50, 40 i 30 odbiorców, których odbiorniki obciążały transformator SN/nN. Dodatkowo w układzie tym zasymulowano pracę źródeł fotowoltaicznych, dla których określono roczny przebieg generacji korzystając z meteorologicznych danych

naśloniecznienia [12]. Parametrem analizy był współczynnik nasycenia sieci źródłami fotowoltaicznymi U_{dPV} zdefiniowany jako stosunek rocznej produkcji energii w tych źródłach do sumarycznej energii zużywanej przez wszystkich odbiorców tej sieci.

Parametry transformatorów przyjęto według [13] zgodnie z tabelą 1.

Tab. 1. Dane znamionowe transformatorów przyjętych do analizy

S_{nT} , kVA	100	160	250	400
ΔP_j , W	1840	2628	3723	5344
ΔP_o , W	2004	1051	595	329

ΔP_j – jałowe znamionowe straty mocy, ΔP_o znamionowe stratami moce obciążeniowe

W tabelach 2-4 pokazano wyniki obliczeń mocy szczytowej P_s , maksymalnej mocy przepływającej przez transformator od strony linii niskiego napięcia w kierunku sieci średniego napięcia P_{s-} , czasu występowania maksymalnych strat wzdłużnych τ , maksymalnego stopnia obciążenia transformatora β_s , rocznych strat energii w transformatorze ΔA_s oraz mocy transformatora S_{nT} .

Tab. 2. Straty energii w transformatorze przy zasilaniu 50 odbiorców

U_{dPV}	P_s	P_{s-}	τ	β_s	ΔA_s	S_{nT}
-	kW	kW	h	-	kWh	kVA
0,0	89,7	0,0	1424,2	0,90	3843	100
0,1	89,7	11,9	1287,8	0,90	3652	100
0,2	89,7	38,8	1238,8	0,90	3582	100
0,3	89,7	65,7	1276,9	0,90	3636	100
0,4	93,9	93,9	1277,6	0,94	3813	100
0,5	122,2	122,2	868,9	0,76	3820	160
0,6	150,5	150,5	679,3	0,94	4041	160
0,7	178,8	178,8	578,7	0,72	4685	250
0,8	207,1	207,1	520,2	0,83	4884	250
0,9	235,4	235,4	484,1	0,94	5119	250
1,0	263,7	263,7	460,8	0,66	6265	400
1,1	292,0	292,0	445,2	0,73	6435	400
1,2	320,3	320,3	434,5	0,80	6626	400
1,3	348,6	348,6	427,1	0,87	6836	400
1,4	376,9	376,9	421,8	0,94	7067	400
1,5	405,2	405,2	418,1	1,01	7318	400

Tab. 3. Straty energii w transformatorze przy zasilaniu 40 odbiorców

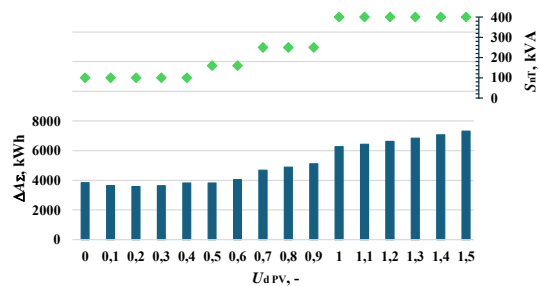
U_{dPV}	P_s	P_{s-}	τ	β_s	ΔA_s	S_{nT}
-	kW	kW	h	-	kWh	kVA
0	79,3	0,0	1193,2	0,79	3153	100
0,1	79,3	10,2	1089,8	0,79	3039	100
0,2	79,3	32,0	1056,9	0,79	3003	100
0,3	79,3	53,7	1094,6	0,79	3044	100
0,4	79,3	76,2	1202,8	0,79	3163	100
0,5	98,7	98,7	892,2	0,99	3360	100
0,6	121,2	121,2	698,3	0,76	3569	160
0,7	143,7	143,7	594,1	0,90	3754	160
0,8	166,2	166,2	533,0	0,66	4488	250
0,9	188,7	188,7	494,8	0,75	4639	250
1,0	211,2	211,2	469,9	0,84	4813	250
1,1	233,7	233,7	453,1	0,93	5010	250
1,2	256,2	256,2	441,4	0,64	6177	400
1,3	278,7	278,7	433,1	0,70	6311	400
1,4	301,2	301,2	427,2	0,75	6458	400
1,5	323,7	323,7	422,9	0,81	6618	400

Tab. 4. Straty energii w transformatorze przy zasilaniu 30 odbiorców

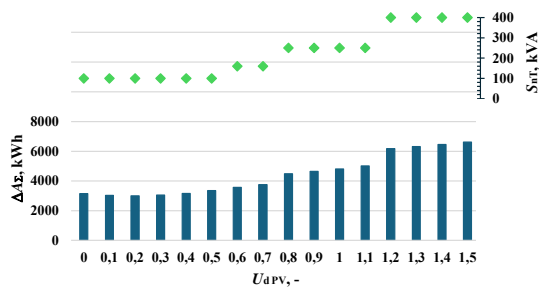
U_{dPV}	P_s	P_{s-}	τ	β_s	ΔA_s	S_{nT}
-	kW	kW	h	-	kWh	kVA
0	69,6	0,0	942,9	0,70	2639	100
0,1	69,6	8,2	868,4	0,70	2575	100
0,2	69,6	24,7	846,3	0,70	2557	100
0,3	69,6	41,1	876,8	0,70	2582	100
0,4	69,6	57,6	959,7	0,70	2653	100
0,5	74,0	74,0	967,9	0,74	2767	100
0,6	90,7	90,7	754,9	0,91	2927	100
0,7	107,7	107,7	635,3	0,67	3305	160

U_{dPV}	P_s	P_{s-}	τ	β_s	ΔA_s	S_{nT}
0,8	124,8	124,8	564,8	0,78	3435	160
0,9	141,8	141,8	520,4	0,89	3589	160
1,0	158,8	158,8	491,1	0,99	3765	160
1,1	175,9	175,9	471,1	0,70	4481	250
1,2	192,9	192,9	457,0	0,77	4607	250
1,3	209,9	209,9	446,8	0,84	4747	250
1,4	227,0	227,0	439,4	0,91	4900	250
1,5	244,0	244,0	433,9	0,98	5066	250
1,6	261,0	261,0	429,7	0,65	6186	400

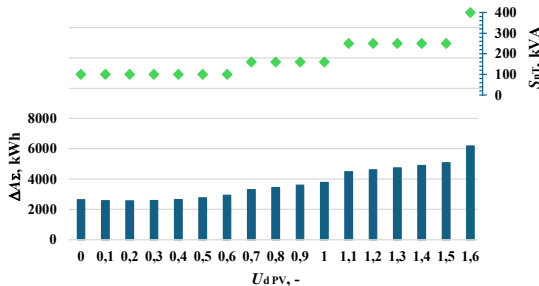
Na rysunkach 3-5 zaprezentowano sumaryczne roczne straty energii w transformatorze dla różnych współczynników nasycenia sieci źródłami fotowoltaicznymi, pokazując jednocześnie niezbędną moc transformatora, jaki należy zastosować w danym przypadku.



Rys. 3. Roczne straty energii w transformatorze SN/nN w funkcji współczynnika nasycenia sieci źródłami fotowoltaicznymi przy zasilaniu 50 odbiorców z transformatora.



Rys. 4. Roczne straty energii w transformatorze SN/nN w funkcji współczynnika nasycenia sieci źródłami fotowoltaicznymi przy zasilaniu 40 odbiorców z transformatora.



Rys. 5. Roczne straty energii w transformatorze SN/nN w funkcji współczynnika nasycenia sieci źródłami fotowoltaicznymi przy zasilaniu 30 odbiorców z transformatora.

Podstawowym wnioskiem przeprowadzonej analizy jest istotny wzrost strat energii w transformatorze zasilającym sieć niskiego napięcia, w której dokonano instalacji źródeł fotowoltaicznych. Jedynie dla poziomu współczynnika nasycenia do około 20% obserwuje się spadek tych strat po wprowadzeniu źródeł do sieci. Wzrosty te wynikają głównie ze zwiększenia strat jałowych w transformatorach – transformatory o większych mocach mają, bezwzględnie licząc, większe straty biegu jałowego. Straty wzdłużne (obciążeniowe) mogą nawet ulegać spadkowi ze względu na zmniejszający się czas występowania maksymalnych strat τ , wraz ze wzrostem U_{dPV} – wypadkowy τ dąży do

czasu występowania maksymalnych strat tylko dla przebiegu generacji w fotowoltaice wynoszący w tym przypadku 409 h/rok, przy czasie użytkowania mocy szczytowej równej 1011 h/rok. Wzrosty rocznych strat energii są bardzo znaczące bo sięgają, przy $U_{dpv} = 1,0$, dla liczby odbiorców równej 50, 40 i 30, odpowiednio (zgodnie z wynikami z tab. 2-4): 63 % ($6265/3843 = 1,63$), 53% ($4813/3153 = 1,53$) oraz 43% ($3765/2639 = 1,43$). Gdyby rozpatrzyć strategię instalowania mocy w źródłach OZE zwiększoną jeszcze o 20% (co było powszechnym zjawiskiem przy poprzednim systemie rozliczeń, a tych instalacji jest nadal większość) to odpowiednie wzrosty strat energii byłyby jeszcze znacząco większe – odpowiednio: 72% ($6626/3843 = 1,72$), 94% ($6117/3153 = 1,94$) oraz 75% ($4607/2639 = 1,75$).

Drugi wniosek dotyczy konieczności stosowania transformatorów o znacznie większej mocy znamionowej. W każdym przypadku (dla różnej liczby odbiorców przyłączonych do transformatora) przy braku źródeł fotowoltaicznych do zasilania odbiorów wystarczał transformator o mocy znamionowej 100 kVA, zaś przy pełnym pokryciu energetycznym zapotrzebowania odbiorów przyłączonych do tego transformatora (współczynnik nasycenia sieci źródłami fotowoltaicznymi $U_{dpv} = 1$) w zależności od liczby odbiorców (50, 40, 30) konieczny jest transformator odpowiednio o mocy: 400 kVA, 250 kVA czy 160 kVA. Powodem jest, na co już wskazywano uwagę we wprowadzeniu, że bilansowanie energii i mocy to dwa różne, nisko skorelowane ze sobą problemy w elektroenergetyce, szczególnie w przypadku dużego nasycenia systemu źródłami OZE.

Kolejną interesującą obserwacją jest fakt, że przepływy odwrotne mocy przez transformator P_s , tj. od sieci niskiego napięcia do sieci średniego napięcia pojawiają się już od wartości współczynnika nasycenia na poziomie 0,1, niezależnie od liczby odbiorców zasilanych z transformatora. Przy czym do wartości 0,5 współczynnika nasycenia przepływy te są mniejsze od szczytowego obciążenia transformatora (maksymalne obciążenie występuje w kierunku odbiorów), zaś od tej wartości (w przypadku zasilania 50 odbiorców już od wartości 0,4) maksymalne obciążenie transformatora występuje właśnie w kierunku odwrotnego przepływu.

Podsumowanie

Przedstawione dwa przykłady analityczne jednoznacznie wskazują na konieczność modernizacji sieci na wszystkich poziomach napięciowych w perspektywie niegasnącego trendu instalacji nowych źródeł OZE. Ponadto, zarówno budowa nowych elementów sieci, jak i wydatki eksploatacyjne (np. zwiększonych strat) generują istotne koszty w tych sieciach. Przykładowo nakład inwestycyjny budowy mostu prądu stałego w Niemczech – linii o podobnej długości jak ta planowana w KSE (700 km) – wyniesie według danych [7], 11 miliardów dolarów według cen z 2020 roku. Należy też dodać, że inwestycja jest opóźniona w stosunku do założonego jej zakończenia planowanego na 2026 rok – według bieżących oficjalnych danych ma zostać zakończona w 2028 roku – co niewątpliwie wpłynie na podniesienie jej kosztu. O ile inwestycje w linie prądu stałego obniżają straty w sieciach przesyłowych, co wykazano wyżej dla polskiej linii HVDC, o tyle konieczne wymiany transformatorów SN/nN w sieciach dystrybucyjnych wpłyną na ich powiększenie. Dodatkowo, co pokazano w [14], rosną również, i to znacząco, straty energii w liniach niskiego napięcia. Problemy napięciowe w sieciach nN powodują dodatkowo konieczność ich rozwiązywania, przez instalację choćby transformatorów SN/nN wyposażonych w regulację napięcia pod

obciążeniem. Koszty takich transformatorów są kilkukrotnie (około 3 razy) wyższe niż tradycyjnych konstrukcji z regulacją w stanach bez obciążenia.

Należy także zauważyć, że podejmowane przez Operatora Systemu Przesyłowego oraz Operatorów Systemów Dystrybucyjnych dużych nakładów na rozwój i modernizację sieci niewątpliwie będzie miało wpływ na wielkość opłat przesyłowych. Pojawia się w tym przypadku niezwykle istotny aspekt dotyczący wskazania podmiotu odpowiedzialnego za pokrycie wspomnianych dodatkowych kosztów. Aktualne rozwiązania rynkowe opłat przesyłowych przenoszą te koszty na energię odbieraną z sieci, czyli m.in. w głównej mierze na odbiorców zasilanych z sieci niskiego napięcia, którzy nie są prosumentami. W stanach wysokiej generacji instalacji prosumenckich występujące problemy napięciowe oraz zwiększone straty energii w sieci niskiego napięcia są 'łagodzone' przez klasycznych odbiorców, których pobór mocy w tych stanach powoduje mniejsze wzrosty napięć oraz zmniejsza straty w sieciach. Mimo to, to właśnie ci odbiorcy będą głównie ponosić koszty niezbędne do poprawnej pracy sieci, a zatem będą w pewnym sensie 'karani' za problemy, które powodują inni użytkownicy sieci. Jest to też niewątpliwie problem, który powinien zostać w jakiś sposób rozwiązany.

Autorzy: dr hab. inż. Henryk Kocot, prof. PŚ, E-mail: Henryk.Kocot@polsl.pl, dr inż. Agnieszka Dziendziel, E-mail: Agnieszka.Dziendziel@polsl.pl, Politechnika Śląska, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów, ul. Bolesława Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice.

LITERATURA

- [1] <https://e-elektryczna.pl/rynek-i-regulacje/wylaczanie-oze-w-polskim-prawie/> (dostęp: 03.2024)
- [2] Raport Prezesa URE: *Warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych oraz realizacja przez operatorów systemu elektroenergetycznego i gazowego planów rozwoju uwzględniających zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną i paliwa gazowe*. Warszawa, czerwiec 2023.
- [3] <https://e-elektryczna.pl/technika-i-technologie/analiza-porowna-wcza-wskaznikow-niezawodnosci-zasilania-pieciu-najwiekszych-h-osd-w-polsce/> (dostęp: 03.2024)
- [4] *Energetyka, dystrybucja, przesył*. Raport PTPIREE za 2023 r.
- [5] Kacejko P., Wanczer M., Pijarski P., Adamek S.: Więcej OZE w sieci: https://konferencjapsew.pl/wp-content/uploads/2023/04/Wiecej-OZE-w-sieci_raport_skroncny.pdf (dostęp: 03.2024)
- [6] Przygodzki M., Siwy E.: Ocena możliwości przesyłowych infrastruktury sieciowej w świetle rozwoju energetyki wiatrowej, *Przegląd Elektrotechniczny* 2/2011.
- [7] <https://www.nsenerybusiness.com/projects/suedlink-hvdc-pow-er-transmission-project/#> (dostęp: 03.2024)
- [8] Janiga K.: Wykorzystanie metod prognozowania warunków pracy sieci niskiego napięcia z generacją rozproszoną w kontekście rozwoju energetyki prosumenckiej. Rozprawa doktorska, Politechnika Lubelska, 2023 r.
- [9] Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032. PSE S.A.
- [10] Dziendziel A., Kocot H.: Wpływ projektowanej linii HVDC północ-południe na pracę Krajowego Systemu Przesyłowego. *Przegląd Elektrotechniczny* 03/2024.
- [11] Ciura Sz., Dziendziel A., Kocot H.: Rzeczywiste i obliczeniowe wartości współczynników jednoczesności występowania szczytowego obciążenia odbiorców przyłączonych do sieci niskiego napięcia. *Przegląd Elektrotechniczny* 10/2019.
- [12] Korab, R.; Polomski, M.; Smółka, M.: Evaluating the Risk of Exceeding the Normal Operating Conditions of a Low-Voltage Distribution Network due to Photovoltaic Generation. *Energies* 2022, 15, 1969.
- [13] <https://www.ftz.pl/transformatory-olejowe-dystrybucyjne.php> (dostęp: 03.2024)
- [14] Smółka M., Korab R., Polomski M.: Ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci niskiego napięcia z dużym udziałem prosumenckich instalacji fotowoltaicznych. *Rynek Energii*, nr 1(170)/2024.