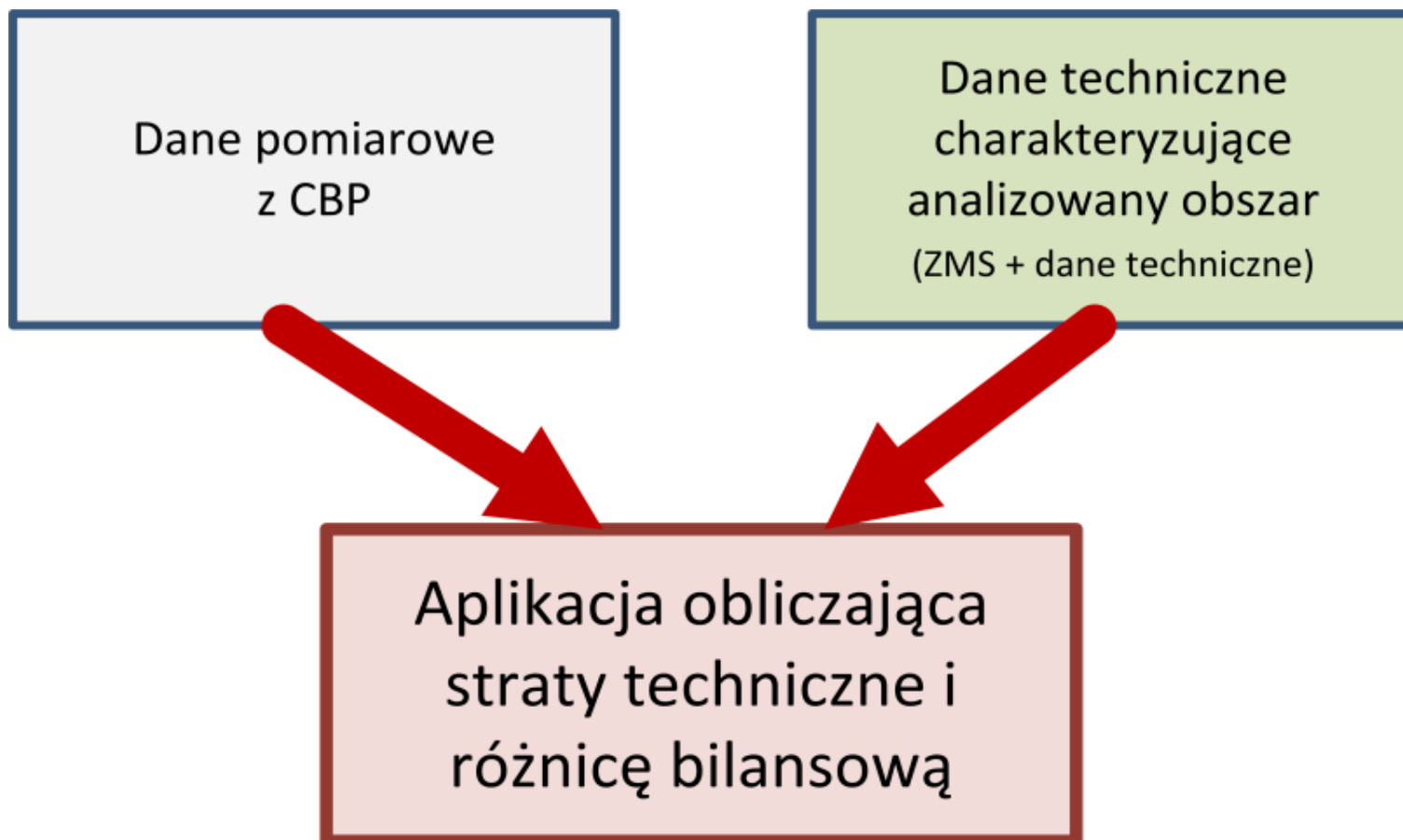
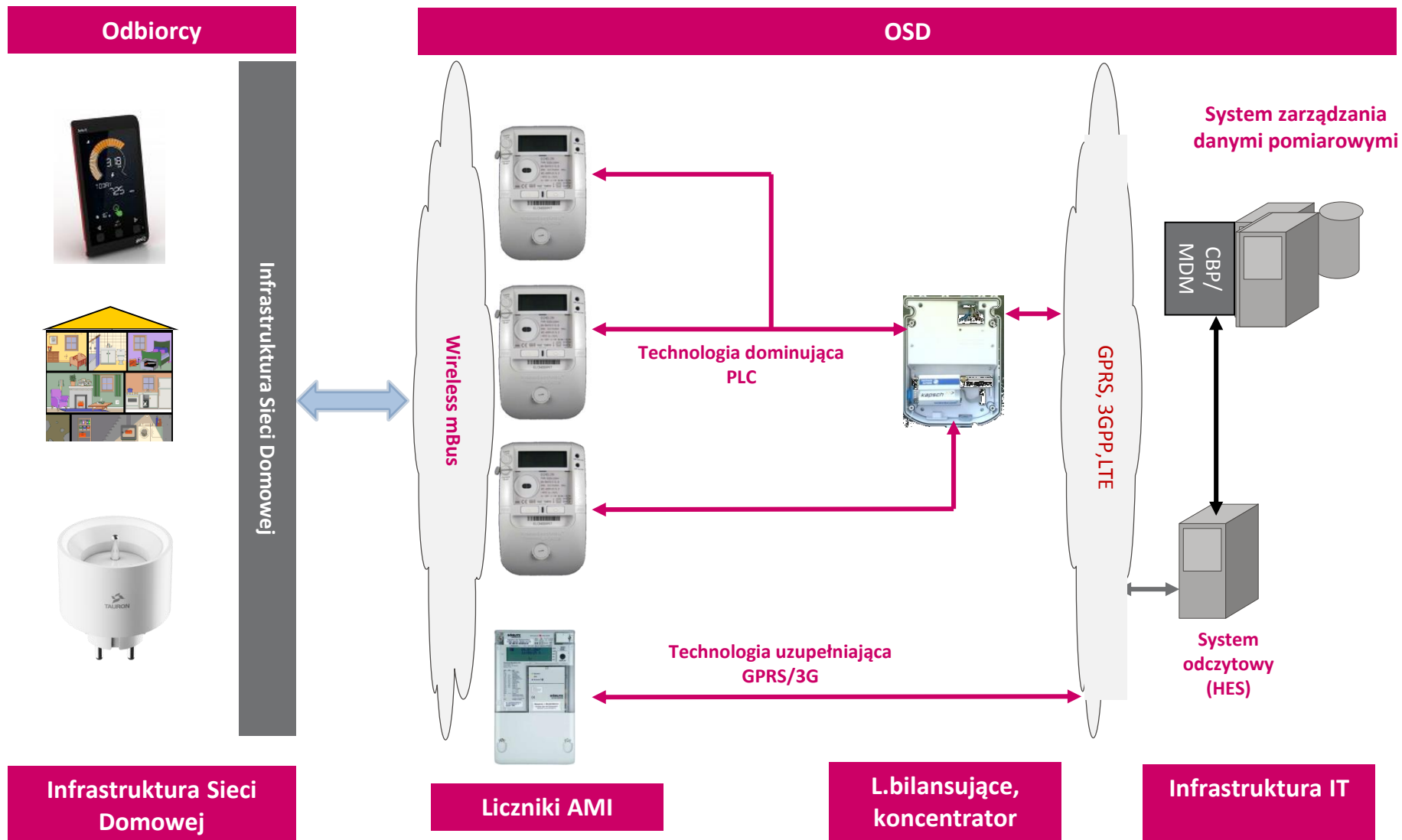

MODELOWANIE SIECI DYSTRYBUCYJNEJ DO OBLICZEŃ STRAT ENERGII WSPOMAGANE SYSTEMEM ZARZĄDZANIA MAJĄTKIEM SIECIOWYM

Dariusz Jeziorny, Daniel Nowak – TAURON Dystrybucja S. A.
Barbara Kaszowska, Andrzej Włóczyk – Politechnika Opolska



Obszary		Licznik komunalny	Licznik bilansujący
1 Pomiar i rejestracja	⇄	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Energia czynna w obu kierunkach <input type="checkbox"/> Energia bierna dla każdego kwadrantu <input type="checkbox"/> Profil obciążenia <input type="checkbox"/> Wartości skuteczne napięć i prądów fazowych 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Energia czynna w kierunkach <input type="checkbox"/> Energia bierna dla każdego kwadrantu <input type="checkbox"/> Energia pozorna w obu kierunkach <input type="checkbox"/> Wartości skuteczne napięć i prądów fazowych <input type="checkbox"/> Strat jałowych U_{2t} i obciążeniowych I_{2t}
2 Parametry jakościowe, zdarzenia	⇄	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Informacje o zaniku/powrocie napięcia, długość przerwy, przekroczenie progów dopuszczalnych odchyłeń napięcia <input type="checkbox"/> zdarzenia związane z działaniem polem magnetycznym <input type="checkbox"/> wyłączenie / załączenie odbiorcy 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Informacje o zaniku/powrocie napięcia, długość przerwy, przekroczenie progów dopuszczalnych odchyłeń napięcia <input type="checkbox"/> <i>wskaźnik wolnych zmian napięcia</i> <input type="checkbox"/> <i>wskaźnik odkształcenia napięcia</i> <input type="checkbox"/> <i>wskaźnik asymetrii napięcia</i> <input type="checkbox"/> <i>wskaźnik wahań napięcia</i>
3 Infrastruktura Sieci Domowej	⇄	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Dane pomiarowe energii czynnej z interwałem 5-sekundowym, wraz ze znacznikiem czasowym; <input type="checkbox"/> Dane pomiarowe dotyczące energii biernej <input type="checkbox"/> Informacje o komendach sterujących 	

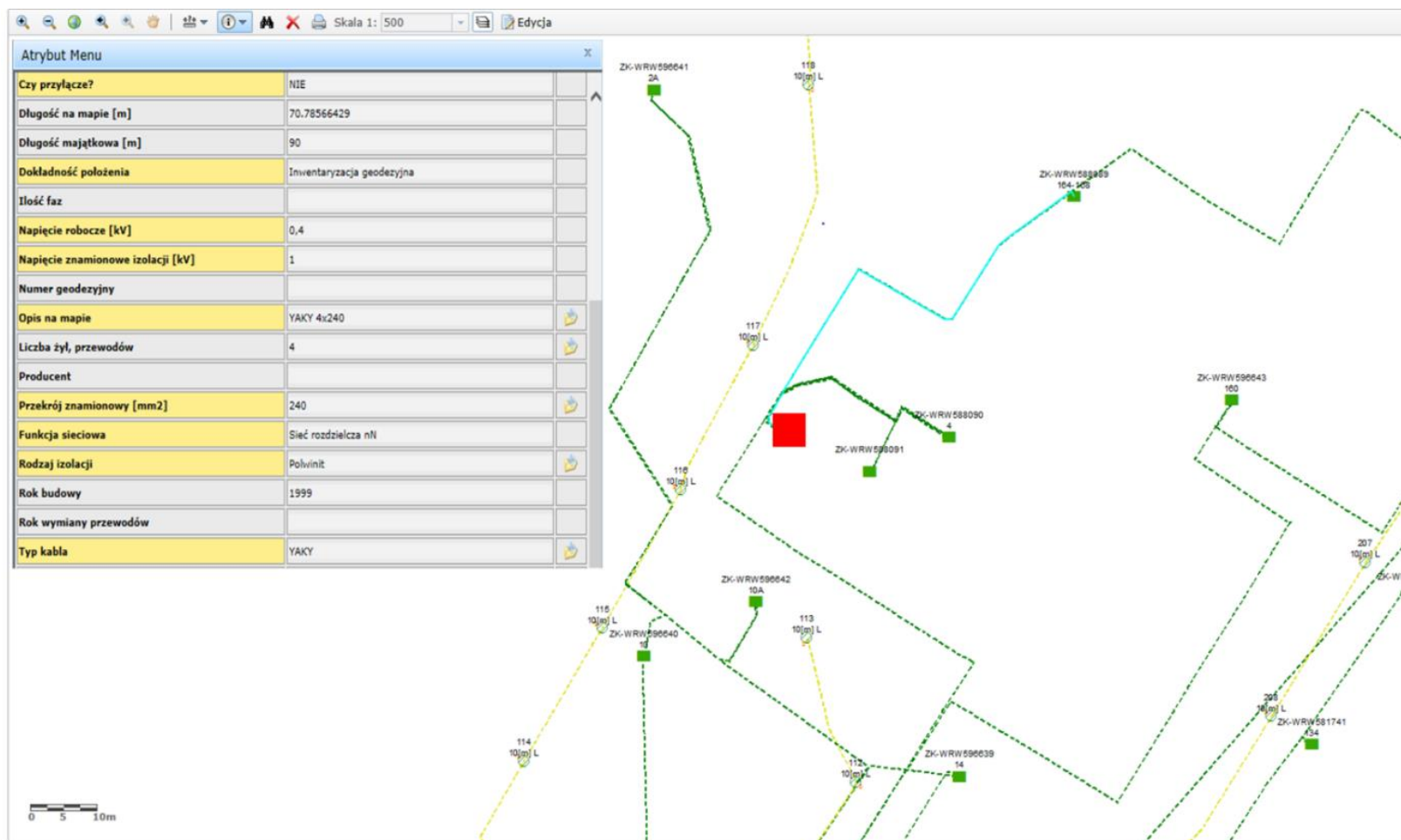


Elementy sieci rozdzielczej

System Zarządzania Majątkiem Sieciowym gromadzi informacje o wszystkich istotnych obiektach sieci elektroenergetycznej WN, SN, nN m.in:

- Stacje transformatorowe,
- Linie napowietrzne,
- Linie kablowe,
- Transformatory, przekładniki WN,
- Łączniki, baterie kondensatorów, rozdzielnie, złącza kablowe.

Informacje mają postać graficzną, opisową oraz plikową (np. skany dokumentów, zdjęcia, katalogi, DTR).

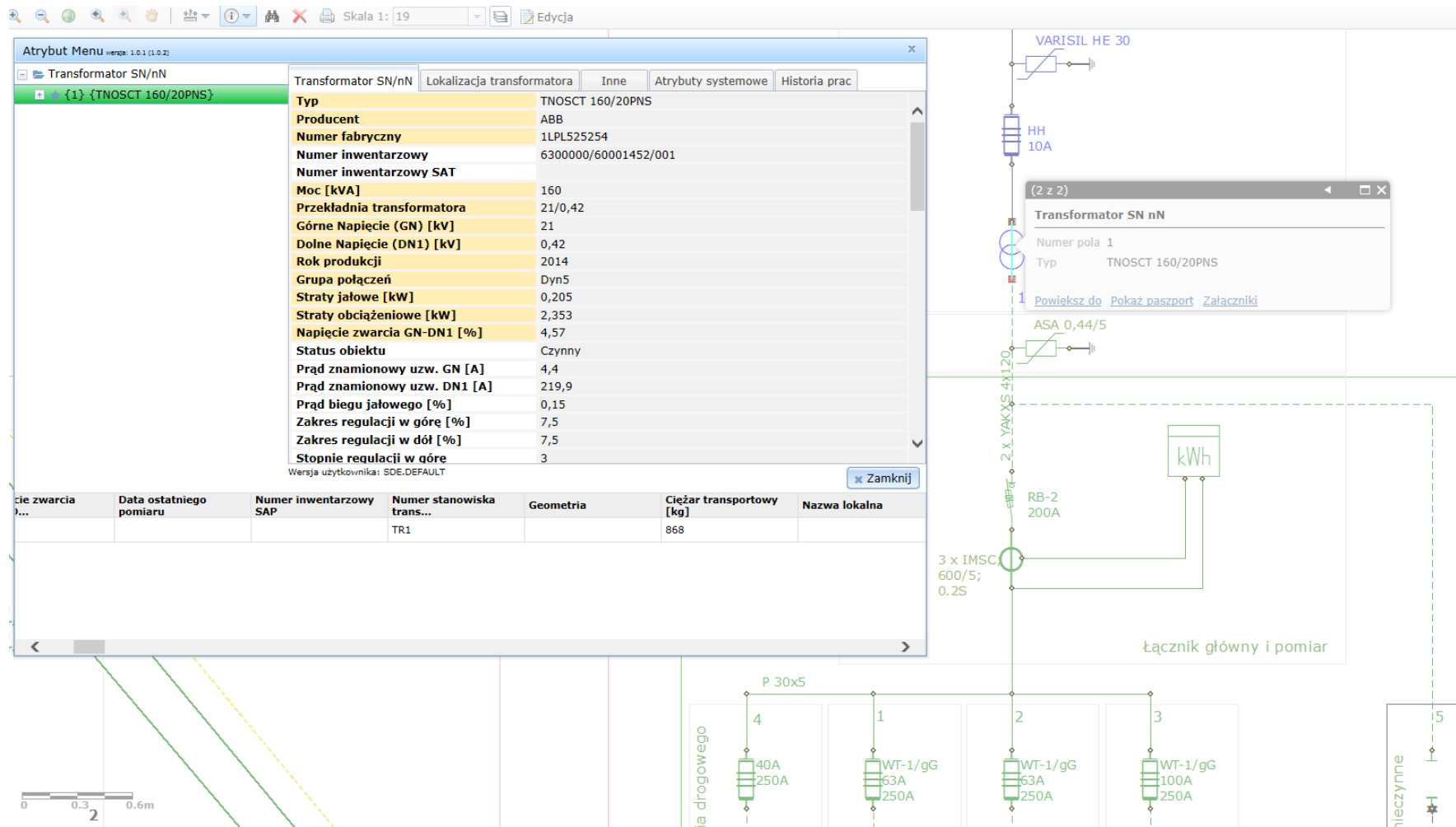


Fragmentaryczny widok interfejsu systemu ZMS z przykładowym odcinkiem sieci kablowej nN wraz z przedstawieniem jego podstawowych parametrów. Przykład danych opisowych i graficznych.

Dane techniczne charakteryzujące sieć rozdzielczą

Źródła informacji charakteryzujące obiekty i elementy sieci rozdzielczej:

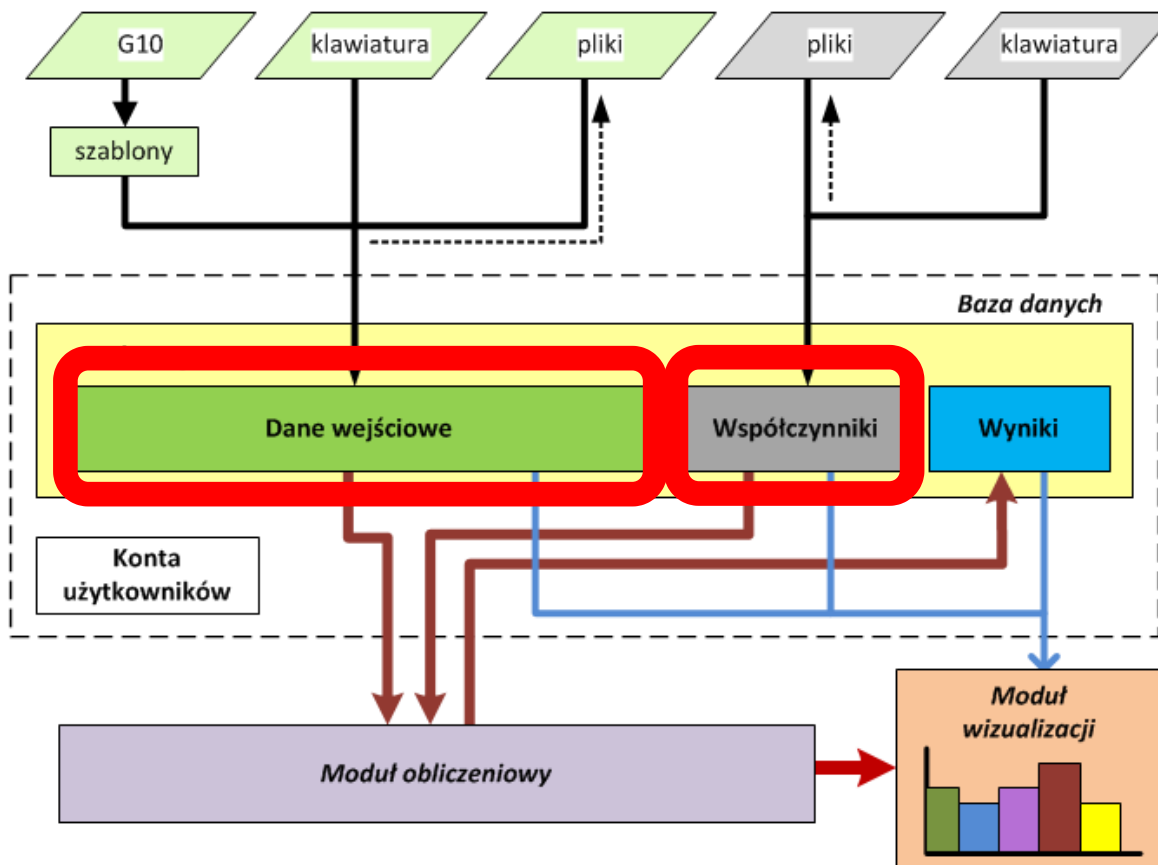
- Projekty budowlane i wykonawcze,
- Dokumentacja techniczna i ruchowa,
- Katalogi i albumy producentów,
- Powykonawcze operaty inwentaryzacji geodezyjnej,
- Protokoły odbioru robót budowlanych,
- Protokoły zabiegów eksploatacyjnych (pomiar, oględziny)



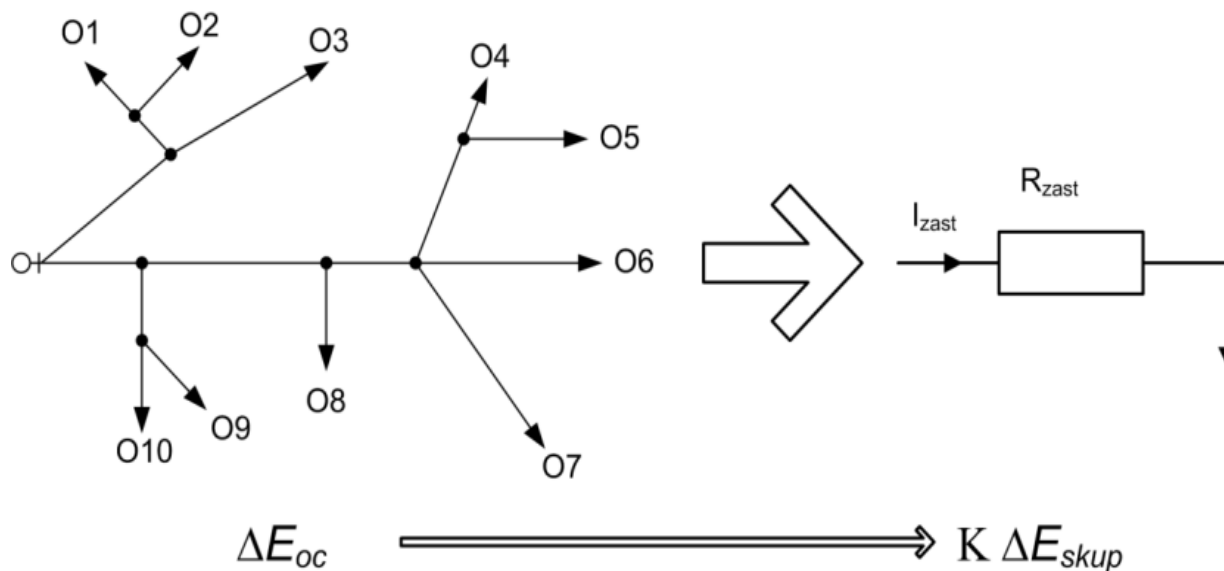
Przykład opisu transformatora na tle fragmentu schematu stacji transformatorowej.

Bi-Sun

SYSTEM INFORMATYCZNY WSPOMAGAJĄCY OBLICZANIE STRAT ENERGII W ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECIACH ROZDZIELCZYCH (stan aktualny)



Aplikacja klient – serwer (środowisko AD, baza danych SQL)



Modelowanie sieci rozdzielczej oraz strat energii elektrycznej

$$\Delta E_{oc} = 3 I_{zast}^2 R_{zast} \tau_{zast}$$

gdzie:

$$\bar{I} = \frac{\sqrt{3} E_{obc}}{\bar{U} \cos \varphi N_{cs} T_s \frac{T_{obl}}{T_r}} \quad I_{zast} = k_i k_n \bar{I} \quad s_{zast} = k_s \bar{s} \quad R_{zast} = \frac{l}{\gamma k_s \bar{s}}$$

Pozyskiwanie wiarygodnych danych

- ze sprawozdań G10.x

Pozyskiwanie wiarygodnych parametrów charakteryzujących sieć, (stan aktualny)

- ~~ze sprawozdań G10.x~~
- wykorzystanie zasobów własnych rejonów,
- wykorzystanie zasobów własnych oddziałów,
- wykorzystanie zasobów własnych koncernu

**Nakłady czasowe na zebranie i przetworzenie danych
oraz dokładność obliczeń**

Czynności wykonywane podczas parametryzacji sieci (stan aktualny)

Rejon Dystrybucji

- zebranie danych rejonowych w zakresie linii nN i SN, transformatorów SN/nN, liczników, przyłączy
- wprowadzenie danych do arkusza kalkulacyjnego i wykonanie estymacji parametrów dla rejonu

Oddział

- agregacja danych rejonowych,
- zebranie danych w zakresie linii WN, transformatorów WN/SN,
- wprowadzenie danych do arkusza kalkulacyjnego i wykonanie estymacji parametrów dla oddziału

Koncern

- agregacja danych oddziałowych,
- wprowadzenie danych do arkusza kalkulacyjnego i wykonanie estymacji parametrów dla koncernu

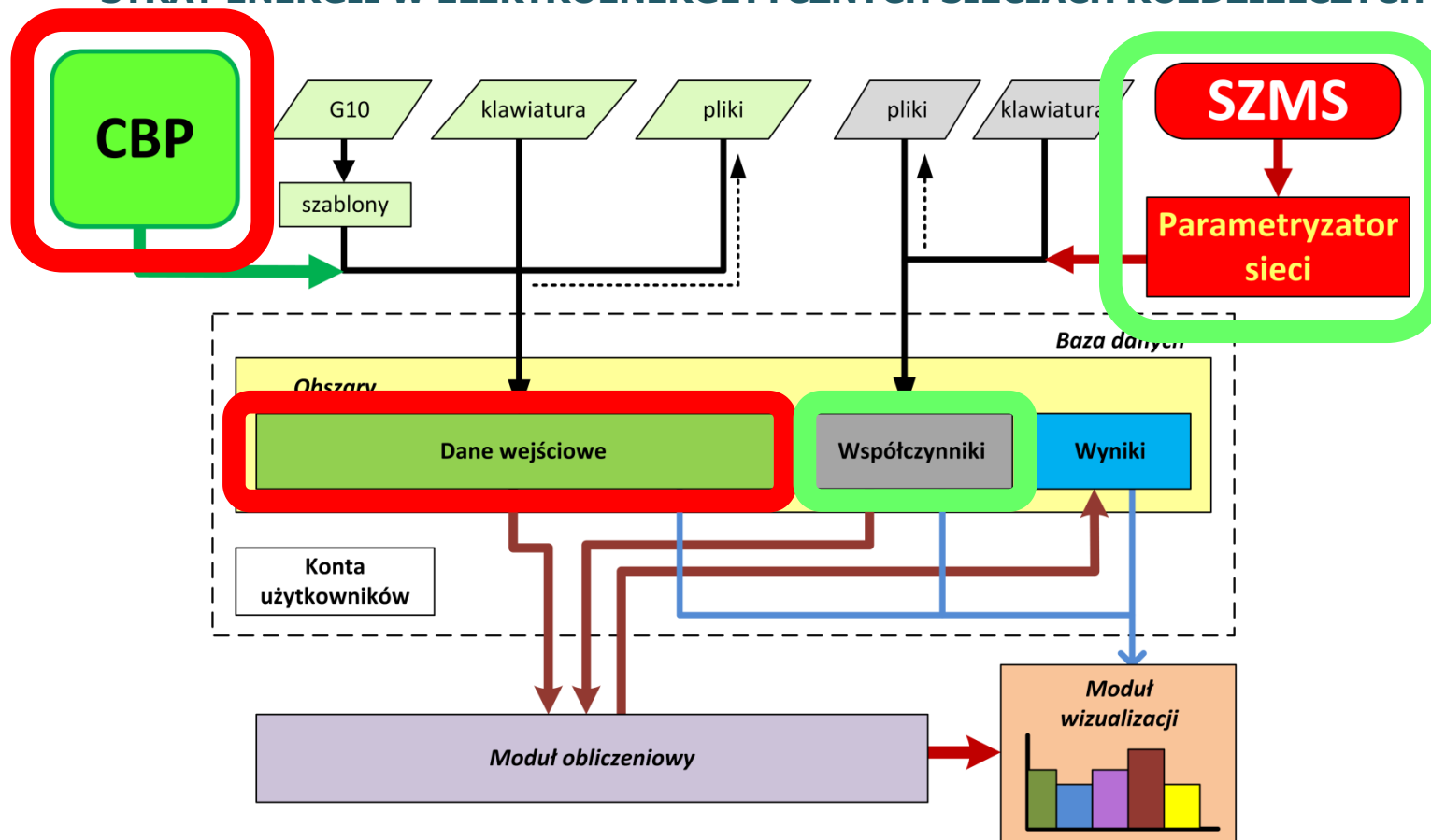
Warunki automatyzacji procesu parametryzacji sieci:

1. Dostęp do danych w postaci elektronicznej
2. Możliwość zdalnego pobrania i ich przetworzenia danych

SZMS – System
Zarządzania Majątkiem Sieciowym

CBP – Centralna Baza Pomiarowa

Bi-Sun SYSTEM INFORMATYCZNY WSPOMAGAJĄCY OBLICZANIE STRAT ENERGII W ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECIACH ROZDZIELCZYCH



Aplikacja klient – serwer (środowisko AD, baza danych SQL)

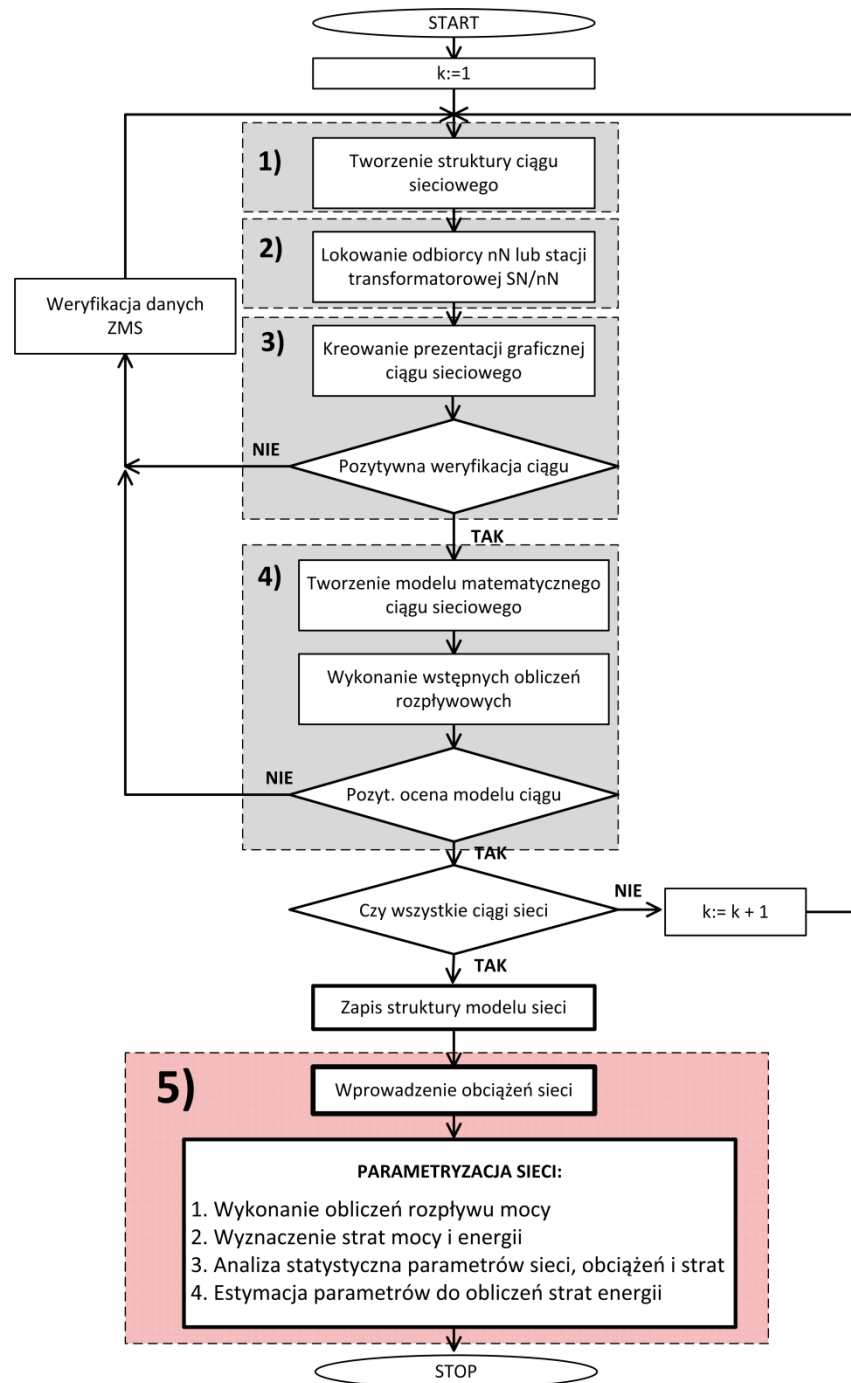
SZMS >> Automatyzacja procesu parametryzacji sieci

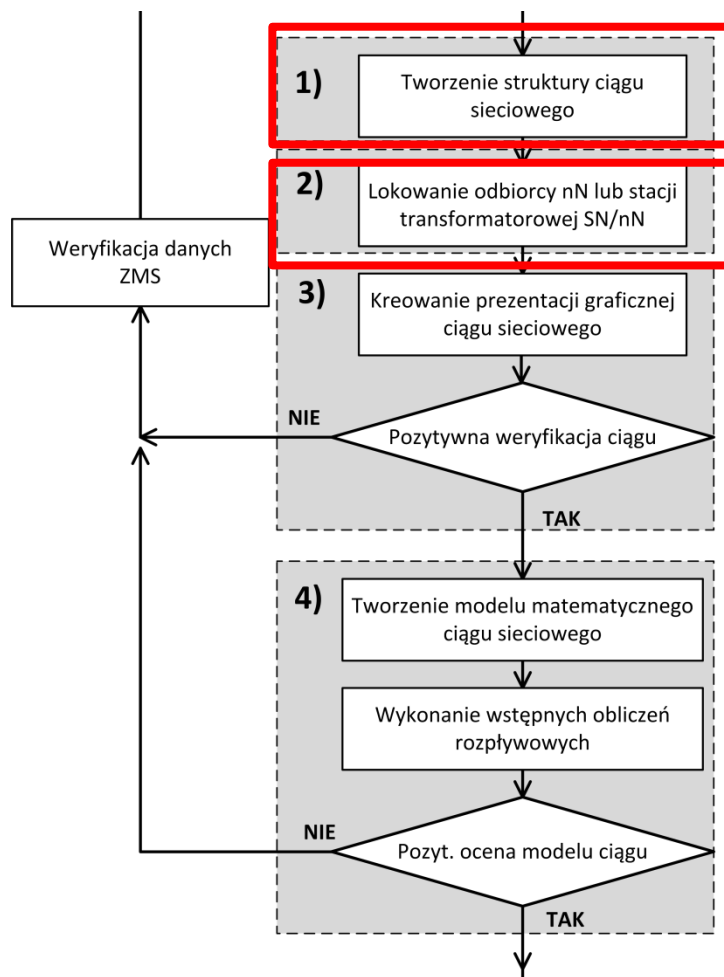
Dane ZMS zawierające istotne parametry sieci SN i nN są gromadzone w tabelach bazy danych obejmujących:

- odcinki linii,
- stacje transformatorowe,
- słupy
- transformatory SN/nN.

Współrzędne geograficzne są definiowane dla słupów i stacji transformatorowych

Automatyczne wykorzystanie SZMS wymaga zastosowania procedur identyfikacji modelu sieci



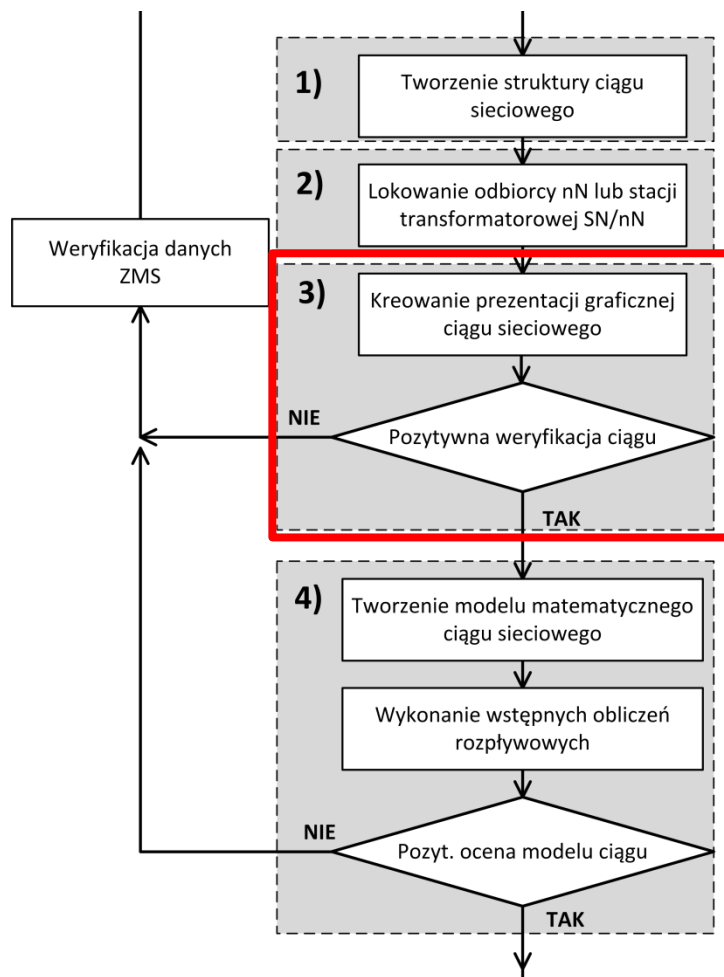


1) Tworzenie struktury ciągu sieciowego

1. Pobranie odcinków linii o zadanej nazwie (id linii)
2. Pobranie danych słupów
3. Kojarzenie słupów i odcinków linii
4. Rozlokowanie słupów na podstawie współrzędnych GPS

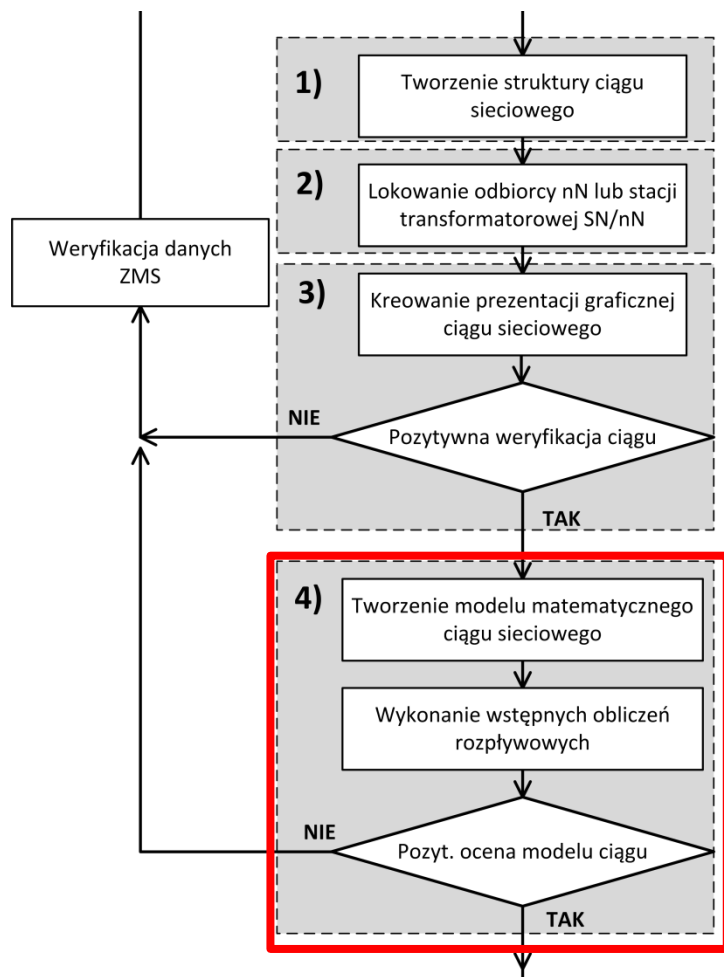
2) Lokowanie odbiorcy nN lub stacji transformatorowych SN/nN

1. Pobranie informacji o ciągu sieciowym uzyskanym z procedury tworzenia struktury.
2. Pobranie informacji o lokalizacji stacji transformatorowych
3. Kojarzenie lokalizacji stacji transformatorowych ze współrzędnymi zawartymi w zbiorze danych dot. analizowanego ciągu sieciowego



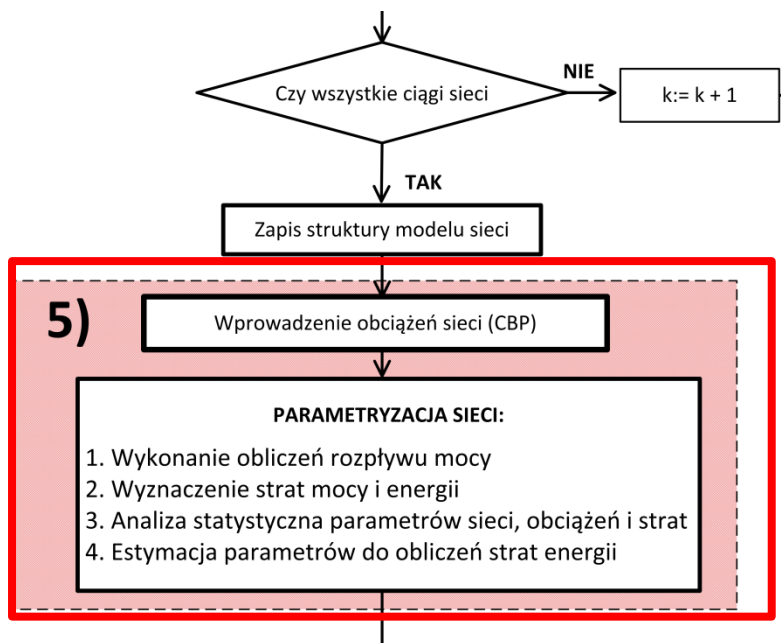
3) Kreowanie prezentacji graficznej ciągu sieciowego i ocena

1. Pobranie informacji o ciągu sieciowym uzyskanym z procedury tworzenia struktury.
2. Pobranie informacji o stacjach zasilanych z ciągu sieciowego
3. Pobranie informacji z mapy obszaru (wykorzystanie GIS)
4. Lokacja stacji na mapie
5. Lokacja słupów na mapie
6. Trasowanie linii elektroenergetycznych
7. Wizualizacja
8. Ocena wiarygodności – zatwierdzenie uzyskanego układu zasilania



4) Tworzenie modelu ciągu sieciowego

1. Pobranie informacji o ciągu sieciowym uzyskanym z procedury tworzenia struktury.
2. Pobranie informacji o stacjach zasilanych z ciągu sieciowego
3. Pobranie danych technicznych elementów sieci i stacji transformatorowych
4. Pobranie danych technicznych transformatorów zainstalowanych w stacjach transformatorowych
5. Ustalenie liczby węzłów sieci
6. Tworzenie gałęzi łączących węzły, zakresem objęte zostają węzeł zasilający i wszystkie węzły, w tym węzły w których następują zmiany parametrów linii, węzły rozgałęźne (węzły łączące powyżej 2 gałęzi) i węzły odbiorcze
7. Wykonanie wstępnych obliczeń rozpiętowych
8. Ocena wyniku obliczeń



Procedura obliczeń wskaźników charakteryzujących sieć obejmuje:

1. Ustalenie obciążeń sieci dla różnych okresów obliczeniowych,
2. Wykonanie obliczeń rozptywu mocy w sieci,
3. Wyznaczenie strat mocy i energii w elementach sieci,
4. Analizę statystyczną parametrów sieci, obciążeń i strat,
5. Estymację parametrów do obliczeń strat energii.

Uzyskane wartości współczynników mogą zostać bezpośrednio wykorzystane podczas obliczeń strat sieciowych oraz oceny eksploatacji sieci.

Wnioski i perspektywa rozwoju po zebraniu doświadczeń:

1. wykorzystanie w pełni opomiarowanych obszarów sieci elektroenergetycznej do strojenia parametrów i algorytmów obliczeń inżynierskich,
2. wprowadzenie współczynników korygujących źródłowe parametry katalogowe w związku z wpływem wieku urządzeń na ich stan techniczny (współczynniki degradacji),
3. wprowadzenie współczynników korekcyjnych uwzględniających wpływ mniej istotnych obiektów i elementów pomijanych w procesie inwentaryzowania majątku sieciowego.
4. określenie rzeczywistego poziomu strat technicznych dla obszaru sieci nN zasilanego ze stacji SN/nN z uwzględnieniem jej charakteru.
5. możliwość określenia poziomu strat handlowych dla obszaru sieci nN zasilanego ze stacji SN/nN z uwzględnieniem jej charakteru

Pytania recenzenta:

1. Czy system obliczania strat z wykorzystaniem informacji z liczników AMI i systemu ZSM już „coś” liczy, czy na razie jest to marzenie autorów referatu?
2. Jak oblicza się średni przekrój, występujący we wzorze (6), jeśli nie jest to przekrój handlowy?
3. Skąd się biorą przepływy energii między GPZ-ami, skoro sieć SN jest siecią promieniową? Czy ktoś je mierzy?
4. Czy do wyznaczania wartości zastępczego czasu trwania maksymalnych strat wykorzystywany będzie któryś z licznych znanych wzorów, czy wartość ta wyznaczona zostanie na podstawie znajomości rozplływów mocy 15-minutowych (lub dla innych przedziałów czasu)?

Odpowiedzi na pytania recenzenta:

- Ad 1. Czy system obliczania strat z wykorzystaniem informacji z liczników AMI i systemu ZSM już „coś” liczy, czy na razie jest to marzenie autorów referatu?

Tak, ale jest to wersja testowa, obejmująca kilkanaście stacji SN/nN

Odpowiedzi na pytania recenzenta:

Ad 2. Jak oblicza się średni przekrój, występujący we wzorze (6), jeśli nie jest to przekrój handlowy?

Dla pojedynczego ciągu, na podstawie obliczeń rozptywu mocy określony zostaje wpływ rozkładu obciążeń wzdłuż ciągu sieciowego, a następnie ocenia się korelację wpływ zmiany przekroju i przekroju wyznaczonego jako średnią ważoną po odcinkach ciągu i odgałęzień.

Odpowiedzi na pytania recenzenta:

Ad 3. Skąd się biorą przepływy energii między GPZ-ami, skoro sieć SN jest siecią promieniową? Czy ktoś je mierzy?

W artykule zasygnalizowano problem braku danych dotyczących przepływów energii od stacji WN/SN (GPZ-tu) do odbiorców końcowych SN lub nN.

Odpowiedzi na pytania recenzenta:

- Ad 4. Czy do wyznaczania wartości zastępczego czasu trwania maksymalnych strat wykorzystywany będzie któryś z licznych znanych wzorów, czy wartość ta wyznaczona zostanie na podstawie znajomości rozplądów mocy 15-minutowych (lub dla innych przedziałów czasu)?

Docelowo czas trwania strat maksymalnych będzie zastąpiony obliczeniami dla interwałów czasowych równych okresowi pomiaru energii

Dziękujemy za uwagę