

Zagrożenia i wyzwania dla krajowej sieci dystrybucyjnej

Threats and challenges for the Polish distribution network

Krajowa sieć dystrybucyjna

Sieciowa infrastruktura elektroenergetyczna stanowi ogniwo łączące źródła wytwarzania z odbiorcami i obejmuje: sieć przesyłową 400 i 220 kV, sieć dystrybucyjną (tzw. wstępnego rozdziału) 110 kV oraz sieć dystrybucyjną (rozdzielczą) SN (6, 10, 15, 20 i 30 kV) i sieć nn (0,4 kV). W jej skład wchodzi zarówno stacje elektroenergetyczne jak i linie napowietrzne i kablowe oraz urządzenia i aparaty elektroenergetyczne, które współpracują ze sobą w celu realizacji zadania, jakim jest przesył lub dystrybucja energii elektrycznej.

Sieć dystrybucyjna – z racji swojego usytuowania w KSE i funkcji, jaką w nim pełni – odgrywa kluczową rolę w zasilaniu odbiorców. Stanowi ważne ogniwo systemu elektroenergetycznego i decyduje w znacznej mierze o jakości, niezawodności i pewności dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych [4]. W KSE odpowiedzialna jest za rozdział i dystrybucję energii elektrycznej. Ta funkcja sprawia, że sieć dystrybucyjna obejmuje linie i stacje WN i SN o napięciach znamionowych równych lub mniejszych od 110 kV oraz linie niskiego napięcia.

Sieć dystrybucyjna jest traktowana wycinkowo w skali systemu [4]. Nadzór nad siecią dystrybucyjną pełnią przedsiębiorstwa energetyczne – operatorzy systemów dystrybucyjnych. Są to przedsiębiorstwa o strukturze akcjonariatu należącego zarówno do inwestorów prywatnych jak i Skarbu Państwa. Najważniejszymi i największymi spółkami dystrybucyjnymi w Polsce są obecnie: *PGE Dystrybucja S.A.*, *TAURON Dystrybucja S.A.*, *ENEA Operator Sp. z o.o.*, *ENERGA-OPERATOR S.A.* oraz *inno-gy Stoen Operator Sp. z o.o.* [1].

W ramach sieci dystrybucyjnej szczególna rola przypada sieci 110 kV, która obok funkcji dystrybucyjnej w wielu regionach kraju pełni również funkcję przesyłową [4]. W związku z tym wiele jej fragmentów jest koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego.

Krajowa sieć dystrybucyjna to 33 757 km linii i 1537 stacji elektroenergetycznych 110 kV, 31 1604 km linii i 261 169 stacji elektroenergetycznych SN oraz 470 142 km linii niskiego napięcia [3]. W stacjach WN użytkowanych jest 2791 transformatorów 110 kV/SN, natomiast w stacjach SN jest użytkowanych 261 079 transformatorów SN/nn i 1179 transformatorów SN/SN [3].

¹⁾ e-mail: waldemar.dolega@pwr.edu.pl

Podstawowe dane charakteryzujące sieci dystrybucyjne przedstawiono w tabeli 1. Dane z 2009 r. przedstawiono dla podkreślenia zmian, które zaistniały w infrastrukturze dystrybucyjnej w ostatnich latach.

Celem artykułu jest zwrócenie uwagi na zagrożenia i wyzwania stojące przed krajową siecią dystrybucyjną.

Tabela 1

Charakterystyka krajowych sieci dystrybucyjnych (stan na dzień 31 grudnia 2009 i 31 grudnia 2016) [3,4]

Wyszczególnienie	2009	2016
Długość linii elektroenergetycznych napowietrznych, km		
WN	32 535	33 229
110 kV (w tym OSP*)	32 535 (64)	33 229 (180)
SN	234 404	230 743
40-60 kV	24	0
30 kV	3 416	2 809
15-20 kV	229 557	226 619
Poniżej 15 kV	1 407	1 315
nn	290 360	311 044
Razem wszystkie napięcia	556 975	575 016
Długość linii elektroenergetycznych kablowych, km		
WN	147	528
SN	67 565	80 861
30-60 kV	175	269
15-20 kV	59 325	73 160
nn	137 725	159 098
Razem wszystkie napięcia	205 437	240 487
Liczba stacji elektroenergetycznych o górnym napięciu		
110 kV	1 391	1 537
SN	244 410	261 169
Razem wszystkie napięcia	245 801	262 706

* OSP – operator systemu przesyłowego – *Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.*

Zagrożenia dotyczące krajowej sieci dystrybucyjnej

Krajowa sieć dystrybucyjna jest wprawdzie przystosowana do występujących obecnie typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji zadań w stanach normalnych, ale stwarza potencjalnie duże zagrożenie bezpieczeństwa

dostaw energii elektrycznej [6]. Ponadto istnieją silne lokalne zagrożenia, które mogą powodować trudności z zasilaniem odbiorców w ekstremalnych warunkach atmosferycznych.

W 2017 r. w krajowej sieci dystrybucyjnej wystąpiły awarie sieciowe, które doprowadziły do znacznych przestojów w dostawie energii elektrycznej. Główną przyczyną ich wystąpienia były uszkodzenia sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej wywołane przez anomalie pogodowe (śnieżyce, opady mokrego śniegu, orkany, wichury, burze z wyładowaniami atmosferycznymi). Szczególnie ekstremalne warunki pogodowe miały miejsce w sierpniu i październiku (gwałtowna burza w nocy 11/12 sierpnia 2017, orkan „Ksawery” w dniach 5-8 października 2017 i orkan „Grzegorz” w dniach 29-30 października 2017). W ich wyniku m.in. przewracały się lub łamały się drzewa spoza normatywnych pasów wycinek, powodując trwałe uszkodzenia napowietrznych sieci elektroenergetycznych (zrywanie przewodów, łamanie słupów) oraz uszkodzenia stacji napowietrznych. Skala i rozległość tych awarii oraz panujące warunki atmosferyczne, które utrudniały prace przy użyciu ciężkiego sprzętu (dźwigów, podnośników) skutkowały z kolei długimi czasami ich usuwania.

Potencjalnie duże zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wynikają bezpośrednio z: wieku, stanu technicznego i stopnia wyeksploatowania sieci dystrybucyjnych oraz dużej ich awaryjności na skutek anomalii pogodowych. Ponadto wiąże się z ograniczoną przepustowością sieci 110 kV.

Majątek sieci dystrybucyjnych jest przestarzały i mocno wyeksploatowany. Przy czym największy stopień zużycia mają stacje 110 kV/SN, stacje SN/nn i sieci dystrybucyjne SN na obszarach wiejskich [4]. Wymagają one pilnej modernizacji w zakresie zapewniającym odpowiednią jakość dostarczanej energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.

Stan techniczny sieci dystrybucyjnej jest niezadowalający. Przy jego ocenie bardzo pomocne są takie mierniki, jak: stopień wykorzystania obciążalności prądowej dopuszczalnej, długości obwodów niskiego napięcia, długości ciągów średniego napięcia, przekroje zainstalowanych przewodów i kabli, poziom napięć na końcach obwodów niskiego napięcia i wartości wskaźników przerw w zasilaniu odbiorców końcowych, a te pozostawiają wiele do życzenia i wymagają znacznej poprawy [1].

Ograniczona przepustowość sieci 110 kV ma ścisły związek z jej wiekiem, stanem technicznym i stopniem wyeksploatowania oraz brakiem wymaganych inwestycji zapobiegających postępującej dekapitalizacji majątku sieciowego. Na skutek niewystarczającej termicznej obciążalności linii 110 kV występują m.in. ograniczone możliwości dostarczenia energii do dużych aglomeracji miejskich (warszawska, poznańska) [4]. Ponadto przeciążenia występujące w obszarze sieci 110 kV wpływają negatywnie na pracę sieci przesyłowej. Niekorzystnym zjawiskiem w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest bardzo niski poziom inwestycji, realizowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych, związanych z budową nowych linii 110 kV, co skutkuje niską dynamiką przyrostu długości tych linii.

W kontekście prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w przyszłości, konieczności poprawy jakości i niezawodności dostawy energii do odbiorców końcowych oraz intensywnego rozwoju OZE obecna infrastruktura dystrybucyjna będzie niewystarczająca. Konieczna jest więc jej rozbudowa i gruntowna modernizacja, zwłaszcza w odniesieniu do sieci 110 kV i sieci SN. Ponadto powinno nastąpić częściowe

i stopniowe zdejmowanie funkcji przesyłowych z sieci dystrybucyjnej 110 kV.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych mają świadomość tego faktu i realizują szeroki program inwestycyjny. W ostatnich latach w sieciach dystrybucyjnych realizowano inwestycje na poziomie: 5,6 mld zł (2015), 6 mld zł (2016) i 5,9 mld zł (2017), a w latach 2018-2020 operatorzy systemów dystrybucyjnych planują wydać na ten cel 17,3 mld zł [1,2]. Największy udział w tych inwestycjach mają PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A. i ENERGA-Operator S.A.

Wyzwania dotyczące krajowej sieci dystrybucyjnej

Wyzwania wiążą się bezpośrednio z koniecznością poprawy bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej. Wymaga to podjęcia przez operatorów systemów dystrybucyjnych różnych działań inwestycyjnych i eksploatacyjnych, które pozwolą na uniknięcie lub co najmniej na ograniczenie skali awarii w przypadku wystąpienia nagłych zjawisk atmosferycznych o dużym nasileniu w przyszłości.

Ograniczenie ryzyka wystąpienia awarii i przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców wymaga właściwej, systematycznej i planowej eksploatacji sieci elektroenergetycznej. Konieczna jest ponadto modernizacja infrastruktury sieciowej, mająca na celu poprawę wskaźników niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej, szczególnie tych dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (SAIDI, SAIFI, MAIFI). Należy ją ukierunkować na modernizację ciągów liniowych SN najbardziej wrażliwych z punktu widzenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Taka modernizacja powinna uwzględniać najnowsze rozwiązania technologiczne w zakresie budowy linii napowietrznych i kablowych oraz zabudowę sterowalnych punktów łączeniowych w głębi sieci dystrybucyjnej [2]. Ponadto powinna być ukierunkowana na przebudowę linii napowietrznych na linie kablowe lub wyprowadzenie ich z terenów leśnych, gdzie występuje zwiększone prawdopodobieństwo wystąpienia awarii przy ekstremalnych warunkach pogodowych.

Ograniczenie rozmiarów awarii i czasów wyłączeń odbiorców wymaga realizacji działań ukierunkowanych na poprawę odporności sieci dystrybucyjnej na niekorzystne zjawiska atmosferyczne oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii. Do takich działań należą: wymiana przewodów gołych na linie kablowe i niepełnoizolowane w sieci SN i izolowane w sieci niskiego napięcia, automatyzacja sieci SN, stosowanie systemów sterowania i nadzoru (dyspozytorskich), wdrożenie łączności cyfrowej, zwiększenie możliwości rekonfiguracyjnych sieci SN i modernizacja stacji elektroenergetycznych SN/nn. Wspomniana wymiana przewodów w znacznym stopniu ograniczy liczbę awarii spowodowanych przez drzewa i gałęzie.

Automatyzacja sieci SN wiąże się m.in. z instalacją w głębi sieci SN łączników zdalnie sterowanych, co pozwala skrócić czas lokalizacji uszkodzenia oraz czas trwania wyłączenia dla części odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej, która nie obejmuje elementu uszkodzonego. Stosowanie systemów dyspozytorskich pozwala m.in. na zwiększenie obserwowalności sieci dystrybucyjnej oraz poprawę skuteczności i szybkości przetàżeń w tej sieci. Wdrożenie łączności cyfrowej pozwala na istot-

ne zwiększenie niezawodności w sterowaniu łącznikami w sieci dystrybucyjnej SN. Zwiększenie możliwości rekonfiguracyjnych sieci SN realizuje się poprzez budowę nowych powiązań w celu umożliwienia dwustronnego zasilania odbiorców oraz budowę nowych stacji SN/nn i skracanie obwodów niskiego napięcia. Modernizacje stacji SN/nn polegają na eliminacji zbędnych i wymianie wyeksploatowanych elementów stacji oraz izolowaniu elementów czynnych w przypadku stacji słupowych SN/nn.

Dodatkowo, w celu maksymalnego ograniczenia przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców, operatorzy systemów dystrybucyjnych powinni systematycznie zwiększać zakres prac realizowanych w technologii prac pod napięciem, zarówno przez wykonawców wewnętrznych, jak i zewnętrznych. Prace przy lokalizacji wystąpienia uszkodzeń w sieci, wykonania niezbędnych przełączy oraz naprawcze dla przywrócenia zasilania odbiorcom powinny być podejmowane niezwłocznie po wystąpieniu awarii i prowadzone przez pracowników spółek dystrybucyjnych i współpracujących zewnętrznych firm wykonawczych [2].

Ponadto wyzwania wiążą się również obok modernizacji infrastruktury sieciowej z koniecznością jej rozbudowy.

Realizacja inwestycji sieciowych wymaga przygotowania złożonej dokumentacji na potrzeby procesu decyzyjnego, obejmującej zagadnienia techniczno-ekonomiczne oraz formalno-prawne. W obszarze formalnoprawnym są to różnorodne uzgodnienia, pozwolenia, opinie i decyzje, co powoduje, że etap ten jest obecnie najważniejszym i najdłuższym etapem przygotowania realizacji inwestycji.

Uregulowania prawne, dotyczące przygotowania i realizacji inwestycji w obszarze infrastruktury sieciowej, są rozproszone w bardzo wielu ustawach i aktach wykonawczych do nich, są ukierunkowane na obiekty kubaturowe i nie uwzględniają specyfiki obiektów liniowych. Są nieprecyzyjne, niespójne i często się zmieniają na skutek wielokrotnych nowelizacji, a utrudnienia z nich wynikające powodują powstanie barier prawnych i administracyjnych, skutecznie ograniczających szybkość i efektywność procesu inwestycyjnego [5]. Ponadto stanowią znaczne obciążenie finansowe dla operatorów systemów dystrybucyjnych i stwarzają zagrożenie dla wykorzystania środków unijnych przy finansowaniu inwestycji sieciowych, w sytuacji gdy są one finansowane z tych środków w całości lub części.

W świetle istniejących uregulowań prawnych w obszarze przygotowania i realizacji inwestycji rozbudowa i modernizacja infrastruktury sieciowej w obszarze dystrybucji stanowi ogromne wyzwanie dla operatorów systemów, gdyż brak jest korzystnych rozwiązań prawnych dla takich inwestycji. Operator systemu dystrybucyjnego nie może liczyć na udogodnienia, uproszczenia i usprawnienia procedur formalnoprawnych i administracyjnych przy realizacji wspomnianych inwestycji sieciowych. Dlatego skrócenie cyklu inwestycyjnego związane z ograniczeniem fazy przygotowania realizacji inwestycji wymaga znacznego usprawnienia procesu zarządzania inwestycjami sieciowymi przez odpowiednie służby operatorów systemów dystrybucyjnych. Jest to jedyna droga, gdyż uproszczenie i przyspieszenie procesu przygotowania i realizacji inwestycji sieciowych w obecnym stanie prawnym jest nierealne. Ponadto pozwala na znaczące zwiększenie stopnia wykorzystania środków unijnych, przeznaczonych na finansowanie projektów dotyczących infrastruktury dystrybucyjnej.

Wnioski

Krajowa sieć dystrybucyjna jest przystosowana do występujących obecnie typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji zadań w stanach normalnych. Stwarza jednak potencjalnie duże zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które wynikają bezpośrednio z: wieku, stanu technicznego i stopnia wyeksploatowania sieci dystrybucyjnych, dużej ich awaryjności na skutek anomalii pogodowych i ograniczonej przepustowości sieci 110 kV. Ponadto istnieją silne lokalne zagrożenia, które mogą powodować trudności z zasilaniem odbiorców w ekstremalnych warunkach atmosferycznych.

W przyszłości, w kontekście prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, konieczności poprawy jakości i niezawodności dostawy energii do odbiorców końcowych oraz intensywnego rozwoju odnawialnych źródeł energii, obecna infrastruktura sieciowa w obszarze dystrybucji będzie niewystarczająca. Konieczna będzie jej rozbudowa i gruntowna modernizacja, zwłaszcza w odniesieniu do sieci dystrybucyjnej 110 kV (szczególnie w obszarze dużych aglomeracji miejskich) i sieci SN. Ponadto niezbędne jest częściowe i stopniowe zdejmowanie funkcji przesyłowych z sieci dystrybucyjnej 110 kV.

Rozbudowa i modernizacja infrastruktury sieciowej w obszarze dystrybucji stanowi największe i najważniejsze wyzwanie dla operatorów systemów dystrybucyjnych. Wynika to z faktu, że uregulowania prawne dotyczące przygotowania i realizacji inwestycji sieciowych wprowadzają wiele utrudnień i barier skutecznie ograniczających szybkość i efektywność procesu inwestycyjnego, znacznie zwiększają koszty realizacji tych inwestycji i stwarzają zagrożenie dla wykorzystania środków unijnych przy ich finansowaniu.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2016 r., Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2017.
- [2] Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2017 r., Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2018.
- [3] Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2015 do dnia 31 grudnia 2016. Minister Energii, Warszawa 2017.
- [4] Dołęga W., *Planowanie rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2013.
- [5] Dołęga W., *Wybrane aspekty realizacji inwestycji sieciowych*. „Polityka Energetyczna-Energy Policy Journal” 2016, t. 19, z. 3, s. 121-131.
- [6] Dołęga W., *Wybrane aspekty rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej*. Przegląd Naukowo-Metodyczny „Edukacja dla bezpieczeństwa” 2017, nr 1, s. 1201-1213.

