ADRIAN NOCOŃ

POLITECHNIKA ŚLĄSKA

WYDZIAŁ ELEKTRYCZNY

ZAŁĄCZNIK 3A

AUTOREFERAT PRZEDSTAWIAJĄCY OPIS DOROBKU I OSIĄGNIĘĆ NAUKOWYCH

ANoc

Załącznik nr 3A

Autoreferat

1. Imię i Nazwisko

Adrian Nocoń

2. Posiadane dyplomy, stopnie naukowe/artystyczne – z podaniem nazwy, miejsca i roku ich uzyskania oraz tytułu rozprawy doktorskiej

- Magister inżynier w zakresie specjalności Maszyny i urządzenia elektryczne, kierunek elektrotechnika, Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, 22.09.1999 r.

- Doktor nauk technicznych w zakresie elektrotechniki, tytuł nadany uchwałą Rady Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej w dniu 03.01.2006 r. na podstawie rozprawy pt.: *Rozmyta regulacja generatora synchronicznego pracującego samotnie*, promotor: prof. dr hab. inż. Stefan Paszek, Politechnika Śląska, recenzenci: dr hab. inż. Kazimierz Gierlotka, prof. nzw. w Pol. Śl., prof. dr hab. inż. Eugeniusz Koziej.

- Inne (istotne dla oceny sylwetki w postępowaniu habilitacyjnym): Kurs pedagogiczny dla nauczycieli teoretycznych przedmiotów zawodowych (w wymiarze 270 godz.) zorganizowany przez Wojewódzki Ośrodek Metodyczny w Katowicach zakończony uzyskaniem kwalifikacji przygotowanie pedagogiczne do nauczania teoretycznych przedmiotów zawodowych. Świadectwo Ukończenia Kursu Kwalifikacyjnego z dnia 27.04.2001 o nr 1727/2001.

3. Informacje o dotychczasowym zatrudnieniu w jednostkach naukowych

- asystent (umowa o pracę), od 01.12.2004 do 31.03.2006 r., Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Katedra Maszyn i Urządzeń Elektrycznych,

- adiunkt (mianowanie), od 01.04.2006 r. do nadal, Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektrotechniki i Informatyki.

4. Wskazanie osiągnięcia wynikającego z art. 16 ust. 2 ustawy z dnia 14 marca 2003 r. o stopniach naukowych i tytule naukowym oraz o stopniach i tytule w zakresie sztuki (Dz. U. 2017 r. poz. 1789):

a) tytuł osiągnięcia naukowego/artystycznego

Elektromechaniczne stany nieustalone źródeł rozproszonych pracujących w systemie elektroenergetycznym

b) publikacje wchodzące w skład osiągnięcia naukowego

Monografia autorska: Nocoń Adrian, *Elektromechaniczne stany nieustalone źródeł rozproszonych pracujących w systemie elektroenergetyczny*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, 2019.

Recenzenci: prof. dr hab. inż. Jan Machowski, Politechnika Warszawska
prof. dr hab. inż. Ryszard Zajczyk, Politechnika Gdańska

c) omówienie celu naukowego/artystycznego ww. pracy/prac i osiągniętych wyników wraz z omówieniem ich ewentualnego wykorzystania

I. Wprowadzenie

Jedną z najpopularniejszych form energii jest energia elektryczna. Jej wytwarzanie, przesył, przetwarzanie i zużywanie odbywa się w systemie elektroenergetyczny (SEE). Ciągłe zmiany mocy wytwarzanej i pobieranej wywołują stany nieustalone w tym elektromechaniczne stany nieustalone związane z oscylacyjnymi zmianami prędkości wirowania generatorów synchronicznych. Zmiany te wynikają z normalnych procesów zachodzących w SEE oraz ze stanów awaryjnych (zakłóceń). W niekorzystnych sytuacjach stany nieustalone mogą powodować wyłączenia różnych źródeł pracujących w SEE, w tym źródeł o niewielkich mocach znamionowych (źródeł rozproszonych). Konieczne jest zatem stałe dopasowywanie punktów pracy źródeł i elementów przesyłających energię elektryczną, w taki sposób, aby zapewnić odpowiednie warunki pracy odbiorników. W związku z powyższym, niezbędnym elementem w SEE jest pewien system regulacji zapewniający odpowiednie wartości, m.in. napięcia i częstotliwości. System ten złożony z wielu indywidualnych układów regulacji oddziałuje na wszystkie elementy SEE, w tym na źródła rozproszone.

W celu poprawy warunków pracy źródeł rozproszonych można stosować specjalne układy stabilizujące oraz układy odciążania. Analiza stanów nieustalonych i dobór środków poprawy warunków pracy źródeł wymaga zazwyczaj wykonaniu szeregu badań symulacyjnych. Badania te utrudnia fakt występowania różnego rodzaju niepewności. Taka problematyka stała się celem badań w omawianym osiągnięciu naukowym.

Temat ten wydaje się aktualny i bardzo istotny dla elektroenergetyki. W Polsce omawiane problemy zyskały na znaczeniu po wprowadzeniu przepisów prawa regulujących przyłączanie źródeł rozproszonych do krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE).

II. Badania stanów nieustalonych źródeł rozproszonych w SEE

W prowadzonych badaniach przyjęto, zgodnie z definicją komitetu CIGRE, że czynna moc znamionowa źródeł rozproszonych nie przekracza 50 MW. Przyjęto, że w rozpatrywanym fragmencie SEE pracuje przynajmniej jedno źródło z generatorem synchronicznym, a wszystkie analizy przeprowadzano przy założeniu symetrii fazowej.

Rozważając możliwość współpracy źródła energii elektrycznej z innymi źródłami można wyróżnić: pracę równoległą (on-grid) lub autonomiczną (samotną lub off-grid). Praca równoległa ma miejsce, gdy źródło energii elektrycznej połączone jest z innymi źródłami, niezależnie od ich liczby i mocy znamionowych. Praca autonomiczna zachodzi zaś wtedy, gdy źródło współpracuje jedynie z odbiornikami energii elektrycznej. Dla pracy równoległej źródeł energii elektrycznej można natomiast wyróżnić pracę równoległą: z siecią sztywną oraz z siecią elastyczną. Każdy rodzaj pracy źródła energii elektrycznej charakteryzuje się specyficznym przebiegiem analizowanych elektromechanicznych stanów nieustalonych.

Do podstawowych technik, które pozwalają na analizę stanów nieustalonych źródeł rozproszonych należy zaliczyć symulację komputerową. Należy przy tym podkreślić, że poprawne wnioskowanie na podstawie badań symulacyjnych wymaga uzyskania wiarygodnych wyników. Wiarygodność ta zależy zaś między innymi od adekwatności modelu i wiarygodności jego parametrów.

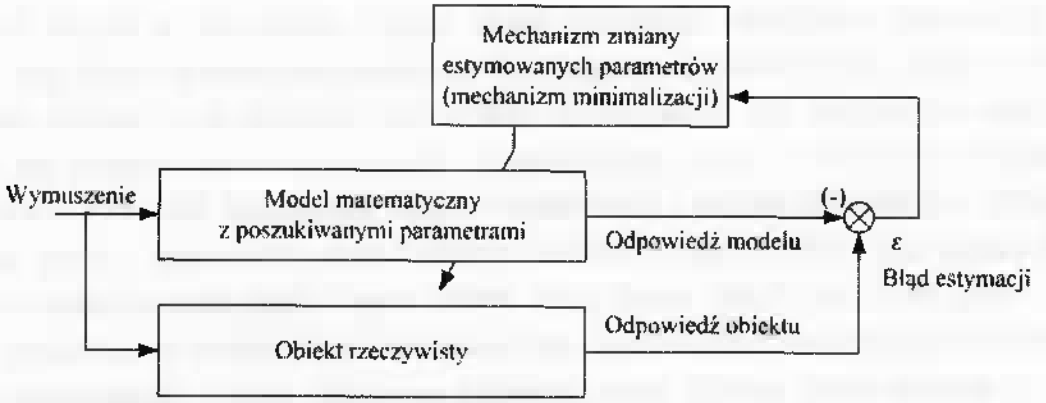
W badaniach symulacyjnych wykorzystano modele matematyczne typu „szara skrzynka", dla których proces tworzenia modelu można przedstawić w postaci kolejnych, wzajemnie powiązanych etapów:

- Określenie celu modelowania.
- Inwentaryzacja modelowanego obiektu i jego otoczenia. Etap polega na zebraniu możliwie dużej ilości informacji o obiekcie i warunkach, w których obiekt się znajduje.
- Budowa modelu fizycznego rozumianego jako zestawienie praw fizyki opisujących zjawiska występujące w modelowanym obiekcie i jego otoczeniu.
- Określenie założeń upraszczających, przy czym uproszczenia mogą polegać na całkowitym pominięciu zjawisk lub wykorzystaniu uproszczonego opisu złożonych zjawisk.
- Budowa modelu matematycznego polegająca na jednoznacznym określeniu zestawu równań opisujących modelowane zjawiska fizyczne.
- Wyznaczenie wartości parametrów modelu matematycznego na podstawie między innymi: danych konstrukcyjnych, katalogowych lub pomiarowych.
- Weryfikacja poprawności (adekwatności) modelu matematycznego (walidacja).

Reasumując, jakość modelowania (tj. dokładność odwzorowania rzeczywistości) zależeć będzie od: zasadności przyjętych założeń upraszczających, dokładności wyznaczenia parametrów (dokładności szacowania lub estymacji) oraz dokładności rozwiązania modelu (w szczególności dokładności numerycznej).

Wartości parametrów modeli matematycznych elementów SEE mogą być wyznaczane na podstawie danych katalogowych lub odpowiednich pomiarów (testów pomiarowych).

W pierwszym przypadku wartości parametrów modeli matematycznych są zazwyczaj szacowane metodami przybliżonymi bez przeprowadzania pomiarów. W drugim przypadku proces estymacji (tj. proces wyznaczania parametrów modelu matematycznego) można sprowadzić do minimalizacji wartości pewnej funkcji celu f, której argumentami są poszukiwane parametry. Funkcja celu opisuje różnicę pomiędzy rzeczywistością a modelem matematycznym. Schematycznie proces estymacji pomiarowej przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Schemat procesu pomiarowej estymacji parametrów modelu matematycznego

Należy podkreślić, że powodzenie procesu estymacji parametrów modelu matematycznego zależy przede wszystkim od takich czynników jak:

- wybór rodzaju testu pomiarowego i odpowiednie jego zaplanowanie,
- wybór funkcji celu,
- wybór metody minimalizacji funkcji celu.

III. Niepewność parametrów modeli matematycznych

Modelowanie matematyczne z definicji jest pewnym uproszczonym obrazem rzeczywistości. Różnica pomiędzy rzeczywistością a wynikiem modelowania może być zdefiniowana, jako niepewność modelowania matematycznego.

Ogólnie niepewność można podzielić na dwa typy: niepewność wewnętrzną – nieredukowalną, związaną z nieznanymi, najczęściej stochastycznymi zmianami w analizowanym obiekcie rzeczywistym, oraz niepewność poznania – redukowalną, związaną z brakiem pełnej wiedzy o modelowanym obiekcie. Oba typy niepewności występują w analizach SEE. Niemniej jednak w badaniach symulacyjnych elektromechanicznych stanów nieustalonych większe znaczenie odgrywa niepewność poznania.

Niepewność poznania jest konsekwencją braku pełnej informacji (wiedzy) o modelowanym obiekcie. Jest ona bezpośrednią konsekwencją procesu modelowania, czyli sposobu odwzorowania rzeczywistości w sposób sztuczny i przybliżony. Należy podkreślić, że wraz ze wzrostem wiedzy o obiekcie zawartej w modelu matematycznym, niedokładność poznania ulega redukcji. W przypadku ogólnym niepewność wiedzy reprezentowanej w modelu matematycznym może wynikać z następujących przyczyn:

- sposobu zapisu wiedzy, ponieważ wiedza o modelowanym obiekcie zapisana w jakiejś konkretnej postaci nie zawsze jest wiedzą uniwersalną lub inaczej tę samą wiedzę można zapisać w różny sposób ograniczający uniwersalność wiedzy,
- źródła pochodzenia wiedzy, z uwagi na to, że dane do modelowania mogą być zdobywane z niepewnego źródła, a tym samym dane stają się niedokładne i nieprecyzyjne,
- sposobu uzyskania danych (wiedzy), który nie jest pewny np. z uwagi na błąd metody, skończoną dokładność przyrządów etc.

Reasumując, zapewnienie wysokiej dokładności modelowania matematycznego (ograniczenie niepewności poznania) wymagałoby wiarygodnego odwzorowania dużej liczby zjawisk wraz z ich parametrami. Reprezentacja wielu zjawisk w modelu bywa zaś niemożliwa lub niepraktyczna, m.in. z uwagi na zbytnią komplikację modelu, ograniczoną wiedzę w danej dziedzinie lub brak możliwości weryfikacji wszystkich modelowanych zjawisk.

Źródeł niepewności poznania można zatem upatrywać w:

- Inwentaryzacji modelowanego obiektu i jego otoczenia wraz z tworzeniem modelu fizycznego. Niepewność generowana na tym etapie wynika zazwyczaj wprost z braku wiedzy tworzącego model o zjawiskach zachodzących w modelowanym obiekcie i jego otoczeniu. W odniesieniu do modelowania elementów SEE niepewność powstająca na tym etapie jest praktycznie pomijalnie mała, z uwagi na fakt, że zjawiska zachodzące w SEE są znane i od wielu lat omawiane w publikacjach naukowo-technicznych.
- Określeniu założeń upraszczających. Ten etap modelowania matematycznego, ze swej natury jest etapem tworzenia niepewności poznania, ponieważ każde uproszczenie pomija pewien obszar wiedzy o obiekcie, który nie będzie reprezentowany w modelu. Należy jednakże podkreślić, że pominięcie uproszczeń mogłoby skutkować brakiem możliwości budowy lub rozwiązania modelu. W związku z tym, na etapie przyjmowania założeń upraszczających należy przyjąć pewien kompromis pomiędzy możliwością modelowania obiektu a powstającą niepewnością poznania.
- Budowie modelu matematycznego (polegającym na jednoznacznym określeniu zestawu równań, funkcji opisujących zjawiska fizyczne podlegające modelowaniu). Generowana na tym etapie modelowania niepewność poznania związana jest z ograniczeniami zapisu matematycznego danego zjawiska. Należy podkreślić, że etap ten jest ściśle związany z etatem wyboru założeń upraszczających. Ponieważ sposób formułowania zapisu matematycznego zjawisk wynika z uproszczeń lub konieczność stosowania uproszczeń wynika z ograniczeń zapisu matematycznego.
- Wyznaczeniu wartości parametrów modelu matematycznego. Niepewność poznania związana z wartościami parametrów modelu matematycznego wywoływana jest przez wybór parametrów przybliżonych lub proces estymacji i wynika z decyzji modelującego oraz natury procesu estymacji. W procesie estymacji niepewność poznania wywoływana jest na etapie: wyboru i przeprowadzania testu pomiarowego, tworzenia funkcji celu i wyboru metody minimalizacji tejże funkcji. Źródłami niepewności zawsze występującymi w estymacji są: uchyby czujników i przyrządów pomiarowych oraz urządzeń rejestrujących wykorzystywanych w czasie testów, ograniczenia metody optymalizacji i błędy numeryczne związane z minimalizacją funkcji celu. Należy podkreślić, że znaczącym źródłem niepewności jest brak modelowanego obiektu – obiekt modelowania jeszcze nie powstał (nie został zbudowany). Brak taki występować może na etapie projektowania, dobierania elementów SEE umożliwiających pracę nowych źródeł rozproszonych (np. analiza oddziaływania generacji rozproszonej na sieć elektroenergetyczną przeprowadzana przed podjęciem decyzji o zainstalowaniu nowego

źródła energii elektrycznej). W takim przypadku, każdy zestaw parametrów modelu matematycznego jest tylko zgrubnym przybliżeniem rzeczywistości, a w związku z tym powoduje znaczną niepewność poznania.

- Rozwiązaniu modelu matematycznego, przy czym rozwiązanie modelu matematycznego dla analizy stanów nieustalonych polega na wyznaczeniu poszukiwanych przebiegów zmiennych z wykorzystaniem symulacji komputerowej. Jest to ostatni etap modelowania matematycznego realizowany po walidacji modelu. Etap ten wywołuje niepewność poznania poprzez błędy generowane w numerycznym rozwiązaniu zestawu równań (w tym równań różniczkowych) stanowiących model matematyczny. Błędy te zaś związane są z: ograniczeniami stosowanego oprogramowania symulacyjnego (np. dostępnością różnych metod całkowania), ograniczeniami wykorzystanej metody całkowania (np. dokładnością metody) lub błędnie przyjętymi parametrami symulacji (np. krokiem całkowania, tolerancją dla metod z kontrolą dokładności etc.).

Każda z niepewności (generowana na innym etapie procesu modelowania) ma swoją specyfikę i można ją uwzględnić w odmienny sposób. Niemniej jednak, niepewność poznania powodowaną na różnych etapach modelowania matematycznego (z pominięciem niepewności wynikającej z rozwiązania modelu) można sprowadzić do nieadekwatności: struktury (typu) lub parametrów modelu matematycznego. Przyjmując, że w analizach SEE wykorzystuje się od lat znane i dobrze zweryfikowane modele matematyczne, to można założyć, że modele te są adekwatne, co do swojej struktury. Problem niepewności poznania można zaś sprowadzić do niepewności parametrów modelu matematycznego. Niepewność parametrów można zaś uwzględnić w badaniach symulacyjnych w następujący sposób:

- Dla nieznanych parametrów przyjmując tak zwane wartości standardowe, przy czym parametry standardowe można traktować jako wartości średnie dla pewnej grupy modelowanych elementów SEE. Wartości standardowe są wartościami przybliżonymi. Przy tak przyjętych parametrach modeli matematycznych wynikiem badań symulacyjnych są ściśle określone przebiegi obarczone niepewnością poznania. Przy założeniu, że przyjęte parametry przybliżone są reprezentatywne dla danej grupy elementów SEE, również wynik modelowania jest reprezentatywny dla tej grupy. Wiarygodność uzyskanych wyników zależy zaś między innymi od różnicy, jaka występuje pomiędzy wartościami założonymi (standardowymi) a rzeczywistymi parametrami modelowanego elementu SEE. Metoda ta może prowadzić do wyznaczenia przebiegów, znacząco różniących się od przebiegów występujących w rzeczywistości. Podejście takie de facto pomija w badaniach symulacyjnych niepewność poznania (nie zmniejsza jej znaczenia), przenosząc ją na uzyskany wynik.
- Wykorzystując pewne sformalizowane metody uwzględniające niepewność parametrów (np. metody sprowadzające niepewność do zaburzenia układu, metody nieprobabilistyczne bazujące na algebrze przedziałowej lub zbiorach rozmytych) prezentowane w publikacjach naukowo-technicznych z dziedziny automatyki i sterowania układów. Podejście takie

wymaga zazwyczaj spełnienia wielu warunków, np. linearyzacji modelu matematycznego oraz znacznych nakładów na odpowiednie modelowanie obiektu rzeczywistego. W związku z tym w praktyce inżynierskiej metody takie, również poprzez ich złożoność pojęciową, stają się mało praktyczne w analizach stanów nieustalonych elementów SEE. Należy podkreślić, że metody te stosowane są w modelowaniu również do uwzględniania niepewności wewnętrznej.

- Wykorzystując metody probabilistyczne, np. metodę Monte Carlo oraz jej modyfikacje. Metody te zazwyczaj polegają na przeprowadzeniu wielu obliczeń (symulacji), dla różnych wartości niepewnych parametrów. Wynikiem badań symulacyjnych jest zatem pewien zbiór rozwiązań. W odniesieniu do badań złożonych obiektów, jakim jest system elektroenergetyczny warto przytoczyć zasadę niespójności Zadeha: złożoność i precyzja są z sobą w zależności odwrotnej w tym sensie, że jeżeli złożoność rozpatrywanego problemu wzrasta, to zmniejsza się możliwość jego precyzyjnej analizy. W związku z tym uzyskany wynik w postaci wielu możliwych (prawdopodobnych) rozwiązań (w odróżnieniu od pojedynczego rozwiązania) jest mało precyzyjny (mało dokładny ilościowo), ale bardzo wiarygodny (znaczący jakościowo). Należy podkreślić, że metody probabilistyczne stosowane są z powodzeniem do modelowania niepewności nieredukowalnej.

Biorąc to pod uwagę do przeprowadzenia badań symulacyjnych z uwzględnieniem niepewności poznania (w szczególności niepewności parametrów modelu matematycznego) wykorzystano metodę symulacji Monte Carlo.

Wynikiem badań symulacyjnych prowadzonych metodą Monte Carlo jest zbór rozwiązań prawdopodobnych, a w odniesieniu do analizy stanów nieustalonych źródeł energii elektrycznej wynik ten jest rodziną przebiegów, np. prądów, napięć, mocy chwilowych. Rodzina ta jest wynikiem wielokrotnej symulacji danego modelu matematycznego poszczególnych elementów SEE. W każdej z symulacji następuje losowa zmiana wartości parametrów, dla których uwzględniana jest ich niepewność poznania, przy niezmienianych pozostałych parametrach.

W symulacjach przyjmuje się, że parametry niepewne należą do ściśle określonego zbioru:

$$\chi_j \in \langle \chi_{\min} \; ; \; \chi_{\max} \rangle, \tag{1}$$

gdzie: $\chi_{\min}$ i $\chi_{\max}$ są wartościami granicznymi przedziału, przyjmowane jako jeden z parametrów uwzględnianej niepewności.

Drugim parametrem niepewności jest prawdopodobieństwo z jakim dana wartość parametru występuje w danym zbiorze. Z tymże prawdopodobieństwem losowane są wartości z danego zbioru w każdej kolejnej symulacji.

Wynikiem każdej symulacji przeprowadzonej metodą Monte Carlo jest inny przebieg obserwowanej wielkości. Wyznaczona w ten sposób rodzina przebiegów ograniczona jest przebiegami skrajnymi (górnym – maksymalnym i dolnym – minimalnym), obliczonymi dla

każdej chwili czasu t w horyzoncie obserwacji procesu, zazwyczaj równym czasowi końca symulacji t_k:

$$Q_{\max}(t) = \max\left(y_j^{\{1\}}(t) \ \cdots \ y_j^{\{z\}}(t) \ \cdots \ y_j^{\{Z\}}(t)\right), \tag{2}$$

$$Q_{\min}(t) = \min\left(y_j^{\{1\}}(t) \ \cdots \ y_j^{\{z\}}(t) \ \cdots \ y_j^{\{Z\}}(t)\right), \tag{3}$$

przy czym: $y_j^{\{z\}}(t)$ jest przebiegiem obserwowanej j-tej wielkości uzyskanym w z-tej symulacji (dla z-tego losowego zestawu parametrów χ_i, dla których uwzględniana jest niepewność poznania), Z – liczba przeprowadzanych symulacji.

Obszar pomiędzy przebiegami skrajnymi można nazwać pasmem przebiegów, w paśmie tym zgodnie z (2) i (3) znajdują się wszystkie wartości uzyskane w czasie wielokrotnych symulacji. Należy podkreślić, że w wyznaczonym paśmie przebiegów z dużym prawdopodobieństwem znajdować się będzie przebieg rzeczywisty. Sytuacja taka zajdzie jeżeli użyty model będzie modelem adekwatnym włączając w to sposób uwzględnienia niepewności poznania, tj. zakresy zmian parametrów będą „zawierały" parametry rzeczywiste. Ponadto liczba przeprowadzonych symulacji będzie na tyle duża, że pasma będą wiarygodne. Wiarygodne pasma można wykorzystać do wyciągnięcia wiarygodnych wniosków i oceny pracy SEE w różnych stanach nieustalonych.

W obszarze wyznaczonym przez przebiegi skrajne (2) i (3) mogą zostać wyznaczone inne przebiegi charakterystyczne:

- Przebieg wartości średniej $Q_{AV}(t)$ wyznaczany dla j-tej obserwowanej wielkości, jako średnia arytmetyczna ze wszystkich uzyskanych obliczonych wartości dla każdej chwili czasu t:

$$Q_{AV}(t) = \frac{1}{Z}\sum_z y_j^{\{z\}}(t). \tag{4}$$

- Przebieg mediany (wartości środkowej) $Q_M(t)$ wyznaczony przez wartości mediany obliczane dla każdej chwili czasu t ze wszystkich wyników uzyskanych w symulacjach wielokrotnych.
- Przebieg dla parametrów nominalnych $Q_N(t)$, jest wynikiem pojedynczej symulacji modelowanego układu, przy czym jako zestaw parametrów χ_i przyjmowane są parametry uznane za nominalne dla danego układu. Z uwagi na założenie obecności niepewności poznania są one najczęściej parametrami przybliżonymi.
- Przebieg dla średnich wartości parametrów $Q_{\chi AV}(t)$, jest wynikiem pojedynczej symulacji modelowanego układu, przy czym jako zestaw parametrów χ_i przyjmowane są parametry wyznaczone jako średnie wartości przedziału zmienności uwzględniającego niepewność poznania

$$\chi_{j\,AV} = \frac{1}{Z}\sum_z \chi_j^{\{z\}}. \tag{5}$$

Przebieg ten, w przypadku ogólnym nie jest tożsamy z przebiegiem średnim $Q_{AV}(t)$.

- Przebiegi graniczne pasma zawężonego do interwału γ wyrażonego w procentach, pasmo takie jest wyznaczone przez przebiegi kwantyla rzędu α i β (α i β percentyl) wyznaczane dla każdej chwili czasu t:

$$Q_{P\alpha}(t) = \text{kwantyl}_{\alpha}\left(y_j^{\{1\}}(t) \;\cdots\; y_j^{\{z\}}(t) \;\cdots\; y_j^{\{Z\}}(t)\right), \tag{6}$$

$$Q_{P\beta}(t) = \text{kwantyl}_{\beta}\left(y_j^{\{1\}}(t) \;\cdots\; y_j^{\{z\}}(t) \;\cdots\; y_j^{\{Z\}}(t)\right), \tag{7}$$

przy czym wartości α i β wynoszą odpowiednio:

$$\alpha = \frac{100-\gamma}{2}, \tag{8}$$

$$\beta = \frac{\gamma+100}{2}. \tag{9}$$

Pasmo zawężone wyznaczone przez przebiegi dla α i β percentyla to pasmo po odrzuceniu $(100 - 2\gamma)\%$ skrajnych wartości wyznaczonych w symulacjach wielokrotnych. Poprzez porównanie pasma wyznaczonego przez przebiegi graniczne (2) i (3) oraz pasma ograniczonego można wnioskować na ile (z pewnym nieznanym prawdopodobieństwem) może zdarzyć się sytuacja, że zmiana jakiegoś parametru spowoduje, że przebieg diametralnie będzie się różnił od już wyznaczonych przebiegów.

Z poszczególnymi przebiegami charakterystycznymi, w tym przebiegami granicznymi związane są wskaźniki określające pola zawarte pomiędzy tymi przebiegami. Wskaźniki te mogą zostać wykorzystane do wnioskowania odnośnie analizowanego stanu nieustalonego lub samych badań symulacyjnych. Wyróżniono następujące wskaźniki, wyznaczane dla dyskretnych chwil czasowych t_i:

- pole pasma przebiegów

$$Q_{\min/\max} = \sum_{t_i=t_0}^{t_k} \left(Q_{\max}(t_i) - Q_{\min}(t_i)\right)\Delta t_i, \tag{10}$$

- pole pasma ograniczonego (percentylkowe)

$$Q_{P\gamma} = \sum_{t_i=t_0}^{t_k} \left(Q_{P\beta}(t) - Q_{P\alpha}(t)\right)\Delta t_i, \tag{11}$$

W zależnościach (10) i (11) czasem początkowym wyznaczenia wskaźników t_0 może być chwila rozpoczęcia obserwacji, np. czas wystąpienia pierwotnej przyczyny elektromechanicznego stanu nieustalonego lub chwila, w której zanika pierwotna przyczyna (np. czas wyłączenia zwarcia). Czasem końcowym obliczeń t_k jest zaś czas końca obserwacji, czyli końca symulacji lub inny dowolnie arbitralnie wybrany czas.

Ponadto w pasmach przebiegów można wyróżnić inne wielkości dające miarę o przebiegu analizowanego stanu nieustalonego, wielkościami tymi mogą być:

- bezwzględne maksymalne $\zeta_{\max}$ i minimalne $\zeta_{\min}$ wartości występujące w przebiegach $y_j(t)$ (można je wyznaczać dla całego pasma lub tylko dla pasma wyznaczonego po zaniku

przyczyny stanu przejściowego, np. po wyłączeniu przemijającego zwarcia – jest to ważne, ponieważ model może źle odwzorowywać taki stan, a zatem wyznaczone wartości mogą znacząco odbiegać od rzeczywistości. Dla zwarcia pojawiają się szybko zanikające składowe nieokresowe. Składowe te wpływają na wartości prądów w pierwszej chwili zwarcia, a dla elektromechanicznego stanu nieustalonego nie mają znaczenia i można je pominąć. Więc wartość ζ_{max} wyznaczona dla modelu elektromechanicznego nie będzie zawierać składowych szybko zanikających. Należy podkreślić, że takie podejście jest uprawnione, ponieważ zwarcie dla elektromechanicznego stanu nieustalonego traktowane jest tylko jako wymuszenie,

$$\zeta_{max} = \max(Q_{max}(t)), \tag{12}$$

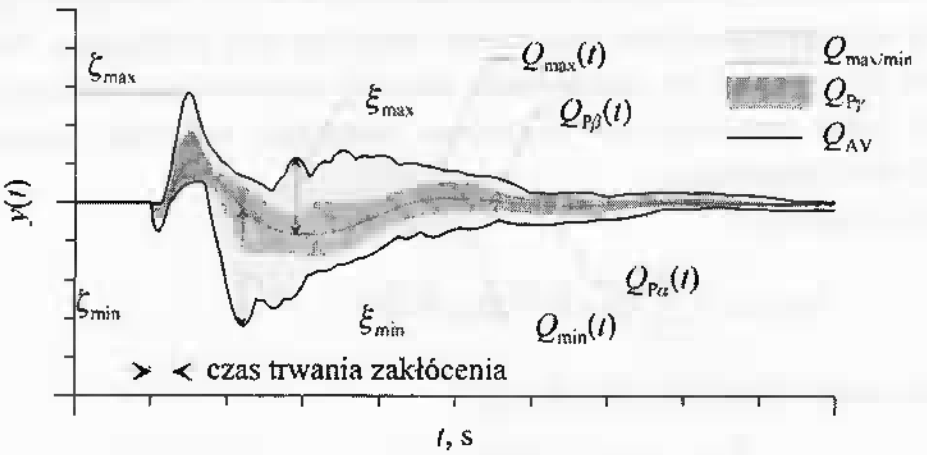
$$\zeta_{min} = \min(Q_{min}(t)), \tag{13}$$

- wartości maksymalne ξ_{max} i minimalne ξ_{min} odchyłki od średniego przebiegu $Q_{AV}(t)$. Wartości te mogą być pomocne w ocenie tłumienia kołysań elektromechanicznych

$$\xi_{max} = \max(Q_{max}(t) - Q_{AV}(t)), \tag{14}$$

$$\xi_{min} = \max(Q_{AV}(t) - Q_{min}(t)). \tag{15}$$

Interpretację graficzną wszystkich zdefiniowanych wielkości dla pasm przebiegów przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Graficzna interpretacja wyznaczonych pasm przebiegów

IV. Wybrane metody poprawy warunków pracy źródeł rozproszonych

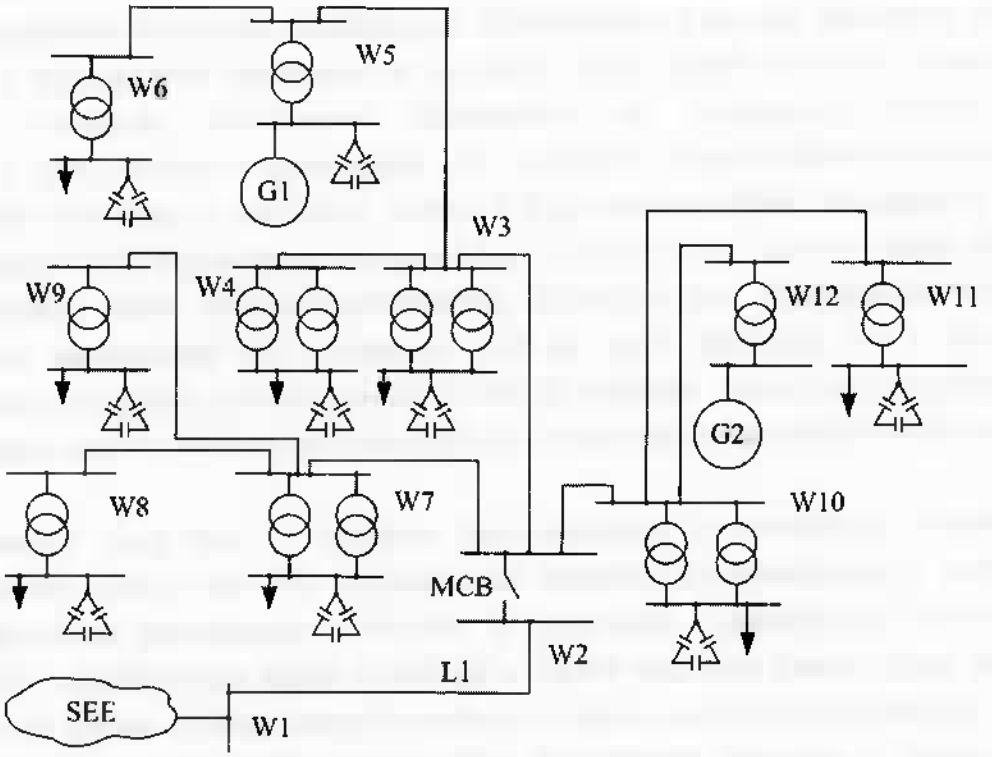
Poprawę warunków pracy źródeł rozproszonych można uzyskać między innymi przez zastosowanie odpowiednio dobranych układów stabilizujących. Poprawne działanie tych układów w prezentowanych badaniach osiągnięto przez optymalny dobór ich parametrów. Optymalizację przeprowadzano dla wybranych stanów nieustalonych wywoływanych zakłóceniami występującymi w czasie pracy źródeł rozproszonych. Minimalizowano odpowiednie wskaźniki (funkcje celu) określające jakość tłumienia zmian sygnałów wejściowych układów stabilizujących.

We wszystkich badaniach symulacyjnych uwzględniono niepewność poznania poprzez wykorzystanie symulacji Monte Carlo. Założono, że niepewność związana jest z brakiem części danych niezbędnych do wyznaczenia wiarygodnych parametrów modeli matematycznych analizowanych elementów SEE. Analizowane przykłady (wraz z danymi) zostały zaczerpnięte z badań realizowanych w ramach współpracy z przemysłem. Badania te dotyczyły między innymi analizy wpływu źródeł rozproszonych na sieć elektroenergetyczną w stanach nieustalonych oraz możliwości zainstalowania nowych źródeł rozproszonych. W związku z tym pozyskane dane nie były kompletne. Dla uproszczenia analizy, w przedstawianych przykładach, założono, że tylko wybrane parametry modeli matematycznych są parametrami niepewnymi, np. parametry nowo projektowanego źródła rozproszonego.

Jednym z podstawowych problemów jaki występuje w czasie pracy autonomicznej podsystemu z zainstalowanymi źródłami rozproszonymi jest zapewnienie zbilansowania mocy czynnej generowanej i odbieranej. W sieciach z generatorami synchronicznymi, nadwyżka mocy czynnej powoduje wzrost, a jej deficyt spadek częstotliwości. Utrzymanie zadanej częstotliwości realizowane może być dwiema drogami: poprzez zmianę wytwarzanej mocy czynnej w zespołach wytwórczych oraz poprzez zmianę mocy pobieranej przez odbiorniki.

Zmiana mocy generowanej może mieć dowolny kierunek (moc wytwarzana może rosnąć lub maleć), przy czym szybkość zmiany zależy od rodzaju źródeł energii i ich aktualnych warunków pracy (w tym rezerwy mocy). Za zmianę mocy w źródle z generatorem synchronicznym odpowiedzialny jest układ regulacji częstotliwości (lub prędkości obrotowej) zainstalowany w układzie regulacji maszyny napędowej generatora. Zmiana mocy czynnej pobieranej związana jest zazwyczaj z wyłączeniem części odbiorników (zmniejszenie mocy). Do realizacji tego zadania stosowane są układy samoczynnego częstotliwościowego odciążenia (SCO).

Przykładowo analizie poddano sieć elektroenergetyczną średniego napięcia (U_n = 15 kV) o strukturze przedstawionej na rysunku 3. W 12-węzłowej sieci zainstalowane są dwa zespoły wytwórcze z turbinami parowymi współpracującymi z kotłami energetycznymi opalanymi biomasą: zespół G1 z generatorem asynchronicznym (o znamionowej mocy pozornej S_n = 2,35 MV·A) i zespół G2 z generatorem synchronicznym (o znamionowej mocy pozornej S_n = 7,1 MV·A).



Rys. 3. Struktura analizowanej zakładowej sieci elektroenergetycznej

Sieć elektroenergetyczna stanowi system zasilania zakładu produkcyjnego, w którego skład wchodzi osiem linii technologicznych zasilanych z szyn nN. Dwie linie technologiczne stanowią potrzeby własne zespołów wytwórczych (tj. przygotowanie biomasy do spalenia w kotłach). Głównymi odbiornikami w zakładzie są silniki indukcyjne należące do poszczególnych linii technologicznych. Z uwagi na liczbę zainstalowanych w zakładzie silników indukcyjnych, we wszystkich węzłach sieci przyłączone są baterie kondensatorów przeznaczone do kompensacji mocy biernej. W badaniach pominięto oddziaływanie układów regulacji mocy biernej (układ zmieniający wartości pojemności baterii kondensatorów). Analizowano stan pracy sieci, w którym moc czynna zużywana przez odbiorniki wynosi 9,9 MW, z czego 6 MW wytwarzają źródła rozproszone G1 i G2.

Do zamodelowania elementów badanego systemu elektroenergetycznego wykorzystano następujące modele matematyczne: dwuosiowy model obwodowy – generator G1 i wszystkie silniki indukcyjne, GENROU – generator G2, IEEEG1 – turbiny parowe zespołów G1 i G2. W modelowaniu linii i transformatorów pominięto gałęzie poprzeczne, w gałęziach wzdłużnych uwzględniono zaś rezystancję i reaktancję. Ponadto w układzie sterowania zespołu synchronicznego G2 uwzględniono: regulator częstotliwości typu PI (AFR) w układzie sterowania turbiny oraz układ regulacji napięcia typu PID (AVR), stanowiący część elektromaszynowego układu wzbudzenia generatora synchronicznego. Układ wzbudzenia odwzorowano w sposób uproszczony. Założono, że SEE stanowi sieć sztywną ponieważ moc zwarciowa w miejscu przyłączenia badanej sieci zakładowej wynosi 200 MV·A. Odbiorniki przyłączone do szyn niskiego napięcia transformatorów modelowano jako odbiory kompleksowe. Przyjęto, że baterie kondensatorów do kompensacji mocy biernej

odwzorowane są przez stałą reaktancję. Odbiory silnikowe zamodelowano zaś jako silniki zastępcze o mocy znamionowej odpowiadającej rzeczywistej (zmierzonej) mocy pobieranej przez silniki przyłączone do danego węzła sieci.

W badaniach założono, że niepewność dotyczy parametrów źródła G2. Wynika ona z prowadzonych prac modernizacyjnych mających na celu zainstalowanie źródła G2 jako nowego źródła energii elektrycznej w SEE zakładu.

W szczególności przyjęto, że podstawowymi parametrami niepewnymi są: przejściowa stała czasowa w osi d (T'_{d0}), reaktancja przejściowa w osi d (X'_d) oraz stała czasowa inercji mechanicznej (H) modelu GENROU generatora synchronicznego G2. Dodatkowymi parametrami niepewnymi są najbardziej znaczące dla stanu nieustalonego parametry układu wzbudzenia, takie jak: stała czasowa wzbudnicy (T_w) oraz wzmocnienie (K_{AVR}) i stałe czasowe ($T_{I\,AVR}$, $T_{D\,AVR}$) regulatora napięcia AVR.

Symulacje metodą Monte Carlo przeprowadzono, losując wartości parametrów niepewnych z przedziałów przyjętych a priori na podstawie danych literaturowych: $T'_{d0} \in (2 \div 5)$ s, $X'_d \in (0{,}05 \div 0{,}2)$ p.u., $H \in (2 \div 12)$ s, $T_w \in (0{,}15 \div 0{,}4)$ s. Parametry regulatora napięcia losowano zaś z przedziału (1±35%) wartości przyjętych jako zalecane w instrukcji obsługi jednego z układów AVR firmy Siemens, tj.: $T_{I\,AVR}$, = T'_{d0}, $T_{D\,AVR} = T_w$, K_{AVR} =20. W przedziałach odzwierciedlających niepewność poznania założono nieskorelowane rozkłady losowe.

Parametry modeli matematycznych pozostałych elementów analizowanego SEE wyznaczono w oparciu o dane z badań laboratoryjnych i kart katalogowych. Dane zostały udostępnione przez właściciela zakładu przemysłowego i operatora sieci dystrybucyjnej.

W rozważanym przykładzie przeanalizowano dwa algorytmy działania układu częstotliwościowego odciążenia (SCO): algorytm podstawowy, bazujący na śledzeniu wartości częstotliwości, oraz algorytm bazujący na śledzeniu wartości mocy czynnych.

W pierwszym rozważanym algorytmie automatyki SCO stosuje się pięć stopni odciążania. Każdy ze stopni redukuje zadaną wartość mocy czynnej pobieranej zgodnie z przyjętymi założeniami dla KSE. W analizowanej sieci z przyczyn technologicznych i ograniczonej liczby możliwych wyłączeń odbiorników nie ma możliwości zachowania wymaganej wartości redukcji mocy czynnej dla poszczególnych stopni działania automatyki SCO. Redukcja mocy możliwa jest tylko przez wyłączenie całej linii technologicznej. W tabeli 1 przedstawiono zestawienie poszczególnych stopni odciążania SCO i odpowiadające im wartości redukcji mocy: zalecane przez operatora systemu przesyłowego dla KSE i realizowane w sieci zakładowej przez analizowany algorytm podstawowy (tj. moce wyłączanych linii technologicznych). Moc odciążenia dla KSE określona jest w procentach szczytowego zapotrzebowania systemu, natomiast w analizowanej sieci określona jest w procentach średniego (najczęściej występującego) obciążenia sieci.

Tabela 1. Progi odciążania SCO i odpowiadające im wartości mocy.

Stopień SCO		1	2	3	4	5
Węzeł z wyłączanym odbiornikiem (rys. 3.1)		W7	W8	W6	W9	W11
Priorytet wyłączania odbiornika		1				2
Częstotliwość wyzwalająca	Hz	49,0	48,7	48,5	48,3	48,1
Moc odciążenia w KSE	%	15	15	10	5	5
Moc odciążenia w analizowanej sieci	%	28	7	5	5	4
Zwłoka czasowa SCO	s	0,2	0,2	0,5	0,5	0,5

Drugim rozważanym algorytmem działania układu SCO jest algorytm bazujący na śledzeniu aktualnej wartości mocy czynnej pobieranej przez odbiorniki w poszczególnych węzłach sieci. Realizacja algorytmu SCO opartego o pomiar mocy czynnej, w rozpatrywanym przypadku, nie jest trudna, ponieważ zakład produkcyjny wyposażony jest w system monitoringu mocy czynnej i biernej wraz z możliwością szybkiego zdalnego wyłączenia poszczególnych odbiorników. W związku z tym układ odciążania, mierząc wartości mocy czynnej P_{SEE} dostarczanej z SEE przez linię L1 (rys. 3), wytwarzanej w źródłach G1 i G2 (P_{G1}, P_{G2}) oraz zużywanej przez każdy i-ty odbiornik (P_i), może wyznaczyć wartość deficytu mocy ΔP_D wpływającą na zmianę częstotliwości w sieci zakładowej pracującej autonomicznie:

$$\Delta P_D = P_{SEE} + P_{G1} + P_{G2} - \sum_i P_i \,. \tag{16}$$

W rozważanym przypadku wyzwolenie algorytmu odciążania sieci następuje po wykryciu większego od zera deficytu mocy ($\Delta P_D > 0$). Wyłączenie odbiorników następuje zaś z arbitralnie przyjętą zwłoką czasową równą 100 ms. W celu eliminacji niepożądanych wyłączeń odbiorników wywołanych chwilowym deficytem mocy czynnej związanym ze stanami nieustalonymi lub błędami algorytmu wyznaczania mocy w poszczególnych węzłach, wprowadzono drugie kryterium działania układu SCO. Przyjęto, że wyłączenie odbiorników następuje jeżeli zmiana wartości częstotliwości będzie większa niż założona wartość graniczna. Wartość zmiany częstotliwości $\Delta f/\Delta t$ wyznaczano metodą regresji liniowej dla trzech pomiarów częstotliwości z krokiem czasowym równym 10 ms, a próg wyzwolenia założono równy -0,3 Hz/s. Należy nadmienić, że w układach ze źródłami rozproszonymi z generatorami synchronicznymi częstotliwość napięcia może być wyznaczona pośrednio przez pomiar prędkości wirowania generatora.

W celu realizacji powyższego algorytmu SCO poszczególnym węzłom sieci zakładowej nadano pewien priorytet wyłączenia, który przedstawiono w tabeli 1. Odbiorniki przyłączone do węzłów z priorytetem równym 1 wyłączane są w pierwszej kolejności natomiast odbiorniki w węźle W11 wyłączane są jako ostatnie.

Zgodnie z przyjętymi priorytetami jednocześnie mogą zostać wyłączone odbiorniki w czterech węzłach (od W6 do W9), a w ostatniej kolejności odbiorniki w węźle W11. W związku z tym obniżenie mocy pobieranej z sieci zakładowej może nastąpić na 16 różnych sposobów. Zadaniem układu SCO jest więc wybór takiej kombinacji wyłączenia

odbiorników, aby moc redukowana P_R była równa lub zbliżona do wartości deficytu mocy czynnej zgodnie z zależnością:

$$P_R = \sum_{k \in Z}^{n} P_k \approx \Delta P_D, \tag{17}$$

gdzie: n – liczba wyłączanych odbiorników, Z – wybrana n-elementowa kombinacja spośród wszystkich 16 możliwości wyłączeń.

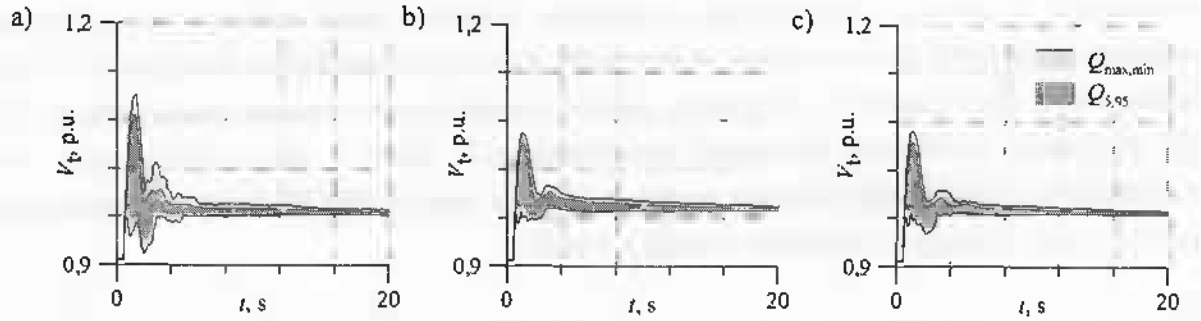
W rozpatrywanym przypadku możliwe jest bieżące śledzenie wszystkich 16 kombinacji, a po ich uszeregowaniu względem wartości mocy redukcji P_R, algorytm dokonuje wyłączenia dla kombinacji, w przypadku której spełnione będzie równanie (17). Dla analizowanej sieci (zgodnie z przyjętym stanem początkowym) wartości mocy redukcji P_R dla wszystkich możliwych kombinacji przedstawiono w tabeli 2, przy czym przyjęto, że odciążenie jest realizowane w czasie przejścia sieci od pracy z SEE do pracy autonomicznej (deficyt mocy czynnej w tym stanie wynosi 3,9 MW).

Tabela 2. Zestawienie wariantów wyłączenia automatyki SCO.

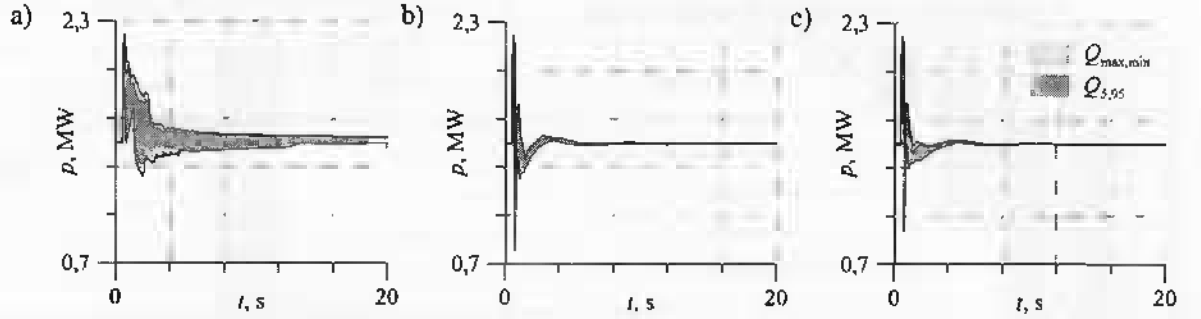
L.p.	Wariant wyłączenia, kombinacja wyłączanych węzłów sieci	Różnica mocy, $P_R - \Delta P_D$
		MW
1	W7; W8; W6; W9; W11	0,718
2	W7; W8; W6; W9	0,357
3	W7; W8; W6	-0,090
4	W7; W8; W9	-0,136
5	W7; W6; W9	-0,298
6	W7; W8	-0,582
7	W7; W6	-0,745
8	W7; W9	-0,791
9	W7	-1,238
10	W8; W6; W9	-2,388
11	W8; W6	-2,834
12	W8;W9	-2,881
13	W6; W9	-3,043
14	W8	-3,327
15	W6	-3,490
16	W9	-3,536

W rozpatrywanym przypadku najmniejsza możliwa różnica mocy (P_R-ΔP_D) występuje dla wariantu trzeciego (por. tab. 2). W związku z tym ten wariant wyłączenia powinien być realizowany przez badany układ SCO. W badaniach uwzględniono jednak niepewność wyznaczenia wariantu wyłączenia. Niepewność tą uwzględniono przyjmując, że wyłączenie następuje dla pewnej, różnej od zera różnicy mocy (P_R-ΔP_D). Do dalszej analizy przyjęto zatem dwa przypadki, dla których wartość bezwzględna różnicy mocy równa jest ok. 300 kW. Pierwszym rozważanym przypadkiem jest wariant 2, dla którego różnica mocy wynosi 357 kW. Drugim przypadkiem jest wariant 5, dla którego różnica ta wynosi -298 kW.

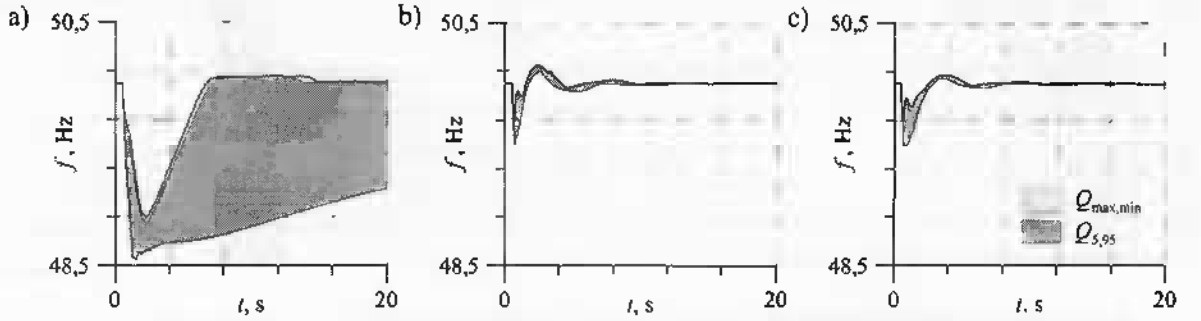
Dla zadanej niepewności poznania przeprowadzono badania symulacyjne. Wybrane wyniki w postaci pasm przebiegów napięcia zaciskowego V_t, mocy chwilowych p i częstotliwości f, zaprezentowano na rysunkach od 4 do 6. Na rysunkach przedstawiono przebiegi graniczne oraz przebiegi graniczne pasma zawężonego do interwału 90%, wyznaczone zgodnie z zależnościami (2) i (3) oraz (6) i (7). Dla wszystkich prezentowanych przebiegów, rysunek (a) dotyczy podstawowego algorytmu SCO, rysunki (b) i (c) dotyczą zaś wariantów, odpowiednio 2 i 5 (zgodnie z tabelą 2).



Rys. 4. Przebieg napięcia zaciskowego generatora G1



Rys. 5. Przebieg mocy chwilowej generatora G1



Rys. 6. Przebieg częstotliwości w sieci

Analizując wyznaczone symulacyjnie przebiegi z uwzględnieniem niepewności, można stwierdzić, że niezależnie od przyjętego algorytmu, automatyka SCO pozwoliła na przejście sieci zakładowej od pracy z SEE na pracę wyspową. Należy podkreślić, że żadne ze źródeł (G1 i G2) nie było wyposażone w dodatkowe układy stabilizujące. Jedynymi niezbędnym wyposażeniem był układ przełączania trybów pracy regulatorów źródła z generatorem synchronicznym G2. Układ ten, po przejściu sieci zakładowej na pracę autonomiczną, zapewnia przełączenie wielkości regulowanych układów regulacji wzbudzenia (przełączenie

z regulacji współczynnika mocy na regulację napięcia) i prędkości obrotowej (przełączenie z regulacji mocy czynnej na regulację częstotliwości).

Dla podstawowego algorytmu SCO w czasie przejścia sieci do pracy autonomicznej przy początkowym deficycie mocy czynnej równym 3,9 MW, wyłączane są odbiorniki przyłączone do węzłów W3 i W6 o łącznej mocy czynnej 3,24 MW (wynik aktywowania dwóch stopni odciążania, zgodnie z tabelą 1). W stanie nieustalonym częstotliwość nie spada poniżej 48,5 Hz, a czas jej odbudowy zależy od wartości parametrów niepewnych (rys. 6a). Dla alternatywnego algorytmu SCO opartego o pomiar mocy czynnej wyłączeniu podlegały 4 węzły (przypadek 2, obniżenie mocy pobieranej o 4,34 MW) i 3 węzły (przypadek 5, odciążenie 3,68 MW). Wyłączeniu podlega więc większa liczba odbiorników niż w algorytmie podstawowym. W stanie nieustalonym (w obu przypadkach) częstotliwość nie spada zaś poniżej 49,5 Hz. Dodatkowo minimalna i maksymalna wartość częstotliwości w stanie nieustalonym oraz czas odbudowy częstotliwości praktycznie nie zależą od wartości parametrów niepewnych (rys. 6b i c).

Reasumując działanie automatyki SCO ma wpływ na elektromechaniczne stany nieustalone, a wpływ ten zależy od przyjętego algorytmu. W związku z tym w sieciach ze źródłami rozproszonymi, które mogą pracować autonomicznie należy instalować takie układy automatycznego odciążania, które pozwolą na szybkie zmniejszenie obciążenia przy jednoczesnym zmniejszeniu liczby wyłączanych odbiorników. W odniesieniu do drugiego zaproponowanego algorytmu SCO, należałoby w kryterium wyboru kombinacji wyłączeń, oprócz wartości mocy odciążenia, uwzględnić również liczbę wyłączanych odbiorników i ewentualnie wartość zmiany częstotliwości niosącą informację o zachowaniu SEE w stanie nieustalonym.

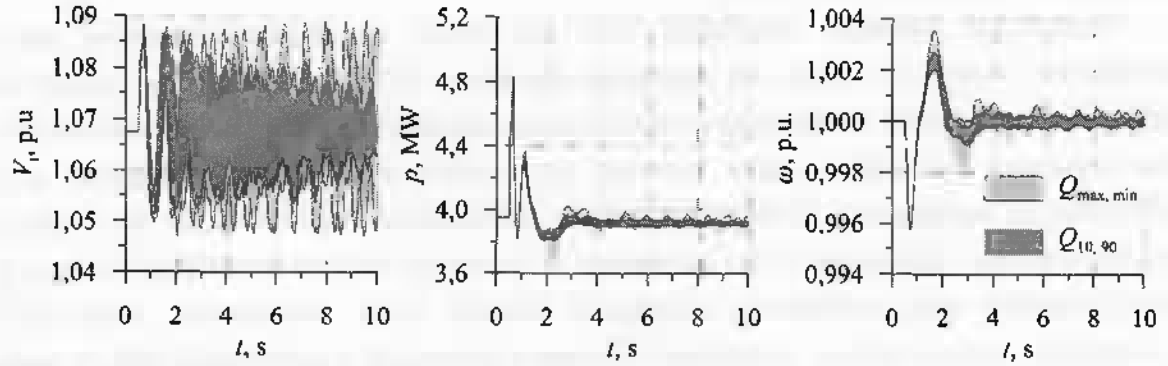
Zakłócenia występujące w sieci elektroenergetycznej wywołują elektromechaniczne stany nieustalone źródeł energii elektrycznej. Jednym ze sposobów ograniczenia ich niekorzystnych skutków jest zastosowanie specjalnie dobranych układów stabilizujących pracę źródła. Układy stabilizujące współpracują zazwyczaj z układami wzbudzenia generatorów synchronicznych. Mogą również być częścią układu regulacji maszyny napędowej. W odniesieniu do generatorów synchronicznych dużej mocy układy te nazywane są stabilizatorami systemowymi.

Konieczność indywidualnego dodatkowego sterowania w obwodzie wzbudzenia generatorów synchronicznych powodowana jest działaniem szybkich układów wzbudzenia, które mogą niekorzystnie wpływać na właściwości obwodów tłumiących generatorów powodując słabo tłumione lub narastające oscylacje (kołysania elektromechaniczne). W konsekwencji oscylacje te mogą prowadzić do utraty stabilności kątowej i wyłączenia generatora. Układy stabilizujące, poprzez odpowiednio kształtowany sygnał dodatkowy wprowadzany na wejście układu regulacji wzbudzenia, korygują jego działanie zwiększając tłumienie ruchu wirników generatorów synchronicznych minimalizując oscylacje.

Właściwości układów stabilizujących zależą od jego struktury, parametrów i sygnału wejściowego. W praktyce jako wejściowe wykorzystuje się sygnały proporcjonalne do różnych wielkości elektrycznych i mechanicznych, najczęściej są to sygnały: prędkości kątowej ω i mocy chwilowej p.

Skuteczność działania układów stabilizujących pracę źródła przeanalizowano dla sieci zakładowej przedstawionej na rysunku 3. Badano stan pracy autonomicznej sieci, w którym zakłóceniem wywołującym elektromechaniczny stan nieustalony jest awaryjne wyłączenie źródła z generatorem asynchronicznym (G1). Wyłączenie jednego ze źródeł powoduje w sieci zakładowej powstanie deficytu mocy czynnej. Deficyt ten likwidowany jest przez układ odciążania, szerzej opisany w poprzednim podrozdziale jako drugi wariant automatyki SCO.

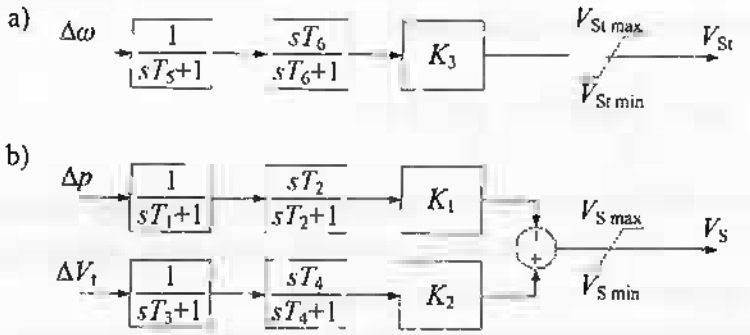
Uzyskane pasma przebiegów napięcia twornika V_t, mocy chwilowej p oraz prędkości kątowej ω dla generatora synchronicznego zainstalowanego w źródle G2 przedstawiono na rysunku 7.



Rys. 7. Wybrane pasma przebiegów dla generatora synchronicznego w czasie awaryjnego wyłączenia generatora asynchronicznego

Z uzyskanych przebiegów wynika, że dla pewnych wartości parametrów modelu matematycznego generatora synchronicznego w źródle G2, w sieci elektroenergetycznej pojawiają się niegasnące oscylacje mocy, napięcia i prędkości kątowej (kołysania elektromechaniczne), a w konsekwencji może wystąpić utrata stabilności kątowej i awaryjne wyłączenie źródła z generatorem synchronicznym. W celu ograniczenia tego zjawiska wykorzystano układy stabilizujące zainstalowane w: układzie regulacji mocy turbiny (stabilizator turbinowy) oraz w układzie wzbudzenia generatora synchronicznego (stabilizator wzbudzenia). Należy podkreślić, że po przejściu sieci zakładowej do pracy autonomicznej, regulator turbiny pracuje w trybie regulacji częstotliwości, a regulator wzbudzenia generatora w trybie regulacji napięcia. Przyjęto, że stabilizator turbinowy jest układem jednowejściowym, którego sygnał wejściowy jest proporcjonalny do odchyłki prędkości kątowej. Stabilizator wzbudzenia jest zaś układem dwuwejściowym o strukturze takiej jak stabilizator systemowy typu PSS3B, którego sygnałami wejściowymi są: odchyłka mocy chwilowej Δp oraz odchyłka napięcia twornika ΔV_t generatora synchronicznego.

Struktury wewnętrzne obu stabilizatorów przedstawiono na rysunku 8.



Rys. 8. Struktury wewnętrzne obu stabilizatorów: turbinowego (a) i wzbudzenia (b)

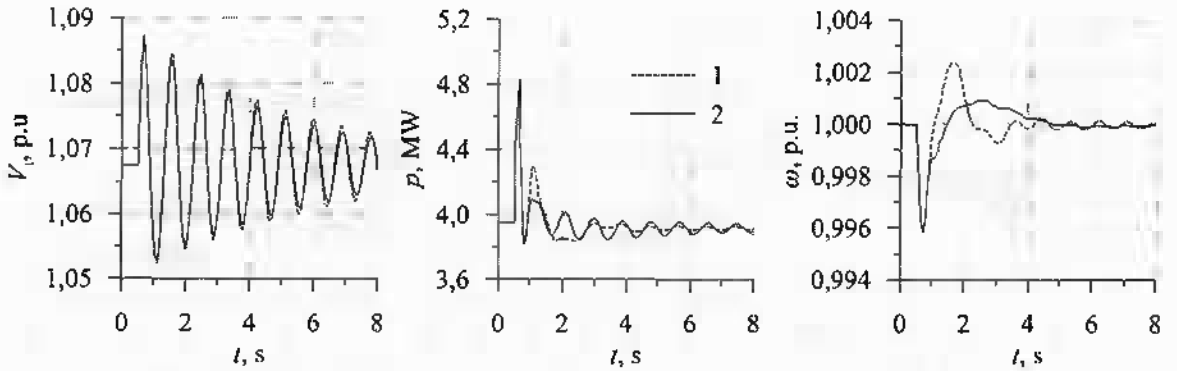
Poprawne działanie obu stabilizatorów uzyskano przez optymalny dobór ich parametrów. Optymalizację przeprowadzona dla stanu nieustalonego związanego z awaryjnym wyłączeniem źródła G1 (rys. 1). Do optymalizacji parametrów obu stabilizatorów wykorzystano algorytm genetyczny. W pierwszej kolejności optymalizowano nastawienia stabilizatora turbinowego przy wyłączonym stabilizatorze wzbudzenia (pierwszy etap optymalizacji). W etapie tym minimalizacji podlegała funkcja celu w postaci:

$$q_{\mathrm{opt}} = \int_{t=0}^{t_k} |\Delta\omega(t)| \mathrm{d}t, \tag{18}$$

gdzie: q_{opt} – wartość funkcji celu, $\Delta\omega(t)$ – odchyłka prędkości kątowej generatora synchronicznego, t_k – czas końca symulacji.

Przy przeprowadzaniu optymalizacji pominięto niepewność poznania. Założono stałe, nie zmieniające się wartości wszystkich parametrów modeli matematycznych, równe wartościom średnim z przedziałów niepewności (1).

Przebiegi napięcia zaciskowego twornika V_t, mocy chwilowej p oraz prędkości kątowej ω zespołu synchronicznego wyznaczone przy włączonym stabilizatorze turbinowym o optymalnych parametrach i przy wyłączonym stabilizatorze wzbudzenia przedstawiono na rysunku 9.



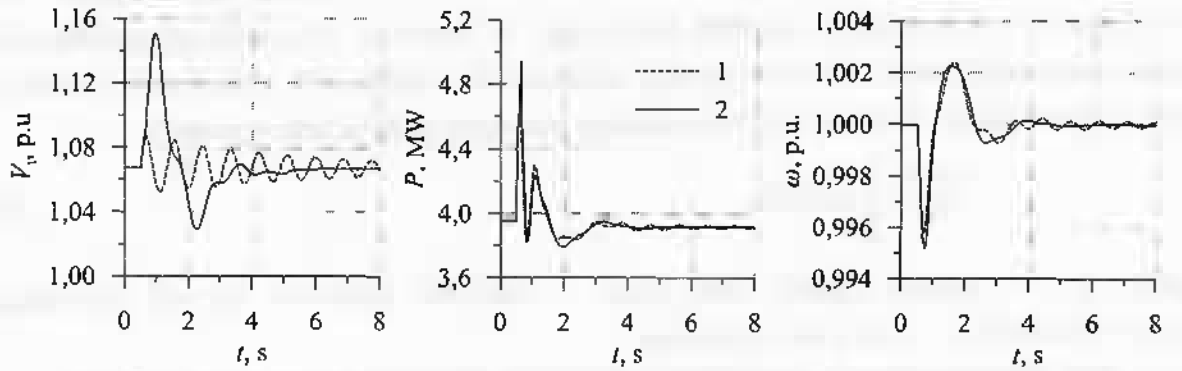
Rys. 9. Wybrane przebiegi generatora synchronicznego w czasie awaryjnego wyłączenia generatora asynchronicznego bez oddziaływania stabilizatora turbinowego (1) i przy jego działaniu (2)

Drugim etapem optymalizacji był dobór parametrów stabilizatora wzbudzenia. Optymalizację przeprowadzono przy wyłączonym stabilizatorze turbinowym. Minimalizacji podlegała funkcja celu w następującej postaci:

$$q_{\mathrm{opt}} = \int_{t=0}^{t_{\mathrm{k}}} |\Delta p(t)| \mathrm{d}t + \int_{t=0}^{t_{\mathrm{k}}} |\Delta V_{\mathrm{t}}(t)| \mathrm{d}t, \tag{19}$$

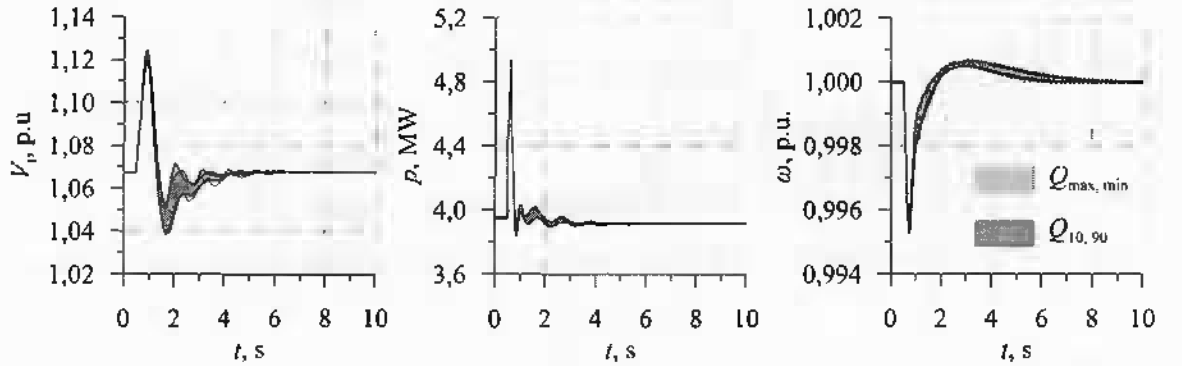
gdzie: q_{opt} – wartość funkcji celu, $\Delta p(t)$ – odchyłka mocy chwilowej wyrażona w wartościach względnych, $\Delta V_{\mathrm{t}}(t)$ – odchyłka napięcia twornika generatora synchronicznego wyrażona w wartościach względnych, t_{k} – czas końca symulacji.

Przebiegi napięcia zaciskowego twornika V_{t}, mocy chwilowej p oraz prędkości kątowej ω zespołu synchronicznego wyznaczone przy włączonym stabilizatorze wzbudzenia o optymalnych parametrach i przy wyłączonym stabilizatorze turbinowym przedstawiono na rysunku 10.



Rys. 10. Wybrane przebiegi generatora synchronicznego w czasie awaryjnego wyłączenia generatora asynchronicznego bez oddziaływania stabilizatora wzbudzenia (1) i przy jego działaniu (2)

Po włączeniu obu stabilizatorów o optymalnych parametrach, przeprowadzono badania symulacyjne z uwzględnieniem niepewności poznania podobnie jak poprzednio. Wyznaczone pasma przebiegów napięcia twornika V_{t}, mocy chwilowej p oraz prędkości kątowej ω generatora synchronicznego przedstawiono na rysunku 11.



Rys. 11. Wybrane pasma przebiegów generatora synchronicznego w czasie awaryjnego wyłączenia generatora asynchronicznego przy oddziaływaniu dwóch stabilizatorów

Na podstawie przeprowadzonej analizy można stwierdzić, że zastosowanie stabilizatorów w układzie regulacji turbiny i wzbudzenia generatora synchronicznego, korzystnie wpłynęło na przebiegi w elektromechanicznym stanie nieustalonym wywołanym wyłączeniem jednego ze źródeł w sieci zakładowej. Stabilizatory o optymalnie dobranych parametrach znacznie zmniejszyły oscylacje w przebiegach napięcia twornika V_t, mocy chwilowej p oraz prędkości kątowej ω generatora synchronicznego (por. rysunki 7 i 11).

Pełna ocena skuteczności działania stabilizatorów wymaga przeanalizowania innych stanów pracy analizowanej sieci, w szczególności innego początkowego punktu pracy i stanów nieustalonych wywołanych innymi przyczynami (np. przemijającym zwarciem wewnątrz sieci).

Innym analizowanym przypadkiem jest praca źródeł rozproszonych w terenowej sieci dystrybucyjnej średniego napięcia. Sieci takie mogą obejmować wiele źródeł wpływających wzajemnie na siebie, a należących do różnych właścicieli. Problem stabilizacji pracy w elektromechanicznych stanach nieustalonych można rozwiązać, przez odpowiednie sterowanie jednego ze źródeł lub włączenie wszystkich źródeł do wspólnego systemu sterowania.

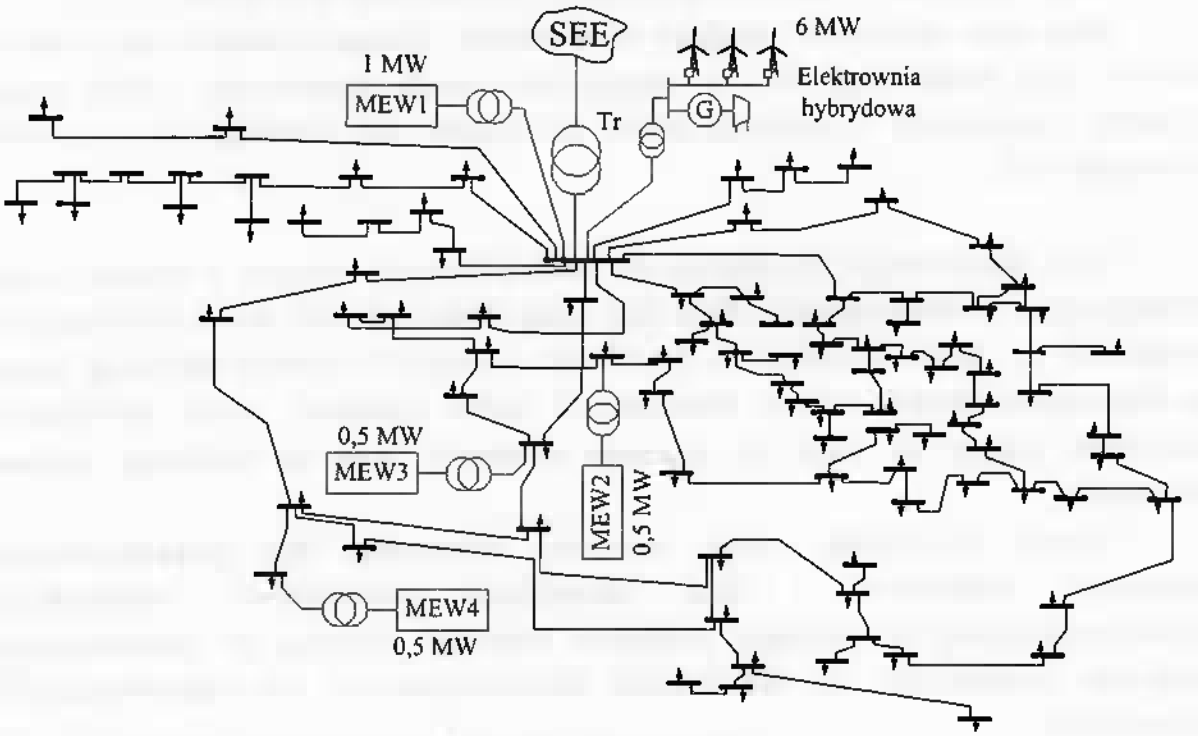
Obecnie obserwowany rozwój energetyki odnawialnej, brak przewidywalności warunków pogodowych i chęć intensyfikacji wykorzystania infrastruktury elektroenergetycznej towarzyszącej energetyce wiatrowej wpływają na zainteresowanie układami hybrydowymi, np. elektrowniami wiatrowo-gazowymi lub wiatrowo-gazowo-słonecznymi.

Źródła hybrydowe zawierające siłownie wiatrowe, z jednej strony wprowadzają do SEE zakłócenia np. w postaci nagłego wyłączenia pełnej generacji siłowni wiatrowych związanego z przekroczeniem prędkości wiatru. Z drugiej zaś strony elektrownie hybrydowe mają duże zdolności regulacyjne, ponieważ w jednym miejscu zainstalowane jest wiele źródeł połączonych wspólnym systemem sterowania.

W związku z powyższym rozważono przypadek sieci terenowej średniego napięcia z zainstalowanymi w niej małymi elektrowniami wodnymi i jedną wiatrowo-gazową elektrownią hybrydową. Do stabilizacji źródeł pracujących w rozważanym fragmencie SEE wykorzystano źródło o największej znamionowej mocy czynnej, tj. generator napędzany turbiną gazową stanowiący część wiatrowo-gazowej elektrowni hybrydowej. W tym celu układ regulacji wzbudzenia generatora synchronicznego wyposażono w stabilizator systemowy. Jego parametry zoptymalizowano w taki sposób, aby poprawić warunki pracy tego generatora i małych elektrowni wodnych.

Rozważono sieć dystrybucyjną o napięciu znamionowym 15 kV, stanowiącą fragment KSE. Strukturę sieci przedstawiono na rysunku 12. Na analizowaną sieć elektroenergetyczną składa się 191 linii kablowych i napowietrznych o łącznej długości 60 km oraz 181 węzłów, w tym 85 węzłów odbiorczych i 5 wytwórczych. W głównym punkcie zasilania sieci zainstalowany jest transformator Tr o znamionowej mocy pozornej 16 MV·A. Przyjęto, że

w analizowanym fragmencie SEE pracują trzy małe elektrownie wodne (MEW) każda o mocy 500 kW oraz jedna o mocy 1 MW. Wiatrowo-gazowa elektrownia hybrydowa o mocy osiągalnej 6 MW składa się natomiast z trzech siłowni wiatrowych o mocy jednostkowej 1 MW oraz z generatora synchronicznego napędzanego turbiną gazową o mocy osiągalnej 3 MW.



Rys. 12. Struktura analizowanego fragmentu sieci terenowej

W badaniach symulacyjnych linie napowietrzne zamodelowano z pominięciem gałęzi poprzecznych, natomiast w liniach kablowych uwzględniono pojemności doziemne. Wartości impedancji wzdłużnych i pojemności doziemnych wyznaczono na podstawie danych o przekrojach i długościach poszczególnych odcinków linii dostarczonych przez operatora dystrybucyjnego analizowanego fragmentu SEE.

Założono, że system elektroenergetyczny stanowi sieć sztywną. Źródło napięcia reprezentujące SEE przyłączono od strony wysokiego napięcia transformatora Tr reprezentowanego modelem obwodowym z pominiętą gałęzią magnesowania.

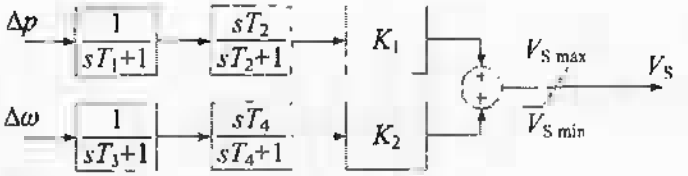
We wszystkich węzłach odbiorczych zamodelowano odbiorniki kompleksowe stanowiące odwzorowanie przyłączonych w tych węzłach transformatorów SN/nN, sieci dystrybucyjnych i odbiorników niskiego napięcia. Odbiorniki kompleksowe były reprezentowane impedancjami o stałej wartości wyznaczonymi na podstawie mocy pobieranej w danym węźle. Pominięto właściwości dynamiczne odbiorników.

W modelu siłowni wiatrowych pominięto oddziaływanie turbin wiatrowych, a asynchroniczne generatory zamodelowano wykorzystując dwuosiowy model obwodowy, którego parametry zaczerpnięto z kart katalogowych producenta siłowni.

Turbiny małych elektrowni wodnych zamodelowano w sposób uproszczony wykorzystując model matematyczny HYGOV. Do reprezentacji turbiny gazowej wykorzystano zaś model GAST.

Niezależnie od typu turbiny generatory synchroniczne zamodelowano za pomocą modelu GENROU. Przyjęto, że uzwojenia magneśnic generatorów zasilane są przez elektromaszynowe układy wzbudzenia z regulatorami napięcia typu PI.

Do stabilizacji źródeł pracujących w rozważanym fragmencie SEE wykorzystano dwuwejściowy stabilizator systemowy o strukturze opartej na stabilizatorze typu PSS3B. Schemat blokowy wykorzystanego stabilizatora przedstawiono na rysunku 13. Przyjęto, że wejściami stabilizatora są sygnały odchyłki mocy chwilowej Δp i odchyłki prędkości kątowej generatora synchronicznego $\Delta\omega$.



Rys. 13. Struktura stabilizatora systemowego

Skuteczne działanie stabilizatora uzyskano przeprowadzając optymalizację jego parametrów. Optymalizacji dokonano dla stanu nieustalonego wywołanego nagłą zmianą mocy generowanej przez siłownie wiatrowe. Minimalizowano wskaźnik określający jakość tłumienia zmian mocy chwilowej i napięcia twornika generatora synchronicznego zainstalowanego w elektrowni hybrydowej:

$$q_{\mathrm{opt}} = \int_0^{t_k} \Delta p(t)\mathrm{d}t + \int_0^{t_k} \Delta V_t(t)\mathrm{d}t\,, \tag{20}$$

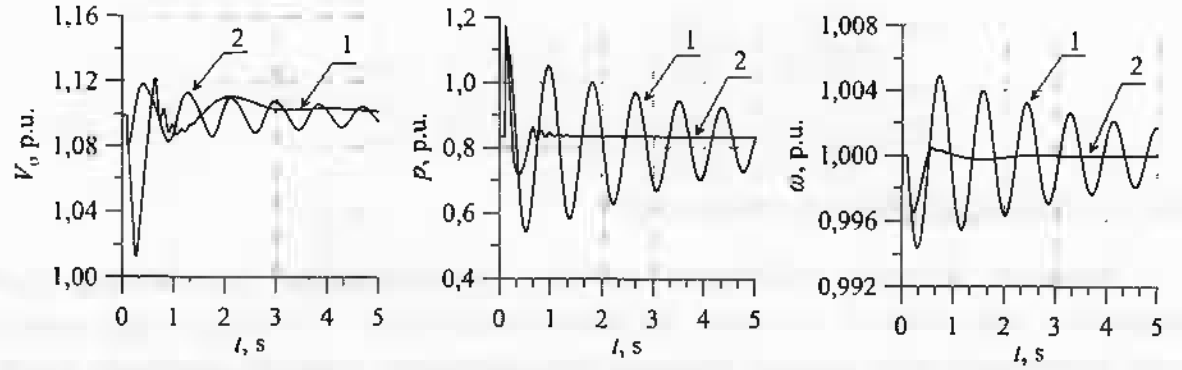
przy czym: q_{opt} – minimalizowany wskaźnik jakości tłumienia, t_k – czas końca obserwacji stanu nieustalonego, $\Delta p(t)$, $\Delta V_t(t)$ – odchyłki mocy chwilowej i napięcia twornika generatora synchronicznego zainstalowanego w elektrowni hybrydowej wyrażone w wartościach względnych.

Weryfikację skuteczności działania zaproponowanego sposobu stabilizacji pracy źródeł rozproszonych przeprowadzono w czasie stanu nieustalonego wywołanego przez nagłe wyłączenie pełnej generacji wszystkich trzech siłowni wiatrowych zainstalowanych w elektrowni hybrydowej. Przyjęto, że wyłączenie siłowni wiatrowych wywołane zostało przekroczeniem dopuszczalnej prędkości wiatru. W związku z tym, przed wyłączeniem siłownie pracowały ze swoja znamionową mocą czynną równą łącznie 3 MW.

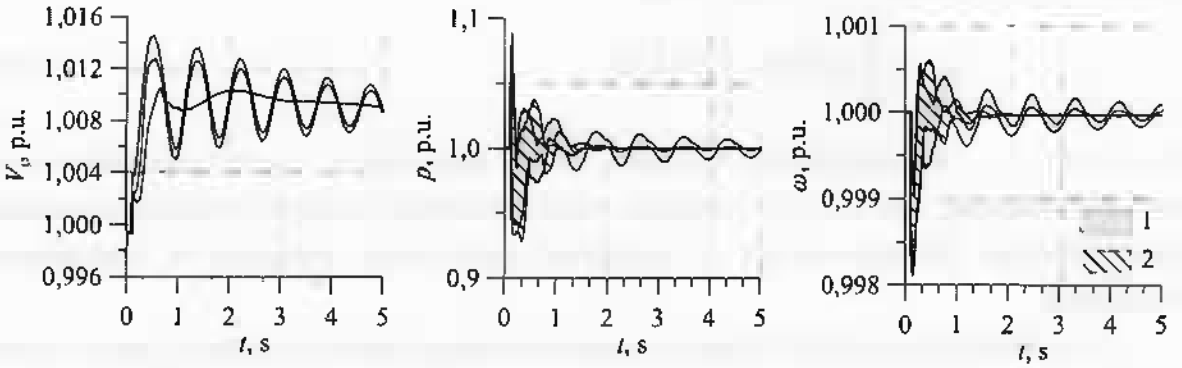
W badaniach symulacyjnych uwzględniono niepewność poznania. Przyjęto, że nieznanymi parametrami modeli matematycznych są wybrane, najbardziej znaczące parametry generatorów synchronicznych zainstalowanych w małych elektrowniach wodnych. Pozostałe parametry, w tym parametry generatora synchronicznego w elektrowni hybrydowej, wyznaczono na podstawie danych katalogowych.

Przyjęto, że niepewnymi parametrami są: stała czasowa T'_{d0} (założono, że jej wartość w czasie symulacji metodą Monte Carlo losowana będzie z przedziału od 1 s do 4 s), reaktancja X'_d (przedział zmian od 0,05 p.u. do 0,35 p.u.) oraz stała czasowa inercji H (wartość losowana z przedziału od 0,75 s do 2,5 s). Przedziały zmienności ustalono na podstawie analizy 425 kart katalogowych generatorów synchronicznych małej mocy.

Wybrane wyniki badań symulacyjnych przeprowadzonych metodą Monte Carlo przedstawiono na rysunkach 14 i 15 dla układu z włączonym i wyłączonym stabilizatorem systemowym. Przedstawiono przebiegi napięcia twornika V_t, mocy chwilowej p oraz prędkości kątowej ω dla wszystkich generatorów źródeł rozproszonych zainstalowany w analizowanej sieci.



Rys. 14. Wybrane przebiegi generatora synchronicznego zainstalowanego w elektrowni hybrydowej dla układu z wyłączonym (1) i włączonym stabilizatorem (2)



Rys. 15. Wybrane przebiegi generatora synchronicznego zainstalowanego w elektrowni MEW1 dla układu z wyłączonym (1) i włączonym stabilizatorem (2)

Z przeprowadzonych obliczeń wynika, że w rozpatrywanej sieci dystrybucyjnej zastosowanie stabilizatora systemowego w jednym ze źródeł pozwoliło na skuteczne wytłumienie kołysań elektromechanicznych (oscylacyjnych zmian położenia magneśnicy względem twornika) we wszystkich zespołach wytwórczych przyłączonych do tej sieci. Zastosowany stabilizator systemowy zwiększył skuteczność tłumienia zmian mocy chwilowej poszczególnych zespołów wytwórczych jednocześnie korzystnie wpływając na zmiany napięcia twornika. Skuteczność działania stabilizatora została uzyskana mimo tego, że

w procesie optymalizacji jego parametrów nie uwzględniono sygnałów z innych źródeł występujących w sieci.

Należy podkreślić fakt, że pojawiające się w rozpatrywanym przykładzie oscylacje mocy chwilowych, napięcia twornika i prędkości kątowej bez układu stabilizującego są słabo tłumione, jednakże ich amplituda jest niewielka.

V. Podsumowanie merytoryczne

W świetle przeprowadzonych badań szerzej opisanych w osiągnięciu naukowym można stwierdzić, że odpowiednie sterowanie pracą źródeł rozproszonych pozwala na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego. Następuje to w szczególności przez zwiększenie pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej. Odpowiednie sterowanie pozwala bowiem na ciągłą pracę źródeł rozproszonych, pomimo zakłóceń występujących w SEE, takich jak przemijające zwarcia lub zapady napięcia.

Problematyka sterowania pracą źródeł rozproszonych jest rozległa, interdyscyplinarna i wymaga wielu dalszych badań. Konsekwencją prowadzonych badań elektromechanicznych stanów nieustalonych mogą być zmiany metod projektowania (w tym doboru układów regulacji) stosowanych w firmach elektro-instalacyjnych. Zmiany te mogą służyć do dalszego zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego odbiorców energii elektrycznej.

Szczególnie ważne w analizach pracy źródeł rozproszonych w SEE jest uwzględnienie niepewności, w tym niepewności parametrów modeli matematycznych. Niepewność parametrów modeli matematycznych może być skutecznie uwzględniona w badaniach symulacyjnych przez wykorzystanie metody Monte Carlo. Dzięki jej zastosowaniu można wyznaczyć wiarygodne pasma przebiegów różnych wielkości występujące w stanach nieustalonych źródeł rozproszonych.

Zaproponowana metoda symulacji Monte Carlo zastosowana do badań symulacyjnych stanów nieustalonych rozproszonych źródeł energii elektrycznej cechuje się następującymi zaletami:

- prostotą pojęciową,
- łatwością implementacji w programach symulacyjnych,
- łatwością interpretacji uzyskanych wyników,
- możliwością stosowania dowolnych rodzajów modeli (w tym modeli nieliniowych), łącznie z modelami zaimplementowanymi w programach symulacyjnych.

Jej wadą jest konieczność przeprowadzania wielokrotnych obliczeń – badań symulacyjnych. Należy przy tym podkreślić, że im więcej zostanie przeanalizowanych wariantów – zestawów parametrów modeli matematycznych – tym bardziej wiarygodny wynik zostanie osiągnięty.

Na podstawie wyników przeprowadzonych badań wyciągnięto wnioski dotyczące wykorzystania układów sterowania rozproszonych źródeł energii elektrycznej, stwierdzono między innymi, że:

- Zastosowanie stabilizatorów w układach regulacji maszyny napędowej źródła energii elektrycznej i wzbudzenia generatora synchronicznego, pozwala na skuteczne wyeliminowanie niegasnących kołysań elektromechanicznych nie pogarszając przebiegu napięcia twornika generatora.
- W niektórych przypadkach sieci dystrybucyjnej z wieloma źródłami rozproszonymi, zastosowanie stabilizatora systemowego w jednym ze źródeł pozwala na skuteczne tłumienie kołysań elektromechanicznych we wszystkich zespołach wytwórczych przyłączonych do tej sieci.
- W celu minimalizowania niekorzystnych skutków stanów nieustalonych wywołanych zmianami mocy generowanej (np. wyłączeniem źródeł energii elektrycznej) w sieciach wydzielonych ze źródłami rozproszonymi powinny być instalowane układy odciążania pozwalające na możliwie szybkie zmniejszenie obciążenia.
- Do realizacji układów wspomagających pracę źródeł rozproszonych (w tym układów odciążania lub stabilizacji) można wykorzystać: specjalnie opracowane układy, możliwości programowalnych układów sterowania (np. sterowników nadrzędnych źródeł) lub systemów nadzorowania ich pracy (np. systemów SCADA).

Analizując wyniki jakie uzyskano z zastosowaniem metody symulacji Monte Carlo można ponadto zauważyć, że:

- Ocena wartości granicznych występujących w przebiegach napięć, mocy chwilowych, etc. w źródłach rozproszonych możliwa jest na podstawie analizy pasm przebiegów wyznaczonych w oparciu o wiarygodne parametry modeli matematycznych uwzględniające różne rodzaje niepewności. W konsekwencji tego możliwy jest odpowiedni dobór środków zaradczych, w tym układów stabilizujących, poprawiających warunki pracy źródeł i odbiorów.
- Prawidłowe uwzględnienie niepewności wymaga dokładnej analizy jej przyczyn i ustalenia zakresów zmienności parametrów niepewnych. Przy wyznaczaniu zakresu zmian parametrów niepewnych należy zwrócić uwagę na fakt, że źródła naukowo-techniczne w różny sposób określają te zakresy. Błędnie wyznaczone zakresy są zaś przyczyną braku wiarygodności uzyskanych wyników.
- Zaproponowane wskaźniki charakteryzujące pasma przebiegów, w tym wskaźniki od (10) do (15) zmieniają się wraz ze zwiększaniem liczby przeprowadzanych symulacji. Może to być podstawą oceny wiarygodności uzyskanych wyników (pasm przebiegów). Konsekwencją tego może być zaś określenie niezbędnej minimalnej liczby symulacji potrzebnych do wyznaczenia wiarygodnych pasm przebiegów w metodzie Monte Carlo.

Dodatkowo można odnotować, że:

- Do podstawowych problemów praktycznego wykorzystania źródeł rozproszonych umożliwiających wzrost pewności zasilania, ze szczególnym uwzględnieniem układów kogeneracyjnych, należy zaliczyć: trudności z odpowiednim strojeniem układów regulacji, brak dostępnych informacji o strukturze i parametrach modułowych elementów układów regulacji, brak odpowiednio wyszkolonej kadry technicznej, brak niskokosztowych układów odciążania oraz trudności w zapewnieniu szybkiej regulacji maszyn napędowych generatorów małej mocy.
- Rodzaj zastosowanego modelu matematycznego (w tym modelu odbioru kompleksowego) ma znaczący wpływ na wyniki analizy stanów nieustalonych. Wykorzystanie nieodpowiedniego modelu może być przyczyną uzyskania niewiarygodnych przebiegów. Konsekwencją tego może być wyciągnięcie fałszywych wniosków np. dotyczących możliwości stabilnej pracy źródeł rozproszonych lub jej braku.

Do oryginalnych rozwiązań, opisanych w osiągnięciu naukowym, należy zaliczyć:

- Analizę możliwości wykorzystania źródeł rozproszonych jako elementów poprawy bezpieczeństwa energetycznego odbiorców energii elektrycznej.
- Opracowanie wytycznych do modelowania matematycznego źródeł rozproszonych w oparciu o znane modele matematyczne elementów jednostek wytwórczych dużych mocy.
- Analizę możliwości i zasad estymacji parametrów modeli matematycznych źródeł rozproszonych.
- Opis przyczyn niepewności związanych z modelowaniem matematycznym różnych stanów pracy rozproszonych źródeł energii elektrycznej.
- Ocenę dostępnych danych katalogowych generatorów synchronicznych małych mocy i przygotowanie na tej podstawie wytycznych pozwalających na uwzględnienie niepewności w badaniach symulacyjnych.
- Opracowanie zasad wykorzystania metody Monte Carlo w symulacji stanów nieustalonych źródeł rozproszonych.
- Określenie wskaźników oceny wiarygodności wyników uzyskanych metodą Monte Carlo pozwalających na zmniejszenie liczby niezbędnych symulacji.
- Analizę technicznych (praktycznych) uwarunkowań wykorzystania źródeł rozproszonych jako elementów poprawy bezpieczeństwa energetycznego odbiorców energii elektrycznej.
- Ocenę możliwości wykorzystania elementów modułowych pozwalających na minimalizowanie kosztów budowy układów regulacji źródeł energii elektrycznej przy jednoczesnej poprawie warunków pracy źródeł.

Opracowane metody oraz uzyskane wyniki i wyciągnięte wnioski mogą zostać wykorzystane w następujących obszarach:

- Projektowanie układów sterowania źródeł rozproszonych.

- Ocena stabilności SEE ze źródłami rozproszonymi.
- Optymalny dobór struktury i parametrów układów sterownia, w tym stabilizatorów systemowych, w systemach ze źródłami rozproszonymi.
- Ocena wpływu przyłączenia nowych źródeł energii elektrycznej na istniejący SEE.
- Ocena przyczyn i skutków awarii związanych ze stanami nieustalonymi źródeł energii elektrycznej i systemu elektroenergetycznego oraz dobór środków zaradczych przeciwdziałających takim awariom lub minimalizujących ich skutki.

W związku z powyższym można określić następującą perspektywę dalszych badań:

- Opracowanie wskaźników stabilności i oprogramowania, umożliwiającego bieżące monitorowanie stabilności kątowej systemu elektroenergetycznego na podstawie modelu SEE z uwzględnieniem niepewności.
- Opracowanie metod projektowania (w tym doboru struktury i nastawień układów regulacji) źródeł energii elektrycznej, w szczególności układów kogeneracyjnych.
- Opracowanie prostych („warsztatowych") metod doboru parametrów układów regulacji przydatnych w trakcie instalacji i uruchamiania źródeł energii elektrycznej.
- Opracowanie procedur pracy, w tym czynności łączeniowych jakie należy przeprowadzić w różnych stanach nieustalonych źródeł rozproszonych małych mocy, które pozwolą na poprawę bezpieczeństwa energetycznego odbiorców energii elektrycznej.
- Analiza możliwości wykorzystania systemów SCADA do realizacji układów sterowania pracą źródeł rozproszonych w stanach nieustalonych.
- Ocena wpływu (analiza wrażliwości) parametrów modeli matematycznych wszystkich elementów składowych źródeł rozproszonych (w tym generatorów, maszyn napędowych, przekształtników etc.) na przebiegi w stanach nieustalonych.

5. Omówienie pozostałych osiągnięć naukowo - badawczych (artystycznych):

Pozostałe osiągnięcia naukowo badawcze związane były na zastępującymi obszarami badań:

- Optymalizacja i polioptymalizacja układów regulacji, w szczególności układów poprawiających warunki pracy źródeł energii elektrycznej (stabilizatorów systemowych). W badaniach do wyznaczania rozwiązania optymalnego i polioptymalnego wykorzystywano algorytmy poszukiwań prostych, gradientowe, genetyczne i hybrydowe. Wśród prac dotyczących tego obszaru można między innymi wymienić dwie monografie (pozycje II.E.1 i II.E.3 z załącznika 3) i cztery artykuły naukowe (poz.: II.E.5, II.E.6, II.A.1 oraz II.A.2).
- Modelowanie matematyczne. W tym obszarze badania dotyczyły przede wszystkim zagadnienia pomiarowej estymacja parametrów modeli matematycznych. Do prac

związanych z tą tematyką zaliczyć należy dwie pozycje zwarte wymienione w punktach II.E.2 i III.I.1 załącznika 3. Tematyka modelowania matematycznego obecna była również w wielu artykułach naukowych, między innymi w następujących publikacjach: II.E.7, II.L.13, II.E.18, II.A.3, II.L.30.

- Poprawa warunków pracy źródeł energii elektrycznej (jednostek wytwórczych), w tym analiza możliwości wykorzystywania układów stabilizujących takich jak stabilizatory systemowe. Tego obszaru dotyczyły między innymi artykuły naukowe wymienione w załączniku 3, takie jak: II.E.10, II.L.8, II.E.11, II.E.17.
- Niepewność parametrów, w szczególności modeli matematycznych jednostek wytwórczych. Tematyka ta był obecna między innymi w następujących artykułach wymienionych w załączniku 3: II.E.12, II.E.14, II.E.26, II.E.28.

We wszystkich wymienionych obszarach badań, oprócz prac teoretycznych, zostały przeprowadzone działania mające na celu zastosowanie teorii w praktyce. Egzemplifikacją tego są wykonane projekty wymienione w punkcie II.B załącznika 3 oraz ekspertyzy i opinie wyszczególnione w punkcie III.M. Z tematyką praktycznego wykorzystania teorii związane były również dwa starze przemysłowe (punkt III.L załącznika 3). Jeden zagraniczny odbyty w firmie zajmującej się między innymi projektowaniem i testowaniem instalacji elektrycznych statków morskich, których napędy stanowią maszyny elektryczne. Drugi staż przemysłowy ściśle związany był z tematyką osiągnięcia naukowego i odbywał się w firmie zajmującej się wytwarzaniem i serwisowaniem jednostek kogeneracyjnych o mocach znamionowych od 15 kW do 900 kW.

Adrian Nocoń

Adrian Nocoń