

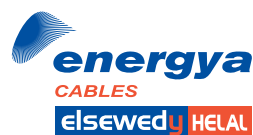
IV KONFERENCJA  
LINIE I STACJE  
ELEKTROENERGETYCZNE  
25-26 PAŹDZIERNIKA 2023 R.  
WISŁA



Organizator



Sponsorzy



Szczegółowe informacje:  
<http://stacje.ptpiree.pl>







PTPiREE

IV KONFERENCJA

**LINIE I STACJE ELEKTROENERGETYCZNE**

25-26 PAŹDZIERNIKA 2023 R., WISŁA

IV Konferencja

**LINIE I STACJE ELEKTROENERGETYCZNE**

25-26 października 2023 r., Wisła

Organizator



PTPiREE

Sponsorzy

**ENSTO**



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](http://www.ptpiree.pl) e-mail: [ptpiree@ptpiree.pl](mailto:ptpiree@ptpiree.pl)



## SPIS TREŚCI

Referaty zostały umieszczone w materiałach zgodnie z kolejnością nadsyłania

Nr sesji / Nr referatu	Tytuł	Strona
1/3	<b>Ograniczenie wzrostu napięcia spowodowanego intensywnym rozwojem mikroinstalacji w sieci nn</b> <i>Zbigniew Krzemiński (MMB Drives Sp. z o.o.)</i> .....	5
2/1	<b>Obciążalność długotrwała kabli HVDC</b> <i>Łukasz Tomaszewski (HVSE), Andrzej Cichy (AC Consulting)</i> .....	25
2/3	<b>Techniki DTS. Nowoczesne algorytmy w procesie wykrywania i lokalizacji odchyleń od standardu</b> <i>Andrzej Cichy (AC Consulting)</i> .....	37
3/1	<b>30 lat Ensto w Polsce – nasz wkład w rozwój sieci dystrybucyjnych niskiego i średniego napięcia</b> <i>Lesław Kwidziński (ENSTO)</i> .....	45
3/2	<b>Linie napowietrzne z przewodami izolowanymi. Historia i teraźniejszość</b> <i>Aleksandra Rakowska, Andrzej Grzybowski (Politechnika Poznańska)</i> .....	53
3/5	<b>Budowa linii kablowych SN metodą płużenia w PGE Dystrybucja S.A. w oparciu o normę N-SEP-E-004 i posiadane doświadczenia</b> <i>Jan Frania, Marek Gil, Maciej Mikołajewicz (PGE Dystrybucja S.A.)</i> .....	77
4/1	<b>Rozpływ prądów zwarciovych w przewodach odgromowych wielotorowych, wielonapięciowych linii napowietrznych</b> <i>Agnieszka Dziendziel (PSE Innowacje sp. z o.o.), Henryk Kocot (Politechnika Śląska)</i> ..	105
5/1	<b>Analiza „SWOT” rozwiązań konstrukcyjnych stacji WN/SN</b> <i>Stanisław Ciupak (PGE Dystrybucja)</i> .....	113
1/1	<b>Najważniejsze zmiany w sieci dystrybucyjnej w okresie ostatnich 10 lat</b> <i>Jarosław Tomczykowski (PTPiREE)</i> .....	123



OGRANICZENIE WZROSTU NAPIĘCIA  
SPOWODOWANEGO INTENSYWNYM ROZWOJEM MIKROINSTALACJI W SIECI NN

Zbigniew Krzemiński (MMB Drives Sp. z o.o.)

## Ograniczanie wzrostu napięcia spowodowanego intensywnym rozwojem mikroinstalacji w sieci nn

Rozmieszczanie regulatorów napięcia  
w sieciach nn z mikroinstalacjami

Profesor Zbigniew Krzemiński  
MMB Drives sp. z o.o.

## Narastający problem zwiększania napięcia w sieciach nN związany ze wzrostem generacji z OZE

Problemy generowane przez podłączanie mikroinstalacji do sieci nN:

- przepływ energii od odbiorów do transformatora,
- czasowe zwiększanie napięcia w sieci nn,
- znaczne zwiększanie przesyłanej mocy w porównaniu z mocą projektowaną dla pracy bez generacji.

Wyzwania:

- modernizacja w celu zwiększenia przepustowości sieci dystrybucyjnej.

Koncepcje rozbudowy sieci dystrybucyjnych:

- wymiana transformatorów SN/nN – zwiększanie mocy,
- zwiększanie przekrojów przewodów,
- instalowanie nowych transformatorów,
- instalowanie urządzeń regulacyjnych.

## Dwa ograniczenia projektowe w sieciach nN



### 1. Dopuszczalna obciążalność prądowa przewodów i transformatorów

- Działanie standardowe
- zwiększanie przekrojów przewodów
  - zwiększanie mocy transformatorów

Działanie regulacyjne

→ **Symetryzacja prądów w przewodach fazowych**

### 2. Dopuszczalne spadki napięcia na przewodach linii

- Działanie standardowe
- zwiększanie przekrojów przewodów
  - zwiększanie mocy transformatorów

Działanie regulacyjne

→ **Regulacja napięć fazowych**

## Składowe symetryczne prądów i napięć - podstawowe pojęcie w elektroenergetyce

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix}$$

$\underline{U}_{L1}, \underline{U}_{L2}, \underline{U}_{L3}$  – napięcia fazowe  
 $\underline{U}_0, \underline{U}_1, \underline{U}_2$  – składowe symetryczne  
 $a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$



$$\begin{bmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L1} \end{bmatrix}$$

Napięcie  
jednofazowe

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{U} \\ \underline{U}a^2 \\ \underline{U}a \end{bmatrix}$$



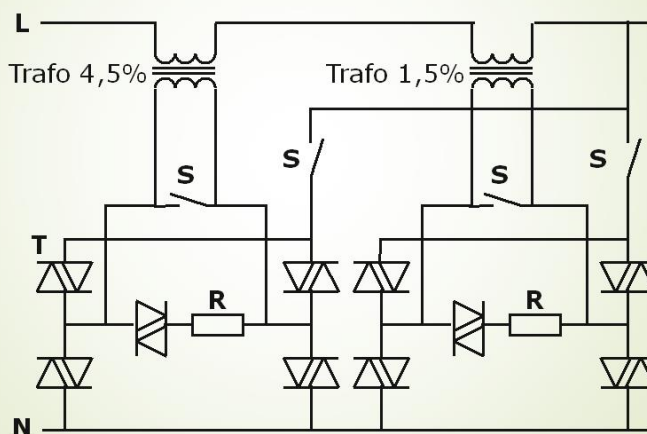
$$\begin{bmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \sqrt{3}\underline{U} \\ 0 \end{bmatrix}$$

Napięcie  
trójfazowe  
symetryczne

## Sposoby regulacji napięcia, które nie powinny być stosowane w sieciach nN z generacją rozproszoną

- Dodawanie lub odejmowanie napięcia w fazach za pomocą transformatorów dodawczych
- Regulacja napięć fazowych za pomocą transformatora balansującego połączonego w zygzak
- Generowanie mocy biernej

## Regulacja napięcia za pomocą transformatorów dodawczych



## Regulacja napięcia za pomocą transformatorów dodawczych

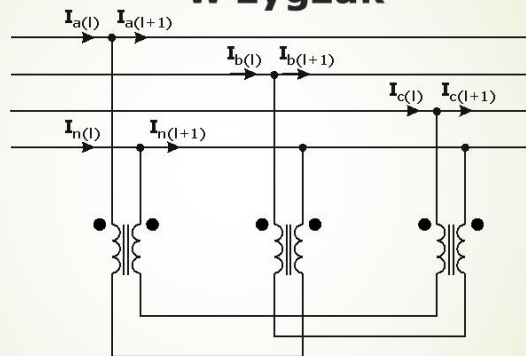
### Zalety

- Możliwość niezależnej regulacji amplitudy napięcia w fazach.

### Wady

- Mały zakres regulacji napięcia.
- Brak regulacji kątów napięć – dodawana tylko składowa kolejności zgodnej napięcia.
- Wprowadzane zagrożenie porażeniowe
- Wysoki koszt urządzenia.

## Symetryzacja prądów w sieciach nn za pomocą transformatora połączonego w zygzak



Rozdziela częściową składową zerową prądu równomiernie na trzy fazy i redukuje prąd w przewodzie neutralnym



## Symetryzacja prądów w sieciach nn za pomocą transformatora połączonego w zygzak

### Zalety

- Częściowa redukcja prądu w przewodzie neutralnym przy symetrycznych napięciach sieci.

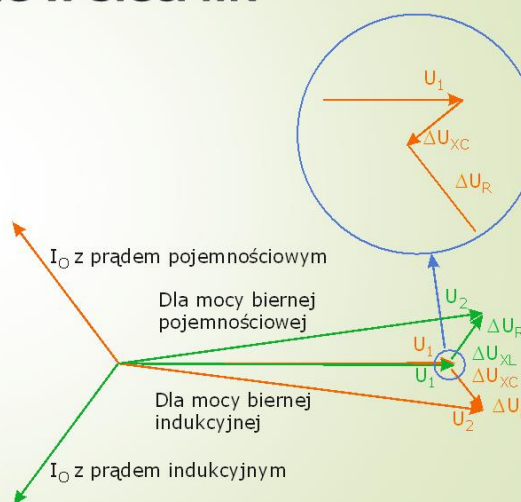
### Wady

- Wpływ tylko na składową kolejności zerowej.
- Niesymetria napięć fazowych po stronie sieci powoduje, że po zainstalowaniu transformatora symetryzującego prąd w przewodzie neutralnym po stronie sieci rośnie.
- W fazach pojawia się niesymetryczna moc bierna.

## Wpływ generowania mocy biernej na napięcie w sieci nN

Małe spadki napięcia na impedancji  $X_L$  – mała wartość  $X_L/R$

**Brak znaczącego wpływu na amplitudę napięć fazowych**



## Warunek symetryzacji prądów → chwilowe magazynowanie energii

Moc w układzie jednofazowym

$$u(t) = U \sin(\omega t) \quad i(t) = I \sin(\omega t)$$

$$p(t) = 0,5UI(1 - \cos(2\omega t)) \quad \text{Moc w jednej fazie pulsuje z częstotliwością 100 Hz}$$

Moc w symetrycznym układzie trójfazowym z napięciami i prądami kolejności zgodnej

$$p(t) = UI(\sin^2(\omega t) + \sin^2(\omega t - 120^\circ) + \sin^2(\omega t - 240^\circ))$$

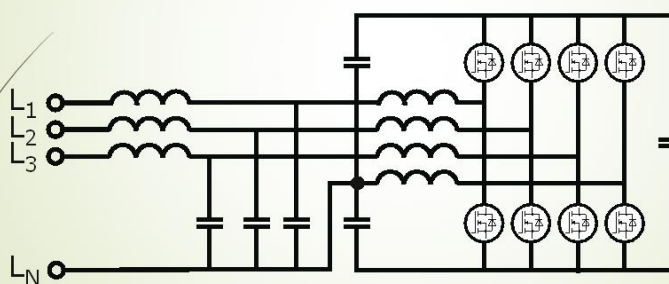
$$p(t) = 1,5UI \quad \text{Suma mocy w trzech fazach jest stała}$$

## Warunek symetryzacji prądów - chwilowe magazynowanie energii

**Przetwarzanie mocy układu jedno- lub trójfazowego zawierającego składowe symetryczne kolejności zerowej i przeciwnej na moc symetrycznego układu trójfazowego opiera się na magazynowaniu i oddawaniu energii w czasie połowy jednego okresu sieci.**



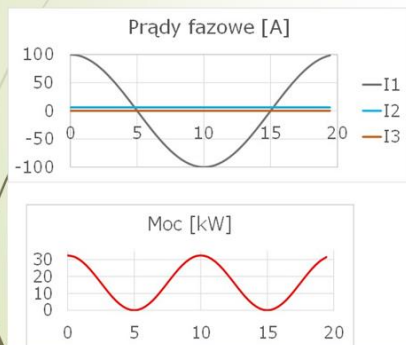
## Energoelektroniczny układ do symetryzacji prądów w trójfazowej sieci nN



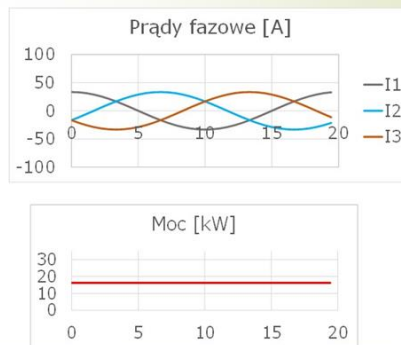
Kondensator magazynujący energię

## Pełna symetryzacja prądów w trójfazowej sieci nn Obciążenie jednofazowe – 16,3 kW

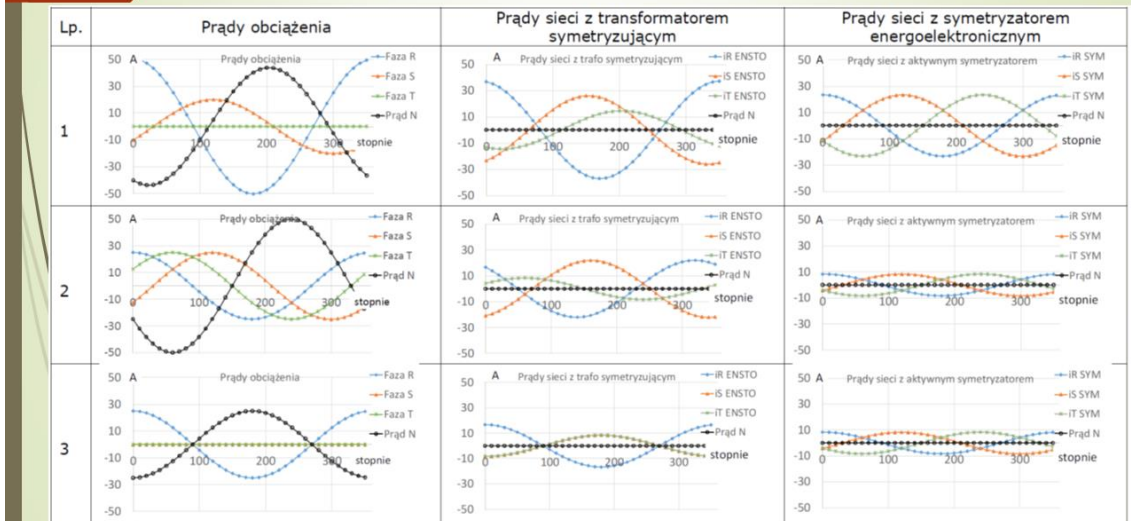
**Bez symetryzacji**



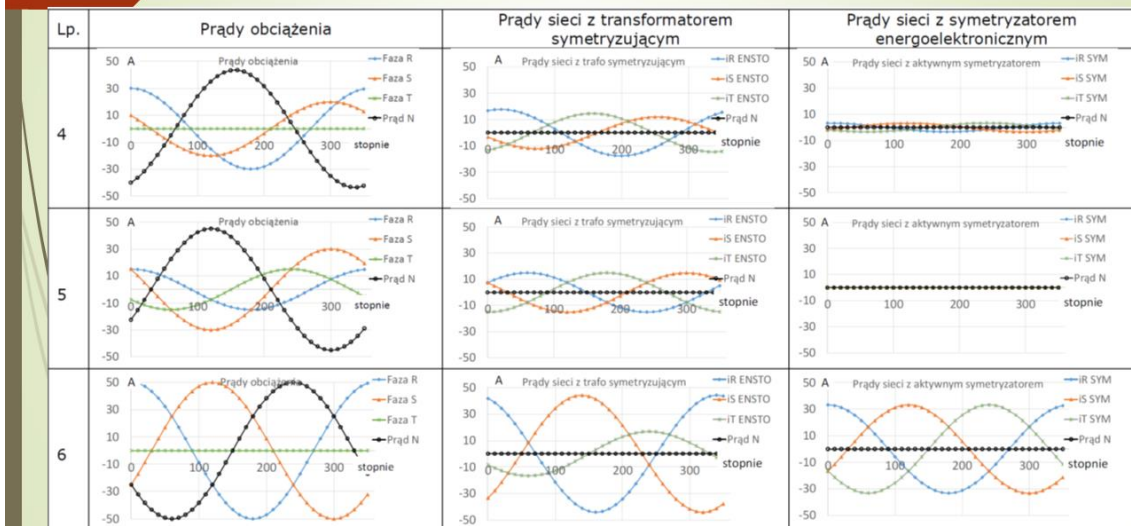
**Z symetryzacją**



### Porównanie działania transformatora symetryzującego z działaniem symetryzatora energoelektronicznego



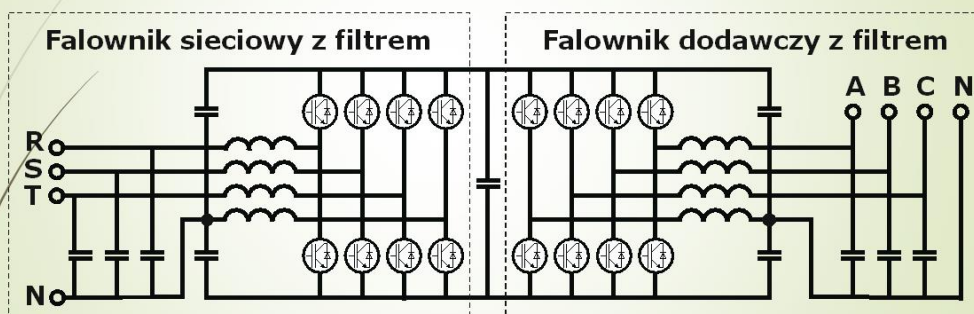
### Porównanie działania transformatora symetryzującego z działaniem symetryzatora energoelektronicznego

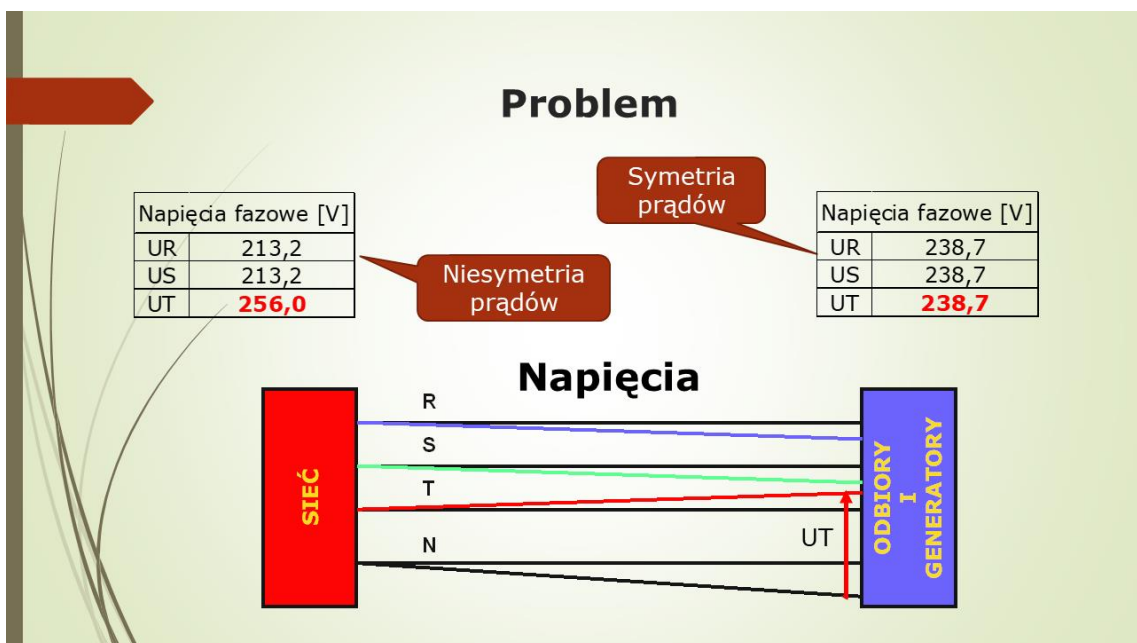
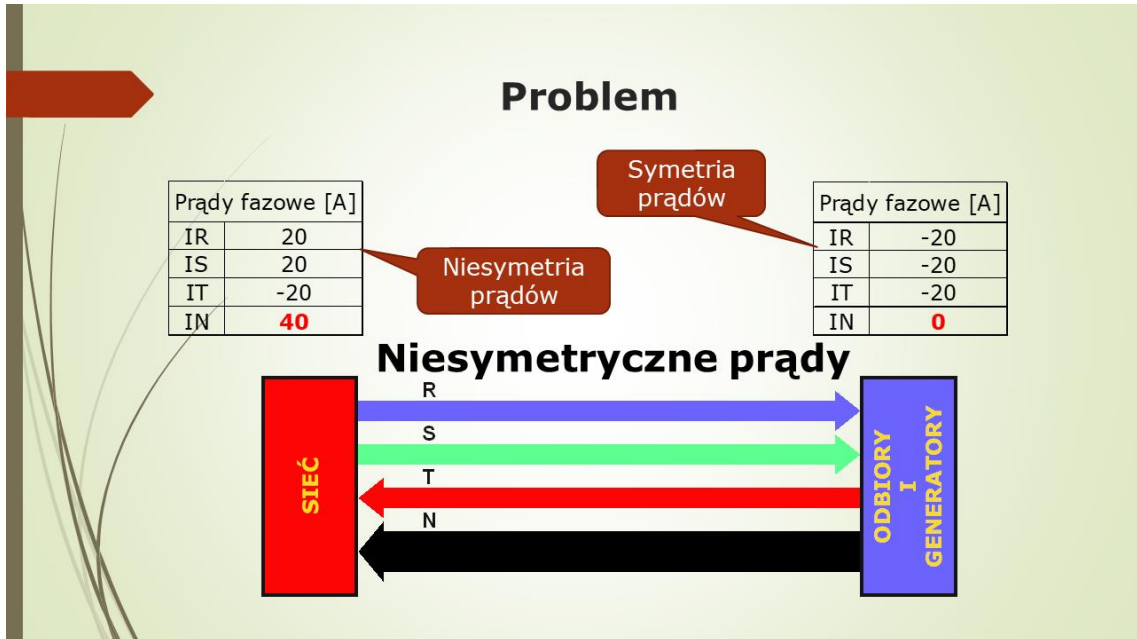


## Regulator napięcia i symetryzator prądów w trójfazowej sieci nn



## Schemat falowników regulatora napięcia



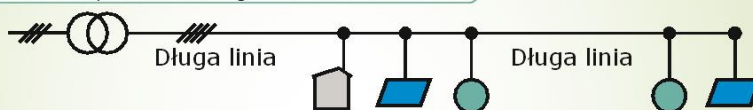


## Wybór miejsca zainstalowania regulatora na linii z długimi odcinkami łączącymi odbiory z transformatorem

- Obliczenie prądów w kolejnych odcinkach linii przy uwzględnieniu tylko mocy generatorów.
- Wyznaczenie spadków napięcia na poszczególnych odcinkach linii.
- Wyznaczenie napięć w wybranych punktach linii.
- Ustalenie miejsca zainstalowania regulatora dla zapewnienia dopuszczalnego poziomu napięcia.

## Rozmieszczanie regulatorów i symetryzatorów

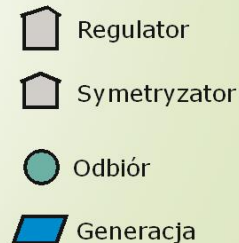
Regulacja napięcia w funkcji prądu – kompensacja spadków napięcia na drugim odcinku linii



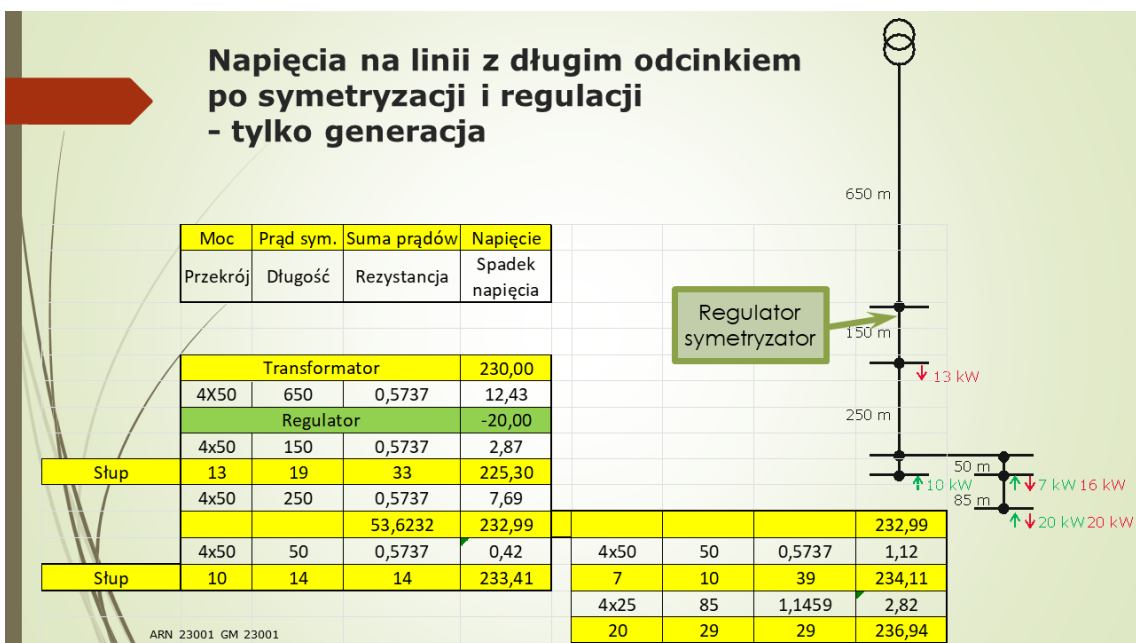
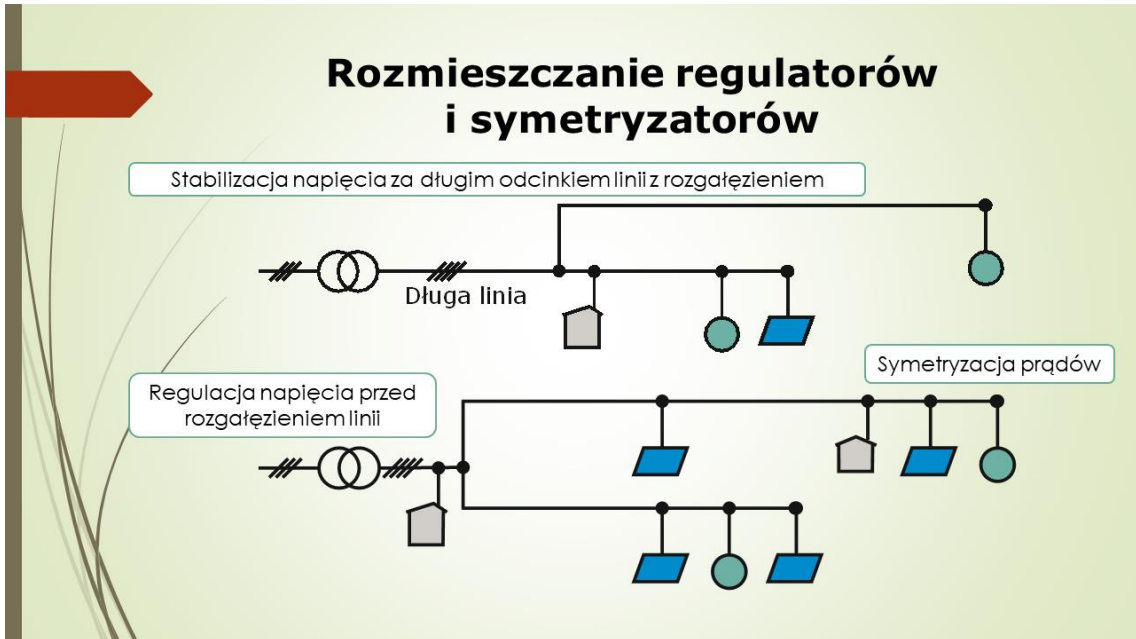
Stabilizacja napięcia za długim odcinkiem linii



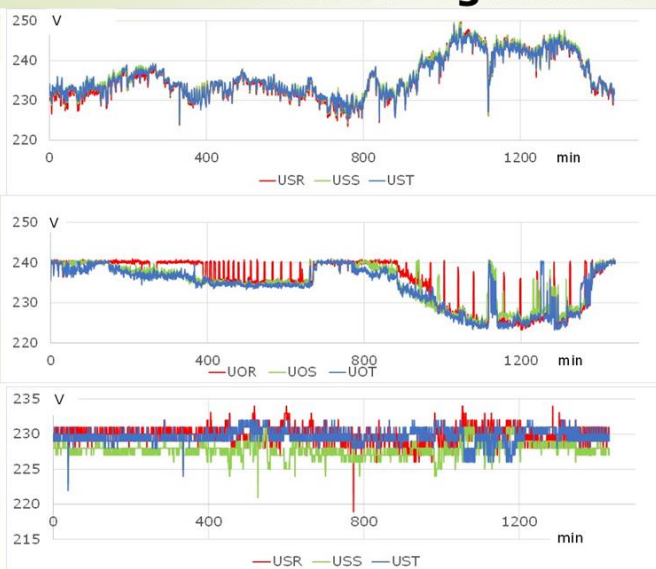
Symetryzacja prądów za długim odcinkiem linii o małym obciążeniu







## Działanie regulatora napięcia

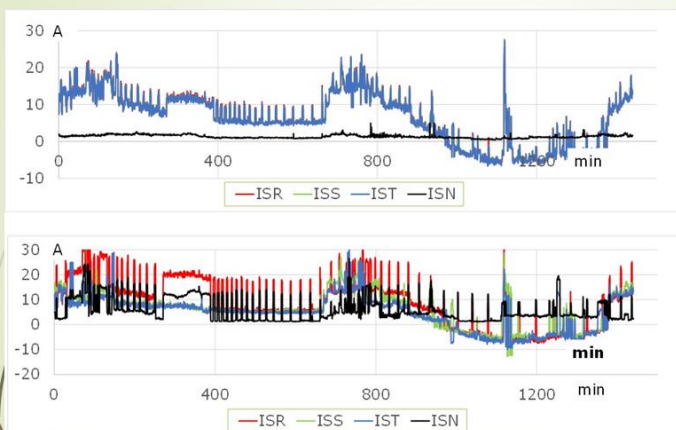


Napięcia fazowe przed regulatorem

Napięcia fazowe za regulatorem (w funkcji prądu)

Napięcia fazowe na końcu linii

## Działanie symetryzatora prądów



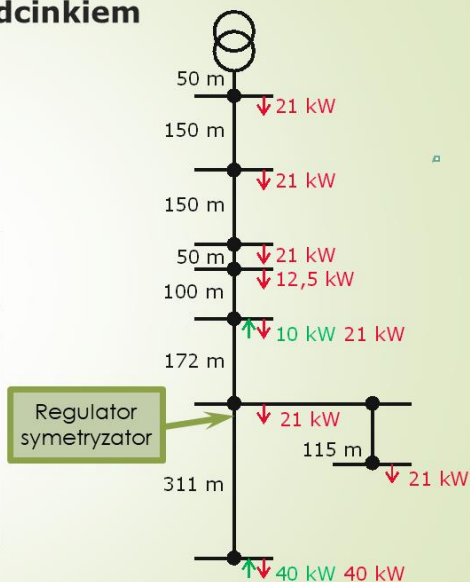
Prądy fazowe po stronie sieci

Prądy fazowe po stronie odbiorów

### Napięcia na linii z długim odcinkiem po symetryzacji i regulacji - tylko generacja

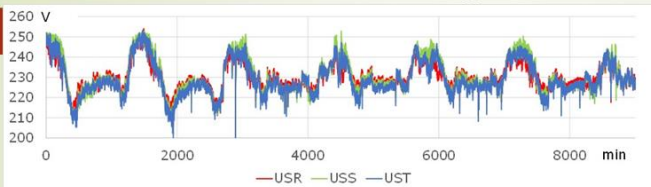
Moc	Prąd sym.	Suma prądów	Napięcie
Przekrój	Długość	Rezystancja	Spadek napięcia

Transformator			230,00
4x95	500	0,3033	10,99
<b>Słup I14</b>	<b>10</b>	<b>14</b>	<b>72</b>
4x95	172	0,3033	3,03
Regulator			-15,00
4x70	277	0,4090	6,57
4x16	34	1,7772	3,50
<b>Słup ZN 2077399</b>	<b>40</b>	<b>58</b>	<b>58</b>
			<b>239,09</b>

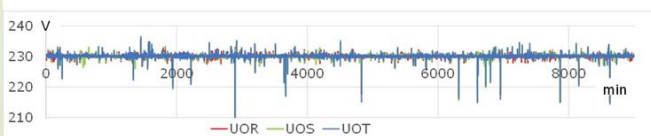


ARN 23007 GM 23016

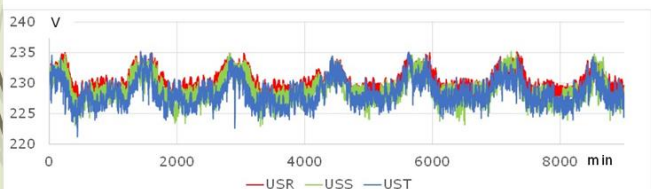
### Działanie regulatora napięcia



Napięcia fazowe przed regulatorem



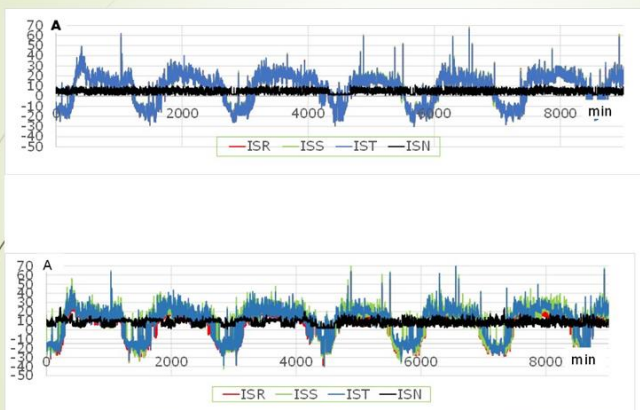
Napięcia fazowe za regulatorem (bez zależności od prądu)



Napięcia fazowe na końcu linii



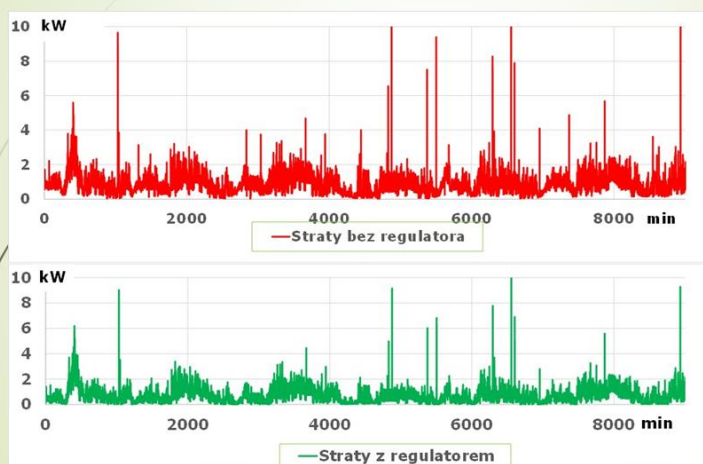
## Działanie symetryzatora prądów



Prądy fazowe po stronie sieci

Prądy fazowe po stronie odbiorów

## Straty w linii – różnica 23,5 kWh w ciągu 6 dni



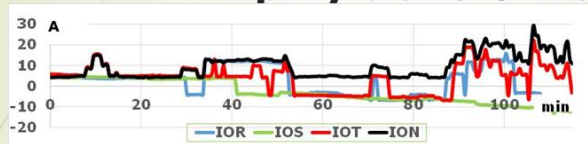
119 kWh bez regulatora

96,5 kWh z regulatorem

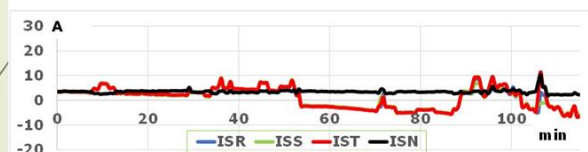
## Efekty stosowania regulatora napięcia z symetryzátorem prądów

- Regulacja napięć fazowych w punkcie włączenia urządzenia
- Symetryzacja prądów w długich odcinkach linii przed symetryzátorem
- Stabilizacja napięć fazowych na końcu linii
- Kompensacja mocy biernej
- Ograniczanie strat w sieci i w transformatorach
- Włączanie magazynów energii – opcja

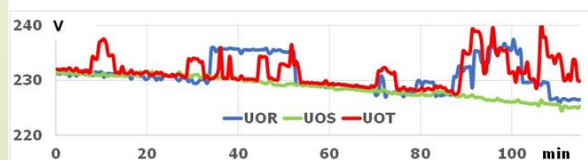
## Połączenie symetryzacji prądów z regulacją napięcia przy transformatorze



Prądy odbiorów

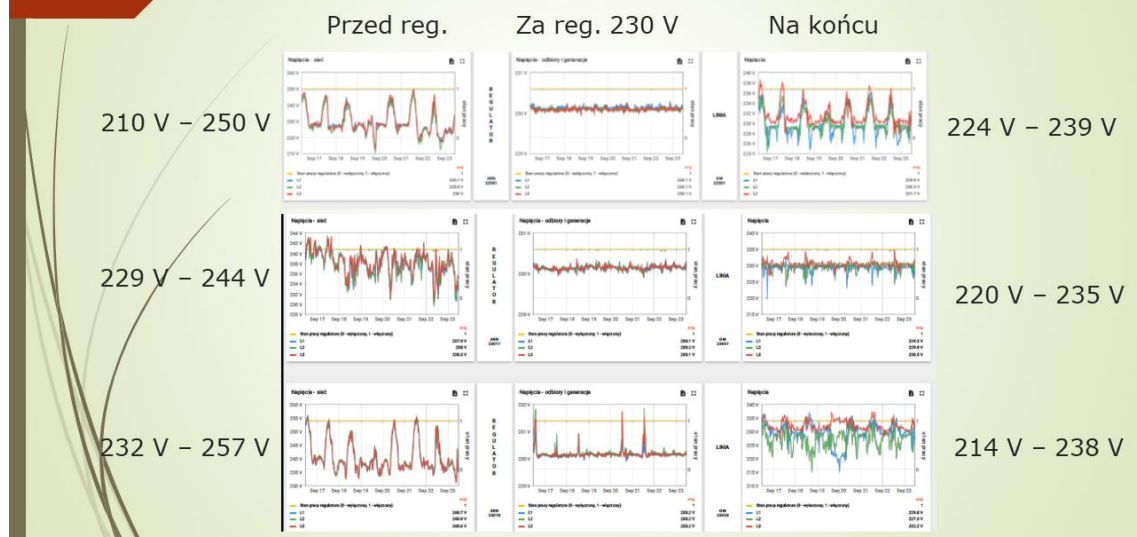


Prądy sieci

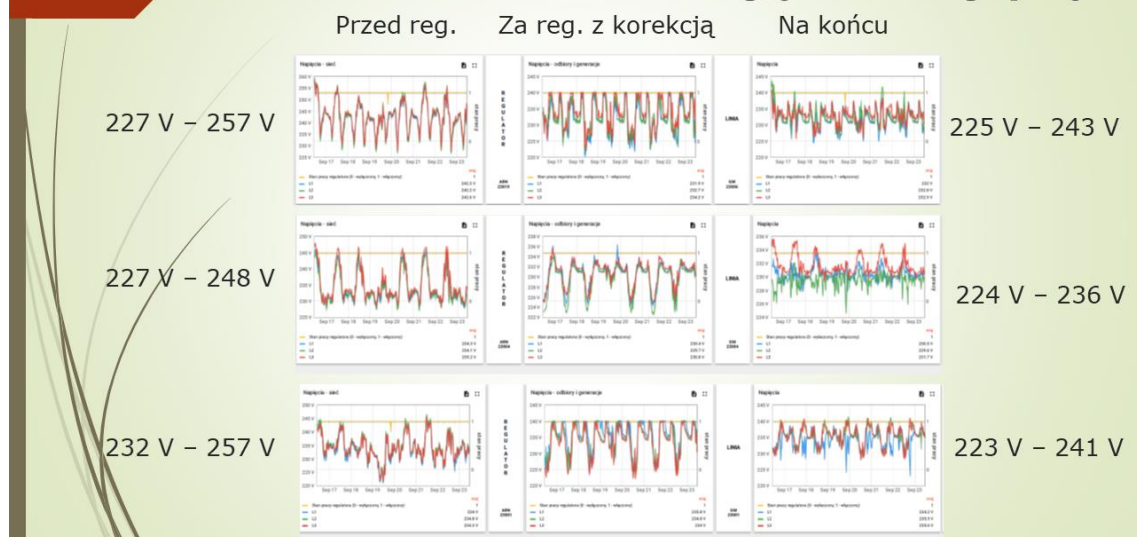


Napięcia po stronie odbiorów

## Napięcia przed i za regulatorem oraz na końcu linii dla stabilizacji 230V



## Napięcia przed i za regulatorem oraz na końcu linii z korekcją w funkcji prądu



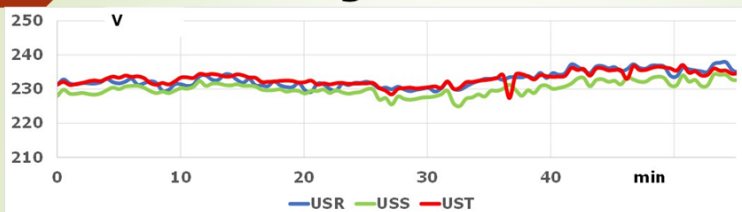
**REJESTRACJE**  
**Niesymetria prądów**  
→ w głębi sieci

**Odbiór energii w jednej fazie**

**i jednocześnie**

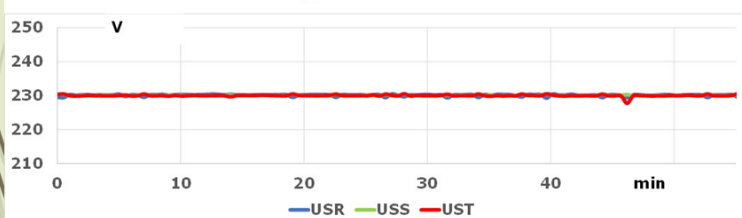
**wprowadzanie energii do  
sieci w dwóch fazach**

**Przed regulatorem**

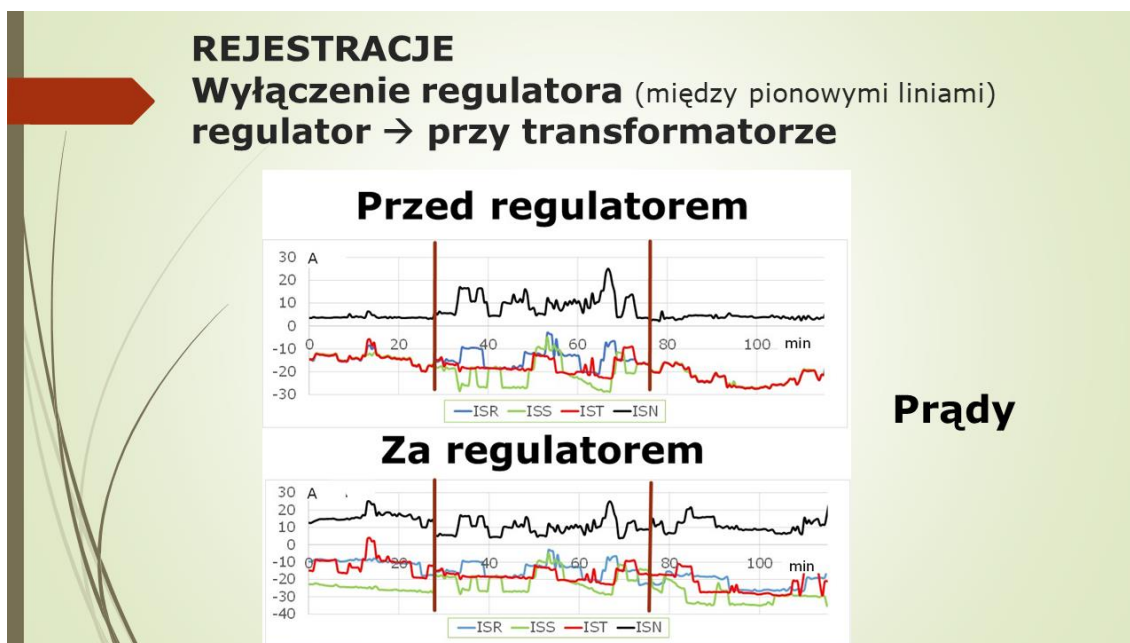
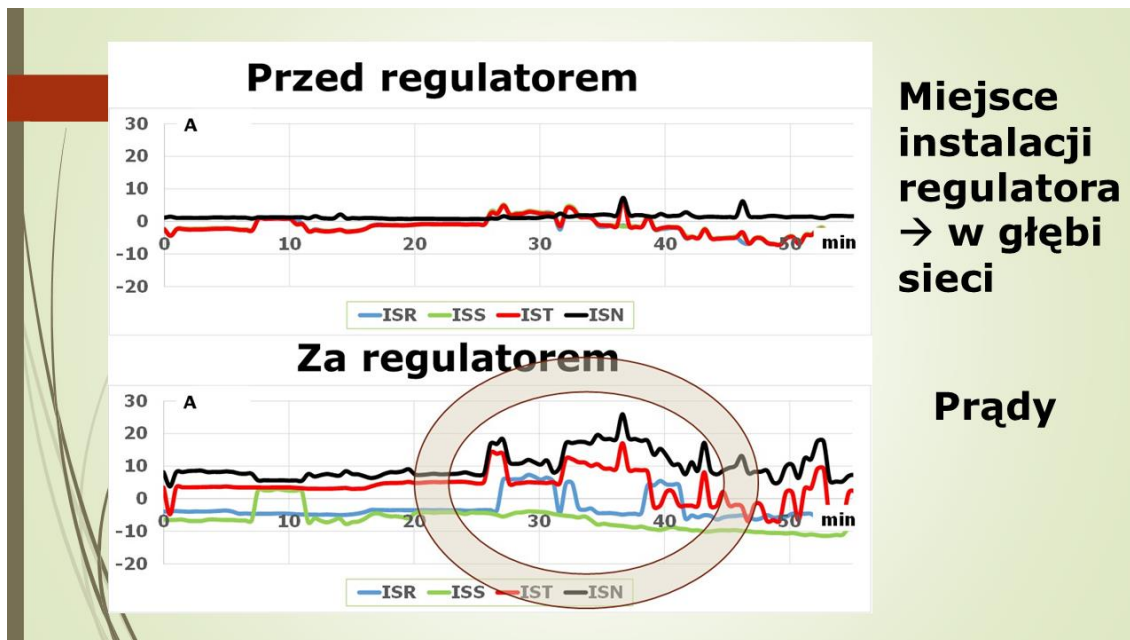


**Miejsce  
instalacji  
regulatora**  
→ w głębi  
sieci

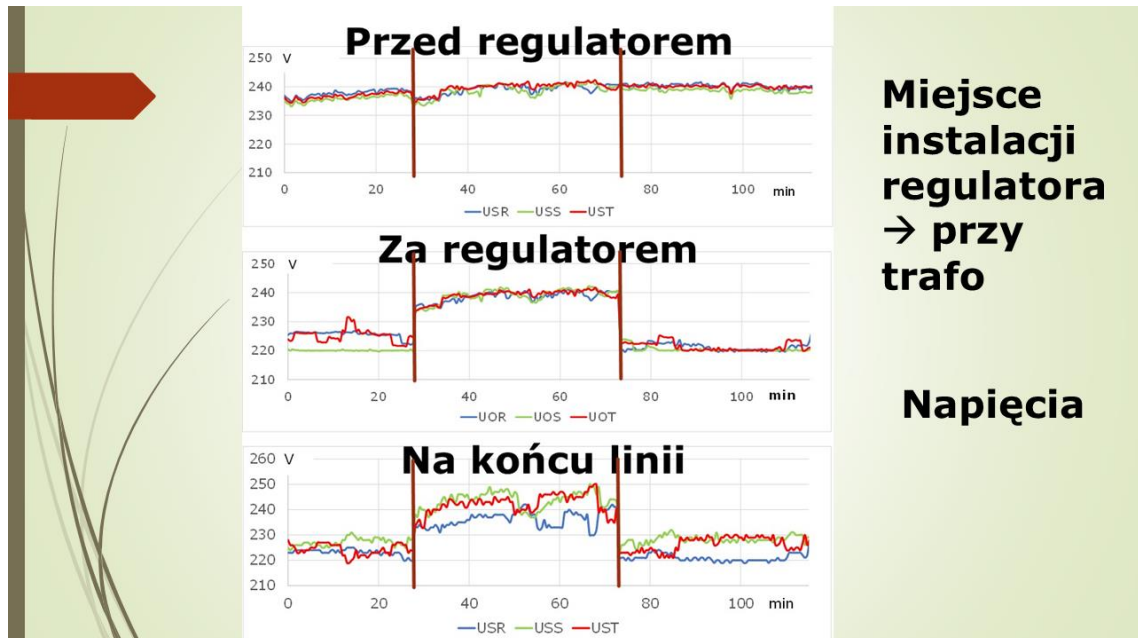
**Za regulatorem**



**Napięcia**







**WNIOSEK**

**Rozmieszczanie aktywnych regulatorów napięcia lub symetryzatorów prądów fazowych oparte na uproszczonych obliczeniach zapewnia zachowanie dopuszczalnych spadków napięć w sieciach nn.**

## OBCIĄŻALNOŚĆ DŁUGOTRWAŁA KABLI HVDC

Łukasz Tomaszewski (HVSE)  
Andrzej Cichy (AC Consulting)

## 1. Wstęp

Ostatnimi laty prężny rozwój energetyki odnawialnej oraz połączeń międzysystemowych wymusił budowę dużej liczby linii elektroenergetycznych wysokich mocy. W związku z tym obserwuje się znaczący wzrost zastosowania linii kablowych wysokich napięć, w technologii HVDC. Proces projektowy rozwiązań tego typu obejmuje dobór kabli HVDC do mocy znamionowej planowanego połączenia, którego jednym z elementów jest określenie dopuszczalnej długotrwałej obciążalności prądowej. Nowością w obliczeniach dopuszczalnego prądu obciążenia dla kabli tego typu jest to, że nie zależy już on tylko od konwencjonalnej analizy cieplnej, ale także zostaje ograniczony przez natężenie pola elektrycznego w izolacji, które zmienia się w funkcji temperatury kabla.

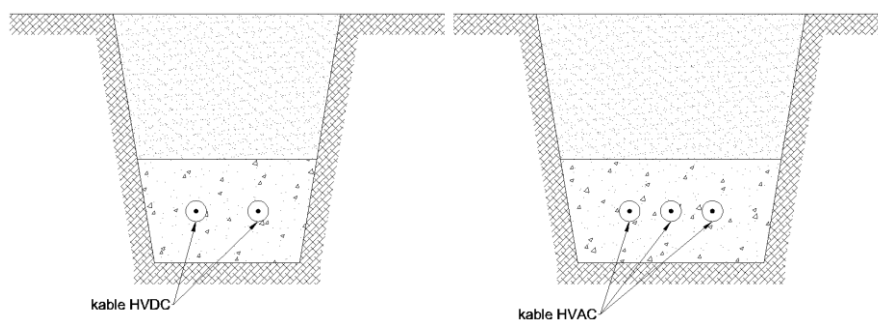
## 2. Linie kablowe HVDC

Rosnąca popularność linii kablowych typu HVDC powoduje szereg zalet tego rozwiązania (względem technologii HVAC), takich jak [1]:

- mniejsza liczba kabli,
- niższe straty mocy czynnej,
- brak limitu długości linii kablowej.

### a) Mniejsza liczba kabli

Ze względu na charakter techniczny rozwiązania HVDC, do przesyłu energii elektrycznej potrzeba jednego kabla (system monopolarny asymetryczny, kabel koncentryczny ze zintegrowanym przewodem powrotnym lub elektrodą powrotną) lub dwóch kabli (system monopolarny symetryczny, bipolarny). W efekcie uzyskuje się oszczędności finansowe z powodu mniejszej ilości kabli względem tradycyjnego rozwiązania HVAC, a także ograniczenie kosztu instalacji ze względu na wymagany węższy korytarz linii kablowej.

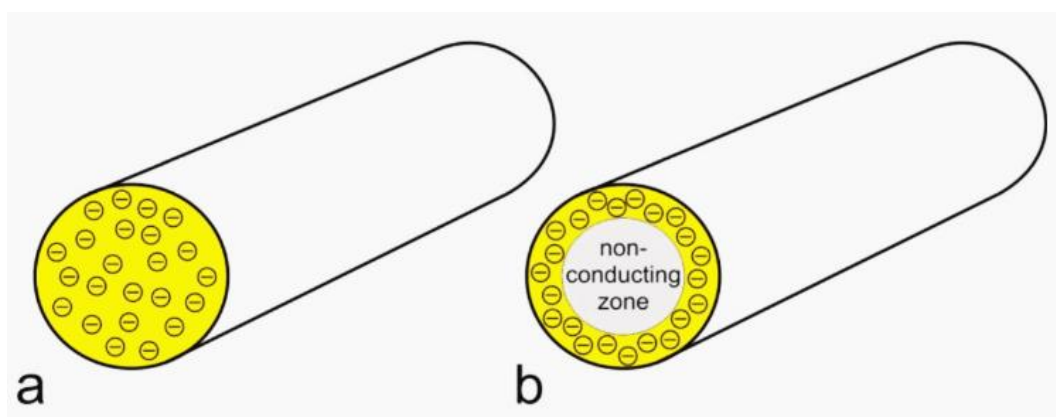


Rys. 1. Przekroje typowych rowów kablowych linii kablowych DC oraz AC

## b) Niższe straty mocy czynnej

Efektom zastosowania technologii stałonapięciowej w liniach kablowych jest praca takiego układu przy zerowej częstotliwości. Skutkuje to ograniczeniem strat mocy czynnej w linii kablowej poprzez wyeliminowanie następujących zjawisk:

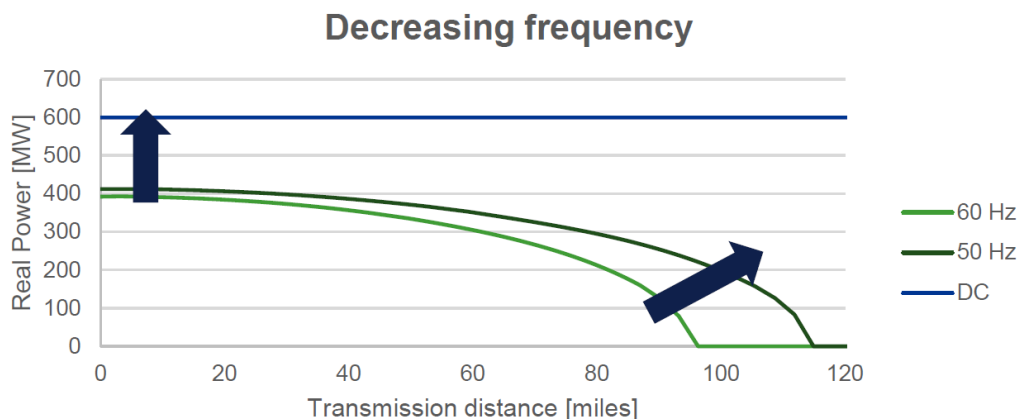
- brak zjawiska naskórkowości oraz zbliżenia w żyłach roboczych (niższa rezystancja),
- brak strat w ekranach i osłonach metalowych na skutek indukowanych prądów wirowych oraz prądów cyrkulujących,
- brak strat spowodowanych histerezą magnetyczną w pancerzach kabli i przepustach magnetycznych,
- brak strat dielektrycznych w izolacji kabli.



Rys. 2. Rozkład gęstości prądu w żyłach roboczych a) kabla HVDC b) kabla HVAC [2]

## c) Brak limitu długości linii kablowej

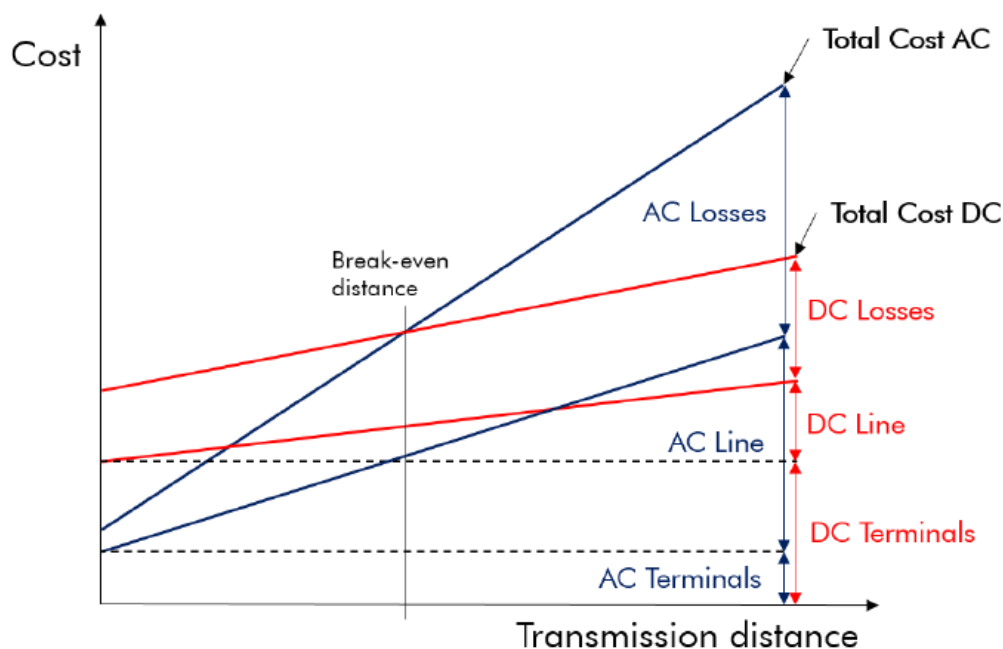
Jedną z głównych wad systemów kablowych typu HVAC jest ograniczenie dopuszczalnej długości linii kablowej ze względu na obecność prądu ładowania izolacji, który ogranicza przepustowość linii. Zjawisko to staje się bardzo widoczne zwłaszcza w przypadku linii ekstra wysokich napięć (220 kV <). W liniach kablowych HVDC prąd ładowania nie występuje, a co za tym idzie możliwe jest budowanie bardzo długich systemów (100 km i więcej), mogących stanowić połączenia międzysystemowe, krajowe autostrady energetyczne lub wyprowadzenia mocy z wiatrowych farm morskich oddalonych znacznie od lądu.



Rys. 3. Przykładowa długość linii kablowej w zależności od częstotliwości napięcia [3]



Wadą systemu HVDC jest jego wysoki koszt, spowodowany głównie ceną stacji przekształtnikowych. Oznacza to, że opłacalność zastosowania tego rozwiązania pojawią się dopiero od pewnej specyficznej długości połączenia (ok. 50 km – 80 km), od której całkowity koszt urządzeń, instalacji oraz strat energii elektrycznej w rozpatrywanym okresie eksploatacji staje się niższy niż dla systemu w technologii HVAC.



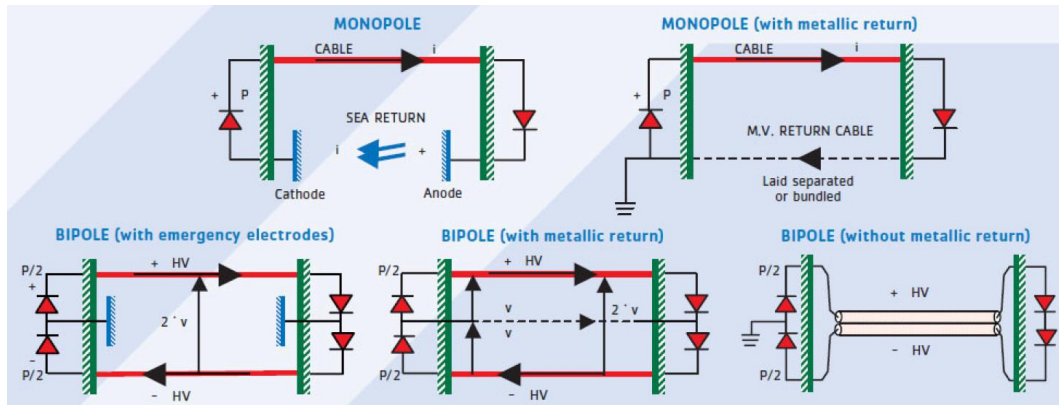
Rys. 4. Zależność kosztu systemu od długości połączenia [4]

### 3. Typy systemów kablowych HVDC

Wyróżnia się szereg typów systemów kablowych wykorzystywanych do przesyłu energii elektrycznej.

Pierwszym rozwiązaniem jest układ monopolarny (z jednym układem przekształtnikowym po każdej stronie). Dzielą się one na asymetryczne (z jednym kablem HVDC i przewodem powrotnym w postaci elektrod, zintegrowanym w kablu HVDC (kabel koncentryczny) lub osobnym kablem średniego napięcia) lub symetryczne (z dwoma kablami HVDC). Rozwiązanie symetryczne pozwala na przesłanie dwukrotnie większej mocy niż w przypadku systemu asymetrycznego. Wadą obu rozwiązań jest utrata całkowitej zdolności przesyłowej przy awarii kabla.

Drugim powszechnie stosowanym system jest układ bipolarny (z dwoma przekształtnikami po obu stronach linii kablowej). Charakteryzuje się on utrzymaniem połowy zdolności przesyłowej przy awarii jednego z kabli.



Rys. 5. Przykładowe konfiguracje systemów HVDC [5]

#### 4. Kable HVDC

Najpopularniejszym rozwiązaniem konstrukcyjnym ostatnich lat są kable HVDC z izolacją typu XPLE. Rozwiązanie to charakteryzują następujące cechy.

Zalety:

- napięcie pracy do 640 kV,
- neutralność dla środowiska,
- mniejszy rozmiar kabla,
- prosty proces produkcyjny,
- wysoka temperatura pracy (do 90°C).

Wady:

- wrażliwość na zmianę polaryzacji napięcia.

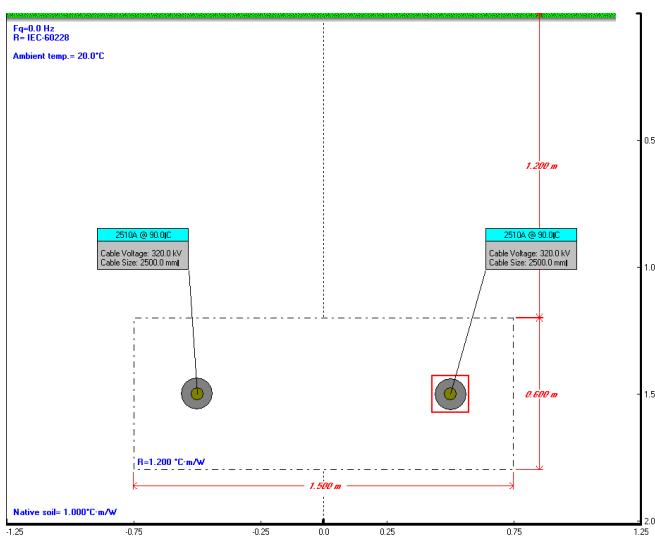


Rys. 6. Przykłady konstrukcji kabli HVDC w aplikacji morskiej oraz lądowej [5, 6]

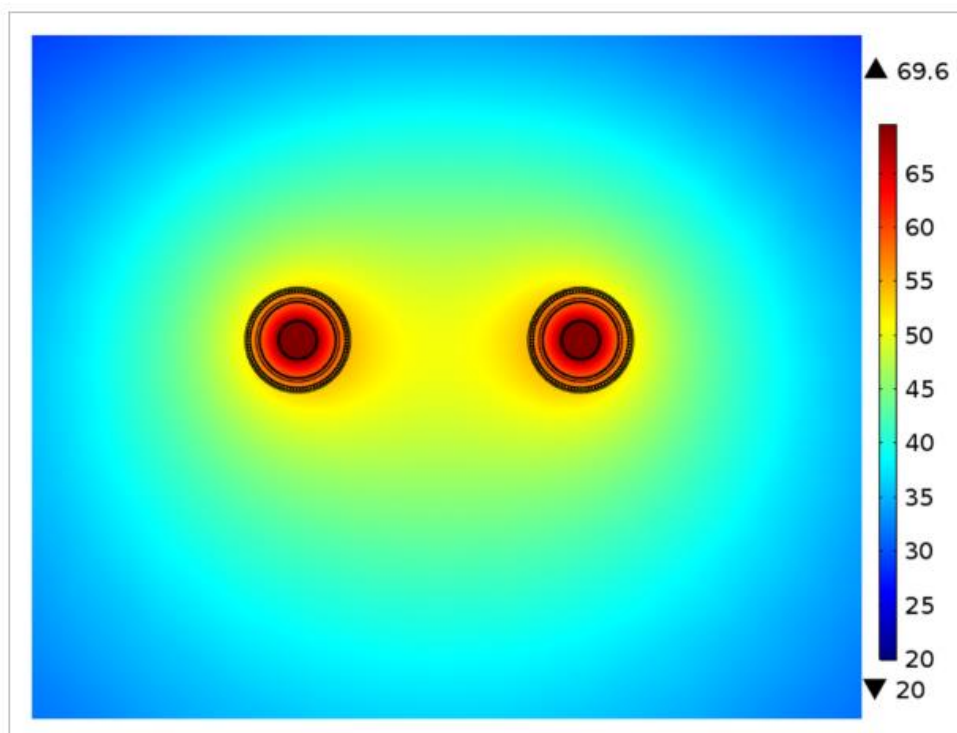
#### 5. Obciążalność długotrwała

Obciążalność długotrwała jest to dopuszczalny prąd, który może płynąć w żyłce roboczej kabla, w długim okresie czasu, bez spowodowania przekroczenia dopuszczalnej temperatury pracy izolacji. Metodę jego otrzymywania opisano w serii norm międzynarodowych IEC 60287 [7].

Wartość tego parametru można wyznaczyć poprzez zastosowanie metody analitycznej bądź, w celu usprawnienia procesu obliczeniowego, skorzystać z dostępnych programów komercyjnych.



**Rys. 7.** Przykład analizy wartości dopuszczalnego obciążenia dla linii kablowej HVDC przy wykorzystaniu komercyjnego oprogramowania (zgodnie z IEC 60287)



**Rys. 8.** Przykład analizy wartości dopuszczalnego obciążenia dla linii kablowej HVDC przy wykorzystaniu komercyjnego oprogramowania (metoda FEM)

W celu wyznaczenia dopuszczalnego prądu obciążenia dla kabli HVDC z izolacją typu XLPE konieczne jest wzięcie pod uwagę nie tylko ciepła wydzielonego na skutek strat energii w kablu, ale także natężenia pola elektrycznego w izolacji, które zmienia się w funkcji temperatury układu izolacyjnego.

Rozkład pola elektrycznego w kablach HVDC różni się od kabli HVAC. W kablach na napięcie przemienna pole elektryczne w izolacji zależy od przenikalności elektrycznej tego elementu (charakter pojemnościowy). Parametr ten praktycznie niezależny jest od zmiany temperatury kabla (zmiana <1% w zakresie temperatury pracy kabli typu XLPE), co oznacza, że rozkład pola elektrycznego w izolacji jest stały. W przypadku kabli HVDC sytuacja ma się inaczej, ponieważ rozkład pola elektrycznego w izolacji skorelowany jest z przewodnością elektryczną polietylenu sieciowanego, która jest silnie nieliniowa w funkcji temperatury. Zależność ta, w czasie nagrzewania się kabla HVDC na skutek przepływu prądu obciążenia jest powodem wystąpienia zjawiska inwersji pola elektrycznego.

a) Inwersja pola elektrycznego

Pole elektryczne  $E_{AC}$  w izolacji kabla HVAC ma charakter pojemnościowy i jest stałe w funkcji temperatury. Zależy ono od geometrii kabla oraz napięcia znamionowego systemu elektrycznego. Jego wartość w poszczególnych punktach izolacji kabla wyznacza się przy wykorzystaniu następującego równania:

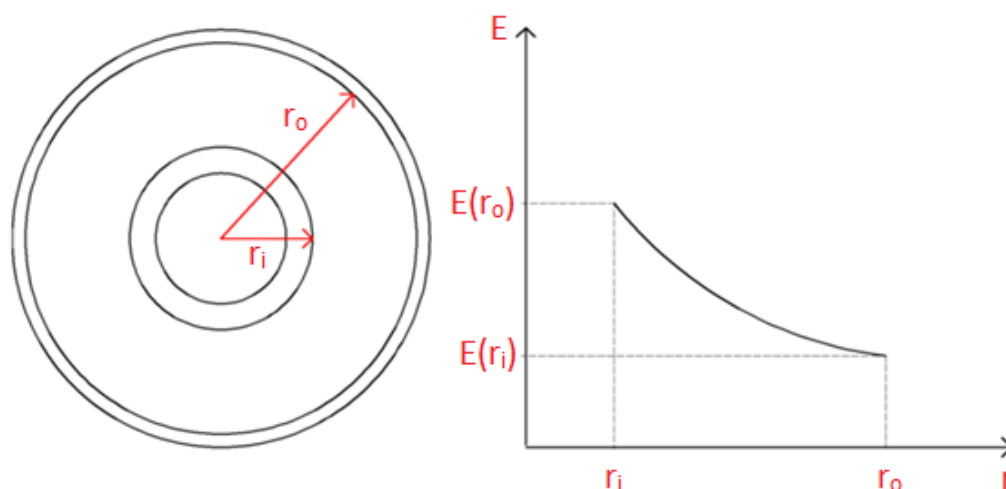
$$E_{AC}(r) = \frac{U_0}{r \cdot \ln(r_o/r_i)} \quad (1)$$

gdzie:

$U_0$  – znamionowe napięcie fazowe kV,

$r_o$  – promień na izolacji mm,

$r_i$  – promień na ekranie półprzewodzącym żyły roboczej mm.



**Rys. 9.** Rozkład pola elektrycznego w izolacji kabla HVAC

Jak już wspomniano w kablach typu HVDC o izolacji typu XLPE występuje zjawisko inwersji pola elektrycznego, spowodowane nieliniową charakterystyką przewodności elektrycznej XLPE. Wartość tego parametru podlega zmianom w funkcji temperatury oraz natężenia pola elektrycznego. Zależność tą opisuje poniższe równanie:

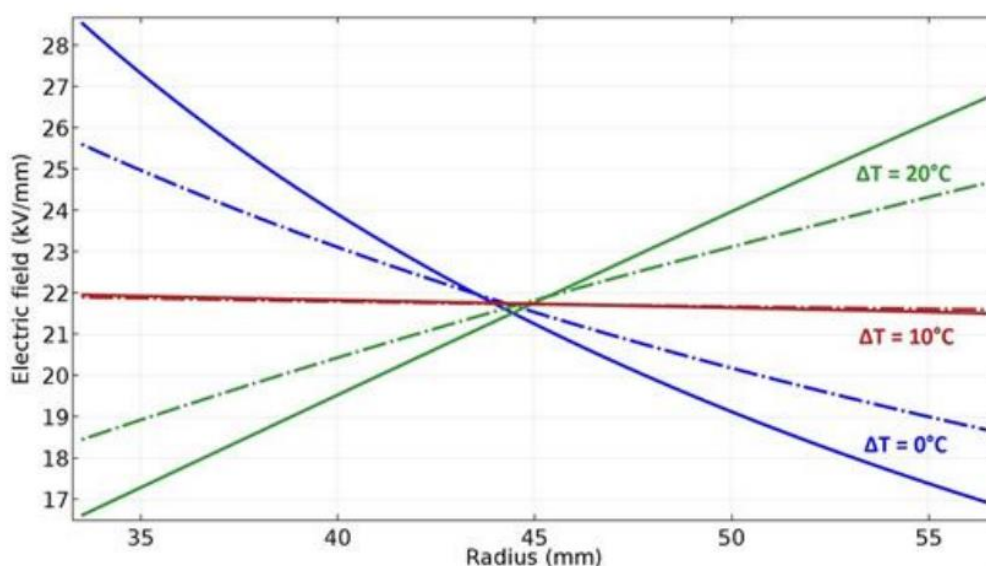
$$\rho = \rho_0 \exp(-a \cdot \theta) \exp(-b \cdot E) \quad (2)$$

gdzie:

$\rho_0$  – rezystywność elektryczna izolacji w temperaturze odniesienia  $\Omega m$ ,

- $\theta$  – wzrost temperatury powyżej wartości odniesienia °C,
- $a$  – współczynnik zależności rezystywności elektrycznej od temperatury 1/°C,
- $E$  – natężenie pola elektrycznego w izolacji kV/mm,
- $b$  – współczynnik zależności rezystywności elektrycznej od natężenia pola elektrycznego mm/kV.

Pole elektryczne kabla HVDC, w temperaturze otoczenia (bez obciążenia) przypomina pole elektryczne w kablu HVAC. Wraz ze wzrostem temperatury (wzrostem obciążenia) izolacji natężenie pola elektrycznego blisko ekranu półprzewodzącego na izolacji zaczyna maleć, a blisko zewnętrznej warstwy izolacji rosnać. W przypadku wysokiego obciążenia dochodzi się do sytuacji, w której wartość natężenia pola elektrycznego przy ekranie na izolacji jest większa niż przy ekranie na żyłę roboczej (inwersja pola elektrycznego). Zjawisko pokazano na poniższym rysunku.



Rys. 10. Rozkład pola elektrycznego w izolacji kabla HVDC w zależności od spadku temperatury na izolacji [8]

Przybliżoną wartość natężenia pola elektrycznego  $E_{DC}$  w izolacji typu HVDC wyznaczyć się poprzez rozwiązanie poniższego zestawu równań:

$$E_{DC}(r) = \frac{\delta \cdot U_0 \cdot (r/r_0)^{\delta-1}}{r_0 \cdot (1 - (r_i/r_0)^\delta)} \quad (3)$$

$$\delta = \frac{A+B}{1+B} \quad (4)$$

$$A = \frac{a \cdot \Delta\theta_i}{\ln(r_0/r_i)} \quad (5)$$

$$B = \frac{b \cdot U_0}{r_0 - r_i} \quad (6)$$

gdzie:

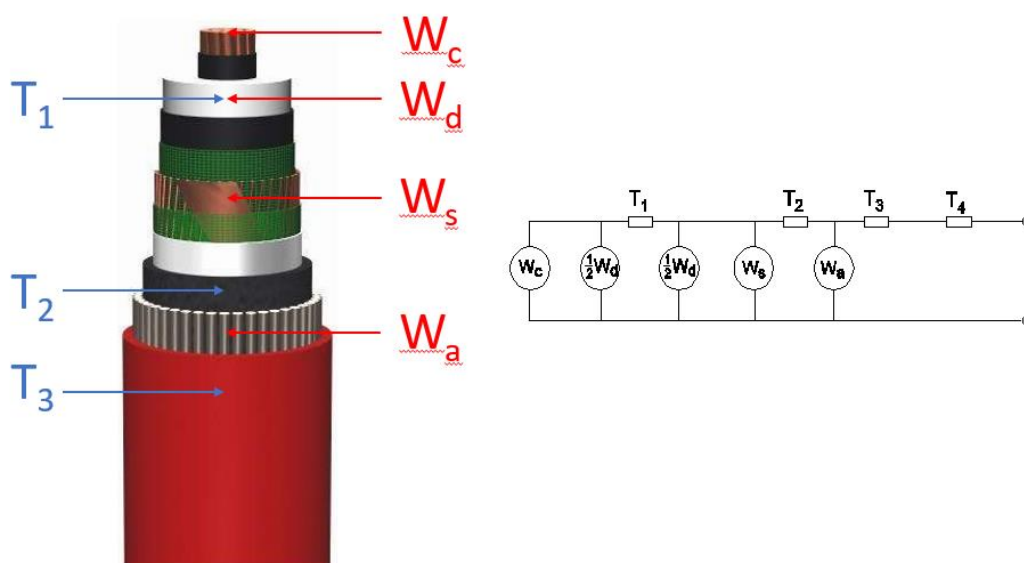
$\Delta\theta_i$  – spadek temperatury na izolacji °C.

Na podstawie przywołanych równań można zauważyć, że naprężenia elektryczne w kablu HVDC można wyrazić funkcją spadku temperatury na izolacji. Parametr ten należy skorelować z

obliczeniami cieplnymi dopuszczalnego prądu obciążenia i porównać z wartością dopuszczalną. Dopuszczalny spadek temperatury na izolacji  $\Delta\theta_{\max}$  oraz temperaturę pracy kabla  $\theta_{\max}$  określa producent systemu kablowego na bazie przeprowadzonych badań typu oraz badań prekwifikacyjnych (według IEC 62895 [9] lub CIGRE TB 496 [10]).

b) Źródła strat, opory cieplne, cieplny prąd obciążenia (HVAC vs HVDC)

Kabel typu HVAC można przedstawić w formie zastępczego obwodu cieplnego (analogia do obwodu elektrycznego), składającego się ze źródeł ciepła oraz oporów cieplnych ( $W_c$  – straty ciepła w żyłce roboczej W/m;  $W_d$  – straty ciepła w izolacji W/m;  $W_s$  – straty ciepła w ekranach metalowych W/m;  $W_a$  – straty ciepła w pancerzu W/m;  $T_1$  – opór cieplny układu izolacyjnego Km/W;  $T_2$  – opór cieplny warstwy między ekranem metalowym, a pancerzem Km/W;  $T_3$  – opór cieplny powłoki zewnętrznej Km/W;  $T_4$  – opór cieplny otoczenia Km/W).



Rys. 11. Źródła strat ciepła i opory cieplne kabla HVAC [11] oraz reprezentacja w formie zastępczego obwodu cieplnego

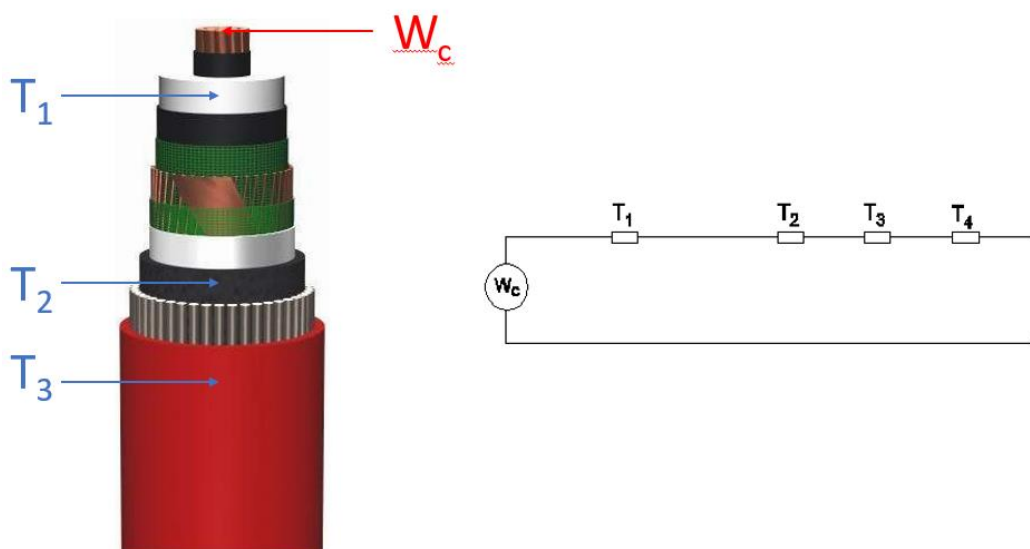
Zastępczy obwód cieplny, po odpowiednich przekształceniach, daje się zredukować do formy równania pozwalającego na wyznaczenie wartości dopuszczalnego prądu obciążenia, w zależności od typu konstrukcji kabla, sposobu instalacji oraz warunków środowiskowych. Dla kabli typu HVAC, zgodnie z IEC 60287, w przypadku instalacji w ziemi, do wyznaczenia dopuszczalnej cieplnego prądu obciążenia  $I_{AC}$  należy zastosować poniższe równanie:

$$I_{AC} = \sqrt{\frac{\Delta\theta - W_d \cdot (0,5 \cdot T_1 + n \cdot (T_2 + T_3 + T_4))}{R \cdot T_1 + n \cdot R \cdot (1 + \lambda_1) \cdot T_2 + n \cdot R \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \cdot (T_3 + T_4)}} \quad (7)$$

gdzie:

- $\Delta\theta$  – dopuszczalny wzrost temperatury roboczej powyżej temperatury otoczenia °C,
- $n$  – liczba żył izolowanych w kablu,
- $R$  – rezystancja AC żyły roboczej w temperaturze pracy  $\Omega/m$ ,
- $\lambda_1$  – współczynnik strat w ekranie metalowym,
- $\lambda_2$  – współczynnik strat w pancerzu.

Schemat zastępczy cieplny kabla typu HVDC, dzięki zerowej częstotliwości upraszcza się do poniższej formy.



Rys. 12. Źródła strat ciepła i opory cieplne kabla HVDC oraz reprezentacja w formie zastępczego obwodu cieplnego

Dla kabli typu HVDC, zgodnie z IEC 60287, w przypadku instalacji w ziemi, do wyznaczenia dopuszczalnego cieplnego prądu obciążenia  $I_{DC}$  należy zastosować poniższe równanie:

$$I_{DC} = \sqrt{\frac{\Delta\theta - \Delta\theta_p}{R' \cdot T_1 + n \cdot R' \cdot T_2 + n \cdot R' \cdot (T_3 + T_4)}} \quad (8)$$

gdzie:

$\Delta\theta_p$  – wzrost temperatury powłoki wywołany ciepłem wydzielonym w sąsiednich kablach °C,  
 $R'$  – rezystancja DC żyły roboczej w temperaturze pracy  $\Omega/m$ .

#### c) Procedura obliczeniowa dopuszczalnego obciążenia – kable HVDC

W przypadku kabli HVDC, w celu wyznaczenia dopuszczalnego prądu obciążenia  $I_{DC}$ , należy w pierwszym kroku wyznaczyć dopuszczalny prąd obciążenia zgodnie z metodą IEC 60287 (kryterium cieplne, wzór (8)). Następnie należy obliczyć spadek temperatury na izolacji i porównać go z wartością dopuszczalną (kryterium elektryczne, wzór (9) i (10)):

$$\Delta\theta_i = W_c \cdot T_{1i} \quad (9)$$

$$\Delta\theta_i \leq \Delta\theta_{max} \quad (10)$$

gdzie:

$T_{1i}$  – opór cieplny izolacji (bez ekranów półprzewodzących)  $Km/W$ .

Jeżeli spadek temperatury na izolacji przekracza limit określony przez producenta, należy obniżyć wartość prądu obciążenia, przeliczyć parametry kabla zależne od temperatury oraz ponownie sprawdzić warunek (10). Proces należy powtórzyć iteracyjnie, aż do spełnienia wymienionego warunku. W wyniku takiego działania otrzymuje się maksymalny długotrwały

prąd obciążenia kabla HVDC, wyznaczony ze względu na dopuszczalny wzrost temperatury żyły roboczej powyżej temperatury otoczenia oraz dopuszczalny poziom naprężenia elektrycznego w izolacji. Obliczenia należy przeprowadzić dla wszystkich charakterystycznych punktów linii kablowej, w celu weryfikacji dopuszczalnego poziomu obciążenia w zależności od sposobu instalacji kabla.

Poniżej przytoczone podstawowe wzory, niezbędne do wyznaczenia dopuszczalnej wartości obciążalności długotrwałej kabla HVDC [7]:

- Parametry kabla HVDC:

$$R' = R_0 \cdot (1 + \alpha_{20} \cdot (\theta - 20)) \quad (11)$$

$$T_1 = \frac{\rho_1}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left( 1 + \frac{2 \cdot t_1}{d_c} \right) \quad (12)$$

$$T_2 = \frac{\rho_2}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left( 1 + \frac{2 \cdot t_2}{D_s} \right) \quad (13)$$

$$T_3 = \frac{\rho_3}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left( 1 + \frac{2 \cdot t_3}{D_a} \right) \quad (14)$$

gdzie:

- $R_0$  – rezystancja DC żyły roboczej w temperaturze 20°C (zgodnie z IEC 60228)  $\Omega/m$ ,
- $\alpha_{20}$  – współczynnik temperaturowy rezystywności elektrycznej żyły roboczej 1/°C,
- $\theta$  – temperatura pracy żyły roboczej °C,
- $\rho_{1,2,3}$  – rezystywność cieplna danej warstwy kabla Km/W,
- $d_c$  – średnica żyły roboczej mm,
- $t_{1,2,3}$  – grubość rozpatrywanej warstwy kabla Km/W,
- $D_s$  – średnica na ekranie metalowym mm,
- $D_a$  – średnica pod powłoką zewnętrzną

- Wpływ otoczenia:

$$T_4 = \frac{\rho_4}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left( u_1 + \sqrt{u_1^2 - 1} \right) \quad (15)$$

$$u_1 = \frac{2 \cdot L}{D_e} \quad (16)$$

$$\Delta\theta_p = \Delta\theta_{p1} + \Delta\theta_{p2} + \dots + \Delta\theta_{pn} \quad (17)$$

$$\Delta\theta_{p1} = \frac{\rho_4}{2 \cdot \pi} \cdot W_k \cdot \ln \left( \frac{d'_{pk}}{d_k} \right) \quad (18)$$

gdzie:

- $\rho_4$  – rezystywność cieplna otoczenia Km/W,
- $L$  – głębokość instalacji mm,
- $D_e$  – średnica zewnętrzna kabla mm,
- $W_k$  – straty mocy w sąsiednim kablu W/m,
- $d_{pk}$  – odległość między rozpatrywanym, a sąsiednim kablem mm,
- $d'_{pk}$  – odległość między odbiciem lustrzanym rozpatrywanego kabla, a sąsiednim kablem mm.



- Spadek temperatury na izolacji:

$$T_{1i} = \frac{\rho_1}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left( 1 + \frac{2 \cdot t_1}{d_i} \right) \quad (19)$$

$$W_c = I_{DC} \cdot R' \quad (20)$$

gdzie:

$d_i$  – średnica wewnętrzna izolacji mm.

## 6. Podsumowanie

Obciążalność długotrwała kabli HVDC zależy nie tylko od dopuszczalnego wzrostu temperatury żyły roboczej w danych warunkach instalacji. Konieczne jest także wzięcie pod uwagę dopuszczalnych naprężeń elektrycznych, które odzwierciedla dopuszczalny spadek temperatury na izolacji. Jest to parametr osobliwy i należy się spodziewać, że będzie różnić się w zależności od producenta systemu kablowego. Dlatego też doboru kabli HVDC, zwłaszcza na wczesnych etapach projektów należy przeprowadzać ze stosowną ostrożnością, a na etapie projektu wykonawczego poddać szczegółowej weryfikacji z rozwiązaniem technicznym systemu kablowego preferowanego dostawcy.

### Źródła:

- [1] G. Mazzanti, M. Marzinotto, Extruded cables for high voltage direct current transmission, WILEY, 2013.
- [2] M. Ardelean, P. Minnebo, HVDC Submarine power cables in the world, JRC, 2015.
- [3] Materiały DNV.
- [4] N. Frisk, R. Gaspari, E. Doedens, Qualification of 400 and 525 kV HVDC XLPE cable systems including a multitude of accessory configurations, JICABLE, 2019.
- [5] Materiały PRYSMIAN.
- [6] Materiały NKT.
- [7] IEC 60287, Electric cables - Calculation of the current rating, 2023.
- [8] F. Mauseth, H. Haugdal, Electric field simulations of high voltage DC extruded cable systems, Norwegian University of Science and Technology, 2017.
- [9] IEC 62895, High voltage direct current (HVDC) power transmission - Cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages up to 320 kV for land applications - Test methods and requirements, 2017.
- [10] CIGRE TB 496, Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at a rated voltage up to 500 kV
- [11] Materiały TFK



TECHNIKI DTS.  
NOWOCZESNE ALGORYTMY  
W PROCESIE WYKRYWANIA I LOKALIZACJI ODCHYLEŃ OD STANDARDU

*Andrzej Cichy (AC Consulting)*

## 1. Wstęp

Zwiększa się zainteresowanie systemami do monitoringu stanu kabli (systemy DTS) w energetyce odnawialnych źródeł energii. Najbardziej jest to zauważalne przy okazji budowy dużych farm wiatrowych i fotowoltaicznych na lądzie oraz na morzu, których moc wyprowadzana jest często długimi liniami kablowymi wysokich napięć. Inwestorzy coraz częściej wymagają zaimplementowania w swoich realizacjach systemów z możliwością podglądu, rejestracji i analizy parametrów pracy linii kablowych, aby zwiększyć pewność przesyłu wyprodukowanej energii do punktu odbioru.

## 2. Najnowsze trendy w systemach monitoringu linii kablowych

Z uwagi na ekspansję nowych technik informatycznych do energetyki można zauważyć coraz częściej pojawiające się rozwiązania oparte na wykorzystaniu elementów nauczania maszynowego oraz połączeniu kilku technik obliczeniowych do analizy danych z systemów monitorujących. Z uwagi na mnogość danych, niemożliwą do analizy on-line czy też off-line przez obsługę systemów, zaawansowane techniki informatyczne są wykorzystywane do zastąpienia operatora w tym zakresie.

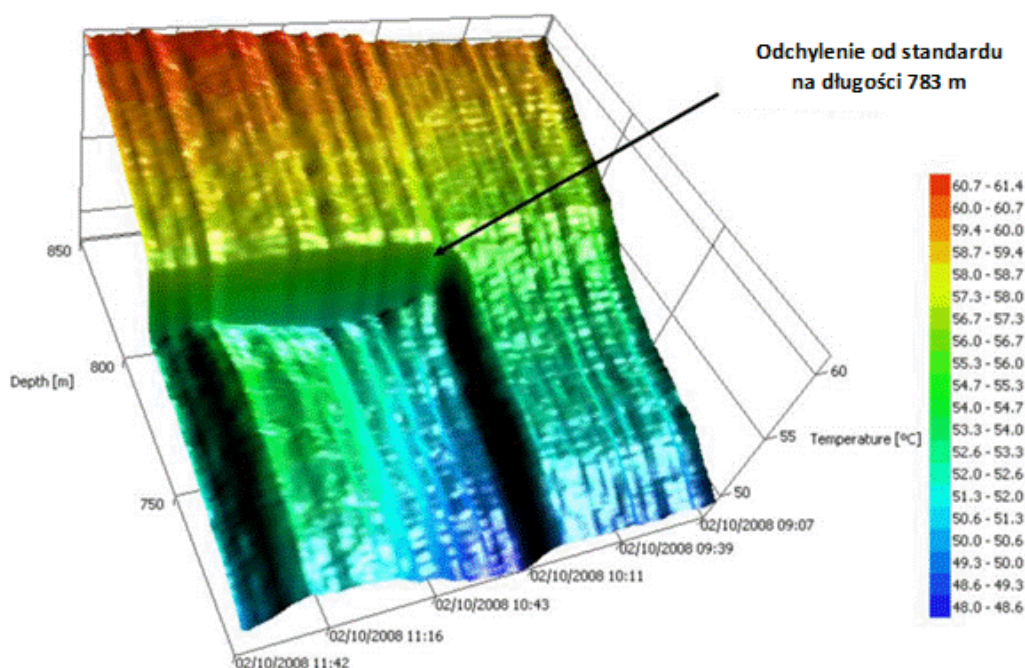
### 2.1. Analiza stanów przejściowych przy użyciu elementów nauczania maszynowego

Ze względu na dynamiczne wahania obciążenia podczas normalnej pracy sieci elektroenergetycznych, szczególnie w obszarze energii odnawialnej jak np. farmy wiatrowe lub fotowoltaiczne, nietypowe zachowania termiczne kabli elektroenergetycznych są trudne do wykrycia. Kolejnym akceleratorem nietypowych zdarzeń termicznych oddziaływujących na pracujące kable energetyczne może być otoczenie kabli poprzez lokalne oddziaływanie człowieka lub zjawisk naturalnych. Kable pracujące w bardzo zmiennych warunkach lub często na granicy przegrzania mogą być bardziej podatne na awarie, a ich żywotność może znacznie się skrócić. W związku z tym istotne jest wczesne wykrycie nieprawidłowych zachowań termicznych kabli podczas ich pracy.

Aby umożliwić identyfikację nietypowego zachowania kabli nazywanych również odchyleniem od standardu wykorzystuje się dodatkowe oprogramowanie MLTA (Machine Learning Transient Alarming) z zaimplementowanymi algorytmami wykorzystującymi elementy uczenia maszynowego. MLTA jest opcjonalnym modułem podstawowej aplikacji do analizy danych z urządzenia DTS, który umożliwia alarmowanie w przypadku nietypowych zdarzeń temperaturowych ukrytych w regularnych i typowych śladach temperaturowych. Taki typowy ślad temperaturowy to nic innego jak schemat zachowania odzwierciedlający jego normalną

pracę dla zmieniających się normalnych warunków otoczenia jak np. sezonowość, dzień/noc, nasłonecznienie/cień dla każdej pojedynczej lokalizacji. Każde inne zachowanie odbiegające od typowego może być detektowane jako odchylenie od standardu. Nowe zestawy śladów temperatury są analizowane na podstawie termicznego odcisku palca tworzonego z danych archiwalnych, umożliwiając dokładne rozróżnienie sytuacji nietypowych od normalnych wahań temperatury, umożliwiając tym samym wykrycie małych gorących punktów w krótszym czasie w porównaniu z konwencjonalnymi algorytmami wykrywania temperatury jak:

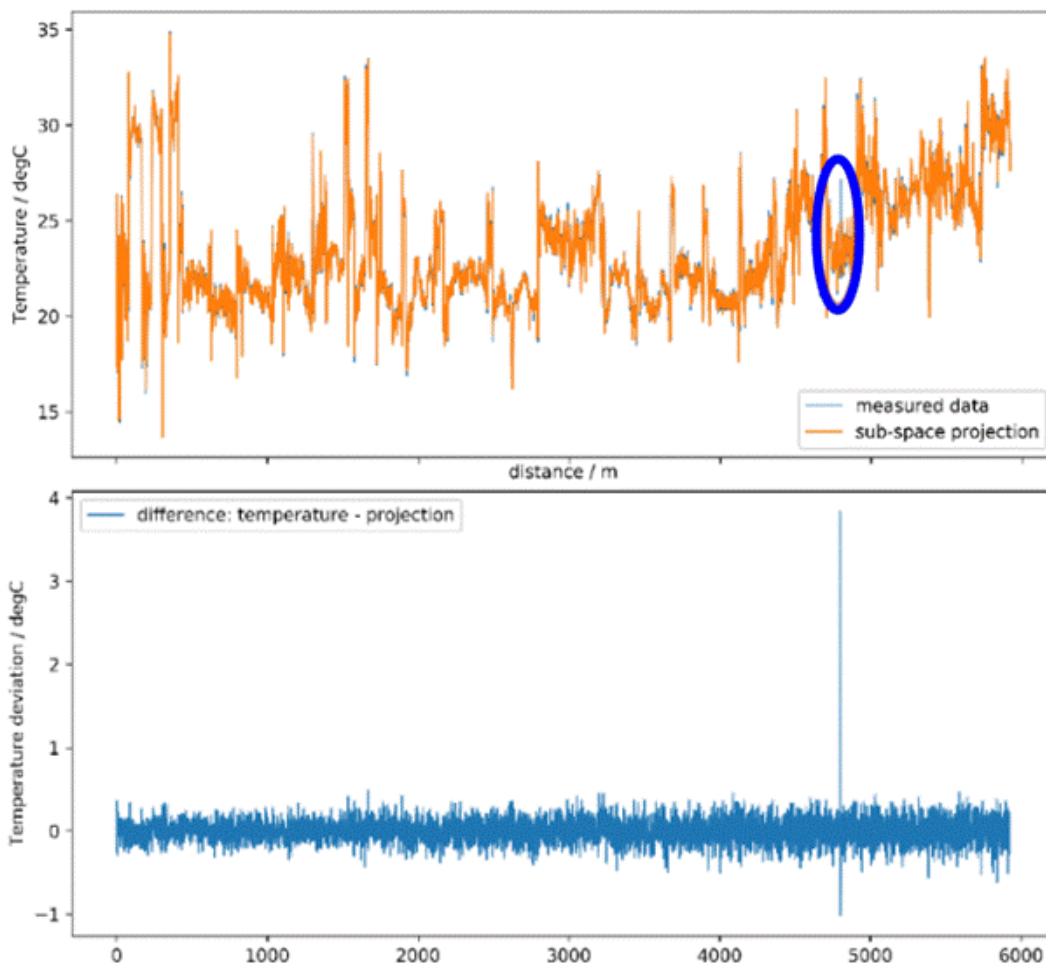
- przekroczenie temperatury maksymalnej,
- gradient temperatury,
- stała czasowa,
- różnica od wartości średniej.



**Rys. 1.** Przykład odchylenia od standardu na wykresie typu wodospad

Zastosowana w oprogramowaniu metoda analizy stanów przejściowych wykorzystująca elementy uczenia maszynowego (MLTA) w większym stopniu wykorzystuje możliwości detekcji zdarzeń jakie dają użytkownikowi systemy DTS w postaci odczytów temperatury z rozdzielczością przestrzenną i czasową (patrz rysunek 1). Można je oglądać w postaci obrazów, w których kod kolorystyczny przedstawia temperaturę. Każda zmiana temperatury wzdłuż kabla lub otoczenia będzie widoczna na tych obrazach. Metoda MLTA wyodrębnia typowe wzorce ze zbioru danych szkoleniowych zawierającego długoterminowy (zwykle 2 miesiące) zapis danych DTS monitorowanej instalacji. Dane powinny zawierać typowe warunki operacyjne, których można się spodziewać w okresie eksploatacji kabla m. in. zmiany temperatury kabla, wyłączenia awaryjne i ruchowe itp.

Cały zestaw danych szkoleniowych jest rozkładany na mniejsze segmenty pod względem czasu i położenia, aby zapewnić zbiór typowych zachowań wprowadzonych do algorytmu uczenia maszynowego. Algorytm ma na celu wyodrębnienie typowych dwuwymiarowych wzorców występujących podczas treningu zarówno w przestrzeni, jak i w czasie. W ten sposób przeprowadza redukcję cech, aby wyodrębnić i zapisać jedynie najbardziej charakterystyczne cechy danych wejściowych jako model referencyjny.

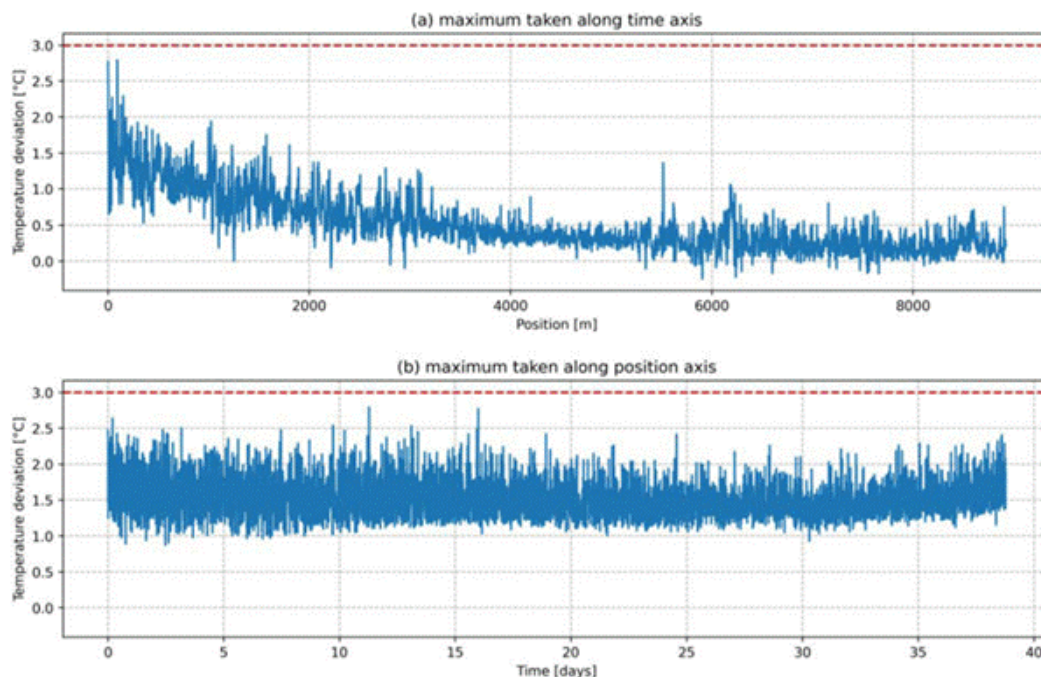


**Rys. 2.** Detekcja odchylenia od standardu MLTA

Model algorytmu jest specjalnie szkolony pod kątem radzenia sobie z właściwościami instalacji, do której monitorowania jest używany. Pozwala to na znaczną redukcję uciążliwych alarmów wywołanych wpływem środowiska, przy jednoczesnym zachowaniu wrażliwości na lokalne odchylenia temperatury spowodowane anomaliami temperaturowymi.

Ekstrakcja odchyłeń temperatury wykorzystuje wstępnie wytrenowany model w celu znalezienia najlepszego dopasowania bieżącej sytuacji do sparametryzowanych sytuacji ze zbioru uczącego. Metoda ta umożliwia łączenie wyników ze zoptymalizowanego zestawu funkcji, co oznacza, że nie jest to proste sprawdzenie, ale umożliwia także ekstrapolację wartości, jeśli sytuacje nieznacznie różnią się od tych, które miały miejsce w okresie szkolenia. Na przykład proces uczenia może wykazywać podobny wzór jak proces wstępnie przeszkolony, ale z inną wielkością; algorytm może odpowiednio dostosować wartości. Powstały zrekonstruowany profil temperatury można następnie porównać, aby wykazać wszelkie odchylenia temperatury, które nie są częścią wyuczonych wzorców.

Każdy przeszkolony model jest sprawdzany przed uruchomieniem. W tym celu wykorzystuje się zbiór danych niezależny od zbioru uczącego, np.: kolejny miesiąc zarejestrowanych danych z DTS. Zatem do pełnego szkolenia i walidacji zaleca się wykorzystanie danych trwających około trzech miesięcy. Następnie sprawdzany jest ten zestaw walidacyjny; czy przy zadanym progu nie wywołuje żadnych uciążliwych alarmów oraz czy jest zapewniona wystarczająca czułość na zdarzenia temperaturowe we wszystkich pozycjach i momentach.



**Rys. 3.** Maksymalne wartości uzyskane przez algorytm MLTA na zbiorze danych walidacyjnych. Czerwona linia przerywana oznacza żądany próg odchylenia temperatury, który ma zostać przetestowany: (a) maksimum w czasie, wyświetlane jako funkcja położenia, (b) maksymalne przekroczenie pozycji wyświetlane jako funkcja czasu.

Przykład testowania uciążliwych alarmów pokazano na rysunku 3. Z testów wynika, że przy zastosowaniu progu 3°C w ciągu miesiąca od przeprowadzenia testu nie wszczęłyby się żaden uciążliwy alarm. Należy dodać, że dla każdej instalacji indywidualnie wyznacza się ten próg.

## 2.2. Monitoring głębokości ułożenia kabla w dnie morskim

Drugą interesującą techniką wykorzystującą techniki światłowodowe jest monitoring lub też pomiar on-line głębokości ułożenia kabla w dnie morskim DoBS (Depth of Burial State). W przypadku takich realizacji określenie warunków zakopania może odegrać dużą rolę w zmniejszeniu ryzyka uszkodzeń kabli. Kable podmorskie są zakopywane na etapie instalacji w dnie morskim na określonej głębokości, ale w związku z oddziaływaniem fal i prądów morskich mogą zostać odsłonięte. Odkryte odcinki kabli podmorskich mogą wówczas być wystawione na zagrożenia z tytułu działalności połowowej i kotwiczenia, co wiąże się z kosztownymi naprawami i przerwami w przesyłce mocy, a także nieprzewidywanymi wpływami na wrażliwe środowisko morskie.

Główna zasada działania metody DoBS polega na obliczeniu funkcji korelacji zmiany temperatury obciążenia lokalnego, zwanej dalej reakcją termiczną. Im kabel jest płycej zakopany, tym szybciej ciepło z niego może zostać odprowadzone, a zatem tym mniejsza jest zmiana temperatury mierzona przez włókno po zmianie obciążenia.

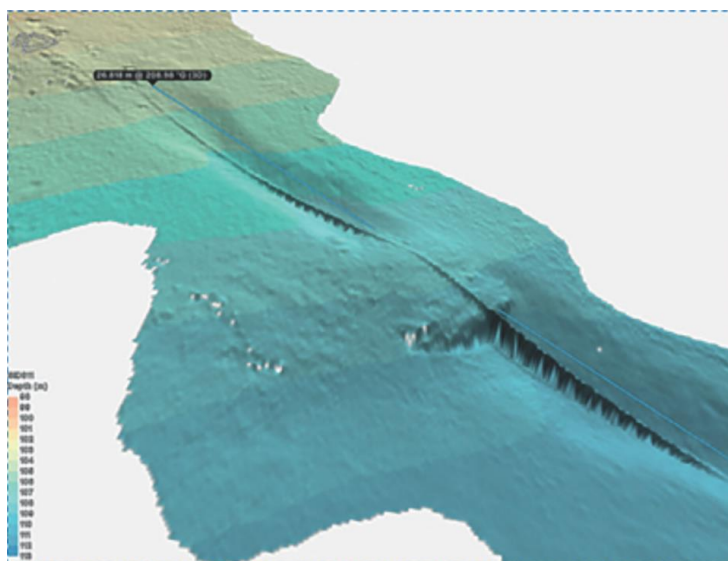
### 2.2.1. Studium przypadku dla linii 500 kV HVDC

Aby wykazać skuteczność metody obliczeniowej, porównano wyniki obliczeń z oprogramowania DoBS z lokalizacją rzeczywistych miejsc odsłoniętych kabli przy użyciu zdalnie sterowanej łodzi podwodnej (ROV) na połączeniu międzysystemowym 500 kV HVDC między Norwegią a Danią.



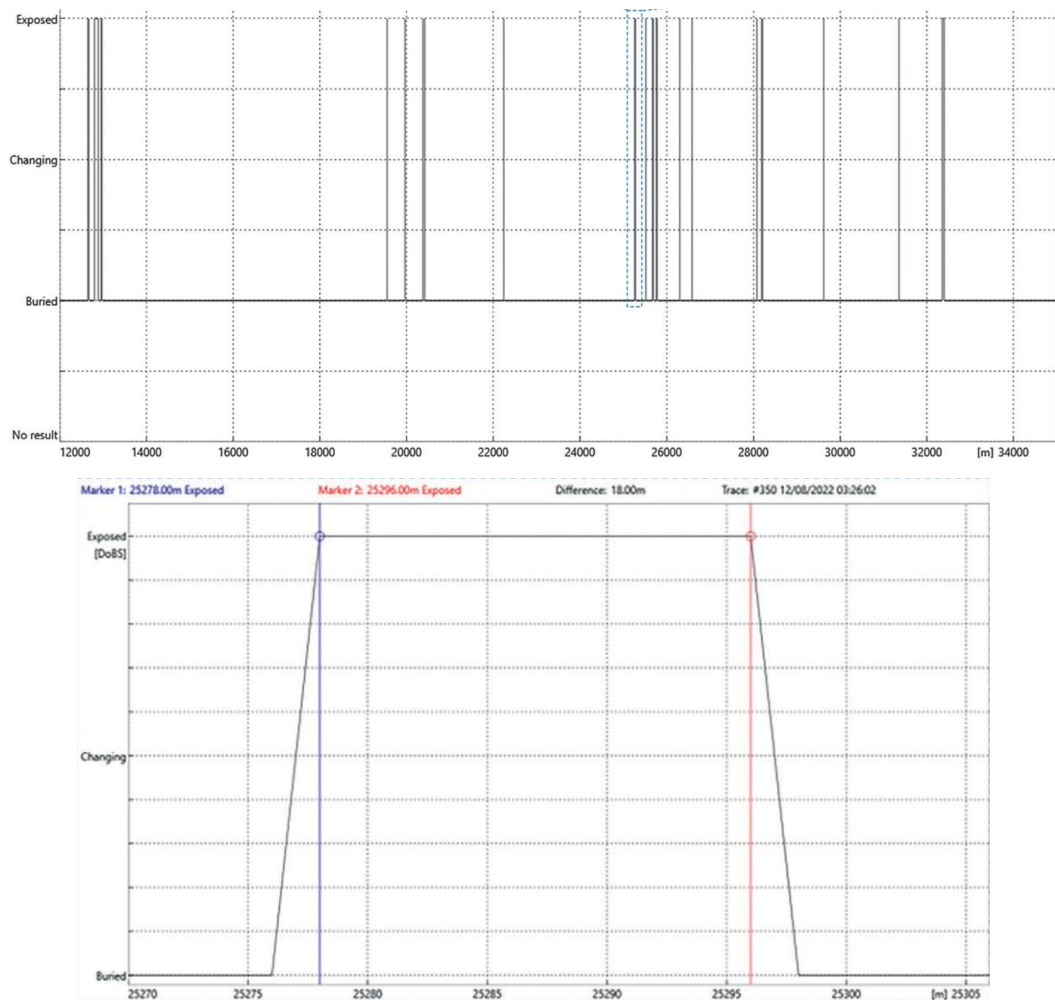
Jest to wspólny projekt dwóch operatorów systemów przesyłowych: Statnett w Norwegii i Energinet w Danii. Połączenie kablowe ma zdolność przesyłania mocy na poziomie 700 MW i obejmuje kabel podmorski o długości 137 km i kabel lądowy o długości 12 km po stronie norweskiej.

W celu weryfikacji wyników obliczeń z rzeczywistym ułożeniem linii latem 2022 roku przeprowadzono badanie ROV rozpoczynając od większej głębokości poruszając się w kierunku płytkiej wody. ROV został wyposażony w kamerę wideo oraz skaner wielowiązkowy, pozwalający na porównanie wszystkich obliczonych miejsc ekspozycji kabla ze stanem rzeczywistym. Obraz tych pomiarów jest przedstawiony na rysunku 5.



**Rys. 5.** Dane ze zdalnie sterowanej łodzi podwodnej (ROV)

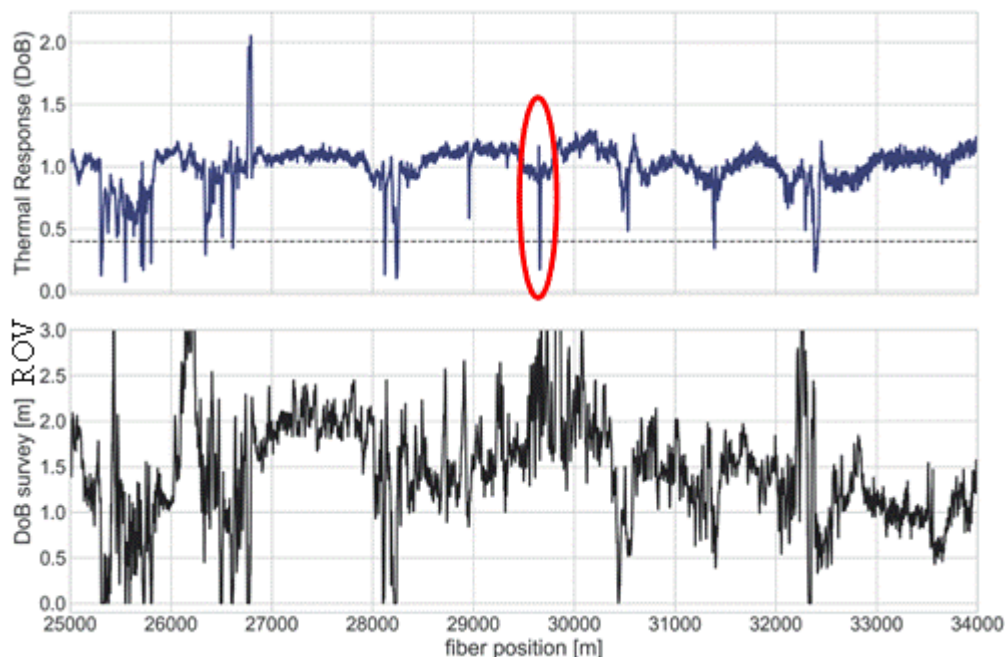
Do pomiarów wykorzystano urządzenie DTS o zasięgu 60 km do monitorowania temperatury, wykrywania hot-spotów i obliczeń DoBS, a także system DAS o zasięgu 80 km do lokalizacji uszkodzeń kabli. Co więcej, dane pomiarowe rozproszonego pomiaru gradientu temperatury (DTGS) dostarczane przez system DAS są łączone ze śladami temperatury dostarczonymi przez DTS na duże odległości, aby znacznie zwiększyć rozdzielczość temperatury. Ta metoda nosi nazwę – technika ulepszonego DTS (eDTS). Obydwa przyrządy pomiarowe są zainstalowane w szafie typu rack w Norwegii i podłączone do kabla światłowodowego, który jest zintegrowany z kablem HVDC.



**Rys. 5.** Dane DoBS dla wybranego odcinka linii kablowej HVDC

Profile temperatury są zbierane co 30 minut, a zaktualizowany profil DoBS jest generowany co 12 godzin. Rysunek 5 ilustruje obliczone wyniki DoBS dla pierwszego odcinka morskiego, zaczynając od strony norweskiej.

Na wykresie widać, że większość tego podmorskiego odcinka kabla jest zakopana, podczas gdy w niektórych lokalizacjach widoczne jest odstąpienie kabla prawdopodobnie na skutek ruchów dna morskiego, zwłaszcza na odcinku przybrzeżnym. Na podstawie obliczeń DoBS można było określić wszystkie lokalizacje odstąpiętych kabli. Fragment obliczonej odpowiedzi termicznej przez DoBS i odpowiadającą jej głębokość zakopania (potwierdzoną przez wielowiązkowy skaner ROV) pokazano na rysunku 6. Odpowiedź termiczna jest skalowana w taki sposób, że wartość 1 odzwierciedla typowe warunki zakopania, podczas gdy niskie wartości  $<0,4$  wskazują na odstąpienie kabli, co również zostało potwierdzone w badaniu ROV, a wartości pomiędzy nimi wskazują na niewielkie odstąpienie kabla.



**Rys. 6.** Obliczona odpowiedź termiczna oprogramowania DoBS i poniżej zmierzona głębokość zakopania przy użyciu skanera wielowiązkowym zainstalowanego w ROV

Podczas testu wykazano kilka lokalizacji, w których odpowiedź termiczna spada poniżej progu 0,4, ale pomiar ROV nie wskazuje na narażenie (zaznaczone czerwonym okręgiem na rysunku 6). We wszystkich tych lokalizacjach potwierdzono, poprzez inspekcję filmów z ROV, że kabel jest przykryty kamieniami lub żwirem. Dlatego transfer ciepła jest tutaj zdominowany przez konwekcję i żadna metoda oparta na analizie temperatury nie jest w stanie odróżnić tych lokalizacji od rzeczywistych odstępów kabla. Wnioski te mogą wymusić stałą obserwację przy użyciu ROV dla niejednoznacznych lokalizacji wskazanych przez DoBS.

Na rysunku widać również, że istnieją lokalizacje o wyższej odpowiedzi termicznej wynoszącej ok. 2. Lokalizacje te oznaczają wysoką rezystywność cieplną, co wskazuje na instalację kabla w kanale lub innym rodzaju systemów ochrony kabli (CPS). Tego typu osłony powinny być zinwentaryzowane i obliczenia DoBS powinny potwierdzić ich lokalizację.

### 3. Podsumowanie

Nowoczesne techniki informatyczne wykorzystywane w technice monitoringu pracy linii kablowych wychodzą naprzeciw najtrudniejszym wymaganiom użytkowników linii energetycznych na lądzie i na morzu. Na lądzie narzędzia wspierające monitoring mogą służyć jako dodatkowe narzędzie potrafiące wzbudzić alarm w sytuacji zachowań nietypowych, które mogą prowadzić do przyszłych awarii linii kablowych. Z kolei na morzu każde narzędzie mogące na bieżąco wskazywać na zagrożenia dla kabla jest niemalże bezcenne biorąc pod uwagę większe przesyłane tymi liniami moce oraz bardzo utrudniony dostęp do linii zakopanych na dnie morza a tym samym bardzo wysokie koszty dostępu i napraw takich linii.



## 30 LAT ENSTO W POLSCE

– NASZ WKŁAD W ROZWÓJ SIECI DYSTRYBUCYJNYCH NISKIEGO I ŚREDNIEGO NAPIĘCIA

*Lesław Kwidziński (ENSTO)*

W Polsce przemianom politycznym z 1989 roku towarzyszyły przemiany gospodarcze. Na początku lat dziewięćdziesiątych powstawały firmy, które wprowadzały do polskiej energetyki technologie powszechnie już stosowane za "żelazną kurtyną". W 1991 roku Jan Żurowski i Piotr Grodecki zauważyli, że w naszym kraju prawie w ogóle nie ma izolowanych linii napowietrznych, dlatego właśnie w tym obszarze rozpoczęli działalność marketingową dla Ensto, a w 1993 roku wspólnie z ENSTO SEKKO OY założyli Ensto Pol Sp. z o. o. z siedzibą w Gdańsku.

Wówczas w Polsce eksploatowano jedynie kilka eksperymentalnych izolowanych linii napowietrznych, które na niskim napięciu budowano od 1974 roku, a na średnim napięciu od 1984 roku. W sumie w 1989 roku tylko pięć Zakładów Energetycznych, na 35 wszystkich ówczesnie działających, posiadało linie eksperymentalne nn, a dwa zakłady linie SN.

W 1992 roku Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej zorganizowało pierwsze seminarium nt. "Przewody izolowane w liniach napowietrznych niskiego i średniego napięcia". Udział w prezentowaniu powyższych systemów mieli przedstawiciele Ensto, którzy dzielili się wieloletnimi doświadczeniami eksploatacyjnymi w krajach skandynawskich oraz wskazywali na korzyści wynikające ze stosowania różnych rozwiązań. PTPiREE bardzo aktywnie zainteresowało się wdrażaniem owych technologii w polskiej energetyce zawodowej, chociaż w tym okresie nie było polskich producentów osprzętu do takich linii. Dlatego w tym zakresie PTPiREE ściśle współpracowało z Ensto Sekko i Ensto Pol-em, który koncentrował się na promocji pełnych systemów izolowanych linii napowietrznych. W porównaniu do linii gołych nn i SN zdecydowanie poprawiały one niezawodność pracy sieci energetycznych.

Początkowo zastanawiano się nad wprowadzeniem do szerszego stosowania różnych systemów linii izolowanych niskiego napięcia takich, jak fiński AMKA ze stalową linką nośną i z gołym przewodem neutralnym, czy też w odmiennej wersji z izolowanym przewodem neutralnym. Brano pod uwagę również system francuski, gdzie funkcję linki nośnej pełnił izolowany przewód neutralny. Ostatecznie wybrano system z czterema przewodami izolowanymi samonośnymi typu AsXS(n).

Od 1992 roku PTPiREE rozpoczęło wydawanie albumów typizacyjnych dla linii izolowanych nn (Lnni) i linii SN w systemie PAS, czy później w systemie SAXKA.

W pierwszych albumach Lnni jedynym dostawcą zacisków i uchwytów było Ensto, które aktywnie brało na siebie ciężar rozpowszechniania tego systemu w Polsce i prowadzenia szkoleń dla pracowników Zakładów Energetycznych, projektantów i wykonawców.





**Rys. 1.** Piotr Grodecki prezentuje rozwiązania linii izolowanej czteroprzewodowej niskiego napięcia

Obecnie linie napowietrzne nn buduje się wyłącznie w systemie izolowanych linii czteroprzewodowych. W 2020 roku linie z przewodami izolowanymi stanowiły 25,7% wszystkich linii niskiego napięcia, a w wypadku linii napowietrznych udział wynosił 40%. Ensto pozostaje liderem w dostawie osprzętu do systemu czteroprzewodowego.



**Rys. 2.** Jan Żurowski i Piotr Grodecki w trakcie targów ENERGETAB 2002 na tle najpopularniejszego zacisku przebijającego izolację serii SLIP



W wypadku linii średniego napięcia powszechne uznanie w Polsce zyskał system z przewodami w osłonie izolacyjnej, którego pierwsze linie w Europie budowano w Finlandii. Stąd pochodzi też nazwa PAS, będąca akronimem fińskiego określenia linii izolowanej SN (Päälystetty Avojohto Suurjännitteelle). ENSTO już w latach 80. opracowało pełny system z zaciskami przebijającymi izolację, układami ochrony przeciwłukowej, uchwytami oplotowoskrętnymi i osłonami. PTPIREE wspólnie z ENSTO przeprowadzało wyjazdy szkoleniowe dla pracowników Zakładów Energetycznych, celem zapoznania się z fińskimi doświadczeniami w zakresie budowy i eksploatacji linii izolowanych nn i linii systemu PAS. Przewody o żyłę roboczej ze stopu AlMgSi i osłonie izolacyjnej z XLPE produkowało wiele firm, w tym firmy polskie.

ENSTO w Polsce w sposób ciągły stara się o zwiększanie niezawodności eksploatacyjnej oferowanych systemów. Dlatego ponad 10 lat temu wprowadziło na polski rynek przewody typu BLL-T (CCST) i BLX-T (CCSX), mające unikalną trójwarstwową (T= triple) konstrukcję osłony izolacyjnej. Przewody produkcji Amo Kabel AB, światowego lidera w produkcji przewodów w trójwarstwowej osłonie izolacyjnej, charakteryzują się wysoką jakością, odpornością na wnikanie wody i większą niezawodnością w stosunku do przewodów z jednowarstwową osłoną izolacyjną. Na żyłę nałożona jest warstwa półprzewodząca (podobnie jak w kablach SN) o minimalnej grubości 0,2 mm, zapewniająca równomierny rozkład pola elektrycznego, następnie warstwa izolacyjna o grubości 1,2 mm (w zależności od wersji przewodów z PE lub XLPE). Zewnętrzną osłonę izolacyjną stanowi warstwa o grubości 1,1 mm z dodatkami uodparniającymi na działanie promieniowania UV (w zależności od wersji przewodów z HDPE lub XLPE). Wszystkie warstwy osłony izolacyjnej wytłaczane są w jednym procesie produkcyjnym (są zespolone ze sobą), co uniemożliwia wnikanie wody pomiędzy warstwy izolacji w przypadku uszkodzeń osłony izolacyjnej.



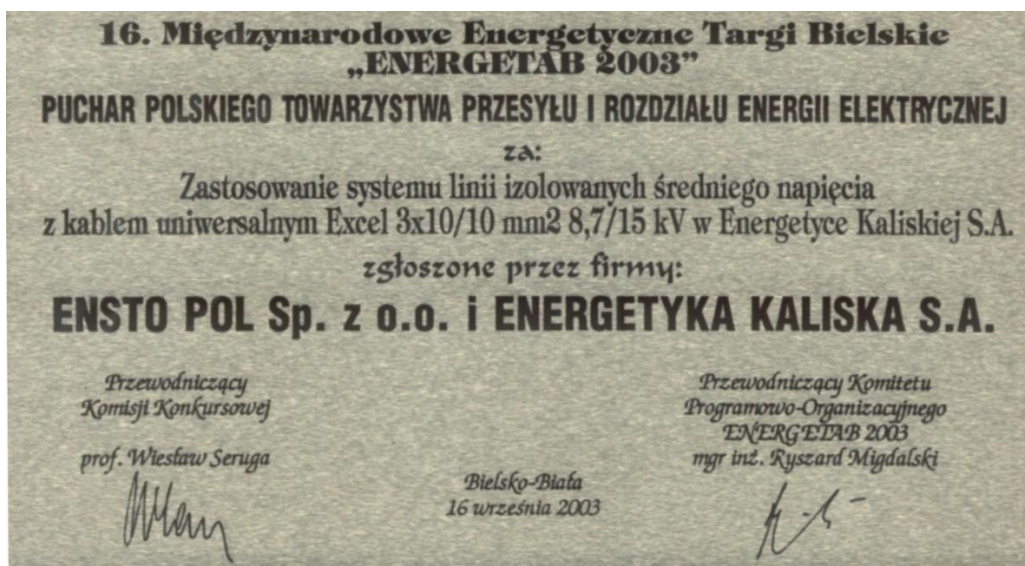
**Rys. 3.** System PAS z przewodami BLL-T (CCST AAAC 24 kV W) w trójwarstwowej osłonie izolacyjnej

W Polsce do 2020 roku zabudowano prawie 15 tys. km linii SN w osłonie izolacyjnej, co stanowi ok. 5% wszystkich linii SN. Należy zauważyć, że budowa linii w systemie PAS głównie dotyczyła modernizacji linii gołych w najbardziej awaryjnych odcinkach sieci napowietrznej, co przyczyniło się do znacznej poprawy współczynników SAIDI / SAIFI.

Obecnie nadal budowa nowych, jak i modernizacja linii gołych, w systemie PAS z przewodami w osłonie trójwarstwowej jest dobrą alternatywą dla kosztownych linii kablowych.

Do linii izolowanych średniego napięcia należy zaliczyć również system SAXKA, dla którego PTPIREE w latach 90 opracowało albumy typizacyjne. Jednak konstrukcja linii oparta na trzech jednożyłowych kablach SN owiniętych na lince nośnej stalowej, okazała się zbyt ciężka, powodując duże naprężenia i małe rozpiętości przęsł. Z tego powodu linie w tym systemie nie zyskały dużej popularności.

Ensto w Polsce ponad 20 lat temu po raz kolejny wprowadziło nowe rozwiązania linii izolowanych średniego napięcia w postaci systemu z kablami uniwersalnymi EXCEL & AXCES firmy Ericsson Cables AB (obecnie NKT Sweden AB). Trójżyłowe samonośne kable SN specjalnie zaprojektowane do linii napowietrznych, ale przeznaczone również do użycia w liniach kablowych układanych w ziemi, znalazły uznanie w polskiej energetyce. Dzięki lekkiej konstrukcji mogą być stosowane wspólnie z liniami izolowanymi niskiego napięcia na tych samych słupach, co stanowi optymalne rozwiązanie linii dwunapięciowych. Jednym z przykładów było zastosowanie kabla uniwersalnego na istniejących słupach linii nn i przeniesienie stacji transformatorowej SN/nn w głąb sieci, co spowodowało znaczne skrócenie linii nn. Za takie rozwiązanie Ensto Pol i Energetyka Kaliska S.A. otrzymały puchar PTPIREE w 2003 roku.



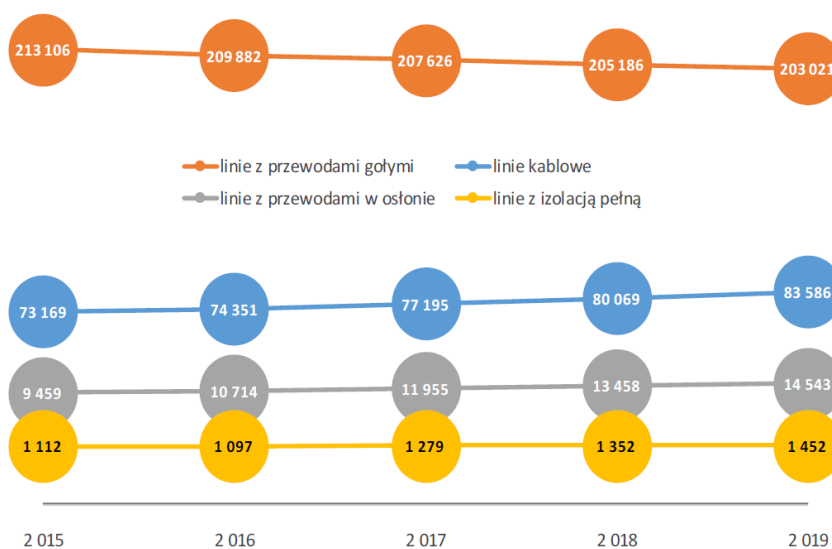
**Rys. 4.** Nagroda za pierwszą modernizowaną linię w technologii z kablami uniwersalnymi EXCEL

Skracanie linii niskiego napięcia 20 lat temu było istotne ze względu na spadki napięć. Obecnie temat powraca za sprawą instalacji fotowoltaicznych, które mają istotny wpływ na jakość energii. W wielu wypadkach skrócenie linii nn jest znacznie lepszym rozwiązaniem, niż zwiększenie przekroju przewodów, czy zamontowanie dodatkowych urządzeń, służących do regulacji napięcia.

Kable uniwersalne przez 20 lat, poza modernizacjami linii nn, budowano w szczególności w lasach, w górach, w pasie drogowym czy przy częstych przejściach linii kablowych w napowietrzne. Swoją niezawodność udowadniają w obszarach, gdzie linie narażone są na upadki drzew. W Polsce do dzisiaj wybudowano ponad 1 500 km linii z kablami uniwersalnymi EXCEL i AXCES.



Rys. 5. Linia izolowana SN (kabel uniwersalny typu AXCES) w lesie



Rys. 6. Długość linii SN (w km) dla pięciu największych OSD w podziale na technologie budowy (opracowanie Jarosław Tomczykowski na podstawie danych z OSD [4])

Ensto zazwyczaj uważa się za eksperta z zakresu napowietrznych linii izolowanych nn i SN. Jednak w momencie ogłoszenia przez Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD) powszechnego programu kablowania, Ensto Pol, jako pierwszy zaczął mocno promować układanie kabli SN metodą mechaniczną bezwykopową (metodą płuzenia). Pierwsze artykuły napisaliśmy w 2018 roku, wskazując na powody wdrażania tej metody oraz podnosząc kwestie konieczności aktualizacji normy N SEP-E-004 „Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa”



Założenia programu kablowania obejmowały modernizację gołych linii napowietrznych SN w obszarach leśnych i przebudowę na linie kablowe. W takich wypadkach metoda płuzenia jest istotnie tańsza od metod konwencjonalnych. Metoda płuzenia w stosunku do tradycyjnych metod zdecydowanie redukuje negatywny wpływ na środowisko oraz dodatkowo pozwala na skrócenie czasu realizacji budowy, a więc również w niektórych wypadkach zmniejszenie uciążliwości dla mieszkańców i zakłóceń ruchu ulicznego.

Po serii naszych prezentacji w OSD, Energa Operator w 2018 roku zdecydowała się wykonać pierwszą instalację pilotażową i powierzyła jej realizację Ensto Pol, który zaoferował kabel typu AXAL-TT-PRO (produkcji NKT Sweden AB), o konstrukcji odpowiedniej do metody płuzenia.



*Rys. 7. Pierwsza instalacja metodą płuzenia w OSD – Energa Operator. Pługoukładacz wibracyjny, układający kabel trzyżyłowy AXAL-TT-PRO*

Ensto Pol, również jako pierwsza firma, wprowadzała metodę płuzenia w PGE Dystrybucja w 2019 roku i w ENEA Operator w 2020 roku. We wszystkich tych OSD zastosowano metodę płuzenia w oparciu o pługoukładacze wibracyjne i kable typu AXAL-TT-PRO. W 2020 roku Ensto Pol sprowadził austriacką firmę IFK GmbH, która ułożyła dwie linie kablowe w Tauron Dystrybucja metodą pługa ciągnionego. Była to pierwsza taka instalacja w OSD w Polsce.



*Rys. 8. Tauron Dystrybucja układanie kabla AXAL-TT-PRO metodą pługa ciągnionego*

Obecnie wytyczne odnośnie metody maszynowego układania kabli (płużenia) zostały opisane w nowej normie N SEP-E-004:2022-08, co również ułatwia tworzenie własnych wymagań poszczególnych OSD w tym zakresie. Metoda płużenia znalazła uznanie na tyle, że jedno z OSD postanowiło zakupić maszyny tego samego typu, jakie posiadała firma IFK, układając kabel w Tauron Dystrybucja.

Z naszego doświadczenia wynika jednak, że przy układaniu kabli SN i nn optymalnym ekonomicznie rozwiązaniem jest płużenie małymi pługoukładaczami wibracyjnymi. Dla takich maszyn trójżyłowy kabel SN typu AXAL-TT-PRO jest ciągle najlepszym technicznym i ekonomicznym rozwiązaniem.

## Podsumowanie

*„Realne możliwości praktycznej realizacji w Polsce elektroenergetycznych linii napowietrznych z przewodami izolowanymi wystąpiły dopiero wówczas, gdy:*

- *zniesiono lub co najmniej ograniczono bariery importowe,*
- *pojawiły się oferty zagraniczne dostosowane do warunków krajowych (prekursorem w tym zakresie była firma Ensto)”. [2]*

Nowoczesne linie napowietrzne nn i SN, budowane w oparciu o technologie wprowadzane na rynku polskim przez Ensto, dały wymierne korzyści Zakładom Energetycznym (następnie OSD) w postaci zwiększenia niezawodności linii energetycznych i zmniejszenia wskaźników awaryjności (tj. SAIDI i SAIFI). Nowe technologie dawały również impuls polskim firmom, które rozpoczęły produkcję nowych rodzajów przewodów, kabli czy też osprzętu.

Ensto cały czas promuje metody płużenia kabli energetycznych SN, zwracając szczególną uwagę na aspekt ekonomiczny i jakościowy takich instalacji. Metody te będą z czasem zdobywać coraz większą popularność, nie tylko ze względu na korzyści finansowe i krótki czas realizacji, ale również ze względu na przewidywany w przyszłości brak pracowników.

Ensto aktywnie wspiera technicznie projektantów, wykonawców i pracowników OSD w zakresie budowy linii napowietrznych izolowanych i linii kablowych, układanych metodą płużenia. W swojej ofercie, poza wysokiej jakości osprzętem, dzięki współpracy z NKT i Amo posiada także najlepsze rozwiązania przewodów i kabli przeznaczonych do takich linii.

## Literatura:

- [1] Wojciech Kozubiński. Linie napowietrzne z przewodami izolowanymi – działania Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, stan wdrożenia w spółkach dystrybucyjnych. Konferencja Naukowo - Techniczna, Elektroenergetyczne linie napowietrzne z przewodami izolowanymi, 3-4 grudnia 1998, Bielsko-Biała.
- [2] Zbigniew Gacek, Andrzej Pieńkowski, Zenon Rusiński, Waldemar Skomudek. Elektroenergetyczne linie napowietrzne z przewodami izolowanymi. PTPiREE, czerwiec 1995 r., Poznań.
- [3] Lesław Kwidziński. Optymalizacja kosztów i czasu układania linii kablowych SN poprzez płużenie kabla AXAL-TT-PRO. Energia Elektryczna, 2/2019.
- [4] Jarosław Tomczykowski. Wpływ technologii budowy linii średniego napięcia na niezawodność sieci. Energia Elektryczna, 1/2021.
- [5] Jarosław Tomczykowski. Analiza zmian sieci dystrybucyjnej w latach 2016-2020. Energia Elektryczna: 9/2021.

- [6] Ensto Katalog wyrobów dla energetyki, Styczeń 2023.





## Przykłady wprowadzania do energetyki europejskiej linii Napowietrznych z przewodami izolowanymi na poziomie nn i SN



Początkowo brak było w Polsce wspólnego nazewnictwa linii z przewodami izolowanymi

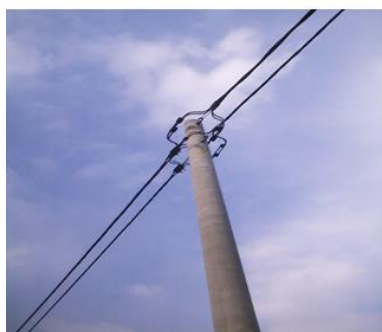
### LINIE SN

w osłonie  
izolacyjnej

w  
izolacji

Niepełnej izolacji

Pełnej izolacji



### LINIE nn

w pełnej izolacji

tory główne przyłącza  
i linie na  
fasadach budynków



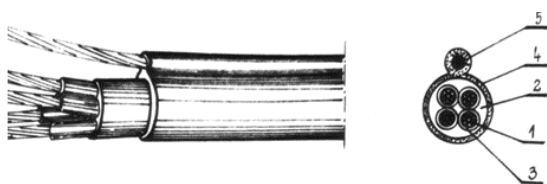
**Napowietrzne linie kablowe** - prace studialne i wdrożeniowe były prowadzone w Polsce już od roku 1974 m.in. przez **BSiPE Energoprojekt Poznań i Warszawa**.

Posiadane wówczas ograniczone środki finansowe pozwoliły jedynie na realizację kilku odcinków eksperymentalnych linii niskich napięć.

W ramach serii prototypowej Fabryka Kabli w Ożarowie wyprodukowała ponad dziesięć kilometrów „splotowego kabla napowietrznego”. Kabel składał się z 3 przewodów fazowych typu LAKY 3 x 50 mm<sup>2</sup> oraz jednego przewodu zerowego\* i nośnego typu AFLY – 50 mm<sup>2</sup>.

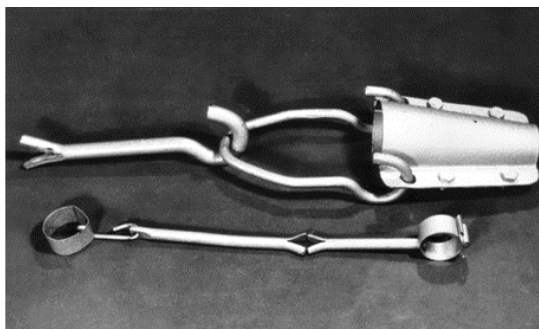
Fabryka Kabli i Przewodów w Szczecinie Załomiu wyprodukowała samonośne, izolowane przewody przyłączone o symbolu YALYn 4 x 16 mm<sup>2</sup>. Najczęściej dodatkowo do tych przewodów „dowieszano” wiązkę przewodów do zasilania oświetlenia ulicznego (np. ALY 25 mm<sup>2</sup>).

*Linia nn z przewodami w izolacji w **Miejskiej Górcie** koło Rawicza o długości 1 km została zbudowana przez ELTOR-Poznań wg projektu Energoprojektu Poznań na słupach betonowych typu ŻN wzdłuż pięknie zadrzewionej ulicy. Dzięki temu drzewa miały być tylko lekko przycięte. Inne prototypowe realizacje z tamtego okresu to dwie linie w **Puszczykowie pod Poznaniem** (0,8 km) oraz linia w **Magdalence pod Warszawą** (ok.5 km), zaś w Gliwicach zbudowano linię prowadzoną po fasadach budynków. Nierealny kurs dolara nie pozwalał na import osprzętu potrzebnego do budowy linii napowietrznych z przewodami izolowanymi, stąd próby wykonania tych elementów w kraju, a dokładnie z **Zakładzie Doświadczalnym EP w Poznaniu**.*

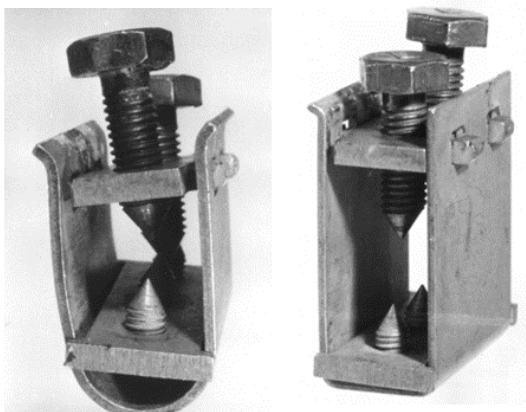


BUDOWA KABLA NAPOWIETRZNEGO

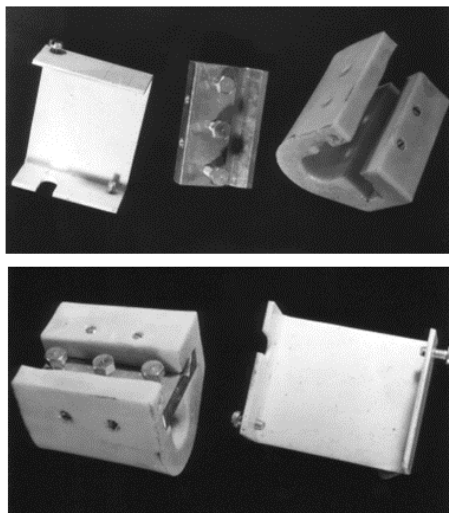
1. żyła aluminiowa
2. płaszcz wypełniający
3. izolacja polwinil chloridowa
4. płaszcz polwinil chloridowy czarny
5. pręt niosący o średnicy 6,3 mm stalowy



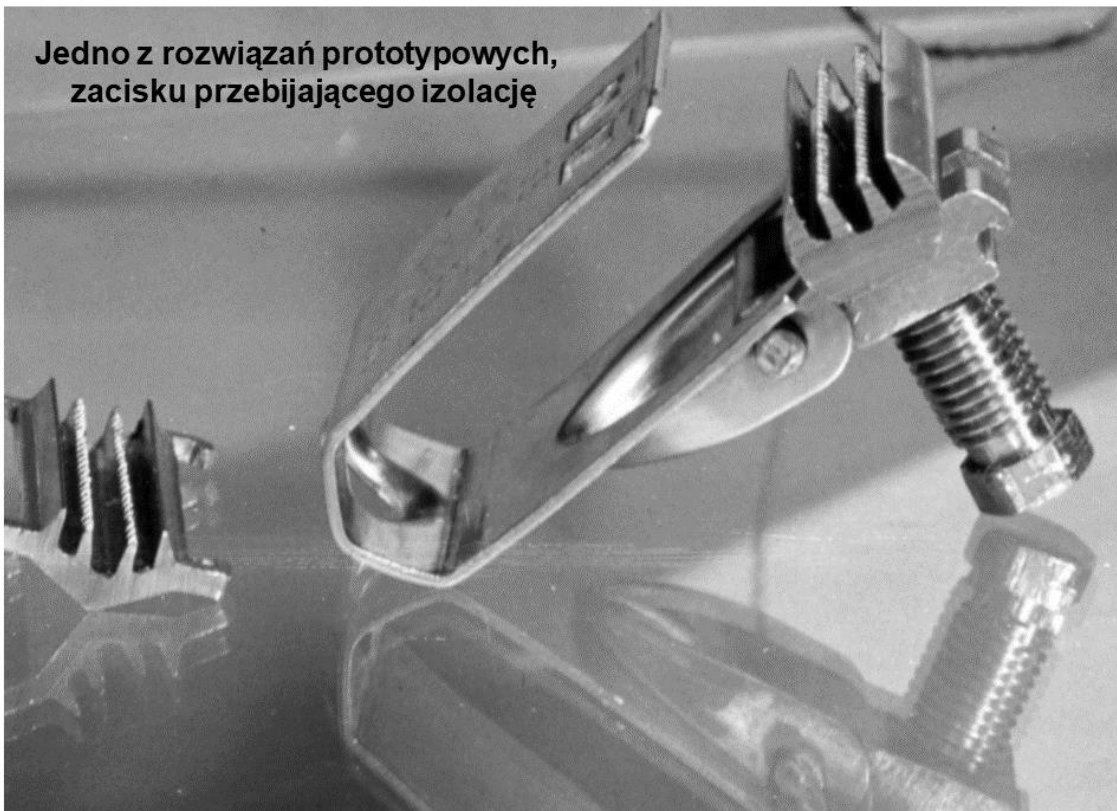
**Polskie rozwiązania prototypowe przewodów i osprzętu z lat 70 tych XX w.**



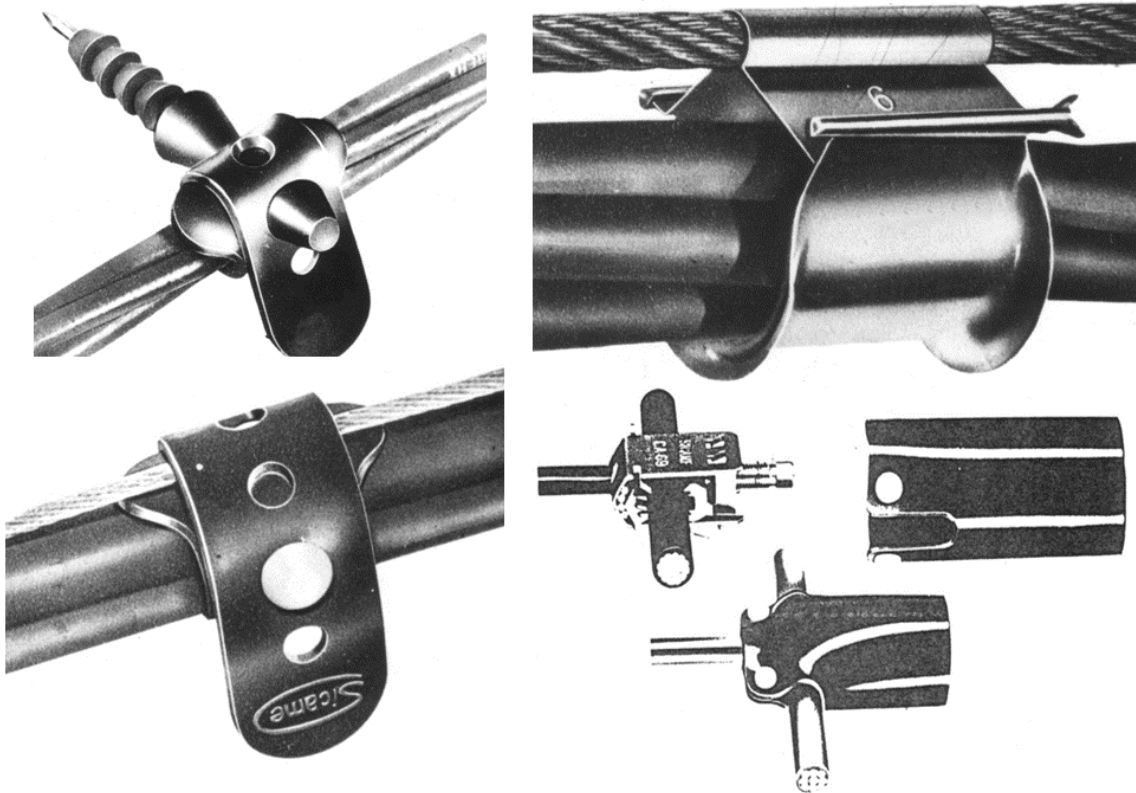
Z pracy inżynierskiej Janusza Grobelnego IE PP, wrzesień 1975



**Jedno z rozwiązań prototypowych, zacisku przebijającego izolację**







Rozwiązania techniczne osprzętu francuskiego z lat 60 tych



Rok 1975/1976 Pierwsze linie z przewodami izolowanymi



Miejska Górka



1 km

Magdalenka



ok. 5 km



Jest linia, drzewa trzeba wyciąć !  
Miejska Górka po montażu  
przewodów izolowanych.



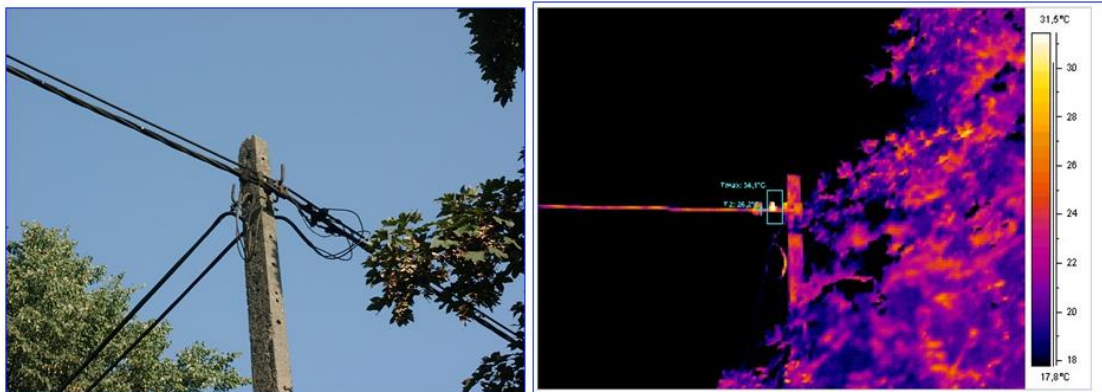
Linia nn z przewodami izolowanymi  
po 30 latach eksploatacji.  
Energoprojekt Poznań/ELTOR Poznań  
1974/76 Miejska Górka



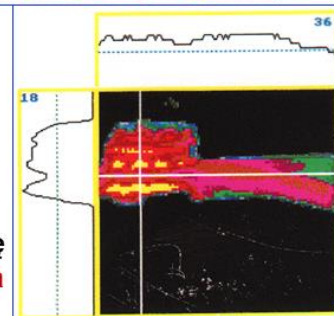
Inne linie prototypowe:  
Puszczykowo 1977  
Magdalena 1976



**Ocena stanu linii napowietrznych nn z przewodami izolowanymi, które zaprojektowano (Energoprojekt Poznań) i wybudowano w latach 1976 i 1977 w Puszczykowie pod Poznaniem.**



Badaniom, w roku 2002, poddano dwa odcinki linii napowietrznej niskiego napięcia z przewodami izolowanymi. Linie te do dziś są eksploatowane w Puszczykowie przy ulicach: Wiązowej i Kosynierów Miłosławskich. Wykryto jeden element wadliwy. Linie po oddaniu do eksploatacji muszą być izolowane. Problemem było: jak zbadać zaciski przebijające izolację  
**Tylko przy pomocy termowizji możliwa była ich kontrola**



**Droga od krajowych rozwiązań prototypowych do nowoczesnych linii napowietrznych z przewodami izolowanymi była długa i kreta. Podstawowymi problemami w latach 70 i 80 tych były:**

- nierealny kurs złotego do \$ i innych zachodnich walut,
- próby (nie do końca udane) zastąpienia elementów importowanych linii - zamiennikami krajowymi,
- ograniczenie funduszy na tzw. wdrożenia (kryzys),
- ograniczenie do minimum kontaktów z „zachodem”



W przeciągu półtora roku doprowadzono do zdławienia hiperinflacji z poziomu **685,8%** (1990) do 60% i urealnienia kursu zł – wprowadzono sztywny kurs zł



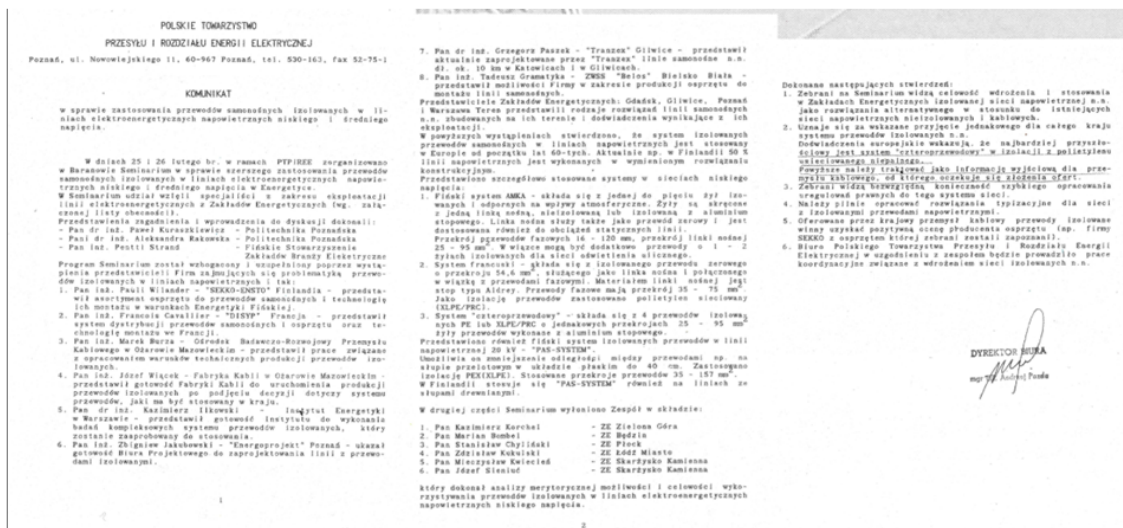
**Polska energetyka zaczęła się zmieniać ! Po roku 1990, urealnienie kursu dolara, pozwoliło wreszcie poważnie myśleć o modernizacjach sieci elen.**



Pierwsze Seminarium PTPIREE nt. zastosowania przewodów izolowanych w liniach elektroenergetycznych niskiego i średniego napięcia w Polsce, odbyło się w Baranowie k. Poznania w dniach 25 i 26 lutego 1992 roku.

Referaty wprowadzające do dyskusji przygotowali i wygłosili:

**Prof. Aleksandra Rakowska i dr Paweł Kuraszkiwicz z Politechniki Poznańskiej**



Protokół z Seminarium z dnia 26 lutego 1992 opublikowany w materiałach kongresowych „SYSTEMY LINII IZOLOWANYCH W POLSCE” Poznań, 26-27 lutego 2002 roku



### Seminarium

**Kable samonośne i przewody izolowane w liniach elektroenergetycznych napowietrznych niskiego i średniego napięcia, PTPIREE, Baranowo k/Poznania, 26-27.02.1992**

Na seminarium Towarzystwo podjęło się funkcji koordynatora działań zmierzających do upowszechnienia stosowania tej technologii. W trakcie seminarium, dla usprawnienia realizacji tego zadania wyłoniono Zespół ds. *przewodów izolowanych w liniach napowietrznych*, w którego skład weszło kilku przedstawicieli ówczesnych Zakładów Energetycznych i z uczelni.

Zespół ten, w nieco zmienionym już składzie, działa nadal i przyjął bardziej uniwersalną nazwę: **zespół ds. linii napowietrznych**

Program Seminarium został wzbogacony i uzupełniony o wystąpienia przedstawicieli firm zajmujących się problematyką przewodów izolowanych w liniach napowietrznych. Swoje wyroby zaprezentowało kilku przedstawicieli przemysłu krajowego oraz firmy zagraniczne

Przedstawiciele Zakładów Energetycznych omówili doświadczenia wynikające z eksploatacji odcinków linii izolowanych zbudowanych w latach 70 -tych.

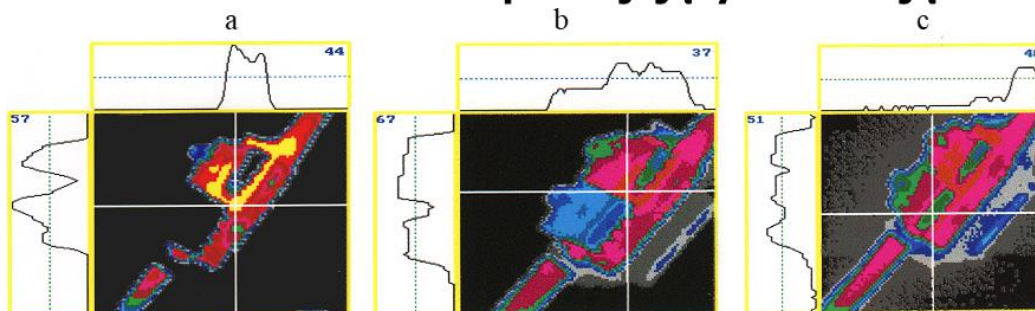
Analiza trzech podstawowych systemów napowietrznych linii izolowanych:

- fińskiego systemu z linką nośną,
- francuskiego systemu z przewodem zerowym\* służącym jako linka nośna,
- systemu czteroprzewodowego z przewodami izolowanymi o jednakowych przekrojach, zwanego później systemem samonośnym.

Sześćosobowy zespół złożony z przedstawicieli ZE przedstawił sześć tzw. stwierdzeń, z których najważniejsze to przyjęcie do stosowania w warunkach polskich **systemu czteroprzewodowego w liniach nn**

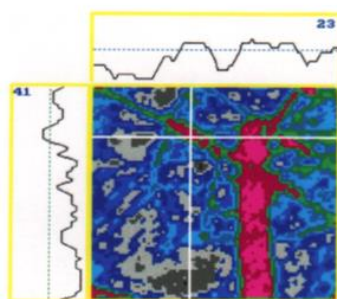
W ramach Seminarium firma ENSTO zaprezentowała, oprócz rozwiązań linii izolowanych nn, także system z przewodami w osłonie izolacyjnej (PAS), na izolatorach, do stosowania w liniach SN do 30 kV.

## Wykorzystanie termowizji do oceny stanu zacisków przebijających izolację



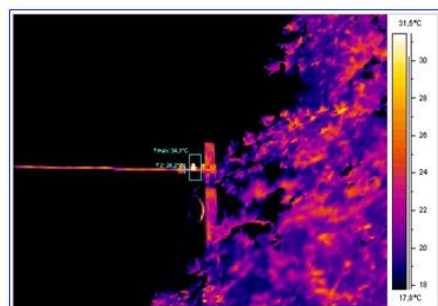
### Badania laboratoryjne (IE PP)

Na rys. a – nieprawidłowe zamontowanie zacisku przebijającego izolację



### Badania linii w eksploatacji

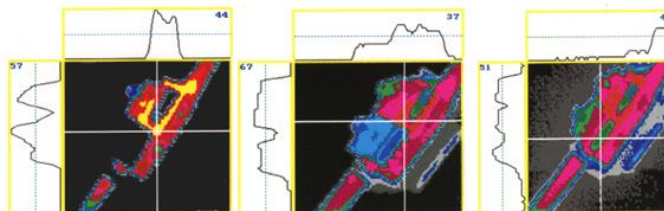
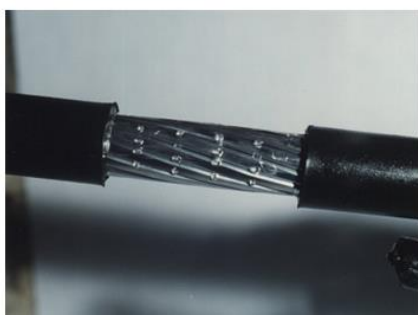
Szerokie badania dotyczące przewodów i osprzętu dla linii z przewodami izolowanymi były prowadzone różnych instytucjach naukowych (m.in. PP) i certyfikujących. Efektem były: wspólne artykuły na seminarjach, szkolenia teoretyczne i wyjazdy szkoleniowe.  
n.p. artykuł Jacka Ratajczaka ENSTO, i Andrzeja Grzybowskiiego IE PP i praca „Krytyczna ocena norm....





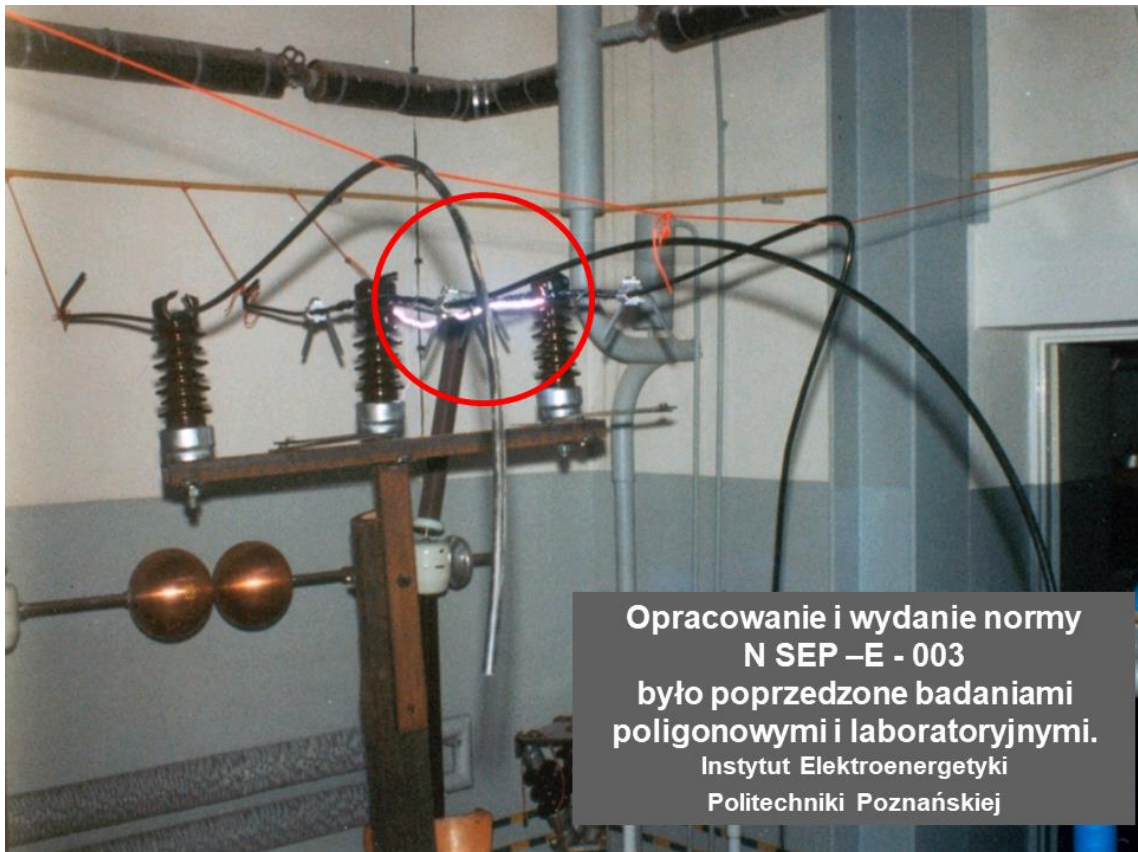


Osprzęt i badanie osprzętu  
w IE PP badania termowizyjne



Badanie oddziaływania warunków atmosferycznych na przewody  
i na konstrukcje wsporcze



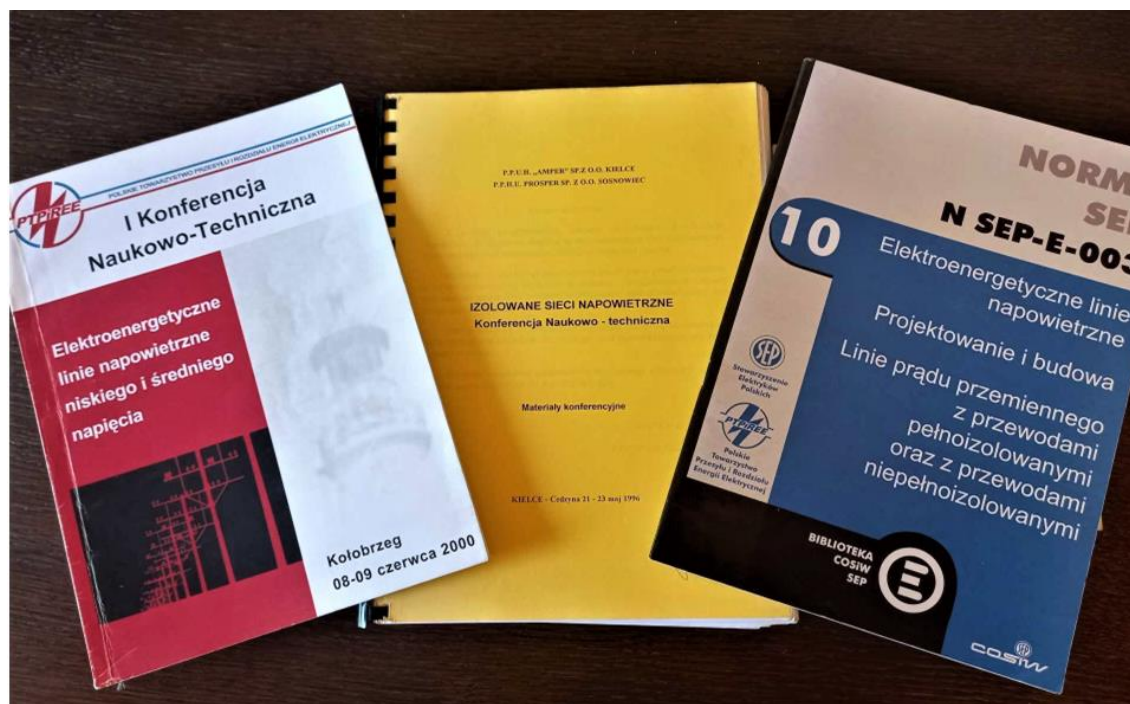


Pierwsza Konferencja Naukowo-Techniczna obradowała w marcu 1994 roku w Bielsku Białej (ZiAD). Autorzy reprezentujący środowiska naukowe, energetykę zawodową i producentów elementów do budowy elektroenergetycznych linii napowietrznych, tak krajowych jak i zagranicznych, przedstawili 21 referatów dotyczących linii izolowanych w warunkach polskich. Pod koniec 1994 roku, pod redakcją Waldemara Skomudka, została opracowana i wydana przez PTPiRE pierwsza polska książka, w której autorzy przedstawili kolejno różne aspekty dotyczące tej tematyki.





Podstawowym problemem we wdrażaniu linii izolowanych do polskiej praktyki eksploatacyjnej był brak aktów prawnych regulujących zasady projektowania takich linii. PTPiREE podejmowało udane próby zastąpienia ich wytycznymi, warunkami technicznymi i innymi publikacjami mającymi pomóc w tym względzie



Konferencje i inne spotkania, które pozwoliły wypracować wspólne stanowisko na temat bezpiecznej eksploatacji linii napowietrznych z przewodami izolowanymi

# LATA 90-te Konferencje, sympozja, wycieczki techniczne, dyskusje i spory

- 1994 Bielsko Biala
- 1996 Porążyn
- 1996 Kielce
- 1995 Książka pod red. W. Skomudka
- 1998 Bielsko-Biala
- 1998 Przegląd Elektrotechniczny

Prof. Gacek, prof. Kosztaluk, dr Paszek  
**Podsumowanie analiz i dyskusji**

## Zakończenie sporów i podjęcie ważnych decyzji, pozwoliło na opracowanie i wydanie w 2003 roku Normy N SEP-E- 003

## Elektroenergetyczne linie napowietrzne Projektowanie i budowa

Linie prądu przemiennego z przewodami pełnoizolowanymi  
oraz z przewodami niepełnoizolowanymi.

Norma stanowiła uzupełnienie normy  
PN-E-05100-1:1998 Linie z przewodami gołymi.

Prof. ZBIGNIEW GACEK  
Półtechnika Śląska  
Prof. ROMUALD KOSZTALUK  
Instytut Energetyki Warszawa  
Dr inż. GRZEGORZ PASZEK  
PFIU TRANZEX Sp. z o.o., Gliwice

### Krajowe linie napowietrzne średniego napięcia z przewodami w izolacji polimerowej Podsumowanie analiz i dyskusji\*

**Wstęp**

Elektroenergetyczne linie napowietrzne z przewodami w izolacji polimerowej są coraz częściej obiektem analiz prac studialnych oraz badań laboratoryjnych i pól doświadczalnych. Dotyczy to linii niskiego, średniego, a nawet wysokiego napięcia (110 kV). Zainteresowanie takimi liniami w kraju i zagranicą uzasadnia możliwość uzyskania podczas ich eksploatacji znaczących korzyści technicznych i ekonomicznych.

Doradnie użytkowym efektem badań linii z przewodami w izolacji polimerowej jest coraz częściej weryfikacja praktycznych rozwiązań technicznych. Do bardziej dalekosiężnych celów prac studialnych i towarzyszących im badań należy zaliczyć: racjonalizację, a nawet optymalizację obecnie dostępnych rozwiązań technicznych linii oraz poszukiwanie takich nowych rozwiązań, które byłyby wystarczająco niezawodne i jednocześnie najpełniej przystosowane do eksploatacji w zadanych warunkach lokalnych danego kraju lub regionu.

Praktycznym dowodem świadczącym o niezalążącym zainteresowaniu światowej energetyki liniami napowietrznymi z przewodami w izolacji polimerowej jest m.in. fakt organizowania przez EA Technologicaly w Wielkiej Brytanii corocznych seminariów, a obecnie już konferencji międzynarodowych, poświęconych tej tematyce ([10] i [11]). Czynnymi uczestnikami takich spotkań są znaczący przedstawiciele energetyki zawodowej, przemysłu oraz odrębnych badawczych i badawczych i w wielu krajach świata. Opierając się i wygłaszane przez nich referaty są na ogół żywo dyskutowane.

\*Krajowy przegląd

PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY R. LXXIV 2/1998

Należy to uwzględnić przed podjęciem w kraju na szerszą skalę prac konstrukcyjno-technologicznych w tym zakresie. Linie napowietrzne SN z przewodami w izolacji polimerowej są realizowane zgodnie z wytycznymi zawartymi w przepisach oraz normach europejskich i kraju producenta lub użytkownika (np. w normach fińskich i szwedzkich). Trwają prace nad krajowymi dokumentami normalizacyjnymi o charakterze norm państwowych oraz warunków technicznych, wskazówek i wytycznych dla projektantów, montażystów i energetyki zawodowej. Aktywną rolę w tych pracach odgrywa Polskie Towarzystwo Przemysłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.

**Podsumowanie**

- W krajowych sieciach rozdzielczych celowe jest stosowanie jedynie dostatecznie sprawdzonych rozwiązań linii napowietrznych SN z przewodami w izolacji polimerowej. Do takiej grupy rozwiązań technicznych należą m.in. linie wyposażone w przewody o niepełnej izolacji.
- Linie napowietrzne SN z przewodami ośmiożyłymi spełniają wymagania w zakresie kondykcji izolacji, ochrony przed porażeniami i – w dostatecznym stopniu – ochrony przed przepięciami, pod warunkiem wyposażenia ich w nowoczesne odgromniki zaworowe.
- Stosowanie powyższych linii ma zasadniczo merytoryczny i ekonomiczny w pigułce przypadek. Gdy od przewodów wymaga się takich właściwości jak od kabli ziemnych, wówczas w zasadzie jest stosowanie przewodów pełnoizolowanych z odpowiednią i dodatkową osłoną zewnętrzną, czyli kabli napowietrznych.
- Oprócz skutecznej ochrony przed przepięciami, cechą nie wykonalną jest dla bezawaryjnej pracy linii napowietrznych SN z przewodami w osłonie izolacyjnej jest ich odporność na inne interakcje eksploatacyjne, takie jak oddziaływanie powodujące drgania i korozyjne przewody oraz sadz.
- Uprawnienie techniki linii z przewodami w izolacji polimerowej w krajowych sieciach rozdzielczych wpłynęło znacząco na poprawę warunków i na jakość dostawy energii elektrycznej do odbiorców. Pomysłowy rozwój działań wdrożeniowych w tym zakresie jest w szeroko pojętym interesie społecznym.



Prof. dr hab. inż. ZBIGNIEW GACEK  
Urodził się w 1942 r. w Bydgoszczy. Studiował w Wydziale Elektrotechniki Politechniki Śląskiej w Katowicach w 1962 r., doktoryzował się w 1971 r., uzyskał habilitację w 1976 r. i tytuł profesora w 1992 r. Specjalizuje się w dziedzinie energetyki. Zainteresowania naukowe: technika wyładowań, a szczególnie wyładowania atmosferyczne, zjawiska atmosferyczne i wyładowania na liniach napowietrznych. Brał udział w projektowaniu i budowie linii napowietrznych średniego napięcia (110 kV) z przewodami w izolacji polimerowej. Członek Komitetu Energetyki i Energetyki Środowiska. Członek Komisji Energetyki i Energetyki Środowiska. Członek Komisji Energetyki i Energetyki Środowiska. Członek Komisji Energetyki i Energetyki Środowiska. Członek Komisji Energetyki i Energetyki Środowiska.



Dr inż. GRZEGORZ PASZEK  
Urodził się w 1952 r. w Tyńsku. Studiował w Wydziale Elektrotechniki Politechniki Śląskiej w Katowicach w 1972 r., doktoryzował się w 1981 r. i uzyskał tytuł profesora w 1992 r. Specjalizuje się w dziedzinie energetyki. Zainteresowania naukowe: technika wyładowań, a szczególnie wyładowania atmosferyczne, zjawiska atmosferyczne i wyładowania na liniach napowietrznych. Brał udział w projektowaniu i budowie linii napowietrznych średniego napięcia (110 kV) z przewodami w izolacji polimerowej. Członek Komisji Energetyki i Energetyki Środowiska. Członek Komisji Energetyki i Energetyki Środowiska. Członek Komisji Energetyki i Energetyki Środowiska.

## OSPRZĘT W LINIACH Z PRZEWODAMI IZOLOWANYMI nn



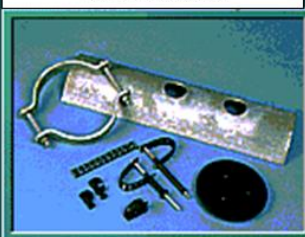
Uchwyty odciągowe



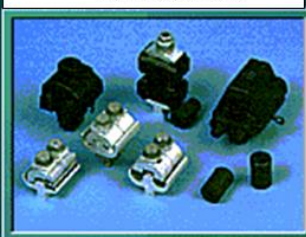
Uchwyty przelotowe



Haki do zawieszenia osprzętu



Osprzęt mocujący osprzęt do słupów



Zaciski przebijające izolację do przewodów izolowanych



Rozłączniki słupowe Bezpiecznik oświetlenia

Równoległe z zakupami osprzętu zagranicznego (na rys. powyżej) od 1993 roku trwało wdrażanie do produkcji osprzętu u producentów krajowych.

Na jednej z konferencji poświęconych tematu przewodów izolowanych w liniach napowietrznych powstała inicjatywa zrzeszenia tego rodzaju zakładów w stowarzyszeniu SPIN (rok 1997). Początkowo akces zgłosiło 7 producentów.



Poszukiwania najlepszych rozwiązań i dostawców dla modernizacji polskiej sieci elektroenergetycznej



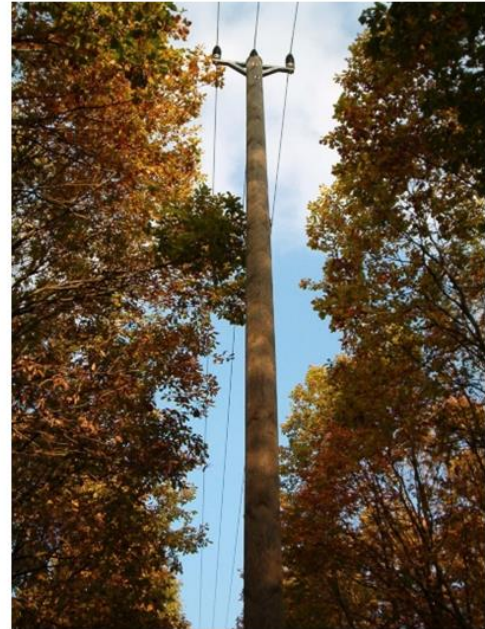
Wybór najlepszego dostawcy z zagranicy trwał od 1992 roku



1993 – FINLANDIA Porvoo



**Linia SN „leśna” na słupach drewnianych  
z przewodami niepełnoizolowanymi  
(przewody w osłonie izolacyjnej wg projektu SEP i EN)  
Ludwikowo – projekt i budowa 1994**



Linie SN  
z przewodami  
w osłonie  
izolacyjnej.  
Przegląd  
najstarszych  
rozwiązań

**Linia  
Ludwikowo  
1994  
EIProjekt**



**Znaczne zadrzewienie, możliwość  
przeskoku do gałęzi drzew**

(zdjęcia: Studenci PP V r specjalność SiAE)





Linia w Kiekrzu / k. Poznania 2001

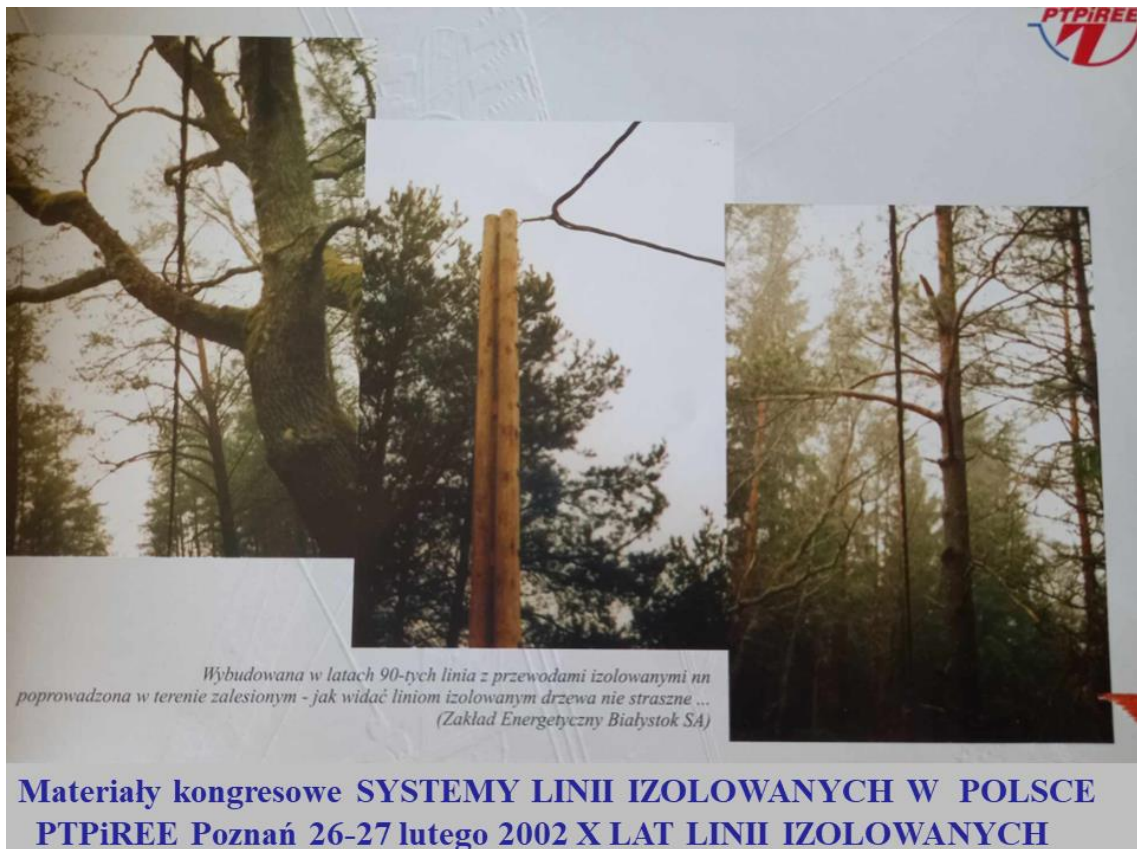


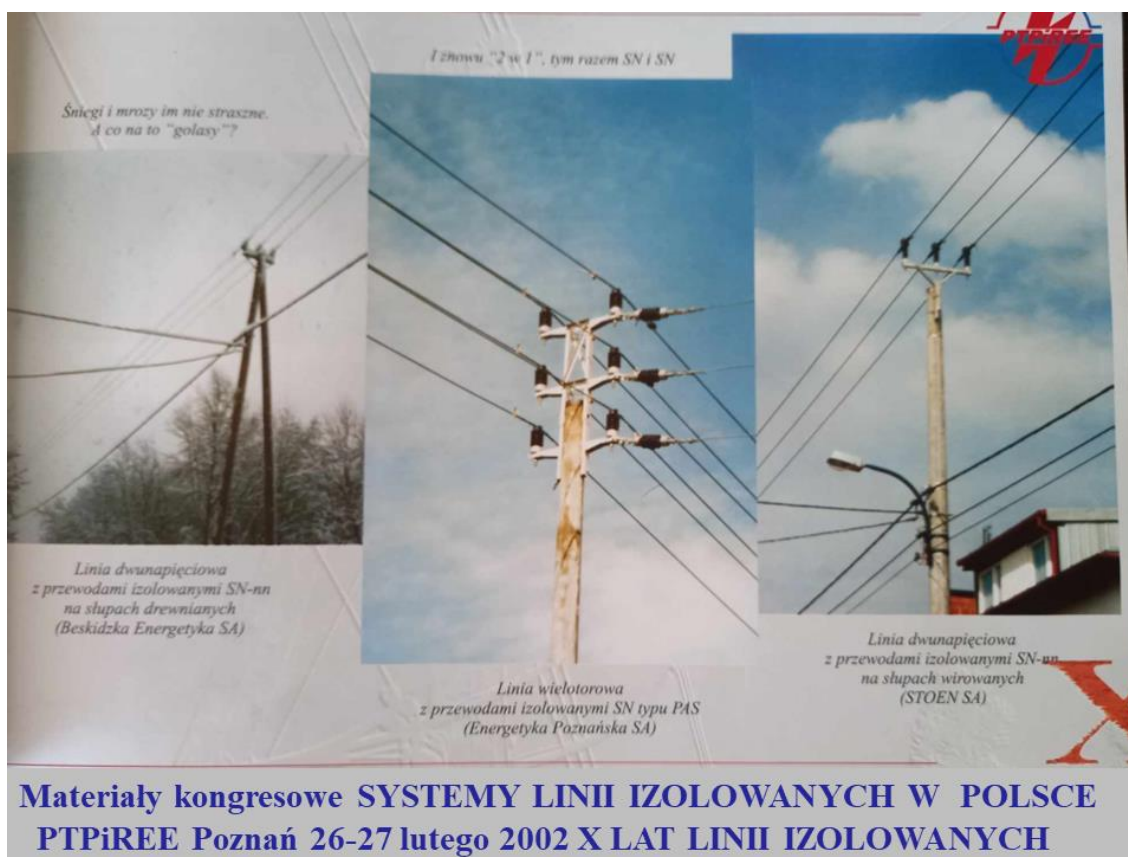
ZE Białystok





**Finlandia 2000**  
Fourth International Covered  
Conductor Conference

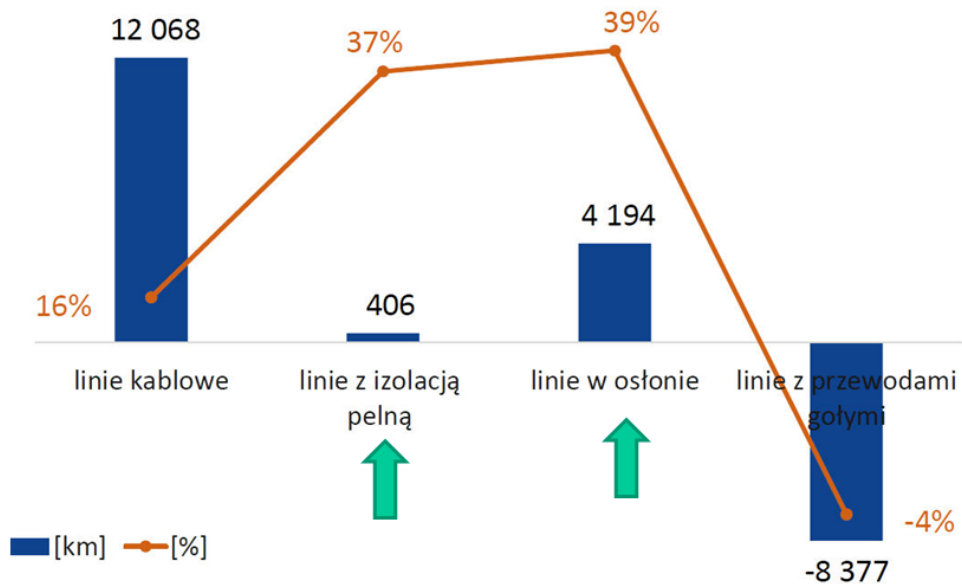
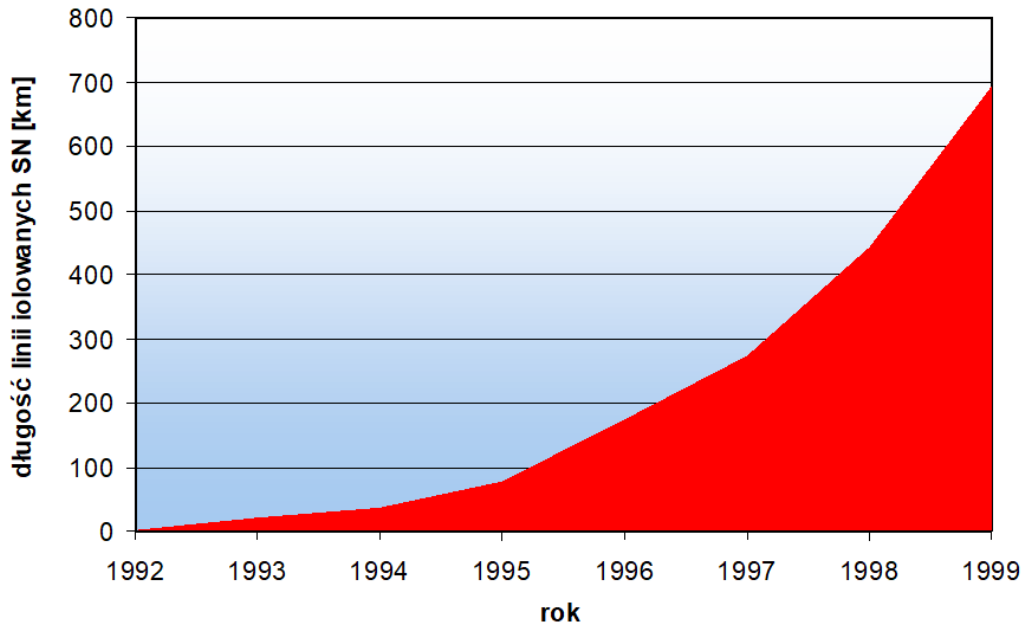




**Czy istnieją możliwości (teoretyczne i praktyczne) wprowadzenia takich zmian w procesie projektowania, budowy i eksploatacji napowietrznych linii elektroenergetycznych, aby ograniczyć do minimum efekty oddziaływania ich na środowiska naturalne?**

1. Ustalenie na podstawie rzetelnych badań i wieloletnich obserwacji oddziaływań
2. Określenie standardów do projektowania i budowy linii oraz jej elementów
3. Stosowanie przejrzystych procedur przy ocenie wariantów projektowych
4. Ocena techniczno-ekonomiczna; Koszty inwestycyjne i eksploatacyjne
5. Wybór optymalnego procesu inwestycyjnego poprzez wybór wykonawców
6. Stosowanie do budowy jedynie sprawdzonych materiałów i elementów
7. Właściwy nadzór na pracami budowlano-montażowymi
8. Nadzór i przeprowadzenie rozruchu linii elektroenergetycznej
9. Opracowanie instrukcji eksploatacji inwestycji i zabezpieczenie dokumentacji
10. Kontrola i badanie zastosowanych nowych technologii
11. Przygotowanie i sprawdzenie w praktyce procedur awaryjnych
12. Opracowanie systemu oceny awarii pod kątem jej intensywności i rozległości
13. Przygotowanie materiałowe i organizacyjne do usuwania skutków awarii

**Długość napowietrznych linii izolowanych średniego napięcia w pierwszych latach ich stosowania w Polsce**



**Zmiana długości poszczególnych typów linii SN w 2020 r. do 2016 r.; podany przyrost długości w [km] i [%], na podstawie danych z OSD**

J.Tomczykowski „Zmiany w sieci dystrybucyjnej w okresie 2016-2020”,  
Konf. Linie i stacje elektroenergetyczne, Wisła 3-4 listopada 2021r., PTPIREE,

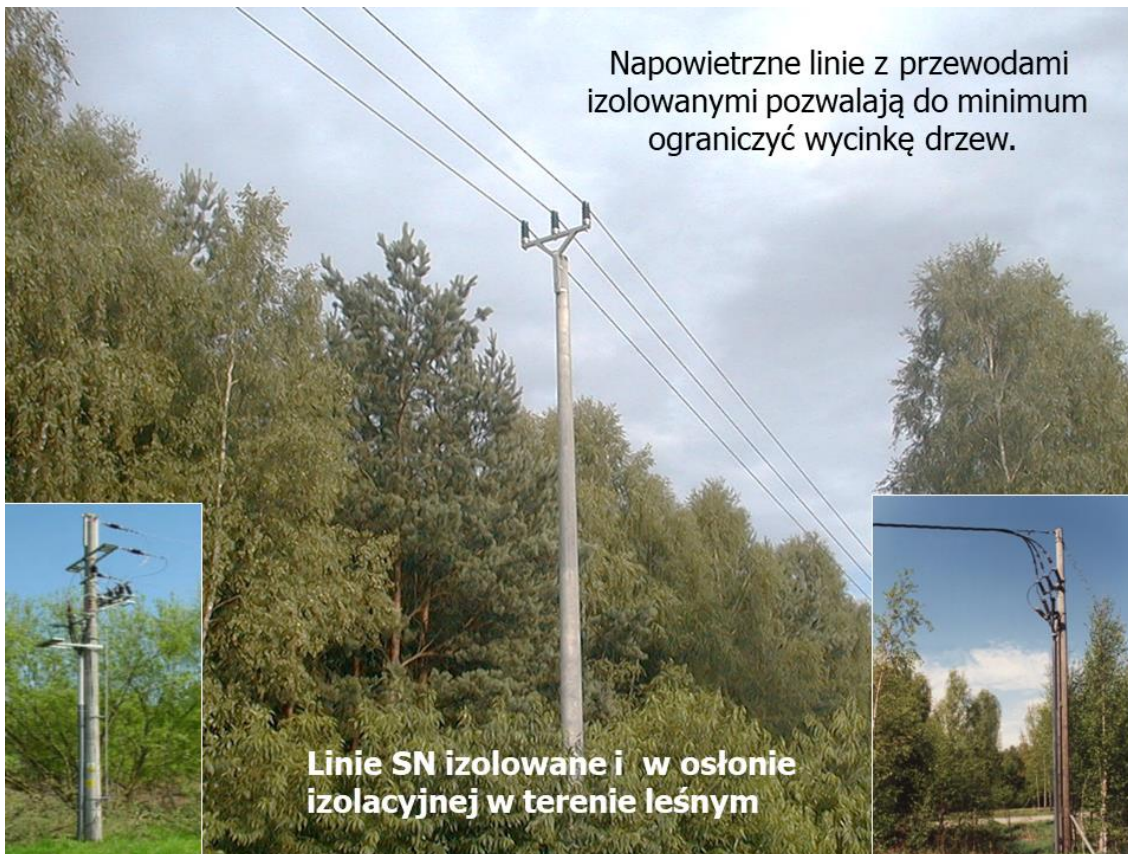




### Rozwiązania techniczne linii z przewodami izolowanymi w kolejnych latach

Linia dwunapięciowa  
słupy drewniane  
Energia ZE Kalisz

Słupy drewniane, mimo ich wielu zalet i opracowania przez PTPiREE „Warunków technicznych” znajdują stosunkowo małe zastosowanie w Polsce. Słupy betonowe wirowane mają większą wytrzymałość mechaniczną, mogą więc pracować w linii jako pojedyncze, mocne, jednak duża ich masa komplikuje prace montażowe



Napowietrzne linie z przewodami izolowanymi pozwalają do minimum ograniczyć wycinkę drzew.

Linie SN izolowane i w osłonie izolacyjnej w terenie leśnym

## Lekkie linie napowietrzne z przewodami izolowanymi i w osłonie izolacyjnej



Lekkie poprzeczniki AL zaprojektowane przez Elprojekt Poznań i słupy drewniane pozwalają na budowę linii napowietrznych w trudnodostępnym terenie, ograniczając problemy z transportem elementów linii na plac budowy



**Przewody uniwersalne w linii SN i linie izolowane nn**

(fot. A.Rakowska)





## Teraźniejszość Linie napowietrzne czy kabel ?



Nie ma problemu, istnieją nadal albumy i katalogi do projektowania



Wybrane z wielu !

### Ale czy zawsze linie kablowe SN?



#### Zalety:

- estetyczne (mniej widoczne elementy),
- wymaganie mniejszego pasa technicznego,
- teren na trasę linii może być wykorzystywany przez inne instalacje,
- mniejsze problemy z oddziaływaniem na otoczenie, mniejsze możliwości uszkodzenia przez wyładowania atmosferyczne, wyższa odporność na wandalizm .....

#### Wady:

- wyższy koszt budowy linii,
- wyższy koszt napraw,
- dłuższy czas usuwania skutków awarii/uszkodzenia linii,
- częste przypadki uszkodzeń mechanicznych czyli duże potencjalne zagrożenie przez „nieostrożne” prace ziemne w pobliżu linii.....

### Najczęściej formułowane przez operatorów sieci dystrybucyjnej działania mające na celu ograniczanie przerw nieplanowych to:

- wymiana linii SN z przewodami gołymi na linie kablowe lub z przewodami w osłonie,
- modernizacja najbardziej awaryjnych odcinków sieci,
- skracanie ciągów SN – poprzez dobudowę stacji WN/SN,
- zmiana topologii sieci SN – dążenie do układów pierścieniowych
- ..... itd.



W okolicy  
była...  
modernizacja  
linii SN



### Wybrane pozycje literaturowe

1. Ratajczak J., Grzybowski A., Badania osprzętu w napowietrznych liniach z przewodami izolowanymi, EIProjekt, Techniczny Biuletyn Informacyjny, nr 1/10/99
2. Rakowska A., Grzybowski A., Izolowane linie napowietrzne – historia, stan obecny, Materiały Kongresowe Systemy Linii Izolowanych w Polsce Poznań, luty 2002
3. Ratajczak J., Grodecki P., Doświadczenia europejskie w zakresie stosowania napowietrznych linii elektroenergetycznych niskiego i średniego napięcia z przewodami izolowanymi, Materiały Kongresowe Systemy Linii Izolowanych w Polsce Poznań, luty 2002
4. Rakowska A., Grzybowski A., Tomczykowski J., Ocena niezawodności eksploatacyjnej napowietrznych linii z przewodami izolowanymi i w osłonie izolacyjnej, I Konferencja Naukowo-Techniczna Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia, Kołobrzeg, 8-9 czerwca 2000
5. Grzybowski A. Normalizacja dotycząca linii z przewodami w izolacji polimerowej Materiały Konferencji Elektroenergetyczne linie napowietrzne z przewodami izolowanymi Bielsko-Biała 3-4 grudnia 1998
6. Rakowska A., Grzybowski A., Doświadczenia wynikające z eksploatacji napowietrznych linii izolowanych, Przegląd Elektrotechniczny, Nr 10s'2002, 2002
7. Paszek G., Skomudek W. Oczekiwania w zakresie normalizacji, przepisów i instrukcji dotyczących linii z przewodami izolowanymi. Materiały Konferencji Elektroenergetyczne linie napowietrzne z przewodami izolowanymi Bielsko-Biała 3-4 grudnia 1998
8. Anikainen T., Ratajczak J. Aktualny stan prawny w zakresie badań osprzętu dla napowietrznych linii z przewodami izolowanymi. Materiały Konferencji Elektroenergetyczne linie napowietrzne z przewodami izolowanymi Bielsko-Biała 3-4 grudnia 1998
9. Wytyczne budowy i eksploatacji elektroenergetycznych linii napowietrznych z przewodami izolowanymi na napięcie do 30 kV, Praca zbiorowa PTPIREE Poznań, wrzesień 1998
10. Andrzej Grzybowski, Aleksandra Rakowska, Krzysztof Hajdrowski Krytyczna ocena obowiązujących norm oraz projektu opracowywanej aktualnie normy europejskiej dotyczącej badania osprzętu przewodowego stosowanego w liniach napowietrznych z przewodami izolowanymi. Praca dla Ensto Sekko OY Finlandia
11. Kongres Systemy Linii Izolowanych w Polsce Materiały wydane przez PTPIREE, Poznań 26-27 lutego 2002
12. Norma SEP-E-003 Elektroenergetyczne linie napowietrzne Projektowanie i budowa Linie prądu przemiennego z przewodami pełnoizolowanymi oraz z przewodami niepełnoizolowanymi. Zespół autorski: Skomudek W., Burza M., Grzybowski A., Koschel K., Spyra F. COSiW SEP Warszawa 2003







BUDOWA LINII KABLOWYCH SN METODĄ PŁUŻENIA W PGE DYSTRYBUCJA S.A.  
W OPARCIU O NORMĘ N-SEP-E-004 I POSIADANE DOŚWIADCZENIA

*Jan Frania, Marek Gil, Maciej Mikołajewicz (PGE Dystrybucja S.A.)*

**Budowa linii kablowych SN metodą płużenia  
w PGE Dystrybucja S.A.**

w oparciu o normę N-SEP-E-004  
i posiadane doświadczenie



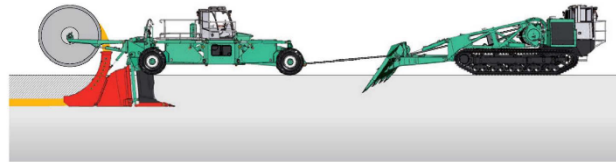
Lublin 2023 r.



**Budowa linii kablowych SN  
metodą płużenia w PGE Dystrybucja S.A.**  
w oparciu o normę N-SEP-E-004 i posiadane doświadczenie

- ❖ **Prezentacja zestawu maszyn**
- ❖ **Wytyczne do mechanicznego układania linii kablowych  
zgodnie z normą N SEP-E-004 2022**
- ❖ **Praca maszyny**
  - **Rozpoczęcie pracy.**
  - **Układanie kabli SN metodą płużenia**
  - **Warunki terenowe**

## Prezentacja zestawu maszyn



Zestaw maszyn składa się z dwóch pojazdów: wciągarki gąsienicowej i jednostki układającej - pługa.

- Ciągnik gąsienicowy dysponuje wciągarką o uciągu 90t przy użyciu pojedynczej liny i uciągu 180t z zastosowaniem liny podwójnej.
- Pług w trakcie pracy nie korzysta z własnego napędu.

3



## Prezentacja zestawu maszyn

Ciągnik gąsienicowy z wciągarką



Pług



4



## Prezentacja zestawu maszyn



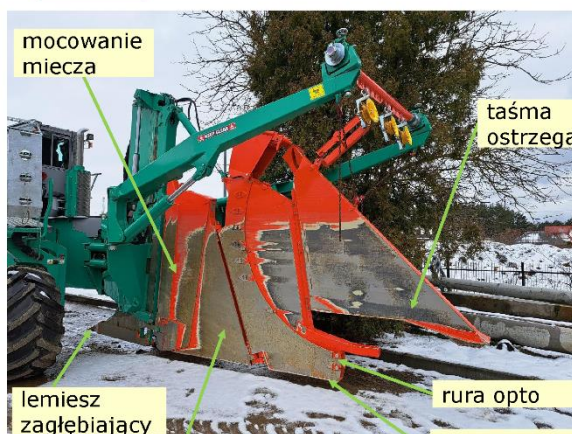
długość 10,7 m  
szerokość min. 2,32 m  
szerokość max. 5,95 m  
wysokość min. 3,54 m  
masa 18,8 t

długość 11,94 m  
szerokość min. 2,98 m  
wysokość 3,43 m  
masa 28 t



## Prezentacja zestawu maszyn

### Elementy pługa



mocowanie  
miecza

taśma  
ostrzegawcza

przewodnica  
bednarki

lemiesz  
zagłębiający

rura opto

przewodnica kabli

adapter przewodnicy  
system akordeonowy





## Prezentacja zestawu maszyn

### Przystawka do układania dwóch torów



## Prezentacja zestawu maszyn

### Elementy pługa

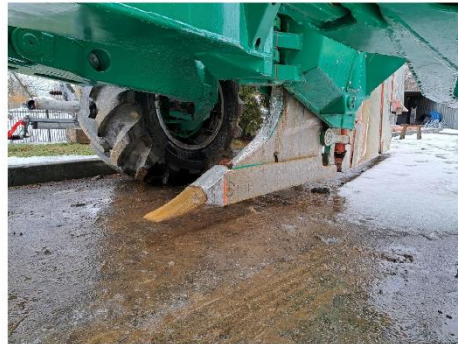


## Prezentacja zestawu maszyn

### Elementy pługa



mocowanie liny



lemiesz zagłębiający



## Budowa linii kablowych SN metodą płużenia



10





## Wytyczne do mechanicznego układania linii kablowych zgodnie z normą N SEP-E-004 2022



### N SEP-E-004 2022

Norma z 2022, w stosunku do normy z roku 2014, **wprowadza uzupełnienia dotyczące:**

- nowych konstrukcji kabli,
  - zasad mechanicznego układania linii kablowych metoda płużenia,
  - wymagań dotyczących kabli układanych mechanicznie,
  - zasad oznakowania tras linii kablowych,
  - koloru rur przepustowych w zależności od napięcia linii kablowej,
- a także:
- omówiono i wprowadzono wymagania dotyczące materiałów na powłoki i osłony kabli, w zależności od miejsca i warunków ich układania,
  - wprowadzono nowe odległości i warunki obowiązujące przy układaniu kabli w ziemi."



## N SEP-E-004 2022

### 1.3 Określenia, definicje

**1.3.26.2 Bezwykopowe metody** układania i budowy linii kablowych są realizowane przy użyciu oprzyrządowania i urządzeń pozwalających na mechaniczne przygotowanie i ułożenie linii kablowej na całej trasie linii lub jej części, bez potrzeby wykonania rowu kablowego, czyli wykopu. Do metod tych zaliczmy:

- Wykonanie przecisków, przewiertów sterowanych, przewiertów poziomych i mikrotunelowania, bez ograniczeń co do długości i głębokości ich wykonania oraz ułożenia linii;
- metody maszynowego układania kabla (**płużenia**), czyli czasowego wykonania szczeliny (bruzdy) w ziemi w celu ciągłego układania linii kablowej na dnie szczeliny z postępującym zasypywaniem.



## N SEP-E-004 2022



## N SEP-E-004 2022

### 2.2.2 Infrastruktura układania linii kablowych i podstawowe wymagania 2.2.2.2 Szczelina płuzeniowa (bruzda)

Metoda maszynowego układania kabli pozwala na mechaniczne przygotowanie i ułożenie w ziemi, na całej trasie linii lub w jej części, bez potrzeby wykonywania rowu, kabli, które mogą być układane tą metodą. Polega ona na czasowym wykonaniu szczeliny w ziemi (bruzdy) w celu ciągłego układania linii kablowej na dnie szczeliny z postępującym zasypywaniem. Przeznaczona przede wszystkim do budowy linii kablowych na terenach o niskiej intensywności występowania infrastruktury podziemnej.

Zastosowanie metody maszynowego układania kabli wymaga uprzedniego wykonania jednostkowej oceny warunków geograficznych i środowiskowych w obrębie projektowanej trasy oraz możliwości budowy linii kablowej.



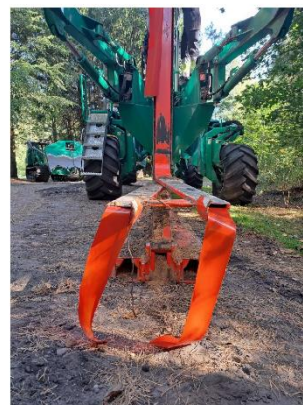
## N SEP-E-004 2022

### 2.2.2.2 Szczelina płuzeniowa (bruzda)

Maszyny układające kabel metodą płuzenia powinny umożliwiać wykonanie bruzdy o głębokości co najmniej o 20cm większej od projektowanej głębokości ułożenia kabli, w taki sposób, aby **powierzchnia dna szczeliny była ugnieciona (płaska), bez wystających kamieni**. Stosowane maszyny powinny umożliwić jednoczesne układanie kabla i taśmy ostrzegawczej/taśm ostrzegawczych linii oraz ewentualnie linii światłowodowej, z przysypywaniem i z zachowaniem wymaganej odległości nad linią kablową.



## N SEP-E-004 2022



## N SEP-E-004 2022

### 2.4.4 Uszczelnienia, powłoki, pancerze i osłony kabli

Przy doborze kabli należy przestrzegać następujących zasad:

- c) powłoki kabli jednożyłowych i wielożyłowych wykorzystywanych do budowy linii kablowych metodą płuzenia, powinny być wykonane z polietylenu o średniej lub dużej gęstości (MDPE, HDPE);



## N SEP-E-004 2022

### 2.4.6.6 Oznaczenie kabli i linii kablowych

Kable linii kablowych powinny być identyfikowane za pomocą oznaczników. Oznaczniki powinny być czytelne i trwałe, wykonane z tworzywa sztucznego o grubości co najmniej 1 mm, mocowane na kablu za pomocą opasek samozaciskowych lub wykonane w postaci obejmującego kabel paska z tworzywa sztucznego o grubości co najmniej 1 mm.

**Kable układane metodą maszynową powinny posiadać oznaczniki dostosowane konstrukcyjnie do zastosowanej metody.**



## N SEP-E-004 2022



## N SEP-E-004 2022

---

### 3.4 Oznaczanie trasy linii kablowych w ziemi, taśmy ostrzegawcze

Minimalna szerokość taśmy ostrzegawczej nie powinna być mniejsza niż 10 cm w przypadku układania kabli metodami mechanicznymi.

W przypadku ułożenia w rowie kablowym dwóch linii kablowych poziomo obok siebie należy zastosować dwie taśmy ostrzegawcze lub dwa zestawy tych taśm, osobno dla każdej linii kablowej. Jeżeli w wykopie kablowym ułożonych jest poziomo obok siebie więcej linii kablowych, decyzję o rozmieszczeniu i liczbie zastosowanych folii ostrzegawczych oraz ich szerokości określa, każdorazowo dla indywidualnego przypadku, projektant w dokumentacji projektowej.

Nie jest wymagane oznaczenie taśmami perforowanymi trasy odcinków linii kablowej, ułożonej w rurach osłonowych metodami przewiertu, przeciskania lub mikrotunelowania.



## N SEP-E-004 2022

---

### 3.4.1 Wymagania dotyczące taśm ostrzegawczych perforowanych

Taśmy ostrzegawcze powinny być wykonane z tworzywa sztucznego.

Nominalna grubość taśmy nie powinna być mniejsza niż 0,5 mm.

Wydłużenie taśmy ostrzegawczej podczas próby jej zrywania w temperaturze 20°C nie może być mniejsza niż 200%.



## N SEP-E-004 2022



## N SEP-E-004 2022

### 3.5.4 Układanie kabli w szczelinach płużeniowych (bruzdach)

Podstawowe **wymagania dotyczące pługoukładaczy** kabli to:

- wykonywanie szczeliny o głębokości co najmniej o 10-15 cm większej od nominalnej lub projektowanej głębokości ułożenia kabli;
- powierzchnia dna szczeliny powinna być ugnieciona (płaska), bez wystających kamieni, wyrównana;
- możliwość układania kabli na podsypce;
- kształt lemieszki i krawędzi układacza (prowadnicy) lub/i odległość od lemieszki powinna umożliwić częściowe przysypywanie dna szczeliny przed ułożeniem w niej kabla;
- jednoczesne układanie kabli i taśm ostrzegawczych linii kablowej i, ewentualnie, linii światłowodowej, na odpowiedniej głębokości;

## N SEP-E-004 2022

---

- częściowe, międzyoperacyjne przysypywanie kabla, taśmy ostrzegawczej przez rozsuniecie odległościowe odpowiadających prowadnic;
- przesunięcie odległościowe prowadnic i przysypywanie kolejnych elementów linii, aby pozostawały na zaprojektowanych głębokościach ułożenia względem kabli;
- zabezpieczenie szczelnego zasypania szczeliny płuzeniowej (bruzdy);
- zabezpieczenie kabli przed znacznym naciągiem i skręcaniem;



## N SEP-E-004 2022

---

**Wymagania dotyczące kabli i linii kablowej** ograniczają się do zaleceń:

- trasa każdej linii kablowej powinna być oznaczona za pomocą taśmy ostrzegawczej wg pkt 3.4;
- układanie kabli w układzie trójkąta;
- układanie kabli trójżyłowych o izolacji polietylenowej XLPE i powłokach PE, MDPE lub HDPE;
- układanie kabli o budowie odpornej na wgniecenia i naciski;
- żyły robocze kabli nie powinny być kompaktowane, szczególnie kabli jednożyłowych; dopuszcza się stosowanie kabli z żyłami zagęszczonymi (dogniatanymi);
- **kable o powłokach MDPE lub HDPE nie wymagają podsypki piaskowej.**

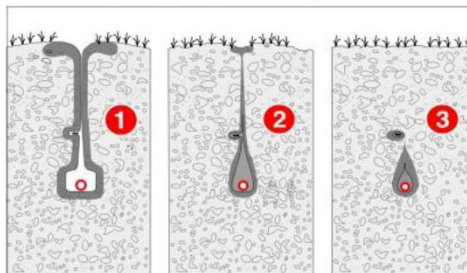




## Układanie kabli SN metodą płuzenia

Pług, wciągany przez ciągnik gaśnicowy, tworzy w ziemi wąską i wygładzoną na spodzie szczelinę (1), dzięki czemu nie jest wymagana podsypka piaskowa.

Po procesie układania wąska szczelina zamyka się niemal natychmiast w górnej części (2), nad kablem tworzy się „most” i zapewnia długotrwałą ochronę kabla. Wnęka wypełnia się drobnymi cząstkami poprzez infiltrację wody deszczowej lub ruchy gruntu (3). Warunki ułożenia kabla są jednakowe jak przy zastosowaniu podsypki piaskowej.



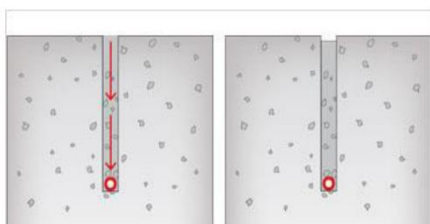
## Układanie kabli SN metodą płuzenia

Po zamknięciu szczeliny w górnej części kabel jest już na tyle chroniony, że nawet przejeżdżanie po nim najcięższymi pojazdami nie powodują jego nadmiernego naprężenia, dlatego wyrównanie terenu po ewentualnym przemieszczeniu gruntu może odbywać się niemal natychmiast, np. przez jadącą za pługiem koparkę lub ciągnik z przyczepą kablową.

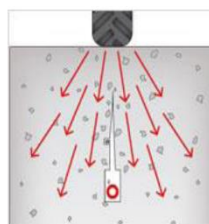


## Układanie kabli SN metodą płuzenia

Prace realizowane metodą płuzenia nie potrzebują wykonania prac przygotowawczych, które szkodzą środowisku naturalnemu (takich jak usuwanie wierzchniej warstwy gleby lub usuwanie drzew i krzewów) co jest jedną z zalet tej technologii. Nie wykopuje się gleby, co oznacza, że unika się zmian w strukturze gruntu i późniejszego zagęszczenia.



Zachowanie gruntu przy kopaniu rowu pod kabel koparką lub koparką łańcuchową.



Zachowanie gruntu przy zastosowaniu metody płuzenia.



## Układanie kabli SN metodą płuzenia



## Układanie kabli SN metodą płużenia



PGE Dystrybucja S.A.

## Praca maszyny



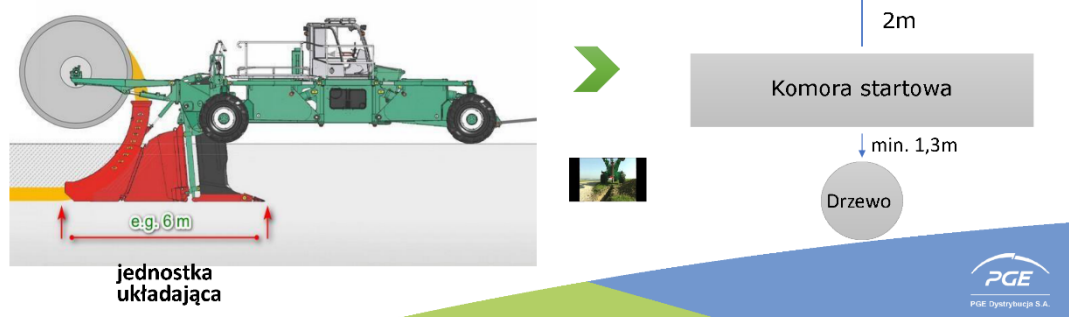
PGE Dystrybucja S.A.

## Rozpoczęcie pracy

### 1. Ustawienie pługa.

Komora startowa powinna mieć długość jak kompletna jednostka układająca – ok 6m. Wydobyta z wykopu ziemia powinna być złożona 2m od komory startowej.

Jeśli obok komory znajduje się przeszkoda, np. drzewo, to ze względów bezpieczeństwa komora musi być oddalona od drzewa o co najmniej 1,3m.



## Rozpoczęcie pracy

### 1. Ustawienie pługa.

Możliwe jest rozpoczęcie pracy bez kanału startowego poprzez wykorzystanie ciężaru własnego pługa. Osiągnięcie głębokości układania może zająć około 10m trasy.





## Rozpoczęcie pracy

### 2. Połączenie pługa z ciągnikiem gąsienicowym.



lina pojedyncza: uciąg 90 t



lina podwójna: uciąg 180 t



wyprowadzenie liny podwójnej z wciągarki ciągnika gąsienicowego

## Rozpoczęcie pracy

### 3. Kotwiczenie ciągnika gąsienicowego.



## Rozpoczęcie pracy

### 3. Kotwiczenie ciągnika gąsienicowego.



## Rozpoczęcie pracy

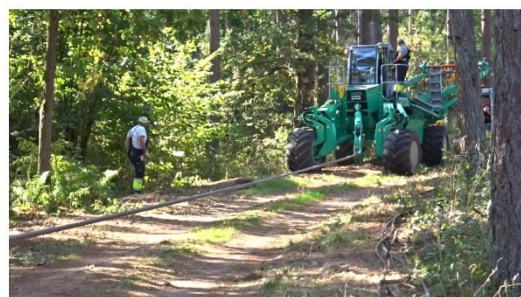
### 4. Praca zespołu maszyn do mechanicznego układania linii kablowych



## Sekcja Wykonawstwa układania kabli SN PGE Dystrybucja S.A. Centrala



### Budowa linii kablowych SN układanych metodą płuzenia



40





## Budowa linii kablowych SN układanych metodą płuzenia



41



## Budowa linii kablowych SN układanych metodą płuzenia





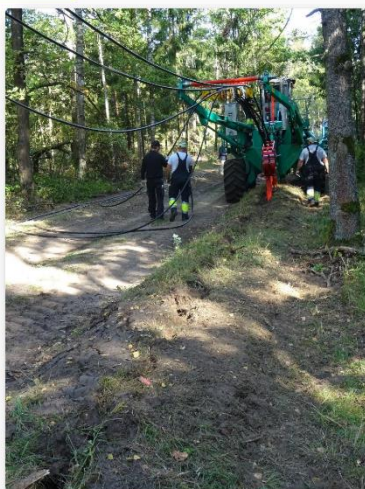
## Budowa linii kablowych SN układanych metodą płuzenia



43



## Budowa linii kablowych SN układanych metodą płuzenia



## Budowa linii kablowych SN układanych metodą płuzenia



## Budowa linii kablowych SN układanych metodą płuzenia





## Budowa linii kablowych SN układanych metodą płużenia



## Budowa linii kablowych SN układanych metodą płużenia



## Budowa linii kablowych SN układanych metodą płżenia



## Budowa linii kablowych SN układanych metodą płżenia





## Budowa linii kablowych SN układanych metodą płuzenia



## Budowa linii kablowych SN układanych metodą płuzenia



Dziękuję za uwagę



PGE Dystrybucja S.A.



ROZPŁYW PRĄDÓW ZWARCIOWYCH W PRZEWODACH ODGROMOWYCH WIELOTOROWYCH,  
WIELONAPIĘCIOWYCH LINII NAPOWIETRZNYCH

Agnieszka Dziendziel (PSE Innowacje sp. z o.o.)  
Henryk Kocot (Politechnika Śląska)

**PSE** Polskie Sieci Elektroenergetyczne

# Rozpływ prądów zwarciovych w przewodach odgromowych wielotorowych, wielonapięciowych linii napowietrznych

Agnieszka Dziendziel | PSE Innowacje | Politechnika Śląska  
Henryk Kocot | Politechnika Śląska

[www.pse.pl](http://www.pse.pl)

**PSE** Innowacje

## Wprowadzenie

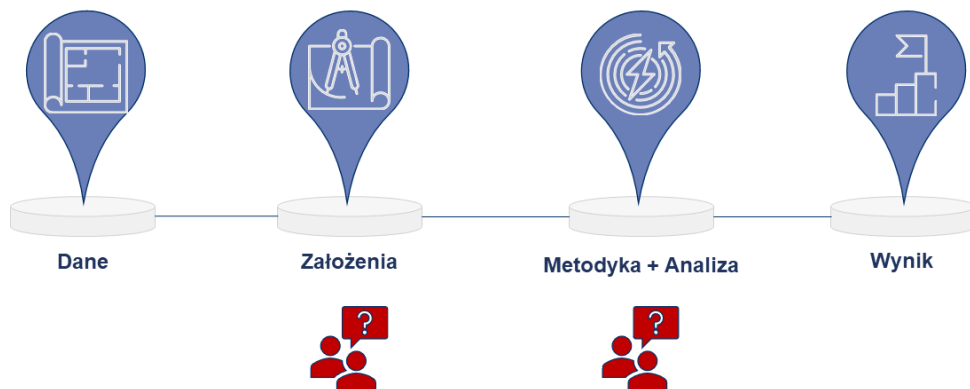
<b>Cel</b>	Poprawny dobór przekroju przewodów odgromowych
<b>Dane</b>	Moce zwarciovie na krańcach linii, prądy zwarcia jednofazowego w miejscu zwarcia i udziały prądów płynących do tego miejsca, parametry geometryczne linii
<b>Metodyka</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Superpozycja prądów indukowanych w przewodzie odgromowym od prądów płynących przewodami fazowymi oraz prądu galwanicznego dopływającego do miejsca zwarcia</li> <li>Zastosowanie modelu linii wraz z przewodami odgromowymi i wyznaczenie metodą rozplwową prądów zwarcia oraz jego rozplwu w przewodach odgromowych</li> </ol>

układ wzajemnie  
zmienna odniesienia

**PSE** Polskie Sieci Elektroenergetyczne
Rozpływ prądów zwarciovych w przewodach odgromowych wielotorowych, wielonapięciowych linii napowietrznych
2



## Wprowadzenie



## Dobór przekroju przewodów odgromowych

Obecne podejście

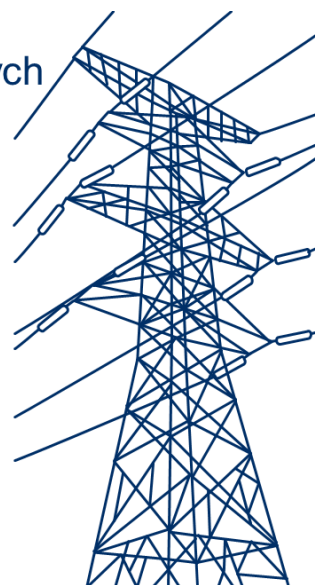
Założenie o symetrii impedancyjnej linii napowietrznej

### SYMETRYCZNA

- ⚡ Ten sam prąd zwarcia jednofazowego bez względu na zwartą fazę
- ⚡ Prądy płynące w poszczególnych fazach przy zwarciu trójfazowym są takie same

### NIESYMETRYCZNA

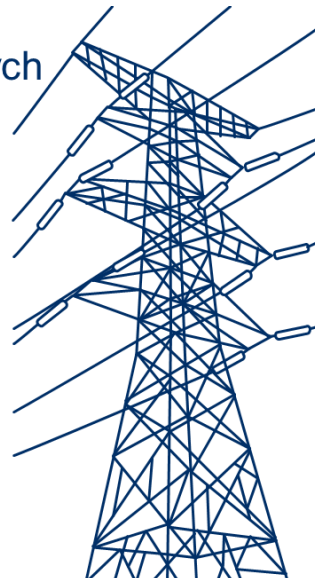
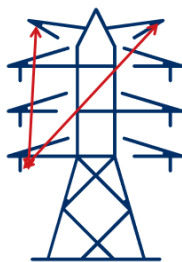
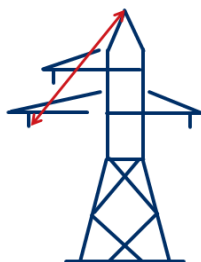
- ⚡ Różne prądy zwarcia w zależności od zwartej fazy
- ⚡ Prądy płynące w poszczególnych fazach przy zwarciu trójfazowym **NIE** są takie same



## Dobór przekroju przewodów odgromowych

Obecne podejście

**Założenie:** przyjęcie do obliczeń przewodu fazowego najbardziej oddalonego od przewodu fazowego

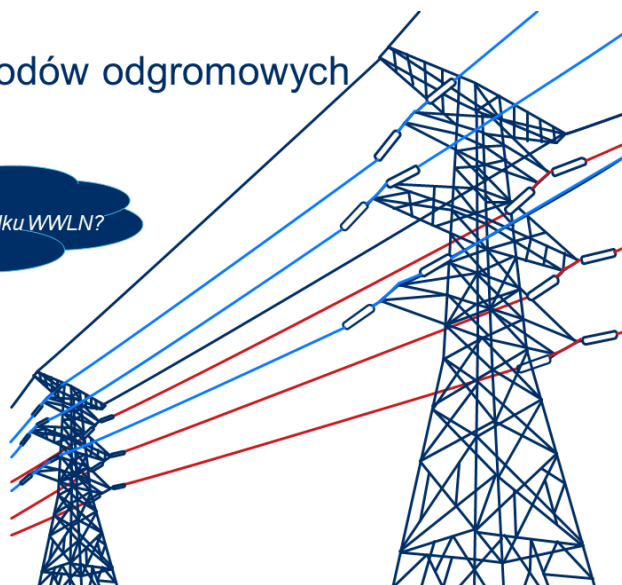


## Dobór przekroju przewodów odgromowych

Obecne podejście

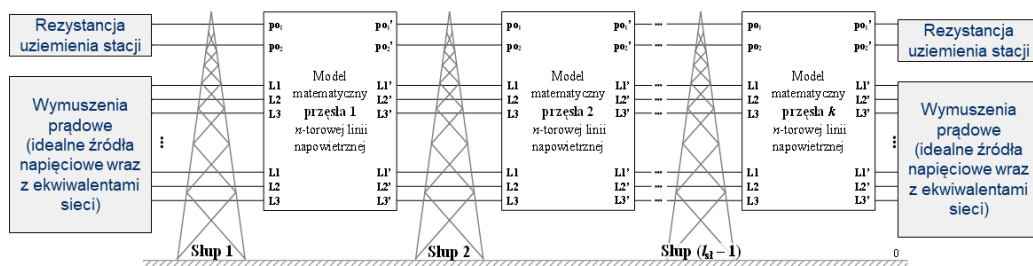
*Czy obecne podejście jest słuszne w przypadku WWLN?*

- Linie charakteryzują się zróżnicowanym stopniem niesymetrii geometrycznej
- Zwielokrotnione oddziaływania wynikające z większej liczby torów prądowych
- Coraz częściej: wielonapięciowość



## Pełny model do wyznaczania prądów w przewodach odgromowych

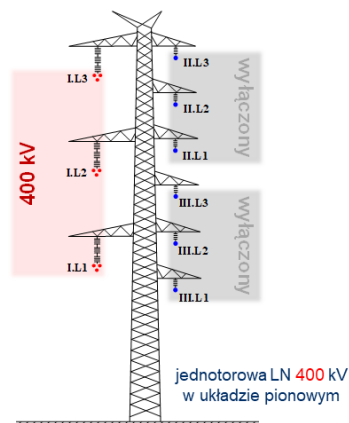
Model i scenariusze analiz



## Wyniki analiz

Wpływ czynników geometrycznych na rozpływ prądów w przewodach odgromowych

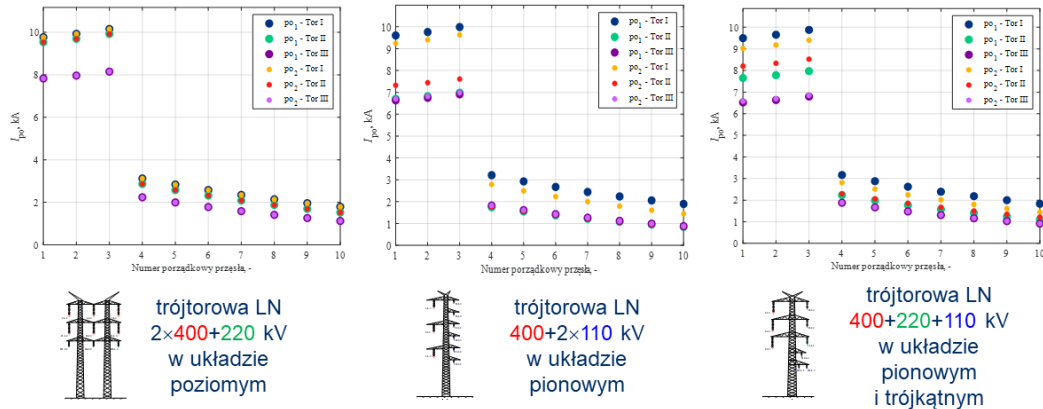
$I_{p0}$ , kA	$k_z$	$a = 400$ m			$a = 300$ m		
		$h_{tz}$ , m			$h_{tz}$ , m		
$I_{p0A}$	0,5	30	40,5	51	30	40,5	51
		13,10	12,92	12,53	13,46	13,26	12,86
$I_{p0B}$	0,5	6,55	6,75	7,18	6,28	6,50	6,94
		14,10	14,06	13,95	14,47	14,41	14,29
$I_{p0A}$	0,7	5,46	5,51	5,62	5,19	5,26	5,37
		14,36	14,35	14,32	14,73	14,70	14,65
$I_{p0B}$	0,7	5,20	5,21	5,23	4,92	4,95	5,00
		14,62	14,63	14,67	14,99	15,00	15,01
$I_{p0A}$	0,8	4,92	4,90	4,85	4,65	4,64	4,63
		15,13	15,22	15,41	15,50	15,58	15,75
$I_{p0B}$	0,8	3,38	4,28	4,08	4,11	4,02	3,85



$a$  – długość przęsła,  $k_z$  – różnicę prąd zwarcia dopływający od strony stacji A do słupa, na którym modeluje się zwarcie i zależy od mocy zwarciovych na obu końcach linii oraz od odległości miejsca zwarcia od początku linii;  $h_{tz}$  – wysokość zawieszenia przewodu fazowego obiętego zwarcieniem

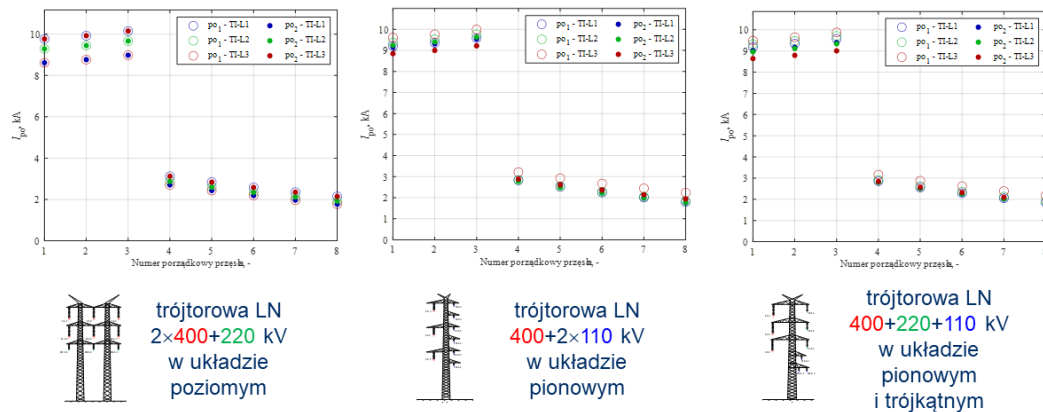
## Wyniki analiz

Wpływ czynników geometrycznych na rozptył prądów w przewodach odgromowych



## Wyniki analiz

Wpływ wyboru fazy zwartej na prądy w przewodach odgromowych





## Podsumowanie

### Wnioski

- Wykonanie analizy rozptyłu prądów zwarcia w przewodach odgromowych jest istotnym elementem w procesie ich doboru.
- Prądy w przewodach odgromowych zależą od wielu czynników i nie zawsze stosowane do tej pory modele ich obliczania są słuszne.\*
- Największy wpływ na wyniki analiz ma wartość prądu zwarcia jednofazowego liczonego na kolejnych słupach linii oraz układ przewodów fazowych w poszczególnych torach WWLN przekładające się na różnice prądów płynących w poszczególnych przewodach podczas zwarcia.
- Niepewność wyników uzyskanych z modelu dokładnego zależy jedynie od dokładności danych geometrycznych linii oraz parametrów elektrycznych. Model nie zawiera dodatkowych założeń np. dot. współczynnika redukcyjnego.

### Dalsze badania

- Wpływ sprzęgieł na końcach torów o jednakowych napięciach znamionowych na prądy w przewodach odgromowych.
- Uwzględnienie otoczenia sieciowego linii na rozptył prądów w przewodach odgromowych.
- Wpływ zróżnicowania mocy zwarciovych węzłów sąsiadujących na rozptył prądów w przewodach odgromowych.



Agnieszka Dziendziel | [agnieszka.dziendziel@pse.pl](mailto:agnieszka.dziendziel@pse.pl) | PSE Innowacje sp. z o.o.

[agnieszka.dziendziel@polsl.pl](mailto:agnieszka.dziendziel@polsl.pl) | Politechnika Śląska

Henryk Kocot | [henryk.kocot@polsl.pl](mailto:henryk.kocot@polsl.pl) | Politechnika Śląska

IV Konferencja *Linie i stacje elektroenergetyczne* | Wisła | 25-26 października 2023 r.

## Bibliografia

- ③ Kocot H., Dziendziel A. *Analiza rozptyłu prądów w przewodach odgromowych wielotorowych, wielonapięciowych linii napowietrznych wysokich i najwyższych napięć – część 1*. Przegląd Elektrotechniczny, (publikacja w druku)
- ③ Kocot H., Dziendziel A. *Analiza rozptyłu prądów w przewodach odgromowych wielotorowych, wielonapięciowych linii napowietrznych wysokich i najwyższych napięć – część 2*. Przegląd Elektrotechniczny, (publikacja w druku)
- ③ Żmuda K. *Elektroenergetyczne układy przesyłowe i rozdzielcze. Wybrane zagadnienia z przykładami*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2014
- ③ Podręcznik użytkownika MeLiNet 2.1, IPC Sp. z o.o., <https://www.ipcsc.pl/index.php/oprogramowanie/publikacje/files/24-netliet>. Gliwice, 2016
- ③ Klucznik J. *Obliczanie wartości prądów w przewodach odgromowych linii napowietrznych*. Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, seria Monografie nr 162, Gdańsk, 2017
- ③ Nowak W., Szpyra W., Tarko R., Benesz M. *Obliczanie prądów płynących w uziemieniach słupów w czasie zwarcia jednofazowych w liniach wysokiego napięcia*. Przegląd elektrotechniczny 6/2016
- ③ Dziendziel A., Kocot H., Kubek P. *Construction and Modeling of Multi-Circuit Multi-Voltage HVAC Transmission Lines*. Energies 2021, 14, 421
- ③ Dziendziel A. *Wielotorowe, wielonapięciowe linie napowietrzne wysokich i najwyższych napięć*. Rozprawa doktorska, Gliwice 2022

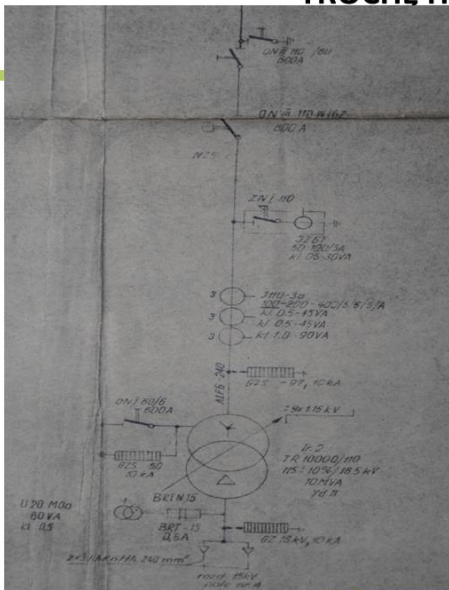


ANALIZA „SWOT” ROZWIĄZAŃ KONSTRUKCYJNYCH STACJI WN/SN

Stanisław Ciupak (PGE Dystrybucja)



TROCHE HISTORII...



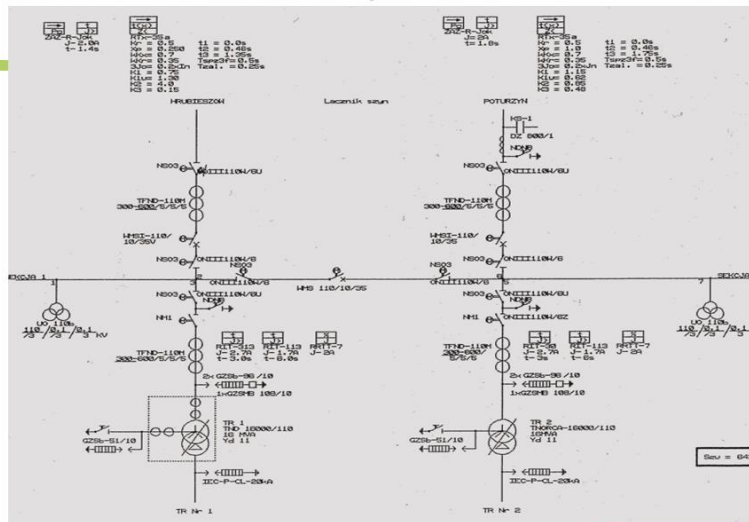
SCHEMAT STACJI PROMIENIOWEJ  
ZE ZWIERCZEM

2





TROCHĘ HISTORII...



3

**SCHEMAT STACJI W UKŁADZIE H3 Z AUTOMATYKĄ PZW**



A TERAZ NOWSZE ROZWIĄZANIA ALE TRADYCYJNE...



4

**STACJA W UKŁADZIE H5 Z WYŁĄCZNIKAMI GAZOWYMI I MAŁOOLEJOWYMI**



**A TERAZ NOWSZE ROZWIĄZANIA ALE TRADYCYJNE...**

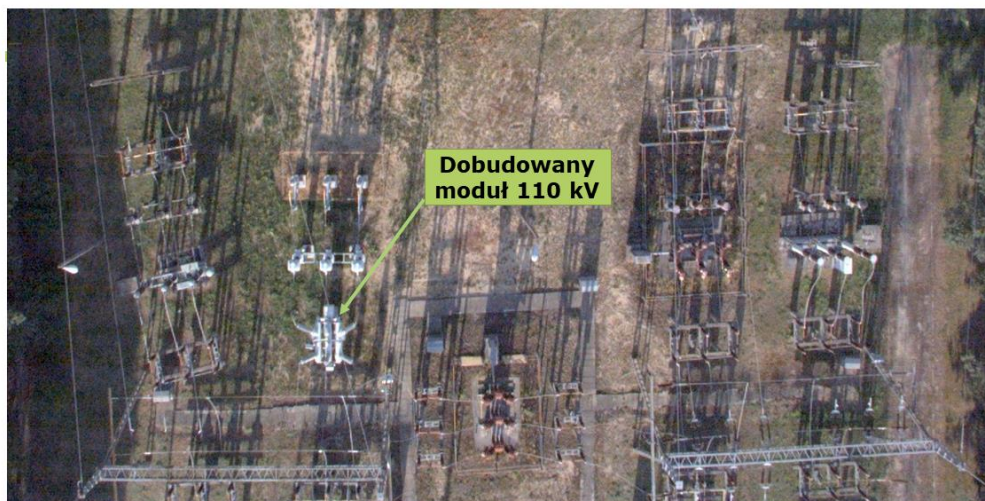


5

**STACJA W UKŁADZIE H5 Z WYŁĄCZNIKAMI SF 6 ZMODERNIZOWANA**



**A TO ROZWIĄZANIA HYBRYDOWE...**



6

**STACJA TRADYCYJNA Z DOBUDOWANYM POLEM MODUŁOWYM W CELU PRZYŁĄCZENIA FARMY WIATROWEJ**



### CHARAKTERYSTYCZNE CECHY PRZEDSTAWIONYCH ROZWIĄZAŃ:

1. STOSUNKOWO PRZEJRZYSTA, PROSTA I SPRAWDZONA KONSTRUKCJA
2. MOŻLIWOŚĆ ZASTOSOWANIA APARATÓW RÓŻNYCH PRODUCENTÓW NA TYM SAMYM OBIEKCIE
3. UMOŻLIWIA SZYBKĄ LOKALIZACJĘ I USUNIĘCIE AWARII.  
W RAZIE USZKODZENIA POSZCZEGÓLNEGO APARATU, MOŻNA GO WYMIENIĆ NAWET NA INNY TYP, BYLE O TYCH SAMYCH PARAMETRACH. NIE MA KONIECZNOŚCI KORZYSTANIA ZE WSPARCIA FABRYCZNEGO SERWISU.  
PRZEKŁADA SIĘ TO NA DUŻĄ NIEZAWODNOŚĆ, MIERZONĄ CZASEM PRZYWRÓCENIA DO RUCHU.
4. ŁATWOŚĆ ROZBUDOWY O DODATKOWE POLA - NAWET W INNEJ TECHNOLOGII
5. KONIECZNOŚĆ POZYSKANIA STOSUNKOWO DUŻEJ POWIERZCHNI – OKOŁO 1 HA
6. PROBLEMY Z LOKALIZACJĄ W TERENACH ZURBANIZOWANYCH – TRUDNOŚCI W POZYSKANIU DECYZJI ADMINISTRACYJNYCH, PROTESTY MIESZKAŃCÓW.
7. WRAŻLIWOŚĆ NA EKSTREMALNE WPŁYWY ATMOSFERYCZNE, ZABRUDZENIA, TEMPERATURĘ ITP.
8. MOŻLIWOŚĆ INGERENCJI OSÓB NIEPOWOŁANYCH, PRÓB KRADZIEŻY, AKTY WANDALIZMU, SABOTAŻU.

7



### A TO JUŻ ROZWIĄZANIA NIETRADYCYJNE (MODUŁOWE)...



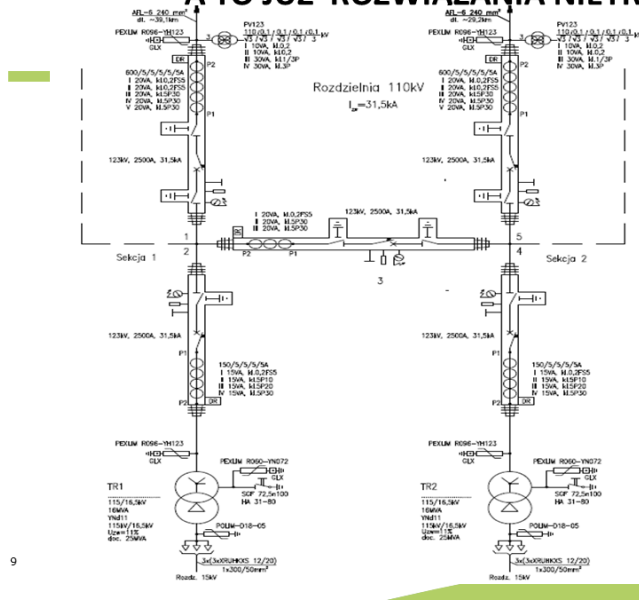
8

STACJA W UKŁADZIE H5 Z POLAMI 110 KV W WYKONANIU MODUŁOWYM





**A TO JUŻ ROZWIĄZANIA NIETRADYCYJNE...**



**SCHEMAT STACJI  
W UKŁADZIE H5  
Z POLAMI 110 KV  
W WYKONANIU  
MODUŁOWYM**

9



**CECHY CHARAKTERYSTYCZNE ROZWIĄZAŃ MODUŁOWYCH:**

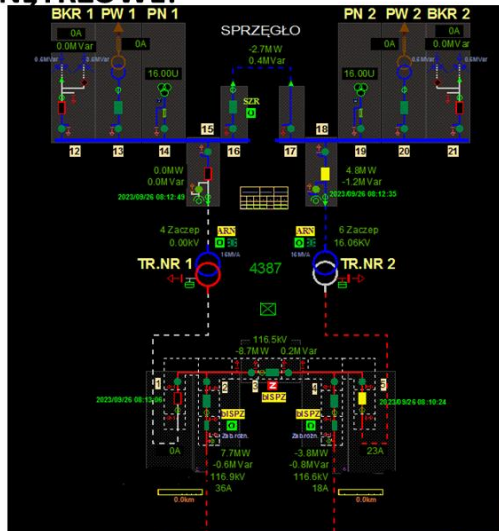
1. ZMNIJSZONE ZAPOTRZEBOWANIE TERENU POD STACJĘ OKOŁO 40%  
W STOSUNKU DO WYKONANIA TRADYCYJNEGO.
2. MNIEJSZA NIŻ W TRADYCYJNYCH POWIERZCHNIA ZAJMOWANA PRZEZ POLE MODUŁOWE,  
CO UMOŻLIWI DOBUDOWĘ PÓL W ISTNIEJĄCYCH, TRADYCYJNYCH ROZDZIELNIACH WN,  
GDZIE NA DOBUDOWĘ POLA W WYKONANIU TRADYCYJNYM JEST ZBYT MAŁO MIEJSCA.
3. MOŻLIWOŚĆ BEZPOŚREDNIEGO PODEJŚCIA ZARÓWNO LINIĄ NAPOWIETRZNAJĄ JAK  
I KABLOWĄ.
4. UKŁAD ROZDZIELNI PRZEJRZYSTY, LECZ W POLACH BRAK WIDOCZNOŚCI POSZCZEGÓLNYCH  
APARATÓW ZE WZGLĘDU NA ZAMKNIĘTĄ BUDOWĘ.
5. W PRZYPADKU KONIECZNOŚCI DOBUDOWY POLA, MOŻLIWOŚĆ ZASTOSOWANIA MODUŁU  
INNIEGO PRODUCENTA.
6. POTENCJALNA AWARIA W JEDNYM Z PÓL NIE ODDZIAŁYUJE BEZPOŚREDNIO NA SĄSIEDNIE.
7. ISTNIEJE MOŻLIWOŚĆ PROWIZORYCZNEJ ELIMINACJI USZKODZONEGO MODUŁU PORZEZ  
WYKONANIE ODOPOWIEDNIENYCH MOSTÓW OBEJŚCIOWYCH I REKONFIGURACJĘ EAZ.
8. W PRZYPADKU AWARII WYMAGANA KONIECZNOŚĆ KORZYSTANIA ZE WSPARCIA SERWISU  
FABRYCZNEGO .
9. DŁUGI CZAS NA USUNIĘCIE AWARII – W NIEKTÓRYCH PRZYPADKACH MOŻE ON SIĘGNAĆ  
NAWET WIELU TYGODNI, CO W EFEKCIE ZMNIJSZA NIEZAWODNOŚĆ.

10





**ROZWIĄZANIA WNĘTRZOWE:**

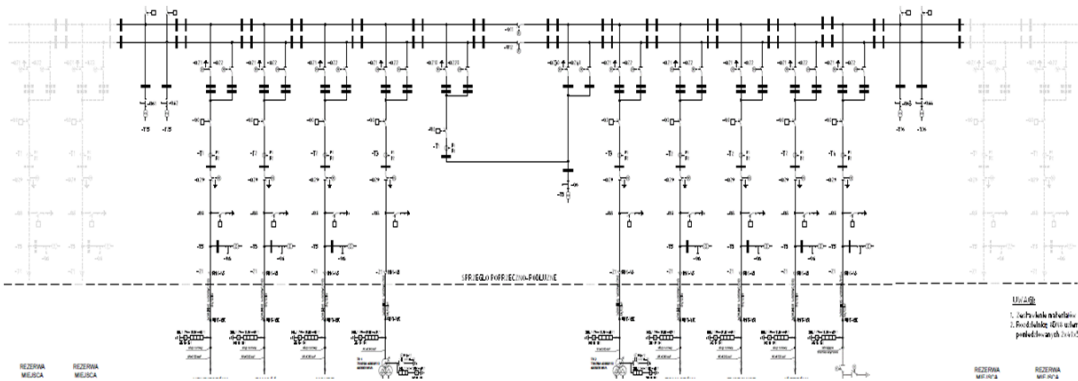


11

**ROZDZIELNIA 110KV O BUDOWIE ZAMKNIĘTEJ (GIS), UKŁAD H5.  
W TEJ STACJI CAŁOŚĆ URZĄDZEŃ ZNAJDUJE SIĘ W JEDNYM BUDYNKU**



**ROZWIĄZANIA WNĘTRZOWE:**



**SCHEMAT ROZDZIELNI 110KV O BUDOWIE ZAMKNIĘTEJ (GIS), DWUSYSTEMOWEJ, SKOJARZONEJ Z SIECIĄ PSE.  
JEST TO STACJA PRACUJĄCA DOTYCHCZAS JAKO JEDNOSYSTEMOWA, W TRAKCIE KOMPLEKSOWEJ MODERNIZACJI.  
O WYBORZE WARIANTU ZAMKNIĘTEGO ZADECYDOWAŁ CZYNNIK SZCZUPEŁOŚCI MIEJSCA NA ROZDZIELNIĘ  
DWUSYSTEMOWĄ W WYKONANIU TRADYCYJNYM ORAZ BRAK MOŻLIWOŚCI WYŁĄCZEŃ W ODPOWIEDNIM ZAKRESIE  
NA CZAS PRZEBUDOWY.**



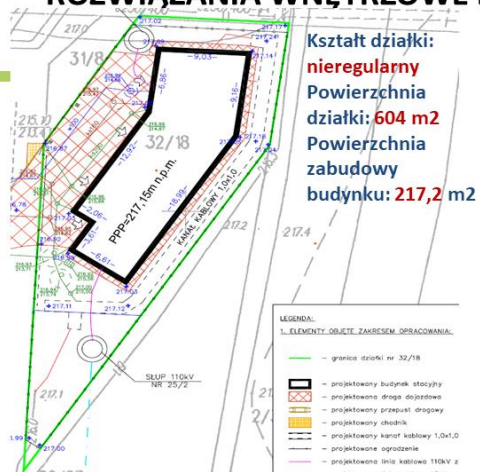
### ROZWIĄZANIA WNĘTRZOWE:



WIDOK ROZDZIELNI 110KV ISTNIEJĄCEJ ORAZ NOWEJ O BUDOWIE ZAMKNIĘTEJ (GIS), DWUSYSTEMOWEJ PRZEDSTAWIONEJ NA POWYŻSZYM SCHEMACIE.



### ROZWIĄZANIA WNĘTRZOWE DZIAŁKA – ZALEDWIE 6 ARÓW:



PLAN ZAGOSPODAROWANIA ORAZ WIDOK STACJI 110/15 KV (GIS) W UKŁADZIE H5 WYPOSAŻONEJ W:

- 2 transformatory 110/SN o mocy 25 MVA (lokalizacja wewnątrz budynku)
- 22 połowa rozdzielnia 15 kV z możliwością rozbudowy do 32 pól.
- dwa zespoły kompensacyjne z kompensacją nadążną 23-230 A (lokalizacja wewnątrz budynku)



## ROZWIĄZANIA WNĘTRZOWE – MOŻLIWOŚCI ROZBUDOWY:



PRZYPADK DOBUDOWY POLA 110 KV W ZWIĄZKU Z KONIECZNOŚCIĄ PRZYŁĄCZENIA NOWEGO KLIENTA. DOBUDOWANO TUTAJ POLE INNEGO PRODUCENTA DZIĘKI ZASTOSOWANIU SPECJALNEGO ADAPTERA. NIE JEST TO ROZWIĄZANIE ŁATWE I SZYBKIE W REALIZACJI, WARUNKIEM ZASTOSOWANIA JEST REZERWA MIEJSCA W POMIESZCZENIU.



## CECHY CHARAKTERYSTYCZNE ROZWIĄZAŃ WNĘTRZOWYCH:

1. ZAPOTRZEBOWANIE TERENU POD STACJĘ NAJMNIEJSZE W STOSUNKU DO POZOSTAŁYCH ROZWIĄZAŃ. WYSTARCZA TU TEREN RZĘDU KILKU ARÓW. NAJMNIEJSZY ZNANY MI TEREN, NA KTÓRYM ZLOKALIZOWANO STACJĘ W TYM WYKONANIU TO OKOŁO SZEŚCIU ARÓW.
2. NAJWIĘKSZE MOŻLIWOŚCI LOKALIZACJI W TERENACH ZURBANIZOWANYCH. NAJMNIEJSZE PROBLEMY W STOSUNKU DO POZOSTAŁYCH ROZWIĄZAŃ, W POZYSKANIU DECYZJI ADMINISTRACYJNYCH, MOŻLIWOŚĆ DOSTOSOWANIA ARCHITEKTURY BUDYNKU DO OTOCZENIA.
3. URZĄDZENIA ZABEZPIECZONE PRZED WPŁYWAMI ATMOSFERYCZNYMI (NP. TEMPERATURY).
4. ISTNIEJE MOŻLIWOŚĆ DOBUDOWY POLA, POD WARUNKIEM ZAPEWNIENIA REZERWY MIEJSCA W POMIESZCZENIU.
5. MOŻLIWOŚĆ PODEJŚCIA TYLKO LINIĄ KABLOWĄ WN.
6. POTENCJALNA AWARIA W JEDNYM Z PÓL MOŻE ODDZIAŁYWYWAĆ NA SĄSIEDNIE POLA.
7. OGRANICZONA MOŻLIWOŚĆ PROWIZORYCZNEJ ELIMINACJI USZKODZONEGO MODUŁU POPRZEC WYKONANIE ODOPOWIEDNICH MOSTÓW OBEJŚCIOWYCH I REKONFIGURACJĘ EAZ.
8. W PRZYPADKU AWARII WYMAGANA KONIECZNOŚĆ KORZYSTANIA ZE WSPARCIA SERWISU FABRYCZNEGO.
9. DŁUGI CZAS NA USUNIĘCIE AWARII – W NIEKTÓRYCH PRZYPADKACH MOŻE ON SIĘGAĆ NAWET WIELU TYGODNI LUB MIESIĘCY, CO EFEKTYWIE ZMNIJSZA NIEZAWODNOŚĆ.
10. ZNACZĄCO WYŻSZA CENA W STOSUNKU DO POZOSTAŁYCH ROZWIĄZAŃ.

16





## CECHY CHARAKTERYSTYCZNE ROZWIĄZAŃ WNĘTRZOWYCH:

*STUDIUM PRZYPADKU AWARII W ROZDZIELNI 110 KV GIS DWUSYSTEMOWEJ,  
O 9 POLACH LINIOWYCH, 2 POLACH ZASILAJĄCYCH (Z AUTOTRAFO NN/WN),  
ORAZ POLA SPRZĘGŁA. WIEK U RZĄDZEŃ – OKOŁO 20 LAT.*

### PRZEBIEG I SKUTKI AWARII:

W JEDNYM Z PÓL LINIOWYCH DOSZŁO DO ZWARCIA WEWNĄTRZ PRZEDZIAŁU, PRAWDOPODOBNIENIE USZKODZENIU ULEGŁ PRZEKŁADNIK, WYBIJAJĄC OTWÓR W OBUDOWIE. PO BADANIACH STANU IZOLACJI GAZOWEJ KONIECZNE STAŁO SIĘ ODSTAWIENIE (POPRZECZ ROZPIĘCIE SZYN) DODATKOWO 2 PÓL LINIOWYCH. POZOSTAŁE POLA ROZDZIELNI ZOSTAŁY PONOWNIE ZAŁĄCZONE I PRACUJĄ BEZ ZAKŁÓCEŃ OD STYCZNIA BIEŻĄCEGO ROKU. LINIE WYCHODZĄCE Z ODSTAWIONYCH PÓL ZOSTAŁY ZMOSTKOWANE NA PRZEDPOLU, JAKO ŻE SĄ TO LINIE KABLOWO – NAWIETRZNE. PRZY LINIACH W CAŁOŚCI KABLOWYCH BYŁOBY TO NIEMOŻLIWE, CO MOGŁOBY STANOWIĆ POWAŻNY PROBLEM RUCHOWY. CZAS USUNIĘCIA TAKIEJ AWARII SIĘGA KILKU MIESIĘCY (CZAS POTRZEBNY NA WYPRODUKOWANIE NOWYCH PRZEDZIAŁÓW, MONTAŻ I TESTY). BIORĄC POD UWAGĘ KONIECZNOŚĆ WYKONANIA EKSPERTYZ, POZYSKANIA STOSOWNYCH DECYZJI KORPORACYJNYCH, ŹRÓDEŁ FINANSOWANIA, CZAS TEN MOŻE PRZEKROCZYĆ 1 ROK....

<sup>17</sup>DECYDUJĄC SIĘ NA TAKIE ROZWIĄZANIE, NALEŻY WZIĄĆ POD UWAGĘ ŚRODKI MITYGUJĄCE TAKIE RYZYKO.



## PODSUMOWANIE:

ROZWIĄZANIE	MOCNE STRONY	SŁABE STRONY
Tradycyjne	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Stosunkowo przejrzysta, prosta i sprawdzona konstrukcja</li> <li>2. Możliwość zastosowania aparatów różnych producentów na tym samym obiekcie.</li> <li>3. Łatwość rozbudowy o dodatkowe pola - nawet w innej technologii.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Konieczność pozyskania stosunkowo dużej powierzchni – około 1 ha</li> <li>2. Problemy z lokalizacją w terenach zurbanizowanych – trudności w pozyskaniu decyzji administracyjnych</li> </ol>
Modułowe	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Zapotrzebowanie terenu pod stacją mniejsze o około 40% w stosunku do wykonania tradycyjnego.</li> <li>2. Możliwość bezpośredniego podejścia zarówno linią napowietrzną jak i kablową.</li> <li>3. W przypadku konieczności dobudowy pola, możliwość zastosowania modułu innego producenta.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. W przypadku awarii wymagana konieczność korzystania ze wsparcia fabrycznego serwisu.</li> <li>2. Długi czas na usunięcie awarii – w niektórych przypadkach może on sięgnąć nawet wielu tygodni, co efektywnie zmniejsza niezawodność</li> </ol>
Wnętrzowe GIS	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Zapotrzebowanie terenu pod stacją najmniejsze w stosunku do pozostałych rozwiązań. Wystarcza tu teren rzędu kilku arów. Najmniejszy znany mi teren, na którym zlokalizowano stację w tym wykonaniu to około sześciu arów.</li> <li>2. Całkowite bezpieczeństwo obsługi – brak nieosłoniętych elementów pod napięciem.</li> <li>3. Wsoko zaawansowana technologia.</li> <li>4. Urządzenia zabezpieczone przed wpływami atmosferycznymi (w szczególności temperatury).</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Możliwość podejścia tylko linią kablową WN.</li> <li>2. W przypadku awarii wymagana konieczność korzystania ze wsparcia fabrycznego serwisu.</li> <li>3. Ograniczona możliwość prowizorycznej eliminacji uszkodzonego modułu poprzez wykonanie odpowiednich mostów obejściowych i rekonfigurację EAZ – może skutkować znacznym pogorszeniem pewności zasilania.</li> </ol>

18





**PODSUMOWANIE:**

ROZWIĄZANIE	SZANSE	ZAGROŻENIA
Tradycyjne	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Stosunkowa szybka realizacja.</li> <li>2. Szybka lokalizacja awarii i przywrócenie do ruchu.</li> <li>3. Duża niezawodność, mierzona czasem przywrócenia do ruchu.</li> <li>4. Brak konieczności korzystania ze wsparcia serwisu fabrycznego przy usuwaniu awarii.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Wrażliwość na ekstremalne na wpływy atmosferyczne (temperaturę), zabrudzenia itp.</li> <li>2. Możliwość ingerencji osób niepowołanych, prób kradzieży, akty wandalizmu, sabotażu.</li> </ol>
Modułowe	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Możliwość dobudowy pól w istniejących, tradycyjnych rozdzielniach WN, gdzie na dobudowę pola w wykonaniu tradycyjnym jest zbyt mało miejsca.</li> <li>2. Możliwość zastosowania w wykonaniach mobilnych, stosowanych w prowizorycznych polach WN używanych w sytuacjach awaryjnych i przygotowaniach układów do prac planowych, modernizacyjnych.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Długi czas na usunięcie awarii - w niektórych przypadkach może on sięgnąć nawet wielu tygodni, co efekcie zmniejsza niezawodność mierzona czasem przywrócenia do ruchu od wystąpienia awarii.</li> </ol>
Wewnętrzne GIS	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Możliwość lokalizacji w terenach zurbanizowanych. Najmniejsze problemy w stosunku do pozostałych rozwiązań, w pozyskaniu decyzji administracyjnych, możliwość dostosowania architektury budynku do otoczenia.</li> <li>2. Bardzo mała awaryjność</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Długi czas na usunięcie awarii - w niektórych przypadkach może on sięgnąć nawet wielu tygodni lub miesięcy, co efekcie zmniejsza niezawodność mierzona czasem przywrócenia do ruchu stacji/pola od wystąpienia awarii.</li> </ol>



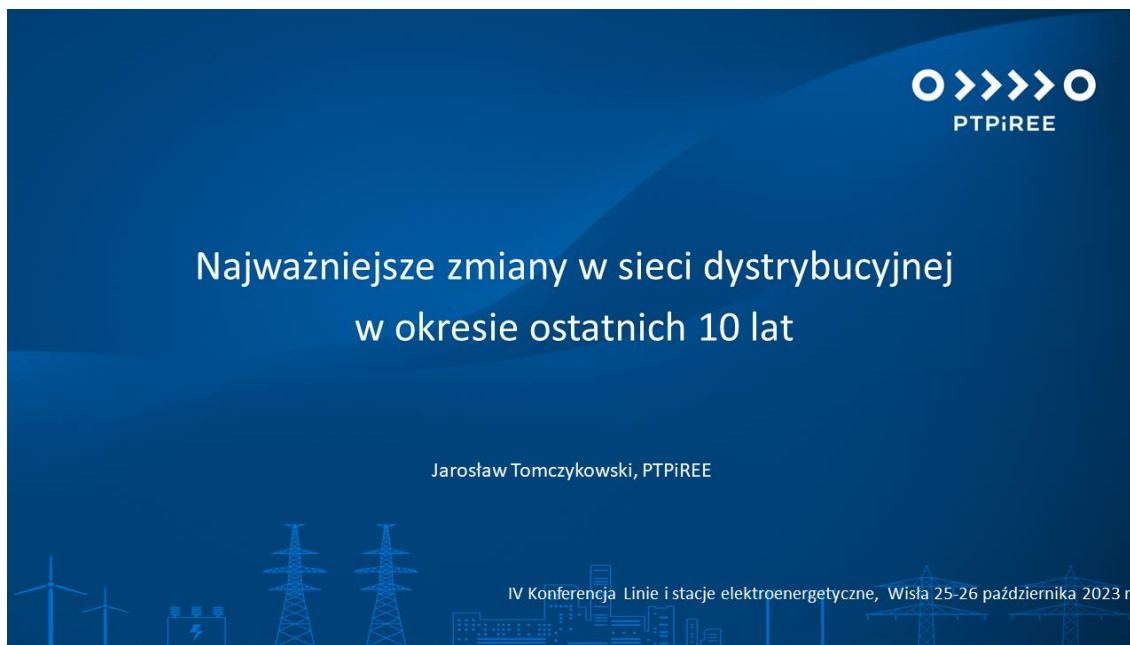
**DZIĘKUJĘ ZA UWAGĘ**



**PGE Dystrybucja S.A.**

## NAJWAŻNIEJSZE ZMIANY W SIECI DYSTRYBUCYJNEJ W OKRESIE OSTATNICH 10 LAT

Jarosław Tomczykowski (PTPiREE)



### Sieć dystrybucyjna



W Polsce mamy ponad 200 operatorów systemu dystrybucyjnego, przy czym o jego kształcie decyduje pięć największych, tj. PGE Dystrybucja S.A., Tauron Dystrybucja S.A., Enea Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz Stoen Operator Sp. z o.o.

Poza Stoen Operator, struktura organizacyjna największych OSD składa się z oddziałów, rejonów i posterunków energetycznych. Na koniec 2022 było to: 29 oddziałów, 166 rejonów i 410 posterunków.



## Rozwój sieci dystrybucyjnej



### Czynniki wpływające na rozwój sieci:

- Rozwój OZE;
- Regulacja jakościowa;
- Wiek infrastruktury sieciowej;
- Wymogi ustawowe (LZO; liczniki bilansujące);
- Poziom środków na inwestycje.

7 listopada 2022 roku Urząd Regulacji Energetyki i pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych podpisali Kartę Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki.

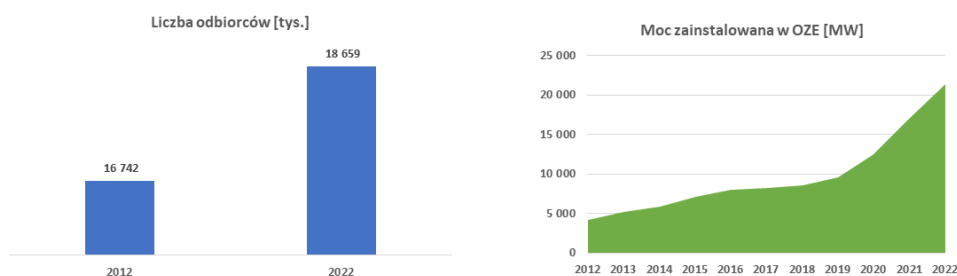


### Kategorie inwestycyjne

Rozwój sieci niezbędny dla przyłączenia OZE, magazynów ee, e-mobility (w tym zwiększenie przepustowości sieci)
Zmiana struktury sieci WN i SN z napowietrznej na kablową
Cyfryzacja i automatyzacja
Liczniki Zdalnego Odczytu
Przyłączenia Klientów

W ramach prac określono zakres każdej z głównych kategorii inwestycyjnych wraz z określeniem korzyści z ich realizacji z punktu widzenia poprawy bezpieczeństwa i jakości dostaw energii oraz obsługi klientów, usprawnienia działania OSD, a także stopień dotychczasowej realizacji zadania.

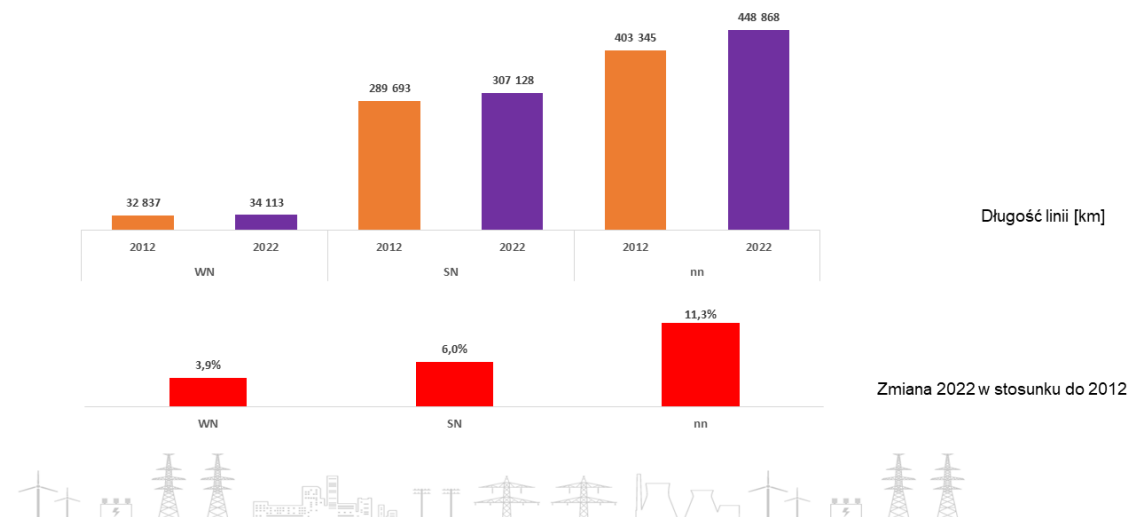
## Rozwój sieci dystrybucyjnej



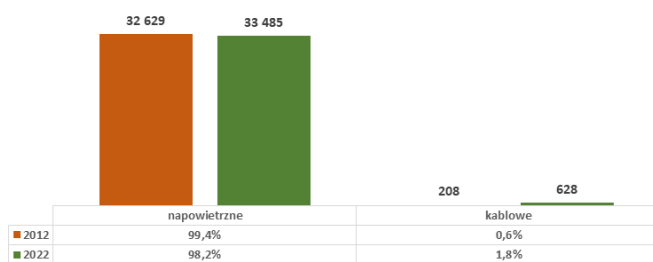
W okresie 2012-2022 o prawie 2 miliony wzrosła liczba odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz ponad pięciokrotnie wielkość mocy przyłączonej OZE. Największe przyrosty mocy widać od roku 2020.



## Infrastruktura sieciowa - linie



## Infrastruktura sieciowa – linie WN



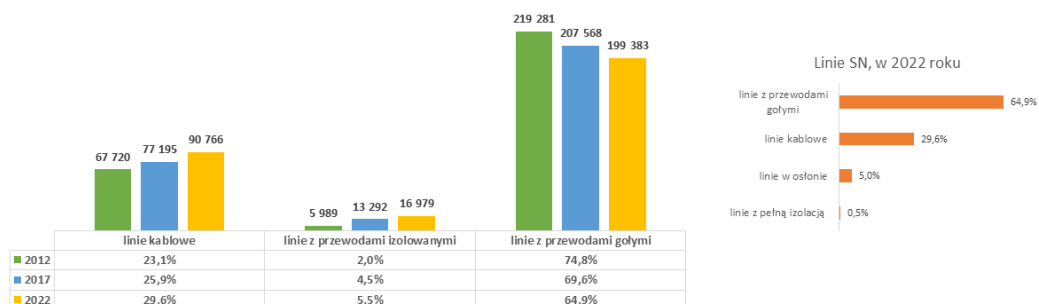
Linie WN to przede wszystkim rozwiązania napowietrzne. W ostatnim czasie widać większe korzystanie z rozwiązań kablowych.

W okresie 2012-2022 wybudowano prawie 1,3 tys. km linii z czego 33% to linie kablowe.



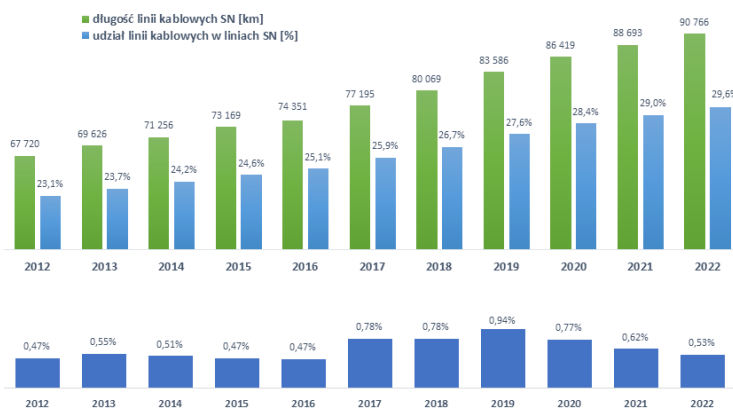


Infrastruktura sieciowa – linie SN



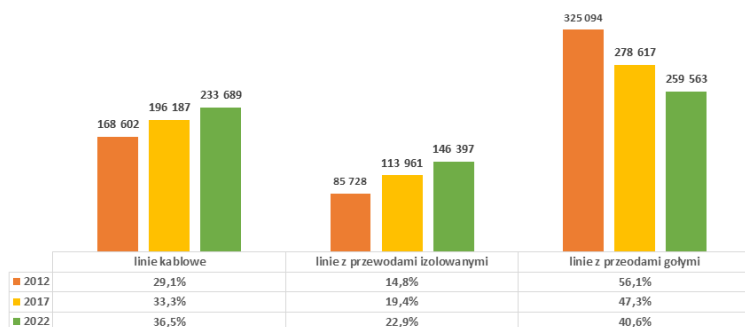
W okresie 2012-2022 wybudowano ponad 23 tys. km linii kablowych SN i zlikwidowano prawie 19 tys. km linii napowietrznych SN z przewodami gołymi. Zauważalne jest także prawie 11 tys. km nowych linii napowietrznych z przewodami izolowanymi. Efektem działań OSD jest wzrost o 6,4 p.p. udziału linii kablowych w liniach SN, i jednocześnie zmniejszenie o 9,9 p.p. linii napowietrznych.

Infrastruktura sieciowa – linie SN



- o W roku 2022, wybudowano 2 tys. km nowych linii kablowych SN (o 0,2 tys. km mniej niż w 2021 i 1,4 tys. km mniej niż w rekordowym roku 2019).
- o Spowodowało to wzrost udziału linii kablowych w liniach SN o 0,6 p.p.
- o W ostatnich dziesięciu latach wzrost udziału linii kablowych o 5,9 p.p.
- o Udział linii kablowych w liniach SN w Polsce jest ciągle jednym z mniejszych w Europie.
- o Długość linii kablowych SN jest jednym z podstawowych czynników wpływających na poziom wskaźników SAIDI, SAIFI.

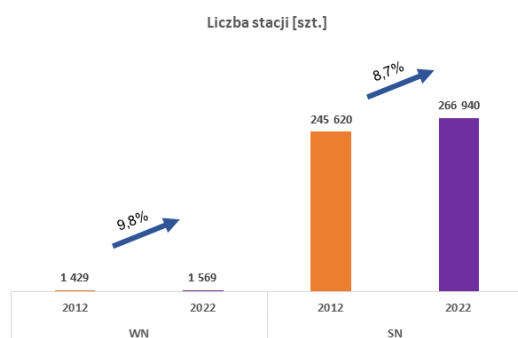
## Infrastruktura sieciowa – linie nn z przyłączami



Podobnie jak w przypadku linii SN, linie elektroenergetyczne niskiego napięcia budowane są jako linie kablowe lub linie z przewodami izolowanymi. W analizowanym okresie zmniejszył się o 15,5 p.p. udział linii napowietrznych z przewodami gołymi, wzrósł udział linii z przewodami izolowanymi o 8,1 p.p. i linii kablowych o 7,4 p.p.



## Infrastruktura sieciowa - stacje



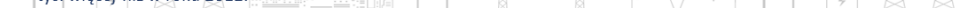
	Średnia moc w stacji [MVA]		Wzrost [%]
	2012	2022	
110/SN	37,50	43,24	15%
SN/nn	0,183	0,203	11%

Udział stacji transformatorowych

Stacje	2012	2022
110 kV	93,9%	93,9%
SN	97,7%	96,9%

Jednymi z najważniejszych elementów sieci dystrybucyjnej, mające kluczowe znaczenie dla jej funkcjonowania są stacje elektroenergetyczne wysokiego napięcia czyli tzw. Główne Punkty Zasilające. Na koniec 2022 roku takich stacji było 1473, o 107 więcej niż w roku 2012.

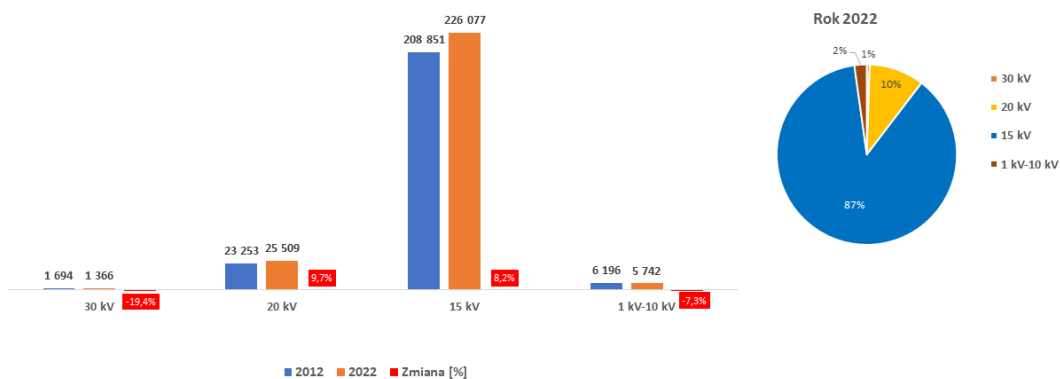
Znacznie większą grupą stacji są jednak stacje średniego napięcia. W 2022 roku w sieci zainstalowanych było 266 940 stacji SN, o ponad 21,3 tys. więcej niż w roku 2012.



Infrastruktura sieciowa – stacje SN/nn



Liczba stacji SN/nn z podziałem na napięcia [szt.]

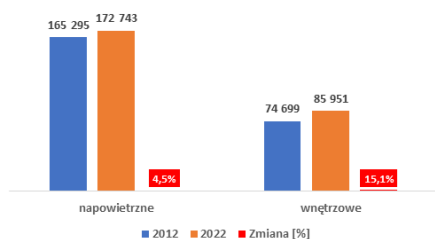


Standardem jest sieć 15 i 20 kV (97%). Zmniejsza się udział stacji innych poziomów napięcia.

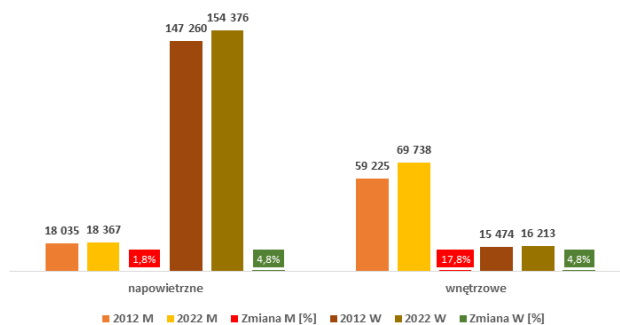
Infrastruktura sieciowa – stacje SN/nn



Liczba stacji SN/nn [szt.]

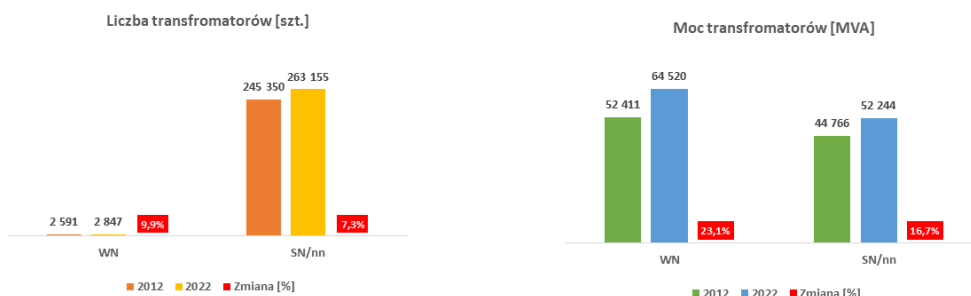


Liczba stacji SN/nn [szt.]



Stacje SN/nn możemy podzielić ze względu na budowę, na stacje wewnętrzne (w tym kontenerowe) i napowietrzne (w tym napowietrzno-wewnętrzne). Na koniec 2022, 67% stacji to stacje napowietrzne wykonywane jako stacje słupowe. Warto jednak zauważyć, że w ostatnich latach zmniejszyła się liczba stacji słupowych na korzyść stacji wewnętrznych (o 2 p.p.), co zapewne związane jest z preferowanym przez OSD standardem budowy linii średniego napięcia jako linie kablowe. Widać także, że stacje słupowe coraz częściej budowane są na obszarach wiejskich (W).

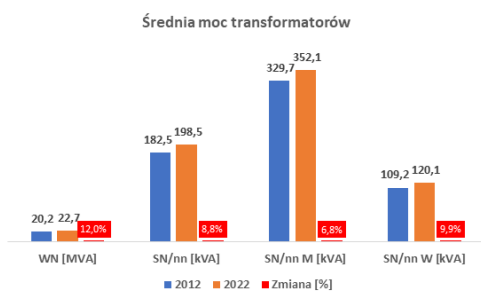
Infrastruktura sieciowa – transformatory



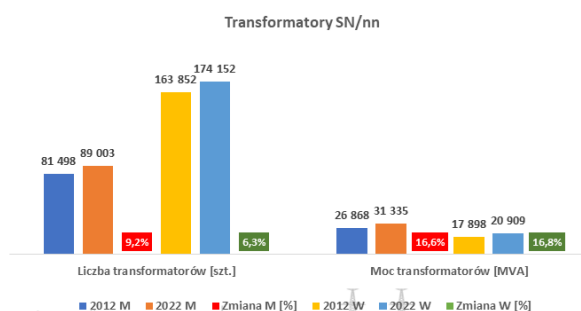
Większy wzrost, zarówno liczby jak i mocy transformatorów, widać dla stacji WN. Wzrost liczby transformatorów skorelowany jest ze wzrostem liczby stacji.



Infrastruktura sieciowa – transformatory



Dla stacji SN/nn większy wzrost liczby transformatorów odnotowano dla stacji w miastach (M) niż na obszarach wiejskich (W), natomiast wzrost mocy był podobny dla obu obszarów.

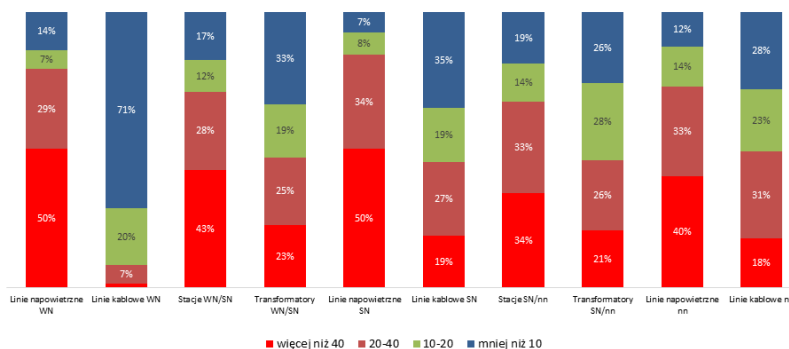


Średnia moc transformatorów w największym stopniu wzrosła dla stacji WN/SN (o 12%). Dla stacji SN/nn większy wzrost średniej mocy transformatorów odnotowano dla stacji na obszarach wiejskich (W) niż w miastach (M).





Struktura wiekowa wybranych elementów sieci dystrybucyjnej na koniec roku 2022



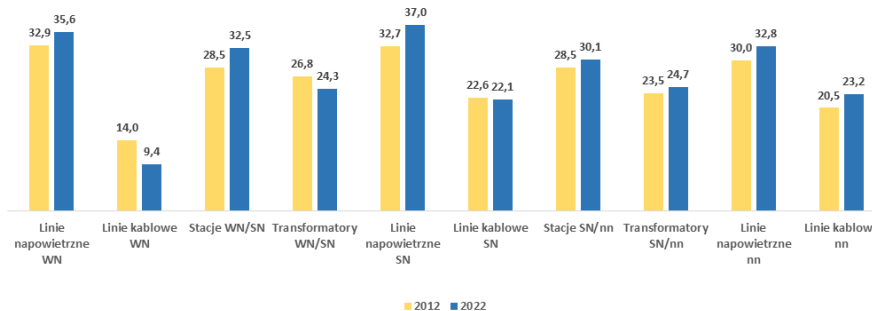
Generalnie wiek infrastruktury dystrybucyjnej, można ocenić jako zaawansowany, szczególnie niekorzystnie wygląda sytuacja w przypadku linii napowietrznych WN i SN.



Wiek sieci elektroenergetycznych



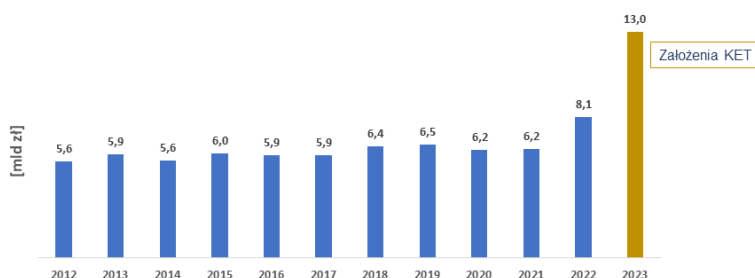
Średni wiek majątku



Coroczne inwestycje w sieć dystrybucyjną nie wpływają na poprawę struktury wiekowej sieci. Jak pokazały wyniki analizy w okresie 2012-2022 zwiększył się średni wiek większości elementów sieci. Wyjątkiem są tylko transformatory WN/SN, linie kablowe WN i SN.



## Nakłady inwestycyjne

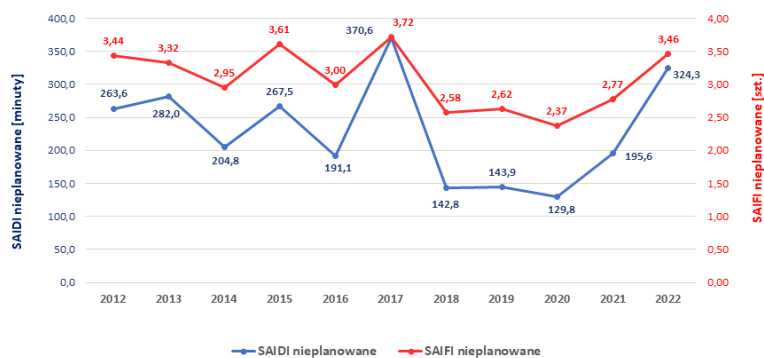


W okresie 2012-2022 poziom nakładów inwestycyjnych utrzymywał się na stałym poziomie, około 6 mld zł. 8 mld w roku 2022 wynikało, ze wzrostu poziomu inflacji, cen materiałów i usług.

Od 2019 następuje wzrost udziału nakładów na rozwój sieci na potrzeby przyłączeń kosztem obniżenia nakładów na odtworzenie sieci. W ostatnich dwóch latach nakłady związane z przyłączeniem stanowiły prawie 50% całości nakładów inwestycyjnych.



## Wskaźniki niezawodności sieci – SAIDI, SAIFI nieplanowane



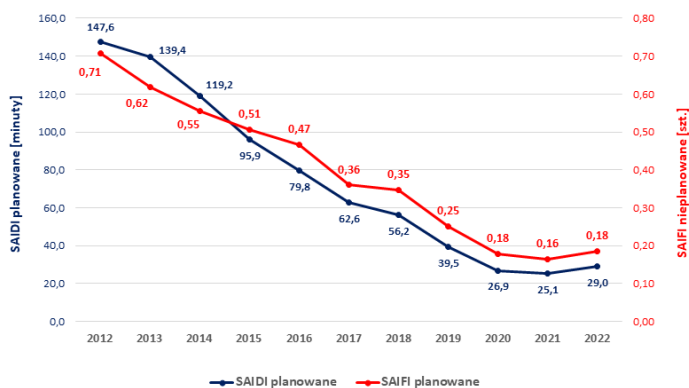
Części nieplanowane wskaźników SAIDI, SAIFI są silnie uzależnione od warunków atmosferycznych. W latach, w których wystąpiły silne niekorzystne zjawiska pogodowe (2017, 2021, 2022) widać wyraźny wzrost tych wskaźników.



## Wskaźniki niezawodności sieci – SAIDI, SAIFI planowane



Zupełnie inaczej wygląda sytuacja dla wskaźników SAID i SAIFI oceniających wyłączenia planowane. Wynika to z faktu, że wpływ na wartość tych wskaźników mają czynniki, które są zależne od OSD. Coraz częściej operatorzy stosują rozwiązania ograniczające czas i liczbę przerw planowych, koniecznych przy realizacji zadań inwestycyjnych, remontowych lub przyłączeniowych.



Analiza pokazuje tendencję malejącą zarówno SAIDI jak i SAIFI planowanego, szczególnie wyraźną w pierwszym okresie badanego okresu. Kilkoprocentowe wzrosty w ostatnich dwóch latach wynikają z tego, że w OSD, które doświadczyły rozległych awarii, część napraw sieci realizowały w trybie prac planowych. Obowiązek instalacji liczników bilansujących w stacjach SN/nn przyczynił się także wzrostu wskaźników.



## Podsumowanie



Widoczne w okresie 2012-2022 zmiany sieci dystrybucyjnej można wytłumaczyć zmieniającym się otoczeniem w jakim funkcjonują Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych. Najważniejszym w tym okresie było wprowadzenie Regulacji jakościowej, która narzuciła znaczne ograniczenie wskaźników niezawodnościowych. Spowodowało to wdrożenie przez OSD działań takich jak przebudowa linii napowietrznych średniego napięcia na kablowe oraz automatyzacja sieci SN. Ukierunkowanie na tego typu inwestycje było na tyle duże, że przełożyło się na zauważalny wzrost poziomu skablowania linii SN oraz udziału stacji SN/nn wyposażonych w telemekanicę.

Kolejny element do rozwoju sieci niezbędny dla przyłączania OZE. Efekty tego widzimy w postaci nowych linii i stacji na każdym poziomie napięcia, zwiększeniu średniej mocy transformatorów WN/SN a także stosunkowo dużym udziale tej grupy transformatorów w strukturze wiekowej do 10 lat (wymiana transformatorów WN na jednostki o większej mocy znamionowej)

Poza wybranymi elementami sieci (linie kablowe WN i SN, transformatory WN/SN), pozostała, większa część infrastruktury starzeje się. Należy zaznaczyć, że nakłady inwestycyjne na obecnym poziomie, jak pokazuje statystyka, nie poprawiają struktury wiekowej sieci. Efekty daje dopiero dedykowane, zwiększone inwestowanie, tak jak w przypadku np. kablowności sieci SN.













**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](http://www.ptpiree.pl), [ptpiree@ptpiree.pl](mailto:ptpiree@ptpiree.pl)**  
**NIP: 777-00-04-090, REGON: 004845964**  
**SANTANDER Bank Polska 30 1090 1362 0000 0000 3601 8167**