

ANALIZA WYMAGAŃ TECHNICZNYCH I FUNKCJONALNYCH LOKALNEGO OBSZARU BILANSOWANIA

Wstęp

W artykule omówiono założenia projektu budowy lokalnego obszaru bilansowania poprzez analizę technicznych i funkcjonalnych wymagań stawianych tego typu rozwiązaniom, a także omówiono poszczególne fazy realizacji już wdrożonego i zakończonego projektu budowy klastra energii.

W pierwszej części pracy przedstawiono rozważania teoretyczne związane z celami stawianymi lokalnym obszarom bilansowania, takimi jak zwiększenie efektywności energetycznej czy zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego. Omówiono również zadania niezbędne do zrealizowania w początkowej fazie projektu, takie jak inwentaryzacja istniejącej generacji oraz elementów automatyki sieciowej.

W drugiej części pracy na przykładzie zrealizowanego rzeczywistego projektu budowy lokalnego obszaru bilansowania zaprezentowano kolejne kroki realizacji takiego przedsięwzięcia. Podano szczegółowe informacje na temat wytypowanego obszaru: przyłączonych źródeł oraz magazynów energii, zainstalowanych w sieci elementów automatyki sieciowej i infrastruktury AMI, a także na temat odbiorców oraz sposobów zasilania analizowanego obszaru.

Cele budowy lokalnego obszaru bilansowania

Cele budowy lokalnego obszaru bilansowania można podzielić na ekonomiczne oraz strategiczne z punktu widzenia lokalnego obszaru. Wśród celów ekonomicznych należy przede wszystkim wymienić optymalizację kosztów energii elektrycznej ponoszonych przez podmioty objęte lokalnym obszarem bilansowania oraz zwiększenie ich efektywności energetycznej. Najprostszym przykładem działań prowadzących do osiągnięcia takiego celu jest ładowanie zasobnika energii w dolinie zapotrzebowania, natomiast oddawanie energii z zasobnika w szczycie zapotrzebowania na energię elektryczną. Celem strategicznym dla danego obszaru może być natomiast znaczne zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego podmiotów objętych takim projektem.

Niezależnie od powyżej wymienionych celów, budowa lokalnego obszaru bilansowania może być wykorzystywana potrzebą zwiększenia możliwości przyłączenia odnawialnych źródeł energii, np. po wyczerpaniu możliwości przyłączenia źródeł w danym obszarze sieciowym dotychczas nieobjętym strukturą klastra energii [1].

Analiza wytypowanego obszaru

W ramach projektu budowy lokalnego obszaru bilansowania wytypowano teren, który został następnie objęty projektem koncepcyjnym oraz technicznym budowy tego typu rozwiązania. W początkowej fazie budowy lokalnego obszaru bilansowania zostały przeprowadzone następujące działania:

- inwentaryzacja istniejącej generacji z uwzględnieniem możliwości regulacji mocy źródła (może zostać przeprowadzona z podziałem na typy generacji),

- inwentaryzacja istniejących odbiorców,
- inwentaryzacja istniejących elementów automatyki sieciowej oraz infrastruktury komunikacyjnej,
- inwentaryzacja istniejących zasobników energii.

W kolejnym kroku na podstawie uzyskanych danych oceniane są zapotrzebowanie na moc oraz możliwość wykorzystania lokalnych źródeł i zasobników energii. Niezbędne jest również przeprowadzenie analizy potrzeb w zakresie instalacji elementów automatyki sieciowej oraz w zakresie systemu sterowania lokalnym obszarem bilansowania.

Wytypowany obszar był zasilany trzema liniami SN z pobliskiego GPZ-tu. Zestawienie mocy maksymalnych oraz minimalnych w poszczególnych polach liniowych przedstawiono w tabeli 1. W skład wytypowanego obszaru wchodziły następujące elementy systemu elektroenergetycznego:

- farmy wiatrowe,
- źródła prosumenckie,
- kogeneracyjne jednostki wytwórcze: biogazownia i elektrociepłownia,
- magazyn energii (instalowany w ramach projektu),
- farma fotowoltaiczna (instalowana w ramach projektu),
- odbiorcy z powiatu objętego projektem,
- elementy automatyki sieciowej,
- elementy infrastruktury AMI,
- urządzenia do zdecentralizowanego zarządzania obciążeniem na poziomie odbiorców (DADR).

Pobór mocy	Pole nr 1 Linia SN nr 1	Pole nr 2 Linia SN nr 2	Pole nr 3 Linia SN nr 3
P_{max}	4,8	3,5	4,3
P_{min}	-3,6	0	0
Q_{max}	1,3	1,1	0,5
Q_{min}	-0,3	-0,3	-0,4
$P_{\acute{s}r}$	0,9	1,9	1,1
$Q_{\acute{s}r}$	0,2	0,3	-0,1

Tabela 1. Moce maksymalne i minimalne w poszczególnych polach liniowych zasilających lokalny obszar bilansowania

Inwentaryzacja generacji oraz odbiorców

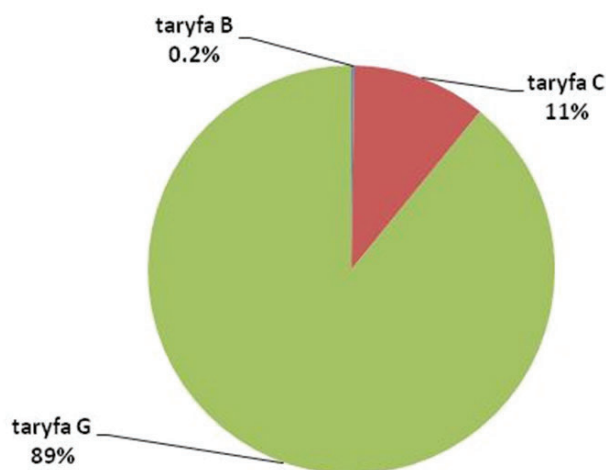
W tabeli 2 przedstawiono wykaz istniejącej i planowanej generacji w lokalnym obszarze bilansowania. Na rys. 1 zobrazowano strukturę odbiorców na podstawie grupy taryfowej, natomiast na rys. 2 przedstawiono zapotrzebowanie na energię elektryczną w poszczególnych miesiącach. Najniższe zapotrzebowanie na energię elektryczną wystąpiło w czerwcu, a najwyższe w styczniu. W ramach inwentaryzacji wytypowanego obszaru dokonano również analizy poboru mocy czynnej przez odbiorców w dniach największe-

go oraz najmniejszego zapotrzebowania. Dniem największego zapotrzebowania w roku 2016 okazał się 8 stycznia, natomiast dniem najmniejszego zapotrzebowania był 8 maja. Dane przedstawiono na rys. 3.

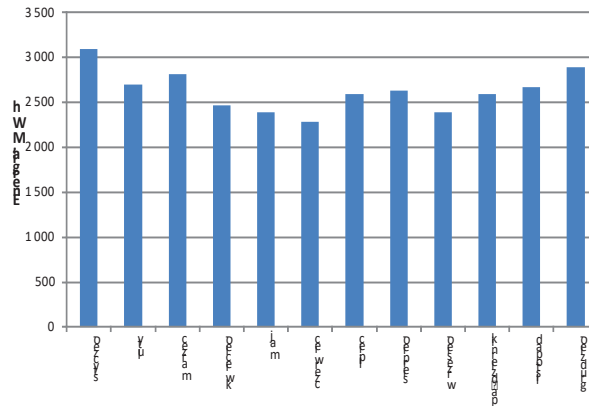
W kolejnym kroku pozyskano dane na temat ilości energii wyprodukowanej w poszczególnych miesiącach z generacji zlokalizowanej w obszarze LOB, zestawiono je z danymi zapotrzebowania, a efekt zaprezentowano na rys. 4. Procentowy udział energii wyprodukowanej w źródłach na obszarze LOB przedstawiono w zapotrzebowaniu w poszczególnych miesiącach na rys. 5. Na rys. 6 zobrazowano zmienności generacji i zapotrzebowania na podstawie danych historycznych z okresu 1 roku (od 1.05.2015 do 1.05.2016).

Nazwa/lokalizacja	Moc [kW]	Miejsce przyłączenia
Farma wiatrowa	3 200	Do lini SN
Farma wiatrowa	1 600	Do lini SN
Farma wiatrowa	600	Do lini SN
Farma wiatrowa	600	Do lini SN
Biogazownia	2x400	Do stacji SN/nn
Elektrownia fotowoltaiczna	82	Do sieci SN
Elektrownie fotowoltaiczne	8	Do sieci nn
Elektrociepłownia	11 000	Do GPZ

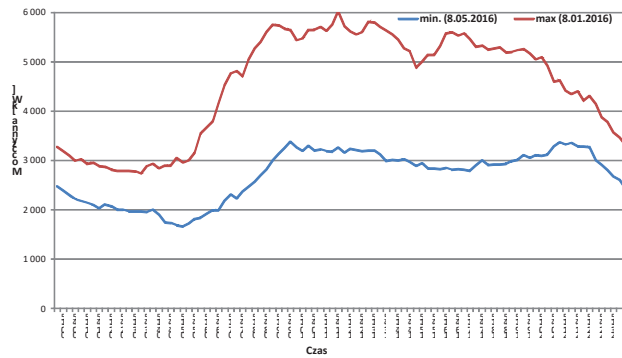
Tabela 2. Wykaz istniejącej i planowanej generacji



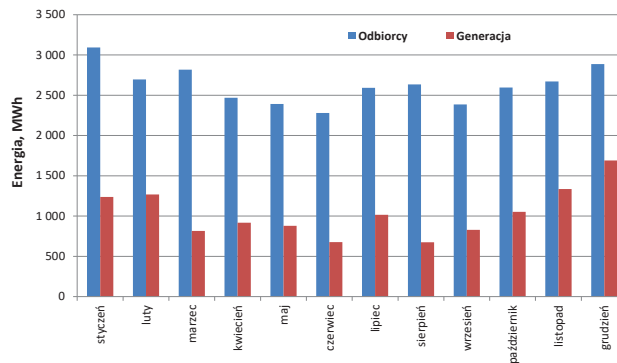
Rys. 1. Struktura odbiorców na podstawie grupy taryfowej



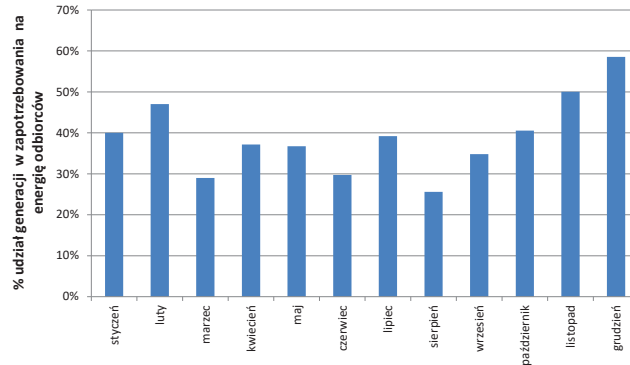
Rys. 2. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w poszczególnych miesiącach



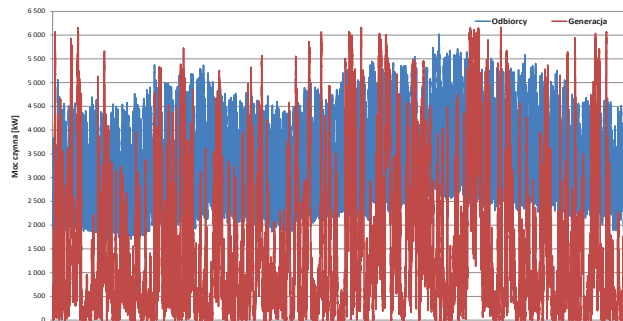
Rys. 3. Krzywe mocy czynnej w dzień największego zapotrzebowania (8.01.2016) oraz w dzień najmniejszego zapotrzebowania (8.05.2016)



Rys. 4. Zestawienie ilości energii wytworzonej przez generację w obszarze LOB z zapotrzebowaniem w poszczególnych miesiącach



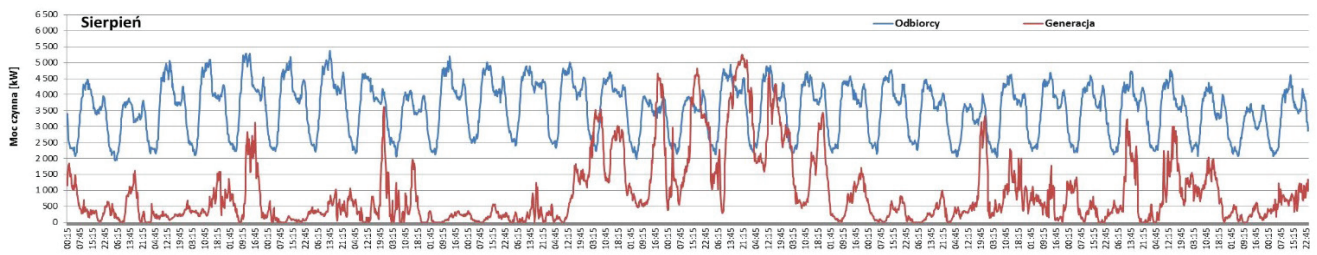
Rys. 5. Procentowy udział energii wyprodukowanej w źródłach na obszarze LOB w zapotrzebowaniu w poszczególnych miesiącach



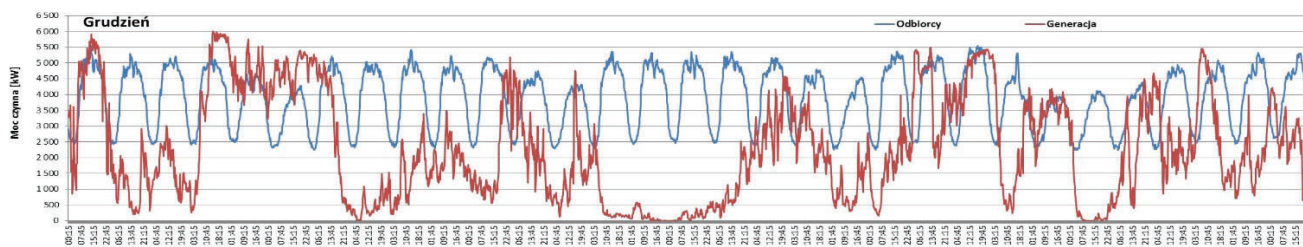
Rys. 6. Zmienności generacji i zapotrzebowania na podstawie danych historycznych z okresu 1 roku

Zmienność generacji i zapotrzebowania w sierpniu i grudniu przedstawiono na rys. 7 oraz rys. 8. Analizując dane przedstawione na rys. 8, można stwierdzić, że w grudniu wystąpiło około 15 dób, w których generacja w okresie całej doby (nielicząc) lub przez jej część była wyższa od zapotrzebowania. Taka sytuacja miała również miejsce kilkakrotnie w szczycie obciążenia. Najprawdopodobniej jest to związane z obecnością generacji wiatrowej wchodzącej w skład generacji objętej lokalnym obszarem bilansowania, która w miesiącach zimowych odznacza się znacznie wyższą produktywnością niż w miesiącach letnich.

Stany, w których generacja przewyższa zapotrzebowanie w analizowanym obszarze, to stany, w których można wykorzystać możliwości oferowane przez zasobnik energii.



Rys. 7. Zmienność generacji i zapotrzebowania w sierpniu (kolorem niebieskim oznaczono zapotrzebowanie, czerwonym generację)



Rys. 8. Zmienność generacji i zapotrzebowania w grudniu
(kolorem niebieskim oznaczono zapotrzebowanie, czerwonym generację)

Wymagania funkcjonalne zasobnika energii

Do budowy zasobnika energii wykorzystano dwie dwukierunkowe przetwornice napięcia o łącznej mocy 800 kVA oraz baterię akumulatorów o pojemności 1,6 MWh. Wymagania funkcjonalne stawiane zasobnikowi energii w projekcie przedstawiały się następująco:

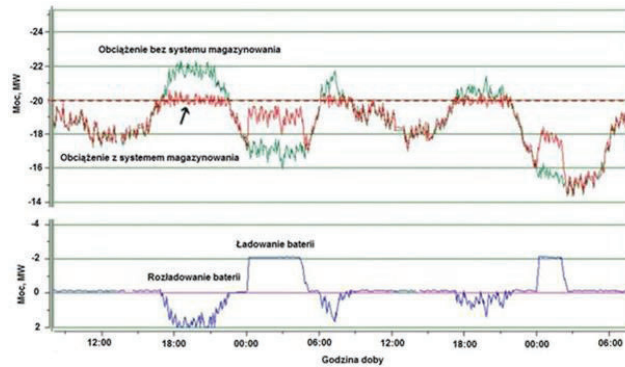
- minimalizacja strat sieciowych,
- zmniejszenie zużycia energii dzięki funkcji CVR (Conservation Voltage Reduction),
- zmniejszenie kosztów energii elektrycznej dzięki optymalizacji kontraktów na zakup i sprzedaż energii,
- poprawa niezawodności zasilania odbiorców,
- maksymalizacja mocy zainstalowanej OZE przy zachowaniu wartości napięć w dopuszczalnych granicach,
- kompensowanie zmienności generacji z OZE,
- stabilizacja wymiany mocy pomiędzy LOB a systemem elektroenergetycznym.

Wymagania techniczne zasobnika energii:

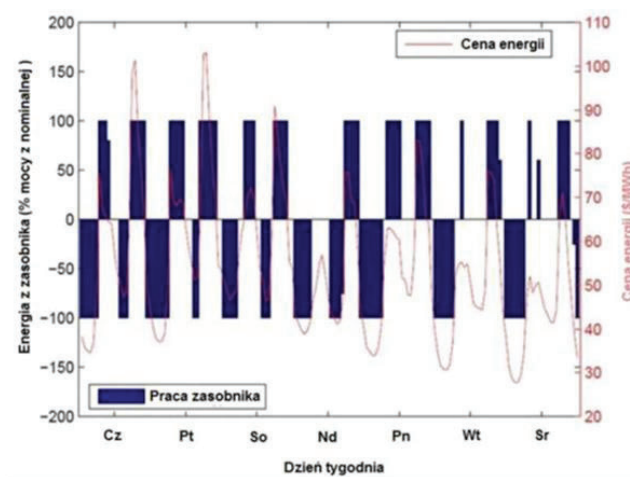
- możliwość pracy dla szerokiego zakresu wartości napięć,
- moc przekształtnika pozwalająca na kompensowanie zmienności OZE w analizowanym obszarze,
- moc zasobnika pozwalająca na spłaszczenie krzywej zapotrzebowania,
- możliwość regulacji napięcia, szeroki zakres poboru/generacji mocy biernej,
- pojemność zasobnika dostosowana do wielkości odbiorów wchodzących w skład LOB.

Na rys. 9 przedstawiono przebiegi obciążenia (kolor czerwony) oraz mocy zasobnika energii (kolor niebieski) obrazujące tryb pracy zasobnika dla potrzeb bilansowania technicznego. W szczytowym okresie zapotrzebowania zasobnik oddaje energię, natomiast w dolinie zapotrzebowania zasobnik jest ładowany.

Na rys. 10 przedstawiono krzywą cen energii w okresie jednego tygodnia oraz moc i energię pobieraną lub oddawaną przez zasobnik w ramach pracy programowej dla potrzeb handlowych. W ramach pracy programowej dla potrzeb handlowych jako dane wejściowe algorytmu sterującego pracą zasobnika, oprócz danych dotyczących stanu przekształtnika, wykorzystywane są informacje o cenie energii w danym przedziale czasowym.



Rys. 9. Praca programowa zasobnika dla potrzeb bilansowania technicznego



Rys. 10. Praca programowa zasobnika dla potrzeb handlowych

Obniżenie kosztów dostaw energii elektrycznej uzyskuje się przez:

- obniżenie strat sieciowych,
- obniżenie kosztów zakupu energii (praca programowa dla potrzeb handlowych),
- brak konieczności realizacji niektórych inwestycji sieciowych dzięki ochronie linii przed przeciążeniami,
- obniżenie kosztów wytwarzania przez źródła konwencjonalne dzięki zmianie punktu pracy na skutek działania zasobnika,
- zmniejszenie kosztów bilansowania – zmniejszenie wymaganej rezerwy mocy na konwencjonalnych jednostkach wytwórczych.

Poprawa niezawodności zasilania odbiorców może odbywać się za pomocą:

- likwidacji mikroprzerw w zasilaniu, przy wykorzystaniu naładowanego magazynu energii,
- wyłączania najmniejszego dopuszczalnego obszaru w przypadku wystąpienia zakłócenia po jego automatycznym zlokalizowaniu z wykorzystaniem modułu FDIR.

Wykorzystanie funkcji FDIR jest możliwe w przypadku zainstalowania zdalnie sterowanych łączy oraz urządzeń zabezpieczeniowych, które są skomunikowane z nadrzędnym układem sterowania. Rozpoczęcie pracy modułu FDIR następuje w momencie zadziałania zabezpieczenia (wyłącznika) na zakłócenie. Na podstawie sygnałów z zabezpieczeń zainstalowanych w obsługiwanym przez moduł fragmencie sieci następuje w czasie rzeczywistym lokalizacja miejsca zwarcia (zakłócenia). Na podstawie informacji o lokalizacji zakłócenia oraz danych o topologii sieci układ nadrzędnego sterowania wyznacza uszkodzony fragment

sieci oraz otwiera najbliższe łączniki z obu stron w celu izolacji uszkodzonej sekcji. Przywrócenie zasilania jest realizowane przy maksymalizacji zasilanego obszaru i minimalizacji wymaganej liczby operacji łączeniowych. W przypadku gdy uszkodzony fragment sieci zostanie naprawiony, moduł FDIR może rozpocząć sekwencję przywrócenia zasilania wyłączzonego obszaru, przywracając konfigurację sieci do stanu sprzed zadziałania zabezpieczeń. W [1] przedstawiono koncepcję implementacji systemu FDIR w oparciu o Multi Agent Systems, co stanowi realizację sterowania rozproszonego, w którym agenci stanowią autonomiczne układy sterowania.

Kompensacja zmienności generacji odnawialnej ma za zadanie ograniczyć wahania mocy spowodowane dużą dynamiką zmian źródeł OZE. Wahania mocy powodują zmiany napięć w części węzłów. Celem kompensacji zmienności generacji z OZE jest zmniejszenie liczby operacji łączeniowych podobciążeniowego przełącznika zaczepek przy zachowaniu wymaganego poziomu napięć. W celu implementacji tej funkcji niezbędne jest wyznaczenie dopuszczalnej zmienności generacji odnawialnej, która nie powoduje pogorszenia parametrów napięciowych przy zachowaniu liczby przełączeń zaczepek w ciągu doby. W kolejnych krokach niezbędne jest wykonanie badań z użyciem modelu symulacyjnego badanego układu. Funkcję kompensacji zmienności generacji z OZE można zastosować z ograniczeniem mocy ładowania, mocy rozładowania i pojemności maksymalnej lub bez tych ograniczeń.

Ochrona elementów sieci przed przeciążeniem dla prognozowanych stanów sieci jest realizowana przy użyciu algorytmu wyznaczającego harmonogram pracy magazynu energii na podstawie zaprognozowanych n-stanów sieci. Wyznaczane są wymagania wartości mocy oraz pojemności zasobnika. Algorytm w wersji bez ograniczeń mocy ładowania, rozładowania i pojemności może być użyty w fazie koncepcyjnej projektu do wyznaczenia wymaganych parametrów magazynu lub rozważenia wytypowania alternatywnego obszaru, w którym zostałby zaimplementowany lokalny obszar bilansowania.

Wnioski

Na podstawie doświadczeń nabytych podczas realizacji projektu można sformułować następujące wnioski odnośnie do wymagań technicznych i funkcjonalnych lokalnego obszaru bilansowania. Niezbędne jest indywidualne podejście do każdej rozpatrywanej propozycji budowy lokalnego obszaru bilansowania ze względu na indywidualnych charakter sieci elektroenergetycznej oraz obiektów do niej przyłączonych, które byłyby objęte tego typu projektem.

Największym ograniczeniem oraz aspektem wymagającym największych prac modernizacyjnych jest zbiór elementów sterowanych w obszarze rozpatrywanym pod kątem stworzenia lokalnego obszaru bilansowania. Z kolei elementem dającym znacznie szersze możliwości, ale również wymagającym największych nakładów finansowych, jest zasobnik energii.

W artykule omówiono jedną z funkcjonalności lokalnego obszaru bilansowania, jaką jest ochrona sieci przed przeciążeniami w prognozowanych n-stanach sieci. Algorytm używany do realizacji funkcji celu w wersji bez ograniczeń mocy oraz pojemności może być używany na etapie typowania obszaru do implementacji lokalnego obszaru bilansowania. Użycie algorytmu pozwala uzyskać wymaganą moc oraz pojemność magazynu dla danego fragmentu sieci elektroenergetycznej, a zatem umożliwia zgrubne oszacowanie wymaganych nakładów finansowych koniecznych do poniesienia w celu budowy LOB na danym obszarze.

Bibliografia:

- [1] J. Jemielity, Ł. Czapla, P. Kolendo Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego, praca zbiorowa, Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk, Gdańsk 2016.
- [2] L. Chia-Hung, Ch. Hui-Jen, Ch. Chao-Shun, L. Chung-Sheng, H. Chin-Ying, Fault Detection, Isolation and Restoration Using a Multiagent-based Distribution Automation System, Industrial Electronics and Applications, ICIEA 2009, Xi'an 2009.