



PTPiREE

KONFERENCJA
NIEZAWODNOŚĆ
SIECI
ELEKTROENERGETYCZNYCH
16-17 KWIETNIA 2024 R., WISŁA



PTPiREE



Konferencja

NIEZAWODNOŚĆ SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH

16-17 kwietnia 2024 r., Wisła (Hotel Gołębiowski)

Organizator



Patronat medialny

ENERGIA
Elektryczna

Materiały konferencyjne
zostały przygotowane na podstawie
składów komputerowych
dostarczonych przez Autorów

Wydawca: Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań
tel. +48 61 846-02-00, fax +48 61 846-02-09
www.ptpiree.pl e-mail: ptpiree@ptpiree.pl

SPIS TREŚCI

Referaty zostały umieszczone w materiałach zgodnie z kolejnością nadsyłania

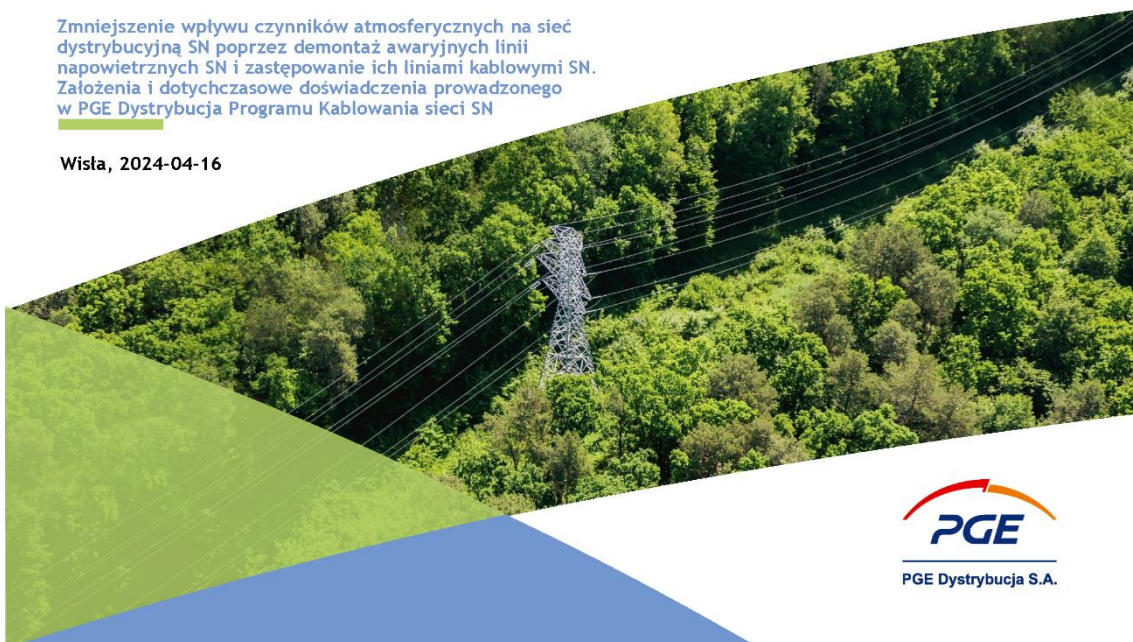
1/5	Zmniejszenie wpływu czynników atmosferycznych na sieć dystrybucyjną SN poprzez demontaż awaryjnych linii napowietrznych SN i zastępowanie ich liniami kablowymi SN. Założenia i dotychczasowe doświadczenia prowadzonego w PGE Dystrybucja Programu Kablowania sieci SN <i>Konrad Radziszewski (PGE Dystrybucja)</i>	5
1/6	Rosnące znaczenie wycinki <i>Bartłomiej Mruk (Tauron Dystrybucja)</i>	15
3/1	Wpływ warunków atmosferycznych reprezentowanych przez wiatr, opady oraz temperaturę powietrza na intensywność awarii oraz czas odnowy linii elektroenergetycznych średniego napięcia <i>Andrzej Ł. Chojnacki, Kornelia A. Banasik (Politechnika Świętokrzyska)</i>	23
4/1	Analiza niezawodności sieci elektroenergetycznych metodami nieparametrycznymi <i>Mirosław Kornatka (Politechnika Częstochowska)</i>	43
4/2	Niezawodność zasilania odbiorców na poziomie sieci dystrybucyjnych odnośnie do przerw krótkich – analiza zagadnienia <i>Mirosław Parol, Michał Połacki (Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki)</i>	51
4/3	Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieceniowa a jakość energii elektrycznej, trudny związek i najczęstsze grzechy <i>Zdzisław Koszkuł (Tauron Dystrybucja)</i>	61

ZMNIĘSIENIE WPŁYWU CZYNNIKÓW ATMOSFERYCZNYCH NA SIĘĆ DYSTRYBUCYJNĄ SN
POPRAZ DEMONTAŻ AWARYJNYCH LINII NAWIETRZNYCH SN
I ZASTĘPOWANIE ICH LINIAMI KABLOWYMI SN.
ZAŁOŻENIA I DOTYCHCZASOWE DOŚWIADCZENIA
PROWADZONEGO W PGE DYSTRYBUCJA PROGRAMU KABLOWANIA SIECI SN

Konrad Radziszewski (PGE Dystrybucja)

Zmniejszenie wpływu czynników atmosferycznych na sieć dystrybucyjną SN poprzez demontaż awaryjnych linii napowietrznych SN i zastępowanie ich liniami kablowymi SN. Założenia i dotychczasowe doświadczenia prowadzonego w PGE Dystrybucja Programu Kablowania sieci SN

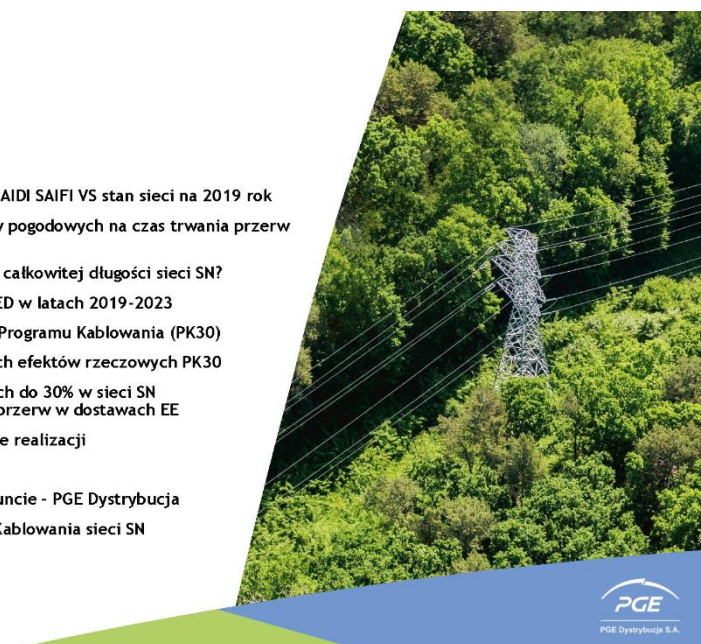
Wiśła, 2024-04-16



Spis treści

1. Wprowadzenie - perspektywa biznesowa
2. Udział poziomu napięcia we wskaźnikach SAIDI SAIFI VS stan sieci na 2019 rok
3. Możliwości ograniczania wpływu warunków pogodowych na czas trwania przerw w dostawie EE
4. Dlaczego 30% udziału linii kablowych SN w całkowitej długości sieci SN?
5. Przyrost poziomu skablowania sieci SN PGED w latach 2019-2023
6. Metoda wyznaczenia rzeczowego celu dla Programu Kablowania (PK30)
7. Przyjęte metoda do rozdziału oczekiwanych efektów rzeczowych PK30
8. Program zwiększenia udziału linii kablowych do 30% w sieci SN PGE Dystrybucja S.A. w celu ograniczenia przerw w dostawach EE
9. Bilans rzeczowy Programu - zaawansowanie realizacji
10. Dokumentacje projektowe PK30
11. Zestaw maszyn do układania kabli SN w gruncie - PGE Dystrybucja
12. Oczekiwane wyniki z realizacji Programu Kablowania sieci SN
13. Wybrane realizacje
14. Monitoring wskaźników obszarowych

2



Wprowadzenie - perspektywa biznesowa

✓ Cel



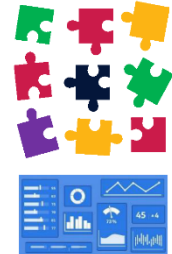
Celem działalności Operatora Systemu Dystrybucyjnego jest przyłączenie i dostarczanie energii elektrycznej (EE) do Odbiorców, zapewniając ciągłą poprawę:

- bezpieczeństwa dostaw EE
- jakości EE
- efektywności sieci energetycznej

✓ Środki do osiągnięcia celu

- 1 Inwestycje
- 2 Eksploatacja sieci
- 3 Zakupy
- 4 Logistyka
- 5 Pracownicy i Wykonawcy
- 6 Wysokie standardy zarządzania (CSR, zarządzanie operacyjne, zarządzanie ryzykiem...)

Identyfikacja



✓ Konsekwencje wpływu ekstremalnych warunków pogodowych na sieć energetyczną



- Przerwy w dostawie energii
- Zagrożenie porażeniowe
- Zagrożenie pożarowe
- Wysokie koszty napraw
- Wizerunek społeczny

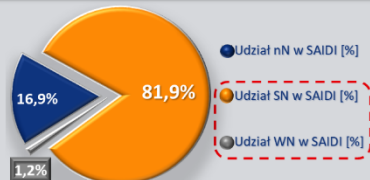
- SAIDI [min.] - System Average Interruption Duration Indicator
- SAIFI [szt.] - System Average Interruption Frequency Index
- Energia Niedostarczona - bonifikaty

Statystyka

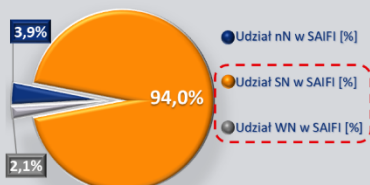
Udział poziomu napięcia we wskaźnikach SAIDI SAIFI VS stan sieci na 2019 rok

Analiza danych o wskaźnikach systemowych ogłaszanych publicznie przez PGE Dystrybucja

SAIDI

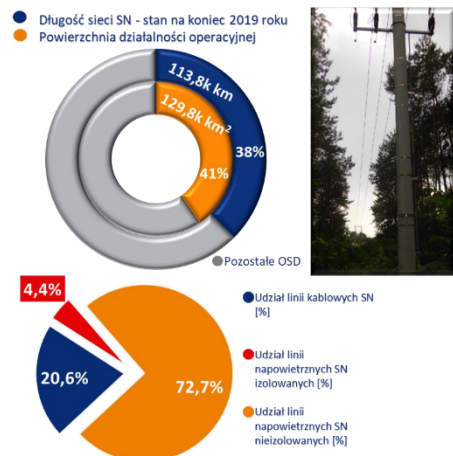


SAIFI



Alokacja obowiązującej Regulacji Jakościowej URE na lata 2018-2025

SIEĆ SN PGED



Możliwości

Możliwości ograniczania wpływu warunków pogodowych na czas trwania przerw w dostawie EE

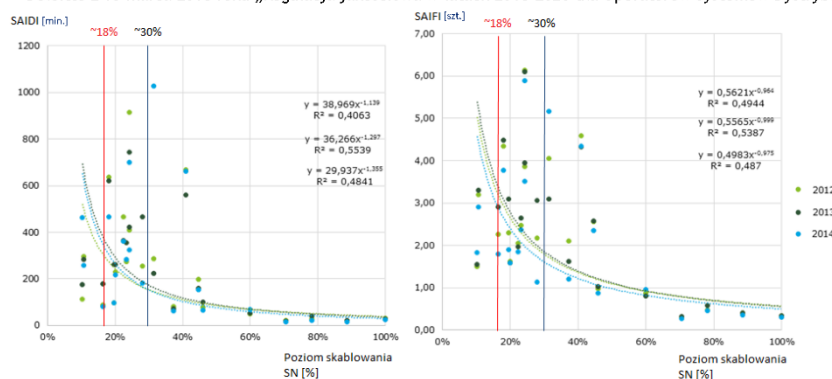
Punkt wyjścia	
Sposoby skrócenia czasu trwania przerw w dostawach energii elektrycznej do Odbiorców	
Po fakcie „Post factum”	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Optymalizacja i wdrażanie infrastruktury zdalnego sterowania, w tym systemów i automatycznych algorytmów wspierających zdalne sterowanie, ✓ Wdrożenie najlepszych praktyk w zakresie obsługi sieci i lokalizacji awarii, ✓ Optymalizacja logistyki, w tym zarządzanie materiałami - dostarczanie materiałów we właściwym czasie
Przed faktem „Ante factum”	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Zwiększenie bezpieczeństwa zasilania poprzez budowę nowych stacji WN/SN zasilających sieci SN i nn w formie zasilania wielostronnego (zasilanie pierścieniowe), ✓ Zmiana technologii pracy sieci dystrybucyjnej poprzez przebudowę istniejącej sieci napowietrznej na kablową oraz izolację sieci napowietrznej, ✓ Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw poprzez wykorzystanie połączeń odgałęzień istniejącej sieci dystrybucyjnej, ✓ Efektywne przeprowadzanie wycinek - PGED wdrożona na liniach WN i SN realizację systemem zewnętrznym w skróconych okresach do 3 lat ✓ Poprawa metod monitorowania sieci elektroenergetycznej



Analiza Deloitte

Dlaczego 30% udziału linii kablowych SN w całkowitej długości sieci SN?

Zależność pomiędzy SAIDI oraz SAIFI a poziomem skablowania sieci SN krajów europejskich w latach 2012 do 2014 na podstawie opracowania Deloitte z 13 marca 2018 roku „Regulacja jakościowa w latach 2018-2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”



Zgodnie z wykonaną analizą dane o wykonaniu wskaźników dla ponad 20 krajów europejskich dotyczące wpływu przyrostu sieci kablowej SN na SAIDI i SAIFI wskazują największą efektywność działań inwestycyjnych w zakresie modernizacji do poziomu skablowania ok. 30%.

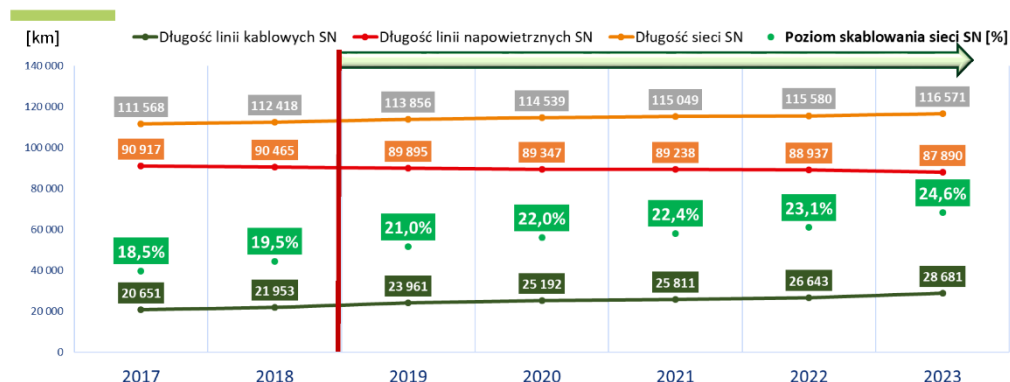
© 2018 Deloitte Consulting

Źródło: Analiza Deloitte na podstawie CEER 6th

* Analiza nie uwzględnia pozostałych czynników równolegle wpływających na poziom wskaźników SAIDI oraz SAIFI.

ARE G10.5

Przyrost poziomu skablowania sieci SN PGED w latach 2019-2023



Udział Programu Kablowania w rocznym przyroście długości linii kablowych SN						
		57%	53%	41%	59%	79%
Roczny przyrost poziomu skablowania sieci SN						
7		1,5%	1%	0,4%	0,7%	1,5%

Założenia PK30

Metoda wyznaczenia rzeczowego celu dla Programu Kablowania (PK30)

$$\Delta Lk5 = \Delta LkR5 + \Delta LkM5$$

$$\frac{Lk + \Delta Lk5}{(Ln - \Delta Ln5) + (Lk + \Delta Lk5)} = 30\%$$

$$\Delta Ln5 = \frac{\Delta LkM5}{W} \quad \text{Współczynnik zastępowalności} \quad W = \frac{\Delta Lk_{G10.5 2017} - \Delta LkR_{PI2017}}{\Delta Ln_{G10.5 2017}} = 1,3$$

$\Delta LkM5 = 11\,263 \text{ km}$
 $\Delta LnM5 = 8\,664 \text{ km}$

Lk	Łączna długość linii SN kablowych PGED - G10.5 2017	$\Delta Lk5$	Przyrost linii SN kablowych w latach 2019 – 2023
Ln	Łączna długość linii SN napowietrznych PGED - G10.5 2017	$\Delta Ln5$	Redukcja linii SN napowietrznych w latach 2019 – 2023
$\Delta LkR5$	Przyrost linii SN kablowych w latach 2019 - 2023 - rozwój (założona pięciokrotność średniej wykonania rzeczowego linii kablowych SN z PI2016 i PI2017 w ramach przyłączenia i rozwoju)	W	Współczynnik zastępowalności linii napowietrznych liniami kablowymi
$\Delta LkM5$	Oczekiwany przyrost linii SN kablowych w latach 2019 - 2023 - Program Kablowania	$\Delta LnM5$	Założona redukcja długości linii napowietrznych w latach 2019 – 2023 - Program Kablowania
$\Delta Lk_{G10.5 2017}$	Przyrost długości linii SN kablowych - G10.5 2017 VS G10.5 2016	$\Delta Ln_{G10.5 2017}$	Redukcja długości linii SN napowietrznych – G10.5 2017 VS G10.5 2016
ΔLkR_{PI2017}	Przyrost długości linii SN kablowych - w ramach przyłączenia i rozwoju wg średniej wykonania Planów Inwestycyjnych z 2016 i 2017 roku.		

Założenia PK30

Metoda wyznaczenia rzeczowego celu dla Programu Kablowania

CEL RE = (0,4 SAIFI 16-17 + 0,3 SAIDI 16-17 + 0,2 ZADRZEWIENIE + 0,1 TERENY TRUDNE) * 11 263 km

Metoda alokacji zakresu inwestycji na jednostkę organizacyjną

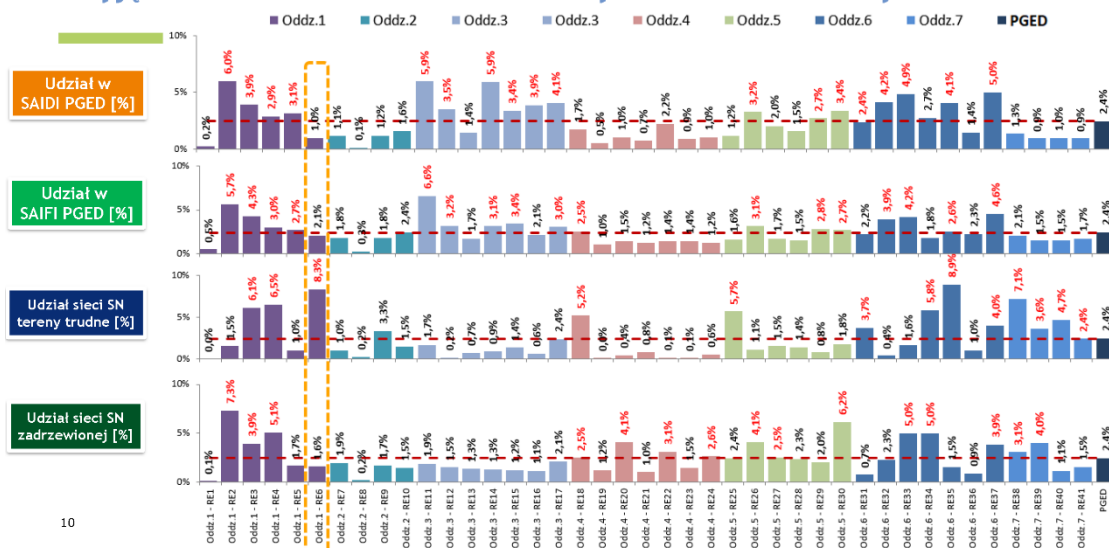
- SAIFI 16-17 - udział RE w SAIFI PGED (napięcia WN, SN - wskaźnik nieplanowany z katastrofalnymi) w okresie styczeń 2016 - grudzień 2017 r.
- SAIDI 16-17 - udział RE w SAIDI PGED (napięcia WN, SN - wskaźnik nieplanowany z katastrofalnymi) w okresie styczeń 2016 - grudzień 2017 r.
- ZADRZEWIENIE - udział zadrzewionych linii SN RE w zadrzewieniu linii Spółki - stan 2019 rok (dane zebrane w oparciu o ustandaryzowaną metodę)
- TERENY TRUDNE - udział linii SN na terenach o znacznym utrudnionym utrzymaniu (bagna, torfowiska, podmokłe łąki itp.) w łącznej długości tych terenów stan 2019 rok



*podział organizacyjny z 2019 roku

Założenia PK30

Przyjęta metoda do rozdziału oczekiwanych efektów rzeczowych PK30



Założenia PK30

Program zwiększenia udziału linii kablowych do 30% w sieci SN PGE Dystrybucja S.A. w celu ograniczenia przerw w dostawach EE

Zasady wyboru odcinków sieci SN do przebudowy

- ✓ Linie najczęściej generujące awarie. Potencjalnie odcinki sieci SN do likwidacji (skablowane), w szczególności: na terenach zadrzewionych i leśnych (w tym miejskich - parki, drzewa ozdobne, sady, ogrody, itp.),
- ✓ Linie o znacznie utrudnionym dostępie powodującym problemy z konserwacją i skutecznym usuwaniem awarii,
- ✓ Obszary o dużej gęstości klientów, które w przypadku awarii wpływają głównie na wskaźniki SAIDI i SAIFI - potencjalnie do zmiany układu sieci (nowe połączenia, wychodzące, kontrolowane węzły wyłączników wewnętrznych),
- ✓ Linie wymagające przebudowy ze względu na stan techniczny / wiek.
 - Możliwości zastąpienia linii napowietrznej linią kablową - szczególnie w obszarach zadrzewionych.
 - Powiązania odgałęzień w których liczba stacji >6 lub sumaryczna ilość PPE na odgałęzieniu >200
 - Obszarowej koncepcji rozwoju sieci SN - rekonfiguracje
 - Analiza i propozycja nowych wyprowadzeń z istniejących GPZ w promieniu minimum 5 km od zasilacza (lub lokalizację nowych GPZ)
 - W obszarach zurbanizowanych, w których jest wyprowadzenie mocy (GPZ lub RS) należy tworzyć zasilania wielostronne (zasilanie pierścieniowe)

Oznaczenie graficzne wytypowanych odcinków na rejonowych schematach sieci SN w celu analizy

11

Bilans PK30

Bilans rzeczowy Programu - zaawansowanie realizacji

Budowa linii kablowych SN



Demontaż linii napowietrznych SN



12

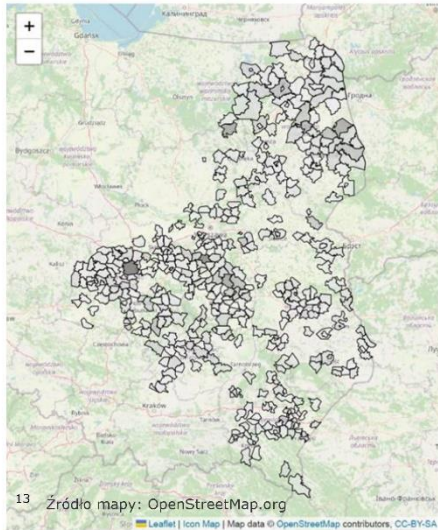
Ilościowe informacje dodatkowe o PK30 (od 2019)

Liczba zadań	~ 4 100 szt.
Liczba stacji SN/nN wewnętrznych	~ 3 400 szt.
Liczba stacji SN/nN napowietrznych	~ 1 500 szt.
Liczba złączy kablowych SN	~ 2 500 szt.



Monitoring PK30

Dokumentacje projektowe PK30



2023 Z akcją H1, H2

Łączna długość SNk z DOK w posiadaniu w PI 2024

2024-2025	2026+	Poza PI	Łączna długość SNk z DOK		
Nazwa gminy	Dokumentacje w posiadaniu - km	Dokumentacje w posiadaniu - szt	SAIDI Ranking	SAIFI Ranking	Liczba ludności wg. GUS
		43	1	1	658 444
		8	254	61	26 214
		12	635	571	10 096
		10	84	25	24 078
		16	96	391	6 735
		21	51	78	14 070
		10	102	93	28 005
		18	172	38	72 342
		22	230	337	10 764
		3	306	477	6 647
		19	105	116	4 910
		3	110	200	7 641
		3	179	48	11 783
		5	90	601	4 151
		11	368	151	25 976
TOP 15 Gmin		204			911 856

PGE Dystrybucja S.A.

Praktyka PK30

Zestaw maszyn do układania kabli SN w gruncie - PGE Dystrybucja

Wytyczne do projektowania zgodnie z WBSE oraz normą N SEP-E-004 2022

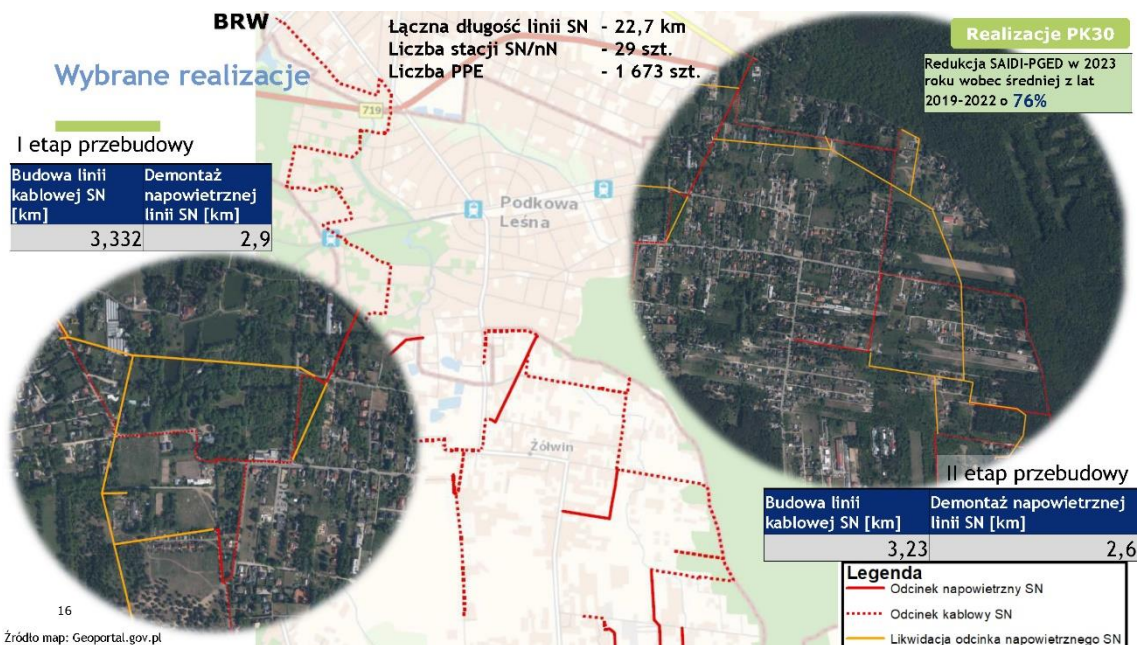


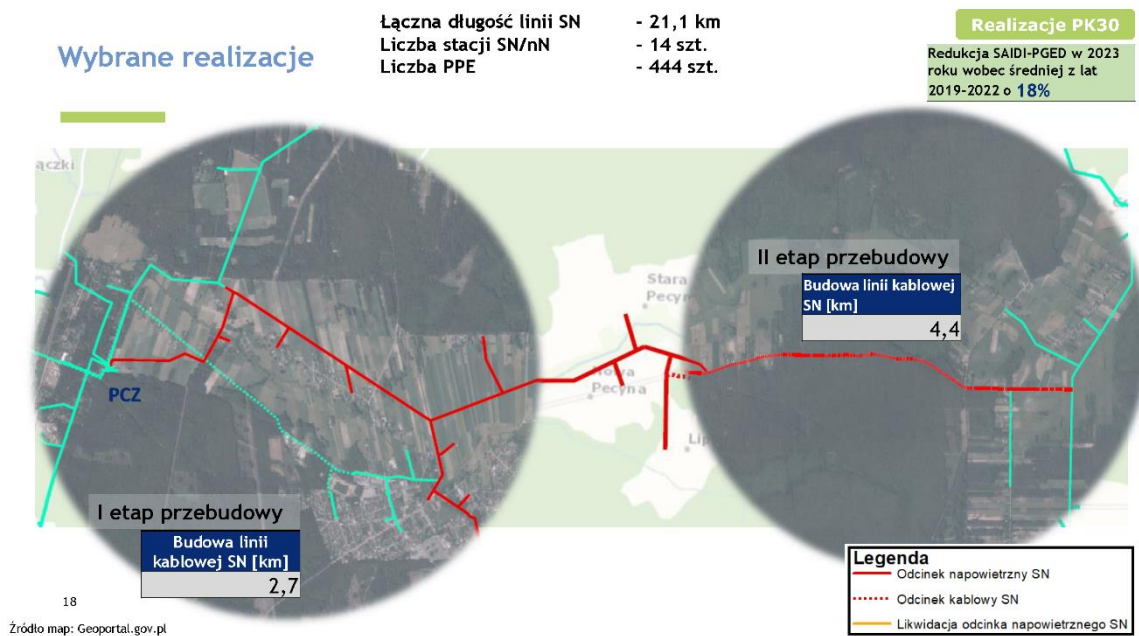
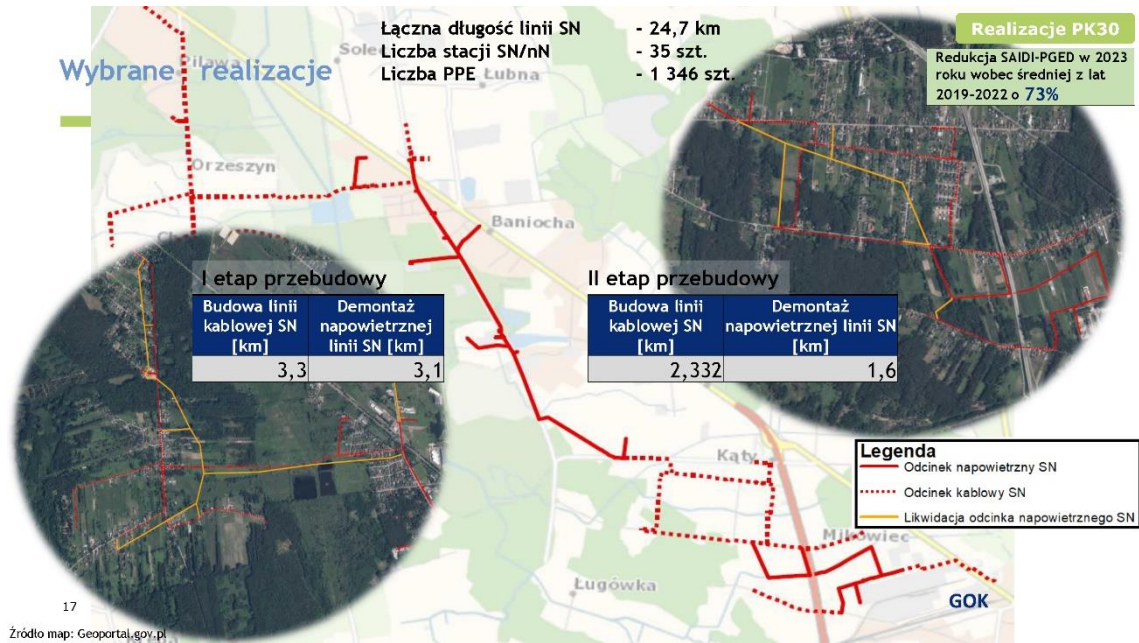
Program PK30

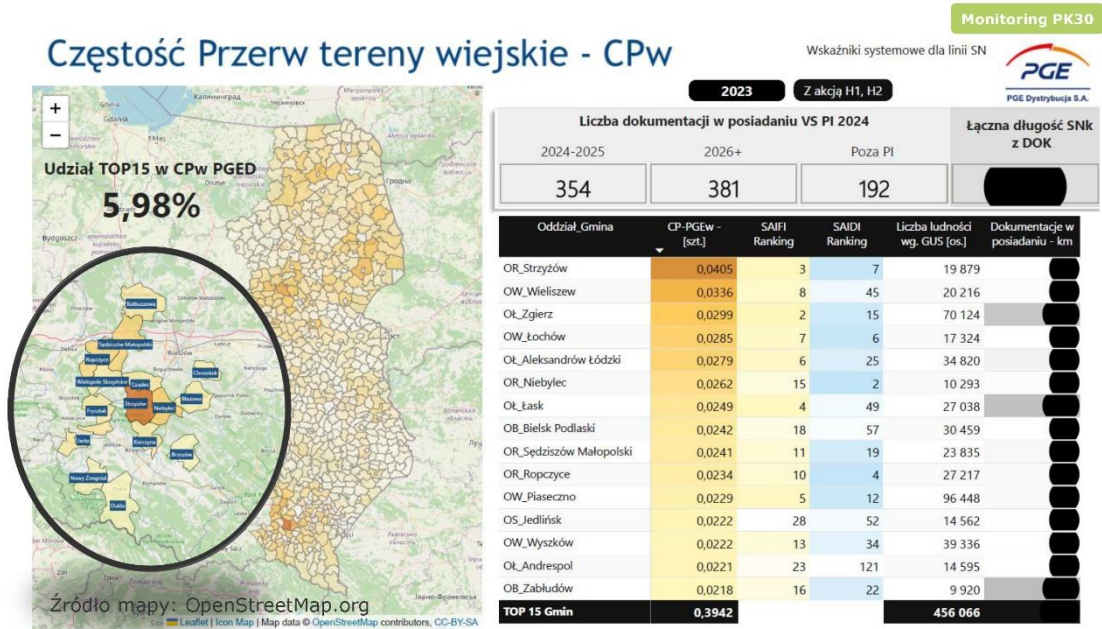
Oczekiwane wyniki z realizacji Programu Kablowania sieci SN

Przebudowa sieci elektroenergetycznych średniego napięcia z linii napowietrznych na kablowe, projekt inwestycyjny mający na celu zapewnienie sprawnego i niezawodnego działania infrastruktury dystrybucyjnej, a tym samym bezpieczniejszych i bardziej pewnych dostaw energii elektrycznej do wszystkich Klientów OSD.

Efekty bezpośrednie	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Zmniejszenie awaryjności sieci dzięki zwiększonej odporności na niekorzystne warunki pogodowe, ✓ Zmniejszenie liczby przerw w dostawie energii elektrycznej. ✓ Wymiana doświadczeń pomiędzy jednostkami organizacyjnymi w Spółce ✓ Optymalizacja procesów - nowe spojrzenie i zebranie doświadczeń Spółki ✓ identyfikacja słabych punktów niezbędnych do korekty przy chęci realizacji kolejnego etapu kablowania wykraczającego poza uzysk 30% udziału sieci kablowej SN
Wyzwania biznesowe	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Obniżenie wartości wskaźników SAIDI, SAIFI w celu spełnienia wymagań Regulacji Jakościowej na lata 2018-2025 nałożonych przez Urząd Regulacji Energetyki, ✓ Spełnienie wymagań dotyczących jakości dostarczanej energii zgodnie z obowiązującą w Polsce i krajach UE normą jakości energii PN-EN 50160:2010 "Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach dystrybucyjnych", ✓ Zagadnienia prawne w skali makro i identyfikacja dokonania niezbędnych zmian na poziomie krajowym usprawniających proces projektowania.







Dziękuję za uwagę

Konrad Radziszewski
Konrad.Radziszewski@pgedystrybucja.pl
 Biuro Realizacji Programu PK30
 Mobile +48 661 551 001

ROSNAĆCE ZNACZENIE WYCINKI

Bartłomiej Mruk (Tauron Dystrybucja)



TAURON Dystrybucja S.A.

Rosnące znaczenie wycinki.

Bartłomiej Mruk
Departament Utrzymania Sieci

Wisła, 16-17.04.2024 r.



Wycinka drzew, gałęzi i podrostów

Eksploracja linii napowietrznych

2

Wycinka - zabieg eksploatacyjny

- Jedną z głównych przyczyn awarii i zakłóceń w liniach napowietrznych są gałęzie, konary i drzewa - działanie żywiołu (burze, ulewne deszcze lub intensywne opady śniegu, wichury).
- Wycinka drzew, gałęzi i podrostów to podstawowy zabieg eksploatacyjny.
- Program zarządzania roślinnością w TD.



TAURON
DYSTRYBUCJA

Wycinka drzew, gałęzi i podrostów

Znaczenie

3

Wycinka – wpływ na wskaźniki jakościowe



Dlaczego wycinka ma duże znaczenie:

- większa świadomość klientów
- wpływ na wskaźniki jakościowe
- wzrost ilości ekstremalnych zjawisk pogodowych
- wzrost znaczenia OZE (w tym prosumenci)
- inwestycje w sieć – proces rozłożony na lata
- kablowanie sieci napowietrznej

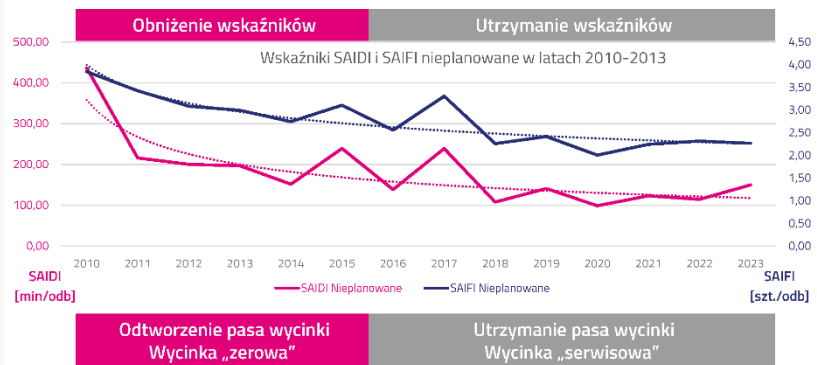
TAURON
DYSTRYBUCJA


Wycinka drzew, gałęzi i podrostów

SAIDI, SAIFI

4

Wycinka – wpływ na wskaźniki jakościowe






Wycinka drzew, gałęzi i podrostów

Awarie

5 09.04.2024

Wycinka – ekstremalne zjawiska pogodowe

Następstwem zmian klimatu są coraz częściej występujące i coraz intensywniejsze w swoim przebiegu ekstremalne zjawiska pogodowe.

Wycinka drzew, gałęzi i podrostów

OZE

6 09.04.2024

Wycinka - OZE

Źródło: www.pse.pl



„... po burzy zawsze wychodzi słońce...” – zasilanie ?

- Wpływ nie tylko na odbiorców ale również na prosumentów.
- Prosument jest wyjątkowo „wrażliwym” na jakość klientem
- Mikroinstalacje/prosumenci:
 - TD: ok. 437 tys.
 - Polska: ok. 1 400 tys.

ZAPOTRZEBOWANIE [MW]	20 801
GENERACJA [MW]	21 170
el. ciepłote	10 599
el. wodne	270
el. wiatrowe	850
el. fotowoltaiczne	9 651
el. inne odnawialne	0
SALDO WYMIANY CAŁKOWITEJ [MW]	387 EKSPORT
CZĘSTOTLIWOŚĆ [Hz]	49,986

[MW]	05.04.2024	08.04.2024	09.04.2024
el. wiatrowe	3 127	850	717
el. fotowoltaiczne	5 895	9 052	9 455
razem	9 022	9 902	10 172

TAURON
DYSTRYBUCJA

Wycinka drzew, gałęzi i podrostów

Mikroinstalacje

7 09.04.2024

Wycinka – świadomy Prosument



Zakłócenie spowodowało zawieszenie falownika

Aplikacja e-licznik



Wyłączenie sieci napowietrznej



TAURON
DYSTRYBUCJA

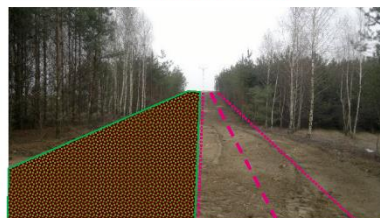
Wycinka drzew, gałęzi i podrostów

Linie kablowe w terenach leśnych

8 09.04.2024

Wycinka – utrzymanie pasów linii kablowych

Eksploatacja po ułożeniu kabla

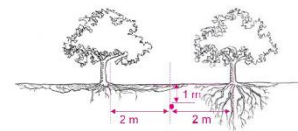


Obszar „oddany” roślinności

2 m 2 m
co najmniej



2,5 m




TAURON
DISTRIBUCJA

Wycinka drzew, gałęzi i podrostów

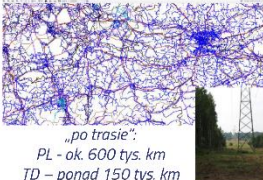
Przyjęty model

9

Wycinka – wykonawstwo zewnętrzne



Koszty




„po trasie”:
PL - ok. 600 tys. km
TD – ponad 150 tys. km

Ilość sieci

Dlaczego outsourcing?

Jakość



Skala prac administracyjnych

Na każdy 1 000 km ok. 10 000 działek posiada zarządzenie
Wisła – ponad 11 000 mieszkańców


TAURON
DISTRIBUCJA

Wycinka drzew, gałęzi i podrostów

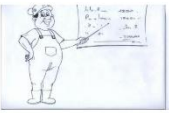

Wycinka

10 09.04.2024



Proces wycinkowy




Postępowanie przetargowe (ustawa PZP)

Prace administracyjne (inventaryzacja pozyskanie zgód, decyzji itd.)

Prace wycinkowe (wycinka i sprzątanie)



Odbiór prac (weryfikacja i rozliczenie prac)

TAURON
DYSTRYBUCJA

Wycinka drzew, gałęzi i podrostów

Umowy

11 09.04.2024

Wycinka w TAURON Dystrybucja S.A.

linie SN i WN – wycinka serwisowa

Program – wycinka serwisowa w liniach SN i WN (od 2016)

- ✓ umowy 4 letnie, SLA
- ✓ zmieniono zasady realizacji prac
- ✓ zmieniono wymagania stawiane oferentom i kryteria oceny ofert

Wartości L_o i L_{min} dla linii napowietrznych w zależności od poziomu napięcia wynoszą:

- linia 220 kV - $L_o = 6,5$ m, $L_{min} = 4,5$ m,
- linia 110 kV - $L_o = 5,5$ m, $L_{min} = 3,5$ m,
- linia SN - $L_o = 5,0$ m, $L_{min} = 3,0$ m,

TAURON
DYSTRYBUCJA

Wycinka drzew, gałęzi i podrostów

Umowy

12 09.04.2024

Wycinka w TAURON Dystrybucja S.A.

linie nN

Wycinka w liniach napowietrznych nN (od 2016)

- ✓ umowa 2 letnia,
- ✓ umowa dotyczy określonego obszaru,
- ✓ sukcesywne zlecenia wg potrzeb,

Sieć	nN
przewody	Gałęzie i izolowane
D [m]	2
C [m]	4

linie SN i WN – wycinka zerowa

Wycinka zerowa SN i WN (od 2016)

- ✓ umowa jednoroczna,
- ✓ dotyczy niewielkiej części linii

Wartości L_o i L_{min} dla linii napowietrznych w zależności od poziomu napięcia wynoszą:

- linia 220 kV - $L_o = 6,5$ m, $L_{min} = 4,5$ m,
- linia 110 kV - $L_o = 5,5$ m, $L_{min} = 3,5$ m,
- linia SN - $L_o = 5,0$ m, $L_{min} = 3,0$ m,



Wycinka drzew, gałęzi i podrostów

Odbiór

13 09 04 2024

Odbiór prac wycinkowych – weryfikacja i rozliczenie

Umowy ramowe na obloty – umowa awaryjna na obloty.

„Wsparcie służb eksploatacyjnych poszerzonymi usługami lotniczymi polegającymi na wykorzystaniu statku powietrznego – śmigłowca, do oględzin lub lokalizacji miejsca uszkodzenia i wykrycia przyczyny awarii elektroenergetycznych linii napowietrznych w sytuacjach awaryjnych na obszarze spółki TAURON Dystrybucja S.A. (Patrolowanie linii energetycznych)”



- **Czas reakcji:**
 - ✓ awaryjny, awarie masowe - 2 godziny (oferta/zlecenie – 30 min)
 - ✓ prewencyjny - 24 godziny (oferta/zlecenie – 2 h)
 - ✓ planowy - dowolny zaakceptowany przez TD (oferta/zlecenie – 24 – 72 h)

- **Obserwatorzy TD:** najczęściej 1-2 osoby

Po co oblot z obserwatorem?



Dziękuję za uwagę



Bartłomiej Mruk
Biuro Utrzymania Sieci
Tel. 516 110 123
bartlomiej.mruk@tauron-dystrybucja.pl

WPLYW WARUNKÓW ATMOSFERYCZNYCH REPREZENTOWANYCH PRZEZ
WIATR, OPADY ORAZ TEMPERATURĘ POWIETRZA NA INTENSYWNOŚĆ AWARII
ORAZ CZAS ODNOWY LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH ŚREDNIEGO NAPIĘCIA

Andrzej Ł. Chojnacki, Kornelia A. Banasik (Politechnika Świętokrzyska)

Streszczenie — W referacie przedstawiono wpływ warunków atmosferycznych reprezentowanych przez wiatr, opady oraz temperaturę powietrza na intensywność uszkodzeń oraz czas odnowy linii elektroenergetycznych SN. Zaprezentowano w nim mechanizm uszkodzenia tych urządzeń na skutek oddziaływania wiatru, opadów atmosferycznych oraz wysokich i niskich temperatur. Omówiono metodę modelowania zależności intensywności awarii obiektów energetycznych od wartości różnych czynników środowiskowych. Zaprezentowano wyniki uzyskane podczas wieloletnich badań dla linii elektroenergetycznych SN eksploatowanych w krajowych sieciach dystrybucyjnych energii elektrycznej.

Słowa kluczowe — linie elektroenergetyczne SN, niezawodność, awaryjność, modele niezawodnościowe, warunki atmosferyczne

I. WPROWADZENIE

Energia elektryczna jest podstawą funkcjonowania współczesnego społeczeństwa. Dostęp do sieci elektroenergetycznych warunkuje rozwój przemysłu i lokalnych społeczności, a więc także umożliwia i kształtuje osadnictwo. W wielu przypadkach energia elektryczna jest jedynym systemowym nośnikiem energii. W związku z powyższym bardzo ważnym obecnie aspektem jest zachowanie wysokich standardów jakości energii oraz ciągłości jej dostaw do odbiorców. Jest to możliwe w przypadku właściwego projektowania, budowy oraz eksploatacji sieci elektroenergetycznych. Na etapie projektowania sieci, najważniejszym zagadnieniem jest optymalny dobór materiałów konstrukcyjnych oraz parametrów urządzeń, zapewniający bezawaryjną ich pracę. Prawidłowa eksploatacja nie jest z kolei możliwa bez dogłębnej znajomości praw i zasad, jakim podlega niezawodność urządzeń elektroenergetycznych. Ustalenie właściwych metod eksploatacji jest możliwe na podstawie wieloletnich obserwacji poszczególnych urządzeń elektroenergetycznych, w tym obejmujących ich awaryjność. Badania takie pozwalają na ustalenie przyczyn awarii, ale także na wskazanie najłagodniejszych elementów urządzeń oraz najłagodniejszych urządzeń w sieci elektroenergetycznej. Mimo wielu prac badawczych oraz opracowań naukowych, zagadnienie niezawodności urządzeń i układów elektroenergetycznych nadal nie zostało w pełni rozpoznane. Konieczne są w tym zakresie dalsze analizy i badania zwiększające naszą wiedzę na temat mechanizmów powstawania uszkodzeń. To z kolei będzie podstawą do opracowania metod zmniejszających awaryjność w układach elektroenergetycznych. O wadze problemu świadczy znaczna ilość publikacji z tej tematyki [2, 7, 9, 10, 17, 22, 44].

Definicja wprowadzona w roku 1974 w dokumencie [21] i powtórzona w wielu dokumentach normalizacyjnych na całym świecie stwierdza, że jako niezawodność należy rozumieć zdolność obiektów do wypełniania zadanych funkcji w określonych warunkach i w wyznaczonym okresie czasu, przy jednoczesnym nie przekraczaniu dopuszczalnych parametrów. W większości badań „określone warunki” traktuje się jako stałe zakładając, iż niezawodność jest tylko funkcją czasu. Jest to oczywiście założenie błędne, gdyż czas nie wpływa bezpośrednio na niezawodność obiektów. Zdolność lub brak zdolności obiektu do wypełniania określonych zadań (funkcji) są

wypadkową oddziaływania różnorodnych narażeń wewnętrznych oraz zewnętrznych (środowiskowych). Narażenia te zmieniają się w czasie, przy czym zmiany te mają charakter probabilistyczny. Kolejnym uproszczeniem prowadzącym do niewłaściwych wniosków badawczych jest założenie stałej odporności badanych obiektów na narażenia. Tymczasem ze względu na kumulacyjne oddziaływanie narażeń oraz ciągłą zmianę warunków pracy obiektu jego wytrzymałość zmienia się i ma również charakter losowy. Ważne staje się więc ustalenie wzajemnych relacji między chwilową odpornością (wytrzymałością) obiektu, a występującym w tej samej chwili czasu narażeniem. Ze względu na problem ze zgromadzeniem wiarygodnych danych empirycznych oraz pracochłonność tego typu badań, zagadnienie to jest zazwyczaj pomijane w pracach dotyczących awaryjności układów i urządzeń elektroenergetycznych.

Czynnikami wpływającymi w zasadniczy sposób na awaryjność układów elektroenergetycznych są narażenia środowiskowe. Ich wpływ na właściwości eksploatacyjne obiektów był znany od dawna. Już w latach 50-tych oraz 60-tych XX wieku powstały w wielu krajach akty normalizacyjne dotyczące badań środowiskowych, pozwalających na sprawdzenie, czy obiekt będzie zdolny do wykonywania swoich zadań w sposób niezakłócony, jeżeli określone narażenia środowiskowe będą na niego oddziaływały z określonym natężeniem oraz przez określony czas [28 – 32, 34 – 42]. Warunki i wymagania środowiskowe określono też w postanowieniach ogólnych, wspólnych lub innych zawartych w szczegółowych normach przedmiotowych dotyczących urządzeń, aparatów i przekładników stosowanych w instalacjach elektroenergetycznych. Są one również określone w specyfikacjach, wymaganiach funkcjonalnych, wytycznych i standardach opracowanych przez operatorów systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych [15].

W literaturze naukowo-technicznej jest aktualnie niewiele opracowań na temat wpływu warunków środowiskowych (np. klimatycznych) na pracę układów elektroenergetycznych [8, 24]. Znacznie częściej analizuje się wpływ pogody na zmienność obciążeń elektrycznych lub produkcję energii w źródłach odnawialnych (elektrownie fotowoltaiczne, elektrownie wiatrowe), np. [6, 14, 23, 43]. Jeżeli prowadzone są już badania dotyczące wpływu czynników środowiskowych na awaryjność układów elektroenergetycznych, to zazwyczaj brane są pod uwagę dwa aspekty: wpływ temperatury i łączny wpływ pozostałych narażeń środowiskowych [10, 12, 19, 21]. Tymczasem jak pokazują statystyki awaryjności urządzeń elektroenergetycznych, skutki oddziaływania takich czynników, jak: wyładowania atmosferyczne, wiatr, wilgotność powietrza, oblodzenie i sadź, są bardzo duże. Istnieje więc konieczność prowadzenia szczegółowych analiz oraz zbadania niezależnie wpływu poszczególnych czynników na powstawanie uszkodzeń obiektów elektroenergetycznych. Poważnym problemem, który może się w tym przypadku pojawić jest, o czym już wcześniej wspomniano, brak wiarygodnych danych, na podstawie których mogłaby być przeprowadzona taka analiza. W oficjalnych statystykach awaryjności prowadzonych przez spółki dystrybucyjne bardzo rzadko, jako przyczyna uszkodzenia wskazywany jest czynnik środowiskowy (wyjątek stanowią wyładowania atmosferyczne oraz oblodzenie i sadź). Elektromonterzy usuwający awarie w sieciach elektroenergetycznych nie posiadają zazwyczaj wystarczającej wiedzy, aby rozpoznać mechanizm uszkodzenia urządzenia. Stąd bardzo często, jako przyczynę uszkodzenia w karcie awarii wpisują enigmatyczne stwierdzenie „Procesy starzeniowe” lub „Przyczyna nieznaną”.

W niniejszym referacie autorzy zaprezentowali wyniki analiz dotyczących wpływu warunków atmosferycznych, reprezentowanych przez temperaturę powietrza, prędkość wiatru oraz wielkość opadów atmosferycznych, na awaryjność oraz odnowę linii elektroenergetycznych średniego napięcia. Przedstawione zostały mechanizmy oddziaływania tych czynników na urządzenia elektroenergetyczne. Omówiono metodę modelowania zależności intensywności

awarii obiektów energetycznych od wartości różnych czynników środowiskowych. Zaprezentowano wyniki uzyskane podczas wieloletnich badań dla linii elektroenergetycznych SN eksploatowanych w krajowych sieciach dystrybucyjnych energii elektrycznej.

Wszystkie analizy przeprowadzone zostały na poziomie istotności $\alpha = 0,05$.

II. OGÓLNE INFORMACJE O LINIACH ŚREDNIEGO NAPIĘCIA

Aktualnie w krajowym systemie elektroenergetyczny linie średniego napięcia stanowią integralną część układu dystrybucji energii elektrycznej. Charakterystyczną cechą jest znaczne zróżnicowanie konstrukcji tych linii. Największą populację stanowią linie napowietrzne z przewodami gołymi, następnie linie kablowe. Najmniejszą grupę stanowią natomiast linie napowietrzne niepełnoizolowane.

W krajowych spółkach dystrybucyjnych do budowy linii napowietrznych SN powszechnie wykorzystywane są przewody aluminiowe oraz stalowo-aluminiowe. Przewody aluminiowe, ze względu na małą wytrzymałość mechaniczną, znajdują zastosowanie jedynie przy małych rozpiętościach przęsła. Przewody stalowo-aluminiowe są natomiast stosowane bez ograniczeń we wszystkich liniach napowietrznych SN. Wyjątkowo w liniach SN stosowane są także przewody miedziane.

Linki aluminiowe skręcane są z określonej liczby drutów (7, 19, 37, 61), która to liczba zależna jest od przekroju. Linki stalowo-aluminiowe posiadają rdzeń z drutu lub linki stalowej, na którym jako oplot umieszcza się druty aluminiowe. Stosunek przekroju Fe do przekroju AL. jest różny w zależności od konstrukcji przewodu. Przy dużych rozpiętościach oraz w warunkach dużego zagrożenia sady sady stosuje się przewody o stosunku 1/4. W warunkach normalnych zaleca się wykorzystanie przewodów o stosunku 1/6. Jedynie tam, gdzie przęśła są krótkie, a zagrożenie sady sady znikome można stosować przewody o stosunku 1/8.

Aktualnie w sieciach dystrybucyjnych SN stosowane są przewody o przekrojach: 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300 mm².

W liniach napowietrznych SN stosowane są także tzw. przewody przeciwdrganioowe. Zbudowane są one w taki sposób, że rdzeń stalowy umieszczony jest wewnątrz przewodu nie wypełniając go całkowicie. Powoduje to, iż w trakcie drgań zderza się on z przewodami roboczymi, co z kolei tłumi drgania.

W sieciach dystrybucyjnych SN eksploatowane są niekiedy przewody wykonane ze stopów aluminium, zastępujące tradycyjne przewody stalowo-aluminiowe. Jako jeden z pierwszych stosowany był stop ALFeMg. W ostatnich latach coraz częściej stosowane są przewody wykonane ze stopu ALMgSi. Posiadają one bardzo dużą wytrzymałość mechaniczną. Są jednak bardzo drogie. Zaletą przewodu wykonanego ze stopu jest brak korozji rdzenia stalowego, zmniejszenie rezystancji przewodu oraz wyeliminowanie miękkich i łatwouszkodzalnych drutów aluminiowych [10, 16].

Od lat 90-tych XX wieku obserwuje się stały wzrost zainteresowania izolowanymi liniami średniego napięcia. Są to specyficzne linie napowietrzne, w których – zamiast przewodów gołych – stosuje się przewody izolowane warstwą materiału elektroizolacyjnego stałego. Następstwem tej pozornie niewielkiej modyfikacji konstrukcyjnej linii tradycyjnych są zasadnicze zmiany w ich

budowie, montażu i eksploatacji oraz nowe cechy użytkowe i właściwości eksploatacyjne [10, 16].

Jako konstrukcje wsporcze w liniach SN stosuje się powszechnie żerdzie strunobetonowe BSW oraz żelbetowe ŻN (występują też stare konstrukcje DANA). W ostatnich latach wykorzystywane są powszechnie żerdzie wirowane E lub EM (ewentualnie czeskie i słowackie żerdzie EPV).

Obecnie najczęściej stosowanymi kablami średniego napięcia w sieciach energetyki zawodowej są jednożyłowe (rzadziej trzyżyłowe) kable z żyłą aluminiową lub miedzianą o izolacji z polietylenu usieciowanego. Mimo istnienia nowszych konstrukcji, nadal stosowane są także kable o izolacji papierowo-olejowej i powłoce ołowianej. Mogą one być nasycone syciwem zwykłym lub nieściekającym. W porównaniu z kablami o izolacji z tworzyw sztucznych posiadają one jednak niekorzystne cechy, do których zaliczyć należy przede wszystkim większą masę, mniejszą elastyczność oraz dużą pracochłonność montażu. Najczęściej wykorzystywane typy kabli średniego napięcia to: YHKXS, YHAKXS, HKFtA, HKnFtA, HAKFtA, AKFtA oraz HAKnFtA.

W sieciach dystrybucyjnych SN stosowane są najczęściej kable o przekrojach żył roboczych 50, 70, 95, 120, 150 i 240 mm².

III. WPŁYW TEMPERATURY POWIETRZA, PRĘDKOŚCI WIATRU ORAZ OPADÓW ATMOSFERYCZNYCH NA URZĄDZENIA ELEKTROENERGETYCZNE

Zakres temperatur występujących na ziemi jest bardzo duży. Maksymalna temperatura powietrza w cieniu na otwartej przestrzeni wynosi około 60 °C (najwyższa zaobserwowana to 56,7 °C). Najniższe temperatury osiągają z kolei wartość prawie -90 °C (najniższa zaobserwowana to -89,2 °C). Zakres występujących temperatur jest w sposób oczywisty uzależniony od szerokości geograficznej. Rekordowe temperatury odnotowane w Polsce to -41,0 °C (Siedlce) oraz 40,2 °C (Prószków koło Opola).

Wysoka temperatura może być przyczyną licznych uszkodzeń urządzeń i obiektów elektroenergetycznych, ponieważ pogarsza właściwości ich materiałów konstrukcyjnych, powodując mięknięcie, topnienie, sublimację, parowanie, zmniejszenie lepkości, zmianę rozmiarów oraz starzenie termiczne.

Odształcenia mechaniczne będące skutkiem rozszerzalności materiałów są szczególnie duże w przypadku połączenia materiałów o różnych współczynnikach rozszerzalności lub w przypadku nierównomiernego nagrzewania elementu konstrukcyjnego wykonanego z jednego materiału, ale o znacznych gabarytach. Odształcenia mechaniczne są przyczyną licznych uszkodzeń mechanicznych oraz prowadzą do zmiany parametrów elektrycznych urządzeń. Mięknięcie i topnienie materiałów plastycznych prowadzi do osłabienia lub uszkodzenia konstrukcji urządzeń oraz do wycieków mas zalewowych. Z kolei starzenie termiczne materiałów prowadzi do skrócenia ich trwałości. Dla urządzeń elektrycznych bardzo istotny jest wpływ wysokich temperatur na [19]: zmniejszenie oporności elektrycznej skośnej i powierzchniowej dielektryków, zmniejszenie wytrzymałości napięciowej dielektryków, zmiany stałej dielektrycznej wszystkich dielektryków, wzrost stratności dielektrycznej oraz wzrost oporności elektrycznej metali.

Należy zwrócić uwagę na fakt, iż temperatura powierzchni urządzeń elektrycznych usytuowanych na otwartym powietrzu bez osłon może znacznie przekroczyć temperaturę powietrza w cieniu i osiągać wartość ponad 100 °C.

Temperatury ujemne powodują z kolei wzrost kruchości materiałów, zwiększenie lepkości i krzepnięcie cieczy, zmniejszenie wytrzymałości mechanicznej oraz kurczenie się materiałów. W wyniku zmiany rozmiarów powstają uszkodzenia mechaniczne, polegające między innymi na zacieraniu się i zakleszczaniu współpracujących części ruchomych. Kurczenie się materiałów, a więc jednocześnie elementów konstrukcyjnych urządzeń, może powodować osłabienie złączy oraz złamania i pęknięcia. Większość materiałów w ujemnych temperaturach twardnieje i staje się bardziej krucha. Zmiana twardości i wymiarów uszczelki może powodować rozszczelnienie urządzeń. Zwiększa się lepkość smarów oraz olejów, co utrudnia pracę elementów ruchomych, aż do ich uszkodzenia w przypadku zamrożenia smarów. Pod wpływem ujemnych temperatur zmieniają się parametry elektryczne materiałów, jak: przewodność elektryczna, stratność dielektryczna, stała dielektryczna, a także przenikalność magnetyczna. Zauważyć należy także w tym przypadku, iż temperatura powierzchni urządzeń umieszczonych na otwartym powietrzu może w wyniku wypromieniowania ciepła osiągać wartości znacznie mniejsze od temperatury otoczenia [19].

Czynnikiem który może powodować uszkodzenia obiektów elektroenergetycznych są także szybkie zmiany temperatury. Zmiany te wynikają z dobowych zmian temperatury powietrza, zmiennego nasłonecznienia, nagłego zamoczenia urządzenia, itp. Największa dobową amplitudą temperatury zaobserwowana na ziemi wynosi 55,5 oC.

Na szczególnie gwałtowne zmiany temperatury narażone są urządzenia poddane bezpośrednio działaniu promieniowania słonecznego (temperatura powierzchni powyżej 100 °C), a następnie zmoczone przez deszcz (w przypadku gradu temperatura wynosi około 0 °C).

Zmiany temperatury mogą powodować naprężenia mechaniczne w materiałach konstrukcyjnych. Szybkie rozszerzanie i kurczenie się materiałów prowadzi do osłabienia połączeń, pęknięć oraz złamań. W przypadku urządzeń uszczelnionych może dojść do ich odszczelnienia [19].

Zakres prędkości wiatru obserwowanych na Ziemi jest bardzo duży. Maksymalna zmierzona prędkość wiatru w porywie wyniosła ponad 110 m/s (113/33 m/s – Barrow Island, Australia). Największa prędkość wiatru w porywie zmierzona oficjalnie w Polsce wyniosła natomiast 95,83 m/s (Stacja meteorologiczna na Śnieżce). Nie są to jednak wartości rekordowe. Znacznie większe wartości osiąga prędkość wiatru w trąbie powietrznej. Największa wartość na Ziemi, zarejestrowana radarem Dopplerowskim, wyniosła ponad 133,33 m/s (Oklahoma, USA), natomiast w Polsce 102,50 m/s (okolice Lublina). Średnia roczna prędkość wiatru w Polsce wynosi około 3-4 m/s. Największe prędkości występują tu późną jesienią, zimą i wczesną wiosną. Wtedy zwykle towarzyszą im ujemne temperatury powietrza czy duża suma opadów atmosferycznych. Takie warunki środowiskowe są niekorzystne i sprzyjają powstawaniu awarii urządzeń elektroenergetycznych, w tym zwłaszcza linii napowietrznych.

Wszystkie napowietrzne obiekty elektroenergetyczne oraz ich części składowe podlegają narażeniom wynikającym z oddziaływania wiatru, przy czym rodzaj i stopień narażenia bywa różny w zależności od rozpatrywanego elementu oraz od miejsca jego eksploatacji (warunków środowiskowych). Skutki narażeń wiatrowych mogą być różne. Generalnie można je podzielić na

odwracalne oraz nieodwracalne. Przez pojęcie skutków odwracalnych należy rozumieć zdarzenia odznaczające się tym, że obiekt wraca do stanu zdadności początkowej, gdy narażenie ustąpi (np. zwarcia przemijające w liniach). Uszkodzenia nieodwracalne można z kolei podzielić na nagłe, pochodzące od bardzo silnych narażeń, oraz kumulowane pochodzące od dużej liczby cykli narażeń o małych lub średnich wartościach.

Prędkość wiatru ma bezpośredni wpływ na statykę linii, wywołując siły działające na konstrukcje i przewody. Dlatego też, wiatr jest czynnikiem wpływającym na wybór rozwiązań konstrukcyjnych elementów linii napowietrznych, takich jak: konstrukcje wsporcze, przewody i izolatory. W przypadku błędnego oszacowania siły parcia wiatru, może dojść do poważnych uszkodzeń mechanicznych tych elementów. Duże porywy wiatru przyczyniają się jednak przede wszystkim do powstawania uszkodzeń mechanicznych linii poprzez zerwanie przewodów, uszkodzenie izolatorów, przewrócenie lub złamanie konstrukcji wsporczych (słupów), czy choćby opadnięcie gałęzi (lub upadek całych drzew) na linie elektroenergetyczne [1].

Pod wpływem wiatru, przewody wychylają się z właściwego położenia (występującego przy pogodzie bezwietrznej) i mogą nadmiernie zbliżyć się do sąsiednich przewodów fazowych lub do konstrukcji, powodując zwarcia [3].

Szybkie zmiany prędkości wiatru mogą powodować naprężenia mechaniczne w materiałach konstrukcyjnych. Prowadzi to między innymi do osłabienia połączeń, pęknięć oraz złamań [19].

Omawiając wpływ wiatru na pracę urządzeń elektroenergetycznych nie można pominąć zagadnienia temperatury mas powietrza. Szczególnie niesprzyjające warunki występują dla urządzeń elektroenergetycznych w przypadku wiatru o dużej prędkości oraz bardzo niskiej temperaturze powietrza (okres zimowy). Wiatr taki powoduje znacznie szybsze zmniejszenie temperatury elementów konstrukcyjnych, niż miałyby to miejsce przy pogodzie bezwietrznej. Sytuacja taka wpływa z kolei na wzrost kruchości materiałów, zwiększenie lepkości i krzepnięcie cieczy, zmniejszenie wytrzymałości mechanicznej oraz kurczenie się materiałów. W wyniku zmiany rozmiarów powstają uszkodzenia mechaniczne, polegające między innymi na zacieraniu się i zakleszczaniu współpracujących części ruchomych. Kurczenie się materiałów, a więc jednocześnie elementów konstrukcyjnych urządzeń, może powodować osłabienie złączy oraz złamania i pęknięcia. Powyższe zjawiska zależą przede wszystkim od występowania ujemnych temperatur otoczenia, niemniej są znacznie przyspieszane w warunkach, w których przy ujemnej temperaturze występuje wiatr o znacznej prędkości.

Najczęstsze uszkodzenia linii, przy małych prędkościach wiatru, to zerwanie przewodu, uszkodzenie izolatora, pęknięcie złączy i uchwytów oraz ich poluzowanie, skutkujące wysunięciem przewodu. Można przyjąć, iż uszkodzenia te są skutkiem przede wszystkim drgań eolskich (częstotliwość od około 3 Hz do 150 Hz), będących skutkiem uwalniania tzw. wirów Karmana (Vortex shedding) po zawietrznej stronie przewodu. Nieco mniejszy wpływ ma galop przewodów (Conductor galloping) (częstotliwość drgań najczęściej od 0,1 Hz do 3 Hz). Galopowanie przewodów powodowane jest wiatrem o prędkościach mieszczących się w przedziale od 6 m/s do 25 m/s. Drgania wywołane galopowaniem mogą powodować zbliżanie przewodów, a nawet uszkodzenie przewodów, izolatorów i konstrukcji wsporczych. W przypadku przewodów wiązkowych mogą wystąpić oscylacje skrętne. Zjawisko galopowania nasila się w przypadku nierównomiernego oblodzenia przewodów.

Niszczące działanie drgań jest superpozycją trzech podstawowych mechanizmów. Pierwszy z nich polega na cyklicznym przeginaniu przewodu podlegającego drganiom. Jego skutkiem jest

występowanie cyklicznie zmiennego naprężenia gnącego, sumującego się ze statycznym naprężeniem naciągu. Drugim mechanizmem jest korozja cierna. Podczas cyklicznych przegięć między poszczególnymi drutami dochodzi do mikropoślizgów. Druty te podlegają znacznym siłom nacisku, co prowadzi do wzajemnego zacierania się ich powierzchni. Wskutek omówionego zużycia ciernego miejscowe przekroje poprzeczne drutów zmniejszają się. W chwili uszkodzenia pierwszych drutów w wiązce pojawia się trzeci mechanizm, a mianowicie maleje przekrój czynny przewodu, co prowadzi zarówno do zwiększenia naprężenia pozostałych drutów w wiązce oraz do lokalnego wzrostu temperatury i przegrzewania przewodu.

Deszcz oddziałuje głównie na energetyczne urządzenia rozdzielcze i łącznościowe urządzenia nadawcze. Podczas deszczu istotnie zmieniają się także własności elektryczne izolatorów, które zależą od jego natężenia [4].

Duże znaczenie dla własności elektrycznych izolatorów ma konduktywność wody deszczowej oraz jej ilość. Woda deszczowa o dużej konduktywności istotnie obniża napięcie wyładowania izolatorów. Z dala od miast woda deszczowa w atmosferze ma konduktancję niższą niż w atmosferze przemysłowej. Przypuszcza się, że konduktancja wody deszczowej może być bardziej niebezpiecznym zagrożeniem izolatorów niż warstwa pyłu. Wyładowania pełzne na izolatorach zwykle występują podczas deszczu i silnego wiatru, gdy deszcz pada na izolatory pod dużym kątem względem ich osi. Szczególnie duży spadek napięcia wyładowania pełnego i wzrost strat dielektrycznych obserwuje się przy deszczu ze śniegiem. Sam śnieg najczęściej nie stanowi poważnego narażenia urządzeń elektrycznych [4].

Wiatr o dużej prędkości, skrajnie wysokie lub niskie temperatury powietrza oraz opady wpływają również na proces usuwania awarii. W ujęciu ogólnym mogą znacznie utrudniać pracę brygad remontowych, co w konsekwencji wydłuża czas trwania awarii. W skrajnych warunkach mogą w ogóle uniemożliwić przeprowadzenie prac naprawczych [1].

IV. METODYKA BADANIA WPŁYWU CZYNNIKÓW ATMOSFERYCZNYCH NA AWARYJNOŚĆ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Ze względu na to, że czynniki pogodowe wpływają na powstawanie uszkodzeń urządzeń elektroenergetycznych oraz na czas trwania (usuwania) ich awarii, analizie poddawany jest wpływ czynników atmosferycznych na intensywność uszkodzeń oraz na czas trwania awarii (odnowy) urządzeń elektroenergetycznych.

Średnią intensywność uszkodzeń urządzeń elektroenergetycznych można określić z zależności [10, 11, 18, 20, 45]:

$$\bar{\lambda} = \frac{2 \cdot m}{(n_p + n_k) \cdot \Delta t} \quad (1)$$

gdzie: m – zaobserwowana liczba awarii w przedziale czasu Δt ; n_p – liczność próbki na początku okresu obserwacji; n_k – liczność próbki na końcu okresu obserwacji; Δt – całkowity czas obserwacji.

W celu wyznaczenia intensywności uszkodzeń, jako funkcji temperatury powietrza, prędkości wiatru oraz opadów $\bar{\lambda} = f(T, W, O)$ należy wyznaczyć wartości punktowe $\bar{\lambda}_i(T_i, W_i, O_i)$ dla kolejnych kombinacji przedziałów temperatury T_i , prędkości wiatru W_i oraz dobowej sumy opadów O_i . W tym celu w zależności (1) uwzględnia się liczbę awarii $m_i(T_i, W_i, O_i)$ które wystąpiły w konkretnej kombinacji przedziałów czynników (narażeń) klimatycznych (temperatury powietrza, prędkości wiatru, dobowej sumy opadów) oraz czas trwania tej kombinacji przedziałów $\Delta t_i(T_i, W_i, O_i)$ w rozważanym okresie obserwacji:

$$\bar{\lambda}_i(T_i, W_i, O_i) = \frac{2 \cdot m_i(T_i, W_i, O_i)}{(n_p + n_k) \cdot \Delta t_i(T_i, W_i, O_i)} \quad (2)$$

gdzie: $m_i(T_i, W_i, O_i)$ – liczba awarii, które wystąpiły w danej kombinacji przedziałów temperatury powietrza, prędkości wiatru i dobowej sumy opadów, n_p – liczność próbki na początku okresu obserwacji, n_k – liczność próbki na końcu okresu obserwacji, $\Delta t_i(T_i, W_i, O_i)$ – liczba godzin w okresie obserwacji, w ciągu których wystąpiły konkretne kombinacje przedziałów: temperatury powietrza, prędkości wiatru i dobowej sumy opadów.

Wyznaczając wartości $\bar{\lambda}_i(T_i, W_i, O_i)$ dla kolejnych przedziałów i otrzymuje się empiryczną zależność intensywności awarii od temperatury powietrza, prędkości wiatru oraz dobowej sumy opadów.

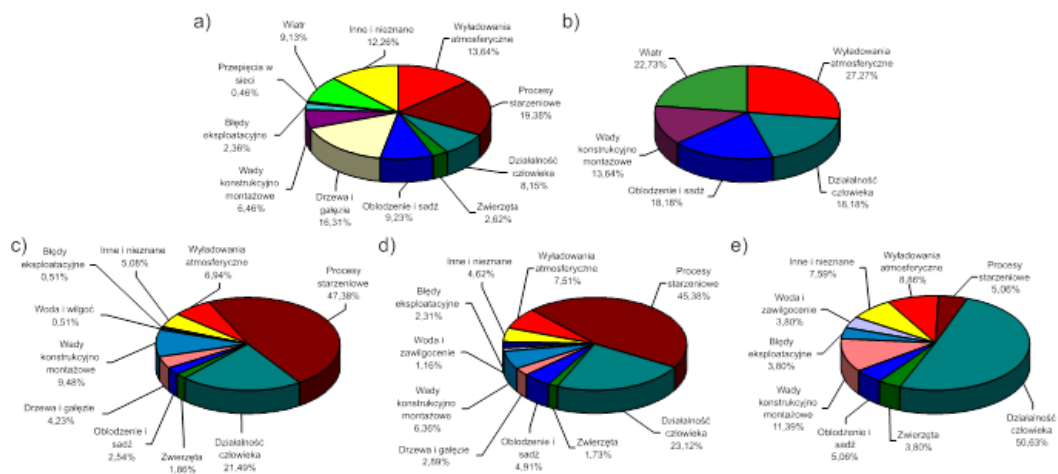
Dalsze badania mają na celu ustalenie, jaki wpływ mają czynniki klimatyczne na czas usuwania awarii (czas odnowy). W celu wyznaczenia czasu trwania awarii, jako funkcji temperatury powietrza, prędkości wiatru oraz opadów $\bar{t}_a = f(T, W, O)$ należy wyznaczyć wartości średnie $\bar{t}_{ai}(T_i, W_i, O_i)$ dla kolejnych kombinacji przedziałów temperatury powietrza T_i , prędkości wiatru W_i oraz dobowej sumy opadów O_i .

Określenie empirycznych funkcji $\bar{\lambda} = f(T, W, O)$ oraz $\bar{t}_a = f(T, W, O)$ nie wyczerpuje problemu badania zależności intensywności awarii oraz czasu odnowy od rozważanych czynników atmosferycznych. Ważne jest także określenie postaci funkcyjnej tych zależności, czyli realizacja modeli matematycznych.

V. MODELOWANIE WPŁYWU TEMPERATURY POWIETRZA, PRĘDKOŚCI WIATRU ORAZ DOBOWEJ SUMY OPADÓW NA INTENSYWNOŚĆ AWARII LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH SN

Jak pokazują dane statystyczne spółek dystrybucyjnych energii elektrycznej wiatr jest czynnikiem odpowiedzialnym za powstawanie niemalże co dziesiątej awarii linii napowietrznych SN (Rys. 1). Dlaczego tak się dzieje, skoro przy projektowaniu linii elektroenergetycznych uwzględnia się oddziaływanie wiatru na przewody oraz konstrukcje wsporcze? Potencjalnych przyczyn może być wiele. Przede wszystkim przyjmowana do obliczeń projektowych prędkość wiatru może być zbyt mała, co zaniża maksymalną projektową wartość sił oddziaływujących na konstrukcję linii. Ponadto w trakcie eksploatacji linie mogą być zbyt słabo monitorowane, co może prowadzić do sytuacji, w której niewielkie uszkodzenia mechaniczne (poluzowane złączki lub wiązki, rozplót przewodu, itp.) nie wykryte w odpowiednim momencie, przy odpowiednio dużej prędkości

wiatru, powodują awarię linii. W takiej sytuacji wiatr jest jedynie czynnikiem przyspieszającym uszkodzenie. Pojawia się także możliwość, iż oficjalne statystyki spółek dystrybucyjnych nie są zbyt wiarygodne. W oficjalnych danych spółek dystrybucyjnych praktycznie nie wspomina się o temperaturze powietrza oraz o opadach, jako o czynnikach powodujących lub przyspieszających uszkodzenia urządzeń elektroenergetycznych, w tym linii. Tymczasem jak wskazują opracowania naukowe [4, 10, 12, 19], występuje bardzo silna korelacja między tymi czynnikami atmosferycznymi, a intensywnością uszkodzeń urządzeń elektroenergetycznych.



Rys. 1. Procentowy udział przyczyn awarii linii elektroenergetycznych SN: a) napowietrznych z przewodami gołymi, b) napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi, c) kablowych z izolacji papierowo-olejowej, d) kablowych o izolacji polietylenowej, e) kablowych z izolacji z polietylenu usieciowanego XLPE

W celu określenia wpływu prędkości wiatru, temperatury powietrza oraz dobowej sumy opadów na powstawanie uszkodzeń linii SN, przeprowadzone zostały obszernie badania niezawodnościowe. Opracowane zostały modele ekonometryczne intensywności awarii oraz czasu odnowy, wykorzystujące jako zmienne niezależne wartości rozważanych czynników pogodowych. W rozważanych modelach przedziały czynników klimatycznych zostały rozpatrzone na zasadzie każdy przedział danego czynnika z każdym przedziałem każdego innego czynnika. Łącznie powstało 393984 przedziały. Liczba kombinacji przedziałów, w których wystąpiły awarie, a tym samym niezerowe wartości średniej intensywności uszkodzeń, dla poszczególnych linii kształtuje się w następujący sposób: linie napowietrzne gołe SN - 890 obserwacji (w ciągu 15 lat), linie napowietrzne niepełnoizolowane SN - 21 obserwacji (w ciągu 13 lat) oraz linie kablowe SN 465 obserwacji (w ciągu 15 lat).

Znajomość dyskretnej wartości intensywności uszkodzeń oraz wartości czynników środowiskowych, przy współdziałaniu których wystąpiły awarie linii elektroenergetycznych umożliwia utworzenie ogólnego równania regresji wielorakiej w postaci:

$$\begin{aligned} \bar{\lambda}(T, W, O) = & a \cdot T^4 + b \cdot T^3 + c \cdot T^2 + d \cdot T + \\ & + e \cdot W^4 + f \cdot W^3 + g \cdot W^2 + h \cdot W + i \cdot O^4 + \\ & + j \cdot O^3 + k \cdot O^2 + l \cdot O + m \end{aligned} \quad (3)$$

gdzie: T – wartość temperatury powietrza [$^{\circ}\text{C}$], W – wartość prędkości wiatru [m/s], O – wartość dobowej sumy opadów [mm], $a, b, c, d, e, f, g, h, i, j, k, l, m$ – współczynniki funkcji aproksymacyjnej.

W celu realizacji powyższego modelu matematycznego wykorzystano metodę modelowania ekonometrycznego. Dla poszczególnych linii średniego napięcia określono postać funkcyjną intensywności, a także przeprowadzono weryfikację otrzymanych modeli teoretycznych, określając ich zgodność z danymi empirycznymi.

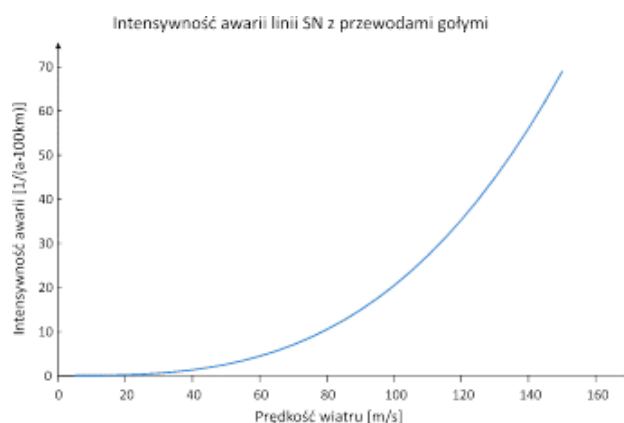
Intensywność uszkodzeń linii napowietrznych średniego napięcia z przewodami gołymi określa model ekonometryczny o postaci:

$$\lambda = 20,4 \cdot 10^{-6} \cdot W^3 + 49,93 \cdot 10^{-4} \quad (4)$$

(2,19 \cdot 10^{-6})
(4,2 \cdot 10^{-4})

W celu określenia jakości dopasowania modelu do danych empirycznych zastosowano następujące miary: współczynnik korelacji wielorakiej, współczynnik determinacji, współczynnik zbieżności, błąd standardowy estymacji i współczynnik zmienności losowej. Przeprowadzony został także test F Fishera – Snedecora. Wyniki weryfikacji modelu zawiera tabela I.

Jak wynika z zależności (4) czynnikiem najsilniej wpływającym na awaryjność linii SN z przewodami gołymi jest wiatr. Wpływ pozostałych czynników atmosferycznych jest na tyle słaby, iż zostały one odrzucone w procedurze tworzenia modelu ekonometrycznego. Teoretyczną zmienność intensywności awarii linii napowietrznych z przewodami gołymi przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Teoretyczna intensywność awarii linii napowietrznych z przewodami gołymi w zależności od prędkości wiatru

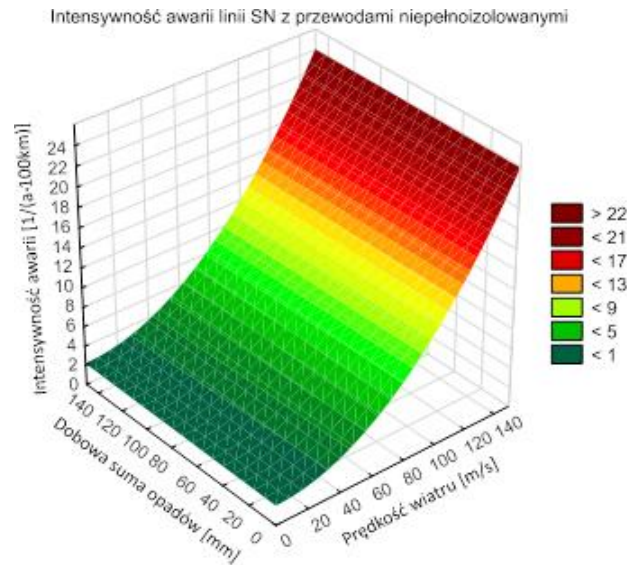
Intensywność uszkodzeń linii napowietrznych średniego napięcia z przewodami niepełnoizolowanymi określa model ekonometryczny o postaci:

$$\lambda = 9,71 \cdot 10^{-4} \cdot W^2 + 13,83 \cdot 10^{-4} \cdot O + 48,86 \cdot 10^{-6} \quad (5)$$

(2,01 \cdot 10^{-4})
(1,59 \cdot 10^{-4})
(7,07 \cdot 10^{-6})

Wyniki weryfikacji modelu zawiera tabela II.

Jak wynika z zależności (5) czynnikami najsilniej wpływającymi na awaryjność linii SN z przewodami niepełnoizolowanymi są wiatr oraz opady atmosferyczne. Wpływ pozostałych czynników atmosferycznych (w tym temperatury otoczenia) jest na tyle słaby, iż zostały one odrzucone w procedurze tworzenia modelu ekonometrycznego. Teoretyczną zmienność intensywności awarii linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Teoretyczna intensywność awarii linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi w zależności od prędkości wiatru oraz dobowej sumy opadów

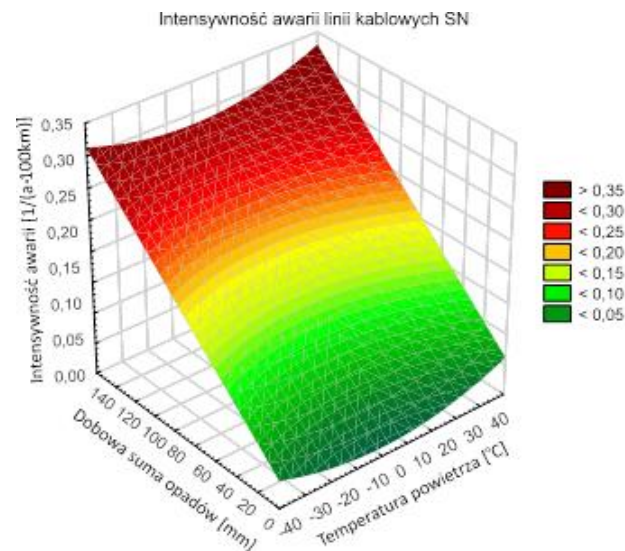
Intensywność uszkodzeń linii kablowych średniego napięcia określa model ekonometryczny o postaci:

$$\lambda = 1,88 \cdot 10^{-5} \cdot T^2 + 17,71 \cdot 10^{-4} \cdot O + 14,24 \cdot 10^{-6} \quad (6)$$

(4,67·10⁻⁶)
(1,59·10⁻⁴)
(1,9·10⁻⁶)

Wyniki weryfikacji modelu zawiera tabela III.

Jak wynika z zależności (6) czynnikami najsilniej wpływającymi na awaryjność linii kablowych SN są temperatura powietrza oraz opady atmosferyczne. Wpływ pozostałych czynników atmosferycznych (w tym prędkości wiatru) jest na tyle słaby, iż zostały one odrzucone w procedurze tworzenia modelu ekonometrycznego. Teoretyczną zmienność intensywności awarii linii kablowych SN przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 4. Teoretyczna intensywność awarii linii kablowych SN w zależności od temperatury powietrza oraz dobowej sumy opadów

VI. MODELOWANIE WPŁYWU TEMPERATURY POWIETRZA, P RĘDKOŚCI WIATRU ORAZ DOBOWEJ SUMY OPADÓW NA CZAS TRWANIA ODNOWY LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH SN

Modelowanie czasu trwania awarii (odnowy) linii SN przeprowadzone zostało z wykorzystaniem analogicznej metodyki, jaką wykorzystano podczas modelowania intensywności awarii.

Znajomość dyskretnych wartości czasu awarii oraz wartości czynników środowiskowych występujących w trakcie usuwania awarii linii elektroenergetycznych, umożliwia utworzenie ogólnego równania regresji wielorakiej w postaci:

$$\begin{aligned} \bar{t}_a(T, W, O) = & a \cdot T^4 + b \cdot T^3 + c \cdot T^2 + d \cdot T + \\ & + e \cdot W^4 + f \cdot W^3 + g \cdot W^2 + h \cdot W + i \cdot O^4 + \\ & + j \cdot O^3 + k \cdot O^2 + l \cdot O + m \end{aligned} \quad (7)$$

gdzie: T – wartość temperatury powietrza [°C], W – wartość prędkości wiatru [m/s], O – wartość dobowej sumy opadów [mm], $a, b, c, d, e, f, g, h, i, j, k, l, m$ – współczynniki funkcji aproksymacyjnej.

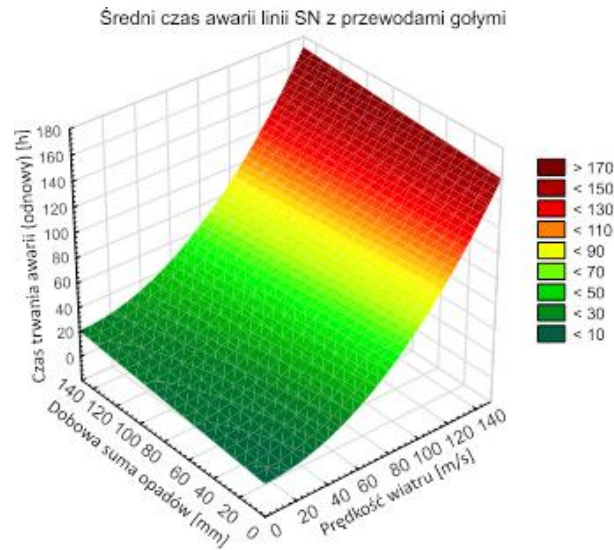
W celu realizacji powyższego modelu matematycznego wykorzystano metodę modelowania ekonometrycznego. Dla poszczególnych linii średniego napięcia określono postać funkcyjną czasu awarii, a także przeprowadzono weryfikację otrzymanych modeli teoretycznych, określając ich zgodność z danymi empirycznymi.

Czas trwania awarii linii napowietrznych średniego napięcia z przewodami gołymi określa model ekonometryczny o postaci:

$$\bar{t}_a = \underset{(0,0024)}{0,0067} \cdot W^2 + \underset{(0,0382)}{0,0982} \cdot O + \underset{(0,51)}{6,54} \quad (8)$$

W celu określenia jakości dopasowania modelu do danych empirycznych zastosowano następujące miary: współczynnik korelacji wielorakiej, współczynnik determinacji, współczynnik zbieżności, błąd standardowy estymacji i współczynnik zmienności losowej. Przeprowadzony został także test F Fishera – Snedecora. Wyniki weryfikacji zawiera tabela IV.

Jak wynika z zależności (8) czynnikiem najsilniej wpływającym na czas odnowy linii SN z przewodami gołymi jest wiatr. Nieco mniejszym wpływem charakteryzuje się dobową sumą opadów. Wpływ pozostałych czynników atmosferycznych jest na tyle słaby, iż zostały one odrzucone w procedurze tworzenia modelu ekonometrycznego. Teoretyczną zmienność czasu trwania awarii linii napowietrznych z przewodami gołymi przedstawiono na rysunku 5.



Rys. 5. Teoretyczne czasy trwania awarii linii napowietrznych z przewodami gołymi w zależności od prędkości wiatru oraz dobowej sumy opadów

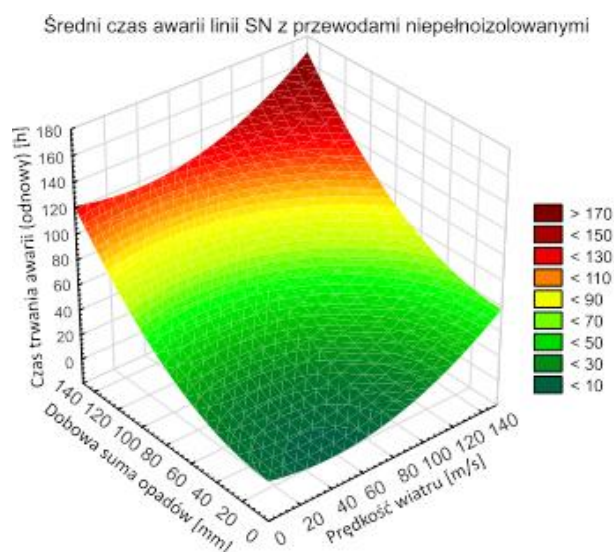
Czas trwania awarii linii napowietrznych średniego napięcia z przewodami niepełnoizolowanymi określa model ekonometryczny o postaci:

$$\bar{t}_a = 0,0049 \cdot O^2 + 1,08 \cdot 10^{-7} \cdot W^4 + 7,86 \quad (9)$$

(0,0006)
(4,42 \cdot 10^{-8})
(2,16)

Wyniki weryfikacji modelu zawiera tabela V.

Jak wynika z zależności (9) czynnikami najsilniej wpływającymi na czas odnowy linii SN z przewodami niepełnoizolowanymi są opady atmosferyczne oraz wiatr. Wpływ pozostałych czynników atmosferycznych jest na tyle słaby, iż zostały one odrzucone w procedurze tworzenia modelu ekonometrycznego. Teoretyczną zmienność czasu trwania awarii linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi przedstawiono na rysunku 6.



Rys. 6. Teoretyczne czasy trwania awarii linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi w zależności od prędkości wiatru oraz dobowej sumy opadów

Czas trwania awarii linii kablowych SN określa model ekonometryczny o postaci:

$$\bar{t}_a = 15,14 \cdot 10^{-8} \cdot O^4 - 0,0548 \cdot T + 9,74 \quad (10)$$

$(1,36 \cdot 10^{-8})$ $(0,0775)$ $(1,10)$

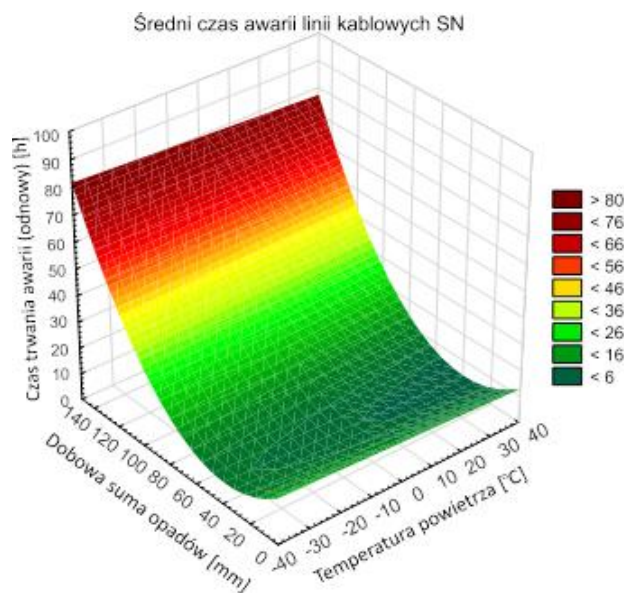
Wyniki weryfikacji modelu zawiera tabela VI.

Jak wynika z zależności (10) czynnikami najsilniej wpływającymi na czas odnowy linii kablowych SN są opady atmosferyczne oraz temperatura otoczenia. Wpływ pozostałych czynników atmosferycznych jest na tyle słaby, iż zostały one odrzucone w procedurze tworzenia modelu ekonometrycznego. Teoretyczną zmienność czasu trwania awarii linii kablowych SN przedstawiono na rysunku 7.

VII. PODSUMOWANIE

Opracowane modele matematyczne pozwalają na określenia intensywności uszkodzeń oraz czasu odnowy linii elektroenergetycznych SN w przypadku jednoczesnego oddziaływania wielu czynników atmosferycznych. Jak pokazały przeprowadzone analizy modele są dość proste w zastosowaniu, a otrzymane przy ich wykorzystaniu wyniki są w dużej mierze zbliżone z danymi statystycznymi spółek dystrybucyjnych energii elektrycznej. Modele te mogą zostać wykorzystane w dalszych badaniach niezawodnościowych linii elektroenergetycznych. Autor podjął już pierwsze próby ich wykorzystania w algorytmach symulacyjnych bazujących na sieciach Petriego.

Mogą także zostać wykorzystane przez spółki dystrybucyjne do optymalizacji eksploatacji sieci, np. poprzez powołanie większej liczby brygad remontowych na czas zwiększonej awaryjności urządzeń elektroenergetycznych wynikającej z prognozowanych warunków atmosferycznych.



Rys. 7. Teoretyczne czasy trwania awarii linii kablowych SN w zależności od dobowej sumy opadów oraz temperatury otoczenia

Wyniki zaprezentowanych badań zostały porównane z wynikami otrzymanymi dla kilku wybranych populacji linii SN eksploatowanych na terenie kraju. Otrzymane wyniki są zbliżone.

Dla różnych regionów, charakteryzujących się odmiennym ukształtowaniem terenu, a więc i różnymi prędkościami wiatru, rozkładem temperatury oraz opadami atmosferycznymi, otrzymuje się nieco inne modele ekonometryczne, jednak w zakresie, który nie wpływa w sposób znaczący na końcowy wynik oceny intensywności uszkodzeń, czy też czasu odnowy linii SN. Podkreślić jednak należy, że wszystkie badane populacje linii zlokalizowane były w strefie wietrzności W1 [27, 33]. W Polsce strefy wiatrowe W2 oraz W3 występują jedynie w strefie gór oraz w wąskim pasie nadmorskim.

TABELA I. WERYFIKACJA MODELU INTENSYWNOCI AWARII LINII NAWIETRZNYCH Z PRZEWODAMI GOŁYMI

Współczynnik korelacji R	Współczynnik determinacji R^2	Współczynnik zbieżności φ^2	Odchylenie standardowe reszt modelu S_e	Współczynnik zmienności losowej W_e	Test F Fishera - Snedecora
0,72	0,52	0,48	0,0001	1,50	889,42 > 4 $F > F^*$ <i>Stożenie dopasowania modelu do danych jest dostatecznie wysoki</i>

TABELA II. WERYFIKACJA MODELU INTENSYWNOCI AWARII LINII NAWIETRZNYCH Z PRZEWODAMI NIEPEŁNOIZOLOWANYMI

Współczynnik korelacji R	Współczynnik determinacji R^2	Współczynnik zbieżności φ^2	Odchylenie standardowe reszt modelu S_e	Współczynnik zmienności losowej W_e	Test F Fishera - Snedecora
0,78	0,61	0,39	0,0002	1,19	11,73 > 3,68 $F > F^*$ <i>Stożenie dopasowania modelu do danych jest dostatecznie wysoki</i>

TABELA III. WERYFIKACJA MODELU INTENSYWNOCI AWARII LINII KABLOWYCH

Współczynnik korelacji R	Współczynnik determinacji R^2	Współczynnik zbieżności φ^2	Odchylenie standardowe reszt modelu S_e	Współczynnik zmienności losowej W_e	Test F Fishera - Snedecora
0,75	0,57	0,43	0,0002	1,89	276,38 > 3,15 $F > F^*$ <i>Stożenie dopasowania modelu do danych jest dostatecznie wysoki</i>

Opracowane modele ekonometryczne intensywności awarii wskazują na wiatr, jako czynnik najsilniej wpływający na powstawanie uszkodzeń linii napowietrznych SN. Wraz ze zwiększaniem prędkości wiatru, intensywność uszkodzeń znacząco wzrasta. W przypadku linii napowietrznych z przewodami gołymi jest to zależność w trzeciej potędze, natomiast w przypadku linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi w drugiej. Dla linii kablowych czynnikiem najsilniej wpływającym na intensywność uszkodzeń jest temperatura powietrza.

Biorąc pod uwagę wymagania norm [25 – 27, 33] należy stwierdzić, iż wiatr o prędkościach do 20 m/s (a nawet nieco większych) nie powinien powodować awarii linii napowietrznych SN. Dość powszechne występowanie awarii linii w tym zakresie prędkości wiatru sugeruje, iż dominującym charakterem uszkodzeń jest charakter kumulacyjny – zmęczeniowy. Najczęstsze uszkodzenia linii, przy małych prędkościach wiatru, to zerwanie przewodu, uszkodzenie izolatora, pęknięcie złączek i uchwytów oraz ich poluzowanie, skutkujące wysunięciem przewodu. Można przyjąć, iż uszkodzenia te są skutkiem przede wszystkim drgań eolskich. Z kolei drgania wywołane galopowaniem mogą powodować zbliżanie przewodów, a nawet uszkodzenie przewodów, izolatorów i konstrukcji wsporczych. W przypadku przewodów wiązkowych mogą

wystąpić oscylacje skrajne. Zjawisko galopowania nasila się w przypadku nierównomiernego oblodzenia przewodów.

TABELA IV. WERYFIKACJA MODELU CZASU TRWANIA AWARII LINII NAPOWIETRZNYCH Z PRZEWODAMI GOŁYMI

Współczynnik korelacji R	Współczynnik determinacji R^2	Współczynnik zbieżności φ^2	Odchylenie standardowe reszt modelu S_e	Współczynnik zmienności losowej W_e	Test F Fishera - Snedecora
0,64	0,41	0,59	0,11	1,15	284,92 > 3,15 $F > F^*$ Stożek dopasowania modelu do danych jest dostatecznie wysoki

TABELA V. WERYFIKACJA MODELU CZASU TRWANIA AWARII LINII NAPOWIETRZNYCH Z PRZEWODAMI NIEPEŁNOIZOLOWANYMI

Współczynnik korelacji R	Współczynnik determinacji R^2	Współczynnik zbieżności φ^2	Odchylenie standardowe reszt modelu S_e	Współczynnik zmienności losowej W_e	Test F Fishera - Snedecora
0,98	0,95	0,05	0,93	3,00	190 > 3,47 $F > F^*$ Stożek dopasowania modelu do danych jest dostatecznie wysoki

TABELA VI. WERYFIKACJA MODELU CZASU TRWANIA AWARII LINII KABLOWYCH

Współczynnik korelacji R	Współczynnik determinacji R^2	Współczynnik zbieżności φ^2	Odchylenie standardowe reszt modelu S_e	Współczynnik zmienności losowej W_e	Test F Fishera - Snedecora
0,85	0,73	0,27	1,40	7,65	563,72 > 3,15 $F > F^*$ Stożek dopasowania modelu do danych jest dostatecznie wysoki

Pozwala to na stwierdzenie, iż ochrona przeciwdrganiowa w liniach napowietrznych SN nie jest w pełni skuteczna lub też w zbyt małym stopniu wykorzystywane są dławiki drgań. Kumulacyjny charakter wielu występujących uszkodzeń wskazuje także na zbyt słaby nadzór przedsiębiorstw energetycznych nad liniami napowietrznymi SN. W takiej sytuacji nawet niewielkie uszkodzenia mechaniczne nie wykryte w odpowiednim momencie, przy odpowiednio dużej prędkości wiatru, powodują awarię linii.

Na podstawie wieloletnich badań autorzy stwierdzili, iż mimo znacznego postępu w inżynierii materiałowej oraz wielu zmian konstrukcyjnych linii napowietrznych SN są one nadal w zbyt małym stopniu odporne na obciążenie wiatrem. W swoich badaniach niezawodnościowych, bazujących na ponad tysiącu awarii, autorzy wykazali, iż intensywność uszkodzeń tych linii znacznie rośnie dla prędkości wiatru już powyżej 12 m/s [13].

Jako czynnik najsilniej wpływający na powstawanie uszkodzeń linii kablowych SN wskazana została dobowo suma opadów w powiązaniu z temperaturą powietrza. Znaczne dobowe sumy opadów mogą prowadzić do zawilgocenia izolacji uwarstwionej, zwłaszcza w głowicach i mufach

kablowych, co sprzyja powstawaniu zwarć. W skrajnych przypadkach opadów długotrwałych (nawet kilkudniowych), dochodzi także do zapadania lub obsunięcia gruntu oraz zerwania kabla. Oddziaływanie temperatury powietrza na linie kablowe obserwowane jest przede wszystkim na wyprowadzeniach kabli na konstrukcje napowietrzne oraz w napowietrznych odcinkach linii kablowych. W przypadku wysokich temperatur naturalne chłodzenie kabla staje się dość utrudnione. Prowadzi to do wzrostu jego temperatury a z czasem do uszkodzenia izolacji. Także brak zabezpieczenia kabla przed bezpośrednim oddziaływaniem słońca może wpływać na przekroczenie temperatur granicznych izolacji i jego destrukcję.

Liczne awarie linii kablowych są skutkiem superpozycji wilgoci spowodowanej opadami atmosferycznymi oraz niskich temperatur. Także w tym przypadku uszkodzenie występuje najczęściej w odcinkach prowadzonych napowietrznie lub na podejściach linii kablowych do konstrukcji wsporczych oraz do stacji. W powyższych sytuacjach awaria wynika z wilgoci, która dostała się do głowic kablowych i muf, a następnie na skutek znacznego obniżenia temperatury zamieniła się w kryształy lodu powodujące niejednorodny rozkład pola elektrycznego. Przy wielokrotnym powtarzaniu tego procesu dochodzi finalnie do uszkodzenia izolacji kabla. Wspomnieć należy także o licznych przypadkach niewłaściwego zabezpieczenia rury ochronnej, co umożliwia dostawanie się do niej wody deszczowej lub pochodzącej z gruntu, co w przypadku jej zamarzania prowadzi do licznych naprężeń mechanicznych skutkujących uszkodzeniem izolacji.

Uzyskane wyniki pozwalają na stwierdzenie, iż problem wpływu wiatru, temperatury otoczenia oraz opadów atmosferycznych na uszkodzenia linii elektroenergetycznych, w tym linii SN, nie jest jeszcze wystarczająco rozpoznany. Należy prowadzić w tym zakresie dalsze prace badawcze w celu zastosowania w konstrukcjach linii nowych materiałów lub wprowadzenia zmian technologicznych zmniejszających ich negatywny wpływ na te urządzenia.

LITERATURA

- [1] T. Ahmed, K. M. Muttaqi, A. P. Agalgaonkar, Climate change impacts on electricity demand in the State of New South Wales, Australia. *Applied Energy* Vol. 98 (2012), pages 376 – 383
- [2] R. N. Allan, R. Billinton, *Reliability Evaluation of Power Systems*. Second edition. Springer, Boston, 2013, ISBN 978-1-4899-1860-4
- [3] J. Arvids, L. Aigars, Weather impacts on the household electric energy consumption. *Research for rural development 2016*, Vol. 1, pages 248 – 253
- [4] B. Bartakova, M. Rychtera, *Tropikalizacja urządzeń elektrycznych*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 1960
- [5] K. Banasik, A. Ł. Chojnacki, K. Gębczyk, Ł. Grąkowski, Influence of wind speed on the reliability of low-voltage overhead power lines, *Progress in Applied Electrical Engineering (PAEE) – IEEE*, 2019
- [6] P. Bolzern, G. Fronza, Role of weather inputs in short-term forecasting of electric load. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 8, Issue 1, January 1986, Pages 42 – 46
- [7] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*. CRC Press, Taylor & Francis Group, 2009
- [8] R. J. Campbell, *Weather-Related Power Outages and Electric System Resiliency*. Congressional Research Service, August 28, 2012
- [9] Choi Ui-Min, Lee June-Seok, Comparative Evaluation of Lifetime of Three-Level Inverters in Grid-Connected Photovoltaic Systems, *Energies* 2020, 13(5), 1227

- [10] A. Ł. Chojnacki, A. K. Chojnacka, Niezawodność elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2018
- [11] A. Ł. Chojnacki, Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce, 2013
- [12] A. Ł. Chojnacki, A. Kaźmierczyk, Influence of ambient temperature on the intensity of failures of MV/LV power distribution substations. Logistic No. 6/2014, pages 2610 – 2618
- [13] A. Ł. Chojnacki, Ocena wpływu wiatru na awaryjność elektroenergetycznych linii napowietrznych SN. Elektro Info nr 11/2022, p. 96 - 101
- [14] S. Collins, P. Deane, B. Gallachoir, S. Pfenninger, I. Staffell, Impacts of Inter-annual Wind and Solar Variations on the European Power System. Joule Volume 2, issue 10, 17 October 2018, Pages 2076 – 2090
- [15] W. Dołęga, Wymagania środowiskowe dla urządzeń i instalacji elektroenergetycznych, Elektro Info Nr 4/2017, s. 68 – 72
- [16] Z. Gacek, A. Pieńkowski, Z. Rusiński, W. Skomudek, Elektroenergetyczne linie napowietrzne z przewodami izolowanymi. PTPIREE, Poznań 1995
- [17] M. Johnson, G. Gorospe, J. Landry, A. Schuster, Review of mitigation technologies for terrestrial power grids against space weather effects. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 82, November 2016, Pages 382 – 391
- [18] A. Kaźmierczyk, Metody oceny niezawodności systemów elektroenergetycznych. Ogólnopolska Konferencja Naukowo-techniczna „Modelowanie, Symulacja i Zastosowania w Technice”, Kościelisko, 13-17 czerwca 2011
- [19] J. Migdalski, red., Inżynieria niezawodności – poradnik, ATR Bydgoszcz i Zetom Warszawa, 1992
- [20] J. Migdalski, red.: Poradnik niezawodności. Podstawy matematyczne. Wydawnictwo „WEMA”, Warszawa, 1982
- [21] Military Standardization Handbook. Reliability Prediction of Electronic Equipment. MIL-HDBK 217B. U.S. Government Printing Office, Washington, 1974
- [22] A. Narimani, G. Nourbakhsh, G. F. Ledwich, G. R. Walker, Optimum electricity purchase scheduling for aggregator storage in a reliability framework for rural distribution networks. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 94, January 2018, Pages 363 – 373
- [23] N. K. Paliwal, A. K. Singh, N. K. Singh, Short-term Optimal Energy Management in Stand-alone Microgrid With Battery Energy Storage. Archives of Electrical Engineering vol. 67(3), 2018, pp. 499 – 513
- [24] M. Panteli, C. Pickering, S. Wilkinson, R. Dawson, P. Mancarella, Power System Resilience to Extreme Weather: Fragility Modeling, Probabilistic Impact Assessment, and Adaptation Measures. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 32, Issue 5, Sept. 2017, pages 3747 – 3757
- [25] PN-EN 1991-1-4:2008 Oddziaływanie na konstrukcję – Część 1-4: Oddziaływanie ogólne – Oddziaływanie wiatru – Polish version of EN 1991-1-4:2005
- [26] PN-EN 50341-1:2013 Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1kV – Część 1: Wymagania ogólne – Specyfikacje wspólne – Polish version of EN 50341-1:2012
- [27] PN-EN 50341-2-22:2016 Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 2-22: Krajowe Warunki Normatywne (NNA) dla Polski – based on EN 50341-1:2012
- [28] PN-EN 60068-1:2014-06 Badania środowiskowe. Część 1: Postanowienia ogólne i wytyczne
- [29] PN-EN 60068-2-1:2009 Badania środowiskowe. Część 2-1: Próby. Próba A: Zimno

- [30] PN-EN 60068-2-14:2009 Badania środowiskowe. Część 2-14: Próby. Próba N: Zmiany temperatury
- [31] PN-EN 60068-2-2:2009 Badania środowiskowe. Część 2-2: Próby. Próba B: Suche gorąco
- [32] PN-EN 60068-2-30:2008 Badania środowiskowe. Część 2-30: Próby. Próba Db: Wilgotne gorąco cykliczne (cykl 12 h +12 h)
- [33] PN-EN 60652:2006: Badania obciążeniowe konstrukcji wsporczych elektroenergetycznych linii napowietrznych – Polish version of EN 60652:2004
- [34] PN-EN 60721-1:2002 Klasyfikacja warunków środowiskowych. Część 1: Czynniki środowiskowe i ich ostrości
- [35] PN-EN 60721-2-1:2014-10 Klasyfikacja warunków środowiskowych. Część 2-1: Warunki środowiskowe występujące w przyrodzie. Temperatura i wilgotność
- [36] PN-EN 60721-2-2:2014-02 Klasyfikacja warunków środowiskowych. Część 2-2: Warunki środowiskowe występujące w przyrodzie. Opady atmosferyczne i wiatr
- [37] PN-EN 60721-2-3:2014-10 Klasyfikacja warunków środowiskowych. Część 2-3: Warunki środowiskowe występujące w przyrodzie. Ciśnienie powietrza
- [38] PN-EN IEC 60068-2-11:2021-11 Badania środowiskowe. Część 2-11: Próby. Próba Ka: Mgła solna
- [39] PN-EN IEC 60068-2-5:2018-08 Badania środowiskowe. Część 2-5: Próby. Próba S: Odwzorowanie promieniowania słonecznego występującego na powierzchni Ziemi oraz wytyczne dotyczące badania wpływu promieniowania słonecznego i warunków pogodowych
- [40] PN-EN IEC 60721-3-0:2021-02 Klasyfikacja warunków środowiskowych. Część 3-0: Klasyfikacja grup czynników środowiskowych i ich ostrości. Wprowadzenie
- [41] PN-EN IEC 60721-3-3:2019-10 Klasyfikacja warunków środowiskowych. Część 3-3: Klasyfikacja grup czynników środowiskowych i ich ostrości. Stacjonarne użytkowanie wyrobów w miejscach chronionych przed wpływem czynników atmosferycznych
- [42] PN-EN IEC 60721-3-4:2019-10 Klasyfikacja warunków środowiskowych. Część 3-4: Klasyfikacja grup czynników środowiskowych i ich ostrości. Stacjonarne użytkowanie wyrobów w miejscach niechronionych przed wpływem czynników atmosferycznych
- [43] H. Sangrody, M. Sarailoo, N. Zhou, N. Tran, M. Motalleb, E. Foruzan, Weather forecasting error in solar energy forecasting. IET Renewable Power Generation, Vol. 11, Issue 10, August 2017, pages 1274 – 1280
- [44] B. J. O. Sousa, M. Humayun, A. Pihkala, M. I. Lehtonen, Three-layer seasonal reliability analysis in meshed overhead and underground subtransmission networks in the presence of co-generation. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 63, December 2014, Pages 555 – 564
- [45] J. Sozański, Niezawodność zasilania energią elektryczną. WNT, Warszawa, 1982

Andrzej Ł. Chojnacki (Politechnika Świętokrzyska w Kielcach, Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Informatyki), e-mail: a.chojnacki@tu.kielce.pl

Kornelia A. Banasik (Politechnika Świętokrzyska w Kielcach, Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Informatyki), e-mail: k.banasik@tu.kielce.pl

ANALIZA NIEZAWODNOŚCI SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH METODAMI NIEPARAMETRYCZNYMI

Mirosław Kornatka (Politechnika Częstochowska)

Streszczenie: W artykule przedstawiono wyniki analizy danych dotyczących niezawodności krajowych sieci elektroenergetycznych. Wszystkie obliczenia przeprowadzono w środowisku R z zastosowaniem nieparametrycznych metod analizy danych. Na wykresach zaprezentowano rozkłady zmienności oraz rozrzuty wartości wskaźników SAIDI, SAIFI dla pięciu Operatorów Systemu Dystrybucyjnego z lat 2012-2023 oraz w dalszej części dla dziewięciu oddziałów energetycznych z lat 2012-2018. Graficzną prezentację wyników przedstawiono na wykresach m.in. boxplot oraz skrzypcowych.

Słowa kluczowe: niezawodność sieci dystrybucyjnej, wskaźniki SAIDI, SAIFI

1. Wstęp

System elektroenergetyczny (SEE) jest „krwiobiegiem” gospodarki, który dostarcza zapotrzebowaną energię elektryczną odbiorcom w określonym czasie i w określonej ilości. Zagadnieniu niezawodności SEE poświęcono wiele opracowań i publikacji [1-9]. Zapewnienie poprawnej pracy działania sieci dystrybucyjnej jest podstawowym zadaniem Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD). Wykonanie tego zadania wymaga realizacji przez OSD wielu czynności dotyczących zarówno aspektów technicznych jak i organizacyjnych. Przerwa dostawy energii elektrycznej u odbiorcy jest zdarzeniem niepożądanym, niejednokrotnie niosącym poważne konsekwencje powstania ogromnych strat materialnych oraz społecznych, w tym również zagrożenia bezpieczeństwa. Przerwy zasilania u odbiorców są zdarzeniami losowymi, które podlegają stosownym regulacjom prawnym jak również późniejszym analizom. Czasy trwania występujących przerw dostaw energii są bardzo różne - od ułamków sekundy do kilku godzin, a nawet dni. W Rozporządzeniu [10] przedstawiono wymagania dotyczące analizy niezawodności dostaw energii elektrycznej w którym przerwy dostaw energii elektrycznej dzieli się na: planowane i nieplanowane oraz w zależności od czasu ich trwania, na przemijające, krótkie, długie, bardzo długie i katastrofalne. Rozporządzenie zobowiązuje OSD do corocznego podawania wartości poniżej wymienionych wskaźników na stronie internetowej: SAIDI (System Average Interruption Frequency Index), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców oraz SAIFI (System Average Interruption Duration Index), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. Wskaźniki te wyznaczone są oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem oraz bez uwzględnienia przerw katastrofalnych. Ponadto OSD ma obowiązek podania wskaźnika przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI) oraz łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

2. Zmienność wskaźników SAIDI, SAIFI pięciu krajowych operatorów systemu dystrybucyjnego

W 2024 r. na obszarze Polski funkcjonuje pięciu dużych operatorów systemu dystrybucyjnego energii elektrycznej, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej, mających

obowiązek oddzielenia działalności dystrybucyjnej od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej (*unbundling*). Ponadto, w 2024 r. działa 227 przedsiębiorstw wyznaczonych OSD funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które nie mają tego obowiązku. Są to w głównej mierze przedsiębiorstwa energetyki zawodowej zasilające stosunkowo małą liczbę odbiorców.

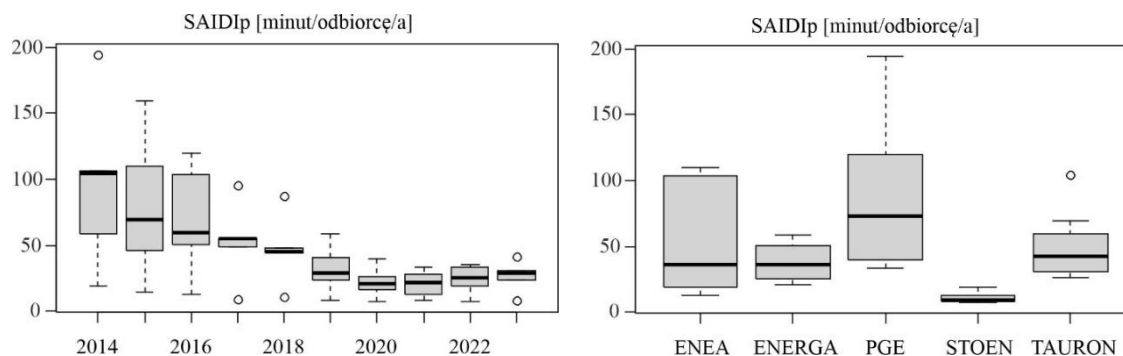
Ze względu na istotność problematyki, zasadniczym zagadnieniem jest rzetelna, szczegółowa analiza danych niezawodnościowych operatorów krajowego systemu dystrybucyjnego. Obliczenia przeprowadzono w środowisku R z wykorzystaniem biblioteki ggplot2 przy zastosowaniu metod nieparametrycznych [11]. Analizę zmienności wskaźników SAIDI i SAIFI wykonano z zastosowaniem wykresów typu boxplot. Dla każdej zmiennej wyznaczono ich miary statystyczne: mediane, 1 i 3 kwartył, rozstęp międzykwartyłowy, jak również wartości odstające wykraczające poza ten obszar. Analizę przeprowadzono w oparciu o dane podawane w poszczególnych latach przez OSD. W tabeli 1 przedstawiono wartości wskaźników SAIDI, SAIFI i MAIFI wraz z przyjętymi nazwami skróconymi dla PGE Dystrybucja S.A. (PGE), TAURON Dystrybucja S.A. (TAURON), Enea Operator Sp. z o.o. (ENEA), Energa Operator S.A. (ENERGA), Stoen Operator Sp. z o.o. (STOEN) za rok 2023.

Tabela 1. Liczba odbiorców oraz wartości wskaźników przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu pięciu krajowych OSD podane za rok 2023

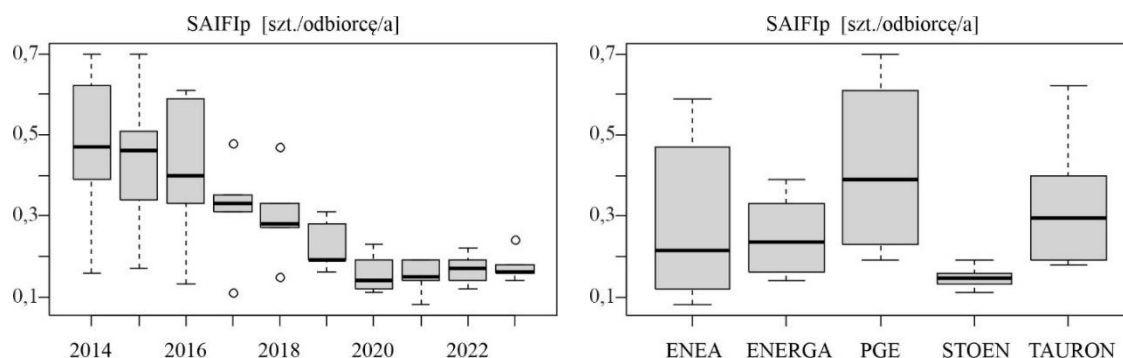
	ENEA	ENERGA	PGE	STOEN	TAURON
Liczba odbiorców	2 792 300	3 351 540	5 721 893	1 128 663	5 925 008
SAIDIp SAIDI planowane [min./odb./a]	23,98	28,54	41,22	8,07	30,62
SAIDIn SAIDI nieplanowane [min./odb./a]	112,42	136,58	251,14	38,97	134,20
SAIDInk SAIDI nieplanowe z uwzględnieniem przerw katastrofalnych [min./odb./a]	114,89	160,66	271,29	38,97	149,54
SAIFIp SAIFI planowane [szt./odb./a]	0,14	0,16	0,24	0,16	0,18
SAIFIn SAIFI nieplanowane [szt./odb./a]	2,19	1,98	4,03	0,83	2,25
SAIFInk SAIFI nieplanowe z uwzględnieniem przerw katastrofalnych [szt./odb./a]	2,19	1,99	4,05	0,83	2,26
MAIFI [szt./odb./a]	5,15	7,85	8,91	0,55	3,32

Prace planowe stanowią istotny element poprawy ciągłości zasilania odbiorców. Na rysunkach 1 i 2 przedstawiono zmiany wartości wskaźników SAIDI oraz SAIFI przerw planowanych (SAIDIp, SAIFIp) jakie wykazali OSD podlegający regulacji jakościowej w latach 2014-2023.

Na przełomie analizowanych lat widoczna jest tendencja do obniżania przez OSD wartości zarówno czasu jak i częstości wyłączeń planowanych. Operatorzy podejmowali konkretne działania ukierunkowane na zmniejszenie czasu oraz liczby wyłączeń planowanych, spośród których można wymienić choćby stosowanie agregatów prądotwórczych, prace pod napięciem czy stosowanie systemów serwisowych linii kablowych.

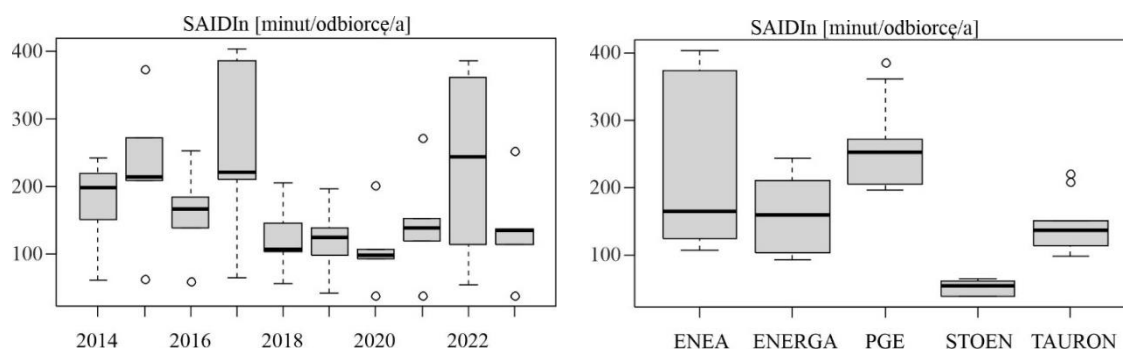


Rys. 1. Wykresy zmian wartości wskaźnika SAIDIp przeciętnego systemowego czasu trwania przerw planowanych pięciu OSD podlegający regulacji jakościowej w latach 2014-2023



Rys. 2. Wykresy zmian wartości wskaźnika SAIFIp częstości przerw planowanych pięciu OSD podlegający regulacji jakościowej w latach 2014-2023

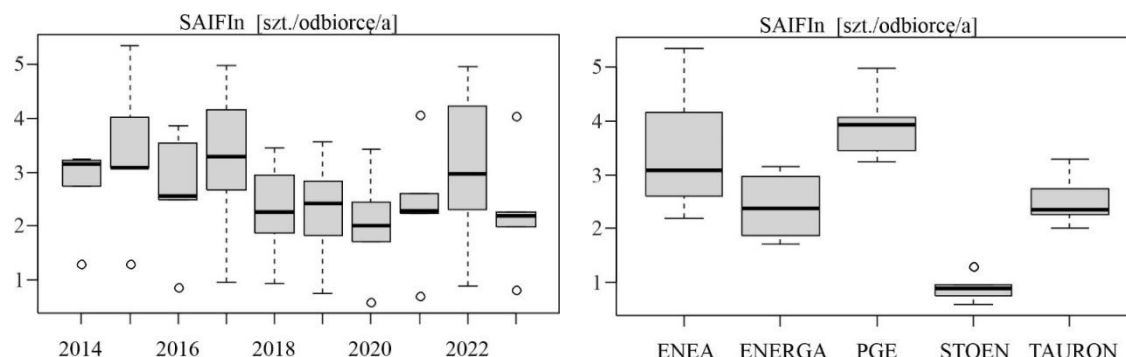
Istotnym zagadnieniem dotyczącym niezawodności SEE jest analiza wskaźników zdarzeń nieplanowanych. Poszczególni OSD mają duże różnice w rozkładzie wartości tych wskaźników, a lata 2017 i 2022 pokazały jak ważne dla wartości tych wskaźników niezawodnościowych mają zdarzenia pogodowe. Występujące w wielu rejonach kraju nawałnice, żywioły oraz inne anomalie pogodowe sprawiły iż operatorzy w latach 2017 oraz 2022 uzyskali gorsze wartości wskaźników SAIDI i SAIFI przerw nieplanowanych. Rysunki 3 i 4 prezentują zmienność wartości wskaźników SAIDI zdarzeń nieplanowanych (SAIDI_n) oraz SAIFI zdarzeń nieplanowanych (SAIFI_n) uzyskane przez OSD w latach 2014-2023.



Rys. 3. Wykresy zmian wartości wskaźnika SAIDI_n przeciętnego systemowego czasu trwania przerw nieplanowanych pięciu OSD podlegający regulacji jakościowej w latach 2014-2023

Poszczególne lata cechowały się różną medianą i różnym rozrzutem wartości SAIDI_n i SAIFI_n uzyskanych wskaźników przez pięciu OSD. Jak widać na rysunku 3, rok 2022 okazał się pod względem występowania anomalii pogodowych gorszy niż określany dotychczas wyjątkowym

rok 2017. Najdotkliwiej odczuła to Enea Operator (największy rozstęp międzykwartylowy). Mediana SAIDIn w roku 2017 wynosiła około 220 min/odb./a. W roku 2022 mediana SAIDIn wynosiła 244 min/odb./a. Najmniejsza wartość tego wskaźnika była dla roku 2020 - 98 min/odb./a).

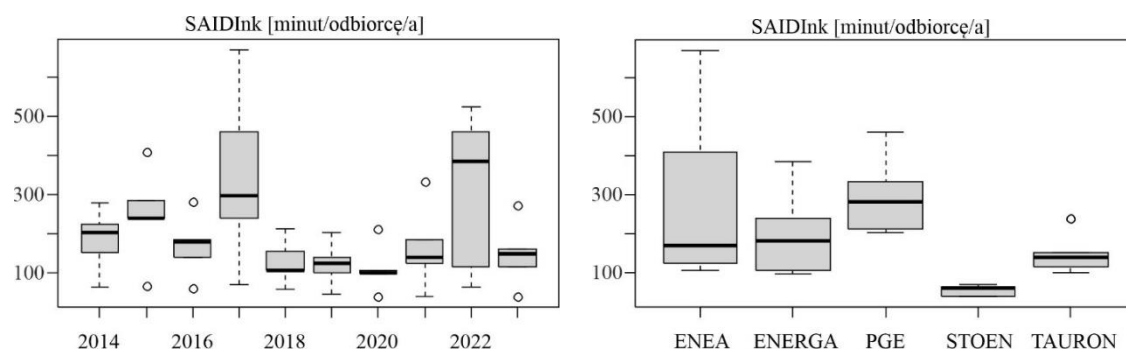


Rys. 4. Wykresy zmian wartości wskaźnika SAIFIn przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowanych pięciu OSD podlegający regulacji jakościowej w latach 2014-2023

Mediana SAIFIn na przestrzeni 10 lat również podlegała wahaniom - w roku 2020 miała wartość 2 wyłączeń na odbiorcę w stosunku do maksymalnej wartości 3,2 dla roku 2017.

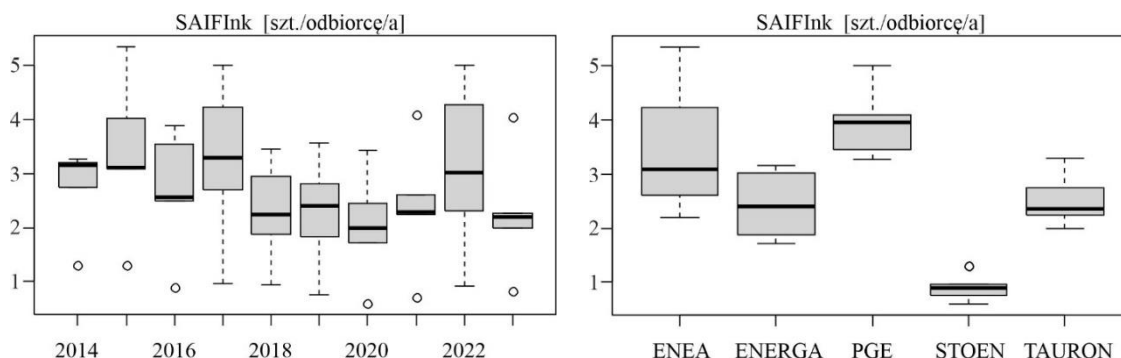
Zarówno najmniejszą wartość jak i zmienność wskaźników SAIFIn oraz SAIDIn ma Stoen Operator. Wynika to m.in. ze struktury nadzorowanej sieci elektroenergetycznej, głównie z poziomu skablowania linii SN [12]. Linie kablowe SN są zdecydowanie mniej narażone na katastrofalne warunki pogodowe niż linie napowietrzne, co ma bezpośrednie odzwierciedlenie we wskaźnikach niezawodnościowych sieci dystrybucyjnej.

Rozkłady wartości wskaźników SAIDI zdarzeń nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych (SAIDInk) oraz SAIFI zdarzeń nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych (SAIFInk) zostały przedstawione na rysunkach 5 i 6.



Rys. 5. Wykresy zmian wartości wskaźnika SAIDInk przeciętnego systemowego czasu trwania przerw nieplanowanych wraz z katastrofalnymi pięciu OSD podlegający regulacji jakościowej w latach 2014-2023

Pomimo podejmowanych przez OSD intensywnych wysiłków, lata 2017, 2022 okazały się najgorszymi pod kątem uzyskanych wartości wskaźników SAIDInk. Mediana SAIDInk w roku 2017 wynosiła 298 minut/odbiorcę/a i aż 384,7 minut/odbiorcę/a w roku 2022. Minimalne wartości wystąpiły w roku 2018 oraz 2020 z wartościami odpowiednio 107,2 i 98,4 minut na odbiorcę w roku.



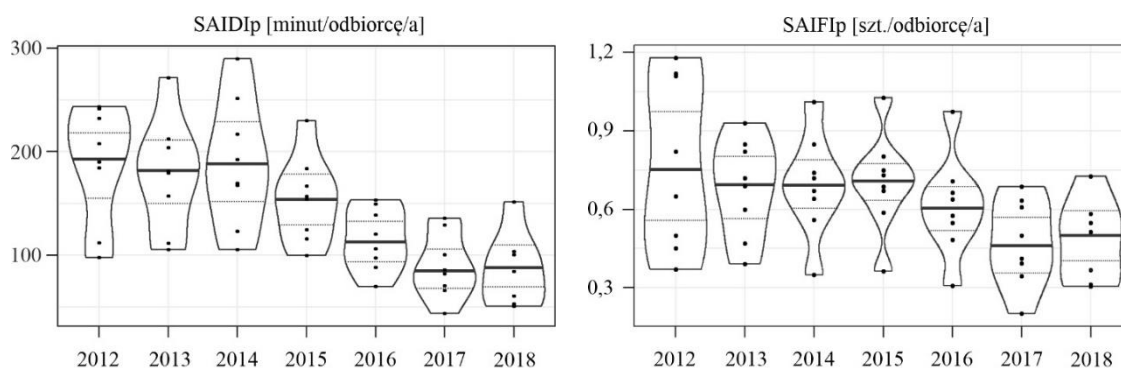
Rys. 6. Wykresy zmian wartości wskaźnika SAIFInk częstości przerw nieplanowanych z uwzględnieniem katastrofalnymi dla pięciu OSD podlegający regulacji jakościowej w latach 2014-2023

Wartość mediany wskaźnika SAIFInk w roku 2017 wynosiła 3,3 w stosunku do 2 wyłączeń na odbiorcę w roku 2020.

3. Analiza niezawodności sieci dystrybucyjnej dziewięciu krajowych oddziałów dystrybucyjnych

W tej części przedstawiono analizę zmienności wartości wskaźników SAIDI i SAIFI dla dziewięciu krajowych oddziałów dystrybucyjnych w latach 2012-2018. Analizowane oddziały zasilają łącznie ponad 5 mln. odbiorców. Dla każdej zmiennej wyznaczono funkcję gęstości prawdopodobieństwa, mediane, 1 oraz 3 kwartyli. Wartości te zaprezentowano na wykresach skrzypcowych, w których umieszczono funkcję gęstości prawdopodobieństwa obserwacji z zastosowaniem estymatorów jądrowych [11] (wykres ten jest połączeniem lustrzanych odbić wykresów funkcji gęstości prawdopodobieństwa wstawionych w wykres boxplot). Taki syntetyczny sposób prezentacji pozwala na jednym rysunku zamieścić kilka miar statystycznych, opisujących analizowane zmienne.

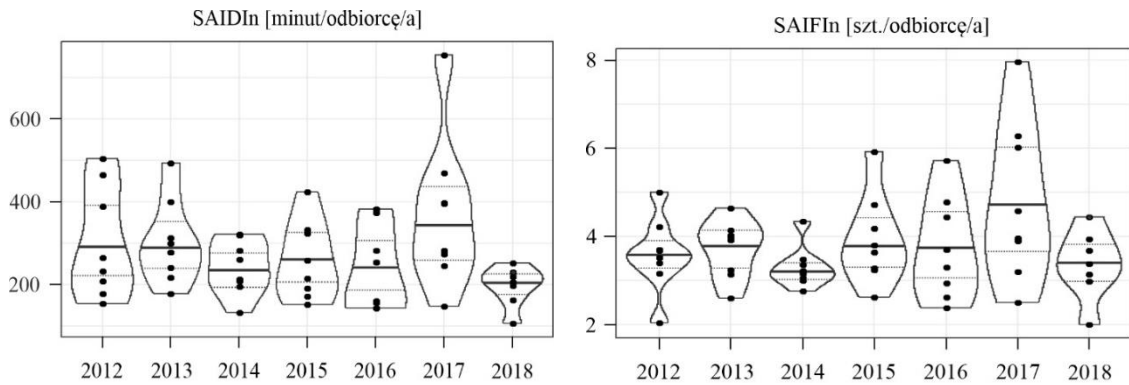
Prace planowe to jeden z istotnych elementów poprawy ciągłości zasilania odbiorców. Na rys. 7 przedstawiono analizę zmian wartości wskaźników SAIDI_p i SAIFI_p. Na wykresach tych pogrubioną linią zaznaczono wartość modalną rozkładów, natomiast przerywanymi 1 i 3 kwartyli. Punktami zaznaczono wartości wskaźników dla poszczególnych analizowanych oddziałów.



Rys. 7. Zmienność rozkładu wartości wskaźnika SAIDI_p przeciętnego czasu trwania przerw planowanych (lewa część rys.) oraz SAIFI_p częstości przerw planowanych (prawa część rys.) przedstawione na wykresach skrzypcowych dziewięciu analizowanych oddziałów w latach 2012-2018

Mediana czasu trwania przerw planowanych analizowanych dziewięciu oddziałów na przestrzeni lat zmniejszyła się o 100 minut na odbiorcę na rok. Częstość przerw planowanych ulegała w analizowanym okresie stopniowemu zmniejszaniu.

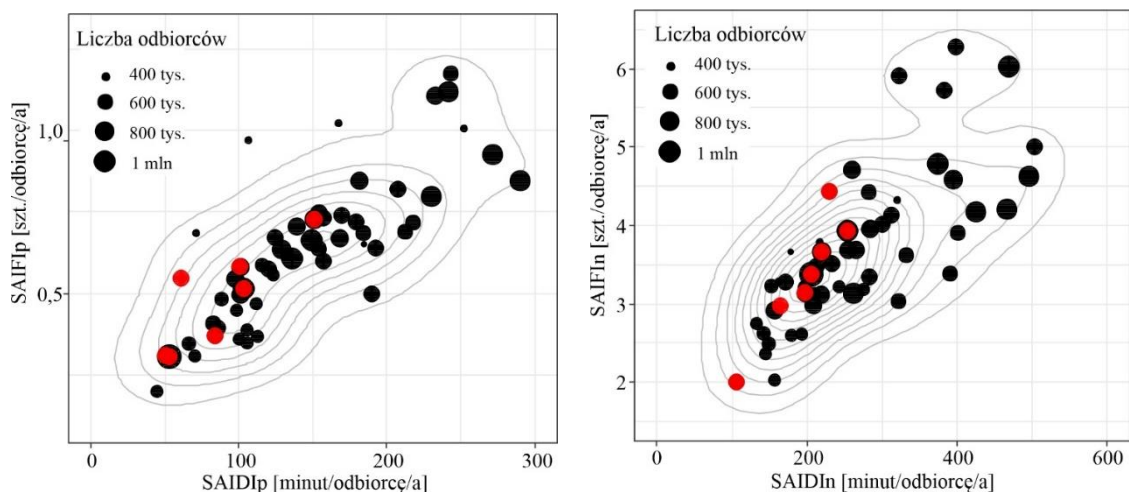
Zmienność wartości wskaźników SAIDI zdarzeń nieplanowanych (SAIDI_n) oraz SAIFI zdarzeń nieplanowanych (SAIFI_n) uzyskane przez oddziały w latach 2012-2018 prezentuje rys. 8.



Rys. 8. Zmienność rozkładu wartości wskaźnika SAIDI_n przeciętnego czasu trwania przerw nieplanowanych (lewa część rys.) oraz SAIFI_n częstości przerw nieplanowanych (prawa część rys.) przedstawiona na wykresach skrzypcowych dla dziewięciu analizowanych oddziałów dla lat 2012-2018

Na przestrzeni lat poszczególne oddziały osiągały różne wartości tych wskaźników. Duży rozrzut wartości szczególnie widoczny jest w roku 2017, co wynika z występujących na obszarze analizowanych oddziałów anomaliami pogodowymi.

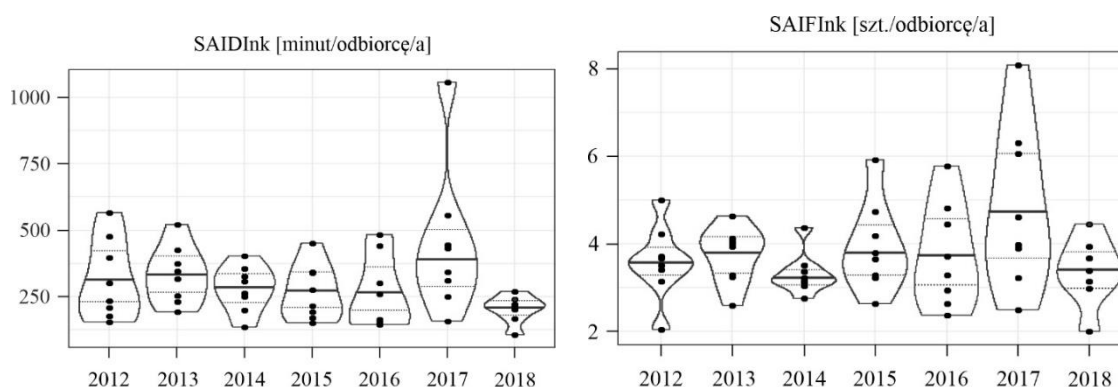
Na rysunku 9 przedstawiono rozkłady zależności pomiędzy wartościami wskaźników SAIDI_p i SAIFI_p oraz SAIDI_n i SAIFI_n analizowanych oddziałów w latach 2012-2018 w których kolorem czerwonym zaznaczono wartości wskaźników dla roku 2018.



Rys. 9. Wykresy warstwowo-punktowe rozkładów wartości wskaźników SAIDI_p przeciętnego czasu trwania przerw planowanych i SAIFI_p częstości przerw planowanych (lewa część rys.) oraz wartości wskaźników SAIDI_n przeciętnego czasu trwania przerw nieplanowanych i SAIFI_n częstości przerw nieplanowanych (prawa część rys.) dziewięciu analizowanych oddziałów w latach 2012-2018 (kolorem czerwonym zaznaczono wartości wskaźników dla roku 2018)

Wykresy te pozwalają na identyfikację punktów skupisk, prezentujące wartości wskaźników najczęściej uzyskiwanych na przestrzeni siedmiu lat. Dla przerw planowanych punkt skupień wynosi 150 minut na odbiorcę przy częstotliwości wynoszącej około 0,7 szt. na odbiorcę. Dla przerw nieplanowanych wartość tego punktu wynosi około 200 minut przy częstotliwości 3,5 przerw nieplanowanych na odbiorcę. Na przełomie lat, pomimo obowiązującej regulacji jakościowej oraz podejmowanych przez poszczególne oddziały działań, trudno dopatrzeć się jednoznacznej funkcji trendu obniżania przez analizowane oddziały wartości czasu i częstotliwości zdarzeń nieplanowanych. Może świadczyć to o roli jaką grywają losowe zdarzenia pogodowe.

Rysunek 10 prezentuje zmienność wartości wskaźników SAIDI zdarzeń nieplanowanych wraz z katastrofalnymi (SAIDInk) oraz SAIFI zdarzeń nieplanowanych wraz z katastrofalnymi (SAIFInk) uzyskane przez oddziały w latach 2012-2018.



Rys. 10. Zmienność rozkładu wartości wskaźnika SAIDInk przeciętnego czasu trwania przerw nieplanowanych wraz z katastrofalnymi (lewa część rys.) oraz SAIFInk częstości przerw nieplanowanych wraz z katastrofalnymi (prawa część rys.) przedstawiona na wykresach pudełkowych dziewięciu oddziałów w latach 2012-2018

Na rys. 10 widoczny jest wpływ anomalii pogodowych roku 2017, w którym to część oddziałów miała wartości wskaźników odstające od pozostałych. Mediana SAIDInk dla roku 2018 wynosiła 151 minut/odb./a w stosunku do ponad 200 minut/odb./a dla roku 2012. Na uwagę zasługuje rok 2014 (przyjęty jako bazowy w pierwszej wersji ustawy jakościowej), który w stosunku do pozostałych można uznać za wyjątkowy (mediana 172 minut/odb./a przy maksymalnej wartości tylko 403 minut/odb./a). Dotyczyło to na ogół oddziałów o większej liczbie odbiorców.

W okresie analizowanych 7 lat oddziały zmniejszyły wartość mediany wskaźników SAIFInk z 3,5 do 2,77 przerw na odbiorcę w ciągu roku. Istotnym pod kątem ustawy jakościowej jest porównanie rozkładów wskaźnika SAIFI po roku 2014. W stosunku do pozostałych lat, rozkład wskaźnika SAIFI dla roku 2014 był skupiony wokół mediany. W kolejnych latach rozrzut wartości był już większy.

4. Wnioski

Konieczna jest dalsza poprawa poziomu niezawodności krajowych sieci elektroenergetycznych, przy czym należy jednocześnie zauważać już osiągnięte sukcesy OSD w tym zakresie.

Ze względu na odmienny charakter sieci elektroenergetycznych poszczególnych OSD, niewątpliwie celowym jest indywidualne podejście do każdego z operatorów. Można sądzić, iż

określenie celów dotyczących zadanej wartości SAIDI i SAIFI powinno być bardziej indywidualne, uwzględniające specyfikę operatora, charakterystykę jego sieci.

Stawiane cele powinny być osiągalne i uzależnione od działań operatorów, a nie od warunków pogodowych czy awarii wywołanych przez zewnętrzne firmy obsługujące OSD. Należy kontynuować prace nad sposobem wyznaczania zdarzeń odstających przy wyznaczaniu przez OSD wskaźników SAIDI i SAIFI. Konieczne jest opracowanie prostych metod identyfikacji MED.

Bibliografia

1. 7th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply. Brussels: CEER, 2022.
2. Tomczykowski J., Kluczowa rola linii SN w ocenie niezawodności sieci dystrybucyjnych, „Energia Elektryczna” 8/2019
3. Tomczykowski J., Wpływ technologii budowy linii średniego napięcia na niezawodność sieci, „Energia Elektryczna” 1/2021
4. Gołaś A, Ciesielka W, Szopa K, Zydrón P, Bąchorek W, Benesz M, Kot A, Moskwa S. Analysis of the possibilities to improve the reliability of a 15 kV overhead line exposed to catastrophic icing in Poland. *Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability* 2019; 21 (2): 282–288.
5. Kornatka M. Analysis of the exploitation failure rate in Polish MV networks. *Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability* 2018; 20 (3): 413–419.
6. Parol M. Analiza poziomu niezawodności zasilania odbiorców w elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych. *Przegląd Elektrotechniczny* 2017; 3: 1-6.
7. Kornatka M. The weighted kernel density estimation methods for analysing reliability of electricity supply. 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering 2016; 2-5.
8. Paska J. *Niezawodność systemów elektroenergetycznych*. Warszawa, Oficyna Wyd. Politechniki Warszawskiej, 2005.
9. Kornatka M. *Analiza niezawodności krajowych sieci dystrybucyjnych metodami nieparametrycznymi*. Częstochowa, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, 2019.
10. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2007 r. nr 93, poz. 957, 2008 r. nr 30, poz. 178, 2008 r. nr 162, poz. 1005)
11. R Core Team Copyright ©. Środowisko i program R, 1999–2024. <https://cran.r-project.org>.
12. Tomczykowski, J., *Metody statystyczne oceny wskaźników ciągłości dostaw energii*. *Energia Elektryczna*, 2017; 7: 24-27 oraz *informacje Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej*, Poznań, 2019.

Mirosław Kornatka (Politechnika Częstochowska), e-mail: miroslaw.kornatka@pcz.pl

NIEZAWODNOŚĆ ZASILANIA ODBIORCÓW NA POZIOMIE SIECI DYSTRYBUCYJNYCH ODNOŚNIE DO PRZERW KRÓTKICH – ANALIZA ZAGADNIENIA

Mirosław Parol, Michał Połecki (Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki)



Niezawodność zasilania odbiorców na poziomie sieci dystrybucyjnych odnośnie do przerw krótkich – analiza zagadnienia

prof. dr hab. inż. Mirosław Parol
mgr inż. Michał Połecki

Przyczyny występowania przerw krótkich w zasilaniu

Głównymi przyczynami przerw krótkich są [5, 6]:

- zwarcia w sieci, eliminowane przez urządzenia zabezpieczające i automatykę SPZ po wystąpieniu zwarcia przemijającego;
- przełączenia na zasilanie rezerwowe realizowane przez układy SZR;
- przełączenia dokonywane w sieci dystrybucyjnej;
- prace planowe związane z przyłączaniem do i odłączaniem od sieci elektroenergetycznych przyłączy jednostek wytwórczych oraz odbiorców.

Skutki występowania przerw krótkich w zasilaniu

Skutkami przerw krótkich są m.in. [5 – 8]:

- zaburzenia w pracy urządzeń elektrycznych, ograniczenia produktywności procesów gospodarczych, zaburzenia w procesach użytkowania i produkcji energii elektrycznej;
- nieprawidłowe działanie sprzętu informatycznego;
- problemy w pracy układów wykorzystujących sterowniki PLC;
- nieprawidłowe działanie styczników i przekaźników;
- nieprawidłowa praca napędów silnikowych;
- zaburzenia w pracy lamp wyładowczych;
- zaburzenia w pracy falowników odnawialnych źródeł energii;
- niedogodności w pracy trakcji elektrycznej.

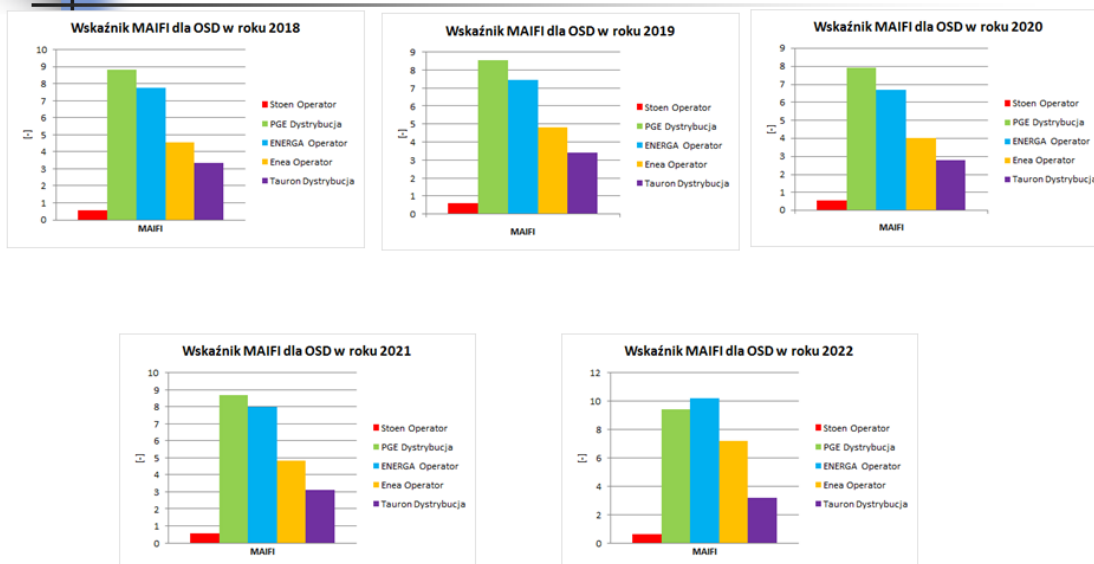
Wskaźnik MAIFI

(Momentary Average Interruption Frequency Index)

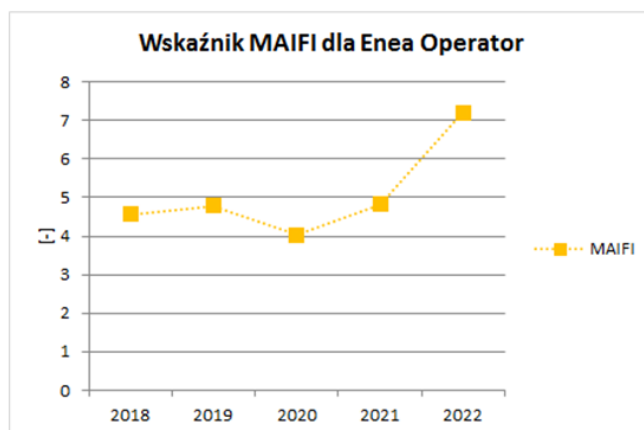
Definicja wskaźnika MAIFI:

- Jest to wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich, podawany corocznie przez OSD.
- Jest ilorzem liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w danym roku oraz łącznej liczby obsługiwanych odbiorców.

Współczynniki MAIFI dla OSD w Polsce w latach 2018 – 2022; oprac. na podst. [2, 9-14]

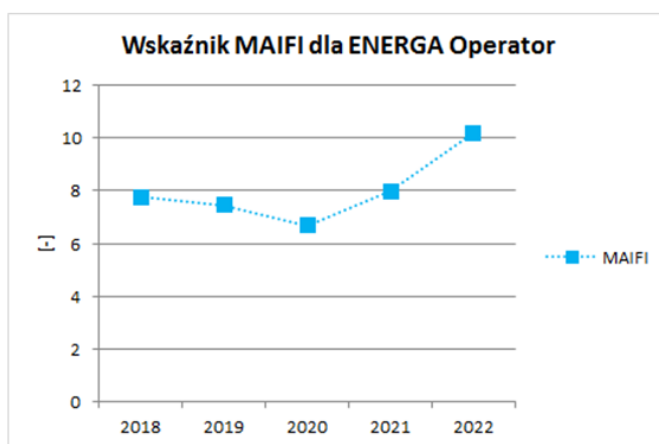


Wskaźniki MAIFI dla poszczególnych OSD w latach 2018 – 2022



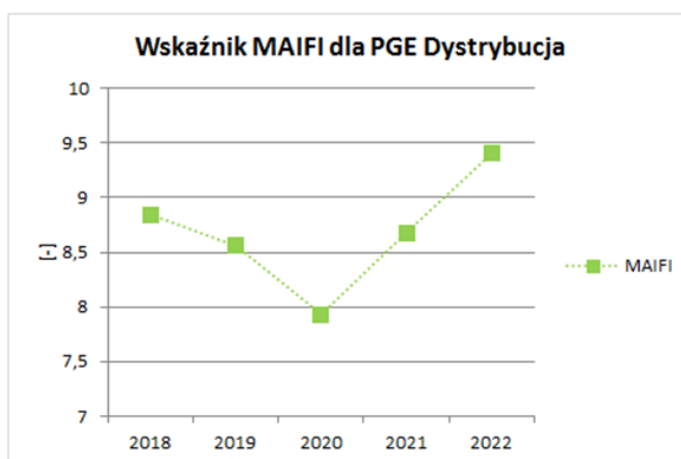
Wartości wskaźnika MAIFI dla Enea Operator Sp. z o. o. w latach 2018-2022; oprac. na podst. [2, 9, 14]

Wskaźniki MAIFI dla poszczególnych OSD w latach 2018 – 2022



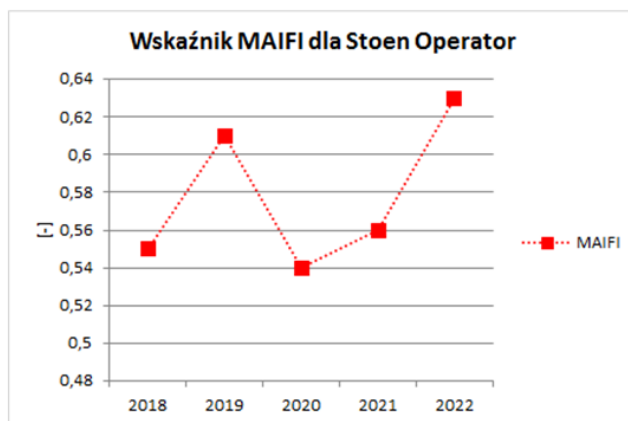
Wartości wskaźnika MAIFI dla ENERGA Operator S.A. w latach 2018-2022; oprac. na podst. [2, 10, 14]

Wskaźniki MAIFI dla poszczególnych OSD w latach 2018 – 2022



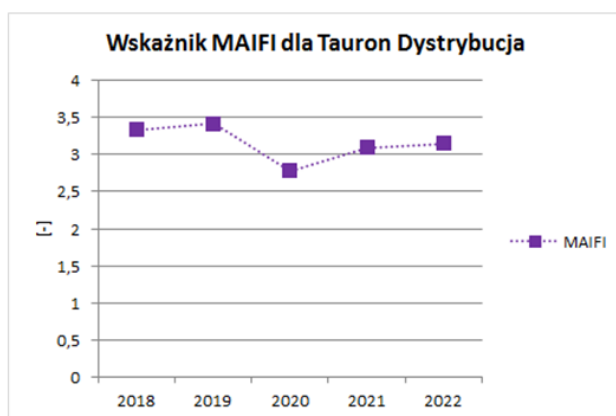
Wartości wskaźnika MAIFI dla PGE Dystrybucja S. A. w latach 2018-2022; oprac. na podst. [2, 11, 14]

Wskaźniki MAIFI dla poszczególnych OSD w latach 2018 – 2022



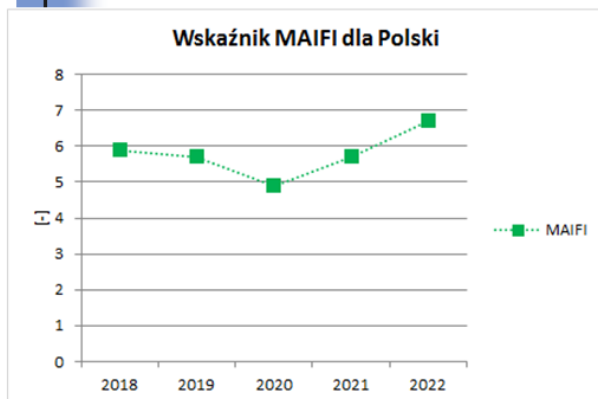
Wartości wskaźnika MAIFI dla Stoen Operator Sp. z o. o. w latach 2018-2022; oprac. na podst. [2, 12, 14]

Wskaźniki MAIFI dla poszczególnych OSD w latach 2018 – 2022



Wartości wskaźnika MAIFI dla Tauron Dystrybucja S.A. w latach 2018-2022; oprac. na podst. [2, 13, 14]

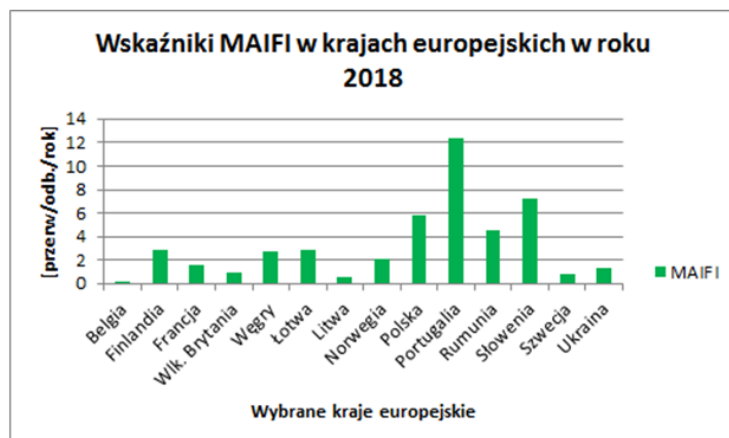
Wskaźnik MAIFI dla Polski w latach 2018 – 2022



Wskaźnik	Wartość średnia	Mediana	Odch. stand.	Max	Min
MAIFI [przerw/odb./rok]	5,78	5,7	0,64187	6,7	4,9

Wartości wskaźnika MAIFI dla Polski w latach 2018-2022; oprac. na podst. [2, 15-19]

Porównanie wskaźników MAIFI w wybranych krajach europejskich



Wskaźniki MAIFI w krajach europejskich w roku 2018; oprac. na podst. [4]

Środki zaradcze w ograniczaniu występowania przerw krótkich

Środki zaradcze w ograniczaniu występowania przerw krótkich [1, 3, 5, 6, 20, 21]:

- ograniczenie liczby zwarć lub ograniczenie obszaru objętego skutkami zwarć. Można to uczynić np. poprzez zastępowanie linii napowietrznych przez linie kablowe;
- stosowanie przewodów izolowanych w liniach napowietrznych;
- stosowanie regularnego przycinania gałęzi w strefach linii napowietrznych;
- zwiększanie częstości przeprowadzania oględzin, przeglądów i remontów linii napowietrznych i kablowych;
- stosowanie układów dwustronnie zasilanych, w tym układów pętlowych, prowadzenie właściwej konserwacji i eksploatacji urządzeń elektrycznych, stosowanie dwu- i trójsystemowych układów stacji elektroenergetycznych;
- skracanie długości ciągów liniowych SN i nN;
- stosowanie odpowiednich środków zaradczych – stabilizatorów napięcia przez odbiorców.

Bibliografia

Wybrane źródła literaturowe:

- [1] Tomczykowski J.: Kluczowa rola linii SN w ocenie niezawodności sieci dystrybucyjnych. *Energia Elektryczna*, 8/2019, 22 – 24
- [2] Parol M.: Niezawodność zasilania odbiorców w elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych oraz w mikro sieciach – analiza problemu – część 1. *Przegląd Elektrotechniczny*, 100 (2024), nr 6, 48-54, DOI: 10.15199/48.2024.06.09, przewidziany do publikacji
- [3] Parol M.: Niezawodność zasilania odbiorców w elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych oraz w mikro sieciach – analiza problemu – część 2. *Przegląd Elektrotechniczny*, 100 (2024), nr 6, 55-60, DOI: 10.15199/48.2024.06.10, przewidziany do publikacji
- [4] 7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply. Council of European Energy Regulators, 2022



Bibliografia

Wybrane źródła literaturowe:

- [5] Hanzelka Z.: Jakość energii elektrycznej część 2 – Zapady napięcia i krótkie przerwy w zasilaniu – wpływ na pracę napędów elektrycznych o regulowanej prędkości. Twelve Electric Sp. z o. o., http://www.twelvee.com.pl/pdf/Hanzelka/cz_2_pelna.pdf
- [6] Hanzelka Z.: Zapady napięcia i krótkie przerwy w zasilaniu. *Automatyka – Elektryka – Zakłócenia*. Vol. 1, Nr 2, 2010, 55 – 70, <https://www.cire.pl/pliki/2/hanzelka-zapady1.pdf>
- [7] Marszałkiewicz K.: Badania odporności sterownika PLC na zapady i zaniki napięcia zasilającego. *Przegląd Elektrotechniczny*, R. 83, Nr 9, 2007, 71-72
- [8] Bartłomiejczyk M., Połom M.: Wpływ struktury przestrzennej układu zasilania na energochłonność trakcji miejskiej - analiza teoretyczna. *Technika Transportu Szynowego*, 11 – 12, 2014, 75-80



Bibliografia

Wybrane źródła literaturowe:

- [9] www.operator.enea.pl
- [10] www.energa-operator.pl
- [11] www.pgedystrybucja.pl
- [12] www.stoenoperator.pl
- [13] www.tauron-dystrybucja.pl
- [14] Tomczykowski J.: Dane na temat wartości wskaźników SAIDI, SAIFI i MAIFI dla 5 największych OSD w Polsce w roku 2020, materiały niepublikowane
- [15] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2018, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2019
- [16] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2019, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2020



Bibliografia

Wybrane źródła literaturowe:

- [17] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2020, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2021
- [18] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2021, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2022
- [19] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2022, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2023
- [20] Olejnik B., Łowczowski K.: Techniczne metody poprawy współczynników SAIDI oraz SAIFI stosowane w sieci dystrybucyjnej. *Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering*. Nr 86, 2016, 165-176
- [21] Tomczykowski J.: Analiza zmian sieci dystrybucyjnej w latach 2016 – 2020. *Energia Elektryczna*, 9/2021, 15 - 18

Dziękuję za uwagę

ELEKTROENERGETYCZNA AUTOMATYKA ZABEZPIECZENIOWA A JAKOŚĆ ENERGII ELEKTRYCZNEJ, TRUDNY ZWIĄZEK I NAJCZĘSTSZE GRZECHY

Zdzisław Koszkuł (Tauron Dystrybucja)

Konferencja
„Niezawodność sieci elektroenergetycznych”



Elektroenergetyczna **A**utomatyka **Z**abezpieczeniowa a jakość energii elektrycznej,
trudny związek i najczęstsze grzechy

Wisła, 16-17.04.2024 r.



ZAKŁÓCENIA W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM



Klasyfikacja zakłóceń

- Zakłócenia uniemożliwiające pracę systemu elektroenergetycznego lub jego elementów;
- Zagrożenia, przy których normalna praca systemu elektroenergetycznego jest dopuszczalna przez pewien okres czasu. Zagrożenie to jednak w oznaczonym czasie powinno być usunięte.

Przyczyny zakłóceń

- klimatyczne, atmosferyczne, czy geologiczne,
- pomyłki łączeniowe,
- wady konstrukcyjne i materiałowe, błędy montażowe,
- wpływy środowiskowe, tj. działanie ludzi, zwierząt i roślinności
- pośrednie oddziaływanie zakłóceń wcześniejszych,
- ruchowe przeciążenia maszyn, urządzeń, kabli i przewodów.



ZWARCIA W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM



Skutki zakłóceń

ZWARCIE jako najpoważniejsza i najczęściej występująca przyczyna lub skutek zakłócenia, spowodowane nadmiernym wzrostem napiężeń elektrycznych, ciepłych lub mechanicznych. Niszczące oddziaływanie prądu zwarciovego, zależy od jego wartości i czasu trwania, a jest tym groźniejsze, im występuje bliżej źródła zasilania.

Kryteria klasyfikacji zwarć:

- ⇒ pojedyncze i wielomiejscowe,
- ⇒ symetryczne i niesymetryczne
- ⇒ jednoczesne i kaskadowe
- ⇒ trwałe i przemijające
- ⇒ metaliczne i oporowe
- ⇒ doziemne i bez udziału ziemi
- ⇒ małoprądowe i wieloprądowe



ELEKTROENERGETYCZNA AUTOMATYKA ZABEZPIECZENIOWA



Generalny podział EAZ

Automatyka eliminacyjna jako ta część EAZ, która zajmuje się detekcją i eliminacją zakłóceń.

Przykładem automatyki eliminacyjnej jest automatyka SCO oraz wszystkie zabezpieczenia służące do detekcji zwarć i generujące impulsy wyłączające.

Automatyka restytucyjna jako ta część EAZ, która zajmuje samoczynną zmianą konfiguracją systemu elektroenergetycznego w celu doprowadzenia go do normalnej pracy, zwykle już po eliminacji bezpośredniej przyczyny zakłócenia.

Przykładem automatyki restytucyjnej jest automatyka FDIR, SPZ, SZR czy APKO

Automatyka prewencyjna ma za zadanie likwidację lub sygnalizację zmian najczęściej parametrów elektrycznych (choć nie koniecznie) systemu elektroenergetycznego lub jego elementów, które mogą stać się w nieodległej przyszłości przyczyną zakłóceń. W myśl zasadzie medycznej „lepiej zapobiegać niż leczyć”.

Jako automatykę prewencyjną można zaliczyć modele cieplne transformatorów mocy.



ROLA EAZ



Rola EAZ w systemie elektroenergetycznym

W odniesieniu do pracy systemu elektroenergetycznego EAZ pełni kluczową rolę, stojąc na straży bezpieczeństwa i niezawodności tego systemu.

Rola ta sprowadza się do następujących zadań:

- ⇒ sygnalizacji nienormalnego stanu pracy elementu zagrożonego uszkodzeniem lub uszkodzonego;
- ⇒ samoczynnego i bez zbędnej zwłoki usunięcia zagrożenia poprzez wyłączenie lub izolację uszkodzonego elementu bądź fragmentu sieci;
- ⇒ wykonanie niezbędnych łączności w celu ograniczenia skutków zakłócenia i jego wpływu na otoczenie.



DZIAŁANIE EAZ NA TLE WYMAGAŃ I OCZEKIWAŃ W STOSUNKU DO NIEJ



Szybkość działania

Czas, z jakim EAZ eliminuje zakłócenie, z punktu widzenia bezpieczeństwa użytkowników SEE oraz skutków długotrwałego zakłócenia, jest parametrem najważniejszym.

Punkt II.4.5.1.8. IRiESD

Nastawy czasowe EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwe jak najkrótsze, przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk groźących zbędnymi zadaniami.

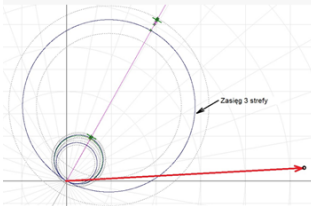
Czas działania wpływa na ograniczenie do min.: porażenia prądem personelu i osób postronnych, ograniczenie szkód wywołanych oddziaływaniem termicznym i dynamicznym przepływu prądu zwarciovego, zasięgu zakłócenia, ryzyka zachwiania równowagi pracy systemu elektroenergetycznego.

Przyczyny wydłużonych czasów działania:

- ✓ błędy w nastawianiu i konfiguracji EAZ,
- ✓ uszkodzenia elementów EAZ lub elementów układu pomiarowego,
- ✓ występowanie zakłóceń trudnych do identyfikacji.



DZIAŁNIE EAZ NA TLE
WYMAGAŃ I OCZEKIWAŃ
W STOSUNKU DO NIEJ



Wybiórczość (selektywność) działania

Zdolność do identyfikacji zakłócenia z jednoczesnym potwierdzeniem, że owo zakłócenie jest w strefie działania zabezpieczenia.

Wybiórczość dotyczy zarówno kolejności działania EAZ, rodzaju zakłócenia oraz miejsca zakłócenia (zwarcia).

Przyczyny nieselektywnych działań:

- ✓ błędy w obliczaniu nastawień, w tym niewłaściwe stopniowanie,
- ✓ uszkodzenia elementów EAZ,
- ✓ błędny dobór kryteriów działania,
- ✓ błędny w doborze logiki działania.

Inne

Oczywiście istnieją też inne właściwości, które mogą mieć i zapewne mają wpływ na zastosowanie wybranych w konkretnej sytuacji rozwiązań. Do takich należą: cena, przyjazność obsługi, bezawaryjność, czy nawet dostępność handlowa.



Coś generalnie o grzechach

Nastawianie

Niezwykle rzadko zdarza się by niewłaściwe, **inne od zamierzonego**, działanie EAZ nie miało przyczyny wynikającej z błędów człowieka lub urządzenia.

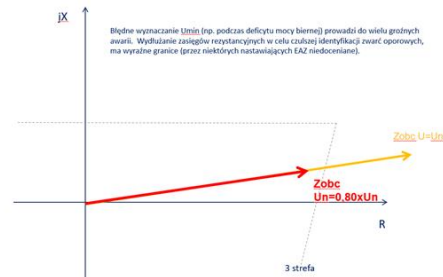
Do takiej rzadkości można zaliczyć zwarcia wysokooporowe, np. gdy przewód linii napowietrznej spadnie na suche drzewo.

Przykładów zaś działań w których popełniony błąd skutkował nie tylko samą awarią, ale również jej pogłębieniem można mnożyć.

Np. rok 2003 Francja - Włochy



Linia łącząca systemy energetyczne Włoch i Francji na przełęczy Św. Bernarda. Niepoprawne nastawienie zasięgów rezystancyjnych zabezpieczeń odległościowych było jedną z przyczyn awarii systemowej.





Coś generalnie o grzechach



Eksplatacja

Każdy z Operatorów SEE realizuje plany eksploatacyjne w zakresie EAZ. Plany te obejmują sprawdzenia EAZ w cyklach pełnych i skróconych. Najczęściej odpowiednio w cyklu 5-cio i 3-letnim.

Co do zakresu i metodyki sprawdzeń praktycznie te nie uległy zmianie od dziesięcioleci.

Można zadać więc pytania:

- Czy w dobie obecnej techniki cyfrowe, gdy charakterystyki z czasem nie ulegają zmianie, gdy wiele funkcji w terminalu zabezpieczeniowym podlega automatycznej samokontroli działania kontrolne **okresowe** są zasadne?
- Czy działania kontrolne nie generują więcej zakłóceń niż EAZ pozostawione samemu sobie?
- Czy nie należy przeformatować odejścia do eksploatacji EAZ na rzecz rzetelnej analizy zdarzeń awaryjnych, identyfikacji błędnych działań podczas zakłóceń i celowanych sprawdzeń niepoprawnie działającej EAZ?



Coś generalnie o grzechach

Jakość

Rola i znaczenie EAZ dla funkcjonowania SEE są niepodważalne. Niestety urządzenia realizujące EAZ są najbardziej zaniedbanymi urządzeniami pod względem weryfikacji ich jakości w systemie certyfikacji.

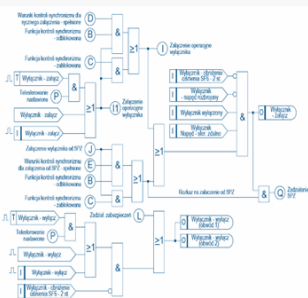
Czas to zmienić!

Należy opracować i wdrożyć programy certyfikacji urządzeń realizujących EAZ w systemie elektroenergetycznym, podobnie jak ma to miejsce dla urządzeń obwodów pierwotnych jak wyłączniki, przekładniki, transformatory, izolatory, kable czy osprzęt do nich itp.





Coś generalnie o grzechach



Standardy

Każdy z Operatorów SEE posiada własne Standardy Techniczne opisujące wymagania techniczne i jakościowe jakie należy spełnić w zakresie urządzeń EAZ.

Czy to wystarczy?

- ❖ Do końca lat 80-tych XX wieku w SEE stosowane były zabezpieczenia elektromechaniczne. Proste, najczęściej 1-kryterialne zabezpieczenia. Konfiguracja w praktyce ograniczała się do poprawnego podłączenia i nastawienia kryterium zabezpieczeniowego.
- ❖ Lata 80-te i jeszcze początek 90-tych XX wieku, to dominacja zabezpieczeń elektronicznych, wielokryterialnych i o bardziej złożonej strukturze konfiguracyjnej.
- ❖ Koniec lat 90-tych i pierwsze 10 lat XXI wieku to zabezpieczenia cyfrowe swobodnie programowalne z możliwością swobodnej realizacji własnych pomysłów konfiguracyjnych,
- ❖ Obecna dekada to ogromny postęp w dziedzinie cyfryzacji nie tylko już urządzeń EAZ ale całych obwodów wtórnych stacji i kolejne rozmnożenie możliwości konfiguracyjnych.

Koniecznością staje się opracowanie standardów konfiguracyjnych zapewniających panowanie nad kształtem i funkcjonalnością urządzeń EAZ oraz obwodów wtórnych stacji.



Dziękuję za uwagę



PTPiREE

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań
tel. +48 61 846-02-00, fax: +48 61 846-02-09, www.ptpiree.pl, ptpiree@ptpiree.pl
NIP: 777-00-04-090, REGON: 004845964
SANTANDER Bank Polska 30 1090 1362 0000 0000 3601 8167