

OGRANICZENIE STRAT TECHNICZNYCH W SIECI NN POPRZECZ OPTIMALIZACJĘ UKŁADU POŁĄCZEŃ WYKORZYSTUJĄCĄ INTELIGENTNE MODELE SIECI NN I INFORMACJE POZYSKIWANE ZE SMART LICZNIKÓW

Sławomir NOSKE¹, Dominik FALKOWSKI²

ENERGA-OPERATOR SA ul. Marynarki Polskiej 130, 80-557 Gdańsk

1. tel.: 609 460 108; e-mail: slawomir.noske@energa.pl

2. tel.: 785 860 538; e-mail: dominik.falkowski@energa.pl

Streszczenie: Artykuł koncentruje się na analizie i rezultatach projektu Smart Grid, szczególnie na nowych możliwości ograniczenia strat w sieciach techniczna SN i nN. Badania modelowe w sieciach SN i nN miały na celu ocenę możliwości zwiększenia efektywności pracy sieci za pomocą obliczeń technicznych na podstawie rzeczywistych danych uzyskanych z systemów: GIS, SCADA oraz AMI. Do wykonywania obliczeń optymalizacyjnych wykorzystany został system obliczeniowy oparty na algorytmach genetycznych. System ten został opracowany w celu wspierania rozwoju, planowania i zarządzania siecią elektryczną. Łączne zmniejszenie strat energii w obszarze pilotażowym wyniosła ponad 10%.

Słowa kluczowe: sieci inteligentne, straty techniczne, efektywność energetyczna, AMI.

1. WSTĘP

1.1. Rola Inteligentnych Sieci Energetycznych

Obecnie Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD) działają w złożonym środowisku, na które wpływ mają, w szczególności: regulacje krajowe i europejskie, stan infrastruktury sieciowej, którą dysponują oraz szereg interesariuszy, w tym coraz aktywniejsi odbiorcy energii. Sieć energetyczna ma wspierać realizację podstawowego obowiązku OSD w zakresie niezawodności i bezpieczeństwa i efektywności dostaw energii elektrycznej przy racjonalnych kosztach, a także wspieranie zmieniających się potrzebach obecnych i przyszłych odbiorców oraz dostawców energii. Stosowane przez OSD (Operatorów Systemów Dystrybucyjnych) rozwiązania z obszaru Inteligentnej Sieci Energetycznej (ISE) powinny wspierać realizację strategii przedsiębiorstwa i pozwolić sprostać obecnym i przyszłym wyzwaniom stawianym OSD. Działania te powinny uzupełniać „tradycyjne”, obszary rozwoju sieci i jednocześnie powinny dawać dodatkowe wartości dla przedsiębiorstw.

1.2. Efektywność energetyczna OSD

Przedsiębiorstwa dystrybucyjne zobowiązane są do podnoszenia efektywności energetycznej. W tym zakresie, między innymi, powinny wpływać bezpośrednio na obniżanie strat technicznych w sieci energetycznej. Obowiązek podnoszenia efektywności wynika bezpośrednio z prawa unijnego i krajowego. Obowiązki OSD w zakresie efektywności i racjonalizacji wykorzystania energii specyfikuje

Dyrektywa 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej. Nakłada ona na OSD obowiązek ograniczenia przepływu mocy biernej oraz strat sieciowych w ciągach liniowych i transformatorach. W zakresie prawa krajowego obowiązek zmniejszenia wskaźnika strat sieciowych w przesyłce i dystrybucji energii wynika z przyjętej przez Radę Ministrów w listopadzie 2009 roku „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”. Podobne obowiązki nakłada Ustawa o efektywności energetycznej, a jedną z form jej realizacji będzie organizowanie przez prezesa URE przetargów, obejmujących zwłaszcza prace związane ze zmniejszaniem strat energii elektrycznej w przesyłce lub dystrybucji (m.in. ograniczenie przepływów mocy biernej, strat sieciowych w ciągach liniowych i strat w transformatorach). Obecnie wraz z rosnącym monitorowaniem parametrów w sieci SN coraz efektywniej prowadzona jest optymalizacja układu pracy sieci SN, choć i w tym obszarze sieci może istnieć duży potencjał szczególnie w zakresie kontroli przepływów mocy biernej. Obszarem o największych możliwościach optymalizacji pracy sieci, a tym samym redukcji strat technicznych, jest sieć niskiego napięcia. Wynika to z braku metod optymalizacji układu pracy tej sieci oraz braku monitorowania układu pracy sieci. Dotyczy to szczególnie obszarów miejskich z rozbudowaną siecią kablową, z wieloma połączeniami między poszczególnymi obwodami nn. Kolejny etap rozwoju sieci określany obecnie jako sieć w inteligentny stwarza nowe możliwości w zakresie zarządzania i prowadzenia ruchu sieci, w tym liniami nN. Integracja i rozbudowa istniejących już systemów informatycznych, systemów monitorowania sieci oraz systemów telekomunikacyjnych dostarczy zbiór informacji które, mogą być wykorzystane do poprawy efektywności pracy sieci (ograniczenie strat technicznych). Takie możliwości wynikają z integracji i rozbudowy:

- systemów informacji przestrzennej (GIS), w których gromadzone są informacje techniczne, topologia i topografia sieci energetycznej,
- systemów AMI dostarczających informacje o rzeczywistym zużyciu energii przez poszczególnych odbiorców,
- systemów SCADA rozbudowanych o warstwę sieci nN,

- systemów wspomagające zarządzanie siecią z powiązaniem punktów poboru energii elektrycznej (ppe) do miejsca przyłączenia do sieci.

Z drugiej strony opracowane są metody i systemy obliczeniowe umożliwiające wyznaczanie optymalnych rozcięć jednocześnie w sieci SN oraz nN, wykorzystując jako dane wejściowe odwzorowanie sieci elektroenergetycznej z systemu GIS lub SCADA oraz obciążenia węzłów sieci wyznaczone w procesie estymacji lub wprowadzone z systemów liczników zdalnego odczytu (np. AMI).

2. PILOTAŻOWY PROJEKT SIECI INTELIGENTNYCH

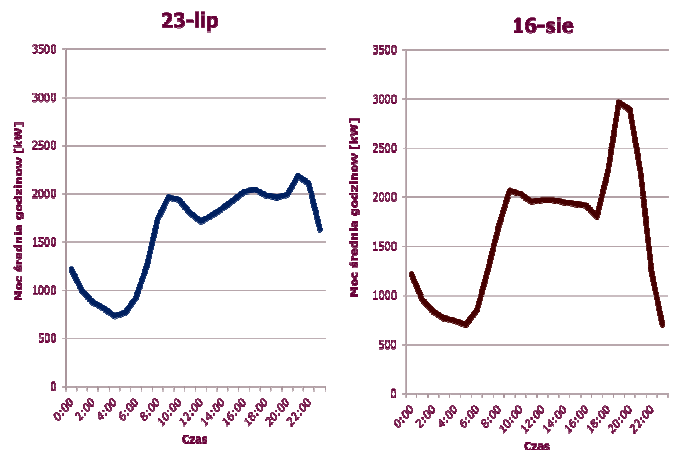
Na Półwyspie Helskim realizowany był pilotażowy projekt sieci inteligentnej. Celem projektu było stworzenie podstaw do wprowadzenia do istniejącej sieci dystrybucyjnej elementów, które pozwolą przebudować ją do poziomu sieci inteligentnej. Zaprojektowanie rozwiązań, budowa oraz prace badawcze miały umożliwić praktyczne zweryfikowanie efektywności zastosowanych technologii Smart Grid i możliwości wykorzystania ich w skali całej sieci ENERGA-OPERATOR SA. Projekt swoim obszarem objął sieć SN i nN na Półwyspie Helskim oraz jedną linię napowietrzną SN Piaśnica zasilaną z GPZ Władysławowo wraz z siecią nN zasilaną z tego ciągu. Projektem zostało objętych blisko 200 km linii SN, 150 stacji SN/nN oraz 150 km linii nN. Z sieci na obszarze pilotażu jest zasilanych blisko 10 tys. odbiorców. W ramach projektu wdrożono nowe rozwiązania informatyczne oraz zmodernizowano sieć SN i nN w celu zapewnienia większej obserwowalności i możliwości sterowania siecią. Równoległe na obszarze pilotażu odbywało się pilotażowe wdrożenie infrastruktury inteligentnego opomiarowania AMI. Dzięki wdrożeniu nowych rozwiązań do monitorowania pracy sieci nN możliwe było zaimplementowanie nowych, niestosowanych do tej pory narzędzi do poprawy efektywności energetycznej pracy sieci nN oraz SN.

3. OGRANICZENIE STRAT TECHNICZNYCH W SIECI

Jednym z celów projektu na Półwyspie Helskim było określenie możliwego do osiągnięcia potencjału ograniczenia strat technicznych w sieci dystrybucyjnej poprzez optymalizację układu pracy sieci SN i nN. Obliczenia dla zamkniętego obszaru sieci na Półwyspie Helskim były realizowane w dwóch etapach.

3.1 Zakres obliczeń

Obliczenia dla zamkniętego obszaru sieci na Półwyspie Helskim były realizowane w dwóch etapach. Pierwsze obliczenia zostały wykonane dla sieci SN i nN na całym Półwyspie Helskim i obejmowały okres 1 czerwiec-31 lipiec 2013r. Badaniem w etapie I zostało objętych 5000 punktów dostaw energii elektrycznej (PPE). W związku z swym kurortowym charakterem, Półwysep Helski wyróżnia się nietypowym jak na Polskę warunkami zmienności zapotrzebowania na moc elektryczną. Szczyt obciążenia występuje w okresie wakacyjnym w sezonie letnim a dolina w okresach zimowych. Dodatkowo zmienność zapotrzebowania na moc w ciągu doby jest również nietypowa.



Rys. 1. Dobowa zmienność obciążenia dla wybranych dni w lipcu i sierpniu

Podczas sezonu wakacyjnego na Półwyspie Helskim pojawia się duża liczba odbiorców przyłączonych do sieci czasowo, na okres dwóch-trzech miesięcy. Odbiorcy ci nie są wyposażeni w liczniki AMI z możliwością zdalnego odczytu. Na potrzeby przeprowadzonych analiz konieczne było wykonanie estymacji zużycia energii dla tych odbiorców w oparciu o miesięczne odczyty zużycia energii z systemu bilingowego.

Po zakończeniu badań w ramach pierwszego etapu przystąpiono do etapu drugiego, który zakładał przeprowadzenie analiz optymalizacji układu pracy tylko sieci nN dla zamkniętego obszaru od strony topologii sieci (wyspa z brakiem możliwości zasilania odbiorców ze stacji SN/nN spoza obszaru badań). Jako obszar badań wybrano miejscowość Jastarnia, na której terenie znajduje się blisko 1500 odbiorców. Analizy były prowadzone w okresie 1 lipca – 31 sierpnia 2014 roku. W związku z mniejszą skalą badań oraz zdobytemu doświadczeniu z etapu I możliwe było znaczne zwiększenie jakości danych wykorzystywanych przez model obliczeniowy.

3.2 Moduł obliczeniowy

Do badań posłużono się systemem ElGrid przeznaczony do wspierania optymalizacji pracy oraz rozwoju sieci energetycznych z generacją rozproszoną. System pozwala na efektywne zarządzanie siecią elektroenergetyczną, minimalizację strat energii, minimalizację kosztów udziału w rynkach energii, planowania inwestycji (w tym remontów i modernizacji sieci), minimalizowanie liczby i skutków awarii sieciowych. Szczególnie istotnym elementem rozwiązania ElGrid jest możliwość bezpośredniego wykorzystania do obliczeń techniczno-ekonomicznych danych pochodzących z systemu inteligentnego opomiarowania AMI. W przypadku braku danych z liczników ze zdalnym odczytem możliwe jest wykorzystanie danych rozliczeniowych za okresy miesięczne. System do optymalizacji układu pracy sieci wykorzystuje algorytm genetyczny. Algorytm w oparciu o wyliczony na bazie rozplływów mocy poziom strat energii w sieci, czas trwania strat maksymalnych oraz informacje o kosztach przełączenia układu pracy sieci wylicza optymalną i najbardziej efektywną od strony ekonomicznej konfigurację pracy sieci. Poszczególne pozycje w chromosomie reprezentującym pojedyncze rozwiązanie oznaczają numery otwartych łączników w pętlach. Wykorzystano metodę generacji osobników w populacji początkowej gwarantującą

otrzymanie osobników reprezentujących sieć otwartą. Po operacjach krzyżowania i mutacji uruchamiany jest algorytm naprawczy, w wyniku którego chromosom jest tak korygowany, by zapewnić prawidłową konfigurację sieci. Dla algorytmu genetycznego przyjęto strategię elitarną – najlepszy osobnik zawsze przechodzi do następnego pokolenia. Jako dane wejściowe wykorzystywane jest odwzorowanie sieci elektroenergetycznej importowane z systemu GIS lub SCADA oraz obciążenia węzłów sieci z systemu AMI. Jako funkcję kryterialną zastosowano prosty okres zwrotu nakładów. Analizowane są koszty związane z wykonaniem przełączenia w sieci, zyski z redukcji strat energii oraz ewentualnych kar za niedotrzymanie parametrów jakościowych pracy sieci: przeciążenie obciążalności długotrwałej linii, niedopuszczalne spadki napięcia oraz niezachowanie otwartej konfiguracji sieci. Kluczową kwestią jest określenie, które punkty podziałowe w sieci mogą być manipulowane oraz jaki jest sposób łatwości wykonania przełączenia:

- łatwy – tylko punktów będących łącznikami, oznacza możliwość zdalnego sterowania łącznikiem,
- trudny - tylko punktów będących łącznikami, oznacza konieczność ręcznej zmiany stanu łącznika,
- inwestycyjny – tylko punktów nie będących łącznikami – oznacza możliwość zainstalowania łącznika,
- niemożliwy – dla punktów będących łącznikami oznacza niemożność zmiany zadanego stanu łącznika, dla łuków nie będących łącznikami oznacza niemożność instalacji nowego łącznika.

W badaniach skupiono się na nie inwestycyjnych możliwościach ograniczenia strat technicznych w sieci. W przypadku sieci nN wszystkie analizowane punkty rozcięć w sieci kablowej określono jako trudne do przełączenia w związku z koniecznością wysłania zespołu pogotowia energetycznego do złącza kablowego w celu przepięcia układu pracy sieci.

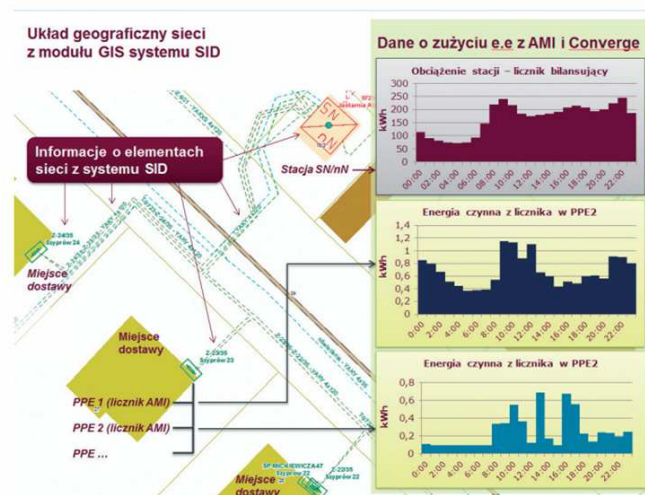
3.3. Model sieci

Na bazie modelu z etapu pierwszego został opracowany bardzo szczegółowy model matematyczny sieci nN dla miejscowości Jastarnia. Zawierał on: dane na temat sieci w obszarze miejscowości Jastarnia, informacje o topologii sieci wraz z informacją o punktach podziałowych, dane o przypisaniu odbiorcy do punktu poboru energii elektrycznej (PPE), rzeczywiste dane o zużyciu energii, rzeczywiste dane o energii przepływającej przez stację SN/nN.

Podstawowym źródłem informacji na temat sieci były dane zawarte w Systemie Informacji o Dystrybucji (SID). W systemie zawarte są wszelkie informacje na temat majątku sieciowego, tj. przekroje, długości i typy przewodów, schematy połączeń i złącz kablowych, przypisanie odbiorców do punktów zasilania w sieci, informacje o punktach podziałowych. System posiada również model sieci w odwzorowaniu geoprzestrzennym. Dane o zużyciu energii elektrycznej odbiorców pochodziły z aplikacji AMI (taryfa G) oraz z systemu CONVERGE (taryfy C i B). Dane o zużyciu energii czynnej w systemie AMI są pozyskiwane w interwałach 15-min. System CONVERGE dostarcza dane o zużyciu energii czynnej i biernej z gradacją godzinową.

Zużycie odbiorców sezonowi niewyposażonych w liczniki AMI zostało na potrzeby analiz estymowane krzywe obciążenia na podstawie miesięcznych odczytów bilingowych. Dodatkowo model został uzupełniony o dane z liczników bilansujących, znajdujących się w stacjach SN/nN,

oraz odczytami z systemu SCADA dla stacji posiadających system opomiarowania odpływów.



Rys. 2 Zakres danych pozyskanych do obliczeń optymalizacyjnych z systemów informatycznych

1.5. Obliczenia i wyniki

W wyniku przeprowadzonych badań w etapie pierwszym dla sieci SN i nN obliczono potencjał redukcji strat na poziomie 9%. Wymagało to wykonania 213 przełączeń w układzie pracy sieci na obszarze całego Półwyspu Helskiego, zarówno w sieci SN i nN.

W etapie drugim wykonano bardziej szczegółową analizę pracy sieci nN. W pierwszej kolejności w oparciu o dane pomiarowe z miesiąca lipca wyliczono poziom strat dla układu normalnego oraz optymalny układ pracy sieci. Na przełomie miesięcy lipca i sierpnia zostały wykonane przełączenia w sieci zgodnie z wyliczonym układem optymalnym i ponownie wykonano obliczenia poziomu strat, tym razem dla sierpnia. Analiza porównawcza układu normalnego oraz układu zoptymalizowanego wykazywały potencjalną redukcję poziomu strat energii w sieci nN na poziomie 16% w miesiącu lipcu oraz prawie 20% w przypadku miesiąca sierpnia. Wprowadzenie optymalnego układu pracy sieci wymagało wykonania 17 przełączeń w sieci nN.

W celu potwierdzenia wyników analiz i potencjału redukcji strat energii przeprowadzono dodatkowo szczegółową analizę. Dla wybranych 10 dni z miesiąca lipca i sierpnia wykonano bilansowanie energii. Podczas wyboru okresu referencyjnego kierowano się kryterium zbliżonego poziomu zużycia energii w obu miesiącach oraz zbliżonym kształtem krzywych obciążenia. Analiza została przeprowadzona dla okresów doby w których występują największe straty energii oraz zużycie energii w sieci jest największe (godzina 9-15). Wyniki bilansowania potwierdziły obliczony redukcję strat sieciowych w sieci.

Tablica 1. Wyniki obliczeń optymalizacji układu pracy sieci

Etap I (obliczenia optymalizacyjne w sieci SN i nn)

Początkowe straty energii w sieci SN i nn	280 276 kWh	Optymalizacja układu wymagająca 213 przełączeń	
Straty energii po optymalizacji układu	254 616 kWh	Obliczona redukcja strat energii w sieci SN i nn	9 %
Obliczona redukcja różnicy bilansowej			0,6 %

Etap II (obliczenia optymalizacyjne w sieci nn)

Początkowe straty energii w sieci nn	20 375 kWh	Optymalizacja układu wymagająca 17 przełączeń	
Straty energii po optymalizacji układu	17 075 kWh	Obliczona redukcja strat energii w sieci nn	16 %
Obliczona redukcja różnicy bilansowej			0,8 %

4. PODSUMOWANIE

Wykorzystanie istniejących danych, w tym w szczególności: AMI, cyfrowy model sieci GIS stwarza nowe możliwości poprawy efektywności pracy sieci bez dodatkowych nakładów w rozbudowę sieci. Efekt ograniczenia strat technicznych można osiągnąć poprzez zoptymalizowanie podziałów w sieci nn i SN. Zrealizowane może to zostać poprzez wykorzystanie systemów obliczeniowych bazujących na rzeczywistym modelu sieci i informacjach o rzeczywistych poborach energii w poszczególnych węzłach sieci. Przeprowadzone obliczenia techniczne wykazały, że istnieje, szczególnie duży, potencjał ograniczenia strat sieciowych w sieci miejskiej nN. Weryfikacja wyników obliczeń na podstawie porównania różnicy bilansowej jest trudne ze względu na zmieniające się zużycie energii w okresach testowych, zakres posiadanych danych, możliwość występowania nielegalnego poboru energii, odbiorców podłączanych tymczasowo bez odpowiedniego opomiarowania zapewniającego bezpośredni dostęp do informacji o poborze energii elektrycznej. Aby zaobserwować zmiany strat na poziomie 10-15% (zmiany w bilansie mocy poniżej 1%) potrzebne są bardzo dokładne i kompletne dane z obszaru badań. Tak niewielka różnica jest trudna do zweryfikowania z samych układów pomiarowych w systemie. Jest to szczególnie skomplikowane w obszarach miejskich o bardzo dynamicznej strukturze sieci. Mimo wykorzystania systemu AMI występują ograniczenia powodujące, że wyznaczona wartość bilansu mocy może być wciąż obciążona pewnym błędem. Obliczenia dokonane z wykorzystaniem modelu sieci SN oraz nN i w oparciu o dane pomiarowe z AMI wykazały możliwości redukcji strat technicznych. W badaniach modelu sieci uzyskano, dla szczytu obciążenia – okres letni, możliwość redukcji strat technicznych łącznie w sieci SN i nN było na poziomie 9%. Dla samej sieci nN redukcja w wyniku optymalizacji układu sieci (okres szczytu obciążenia sieci)

obliczona została na poziomie 16%. Barrierami w realizacji we wdrożeniu systemów obliczeniowych pozwalających na optymalizację układu połączeń i monitorowania pracy sieci nn są: wymagany system AMI w całym obszarze optymalizacji pracy sieci nN (uwzględnienie w kryteriach planowania wdrożeń AMI całych zamkniętych obszarów miejskich), wymagany dokładny model sieci SN i nN w systemie informatycznym klasy GIS, wymagane powiązanie punktów poboru energii elektrycznej (PPE) z modelem sieci w systemie GIS, wymaga warstwa sieci nn w systemie SCADA/NMS umożliwiająca monitorowanie pracy sieci (w tym sieci nN).

Należy jednak liczyć się z pozyskiwaniem i zarządzaniem przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne coraz dokładniejszymi danymi o sieci (model sieci SN i nN) oraz bardzo dobrej jakości informacjami z systemów pomiarowych (AMI). Takie dane pozwolą na wdrażanie dodatkowych funkcjonalności, w tym systemów pozwalających na optymalizację układu pracy sieci SN i nN, na prognozowanie obciążeń. Prowadzone prace w obszarze pilotażowym wskazują na duży potencjał w zakresie optymalizacji układu pracy sieci. Wdrożenie systemów obliczeniowych dostarczy także dodatkowe korzyści, między innymi: lepsze wykorzystanie możliwości przesyłowych obecnych sieci (ułatwienie procesu przyłączeń, optymalizacja inwestycji w zakresie rozbudowy sieci), możliwości do wdrożenia nowych funkcjonalności z obszaru systemu DMS, prognozowanie obciążeń sieci i przeciwdziałanie w przypadku przeciążeń lub niewłaściwych parametrów napięcia.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Noske S., Falkowski D., Kołodziejczyk K., Helt P.: INCREASE IN POWER NETWORK OBSERVABILITY AS A DATA SOURCE TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF THE POWER NETWORK - RESULTS OF THE PILOT SMART GRID PROJECT, CIGRE, Lyon, 2015, p. 0822.
2. Noske S., Falkowski D.: System GIS i AMI jako źródło danych do poprawy efektywności pracy sieci- wyniki badań w obszarze pilotażowym, 42. Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2015.
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27 UE w sprawie efektywności energetycznej.
4. Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku.

AN OPTIMALIZATION OF TECHNICAL LOSSES IN LB DISTRIBUTION SYSTEMS BASED ON NEW GRID MODELS AND SMART COUNTERS

The paper focuses on an analysis and the results of the Smart Grid project, especially on new possibilities to reduce technical losses in the MV and LV networks. Research of model MV and LV networks was designed to evaluate the possibility of increasing network efficiency, using technical calculations based on the actual data obtained from GIS, SCADA, and AMI. The calculation system, based on genetic algorithms, was used to perform optimisation calculations aimed at reconfiguring the network. The system was devised to support the development, planning and management of the electric grid, including distributed generation, energy storage, as well as controllable receivers, and optimisation of network configuration. The total reduction of energy losses in pilot area reached over 10%..

Keywords: Smart Grid, technical losses, energy efficiency, AMI.