

Waldemar DOŁĘGA¹

Efektywna transformacja krajowej sieci elektroenergetycznej

Wprowadzenie

Krajowa sieć elektroenergetyczna stanowi ogniwo łączące źródła wytwarzania energii elektrycznej 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.

W kraju użytkowanych jest łącznie 875 861 km linii elektroenergetycznych: 15 964 km linii 750, 400 i 220 kV, 34 376 km linii 110 kV, 321 089 km linii SN oraz 504 492 km linii niskiego napięcia (ARE 2022). Stanowi to odpowiednio: 1,8, 3,9, 36,7 i 57,6% łącznej ich długości. Ponadto użytkowanych jest łącznie 273 278 stacji elektroenergetycznych: 110 stacji 400 i 220 kV, 1597 stacji 110 kV oraz 271 571 stacji SN, co stanowi to odpowiednio: 0,04, 0,58 i 99,38 łącznej ich liczby (ARE 2022).

Właściwe funkcjonowanie krajowej sieci elektroenergetycznej ma kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Sieć ta funkcjonuje w dynamicznie zmieniających się uwarunkowaniach.

Celem rozdziału jest zwrócenie uwagi na aktualny stan oraz zagrożenia i wyzwania stojące przed krajową siecią przesyłową i dystrybucyjną w aspekcie jej efektywnej transformacji.

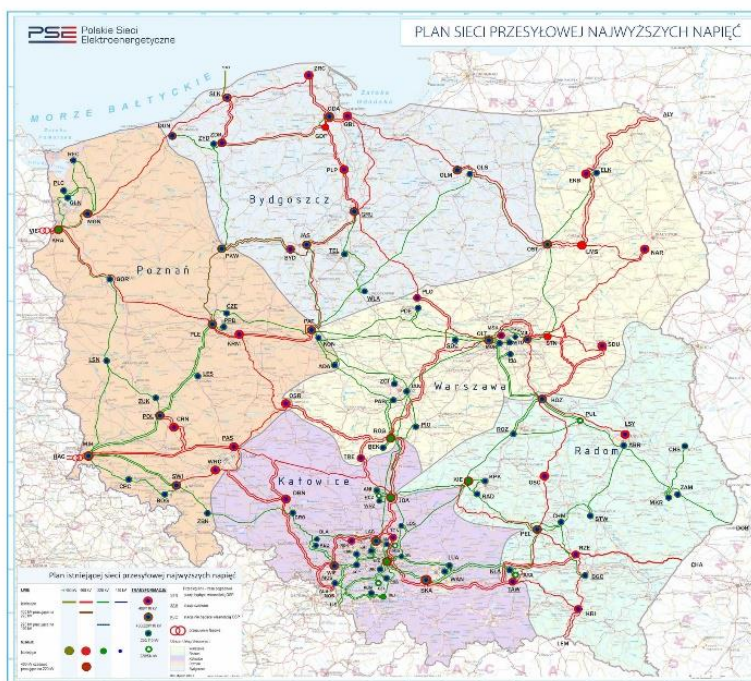
¹ Katedra Energoelektryki, Wydział Elektryczny, Politechnika Wroclawska;
ORCID iD: 0000-0003-2878-1358; e-mail: waldemar.dolega@pwr.edu.pl

1. Krajowa sieć przesyłowa i dystrybucyjna

Sieć przesyłowa służy do przesyłania energii elektrycznej często na znaczne odległości z elektrowni systemowych do stacji odbiorczych zlokalizowanych w obszarach o dużym zapotrzebowaniu na nią, gdzie następuje jej transformacja na niższy poziom napięcia (np. 400/110 kV lub 220/110 kV w kraju), przekazanie do sieci 110 kV i SN celem dalszej transformacji, dystrybucji i dostarczenia odbiorcom. Odbiorcy najczęściej pobierają energię na niskim napięciu.

Sieć przesyłowa z racji swojego usytuowania w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) i funkcji, jaką w nim pełni, odgrywa kluczową rolę w KSE i ma strategiczne znaczenie dla jego funkcjonowania. Jej podstawowym zadaniem jest zbilansowanie zapotrzebowania i wytwarzania energii elektrycznej z uwzględnieniem wymiany międzysystemowej przy zapewnieniu stabilnej pracy KSE i wymaganej jakości dostarczanej energii elektrycznej (Dołęga 2018). Odpowiada więc m.in. za wyprowadzenie mocy z elektrowni konwencjonalnych systemowych i przesłanie jej często na znaczne odległości do obszarów zapotrzebowania. Ta funkcja sprawia, że sieć przesyłowa obejmuje linie i stacje NN o napięciach znamionowych równych lub większych od 220 kV. W przeszłości do sieci przesyłowej zaliczano również sieć 110 kV, którą obecnie zalicza się do sieci dystrybucyjnej.

Na rysunku 1 przedstawiono plan krajowej sieci przesyłowej.



Rys. 1. Plan krajowej sieci przesyłowej (PSE 2023)

Fig. 1. Plan of national transmission grid

Sieć przesyłowa jest zawsze traktowana globalnie w skali systemu, a nadzór nad nią pełni przedsiębiorstwo energetyczne – Operator Systemu Przesyłowego (OSP). W kraju takim operatorem jest spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA.

Krajowa sieć przesyłowa to 303 linie o łącznej długości 15 964 km i 110 stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć o napięciach 220 kV i 400 kV. Jest wśród nich: 171 linii o napięciu 220 kV o łącznej długości 7288 km, 131 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 8562 km i 1 linia o napięciu 750 kV (wyłączona) o długości 114 km oraz 63 stacji 220 kV i 47 stacji 400 kV, w których użytkowanych jest 211 autotransformatorów i transformatorów najwyższych napięć (PSE 2023).

Sieć dystrybucyjna jest odpowiedzialna za rozdział i dystrybucję energii elektrycznej. 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 (Dołęga 2020). 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. Nadzór nad siecią dystrybucyjną pełnią przedsiębiorstwa energetyczne – operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD). Są to przedsiębiorstwa o strukturze akcjonariatu należącego zarówno do inwestorów prywatnych jak i Skarbu Państwa. W kraju najważniejszymi i największymi spółkami dystrybucyjnymi są obecnie: PGE Dystrybucja SA, TAURON Dystrybucja SA, ENERGA-Operator SA, ENEA Operator Sp. z o.o. oraz Stoen Operator Sp. z o.o. (SPURE 2022). Obszary ich działania przedstawiono na rysunku 2, a charakterystykę w tabeli 1.

Krajowa sieć dystrybucyjna to 34 376 km linii i 1597 stacji elektroenergetycznych 110 kV, 321 089 km linii i 271 571 stacji elektroenergetycznych SN oraz 504 492 km linii niskiego napięcia (ARE 2022). W stacjach WN użytkowanych jest 2915 transformatorów 110 kV/SN, natomiast w stacjach SN jest użytkowanych 268 695 transformatorów SN/nn i 1251 transformatorów SN/SN (ARE 2022).

2. Obecne uwarunkowania funkcjonowania krajowej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej

Krajowa sieć przesyłowa jest przystosowana do występujących obecnie typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji wewnętrznych zadań przesyłowych w stanach normalnych, zapewniając odpowiedni poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Istnieją jednak duże zagrożenia dla stabilnej pracy KSE oraz lokalne zagrożenia, które mogą powodować trudności z zasilaniem w ekstremalnych warunkach atmosferycznych, zarówno w okresie letnim, jak i zimowym.

Ekstremalne warunki pogodowe obejmują: śnieżyce, opady mokrego śniegu, oblodzenia, orkany, wichury i burze z wyładowaniami atmosferycznymi. Wynikają ze zmian klimatycznych i występują coraz częściej na terytorium Polski. Ze względu na znaczny (68%)



Rys. 2. Obszary działania Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (SMBDEE 2021)

Fig. 2. Areas of operation of Distribution System Operators

TABELA 1. Charakterystyka największych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych na 1.01.2022 (PTPIREE 2022)

TABLE 1. Profile of largest national distribution system operators for day – 1.01.2022

	Obszar działalności [tys. km ²]	Liczba klientów [tys.]	Długość linii w przeliczeniu na jeden tor [km]	Liczba stacji [szt.]
PGE Dystrybucja SA	129,83	5 559,1	WN – 10 362 (1,1%)* SN – 115 049 (22,4%)* nn – 171 597 (29,4%)*	WN – 464 SN – 95 522
TAURON Dystrybucja SA	57,07	5 768,2	WN – 11 121 (1,8%)* SN – 66 031 (39,7%)* nn – 116 865 (36,8%)*	WN – 495 SN – 61 593
ENEA Operator Sp. z o.o	58,17	2 698,4	WN – 5 481 (1,3%)* SN – 46 618 (29,0%)* nn – 55 988 (51,8%)*	WN – 249 SN – 38 689
ENERGA-Operator SA	75,00	3 238,0	WN – 6 590 (1,0%)* SN – 69 870 (28,1%)* nn – 92 179 (38,9%)*	WN – 302 SN – 62 324
Stoen Operator Sp. z o.o.	0,51	1 094,4	WN – 518 (32,6%)* SN – 8 067 (96,6%)* nn – 7 398 (82,2%)*	WN – 41 SN – 6 880

* Udział linii kablowych.

udział linii napowietrznych w infrastrukturze sieciowej skala i wielkość awarii sieciowych jest znaczna (awarie mają charakter masowy). W ostatnich latach awarie sieciowe spowodowane przez ekstremalne warunki atmosferyczne występują coraz częściej w mniejszym lub większym natężeniu na terytorium Polski. Przy czym w ostatnich latach anomalie pogodowe występują praktycznie każdego roku.

Zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wynikają bezpośrednio z: małej gęstości sieci i jednostek wytwórczych w niektórych częściach kraju, ograniczonych możliwości obciążenia linii elektroenergetycznych w wyższych temperaturach otoczenia, rosnącego zakresu prac remontowych i inwestycyjnych w sieciach, dużej awaryjności na skutek anomalii pogodowych, nadmiernego wzrostu napięć w sieci przesyłowej oraz sieci 110 kV, ograniczenia importu energii elektrycznej z systemów elektroenergetycznych państw sąsiednich i wzrostu obciążenia w okresie letnim (Dołęga 2018). Zagrożenia te potęgują się w przypadku nałożenia się na siebie wielu niekorzystnych czynników obejmujących: skrajnie wysokie zapotrzebowanie na moc, anomalie pogodowe, wyłączenie dużej liczby elementów sieci elektroenergetycznej lub jednostek wytwórczych czy oddziaływanie przepływów mocy z krajów sąsiednich (Dołęga 2019).

Ograniczona przepustowość linii przesyłowych w wyższych temperaturach otoczenia stanowi poważne zagrożenie dla stabilnej pracy KSE w warunkach zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną (Dołęga 2018). Ma ścisły związek z wiekiem, stanem technicznym i stopniem wyeksploatowania sieci przesyłowych. W tabeli 2 przedstawiono strukturę wiekową krajowej sieci przesyłowej. Wiek ponad 40 lat posiada: 54% stacji elektroenergetycznych, 54% linii napowietrznych i 20% transformatorów/autotransformatorów. Linie elektroenergetyczne zaprojektowano z uwzględnieniem innych warunków (np. znacznie niższych przepływów) niż te, które występują obecnie.

TABELA 2. Struktura wiekowa krajowej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej (ARE 2022)

TABLE 2. Age structure of national transmission and distribution grid

	Sieć przesyłowa			Sieć dystrybucyjna		
	do 20 lat	20–40 lat	ponad 40 lat	do 20 lat	20–40 lat	ponad 40 lat
Linie napowietrzne	21%	25%	54%	21%	40%	39%
Linie kablowe	99%	0%	1%	53%	31%	16%
Stacje elektroenergetyczne	15%	31%	54%	33%	34%	33%
Transformatory	54%	26%	20%	49%	33%	18%

Ograniczenie importu energii elektrycznej z systemów elektroenergetycznych krajów sąsiednich jest spowodowane ograniczonymi zdolnościami przesyłowymi transgranicznych połączeń międzysystemowych. Dodatkowo przyczyniają się do tego przepływy mocy z krajów sąsiednich. Stanowi to barierę dla wymiany energii elektrycznej z zagranicą i ogranicza wykorzystanie połączeń transgranicznych do importu energii w sytuacjach, gdy nie ma możliwości pokrycia zapotrzebowania ze źródeł krajowych (Dołęga 2018).

Wzrost obciążenia w okresie letnim ogranicza możliwość wykonywania remontów w tym okresie roku. W ostatnich latach obserwuje się znacznie wyższy od przeciętnego wzrost zapotrzebowania na moc czynną w okresie letnim i jego koncentrację w dużych aglomeracjach miejskich (warszawskiej, krakowskiej, wrocławskiej, poznańskiej) (Dołęga 2019). Towarzyszy temu znacznie wyższy wzrost zapotrzebowania na moc bierną, który stwarza zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców na określonym obszarze.

Niedostatecznie rozwinięta sieć przesyłowa powoduje występowanie różnorodnych ograniczeń sieciowych. Ograniczenia te wynikają z: warunków obciążeniowych elementów sieci, ze stabilności napięciowej, z warunków zwarciovych, z warunków równowagi dynamicznej, z warunków równowagi statycznej, z zakresu regulacji wtórnej oraz z wymagań dotyczących pewności zasilania obszarów wokół elektrowni (Dołęga 2013).

Krajowa sieć dystrybucyjna jest przystosowana do występujących obecnie typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji zadań dystrybucji w stanach normalnych, ale lokalnie stwarza duże zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w ekstremalnych warunkach atmosferycznych.

Ekstremalne warunki pogodowe często prowadzą do powstania nawałnic, których siła była wielokrotnie bardzo duża i doprowadziła do zniszczenia lub uszkodzenia wielu linii elektroenergetycznych (110 kV, SN, nn), a skala koniecznych napraw była ogromna i często porównywalna z koniecznością odtworzenia nowej infrastruktury sieciowej.

Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w obszarze dystrybucji wynikają bezpośrednio z: wieku, stanu technicznego i stopnia wyeksploatowania sieci dystrybucyjnych, ich wysokiej awaryjności na skutek występowania wspomnianych już ekstremalnych zjawisk pogodowych o dużym nasileniu oraz ograniczonej przepustowości sieci 110 kV. W tabeli 2 przedstawiono strukturę wiekową krajowej sieci dystrybucyjnej. Wiek ponad 40 lat posiada: 33% stacji elektroenergetycznych, 39% linii napowietrznych, 16% linii kablowych, 18% transformatorów. Linie elektroenergetyczne zaprojektowano z uwzględnieniem innych warunków (np. niższych przepływów, jednokierunkowego /a nie dwukierunkowego/ przepływu mocy) niż te, które występują obecnie.

Największy stopień wyeksploatowania mają stacje 110 kV/SN, stacje SN/nn i linie napowietrzne SN i nn na obszarach wiejskich (Dołęga 2020). Wymagają one modernizacji w zakresie zapewniającym odpowiednią jakość dostarczanej energii elektrycznej dla odbiorców końcowych oraz niezawodność i pewność jej dostawy.

Ograniczona przepustowość termiczna sieci 110 kV prowadzi m.in. do przeciążeń, które wpływają negatywnie na pracę sieci przesyłowej oraz powodują ograniczone możliwości dostarczenia energii do dużych aglomeracji miejskich. Taka sytuacja wynika z faktu, że krajowa sieć dystrybucyjna 110 kV na wielu obszarach ma status sieci funkcjonalnie przesyłowej w której występuje zależność przepływów energii od programów pracy źródeł wytwórczych (Dołęga 2013). W odniesieniu do sieci 110 kV występuje ponadto stosunkowo niski poziom inwestycji, realizowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych, co przedkłada się na stosunkowo małą dynamikę przyrostu długości tych linii.

Przy ocenie stanu sieci dystrybucyjnej 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 czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej za dany rok (SMBDEE 2021). Rodzaje przerw w dostarczaniu energii zostały określone w rozporządzeniu (RMG 2007). Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej dzieli się na planowe i nieplanowe (awaryjne). Te pierwsze wynikają z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej, a te drugie spowodowane są wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej (Dołęga 2020). W zależności od czasu trwania wyróżnia się przerwy: przemijające (trwające nie dłużej niż 1 sekundę), krótkie (trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty), długie (trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin), bardzo długie (trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny) i katastrofalne (trwające dłużej niż 24 godziny) (RMG 2007). Operatorzy systemów dystrybucyjnych podają wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone oddzielnie dla przerw planowych, nieplanowych i nieplanowych (z przerwami katastrofalnymi). Należą do nich m.in.: wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI – ang. *System Average Interruption Duration Index*) oraz wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI – ang. *System Average Interruption Frequency Index*) (Dołęga 2020).

Wartości przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców SAIDI i SAIFI w latach 2016–2020 przedstawiono w tabeli 3.

Wartość wskaźników SAIDI dla przerw planowych ulega sukcesywnie poprawie. Podobnie sytuacja wygląda w odniesieniu do wskaźników SAIDI dla przerw nieplanowych i SAIDI dla przerw nieplanowych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych. Wyjątkiem są niektóre lata (np. 2017), w których zanotowano wzrost tych wskaźników. Miało to związek z nasileniem w tym czasie ekstremalnych warunków pogodowych na obszarach działania OSD. Zdecydowanie najmniejsze wartości wskaźnika SAIDI występują dla Stoen Operator Sp. z o.o. Poziom ten w 2020 r. wynosił odpowiednio 7,20 min/odb. dla przerw planowych, 37,38 min/odb. i 38,24 min/odb. dla przerw nieplanowych i nieplanowych z przerwami katastrofalnymi. Dla pozostałych operatorów były to wartości znacznie większe.

Wartość wskaźników SAIFI dla przerw planowych, podobnie jak analogicznych wskaźników SAIDI, ulega sukcesywnie poprawie. Podobnie sytuacja wygląda w odniesieniu do wskaźników SAIFI dla przerw nieplanowych i SAIFI dla przerw nieplanowych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych. Wyjątkiem są niektóre lata (np. 2017), w których zanotowano wzrost tych wskaźników. Miało to związek z nasileniem w tych latach ekstremalnych warunków pogodowych na obszarach działania OSD. Zdecydowanie najmniejsze wartości wskaźnika SAIFI występują dla Stoen Operator Sp. z o.o. Poziom ten w 2020 r. wynosił odpowiednio 0,12 szt./odb. dla przerw planowanych, 0,59 szt./odb. i 0,59 szt./odb. dla przerw nieplanowych i nieplanowych z przerwami katastrofalnymi. Dla pozostałych operatorów były to wartości znacznie większe.

TABELA 3. Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców SAIDI i SAIFI w latach 2016–2020 (Dołęga 2020; ARE 2022)

TABLE 3. Indicators of average grid interruptions in supplying recipients SAIDI and SAIFI in the years 2016–2020

Wyszczególnienie		Jednostka miary	Rok	PGE Dystrybucja SA	TAURON Dystrybucja SA	ENEA Operator Sp. z o.o.	ENERGA Operator SA	Stoen Operator Sp. z o.o.
Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerw długiej i bardzo długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIDI)	SAIDI nieplanowe	min./odb.	2016	252,05	137,68	184,31	166,10	58,30
			2017	385,89	219,67	403,76	209,40	64,86
			2018	204,49	106,95	145,15	103,50	54,94
			2019	196,65	138,68	123,64	96,94	41,71
			2020	200,41	98,02	106,26	92,9	37,38
	SAIDI nieplanowe +katastrofalne		2016	281,90	137,94	185,98	177,00	61,40
			2017	461,70	238,41	671,06	298,00	69,81
			2018	211,81	107,18	152,68	107,20	56,19
			2019	202,26	140,49	124,65	98,24	43,79
	SAIDI planowe		2020	210,71	98,42	106,01	90,6	38,24
			2016	119,41	59,38	103,32	50,80	12,55
			2017	95,05	48,40	55,26	55,40	9,05
			2018	87,40	45,35	47,40	43,80	11,44
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstotliwości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	2019	58,25	40,37	24,01	28,70	8,72
			2020	39,82	26,60	16,09	20,80	7,20
			2016	3,86	2,55	3,53	2,49	0,88
			2017	4,97	3,29	4,15	2,67	0,95
			2018	3,45	2,25	2,95	1,87	0,94
	SAIFI nieplanowe +katastrofalne		2019	3,57	2,41	2,82	1,83	0,75
			2020	3,43	2,00	2,44	1,71	0,59
			2016	3,88	2,55	3,54	2,50	0,89
			2017	5,00	3,30	4,23	2,69	0,96
	SAIFI planowe		2018	3,45	2,25	2,96	1,87	0,94
			2019	3,57	2,41	2,82	1,83	0,75
			2020	3,44	2,00	2,44	1,71	0,59
			2016	0,61	0,40	0,59	0,33	0,13
	2017	0,48	0,31	0,35	0,33	0,11		
	2018	0,47	0,33	0,27	0,28	0,15		
	2019	0,31	0,28	0,16	0,19	0,19		
	2020		0,19	0,11	0,14	0,12		

3. Wyzwania dotyczące krajowej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej

Wyzwania mają związek z efektywną transformacją sieci elektroenergetycznych i wiąże się bezpośrednio z koniecznością rozbudowy i modernizacji infrastruktury sieciowej oraz intensyfikacją jej wykorzystania.

Rozbudowa i modernizacja sieci przesyłowej jest związana przede wszystkim z: intensywnym rozwojem OZE, planowanym rozwojem energetyki jądrowej oraz planowanym rozwojem energetyki wiatrowej na morzu. Wynika ona bezpośrednio z: prognoz dotyczą-

cych wzrostu zapotrzebowania odbiorców na moc i energię elektryczną, wymagań odbiorców w zakresie niezawodności i pewności zasilania, inwestycji koniecznych do przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowych jednostek wytwórczych.

Intensyfikacja wykorzystania infrastruktury sieciowej polega na: odpowiedniej lokalizacji źródeł wytwórczych i odbiorców likwidującej ograniczenia przesyłowe, modernizacji istniejących linii i stacji elektroenergetycznych zwiększających ich zdolności przesyłowe oraz stosowaniu dynamicznej obciążalności linii zwiększającej możliwości obciążeniowe istniejących linii elektroenergetycznych przy uwzględnieniu rzeczywistych warunków atmosferycznych otoczenia przewodów roboczych.

Rozbudowa i modernizacja infrastruktury sieciowej powinna być ukierunkowana na: stworzenie warunków bezpiecznej pracy KSE, zwiększenie pewności zasilania obszarów dużych aglomeracji miejskich, wzmocnienie roli systemu przesyłowego w KSE, zwiększanie możliwości ruchowych w KSE, zwiększenie zdolności regulacji napięć, wyprowadzenie mocy z przyłączonych źródeł oraz rozbudowę połączeń transgranicznych. Wymaga to podjęcia ważnych działań, które obejmują: znaczną rozbudowę strukturalnej sieci przesyłowej, strukturalne zmiany układów zasilania w newralgicznych obszarach kraju, umożliwienie współpracy ze sobą źródeł energii o zróżnicowanej technologii wytwarzania i różnych parametrach ich pracy oraz zdjęcie funkcji przesyłowych z sieci dystrybucyjnej 110 kV.

Obecnie najważniejsze i największe wyzwanie dla operatora systemu przesyłowego stanowią inwestycje sieciowe w obszarze sieci przesyłowej. Zostały one określone w planie modernizacji i rozbudowy infrastruktury sieciowej (PSE 2022) i pogrupowane w obszarach: przyłączenia (elektrowni systemowych i OZE), wyprowadzenia mocy (z elektrowni systemowych i OZE), bezpieczeństwa pracy KSE oraz połączeń transgranicznych (asynchroniczne, synchroniczne). Przy czym bezpieczeństwo pracy KSE wiąże się z: dostosowaniem infrastruktury sieciowej do wzrostu zapotrzebowania na moc i energię, właściwą regulacją napięcia i mocy biernej oraz likwidacją ograniczeń sieciowych wynikającą z realizacji strategii zmiany napięcia sieci, zwiększenia pewności zasilania i sprzęgania sieci 400 i 220 kV.

W efekcie realizacji zaplanowanych przedsięwzięć inwestycyjnych nastąpią istotne zmiany jakościowe i ilościowe w strukturze sieci przesyłowych.

Bardzo ważnym wyzwaniem dla OSP jest zwiększenie obciążalności termicznej linii elektroenergetycznych.

Modernizacja napowietrznych linii elektroenergetycznych związana ze zwiększaniem ich przepustowości termicznej polega na realizacji następujących działań: zastosowanie przewodów wysokotemperaturowych o małych zwisach (HTLS), budowa nowej linii lub dodatkowego toru w istniejącym korytarzu w terenie, zastosowanie systemów monitoringu obciążalności prądowej linii lub wykonanie określonych zabiegów modernizacyjnych (Dołęga 2013).

Rozbudowa i modernizacja sieci dystrybucyjnej wynika z: prognoz dotyczących wzrostu zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną, konieczności poprawy jakości i niezawodności dostawy energii do odbiorców końcowych, intensywnego rozwoju odnawialnych źródeł energii (instalacje prosumenckie) oraz rozwoju elektromobilności (stacje ładowania).

Obecnie najważniejsze i największe wyzwanie dla operatorów systemów dystrybucyjnego stanowią inwestycje sieciowe w obszarze sieci dystrybucyjnej związane z rozbudową i gruntowną modernizacją obecnej infrastruktury dystrybucyjnej.

Modernizacja sieci dystrybucyjnej powinna być realizowana w zakresie zapewniającym odpowiednią jakość dostarczanej energii elektrycznej dla odbiorców końcowych oraz niezawodność i pewność jej dostawy. W pierwszej kolejności powinna obejmować: stacje 110 kV/SN, stacje SN/nn i sieci dystrybucyjne SN na obszarach wiejskich.

Szczególnie ważne jest podjęcie przez OSD działań inwestycyjnych i eksploatacyjnych, które pozwolą na uniknięcie lub ograniczenie skali awarii sieciowych w przypadku wystąpienia ekstremalnych nagłych zjawisk atmosferycznych o dużym nasileniu. Obejmują one: wymianę przewodów gołych na linie kablowe i niepełnoizolowane w sieci SN i izolowane w sieci niskiego napięcia; automatyzację sieci SN; stosowanie systemów sterowania i nadzoru (dyspozytorskich); zwiększenie możliwości rekonfiguracyjnych sieci SN oraz wspomniane modernizacje stacji elektroenergetycznych SN/nn (Dołęga 2020).

Jednym z głównych celów modernizacji infrastruktury sieciowej powinna być poprawa wskaźników niezawodności pracy sieci elektroenergetycznej dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (SAIDI, SAIFI). Ważnym elementem w tym obszarze jest modernizacja długich ciągów napowietrznych linii SN z wykorzystaniem najnowszych rozwiązań technicznych i technologicznych (w miejscach wrażliwych na awarie). Modernizacja wiąże się z przebudową linii napowietrznych na linie kablowe lub wyprowadzeniem linii napowietrznych z terenów leśnych.

Zwiększenie udziału linii kablowych, który obecnie w przypadku linii SN wynosi 30%, wpływa na zmniejszenie awaryjności sieci elektroenergetycznych SN, prowadzi do poprawy bezpieczeństwa dostaw i niezawodności zasilania oraz wpływa na wspomnianą wielkość wskaźników SAIDI i SAIFI.

Podsumowanie

Krajowa sieć przesyłowa odgrywa kluczową rolę w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym i ma strategiczne znaczenie dla jego funkcjonowania. Obecnie nie stwarza zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, jest bowiem przystosowana do występujących typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji wewnętrznych zadań w stanach normalnych. Stwarza jednak duże zagrożenie dla stabilnej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz lokalnie może powodować trudności z przesyłem energii elektrycznej szczególnie w ekstremalnych warunkach atmosferycznych.

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 dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które wynika bezpośrednio z: wieku, stanu technicznego i stopnia wyeksploatowania sieci dystrybucyjnych, dużej ich awaryjności na skutek anomalii pogodowych. Ponadto istnieją silne lokalne zagrożenia, które mogą powodować trudności z zasilaniem odbiorców w ekstremalnych warunkach atmosferycznych.

W przyszłości obecna infrastruktura sieciowa w obszarze przesyłu i dystrybucji będzie niewystarczająca w kontekście bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i konieczna będzie rozbudowa i modernizacja krajowej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.

Rozbudowa i modernizacja infrastruktury sieciowej oraz intensyfikacja jej wykorzystania stanowi jeden z głównych warunków efektywnej transformacji sieci elektroenergetycznej w kraju.

Literatura

- ARE 2022 – ARE, Statystyka elektroenergetyki polskiej 2021. Warszawa.
- Dołęga, W. 2013 – *Planowanie rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego*. Wrocław: Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej.
- Dołęga, W. 2018 – Zagrożenia i wyzwania dla krajowej sieci przesyłowej. *Rynek Energii* 2018(5), październik 2018, s. 48–54.
- Dołęga, W. 2019 – Wybrane aspekty krajowego technicznego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 109, s. 45–64, DOI: 10.24425/zngsme.2019.130167.
- Dołęga, W. 2020 – Bezpieczeństwo pracy krajowych sieci dystrybucyjnych. *Przegląd Elektrotechniczny* 3, s. 21–24.
- PSE 2022 – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032. Konstancin-Jeziorna, listopad 2022.
- PSE 2023 – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. [Online] www.pse.pl [Dostęp: 15.12.2023].
- PTPiREE 2022 – PTPiREE, Raport Energetyka przesyłowa i dystrybucyjna. Poznań, maj 2022.
- RMG 2007 – Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. nr 93, poz. 623 z dnia 29.05.2007 z późn. zm.).
- SMBDEE 2021 – Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2019 do dnia 31 grudnia 2020. Minister Klimatu i Środowiska, Warszawa, lipiec 2021.
- SPURE 2022 – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2021 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2022.

Efektywna transformacja krajowej sieci elektroenergetycznej

Słowa kluczowe: sieć elektroenergetyczna, stan, zagrożenie, wyzwanie, funkcjonowanie, transformacja

Streszczenie: W rozdziale przedstawiono problematykę dotyczącą efektywnej transformacji krajowej sieci elektroenergetycznej. Ukazano charakterystykę krajowej sieci elektroenergetycznej: przesyłowej i dystrybucyjnej. Omówiono obecne uwarunkowania funkcjonowania krajowej sieci elektroenergetycznej: przesyłowej i dystrybucyjnej. Scharakteryzowano wyzwania dotyczące krajowej sieci elektroenergetycznej: przesyłowej i dystrybucyjnej. Dotyczą one głównie sfery inwestycyjnej. Przedstawiono wnioski dotyczące stanu obecnego i zagrożeń funkcjonowania krajowej sieci elektroenergetycznej oraz wyzwań stojących przed operatorami systemów.

Effective transition of national electric power grid

Keywords: electric power grid, state, threat, challenge, operation, transition

Abstract: In this paper, subject matter connected with effective transition of national electric power grid is shown. Profile of national electric power grid: transmission and distribution is performed. Present conditions connected with operation of national electric power grid: transmission and distribution are discussed. Challenges connected with national electric power grid: transmission and distribution are performed. They concern mainly investment sphere. Conclusions connected with actual state and threats of national electric power grid operation and challenges for system operators are performed