

AGH

AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA IM. STANISŁAWA STASZICA W KRAKOWIE

**WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI, AUTOMATYKI,
INFORMATYKI I INŻYNIERII BIOMEDYCZNEJ**

**KATEDRA ENERGOELEKTRONIKI I AUTOMATYKI SYSTEMÓW PRZETWARZANIA
ENERGII**

Autoreferat Rozprawy doktorskiej

**ZARZĄDZANIE ŹRÓDŁAMI ROZPROSZONYMI W ASPEKTCIE BILANSOWANIA
HANDLOWEGO I TECHNICZNEGO. AGREGACJA ŹRÓDEŁ.**

mgr inż. Edmund Ciesielka

Promotor:

prof. dr hab. inż. Zbigniew Hanzelka

Promotor wspomagający:

dr inż. Paweł Dybowski

Kraków, 2019

Obecnie dokonuje się swoista rewolucja w świecie energii elektrycznej. Rozwój, a właściwie transformacja sektora energetycznego prowadzona jest w duchu trzech wartości, skrótowo określanych jako 3 x D: Dekarbonizacja, Digitalizacja, Decentralizacja.

Dzisiaj energia elektryczna w Polsce wytwarzana jest w około 80% w źródłach konwencjonalnych, wykorzystujących węgiel kamienny lub brunatny. Wynika to głównie z zasobów naturalnych kraju – dostęp do węgla jest nadal, pomimo wielu lat jego eksploatacji, stosunkowo łatwy. Można przyjąć, że celem efektywnego zarządzania systemem jest wytwarzanie energii w wielkości niezbędnej na pokrycie aktualnego zapotrzebowania. Oznacza to, że różnica pomiędzy mocą dostępną a wymaganą powinna być minimalna, zgodna z zapotrzebowaniem i uwarunkowaniami technicznymi – stąd wzrost mocy w KSE powinien postępować zbieżnie do przyrostu zapotrzebowania w sieci. Można założyć, że celem zarządzania systemem jest maksymalizacja wykorzystania źródeł wytwórczych, zarówno w aspekcie wytwarzania energii, jak również uzyskania akceptowalnego wyniku ekonomicznego (np. uzyskania założonego okresu zwrotu kosztów inwestycyjnych źródła wytwórczego). Powyższe założenie pozostaje w sprzeczności z koncepcją inwestycji systemowych o dużej mocy jednostkowej (przy założeniu wyłącznie przyrostu mocy, bez uwzględnienia konieczności jej zastępowania w KSE). Stąd pojawia się wymaganie znalezienia alternatywnego sposobu zapewnienia energii w sieci, w ilości odpowiadającej bieżącemu zapotrzebowaniu.

Cel pracy

Wychodząc naprzeciw potrzebom Krajowego Systemu Elektroenergetycznego powstała koncepcja wykorzystania źródeł rozproszonych ze szczególnym uwzględnieniem agregatów rezerwowych, w czasie wzrostu zapotrzebowania na energię w KSE. Koncepcja ta została przeanalizowana w niniejszej pracy, pod kątem korzyści ekonomicznych i możliwości technicznych. Istotnym problemem jest dyspozycyjność źródeł w odpowiedzi na polecenie dodatkowej produkcji energii. Funkcjonujące w Polsce programy DSM (*Demand Side Management* - zarządzanie lub sterowanie popytem na energię elektryczną) nie stanowią atrakcyjnej oferty z punktu widzenia odbiorców dysponujących rezerwowymi źródłami energii elektrycznej. Wynagrodzenie za wprowadzenie energii do sieci oraz uczestnictwo w programach typu DSM powinno być odpowiednio wysokie, aby zachęcać podmioty gospodarcze do udziału w nich. Zachęta finansowa dla podmiotów uczestniczących w programach DSM może jednak spowodować istotny wzrost kosztów zmiennych pozyskania energii dla KSE. Koncepcja wykorzystania źródeł rozproszonych dla celów zapewnienia odpowiedniej ilości energii elektrycznej we wskazanych godzinach doby stanowi realną szansę na zagwarantowanie dodatkowej mocy KSE, przy zachowaniu minimum kosztów inwestycyjnych i efektywnym wykorzystaniu źródeł. Kluczowym dla odbiorców energii jest zachowanie komfortu poboru energii w ilości przez nich wymaganej, co w przypadku programów klasy DSR (*Demand Side Reponse*), opartych o redukcję poboru energii w wybranych godzinach, nie jest spełnione. Wykorzystanie źródeł wytwórczych odbiorców nie wymusza natomiast zmiany ich zachowań. Celem pracy jest odpowiedź na pytania: jak w efektywny technicznie i ekonomicznie sposób wykorzystać moc źródeł rozproszonych (w tym agregatów rezerwowych), jakie są przydatne elementy infrastruktury wspomagające wykorzystanie źródeł rozproszonych dla celów wytwórczych energii elektrycznej oraz jak energię wytworzoną przez te źródła należy rozliczać.

Teza pracy

W ostatnich latach obserwowany jest coroczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE). Zmienia się także charakterystyka profilu poboru mocy - minimalny pobór rośnie równie dynamicznie. Energetyka konwencjonalna w Polsce, oparta na technologii spalania węgla, nie jest przystosowana do wytwarzania energii w sposób dający możliwość elastycznego sterowania podażą energii w wybranych godzinach doby - a takie zmiany coraz częściej są obserwowane. Przy tym rosnąca wielkość energii wytwarzanej przez uzależnione od warunków atmosferycznych źródła odnawialne, potęguje problem zawodowych elektrowni w dostosowaniu jej profilu wytwórczego do bieżącego zapotrzebowania. W obliczu tych zmian energetyka zawodowa wymaga wsparcia realizowanego innymi formami generacji energii elektrycznej, tańszymi i bardziej powszechnymi z uwagi na mniejsze koszty inwestycyjne. Alternatywą dla kapitałochłonnej budowy nowych bloków energetyki zawodowej jest wykorzystanie zasobów wytwórczych rozproszonych na obszarze całego kraju. Odbiorcy przemysłowi i drobni przedsiębiorcy posiadają w swoich zasobach źródła, które obecnie w żadnym stopniu nie podlegają centralnemu sterowaniu. Zasoby te w obliczu problemów KSE np. w godzinach szczytowych mogą stanowić istotny element wytwórczy. Pełniejsze wykorzystanie wytwarzanej energii umożliwiają coraz bardziej powszechne technologie magazynowania energii oraz techniki aktywnego zarządzania stroną popytową. Rozwiązania tego typu można zaliczyć do kategorii elektrowni wirtualnych.

W tej sytuacji można sformułować następującą tezę: istnieje możliwość wykorzystania zasobów wytwórczych energii elektrycznej źródeł rozproszonych w tym agregatów rezerwowych, dla zapewnienia energetycznego bezpieczeństwa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, a także istnieje możliwość efektywnego rozliczania energii wytworzonej i wprowadzonej lub celowo niewprowadzonej do sieci elektroenergetycznej przez te źródła.

Cele szczegółowe

1. Analiza sytuacji na rynku wytwórczym energii elektrycznej, wraz ze szczegółowym wskazaniem trendów rynkowych. Szczegółowo zaprezentowano strukturę wytwórczą z punktu widzenia rynkowości wytwarzania energii elektrycznej. Istotnym wnioskiem dotyczącym rynku wytwórców jest fakt zmieniającej się charakterystyki poboru, a co za tym idzie potrzeba rozwoju sterowalnych źródeł energii, najlepiej wykorzystujących paliwa odnawialne (wiatr, woda, słońce).
2. Na podstawie analiz danych historycznych można jednoznacznie stwierdzić, że dzisiejszy rynek energii nie zagwarantuje długoterminowej stopy zwrotu z inwestycji w duże źródła wytwórcze. W pracy opisano istotny trend rozwoju energetyki rozproszonej, czyli takiej, w której ciężar wytwórczy spoczywa na podmiotach niespecjalizujących się w działalności producenta energii. Rozwój tej formy produkcji energii elektrycznej determinowany jest wieloma czynnikami technicznymi, legislacyjnymi i ekonomicznymi (poziom cen energii el.), co powoduje trudność w jego prognozowaniu.
3. Sposoby zarządzania popytem są rozwijane od wielu lat na różnych rynkach energii na świecie. W Polsce rynek DSR rozwija się nieustannie i z pewnością zyskuje coraz większą popularność. Pojawia się coraz więcej podmiotów oferujących tę usługę w postępowaniach przetargowych organizowanych przez PSE. W pracy poruszono problem związany z różnorodnością programów uczestnictwa aktywnego odbiorców. Kluczowym jest tu udział podmiotów dysponujących własnym mikrowytwarzaniem (np. agregatami prądotwórczymi). Została podjęta próba opisu możliwości wdrożenia nowego programu, który umożliwi efektywne zarządzanie i wykorzystanie energii produkowanej wewnątrz u odbiorców.

Omówienie struktury pracy – treść rozdziałów

W rozdziałach 2, 3 i 4 pracy dokonano krótkiej charakterystyki rynku energii elektrycznej w Polsce z uwzględnieniem zasad bilansowania produkowanej i zużywanej energii elektrycznej. Określone zostały warunki wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej. Na tym tle dokonano próby scharakteryzowania potencjału generacji rozproszonej. W kolejnych podrozdziałach scharakteryzowano typowe źródła generacji rozproszonej oraz podjęto próbę ich klasyfikacji. W rozdziale 4 przedstawiono ocenę możliwości wykorzystania źródeł rozproszonych do świadczenia usługi DSR na bazie analiz zapotrzebowania i cen energii elektrycznej na rynku giełdowym i bilansującym w latach 2015-2017.

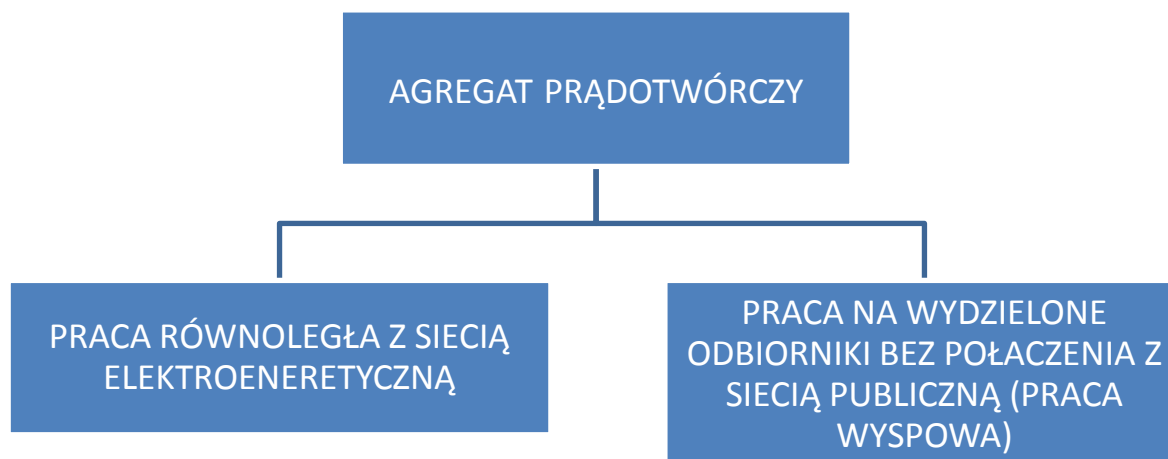
Podsumowanie analiz wykonanych w rozdziałach 2,3 i 4

Zapotrzebowanie na energię w KSE rok do roku wzrasta. Ograniczone możliwości importu energii elektrycznej z państw ościennych wymuszają tym samym wzrost generacji wewnętrznej. Przyrost generacji obserwowany jest przede wszystkim w elektrowniach centralnie dysponowanych (JWCD). Rozwój tego rodzaju źródeł można zaobserwować, jednakże znaczną część jednostek stanowią źródła technologicznie przestarzałe, co za tym idzie obarczone ryzykiem awarii i wysokimi kosztami eksploatacji. Kwestia wzrostu sumarycznej generacji to nie jedyny trend obserwowany na rynku energii elektrycznej. Istotnie zauważalna jest także tendencja wzrostu zapotrzebowania szczytowego. Powyższe trendy zostały przeniesione bezpośrednio na rynek hurtowy i odzwierciedlone w poziomach cen rynku SPOT i rynku bilansującego. Od 2015 roku obserwowany jest sukcesywny wzrost średniej ceny dla najwyższych 400 godzin. Potwierdza to, że dotychczas sporadycznie występujące maksymalne poziomy cenowe będą występować znacznie częściej. Potwierdza się zatem teza, że popyt na dodatkowe moce w systemie elektroenergetycznym Polski jest istotny i trwały, dlatego należy poszukiwać dodatkowych możliwości pokrycia zapotrzebowania odbiorców.

W rozdziale 5 przedstawiono model zarządzania generacją rozproszoną ze szczególnym uwzględnieniem wykorzystania zagregowanych źródeł rezerwowych. Podstawą opisanego dalej modelu zarządzania energią elektryczną jest teza, że kluczowym dla odczucia komfortu korzystania z energii elektrycznej przez odbiorców jest dostęp do niej niezależny od pory dnia i roku. Stanowi to w ocenie autora podstawowe prawo konsumenta. Przyłączając się do sieci elektroenergetycznej, odbiorca ma prawo dostępu do energii niezależnie od okoliczności. Obowiązek zapewnienia dostatecznej ilości energii w KSE spoczywa przede wszystkim na Operatorze. Takie założenie jest podstawą przedstawionej dalej koncepcji. Zapewnienie odpowiedniej ilości energii elektrycznej niezbędnej do pokrycia zapotrzebowania staje się coraz większym wyzwaniem na świecie. Wytwórcy systemowi charakteryzują się niskimi kosztami jednostkowymi pozyskania energii elektrycznej wyłącznie w przypadku wytwarzania jej w bardzo dużych ilościach. Podjęcie decyzji o inwestycji w nowe moce wytwórcze musi być powiązane gwarancją zapotrzebowania na wytworzoną energię. W przeciwnym wypadku oszacowanie zwrotu z inwestycji obarczone jest niezwykle wysokim ryzykiem. Zarządy spółek bardzo ostrożnie podchodzą do inwestowania w źródła wytwórcze, szczególnie te o dużej mocy. Sytuacja legislacyjna, która wystąpiła w latach 2015-2017 wpłynęła istotnie na poziom wsparcia energii z OZE, poprzez drastyczne obniżenie cen certyfikatów. Tym samym zmaterializowały się obawy związane z ograniczeniem inwestycji w OZE. W odpowiedzi na tak niepewną sytuację decyzyjną dla prowadzenia inwestycji dużą wartość zyskują rozwiązania alternatywne.

W rozdziale 6 opisano wyniki wykonanych testów możliwości wykorzystania agregatów rezerwowych. Pierwszy test obejmował pracę źródła rezerwowego dostarczającego energię

bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, natomiast drugi - pracę źródła na sieć wydzieloną (wyspowa). Przeprowadzono dwa testy sprawdzające możliwości wykorzystania agregatów prądotwórczych do świadczenia usług DSR. W swojej istocie program DSR polega na ograniczeniu poboru energii z sieci lub wprowadzeniu dodatkowej energii, co przedstawiono na rysunku 1.



Rys.1. Sposoby wykorzystania agregatów prądotwórczych do świadczenia usług DSR

Przeprowadzone testy sprawdzały możliwości techniczne dla obu przypadków. Założono dwa sposoby pracy źródeł: jeden polegający na zdalnym uruchomieniu źródła i wprowadzeniu dodatkowej energii do sieci dystrybucyjnej, drugi – polegający na ograniczeniu poboru energii z sieci dystrybucyjnej poprzez przełączenie zasilania wydzielonej grupy odbiorów z sieci dystrybucyjnej na agregat prądotwórczy. Głównym celem testów była ocena warunków technicznych oraz możliwości przeprowadzenia procesu uruchomienia zespołów prądotwórczych przez Odbiorców na polecenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego lub Przesyłowego. Pozytywne wyniki testów są podstawą dla przeprowadzenia późniejszej analizy warunków handlowych oraz reakcji strony popytowej, związanej z uruchamianiem zespołów prądotwórczych, w trybie pracy synchronicznej oraz z wykorzystaniem zdolności regulacyjnych jednostek Generacji Rozproszonej w zakresie interwencyjnej generacji mocy. Głównym zadaniem testów była weryfikacja opisanych wyżej założeń, w szczególności możliwości automatyzacji komunikacji na linii OSP – Agregator – Zespół prądotwórczy. Przeprowadzone eksperymenty miały za celu sprawdzenie, czy i w jaki sposób przy pomocy niewielkich nakładów finansowych jest możliwe uruchomienie usługi DSR w układach odbiorcy końcowego wyposażonego w układ rezerwowego zasilania SZR. W ten sposób potwierdzona byłaby możliwość zrealizowania usługi DSR poprzez zdalne sterowanie zmniejszeniem obciążenia publicznej sieci elektroenergetycznej. Wyniki przeprowadzonych testów pokazują jednoznacznie, iż istnieje możliwość zdalnego odciążenia fragmenty publicznej sieci elektroenergetycznej za pomocą lokalnych, rezerwowych źródeł energii elektrycznej pracujących synchronicznie lub wyspowo. Wykorzystanie do tego celu istniejących źródeł energii (w tym agregatów prądotwórczych) wiąże się z relatywnie niewielkimi kosztami układów, w które musiałyby być doposażone istniejące już instalacje. Odłączenie zasilania z sieci publicznej i zasilanie z agregatu rezerwowego jest możliwe i bezpieczne z punktu widzenia odbiorcy energii. Koszty zwiększenia pojemności zbiornika na paliwo (oraz samego paliwa) i koszt dostosowania układów automatyki do obsługi usługi DSR można pokryć z przychodów związanych ze świadczeniem samej usługi.

W rozdziale 7 Przedstawiono możliwość wykorzystania źródła rezerwowego jako elementu służącego do bilansowania energii elektrycznej w obrębie wirtualnej elektrowni. Jedną z możliwości zarządzania procesem wykorzystania źródeł rezerwowych do bilansowania handlowego lub technicznego jest zagregowanie tych źródeł w postaci wirtualnej elektrowni lub klastra energii. Wirtualną elektrownię tworzą różnego typu rozproszone i odnawialne źródła energii zarządzane poprzez jednolity system nadzorczy mający możliwość ciągłego monitorowania parametrów pracy sieci elektroenergetycznych oraz jakości dostawy energii elektrycznej w punktach przyłączenia tych źródeł. Zostały przedstawione scenariusze wykorzystania agregatów rezerwowych.

Wykorzystanie wirtualnej elektrowni - scenariusz minimalizacji zakupu energii z sieci

W pierwszym scenariuszu został przeanalizowany wariant wykorzystania agregatu prądotwórczego do pokrycia dodatkowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Założono, na podstawie danych z kwietnia 2017 roku, że:

- 1) Zapotrzebowanie na energię elektryczną jest stałe i w całości pokrywane z sieci publicznej, bez uwzględnienia własnego wytwarzania (tzn. pobór energii następuje zgodnie z krzywą zapotrzebowania);
- 2) Wytwarzanie w źródłach OZE i biogazowym jest stałe, nie jest sterowalne (tzn. wytwarzanie uzależnione jest wyłącznie od warunków pracy źródła) i nie jest modyfikowane (z uwagi na plan pracy wirtualnej elektrowni);
- 3) Jedyną zmienną jest produkcja w agregacie prądotwórczym, dla którego przyjęto:
 - a. Moc minimalną równą 10% mocy maksymalnej;
 - b. Koszt wytwarzania wynosi 1 000 zł/MWh;
- 4) W analizie przyjęto, że cena energii elektrycznej z sieci łącznie z kosztem dystrybucji wynosi 450 zł/MWh

Wykorzystanie wirtualnej elektrowni - scenariusz produkcji

W drugim scenariuszu przeanalizowano wariant, w którym sterowanie produkcją energii koncentruje się na zapewnieniu stałej wartości mocy oddawanej do sieci. Założono, na podstawie danych z kwietnia 2017 roku, że:

- 1) Zapotrzebowanie na energię elektryczną jest niesterowalne i w całości pokrywane z sieci, bez uwzględnienia własnego wytwarzania;
- 2) Wytwarzanie w źródłach OZE i biogazowym jest stałe, nie jest sterowane (tzn. wytwarzanie uzależnione jest wyłącznie od warunków pracy źródła) i nie jest modyfikowane (z uwagi na plan pracy wirtualnej elektrowni);
- 3) Wprowadzono dwie zmienne:
 - a. produkcja w agregacie prądotwórczym, dla którego przyjęto:
 - i. Moc minimalną równą 10% mocy maksymalnej;
 - ii. Koszt wytwarzania wynosi 1 000 zł/MWh;
 - b. produkcja odbywa się w oparciu o założenie produktu BASE (jednakowa moc wprowadzana w każdej godzinie doby) – skokowo od 1MW do 5MW;
- 4) Energia niesprzedana w produkcji bazowym (nadwyżka) sprzedawana jest na rynku SPOT TGE;

- 5) W analizie przyjęto, że cena energii elektrycznej z sieci łącznie z kosztem dystrybucji wynosi 450 zł/MWh;

Podsumowanie

W Europie toczą się nieustanne dyskusje wokół możliwości opracowania docelowego modelu rynku energii elektrycznej. Mimo intensywnych prac na szczeblu Wspólnoty Europejskiej lokalne rynki są nadal regulowane i definiowane na szczeblu regionów zrzeszających kilka państw (np. Austria, Niemcy) lub na szczeblu indywidualnym. W Polsce model rynku będzie podlegał zmianom w najbliższym czasie, poprzez wprowadzenie:

- 1) Rynku mocy wytwórców – modelu stymulowania inwestycji w moc dostępną w sieci elektroenergetycznej. Rynek mocy stanowi odejście od dotychczas jedynej formy szacowania zwrotu z inwestycji w źródła wytwórcze opartej o potencjalnie wyprodukowaną i odsprzedaną energię czynną. Dzięki wprowadzeniu rynku mocy ryzyko inwestycji zdecydowanie spada, co prowadzi do większych możliwości finansowania i regulacji podaży przez Operatora Systemu.
- 2) Europejskich ograniczeń cenowych na rynku bilansującym – czyli dostosowaniu obecnie stosowanego przedziału cen rynku bilansującego <70; 1500> zł/MWh. Zgodnie z wytycznymi Komisji Europejskiej do 2021 roku kraje europejskie zobowiązane są do zniesienia lub bardzo istotnego podniesienia ograniczeń cen rynku bilansującego. Ocenia się, że w Polsce ceny mogą zostać zmienione w przedziale od dolnej wartości ujemnej kilkuset EUR do górnej kilku tysięcy EUR.

Opisane powyżej zmiany mogą w istotnym stopniu wpłynąć na zmiany cen energii – co musi znaleźć odzwierciedlenie w stosowanych strategiach *hedgingowych* i wysokości kosztów finansowych prowadzenia działalności obrotu energią elektryczną. Co najważniejsze z punktu widzenia niniejszej pracy, może istotnie wzrosnąć zasadność bilansowania popytu odbiorców. Agregacja źródeł w celu kontroli zapotrzebowania w kolejnych godzinach doby stanowić może alternatywę dla wysokich kosztów bilansowania centralnego. Wykorzystanie źródeł rozproszonych dla wzmocnienia strony podażowej KSE ma uzasadnienie ekonomiczne już w dzisiejszych warunkach rynkowych. Ceny na rynku hurtowym przyjmują coraz wyższe wartości w niektórych godzinach doby – szczególnie w okresach minimalnej rezerwy systemowej. Prognozuje się przy tym, że ceny nadal będą rosły z uwagi na wzrost zapotrzebowania i brak jednoczesnego wzrostu strony podażowej. Wobec tego generacja źródeł rozproszonych w wybranych godzinach doby może znacząco poprawić bilans dostępnej mocy na poziomie krajowym, jak i lokalnym. Wzmocnienie strony podażowej na rynku energii może być realizowane w ramach usługi wykorzystania źródeł rozproszonych. Dzięki rozwiniętym narzędziom komunikacji możliwa jest bardzo szybka reakcja na nagłe problemy związane z niedoborem energii w sieci. Źródła rezerwowe cechują się ponadto szybkim i łatwym sterowaniem, co jest charakterystyczne dla technologii wytwarzania opartych na oleju napędowym lub gazie ziemnym. Rozliczenie usług generacji rozproszonej dla zachowania odpowiedniej wielkości zarządzanej przez Operatora mocy powinno być prowadzone wraz z wykorzystaniem instytucji agregatora usług systemowych. Jego rolą jest przede wszystkim wykorzystanie efektu skali drobnych źródeł i oferowanie operatorowi stabilnej generacji realizowanej w przewidywalnej wielkości. Ponadto agregator zapewnia operacyjne wsparcie odbiorców biorących udział w programie wykorzystywania generacji rozproszonej, ich rozliczenie względem deklarowanej energii wprowadzanej do sieci oraz zasad uczestnictwa w programie Operatorskim. W przekonaniu autora pracy wykorzystanie generacji rozproszonej może znacząco poprawić bezpieczeństwo energetyczne kraju, niskim kosztem inwestycyjnym i przy zachowaniu norm emisyjnych i ekologicznych. Koncepcja opisana w pracy podlegać będzie dalszym pracom związanym z doszczegółowieniem warstwy technologicznej, jak

i regulacyjnej. Niezbędne jest opracowanie aplikacji informatycznej której celem jest sterowanie zestawem źródeł rezerwowych. Sama aplikacja powinna współpracować z układami sterowania i pomiarowymi, aby sprawnie rozpoznawać sygnały rynkowe, realizować je i wykazywać rzeczywisty efekt pracy. Aplikacja powinna cechować się możliwością integracji wytwarzania w źródłach rezerwowych, zarówno w oparciu o pracę synchroniczną z siecią, jak i pracę wyspową. Umożliwiać powinna także uczestnictwo w programach klasy DSR realizowanych dla rynku elektroenergetycznym. Niezbędne jest bieżące określanie potencjału wytwórczego układu. System sterowania powinien umożliwiać zdalną realizację zleceń wzrostu / ograniczenia wytwarzania. Istotnym elementem współpracy aplikacji i systemów sterowania jest formuła komunikacji poszczególnych elementów. Pewność przekazywania danych oraz ich częstotliwość wymaga zastosowania szybkich i pewnych metod transmisji. Wybór takiej metody również powinien zostać poprzedzony analizą, szczególnie że układy rezerwowe mogą znajdować się w lokalizacjach z ograniczonym dostępem do GSM. Ponad wszystkim wymagane jest regulacyjne podejście do wykorzystania zasobów wytwórczych opisanych w Koncepcji. Dostosowanie warunków usług systemowych wpłynie na zagwarantowanie zwrotu z inwestycji w układy sterowania i warstwę aplikacji. Powyższe wymagają jeszcze szeregu analiz, które potwierdzą możliwości produkcyjne zastosowania wypracowanej koncepcji.