



**POLITECHNIKA
GDAŃSKA**

WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI
I AUTOMATYKI



**AKTUALNE PROBLEMY
W ELEKTROENERGETYCE**

XIX KONFERENCJA NAUKOWA



AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE

REFERATY GENERALNE

SEKCJA 1A Systemy przesyłowe i bezpieczeństwo elektroenergetyczne.....	2
SEKCJA 1B Systemy przesyłowe i bezpieczeństwo elektroenergetyczne.....	7
SEKCJA 2A Smart grid	13
SEKCJA 2B Smart grid.....	20
SEKCJA 3A Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego	25
SEKCJA 3B Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego.....	31
SEKCJA 4A Sieci dystrybucyjne i generacja rozproszona.....	36
SEKCJA 4B Sieci dystrybucyjne i generacja rozproszona.....	41
SEKCJA 5 Rynek energii elektrycznej i problemy ekonomiczne w elektroenergetyce	45
SEKCJA 6 Planowanie i perspektywy rozwoju elektroenergetyki w Polsce.....	51

Jastrzębia Góra, 12-14 czerwca 2019



SEKCJA 1A

Systemy przesyłowe i bezpieczeństwo elektroenergetyczne

prof. Kazimierz Wilkosz

Politechnika Wroclawska

1. WPROWADZENIE

Podsekcja obejmuje 7 prac. Trzy z nich dotyczą elektroenergetyki wiatrowej, dwie – linii elektroenergetycznych ze szczególnym zwróceniem uwagi na linie kablowe, jedna - elektromobilności i jedna obliczania rozpyłów mocy w sieciach elektroenergetycznych.

W pracach nawiązujących do elektroenergetyki wiatrowej analizowane są scenariusze lokalizacji morskich farm wiatrowych oraz możliwości wykorzystania farm wiatrowych do regulacji mocy wymiany i częstotliwości Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

W pracach, w których w centrum zainteresowania Autorów są linie kablowe, przedstawiane są wyniki analiz napięć indukowanych w żyłach powrotnych kabli wysokiego napięcia oraz prądów w przewodach odgromowych w części napowietrznej linii napowietrzno-kablowej dla różnych układów pracy linii kablowej rozpatrywanych z punktu widzenia żył powrotnych kabli oraz przeprowadzenia wzdłuż linii kablowej kabla ECC (ang. *Earth Continuity Conductor*).

2. OMÓWIENIE POSZCZEGÓLNYCH REFERATÓW

Ponizej omówione są bardziej szczegółowo poszczególne referaty. Wskazane są główne zagadnienia, które powinny być szerzej omówione w prezentacji sesyjnej.

Paweł Kubek, Maksymilian Przygodzki

Wybrane zagadnienia analiz przyłączeń morskich farm wiatrowych na przykładzie Polski

Zagadnienie budowy morskich farm wiatrowych jest jednym z aktualnie rozpatrywanych. W pracy przedstawiane są wyniki analiz technicznych różnych scenariuszy lokalizacji morskich farm wiatrowych. Przyjmowane są scenariusze przyłączenia morskich farm wiatrowych do KSE w 2020 oraz 2030 roku. Analizowane były rozpyły mocy w stanach normalnych i awaryjnych (biorąc pod uwagę kryterium $N-1$). Oszacowane zostały sumaryczne nakłady inwestycyjne w związku realizacją poszczególnych scenariuszy przyłączenia morskich farm wiatrowych w 2030 roku.

Pytania i uwagi do autorów:

- W pracy podawane są dla Polski szacunki potencjału morskiej elektroenergetyki wiatrowej do 2030 roku. Jakie przyjęto w pracy założenia co do udziału mocy zainstalowanej w siłowniach wiatrowych w sumarycznej mocy zainstalowanej we wszystkich źródłach energii elektrycznej w KSE?
- Wyniki analiz pokazują konieczność zastosowania kompensacji mocy biernej w KSE. Wskazana została potrzeba instalacji dławików kompensacyjnych oraz baterii kondensatorów. Czy rozpatrywano potrzebę szybkiej reakcji układów kompensacji na sytuacje, które mogą mieć miejsce w systemie? Czy w związku z poprzednim pytaniem rozpatrywano potrzebę instalowania układów FACTS w KSE?
- Jakie kryteria były przyjmowane przy ustalaniu potrzeb kompensacyjnych w KSE w przypadku realizacji przyjmowanych scenariuszy przyłączenia morskich farm wiatrowych? Czy było to kryterium o charakterze ekonomicznym (nawiązujące do systemowych strat mocy czynnej) czy raczej kryterium związane z bezpieczeństwem pracy KSE (tj. nawiązujące do stabilności systemu).



Hubert Białas, Ryszard Pawełek, Irena Wasiak

Wykorzystanie farm wiatrowych w systemowej regulacji częstotliwości

Autorzy pracy stawiają tezę, że jest możliwe wykorzystanie farmy wiatrowej przyłączonej do systemu elektroenergetycznego w procesach regulacji częstotliwości w tym systemie. Przetwarzają model systemu złożony z farmy wiatrowej, zastępczego generatora synchronicznego oraz obciążenia. Dokładniej charakteryzują a) model farmy wiatrowej, zwracając szczególną uwagę na układy sterowania i regulacji przystosowane do pracy przy zmiennej częstotliwości i wartości skutecznej napięcia sieci zasilającej. b) model źródła zastępczego reprezentującego elektrownię konwencjonalną z zastępczym generatorem synchronicznym stanowiącym element bilansujący moc i energię elektryczną, c) model zastępczego obciążenia sieci mocą czynną i bierną przy określonym napięciu. W pracy przedstawione są wyniki badań symulacyjnych, przeprowadzonych z wykorzystaniem systemu oprogramowania PSCAD/EMTDC.

Pytania i uwagi do autorów:

- W pracy jest mowa o elektrowniach wiatrowych wyposażonych w generatory synchroniczne. Jak należy oceniać możliwość wykorzystania elektrowni wiatrowych wyposażonych w generatory asynchroniczne dla potrzeb systemowej regulacji częstotliwości.
- Jakie właściwości elektrowni wiatrowych można wyróżnić w porównaniu do elektrowni systemowych wyposażonych w generatory synchroniczne z punktu widzenia przydatności do systemowej regulacji częstotliwości?
- Jakie są parametry symulacji systemu rozpatrywanego w przeprowadzonych badaniach? Jak długi jest krok całkowania? Jak długi jest krok wyprowadzania wyników obliczeń?

Jacek Aronowski, Leszek Bronk, Bogdan Czarnecki, Jarosław Korpikiewicz, Jerzy Rychlak

Ocena zdolności farm wiatrowych do udziału w regulacji mocy wymiany i częstotliwości KSE

W farmach wiatrowych tkwią zasoby regulacyjne mocy wymiany i częstotliwości KSE, które mogą być wykorzystane dla zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii elektrycznej. Na te zasoby zaczyna zwracać uwagę operator systemu przesyłowego. Związane jest to ze zmianą sytuacji w KSE, w którym coraz mniejszy udział w bilansie mocy mają systemowe źródła wytwórcze. W pracy opisywana jest regulacja pierwotna oraz wtórna mocy wymiany i częstotliwości KSE. Charakteryzowany jest działający aktualnie regulator centralny LFC (ang. Load Frequency Control). Jego poprzednikiem był System ARCM. Wyrazem zainteresowania zasobami regulacyjnymi farm wiatrowych jest realizacja projektu nt. *Przystosowanie farmy wiatrowej Osieki do udziału w pilotażowym projekcie regulacji mocy i częstotliwości w KSE*. Do tego projektu nawiązuje omawiana praca. Opisany jest w niej system sterowania farmą wiatrową w celu udziału farmy w regulacji pierwotnej oraz wtórnej. Omawiane są testy prekwalityfikacyjne farmy wiatrowej, których celem jest potwierdzenie zdolności farmy wiatrowej do udziału w omawianej regulacji.

Pytania i uwagi do autorów:

- Czy w chwili obecnej istnieje potrzeba wykorzystania rozważanych zasobów regulacyjnych farm wiatrowych w Polsce?
- W kontekście przeprowadzonych prac nad projektem nt. *Przystosowanie farmy wiatrowej Osieki do udziału w pilotażowym projekcie regulacji mocy i częstotliwości w KSE* jakie według



Autorów warunki winny być spełnione, by farmy polskie mogły być wykorzystane w regulacji pierwotnej oraz wtórnej mocy wymiany i częstotliwości Krajowego Systemu Elektroenergetycznego?

- Czy operator systemu przesyłowego ma obecnie możliwość wykorzystania farm wiatrowych dla potrzeb wspomnianej regulacji pierwotnej oraz wtórnej?

Wiktoria Stahl, Paweł Bućko,

Analiza wpływu ładowania pojazdów elektrycznych na dynamikę zmian dobowego obciążenia systemu elektroenergetycznego

Praca dotyczy problematyki samochodów elektrycznych. Zakładając spełnienie określonych warunków współpracy samochodów z KSE, przy odpowiednio dużej liczbie samochodów będzie można zaobserwować ich wpływ na krzywą obciążenia systemu. W pracy wskazywane są dwa rozwiązania wspomnianej współpracy, tj. G2V (ang. *Grid-to-Vehicle*) oraz V2G (ang. *Vehicle-to-Grid*). Pokazywane są wyniki obliczeń obciążenia KSE, gdy samochody elektryczne stanowią 5% ogółu zarejestrowanych samochodów w Polsce (tj. ok. 1 084 tys.), a odniesieniem jest rzeczywiste obciążenie systemu elektroenergetycznego w średni dzień roboczy stycznia 2016 roku. W analizach wzięto pod uwagę wartości obciążeń w różnych częściach rozpatrywanej doby oraz szybkość zmian w czasie narastania albo zmniejszania się obciążenia systemu.

Pytania i uwagi do autorów:

Z uwagi na przewidywaną w przyszłości dużą liczbę samochodów elektrycznych, nie ulega wątpliwości, że będzie można zaobserwować ich wpływ na krzywą obciążenia KSE. W chwili obecnej pozostaje problem badania wielkości tego wpływu. W związku z tym pożądane byłoby:

- bliższe scharakteryzowanie rozwiązań G2V oraz V2G,
- przedstawienie założeń przyjętych w obliczeniach, których wyniki prezentowane są w pracy,
- uzasadnienie przeprowadzenia obliczeń osobno dla rozwiązania G2V oraz osobno dla rozwiązania V2G, pomijając przypadek współpracy samochodów elektrycznych z KSE według rozwiązania G2V oraz rozwiązania V2G jednocześnie.

Andrzej Wędzik,

HELM - nowa metoda obliczania rozplywów mocy w sieciach elektroenergetycznych

W pracy omawiane są obliczenia stanów ustalonych systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem analizy zespolonej. Analizy pokazują, że te obliczenia są efektywne obliczeniowo. Są one konkurencyjne dla obliczeń iteracyjnych. Za główną ich cechę uważa się brak konieczności wykonywania iteracji. Pozwalają otrzymać dokładne rozwiązanie zadania rozplywowego, jeżeli takie istnieje. Gdy natomiast nie ma rozwiązania, jednoznacznie wskazywane jest spełnienia warunków zaistnienia lawiny napięć.

W pracy omawiana jest reprezentacja matematyczna systemu elektroenergetycznego uwzględniana w omawianych obliczeniach. Wskazywany jest sposób rozwiązywania zadania rozplywowego. Pokazywane są wyniki analizy porównawczej wspomnianej wcześniej metody oraz metody iteracyjnej dokonanej w oparciu o wyniki obliczeń komputerowych.



Pytania i uwagi do autora:

- Jaka jest relacja równań (1) oraz równań, które można podać dla rozpatrywanych węzłów na podstawie metody potencjałów węzłowych?
- Jak należy wyjaśnić fakt, że we wzorze (2) jest $V_i^*(z^*)$, a nie $V_i^*(z)$?
- Jak należy interpretować n w oznaczeniu $V[n]$ oraz n w oznaczeniu sumy we wzorze (7)?
- W jaki sposób z równania (2), biorąc pod uwagę rozwinięcie napięcia $V(z)$ w szereg potęgowy, można otrzymać równanie (7)?
- Jak należy rozumieć „funkcję określającą napięcia pracy sieci dla pełnego modelu rozplwowego”, o której jest mowa po równaniu (8)?
- Zwykle oznaczenie Y_{ik} jest oznaczeniem elementu macierzy admitancyjnej i tak też to oznaczenie jest wykorzystywane przed podrozdziałem 4.1. We wspomnianym podrozdziale jest natomiast mowa o „macierzy admitancyjnej Y_{ik} ”.
- Jaką wartość ma indeks k w oznaczeniu Y_{ik}^{sh} ?
- W jaki sposób otrzymywane jest równanie (21)?
- Dla jakich stanów pracy systemów testowych wykonane zostały analizy porównawcze rozpatrywanych metod obliczeń rozplwów mocy? Czy są one reprezentatywne?

Krzysztof Dobrzyński, Stanisław Czapp, Jacek Klucznik, Zbigniew Lubośny

Uprozczone modelowanie linii kablowych wysokiego napięcia a napięcia indukowane w żyłach powrotnych – studium przypadku

Jednym z rozwiązań linii elektroenergetycznej jest linia kablowa. Rozwiązanie to jest głównie stosowane, gdy budowa linii elektroenergetycznej jest utrudnione albo wręcz niemożliwe. W pracy rozważane są linie kablowe wysokiego napięcia. Przeprowadzana jest analiza napięć indukowanych w żyłach powrotnych kabli dla stanu ustalonego i w przypadku wystąpienia zwarcia jednofazowego. Rozważane są różne układy pracy kabli, a mianowicie:

- z jednostronnie uziemionymi żyłami powrotnymi,
- z dwustronnie uziemionymi żyłami powrotnymi,
- z dwustronnie uziemionymi żyłami powrotnymi dodatkowo przeplecionymi (ang. cross-bonding).

W analizach brane jest także pod uwagę poprowadzenie wzdłuż linii kablowej dodatkowego kabla, ECC. Obliczenia wcześniej wspomnianych napięć przeprowadzono dla modelu dokładnego oraz uproszczonego przyjętej do analiz linii kablowej.

Pytania i uwagi do autorów:

- W pracy przedstawiane jest studium przypadku przykładowej linii kablowej. Co zadecydowało o wyborze do tego studium rozpatrywanej w pracy linii kablowej?
- Przy jakim napięciu pracuje brana pod uwagę linia kablowa?
- Jak obliczana jest względna różnica napięcia indukowanego w żyłach powrotnej kabla fazy L1 dla modelu dokładnego i uproszczonego? Czy napięciem odniesienia jest napięcie dla modelu dokładnego czy uproszczonego?
- Pożądane byłoby także uzasadnienie przeprowadzenia analiz tylko dla zwarcia jednofazowego.



Jacek Klucznik, Krzysztof Dobrzyński,

Obliczanie prądów w przewodach odgromowych w linii napowietrzno-kablowej

W centrum zainteresowania Autorów jest rozptyw prądów w linii elektroenergetycznej w czasie zwarcia jednofazowego. Rozważana jest linia składająca się z części napowietrznej oraz kablowej podziemnej. Autorzy zwracają uwagę na różne układy pracy żył powrotnych kabli, a także poprowadzenie wzdłuż linii kablowej dodatkowego kabla (lub kabli) ECC. Przeprowadzane rozważania mają na celu pokazanie wpływ układu pracy żył powrotnych kabli oraz kabla (lub kabli) ECC na prąd w przewodzie odgromowym części napowietrznej linii. W pracy pokazane są wyniki obliczeń dla konkretnej linii napowietrzno-kablowej 110 kV. Dla części kablowej zakładane są następujące układy pracy żył powrotnych: a) obustronnie uziemione, b) obustronnie uziemione z przeplotem żył powrotnych, c) jednostronnie uziemione, d) jednostronnie uziemione z dodatkowym przewodem ECC. Zwarcie jednofazowe jest na przedostatnim i ostatnim słupie części napowietrznej przed częścią kablową linii. W pracy analizowane są wyniki przeprowadzonych obliczeń ze szczególnym zwróceniem uwagi na natężenie prądu płynącego w przewodzie odgromowym części napowietrznej linii.

Pytania i uwagi do autorów:

- Dlaczego w rozważaniach brane są pod uwagę jedynie zwarcia jednofazowe?
- Dlaczego rozważania w pracy są przeprowadzane dla wybranych układów pracy żył powrotnych kabli i kabli ECC?
- Jakie znaczenie z punktu widzenia przeprowadzanych rozważań mają parametry analizowanego układu przesyłowego?
- Jak należy szacować dokładność przeprowadzonych obliczeń?



SEKCJA 1B

Systemy przesyłowe i bezpieczeństwo elektroenergetyczne

prof. Stefan Paszek

Politechnika Śląska

1. WPROWADZENIE

To sekcji tematycznej 1B "Systemy przesyłowe i bezpieczeństwo elektroenergetyczne" zaliczono 7 referatów (artykułów). Referaty tej sekcji odnoszą się do różnych zagadnień związanych z eksploatacją i bezpieczeństwem pracy systemu elektroenergetycznego (SEE). W pierwszym referacie przedstawiono zagadnienie prognozowania szczytowego zapotrzebowania na moc krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE). W kolejnym artykule odniesiono się do prognozowania wybranych parametrów pogodowych (temperatury, prędkości i kierunku wiatru oraz natężenia promieniowania słonecznego), które są podstawą do wyznaczenia dynamicznej obciążalności linii napowietrznych. W trzecim referacie zaprezentowano wielokrokową metodę służącą do poprawy stabilności napięciowej wielomaszynowego systemu elektroenergetycznego. W kolejnym referacie zaprezentowano zagadnienie bezpieczeństwa informatycznego inteligentnych systemów pomiarowych, w szczególności systemu akwizycji wyników pomiarów z liczników inteligentnych. W następnym referacie przedstawiono wyniki badań symulacyjnych dotyczących obrony systemu elektroenergetycznego, związanej z nagłym niezbilansowaniem się mocy czynnej, poprzez zastosowanie Samoczynnego Częstotliwościowego Odciążania. W kolejnym referacie opisano zagadnienie centralnego planowania pracy jednostek wytwórczych w systemie elektroenergetycznym. Ostatni referat odnosi się do zagadnienia estymacji stanu systemu elektroenergetycznego, w którym pracuje przesuwnik fazowy, ewentualnie symetryczny przesuwnik fazowy.

2. OMÓWIENIE POSZCZEGÓLNYCH REFERATÓW

Poniżej omówiono szczegółowo poszczególne referaty. Wskazano na główne zagadnienia i problemy, które mogą być szerzej omówione w prezentacji sesyjnej.

Rafał Czapał, Jacek Kamiński, Pablo Benalcazar:

Prognozowanie 15-minutowego szczytowego dobowego zapotrzebowania na moc w KSE z wykorzystaniem metody najmniejszych kwadratów

W artykule przedstawiono wyniki prognozowania szczytowego zapotrzebowania na moc krajowego systemu elektroenergetycznego. Prezentowana, klasyczna metoda bazuje na historycznych danych obciążenia KSE w latach od 2002 do 2014 i wykorzystuje metodę najmniejszych kwadratów.

Pytania i uwagi do autorów:

- Tematyka prognozowania obciążeń jest znana, od lat prognozowaniem w kraju zajmują się pracownicy Politechniki Częstochowskiej (poprzednio prof. Dobrzańska, teraz prof. Popławski i cały zespół). W spisie literatury brak jest odwołania do pozycji autorów z tego wiodącego ośrodka.
- W artykule wykorzystano wielomiany 2 i 3 stopnia, natomiast opis wykorzystania modelu regresyjnego dotyczy modelu liniowego (wzory 1, 2). Można tak postępować, ale wtedy kolejne zmienne X_i w modelu liniowym są również potęgami wielkości podstawowej. Czy w badaniach



opisanych w artykule postępowano w ten sposób, czy wyznaczano wprost model wielomianowy? To nie jest wyjaśnione.

- Wzór (4) jest ogólnym rozwiązaniem poszukiwania współczynników a_i w modelu. Jednak podane wielkości w nim występujące (wzory 5-7) odnoszą się do prostej funkcji liniowej z jedną zmienną, więc chyba niestosowaną w przedstawianym artykule. Co więcej we wzorze (5) jest błąd - w drugiej kolumnie nie mają być kolejne liczby naturalne $1..n$, a kolejne wartości zmiennej X .
- W artykule nie wyjaśniono pojęcia skuteczności metody, a jest ono wykorzystywane do oceny poszczególnych wyników.
- Z wyników zawartych w tablicach 1 i 3 oraz 2 i 4 wynika, że prawie w każdym przypadku model wielomianowy drugiego stopnia dał lepsze rezultaty niż model stopnia trzeciego. We wnioskach natomiast można przeczytać coś zgoła innego, cytując: "Zastosowanie wielomianu stopnia trzeciego dało wyniki o niższej skuteczności w porównaniu do wielomianu stopnia drugiego jedynie dla szeregu czasowego trzynastoletniego i pięcioletniego, odpowiednio o 0,14% i 0,22%". Proszę o komentarz.
- W artykule brakuje wyjaśnienia pojęcia "prognoz naiwnych". W tekście brakuje również wyników prognoz naiwnych, stąd podanie wyników błędów w tym oszacowaniu nic nie daje.
- Zdecydowana większość wyników w artykule podawana jest jako wartość względna, co w typowym artykule dotyczącym prognozowania jest poprawne, jednak ze względu na charakter artykułu (konferencja elektroenergetyczna) warto byłoby przytoczyć więcej wyników mianowanych. Pojawiają się one tylko wyjątkowo, jeżeli jednak precyzja predykcji obciążenia wynosi około 3,5 GW to praktycznie daje to negatywną odpowiedź, co do możliwości zastosowania w praktyce przedstawianej metody.

Adam Babś, Tomasz Samotyjak

Krótkoterminowe prognozowanie dynamicznej obciążalności linii z wykorzystaniem techniki sztucznej inteligencji

W artykule przedstawiono ciekawą metodę prognozowania wybranych parametrów pogodowych (temperatury, prędkości i kierunku wiatru oraz natężenia promieniowania słonecznego), które są podstawą do wyznaczenia dynamicznej obciążalności linii napowietrznych. Dopuszczalne obciążenie linii jest maksymalną wartością prądu płynącego w linii, która w warunkach pogodowych nie spowoduje przekroczenia dopuszczalnej wartości zbliżenia przewodu do ziemi lub innego obiektu. Zbliżenie to zależy od temperatury rdzenia przewodu, na którą wpływają parametry pogodowe, w szczególności temperatura powietrza i prędkość wiatru.

Do prognozy warunków pogodowych zastosowano dynamiczną, nieliniową autoregresyjną sieć neuronową. Do obliczeń wykorzystano rzeczywiste dane pomiarowe z kilku stacji pogodowych rozmieszczonych na terenie Polski. Oszacowano dokładność prognozy, przy wykorzystaniu symetrycznego, bezwzględnego błędu procentowego i porównano uzyskaną prognozę z prognozami uzyskanymi od podmiotu komercyjnego. W większości wypadków uzyskano lepsze wyniki.

Pytania i uwagi do autorów:

- Przy prognozowaniu parametrów pogodowych przyjęto, że wszystkie zmienne pogodowe są niezależne, dlatego uzyskana prognoza jest jednowymiarowa, tj. zależy jedynie od jednej zmiennej. W rzeczywistości parametry pogodowe są ze sobą związane, np. zwykle przy wysokiej temperaturze powietrza występuje duże natężenie promieniowania słonecznego. Czy uwzględnienie korelacji



między parametrami pogodowymi znacznie utrudnia i jednocześnie poprawia wyniki prognozowania?

- Czy autorzy próbowali zastosować inną metodę obliczeń, np. przy użyciu innej sieci neuronowej?

Mariusz Drabecki

A method for enhancing power system's steady-state voltage stability level by considering active power optimal dispatch with linear grid models

W artykule przedstawiono ciekawą, wielokrokową metodę służącą do poprawy stabilności napięciowej wielomaszynowego systemu elektroenergetycznego. W pierwszym kroku tej metody wyznacza się optymalny rozptyw mocy czynnej z punktu widzenia stabilności napięciowej, traktując analizowany SEE jako układ typu DC. Wykorzystuje się w tym etapie obliczeń metodę krokową z parametrem - ang. nazwa continuation power flow. W metodzie, tej ogólnie stosowanej, dla węzłów odbiorczych (typu PQ) zadane są wartości mocy czynnej i biernej a poszukiwane są wartości modułu i argumentu napięcia, natomiast dla węzłów wytwórczych (typu PU) zadane są wartości mocy czynnej i modułu napięcia a poszukiwane są wartości argumentu napięcia i mocy biernej. W drugim kroku tą samą metodą określa się optymalny rozptyw mocy biernej w SEE, traktowanym jako układ AC, zakładając że rozptyw mocy czynnej został już określony w kroku pierwszym. Następnie określa się zapas stabilności napięciowej analizowanego SEE. Jak nie jest on satysfakcjonujący przeprowadza się analizę wrażliwości i analizę modalną obliczając macierz Jacobiego rozptywu mocy SEE (ang. Power Flow Jacobian), jego wartości własne, prawostronne i lewostronne wektory własne oraz współczynniki udziału, pozwalające zlokalizować węzły najbardziej wpływające na stabilność napięciową SEE i podatne na zmianę mocy generowanej i pobieranej w systemie. W węzłach tych Autor proponuje wprowadzenie kompensatorów mocy biernej poprawiających ostatecznie stabilność napięciową systemu. Przykładowe obliczenia przedstawiono dla 30 i 200 węzłowych SEE. Jako wyniki obliczeń przedstawiono krzywe nosowe w wybranych węzłach analizowanych SEE.

Pytania i uwagi do autora:

- Mam wątpliwość, czy w pierwszym kroku obliczeń, gdy SEE jest reprezentowany przez układ DC można stosować jego liniowe przybliżenie. Niestabilność napięciowa może właściwie wystąpić tylko dla układów nieliniowych. Proszę o komentarz.
- W przedstawionej metodzie milcząco założono, że wartości własne i wektory własne macierzy Jacobiego rozptywu mocy SEE (ang. Power Flow Jacobian) są rzeczywiste. Założenie te jest słuszne, gdy macierz ta jest symetryczna. Taki przypadek odnosi się do sytuacji, gdy pomijamy rezystancje elementów sieci. W praktyce warunek ten jest spełniony w pewnym przybliżeniu dla sieci, w której rezystancje są znacznie mniejsze od reaktancji. W przypadku sieci SN rezystancję odgrywają istotną rolę i mogą wystąpić wątpliwości odnoszące się do analizy modalnej przedstawionej w artykule. Proszę o komentarz.
- Wydaje mi się, że tytuł artykułu nie odnosi się bezpośrednio do opisaney metody poprawy stabilności napięciowej w SEE. Odnosi się właściwie tylko do pierwszego kroku tych obliczeń.



Aleksander Babś

Bezpieczeństwo informatyczne inteligentnych systemów pomiarowych w świetle ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa

W artykule przedstawiono zagadnienie bezpieczeństwa informatycznego inteligentnych systemów pomiarowych, w szczególności systemu akwizycji wyników pomiarów z liczników inteligentnych. To bezpieczeństwo jest szczególnie ważne w świetle Ustawy o Krajowym Systemie Cyberbezpieczeństwa z 28 sierpnia 2018 r., która implementuje wymagania odpowiedniej europejskiej dyrektywy. W artykule przedstawiono m.in. konieczny do wprowadzenia, przez operatorów systemów, harmonogram działań, obejmujący: oszacowanie ryzyka świadczenia nieprzerwanych usług, wdrożenie procedur zarządzania różnymi incydentami, określenie środków technicznych i organizacyjnych zapewniających bezpieczeństwo, zbieranie informacji o zagrożeniach i podatności systemu teleinformatycznego na ataki wewnętrzne i zewnętrzne oraz przygotowanie pierwszego audytu.

Przedstawiono wdrożenie procedur cyberbezpieczeństwa na przykładzie systemu akwizycji danych pomiarowych z liczników inteligentnych AMI (ang. Advanced Metering Infrastructure). Podano strukturę systemu AMI, przedstawiono metodę sprawdzania podatności, opis testów bezpieczeństwa infrastruktury oraz rekomendacje dotyczące możliwości podniesienia poziomu bezpieczeństwa systemu AMI.

Pytania i uwagi do autora:

- Czy były już obserwowane próby ataku na system AMI w Polsce? Jeżeli tak, to w jakim celu?

Ireneusz Grządzielski, Mikołaj Zakrzewski, Volodymyr Konoval:

Badania symulacyjne obrony systemu elektroenergetycznego uwzględniające zapisy kodeksu NC ER/2017 w zakresie automatyki SCO

W artykule przedstawiono wyniki badań symulacyjnych dotyczących obrony systemu elektroenergetycznego, związanej z nagłym niezbilansowaniem się mocy czynnej, poprzez zastosowanie Samoczynnego Częstotliwościowego Odciążania (SCO). W badaniach uwzględniono zapisy kodeksu europejskiego: Network Code of Electricity Emergency and Restoration (NC ER) z 2017 r. i dotychczasowej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przemysłowej (IRiESP) w zakresie nastaw automatyki SCO. Zamodelowano awarię, która doprowadziła do podziału krajowego systemu elektroenergetycznego z wydzieleniem się obszaru północno-zachodniego Polski (obszar NW). Na skutek podziału wystąpiło niezbilansowanie się mocy generowanej i pobieranej. W obszarze NW nastąpił znaczący niedobór (blisko 1/3) mocy czynnej generowanej, a w pozostałej części KSE nadwyżka tej mocy (o mniej niż 1%). W pierwszej symulacji skutecznie sprawdzano działanie automatyki SCO, przy zamodelowanej awarii. Następnie badano wpływ nastaw automatyki SCO: aktualnie występujących w KSE (zadziałały 4 stopnie i nastąpiło odłączenia 45% mocy czynnej) i przy europejskich nastawach w dwóch wariantach (zadziałało 5 stopni i nastąpiło odłączenia 40% i 38% mocy czynnej). Przedstawiono przebiegi częstotliwości i mocy generowanej w wybranym węźle sieci dla wszystkich analizowanych wariantów obliczeń. Nastawy SCO określone zgodnie z kodeksem NC ER okazały się skuteczniejsze niż obecnie przyjęte w KSE.



Pytania i uwagi do autorów:

- Na rys. 1 przedstawiono m.in. przebiegi napięcia i mocy chwilowej bez określenia miejsca węzła, do którego się odnoszą. W różnych miejscach SEE te przebiegi są inne. Proszę o komentarz.
- Czy badano wpływ parametrów modelu analizowanego SEE na uzyskane przebiegi symulacyjne? Moim zdaniem niewiarygodne parametry elementów modelu SEE, m.in. elementów zespołów wytwórczych, mogą znacznie zmienić analizowane przebiegi. Zachodzi więc konieczność dysponowania zestawem wiarygodnych parametrów modeli elementów KSE. Proszę o komentarz.
- 3. Ciekawe byłoby również przedstawienie przebiegów prędkości kątowych generatorów synchronicznych przy analizowanym zakłóceniu i działaniu SCO. Te przebiegi są związane z zagadnieniem tłumienia kołysań elektromechanicznych w KSE, m.in. przez zainstalowane stabilizatory systemowe.

Mariusz Drabecki, Eugeniusz Toczyłowski

Comparison of three approaches to the security constrained unit commitment problem

W artykule przedstawiono zagadnienie centralnego planowania pracy jednostek wytwórczych (ang. Security Constrained Unit Commitment - SCUC) w systemie elektroenergetycznym, które polega na znalezieniu zestawu jednostek wytwórczych oraz wyznaczeniu ich punktów pracy w taki sposób, aby pokryć prognozowane zapotrzebowanie. Przy czym łączne koszty wytwarzania energii oraz koszty uruchomień bloków w rozpatrywanym horyzoncie planowania powinny być jak najmniejsze. Jednocześnie wymaga się, aby spełnione były ograniczenia techniczne związane z jednostkami wytwórczymi i z siecią elektroenergetyczną, zarówno w stanach normalnych, jak i awaryjnych. W rozwiązaniach praktycznych istnieją różne warianty metody SCUC, dotyczące w szczególności sposobów modelowania sieci elektroenergetycznej i ograniczeń z niej wynikających. Zagadnienie to jest przedmiotem zainteresowania Autorów opiniowanego artykułu. W artykule analizuje się trzy warianty metody SCUC: pomijający ograniczenia sieciowe (UC_NN), wariant w którym dokonuje się transformacji ograniczeń sieciowych w odpowiednie ograniczenia węzłowe (UC_NC) oraz wariant, w którym bezpośrednio uwzględnia się ograniczenia sieciowe przy wykorzystaniu stałoprądowego modelu sieci elektroenergetycznej (UC_DC).

Rozpatrywane warianty metody SCUC porównano pod względem efektywności, wymaganych nakładów obliczeniowych oraz złożoności akcji zaradczych koniecznych do zapewnienia bezpiecznej pracy systemu przy różnych zdarzeniach. Odpowiednie obliczenia wykonano przy wykorzystaniu trzech sieci testowych IEEE o różnym stopniu złożoności.

Pytania i uwagi do autorów:

- Z opisu zamieszczonego w punkcie 3 artykułu wynika, że ocena analizowanych wariantów metody SCUC była realizowana w dwóch etapach. W etapie pierwszym, dla danego wariantu SCUC, wyznaczano zestaw jednostek wytwórczych oraz określano ich punkty pracy. Następnie, w etapie drugim, dokonywano zmiany rozdziału obciążeń (korekty punktów pracy jednostek wytwórczych). Z zamieszczonego opisu nie wynika jednak co było czynnikiem powodującym konieczność zmiany punktów pracy jednostek wytwórczych w tym etapie. Czy zmieniano zapotrzebowanie w porównaniu do przyjętego w etapie pierwszym? Czy wyłączano jednostki wytwórcze albo gałęzie sieci?
- W literaturze poprzez pojęcie Security Constrained Unit Commitment rozumiana jest niekiedy metoda planowania pracy jednostek wytwórczych, która bezpośrednio uwzględnia możliwość awaryjnego wyłączenia bloków wytwórczych i gałęzi sieci. W tym podejściu awaryjne wyłączenia



elementów systemu są uwzględniane przy wykorzystaniu współczynników GODF (Generation Outage Distribution Factor) i LODF (Line Outage Distribution Factor). Czy Autorzy widzą możliwość rozszerzenia stosowanego przez siebie wariantu metody UC_DC o to zagadnienie?

- Obecnie w Polsce do planowania pracy jednostek wytwórczych na rynku bilansującym stosowana jest metoda analogiczna do wariantu drugiego opisanego w artykule (wariant UC_NC). Czy Autorzy mogą ocenić potencjalne korzyści dla operatora wynikające z zastosowania wariantu UC_DC w miejsce UC_NC?

Tomasz Okoń, Kazimierz Wilkosz:

Power system state estimation in rectangular coordinate system for different models of symmetrical phase shifter

W artykule przedstawiono zagadnienie estymacji stanu systemu elektroenergetycznego (SEE), w którym pracuje przesuwnik fazowy, ewentualnie symetryczny przesuwnik fazowy. Rozwiązanie tego zagadnienia polega na wyznaczeniu wektora kolumnowego, w którym występują kolejno części rzeczywiste i urojone napięć we wszystkich węzłach SEE, przy założeniu że napięcie w pierwszym węźle ma tylko składową rzeczywistą. Tak sformułowany wektor charakteryzuje stan pracy SEE w stanie ustalonym. Do estymacji stanu SEE wykorzystano metodę najmniejszych kwadratów minimalizując odpowiednio sformułowaną funkcję celu. Obliczenia przeprowadzono przy użyciu programu PSSE. W artykule wykazano, że wykorzystując informację o symetryczności przesuwnika fazowego we wczesnym etapie obliczeń, można zasadniczo zwiększyć dokładność i zmniejszyć liczbę iteracji. Jako symetryczny traktują Autorzy taki przesuwnik fazowy, który nie zmienia wartości modułów napięć węzłowych. Przykładowe obliczenia przeprowadzono na 14-węzłowego systemu testowego.

Pytania i uwagi do autorów:

- Jaki algorytm użyto do minimalizacji funkcji celu (1)?
- Jako wektor stanu określono wektor kolumnowy, w którym występują części rzeczywiste i urojone napięć we wszystkich węzłach SEE. Można ten wektor określić inaczej, np. poprzez moduły i argumenty napięć węzłowych. Taka sytuacja występuje w innych publikacjach Autorów artykułu. Jakie wady i zalety mają obie reprezentacje wektora stanu?
- W tytule artykułu występuje sformułowanie "Estymacja stanu SEE w prostokątnym układzie współrzędnych...". Wydaje mi się, że jest to stwierdzenie oczywiste. Wektor kolumnowy lub wierszowy jest zawsze prostokątny. Proszę o komentarz.
- W równaniu (3) Autorzy odnoszą się do wartości własnych macierzy G i zakładają milcząco, że są one rzeczywiste. W ogólnym przypadku, gdy macierz jest G niesymetryczna, te wartości własne mogą być zespolone sprzężone. Proszę o komentarz.



SEKCJA 2A

Smart grid

prof. Sławomir Cieślik

Uniwersytet Technologiczno-Przyrodniczy w Bydgoszczy

1. WPROWADZENIE

Początki elektroenergetyki to lokalne, autonomiczne systemy elektroenergetyczne. Wraz ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną i rozwój elektryfikacji niezbędne było budowanie elektrowni o dużych mocach, co wiązało się z dostarczaniem zdecydowanie większej ilości paliwa. Duże elektrownie budowane były w pobliżu źródeł energii pierwotnej, co z kolei wymusiło rozwój sieci przesyłowych i łączenie mniejszych, lokalnych systemów (pracujących poprzednio autonomicznie) w większe struktury, w końcu w Krajowy System Elektroenergetyczny. Krajowe systemy łączyły się w jeszcze większe struktury (np. europejskie), co spowodowało, że system elektroenergetyczny rozrósł się do gigantycznej struktury obejmującej swym zasięgiem obszary nawet kilkudziesięciu krajów. Aspekty związane z ochroną klimatu i zrównoważonym rozwojem cywilizacyjnym powodują, że przez dziesięciolecia „pompowana bańka” zaczyna pękać. Oznacza to, że globalne systemy elektroenergetyczne utracą zdolności do zaspokajania potrzeb energetycznych ludzkości na miarę nawet XXI wieku, w zakresie m.in.: wydajności, jakości i niezawodności energetycznej w warunkach akceptowalnych ekonomicznie i przy poszanowaniu środowiska naturalnego. Dlatego od kilkunastu lat próbuje się znaleźć alternatywę dla systemów elektroenergetycznych ze scentralizowanym wytwarzaniem energii elektrycznej, a w zasadzie powrotu do systemów z lokalną generacją, oczywiście na miarę współczesnych osiągnięć naukowo-technicznych. Tak powstało obecnie szeroko otwarte zagadnienie inteligentnych systemów elektroenergetycznych i inteligentnych sieci elektroenergetycznych (Smart Grid).

Podawanymi korzyściami ze Smart Grid-ów są m.in.: oszczędności w zużyciu energii elektrycznej dzięki elastycznym taryfom (przesuwanie zużycia energii w okresy nadwyżki jej podaży), zmniejszenie czasów trwania i częstości przerw w dostawie energii elektrycznej, możliwość uzyskania samowystarczalności energetycznej (mikroinstalacje prosumenckie, klasty i spółdzielnie energetyczne) oraz racjonalne wykorzystanie energii elektrycznej dzięki inteligentnej automatyce domowej, a ostatnio zastosowania pojazdów elektrycznych do klasycznego transportu, ale również jako jeden z elementów Smart Grid (V2G). Korzyści te można osiągnąć dzięki rozwojowi całej, szeroko rozumianej branży Smart Grid, szczególnie z wykorzystaniem energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł energii odnawialnej.

Cykliczna Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, w swej już XIX edycji, obejmuje również aktualne problemy dotyczące Smart Grid-ów. Trzeba mieć świadomość, że termin „Smart Grid” jest sformułowaniem marketingowym, a w technicznym rozumieniu obejmuje najnowocześniejsze zdobycze technologii w elektroenergetyce wraz z nieodłącznymi elementami sieci inteligentnych na miarę XXI wieku. W związku z tym, jak każda inna technologia, Smart Grid musi pokonywać szereg problemów technicznych, ekologicznych, społecznych i ekonomicznych. Techniczne problemy związane są m.in. z kompatybilną integracją wielu różnorodnych pod względem funkcjonalnym urządzeń i układów oraz z zarządzaniem ich pracą. Działania w tym kierunku muszą być zgodne z polityką zrównoważonego rozwoju i zasadami wynikającymi z uwarunkowań ekologicznych. Postęp technologiczny z uwzględnieniem szeroko rozumianej ekologii musi wpisywać się w akceptowalne ramy ekonomiczne. To może stworzyć platformę gotową do rozwoju i korzystania z zalet Smart Grid-ów, ale kluczem do sukcesu jest akceptacja społeczna. Na XIX Konferencji



Naukowej „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE'19”, w pierwszej podsekcji Smart Grid zostały zgłoszone referaty dotyczące aktualnych problemów w aspekcie technicznym.

2. OMÓWIENIE POSZCZEGÓLNYCH REFERATÓW

W tej części referatu generalnego omówione zostały proponowane w podsekcji 2A referaty. Wskazano główne zagadnienia, które Autorzy rozwiązywali oraz sformułowano pytania, które mają na celu zainspirowanie Autorów do rozszerzenia bądź wyjaśnienia pewnych kwestii w czasie prezentacji referatów na konferencji.

W podsekcji 2A znalazło się sześć referatów. W pierwszych trzech, w głównej roli występuje magazyn energii. Pierwsze dwa referaty dotyczą pracy wyspowej w sieciach elektroenergetycznych niskiego (2.1) i średniego napięcia (2.2). Kolejny (2.3) dotyczy technicznych aspektów projektowania bateryjnych magazynów energii. Czwarty referat (2.4) dotyczy ważnego zagadnienia w kontekście Smart Grid, mianowicie skutecznego wpływu na poziomy napięcia w węzłach elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia, która do tej pory nie była przystosowana do podobciążeniowej regulacji napięcia. Wszystkie wymienione referaty wpisują się bezpośrednio w szerokie zagadnienie Smart Grid.

Kolejne dwa referaty są pośrednio związane z tematyką Smart Grid, mają raczej charakter ogólnotechniczny w szerszym rozumieniu funkcjonowania elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Dotyczą one problemów komunikacji pomiędzy urządzeniami automatyki zabezpieczeniowej (2.5) oraz testowania zabezpieczeń w elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych (2.6).

Michał Małaczek, Irena Wasiak

Strategia sterowania mikrosystemem elektroenergetycznym niskiego napięcia zapewniająca jego elastyczną pracę w trybie połączenia z siecią zasilającą i w trybie wyspowym, przy wykorzystaniu zasobnika energii

Celem prac badawczych, opisanych w referacie, jest opracowanie strategii sterowania mikrosystemami elektroenergetycznymi z generacją rozproszoną, które zwiększają niezawodność i jakość zasilania poprzez umożliwienie pracy wyspowej tego typu mikrosystemom.

Autorzy rozważają mikrosystem składający się z czterech głównych typów elementów strukturalnych: źródła opartego na fotowoltaice, źródła z mikroturbiną gazową, zasobnika energii oraz odbiorników. Sterowanie ma być możliwe dzięki centralnemu regulatorowi.

Autorzy użyli we wprowadzeniu kontrowersyjnego stwierdzenia, że „źródła rozproszone, a w szczególności odnawialne źródła energii, wpływają na pogorszenie parametrów jakości napięcia zasilającego”. Współczesne przekształtniki energoelektroniczne (inwertery) stosowane w instalacjach fotowoltaicznych, współpracują z siecią w taki sposób, że zapewniają praktycznie sinusoidalny kształt przebiegu natężenia prądu (przy mocy powyżej 30% mocy znamionowej). Wątek zmiany wartości napięcia w sieci (np. niskiego napięcia) jest istotny przy działaniu każdego źródła energii elektrycznej, ale również wynika z naturalnej eksploatacji sieci dystrybucyjnej (zmiana mocy odbiorników). Koncepcja sterowania mocą źródeł rozproszonych (choćby dyskusyjna w kontekście definicji źródeł rozproszonych) może być wykorzystywana do regulacji napięcia w sieciach nn. Zatem polepsza parametry jakości napięcia, choćby w zakresie wartości napięcia w sieci (tego zagadnienia dotyczy referat 2.4 w tej podsekcji).

Pokazano, że proponowana w referacie hierarchiczna strategia sterowania mikrosystemem elektroenergetycznym gwarantuje jego elastyczną i bezprzerwową pracę zarówno w połączeniu z



siecią zasilającą jak i w trybie autonomicznym. Efekt ten uzyskuje się dzięki rozszerzeniu funkcjonalności pracy zasobnika energii oraz implementacji centralnego regulatora zarządzającego pracą całego mikrosystemu. Przedstawione wyniki świadczą o zaskakująco dużej skuteczności działania całego układu, co uzasadnia pytanie, czy przedstawiony eksperyment symulacyjny nie był zbyt wyidealizowany? Z opisu procesu symulowanego wynika, że w 87 sekundzie napięcie w sieci zasilającej powróciło do stanu sprzed zakłócenia. Na rys. 7 nie widać procesu resynchronizacji. Przebiegi wartości chwilowych napięcia w fazie A, w stanach przełączania (procesy łączeniowe) są bez żadnych przeregulowań.

Pytania i uwagi do autorów:

- Jednym z zasadniczych elementów proponowanej koncepcji jest wykorzystanie zasobnika energii o mocy 20 kW, jako źródła napięcia referencyjnego. Z tego wynika, że zasobnik może pracować najwyżej z mocą 20 kVA (teoretycznie). Zatem, ta wartość mocy będzie w tym autonomicznym mikrosystemie mocą zwarciovą. Czy wystarczy taka wartość mocy do utrzymania funkcji źródła napięcia referencyjnego w tym mikrosystemie? Jakie są ogólne warunki odnośnie mocy zwarciovych w systemach pracujących autonomicznie?
- W założeniach nie ma informacji dotyczącej czasu i niezawodności przesyłu informacji w układzie komunikacji. Na przykład w jakim czasie muszą być przesyłane informacje (dane) wejściowe dla regulatora. Danymi są: wartości chwilowe (!) oraz wartości uśrednione w czasie 1, 15 i 60 minut. W jaki sposób i gdzie są wyznaczane te wartości średnie i w jaki sposób, w jakim czasie są przesyłane do regulatora? Jak ewentualne opóźnienia (lub utrata kilku danych) wpływają na działanie regulatora?
- Stosowany jest m.in. harmonogram pracy (z 1 godzinowymi przedziałami czasowymi), na podstawie którego zmieniane są referencyjne wartości mocy mikroturbiny gazowej. Czego dotyczy ten harmonogram? Jak jest tworzony (prognozowanie)?

Leszek Bronk, Mirosław Matuszewicz

Możliwość lokalnej odbudowy zasilania w oparciu o zasobniki energii i rozproszone źródła OZE”

Celem badań było sprawdzenie możliwości zdalnego wydzielenia i zasilania fragmentu sieci elektroenergetycznej, zawierającego cztery podobszary załączane lub odłączane za pomocą zdalnie sterowanych rozłączników, przy wykorzystaniu magazynu energii lub farmy wiatrowej. W referacie zamieszczono wyniki projektu „Budowa Lokalnego Obszaru Bilansowania (LOB) jako elementu zwiększania bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego”.

W referacie przedstawiono bardzo interesujące wyniki eksperymentów pracy wyspowej wydzielonego obszaru sieci elektroenergetycznej średniego napięcia. Opisany został lokalny obszar bilansowania z czterema podobszarami wraz z charakterystykami oraz możliwościami regulacyjnymi zasobów na tym obszarze. Praca analizowanego systemu odbywa się pod nadzorem aplikacji LOBSter, której danymi wejściowymi są dane z pomiarów oraz dane wynikające z prognoz, np. warunków meteorologicznych (są one podstawą prognozowania profili mocy odbiorów i profili generacji energii w źródłach rozproszonych).

Na początku, eksperymentalnie sprawdzone zostały możliwości regulacyjne magazynu energii oraz farmy wiatrowej. Wyniki tych eksperymentów pozwoliły na zaplanowanie i wykonanie eksperymentu docelowego, mianowicie pracy wyspowej wydzielonego obszaru systemu. Próba



opisana w referacie zakończyła się sukcesem, co powinno być przyczynkiem do prowadzenia dalszych badań i eksperymentów, uwzględniających szersze spektrum przypadków.

Pytania i uwagi do autorów:

- Jakie warunki muszą być spełnione, aby magazyn energii pełnił skutecznie funkcję źródła napięcia (i częstotliwości) referencyjnej? Na rysunku 7 przedstawiono przebiegi mocy i częstotliwości, ale nie wiadomo jak wyglądał przebieg mocy FW przed godz. 12:39.
- Jakie są granice stabilnej pracy całego systemu wyspowego, gdy załączone są cztery podobszary, a generacja energii elektrycznej w FW jest niemożliwa (np. zbyt mała prędkość wiatru)?
- Czy Autorzy mają jakieś propozycje w kontekście możliwości pozyskiwania jednak całej energii z FW, w warunkach sprzyjających generacji (np. wietrznych), przy wydzieleniu się wyspy?

Jacek Jamielity, Łukasz Czapla, Paweł Rozenkiewicz

Techniczne aspekty projektowania bateryjnych magazynów energii w świetle doświadczeń z realizacji projektu GEKON

Celem tego referatu jest przedstawienie doświadczenia Autorów zebranego podczas uruchamiania pierwszego w polskim systemie elektroenergetycznym magazynu energii w Pucku w odniesieniu do wiedzy dostępnej w publikacjach o zasięgu światowym.

W punkcie dotyczącym projektowania bateryjnych magazynów energii Autorzy omawiają w bardzo ogólnym ujęciu zagadnienia ryzyka związane z niezawodnością pracy magazynu w czasie eksploatacji oraz z ewaluacją rynku lub narzuconymi rozwiązaniami formalno-prawnymi. W tym punkcie referatu umieszczono dwie tabele, pierwsza dotyczy elementów bateryjnego magazynu energii, druga zastosowania magazynów. Niestety, Autorzy nie podali konkretnego powiązania funkcjonalnego pomiędzy tymi dwoma aspektami, co byłoby pomocne dla projektantów tego typu rozwiązań. Kolejny punkt dotyczy budowy bateryjnego magazynu energii. Autorzy skupili się praktycznie na konkretnym przypadku magazynu w Pucku. Uzupełnili informację ogólnymi zagadnieniami dotyczącymi BMS, systemu przekształcania energii i wyprowadzenia mocy oraz nadzorem nad pracą magazynu z poziomu lokalnego systemu SCADA.

Akcentowanym w referacie aspektem jest finansowa opłacalność przedsięwzięcia, polegającego na budowie magazynu energii. Z tym aspektem wiąże się właściwe zaplanowanie realizacji usług systemowych, świadczonych z wykorzystaniem magazynu energii. Autorzy skupili się na wykorzystaniu magazynu energii w procesie regulacji częstotliwości napięcia w systemie, szczególnie gdy wymagany jest bardzo krótki czas reakcji. W tej kwestii przywoływane są wymagania i rozwiązania formalno-prawne stosowane w Niemczech. Pewien niedosyt można odczuwać w kontekście założonego celu, ponieważ Autorzy nie odnieśli się do publikacji w tym temacie o zasięgu światowym, a przedstawione w referacie zalecenia mają charakter bardzo ogólny.

Pytania i uwagi do autorów:

- Jakie założenia projektowe w kontekście rynku w Polsce zostały sformułowane w projektowaniu magazynu energii w Pucku, w jaki sposób je zrealizowano oraz jakie są wnioski z analizy ryzyka w tym konkretnym przypadku?
- Jedną z wymienionych w referacie korzyści zastosowania magazynów energii jest opóźnienie inwestycji sieciowych. Czy takie rozwiązanie zostało gdzieś zrealizowane i jaka była jego korzyść (efektywność) ekonomiczna?



- Jakie są konkretne wytyczne do projektowania magazynów energii, które mają współpracować z siecią elektroenergetyczną średniego napięcia, w kontekście budowy bateryjnego magazynu energii?
- Jak duży stopień przewymiarowania mocy modułu bateryjnego oraz przekształtnika energoelektronicznego (lub przekształtników) jest wymagany w przypadku zastosowania magazynu energii do usług systemowych w procesie regulacji częstotliwości napięcia w elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej?

Piotr Kacejko, Paweł Pijarski

Optymalizacja doboru parametrów charakterystyk $P(U)$ i $Q(U)$ falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych

Celem tego referatu jest propozycja metody optymalizacji doboru charakterystyk mocy czynnej i biernej w funkcji napięcia realizowanych przez przekształtniki energoelektroniczne w instalacjach fotowoltaicznych.

We wstępie Autorzy wskazują na problem z wartością napięcia w węzłach sieci elektroenergetycznej zawierającej źródła rozproszone. Sieci niskiego napięcia nie były do tej pory przystosowane do podobciążeniowej regulacji napięcia.

Rozwiązanie tego problemu musi być osadzone w realiach formalno-prawnych. Dlatego celowe jest przedstawienie dokumentów dotyczących pracy mikroinstalacji. Podstawą do propozycji Autorów są dwa dokumenty (normy PN-EN 50438 oraz AS/NZS 4777.2), które zawierają informacje związane z charakterystykami $P(U)$ i $Q(U)$ przekształtników energoelektronicznych stosowanych w mikroinstalacjach.

Poruszony wątek „istotnego skrócenia czasu życia szeregu urządzeń, w szczególności źródeł światła”, na skutek zwiększonej wartości napięcia, nie jest obecnie tak istotny, w szczególności gdy żarowe źródła światła zastępowane są np. źródłami LED z odpowiednimi zasilaczami, mało wrażliwymi na zmianę wartości napięcia wejściowego.

Przy omawianiu charakterystyk, wyłania się problem kontrowersji o podłożu ekonomicznym i prawnym, dotyczący skutków ograniczania mocy czynnej. Nie jest ten wątek dalej rozważany, a stanowi on poważny problem występujący przy proponowanych rozwiązaniach technicznych.

W kolejnym punkcie referatu zostały przedstawione efekty spowodowane pracą przekształtników energoelektronicznych z aktywnymi funkcjami sterowania na podstawie obu charakterystyk. Ze względu na sposób prezentacji wyników (rysunki czarno-białe z odcieniami szarości), bardzo trudno jest zauważyć na przedstawionych rysunkach, czy rzeczywiście proponowane rozwiązanie jest skuteczne pod względem napięciowym (wartości napięć poniżej dopuszczalnej wartości granicznej 440 V).

Pytania i uwagi do autorów:

- Autorzy piszą o problemach związanych z uaktywnieniem dwóch charakterystyk ($P(U)$ i $Q(U)$) jednocześnie dla jednego przekształtnika energoelektronicznego, czyli dla jednej mikroinstalacji. Jak zatem, w świetle wspomnianych również w tym artykule kontrowersji, będą współpracowały we wspólnej sieci przekształtniki energoelektroniczne z aktywnymi tymi funkcjami, w przypadku większej ich liczby?
- W referacie napisano, że funkcją celu jest wartość ograniczenia możliwej do pozyskania energii w mikroinstalacji (dąży się do minimalizacji ograniczenia). Głównym problemem jest wartość napięcia w węzłach sieci. W jakiej części modelu optymalizacyjnego została uwzględniona wartość



napięcia? W przedstawionym w referacie zbiorze warunków ograniczających nie ma ograniczeń dla napięcia, są tylko ograniczenia w stosunku do parametrów charakterystyk.

Mirosław Włas, Jakub Bartz, Kacper Chyła, Michał Gałązka, Damian Toruńczak, Filip Pankowiak, Kamil Zawacki, Tomasz Bednarczyk

Badania komunikacji pomiędzy urządzeniami automatyki zabezpieczeniowej zgodnie ze standardem IEC 61850

Celem prac było nawiązanie komunikacji pomiędzy „inteligentnymi” urządzeniami wg standardu IEC 61850, weryfikacja jej zgodności z tym standardem oraz badanie czasu przesyłania komunikatów GOOSE i poprawności ich retransmisji. Autorzy deklarują, że ich badania przyczynią się do przystosowania przekaźnika zabezpieczeniowego do pracy jako inteligentne urządzenie na stacji elektroenergetycznej i w sieci średniego napięcia. Jak zwykle, ostatnio nadużywane jest stosowanie przymiotnika inteligentny (bez cudzysłowu) w stosunku do różnych rzeczywistych bądź wirtualnych urządzeń i układów technicznych. Zapewnienie nawet w pełni poprawnej i skutecznej (100%) komunikacji pomiędzy urządzeniami nie jest warunkiem upoważniającym do użycia tego przymiotnika.

Badania wykonane były na stanowisku eksperymentalnym z symulowanymi stanami pracy sieci (przepływy prądu) oraz symulowanymi przekaźnikami zabezpieczeniowymi. Nie ma informacji w jaki sposób, i czy w ogóle, Autorzy uwzględnili w badaniach odległości i parametry wynikające z odległości pomiędzy komunikującymi się urządzeniami. Celowe byłoby bardziej szczegółowe opisanie schematu przedstawionego na rys. 3.

Przedstawione wyniki są przyczynkiem do zwiększenia możliwości dostosowywania urządzeń instalowanych w elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych średniego napięcia do nowych oczekiwań wynikających z ich funkcjonowania w ramach Smart Grid. Ma to swoją wartość praktyczną, np. w funkcjonowaniu sieci ze zdalnie sterowanymi rozłącznikami (sekcjonalizery) i wyłącznikami (reklozery), wyposażonymi w przekaźniki zabezpieczeniowe. Celem takiego działania jest umożliwienie wykonania szybkich rekonfiguracji sieci i zapewnienia adaptacji zabezpieczeń do nowych warunków tej sieci.

Pytania i uwagi do autorów:

- Jak wpływa na niezawodność wymiany danych pomiędzy urządzeniami w elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej odległość pomiędzy nimi? Czy Autorzy prowadzili badania pod tym kątem?
- Autorzy piszą o konieczności synchronizacji wszystkich urządzeń w czasie. Sama konieczność synchronizacji nie wymaga komentarza. Pytanie dotyczy dokładności synchronizacji, jaka jest dokładność synchronizacji z zastosowaniem protokołu SNTP i czy taka dokładność jest wystarczająca do niezawodnego działania „inteligentnej” sieci?
- Czy liczność próbek wynosząca 10 jest wystarczająca do miarodajnych i przekonujących wniosków natury statystycznej.

Tomasz Bednarczyk, Kacper Chyła, Filip Pankowiak, Mirosław Włas

Testowanie wybranych kryteriów zabezpieczeniowych przekaźników zabezpieczeniowych SN z wykorzystaniem standardu IEC 60255

Celem prac była weryfikacja parametrów deklarowanych przez producenta wybranego przekaźnika w zakresie trzech wybranych kryteriów zabezpieczeniowych: trójfazowe zabezpieczenie



nadprądowe o niskim stopniu, trójfazowe zabezpieczenie nadnapięciowe oraz trójfazowe zabezpieczenie podnapięciowe. Badania prowadzone były na podstawie wymagań standardu IEC 60255. Wybrane kryteria zabezpieczeniowe są istotne z punktu widzenia zabezpieczenia pracy w instalacjach zawierających jednostki wytwórcze energii elektrycznej (mikroinstalacje). Jednak postawiony cel pracy nie jest zrozumiały. Ważne jest pytanie o przyczyny zwątpienia w deklaracje producenta. Jest sens prowadzenia tego typu weryfikacji, jeżeli spodziewamy się wyniku negatywnego.

We wprowadzeniu zostały skrótkowo omówione podstawy testów wykonywanych w standardzie IEC 60255, przypisane odpowiednie arkusze standardu do założonego zakresu badań oraz wyspecyfikowane parametry kryteriów zabezpieczeniowych. W kolejnym punkcie opisane zostało stanowisko badawcze, w którym wykorzystano standardowy tester zabezpieczeń CMC 256-6. Następnie przedstawiono wyniki badań w postaci wykresów. Autorzy stwierdzają we wnioskach, że większość badanych parametrów została potwierdzona eksperymentalnie, ale jednak część badanych parametrów nie mieściła się w dopuszczalnych granicach błędów. Nie ma informacji, jakie stanowisko w tej sprawie zajął producent badanego przełącznika.

Pytania i uwagi do autorów:

- Co było przyczyną zwątpienia w deklarowane przez producenta przełączników parametry? Jakiego wyniku weryfikacji spodziewali się Autorzy?
- W wyniku przeprowadzonych testów, Autorzy stwierdzili niedotrzymanie niektórych deklarowanych przez producenta przełącznika parametrów. Czy zwrócili się do producenta o wyjaśnienia, dlaczego zamieszczają w kartach katalogowych wartości parametrów niezgodne z rzeczywistymi parametrami zabezpieczenia? Jaką otrzymali odpowiedź?

3. WNIOSEK

Zgłoszone referaty poruszają aktualne problemy funkcjonowania Smart Grid-ów w zakresie m.in.: możliwości pracy autonomicznej, wykorzystania magazynów energii i identyfikacji ich nowych funkcji w mikrosystemach elektroenergetycznych, wykorzystania energii elektrycznej ze źródeł energii odnawialnej, stworzenia warunków do bezpiecznego i niezawodnego funkcjonowania złożonych mikrosystemów (szczególnie w zakresie regulacji napięcia) oraz skutecznych sposobów komunikacji i zabezpieczenia pracy mikrosystemów elektroenergetycznych. Wszystkie referaty wpisują się w profil XIX Konferencji Naukowej „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE’19”.



SEKCJA 2B Smart grid

prof. Adrian Halinka
Politechnika Śląska

1. WPROWADZENIE

Do podsekcji 2B zakwalifikowano 5 referatów. Większość referatów w sposób bezpośredni podejmuje kwestie związane z szeroko rozumianą sterowalnością w sieciach dystrybucyjnych SN klasy *smart*. Sterowalność dotyczy przede wszystkim nowoczesnych metod regulacji poziomów napięć w węzłach odbiorczych sieci tj. stacjach transformatorowych SN/nn. Autorzy referatów proponują w tym celu wykorzystać tradycyjne metody (sterowanie aktywnymi zaczepami transformatorów w GPZ z uwzględnieniem asymetrii napięciowej źródeł oraz prądowej obciążenia) jak i możliwości regulacyjne zasobników energii oraz źródeł odnawialnych. Dla realizacji zadań regulacji napięcia zaproponowano również wykorzystanie sterowalnych źródeł prądowych realizowanych w oparciu o przekształtnik DC/AC ze sterowaniem PWM.

Pojawiają się również referaty ujmujące zagadnienie prowadzenia i nadzoru nad siecią SN, planowania jej pracy jak i wyznaczania estymatora zapotrzebowania na moc czynną i bierną w czasie quasi-rzeczywistym w przypadkach ograniczonego dostępu do danych obiektowych (pomiarowych). W szczególności rozważania te są adresowane do struktur sieciowych zwanych Lokalnymi Systemami Bilansowania (LOB).

Poniżej zostaną przedstawione charakterystyki poszczególnych referatów wraz z uwagami dyskusyjnymi.

2. OMÓWIENIE POSZCZEGÓLNYCH REFERATÓW

Tomasz Pakulski, Rafał Magulski, Leszek Bronk, Aleksander Babś

Możliwości poprawy obserwowalności sieci SN/nn w oparciu o infrastrukturę AMI dla celów planowania i prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej

W referacie przedstawiono metodę poprawy obserwowalności pracy sieci średniego i niskiego napięcia w wyróżnionych strukturach sieciowych zwanych Lokalnymi Systemami Bilansowania (LOB). System sterowania LOB, którego zadaniem jest prowadzenie i planowanie pracy wyodrębnionej sieci bazuje, m.in. na monitorowaniu bieżących warunków pracy sieci SN w trybie operacyjnym (prowadzenie pracy sieci w ramach LOB) oraz wypracowuje - na podstawie wykonywanych prognoz zapotrzebowania odbiorców na moc czynną i bierną oraz prognoz generacji rozproszonej - plan wykorzystania zasobów sterowalnych na dobę następną, oraz wartości zadane dla zasobów sterowalnych w czasie rzeczywistym (w zakresie planowania pracy LOB).

Prognozy opracowywane są z wykorzystaniem danych pomiarowych mocy czynnej i biernej pozyskiwanych z liczników bilansujących systemu AMI oraz pomiarów z wybranych, referencyjnych stacji SN/nn, pozwalających na korygowanie prognoz zapotrzebowania na moce w stacjach nieobjętych monitorowaniem. Wyniki pomiarów rejestrowane są w interwałach 15 minutowych i przesyłane go jednostki nadrzędnej z wykorzystaniem sieci komórkowej GSM.

Funkcje obserwowalności aktualnych warunków pracy nadzorowanej sieci realizowane są z wykorzystaniem modelu bazowego, aktualizowanego o dane pomiarowe z systemu AMI oraz dane estymowane. Estymacja zapotrzebowania na moc na obszarze LOB realizowana w czasie quasi-rzeczywistym, odbywa się z wykorzystaniem prognoz na dobę następną dla poszczególnych stacji



SN/nn oraz rzeczywistych pomiarów mocy czynnej i biernej z tzw. stacji referencyjnych. Do wyboru stacji referencyjnych wykorzystano kryteria korelacyjne odnoszące się do zapotrzebowania na moc, poziomu napięcia oraz profili obciążeń.

Opracowane metody poprawy prowadzenia i planowania pracy sieci dystrybucyjnej, traktowanej, jako LOB poddano testom weryfikacyjnym na przykładzie obszaru sieciowego zasilanego z GPZ Władysławowo i obejmującego 70 stacji SN/nn.

Pytania i uwagi do autorów:

- Uzyskane wyniki estymacji zapotrzebowania na moc czynną i bierną dla trzech -poddanych analizie - ciągów liniowych wykazują znaczne rozbieżności w odniesieniu do wartości rzeczywistych. Co powoduje tak dużą rozbieżność i jakie potencjalnie środki mogą ją obniżyć?
- W prowadzeniu jak i planowaniu pracy LOB istotną rolę odgrywają dane pomiarowe pozyskiwane ze stacji SN/nn znajdujących się w obszarze LOB. Jaka jest współzależność pomiędzy synchronizacją i rozdzielczością czasową odczytu danych pomiarowych a dokładnością uzyskiwanych estymatorów? Czy zastosowanie pomiarów synchronicznych zwiększyłoby dokładność estymacji „aktualnych warunków pracy sieci? W badaniach nie ujęto potencjalnej obecności w strukturze sieciowej lokalnych źródeł energii (odnawialnych) oraz ich wpływu i lokalizacji na zadanie optymalizacyjne.
- Brak w referacie informacji dotyczących sposobu wyznaczania poziomu korelacji w kryteriach warunkujących wybór stacji referencyjnych?
- Autorzy posługują się sformułowaniami: „dane pomiarowe gromadzone on-line”, „zasoby sterowalne w czasie rzeczywistym”, „pomiarów on-line z referencyjnych stacji”, „estymacja zapotrzebowania na moc na obszarze LOB wykonywana w czasie quasi-rzeczywistym”. Proszę o ustosunkowanie się do określenia „czas rzeczywisty” w kontekście formułowanych funkcjonalności.

Tomasz Pakulski, Leszek Bronk

Testowanie systemu estymowania zapotrzebowania na moc w czasie quasi-rzeczywistym w obszarze sieci średniego napięcia w warunkach ograniczonej obserwowalności

Tematyka referatu nawiązuje do ogólnej koncepcji funkcjonalności systemów sterowania LOB przedstawionej w referacie poprzednim. Autorzy koncentrują się na metodzie estymacji w czasie quasi-rzeczywistym zapotrzebowania na moc czynną i bierną w wybranym obszarze sieci średniego napięcia (SN) w warunkach ograniczonej obserwowalności, rozumianej, jako ograniczony dostęp do danych pomiarowych pochodzących z węzłów sieciowych (stacji SN/nn) oddalonych od GPZ. Wyznaczając estymatę aktualnego zapotrzebowania odbiorców na moc bazuje się na dobowej prognozie obciążeń mocą czynną i bierną dla wszystkich stacji SN/nn usytuowanych w LOB, profilach zużycia energii pozyskiwanych w trybie off-line z liczników bilansujących systemu AMI, pomiarach poboru mocy czynnej i biernej w wybranych stacjach SN/nn (tzw. referencyjnych) oraz prognozach meteorologicznych. Model prognostyczny, dokonujący dobowej predykcji zapotrzebowania na moc czynną i bierną w stacjach SN/nn obserwowanej sieci LOB wykorzystuje struktury sztucznych sieci neuronowych. Do wyznaczenia estymat zapotrzebowania na moc czynną i bierną dla stacji SN/nn, w których nie dokonuje się lokalnych pomiarów wykorzystuje się prognozy długoterminowe (w horyzoncie doby) dla stacji referencyjnych jak i stacji bez dostępnych lokalnych danych pomiarowych oraz aktualne dane pomiarowe ze stacji referencyjnych. Scharakteryzowana



metoda estymacji bieżącego zapotrzebowania na moc w obszarze sieci dystrybucyjnej została poddana testom na modelowej sieci średniego napięcia.

Jako składnik oceny wykorzystano błąd prognozy MAPE (Mean Absolute Percentage Error). Uzyskane wyniki pokazują rozbieżności pomiędzy estymowanym a rzeczywistym zapotrzebowaniem na moc czynną w analizowanym obszarze sieciowym na poziomie 8% zaś dla mocy biernej na poziomie 19%. Jednak dla poszczególnych węzłów sieciowych, w zależności od wielkości i profilu obciążenia błędy te osiągały wartości odpowiednio 20% i 44%.

Pytania i uwagi do autorów:

- Czy w proponowanej metodzie estymacji aktualnego zapotrzebowania na moc uwzględniano obecność i dyspozycyjność jednostek OZE oraz magazynów energii?
- Brak informacji o realizacji modelu prognostycznego, który jest istotnym źródłem informacji dla estymatora zapotrzebowania na moc w czasie quasi-rzeczywistym. Jaką sieć neuronową wykorzystano, o jakiej architekturze, co stanowiło bazę uczącą i testującą sieć?
- Autorzy w referacie formułują następujący wniosek „W celu uzyskania zwiększenia dokładności prognoz dla tych stacji należałoby zmienić metodykę prognozowania.” Jakie wątki – zdaniem Autorów – powinna ujmować metodyka prognozowania, aby poprawić swoją skuteczność?

Jarosław Korpikiewicz

Zastosowanie nowego algorytmu kompensacji prądowej w regulatorze przełącznika zacsepów transformatora WN/SN

W referacie przedstawiono koncepcję algorytmu kompensacji prądowej w regulatorze przełącznika zacsepów transformatora WN/SN uwzględniającego możliwość występowania asymetrii napięciowej układów zasilających i obciążeniowej (prądowej). Algorytm wykorzystuje parametry wyznaczone z pomiarowych napięć fazowych, prądów przewodowych oraz współczynników mocy. Przedstawiona metoda kompensacji dedykowana jest głównie regulatorom statycznym przełącznikom zacsepów sterowanych za pomocą kluczy elektronicznych w postaci tranzystorów IGBT, dającym dużą elastyczność przełączania zacsepów.

Autor przedstawia problemy związane z tradycyjnymi metodami kompensacji prądowej w przełącznikach zacsepów transformatorów (bazujących zwykle na 1-fazowym pomiarze sygnałów) oraz formułuje koncepcję m-fazowego (3-fazowego) wyznaczania napięcia kompensacji uwzględniającego asymetrię prądową i napięciową. Poddaje analizie etapy pracy regulatora statycznych przełączników zacsepów oraz formułuje wskaźnik jakości napięcia wykorzystywany następnie do badań porównawczych różnych metod kompensacji prądowej.

Symulacyjne badania porównawcze „jakości” metod kompensacji prądowej w przełącznikach zacsepów transformatorów energetycznych przeprowadzono z wykorzystaniem oprogramowania Matlab. Uzyskane wyniki jednoznacznie dowodzą lepszej „jakości” regulacji z wykorzystaniem zaproponowanej metody kompensacji niż ma to miejsce przy użyciu metody klasycznej czy braku kompensacji i to zarówno w stanach symetrii jak i asymetrii napięć/ prądów sieciowych. Należy zaznaczyć, że odnosi się to do układów „jednolitych”, tj. takich, w których ze stacji GPZ zasilany jest jeden odpyływ liniowy lub obciążenia odpyływów są jednakowe.



Pytania i uwagi do autora:

- Czy przedmiotem badań Autora były próby uzupełnienia opracowanego algorytmu o składniki umożliwiające poprawną regulację napięcia z wykorzystaniem przełącznika zaczepów transformatora w sytuacjach, gdy odpływy liniowe z GPZ są różnie obciążone, np. wykorzystując pomiary lokalne z „głębi” sieci?
- Dlaczego w równaniu (1) od wartości skutecznej napięcia fazowego U_{LK} odejmuje się wartość zespoloną napięcia kompensacji? Fazor napięcia fazowego również można wyrazić za pomocą opisu zespolonego a wyznaczenie jego parametrów nie jest trudne.
- W jaki sposób wyznacza się parametry kompensacji prądowej R_{komp} oraz X_{komp} ?
- W równaniu (4) t' oraz $t'-T$ wyznaczają chwile czasu oddalone od siebie o okres T . Różnica kwadratów wartości napięć pomiarowych wyznaczonych dla tych dwóch chwil czasu będzie wartością stałą? Dla przemiennego w czasie sygnału sinusoidalnego o stałych parametrach i okresie T różnica ta powinna wynieść zero. Ile wówczas wynosi wartość skuteczna napięcia pomiarowego $U_{2m(rms)}$? Ile wynosi wartość t nad całką?
- Dla jakiej wartości N przedstawiono wyniki badań symulacyjnych wartości wskaźnika jakości regulacji napięcia J zestawione w tablicy 1?

Jacek Jemielity, Łukasz Czapla, Piotr Kolendo

Modyfikacje algorytmu regulacji napięcia SN metodą kompensacji spadków napięcia na wielu liniach na podstawie doświadczeń z realizacji testowej

W referacie zaprezentowano wyniki testowego wdrożenia systemu sterowania poziomem napięcia w węzłach odbiorczych sieci średniego napięcia. Jako elementy wykonawcze procesu regulacji wykorzystano podobciążeniowy przełącznik zaczepów transformatorów w stacji GPZ oraz bateryjny zarodnik energii usytuowany wewnątrz rozpatrywanej sieci. Jako element decyzyjny regulacji wykorzystano zmodyfikowany przez Autorów algorytm kompensacji spadku napięcia na wielu liniach MLDC. Istotą działania algorytmu MLDC jest określenie optymalnego numeru zaczepu transformatora w GPZ, bazując na obliczeniach rozptywowych mocy w modelu sieci objętej sterowaniem oraz uwzględniając aktualne, pozyskiwane w niej dane pomiarowe i topologię. Zdefiniowana funkcja celu regulacji ukierunkowana jest na utrzymywanie pożądanych poziomów napięć w węzłach odbiorczych sieci stanowiących stacje SN/nn. Modyfikacja algorytmu MLDC jak i funkcji celu pozwalała na wyznaczenie „optymalnego” zaczepu transformatora zasilającego sieć SN oraz dyskretnej zmiany mocy biernej zasobnika energii.

Badania testowe opracowanej metody regulacji napięcia przeprowadzono w ramach programu badawczego GEKON, którego celem była budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) z bateryjnym magazynem energii (ME). Sieć LOB obejmowała trzy odpływy liniowe SN zasilane z GPZ w skład, którego wchodziły dwa transformatory z klasycznymi regulatorami napięcia. Wewnątrz sieci LOB znajdują się 82 stacje SN/nn oraz źródła OZE w postaci 4 farm wiatrowych, 2 generatorów synchronicznych w biogazowni, oraz magazyn ME o mocy 750 kW i pojemności 1500 kWh. Uzyskane wyniki potwierdziły możliwości precyzyjnego utrzymywania poziomów napięć w węzłach odbiorczych w głębi sieci na wymaganym poziomie przy użyciu algorytmu MLDC.



Pytania i uwagi do autorów:

- Czy zaproponowana metoda regulacji, bazująca na zmodyfikowanym algorytmie MLDC może być skuteczna w sieciach dystrybucyjnych o znacznym nasyceniu źródłami OZE? Uzupelnienie - o jakie składniki danych wejściowych - procesu optymalizacji jest konieczne dla uzyskania poprawnego rozwiązania, tj. wysterowania elementów regulacji (przełącznika zaczeptów, magazynów energii, sterowalnych źródeł lokalnych)?
- Zadana funkcja celu J , której optymalizacja stanowi zadanie algorytmu regulacyjnego wykorzystuje wartości skuteczne maksymalnych i minimalnych napięć węzłowych (linii zasilających) oraz nominalną wartość skuteczną napięcia. Czy były prowadzone rozważania w kierunku wykorzystania w funkcji celu fazorów tych sygnałów napięciowych, zwłaszcza biorąc pod uwagę możliwości sterowania lokalnymi źródłami w zakresie energii czynnej i biernej? Wówczas efekt regulacyjny mógłby wpływać zarówno na podłużną jak i poprzeczną składową straty napięcia?
- W jaki sposób zapewnia się spójność czasową danych pomiarowych (on-line) wykorzystywanych w obliczeniach rozplwywowych sieci?

Kazimierz Mikołajuk, Andrzej Toboła

Generation of the reactive current with the iterative algorithm aid

W referacie zaprezentowano metodę wysterowania poziomu wartości amplitudy pierwszej harmonicznej napięcia sieciowego w punkcie przyłączenia kompensatora. Rolę kompensatora pełni jednofazowy przekształtnik DC/AC ze sterowaniem PWM, który funkcjonalnie traktowany jest, jako sterowane źródło prądu sinusoidalnego przesuniętego względem pierwszej harmonicznej napięcia sieci – źródło prądu biernego. Amplituda generowanego przez kompensator prądu jest obliczana z wykorzystaniem algorytmu iteracyjnego. Algorytm iteracyjny poszukuje optymalnej wartości współczynnika wysterowania (rzeczywistego) wyrażonego stosunkiem amplitudy generowanego sinusoidalnego prądu kompensatora do aktualnej (wyznaczonej w oparciu o pomiar) amplitudy podstawowej harmonicznej napięcia sieci, dla którego uzyskuje się zadaną wartość amplitudy podstawowej harmonicznej napięcia sieci. Przedstawione wyniki badań symulacyjnych - zrealizowanych z wykorzystaniem języka programowania PLECS - potwierdzają możliwość wytworzenia zadanego sygnału sterującego przekształtnik AC/DC w kilku krokach algorytmu iteracyjnego. Wyniki symulacji wskazują również na możliwość podtrzymywania napięcia kondensatora włączonego po stronie DC przekształtnika poprzez wysterowanie kąta mocy między fazorami napięcia sieci i napięcia przekształtnika.

Pytania i uwagi do autorów:

- W prezentowanym algorytmie iteracyjnym wykorzystuje się dyskretną transformatę Fouriera o szerokości okna równej okresowi składowej podstawowej. Czy badano wrażliwość układu na zmianę (odchylenie) częstotliwości pierwszej harmonicznej, tj. zmianę rzeczywistej długości okna pomiarowego – równej aktualnemu okresowi składowej podstawowej?
- Głównym zadaniem algorytmu iteracyjnego jest takie wysterowanie prądowe kompensatora, aby uzyskać zadaną (oczekiwaną) wartość amplitudy napięcia sieciowego w miejscu przyłączenia kompensatora. Czy badano wpływ kompensacji prądowej na przesunięcie fazowe tego napięcia?
- W referacie zaprezentowano rozwiązanie dla układu 1-fazowego. Czy rozważano, w jaki sposób wykorzystać proponowaną metodę do sterowania amplitudami (poziomami napięć) w układach 3-fazowych z zachowaniem symetrii napięciowej i prądowej?



SEKCJA 3A

Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego

prof. Piotr Miller

Politechnika Lubelska

1. WPROWADZENIE

Tematyka związana ze sterowaniem pracą systemu elektroenergetycznego od lat znajduje swoją reprezentację zarówno na konferencji Aktualne Problemy w Elektroenergetyce jak i na innych konferencjach krajowych i zagranicznych. Autorzy referatów starają się zawsze znaleźć najbardziej aktualne problemy nurtujące krajową elektroenergetykę i przedstawić własne sposoby ich rozwiązania. Zagadnienia przewijające się wśród referatów zgłoszonych na tegoroczną konferencję APE 2019 dotyczą układów przesyłowych HVDC (2 referaty), problematyki zwarciowej zarówno w układach DC jak i w układach zmiennoprądowych (2 referaty) oraz analizy pracy zabezpieczeń, w tym zabezpieczeń odległościowych (3 referaty). Wśród referatów można znaleźć także referaty z pogranicza informatyki i elektroenergetyki. Jeden z nich dotyczy systemu operacyjnego QNX i jego wykorzystania w rozproszonych instalacjach obiektowych systemu DCS MASTER, drugi natomiast opisuje sposoby modelowania danych zgodnych z normą IEC 61850 w układach regulacji napięcia i mocy biernej. W większości omawianych referatów zaprezentowano wyniki badań symulacyjnych przeprowadzonych przez Autorów.

W sumie w czasie obrad sekcji 3A zostanie zaprezentowanych 7 referatów. Wszystkie oceniam jako interesujące, poruszające aktualne problemy nurtujące krajową elektroenergetykę. Jestem przekonany o tym, że będą one kanwą do ciekawej dyskusji podczas obrad konferencji APE 2019.

2. OMÓWIENIE POSZCZEGÓLNYCH REFERATÓW

Poniżej omówiono szczegółowo poszczególne referaty. Wskazano także na główne zagadnienia i problemy, które mogą być szerzej omówione w prezentacji sesyjnej.

Krzysztof Madajewski, Michał Kosmecki:

Zwarcia w obwodzie DC układów HVDC

W referacie poruszono zagadnienia związane ze zvarciami występującymi w obwodach DC układów przesyłowych prądu stałego (HVDC). Wstępem do prezentacji wyników badań symulacyjnych jest porównanie cech (zalet i wad) obecnie stosowanych alternatywnie układów HVDC, mianowicie układów LCC HVDC oraz VSC HVDC. W ramach porównania właściwości tych dwóch układów omówiono zachowanie się tranzystora i tyrystora w warunkach przepływu prądu zwarciowego i wynikające z tych zachowań cechy odporności układów HVDC na przepływ prądu zwarciowego. W referacie omówiono także stosowane topologie i modele układów HVDC a także rolę wyłączników prądu stałego stosowanych w obwodach DC układów VSC HVDC.

Zasadniczym celem referatu było zaprezentowanie wyników badań symulacyjnych przeprowadzonych w programie PSCAD/EMTDC. W programie tym zamodelowano dwa układy przesyłowe prądu stałego, zarówno układ LCC HVDC jak i układ VSC HVDC, o zbliżonych parametrach, tj. o mocy 600 MW, przy czym układ LCC HVDC miał napięcie znamionowe 450 kV, natomiast układ VSC HVDC napięcie znamionowe 320 kV. Układ LCC HVDC pracował z linią kablową o długości 250 km z kablem powrotnym uziemionym jednostronnie, natomiast w przypadku układu VSC HVDC zbadano alternatywnie współpracę tego układu zarówno z linią kablową o



długości 250 km, jak również z linią napowietrzną o długości 250 km. W przypadku obydwu układów HVDC przyłączono je po obu stronach z siecią AC o napięciu znamionowym 400 kV i dużej mocy zwarciowej.

Wyniki badań symulacyjnych potwierdziły, że zwarcia w obwodach DC połączenia LCC HVDC są dużo łatwiejsze do opanowania i w przypadku zwarć przemijających możliwy jest szybki powrót układu do normalnej pracy. W przypadku układów VSC HVDC zwarcia w obwodach DC powodują szybki i znaczny wzrost prądu zwarciowego i konieczność stosowania dedykowanych rozwiązań, np. wyłączników prądu stałego, w celu wyeliminowania negatywnych skutków zwarć w obwodach DC.

Pytania i uwagi do autorów:

- We wprowadzeniu do referatu zaprezentowano informacje o wdrożonych dotychczas układach LCC HVDC. Nie jest jasne, czy są to jedyne dotychczasowe wdrożenia (tak wynika z brzmienia zdania, które sprawia wrażenie, że jest wyrwane z kontekstu), czy największe, czy może najnowsze. Czy Autorzy mogą podać przykład wdrożonego lub wdrażanego układu VSC HVDC spełniającego podobne kryteria (najnowsze bądź o największej mocy czy największej odległości przesyłu).

Mateusz Szablicki, Piotr Rzepka, Adrian Halinka:

Analiza warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii w sieciach elektroenergetycznych z układami HVDC LCC

W referacie zaprezentowano wyniki badań symulacyjnych, których celem było zbadanie wpływu oddziaływania układów HVDC LCC na poprawność pomiaru impedancji przez zabezpieczenia odległościowe linii elektroenergetycznych NN i WN. Układy HVDC LCC, które znajdują coraz szersze zastosowanie w elektroenergetyce, są wrażliwe na zakłócenia o charakterze zwarciowym zlokalizowane w liniach sąsiadujących z układem HVDC. Jak wynika z badań cytowanych przez Autorów referatu najgroźniejsze są w tym przypadku zwarcia jednofazowe, które wywołują znaczną asymetrię napięcia. Przewroty komutacyjne wywoływane tego typu zakłóceniami mogą potencjalnie prowadzić do niepoprawnego działania zabezpieczeń odległościowych linii elektroenergetycznych.

Referat prezentuje tylko część wyników badań symulacyjnych przeprowadzonych na testowym modelu sieci. W modelu wykorzystano zaimplementowany w MATLAB Simulink referencyjny układ HVDC LCC oraz fragment sieci AC z dwiema liniami wychodzącymi z rozdzielni, do której przyłączony jest układ HVDC. Pomiar napięć i prądów dokonywane były na obydwu końcach tych linii, przy czym stawały się one sygnałami wejściowymi ich zabezpieczeń odległościowych. Jak już wspomniano badania obejmowały wiele różnych scenariuszy, przy czym zmieniano warunki pracy układu HVDC oraz lokalizacje i rodzaje zwarć. Zbadano także wpływ wartości rezystancji przejścia w miejscu zwarcia na dokładność pomiaru impedancji przez zabezpieczenia odległościowe. Ten ostatni czynnik okazał się właśnie decydujący, wykazujący największy wpływ na poprawność działania zabezpieczeń.

Pytania i uwagi do autorów:

- Zastanawiający jest wskazany przez Autorów błąd pomiaru impedancji (właściwie rezystancji) w jednym ze scenariuszy badań symulacyjnych. Wartość błędu 5300% jest wręcz niewiarygodna. Tym bardziej, że jak wynika z tablicy 1 maksymalny błąd pomiaru impedancji w układzie z HVDC przy



zwarcia przez rezystancję przejścia o wartość 20Ω to 277%. Jest to wartość zdecydowanie bardziej wiarygodna. Myślę, że warto by było jeszcze raz zweryfikować wyniki badań symulacyjnych.

- We wnioskach końcowych Autorzy stwierdzają, że obecność układów HVDC LCC praktycznie nie wpływa na poprawność pomiaru impedancji przez zabezpieczenia odległościowe. Czy zdaniem Autorów podobny wniosek dotyczy także układów HVDC VSC?

Piotr Pruski, Stefan Paszek:

Analiza pracy systemu elektroenergetycznego przy zwarciach niesymetrycznych w linii przesyłowej

W referacie przeprowadzono dokładną analizę przebiegów wielkości elektrycznych (prądów i napięć fazowych, ale także prądów wzbudzenia maszyny synchronicznej) w trakcie różnego rodzaju zakłóceń o charakterze zwarciovym. Analizę przeprowadzono w układzie generator – sieć sztywna, przy czym w układzie uwzględniono połączenie badanego generatora z siecią sztywną poprzez linię elektroenergetyczną wysokiego napięcia. W wynikach uwzględniono także zawartość wyższych harmonicznych analizowanych wielkości w stanie ustalonym. Model generatora uwzględnia asymetrię podprzejściową, przy czym w referacie wykorzystano klasyczny model generatora GENROU.

Obliczenia symulacyjne przeprowadzono dla różnego rodzaju zwarc: jednofazowego z ziemią, dwufazowego oraz trójfazowego, zlokalizowanych w odległości 1% długości linii od zespołu wytwórczego. Generator pracował z uziemionym punktem neutralnym. W obliczeniach uwzględniono obciążenie wstępne w stanie ustalonym przed zwarcie.

Uzyskane wyniki są zdaniem autorów zgodne z teorią maszyn synchronicznych.

Pytania i uwagi do autorów:

- W rozdziale 3 Autorzy piszą, że w badaniach symulacyjnych zakładali występowanie przerwy w fazach niedotkniętych zwarcie. Czemu miało służyć takie założenie?
- Zastanawiam się także nad tytułem referatu. Czy fakt, że badane były także zwarcia 3-fazowe uzasadnia umieszczenie w tytule referatu informacji o „zwarciach niesymetrycznych”?

Mateusz Szablicki, Adrian Halinka, Piotr Rzepka:

Koncepcja obszarowego algorytmu pomiarowego zabezpieczenia odległościowego linii dla zwarc jednofazowych

Referat prezentuje koncepcję nowego, obszarowego algorytmu pomiaru impedancji pętli zwarcia, który może być zastosowany w nowych zabezpieczeniach odległościowych. Koncepcja ta zakłada, że oprócz sygnałów prądowych i napięciowych dostępnych lokalnie, jak w przypadku klasycznych zabezpieczeń odległościowych, algorytm będzie miał także dostęp do pomiarów pochodzących z pozostałych końców chronionej linii, ewentualnie także z innych obiektów tworzących zabezpieczany układ. Biorąc pod uwagę obecny stan rozwoju technik informacyjnych i pomiarowych założenie o dostępności tych pomiarów jest jak najbardziej uzasadnione. Podobnie jak w przypadku referatu 2 Autorzy wykazali, że głównym źródłem błędów pomiaru impedancji pętli zwarcia przez zabezpieczenia odległościowe jest rezystancja przejścia występująca w miejscu zwarcia. Prezentowany algorytm eliminuje te błędy poprzez wyeliminowanie z zależności, na podstawie których wyznaczana jest wartość mierzona przez przekaźnik impedancji, nieznaną wartość rezystancji przejścia.



Wyniki badań symulacyjnych przeprowadzonych dla różnych scenariuszy i zaprezentowanych w referacie potwierdzają poprawność działania zabezpieczeń realizujących pomiar według nowej koncepcji, wykazując jednocześnie występowanie znacznych błędów pomiarowych w klasycznych zabezpieczeniach odległościowych.

Pytania i uwagi do autorów:

- Autorzy podobnie jak w przypadku referatu 2 wykazują bardzo duże wartości błędów pomiaru rezystancji w klasycznych algorytmach pomiarowych. Wartości błędów sięgające nawet ponad 9000% przy rezystancji przejścia 50Ω wydają się być mało wiarygodne. Stawiałoby to pod znakiem zapytania możliwość poprawnego działania stosowanych nadal klasycznych zabezpieczeń odległościowych. Być może tak duże wartości błędów pomiarowych wynikają z przyjętego, bardzo prostego modelu testowego.
- Druga uwaga dotyczy możliwości implementacji prezentowanej koncepcji. Czy istnieje szansa na to, że prezentowany obszarowy algorytm pomiarowy zostanie zastosowany w komercyjnie produkowanych zabezpieczeniach odległościowych? Czy Autorzy zamierzają, a może już uczynili ten algorytm przedmiotem zgłoszenia patentowego?

Piotr Rzepka, Mateusz Szablicki, Dawid Jurczyk, Adrian Halinka:

Analiza poprawności działania zabezpieczeń od skutków zwarć wieloprądowych w warunkach pracy wyspowej fragmentu sieci elektroenergetycznej zakładu górniczego

Referat prezentuje wyniki badań, których celem była weryfikacja poprawności działania zabezpieczeń od skutków zwarć międzyfazowych w sieci przemysłowej, zasilającej zakład górniczy, pracującej w układzie wyspowym. Analizowana sieć w normalnych warunkach zasilana jest z systemu elektroenergetycznego (SEE). Zakłada się, że w warunkach katastrofalnych zasilanie od strony SEE może ulec przerwaniu. Z uwagi na fakt, że w zakładzie górniczym występuje szereg krytycznych odbiorów, wymagających ciągłego i bezprzerwowego zasilania, przewidziano możliwość wydzielenia układu wyspowego zasilanego z lokalnej jednostki wytwórczej.

Niepewność co do poprawności działania zabezpieczeń w zmienionych warunkach wynikających z przejścia sieci zakładowej do pracy wyspowej wynika się z dwóch powodów. Pierwszy powód, to bardzo głęboka zmiana warunków zwarciovych. Moc zwarciova od strony SEE rzędu kilku GVA zostaje zastąpiona źródłem o stosunkowo niewielkiej mocy zwarciovej, stąd spodziewany jest znaczny spadek wartości prądów zwarciovych w sieci. Zmienia się także przebieg zmian wartości tego prądu w czasie, gdyż zwarcia w układzie wyspowym będą już traktowane jako zwarcia w pobliżu generatora.

Wyniki analiz zaprezentowane przez Autorów potwierdzają konieczność weryfikacji nastaw zabezpieczeń, ewentualnie zastosowania samoczynnej adaptacji zabezpieczeń w przypadku przejścia sieci zakładowej do pracy wyspowej.

Pytania i uwagi do autorów:

- Uwaga merytoryczna dotyczy zależności (3) i wyliczonej nastawy badanego zabezpieczenia bezwłocznego. Szkoda, że w artykule nie podano wartości przyjętych do obliczeń współczynników (zwłaszcza k_{nz}) oraz wartości prądu maksymalnego obciążenia obiektu I_{om} . Lewa strona zależności (3) dotyczy warunku selektywności i zwykle nastawy zabezpieczeń wybiera na podstawie tej wartości. Prawa strona dotyczy warunku czułości i wyznacza górną granicę zakresu nastaw. Trudno uwierzyć, że nastawa wybrana na podstawie warunku selektywności może zbliżyć się do wartości 3,8 kA (po



stronie pierwotnej przekładników prądowych). Z kolei nie może budzić zdziwienia fakt, że zabezpieczenia mogą działać niepoprawnie, skoro zostały nastawione w pobliżu granicy czułości. Bardzo proszę Autorów o komentarz.

Antonina Kieleczawa, Radosław Izakiewicz, Piotr Pietras, Michał Białecki, Roman Skakowski, Wojciech Szubert, Edward Ziaja:

Walory systemu operacyjnego QNX i jego systemów sieciowych w rozproszonych instalacjach obiektowych systemu DCS MASTER

Systemy czasu rzeczywistego są to takie systemy, w których czas jest kluczowym czynnikiem decydującym o skuteczności i bezpieczeństwie pracy takiego systemu. W systemach czasu rzeczywistego istotne są nie tylko obliczenia prowadzone wewnątrz systemu, równie ważna jest także komunikacja z zewnętrznymi procesami technologicznymi nadzorowanymi przez opisywany system. Jednym z takich systemów jest system QNX, który jest przedmiotem zainteresowania omawianego referatu. Autorzy prezentują zalety systemu QNX w kontekście jego wykorzystania w systemie automatyki DCS MASTER.

W referacie podkreślono wszystkie te cechy systemu QNX, które decydują o jego przydatności w praktycznych realizacjach systemów sterowania i nadzoru. Są to: architektura oparta na mikrojądrze, zarządzanie procesami przez algorytmy szeregowania i priorytety, odporny na awarie system plików oraz szybki i niezawodny system komunikacyjny.

W referacie omówiono także interfejs użytkownika systemu DCS MASTER oraz zaprezentowano przykładowe implementacje obiektowe tego interfejsu.

Pytania i uwagi do autorów:

- W podsumowaniu do referatu Autorzy napisali, że w Instytucie trwają prace związane z migracją systemu DCS MASTER do systemu Windows. System Windows nie jest systemem czasu rzeczywistego. Czy w związku z tym Autorzy nie obawiają się spadku funkcjonalności, a przede wszystkim wydajności systemów dyspozytorskich przeniesionych na platformę Windows?

Dariusz Kołodziej, Ksawery Opala, Tomasz Ogryczak:

Modelowanie obiektów danych zgodnych z IEC 61850 w układach regulacji napięcia i mocy biernej

W referacie zaprezentowano proces modelowania prototypowego układu regulacji napięcia i mocy biernej. Jednym z założeń Autorów referatu było stworzenie układu regulacji napięcia i mocy biernej, które będzie zgodne z rozwiązaniami zawartymi w normie IEC 61850. W celu realizacji tego założenia należało dokonać dekompozycji funkcji realizowanych przez różne elementy automatyki stacyjnej uczestniczącej w procesie regulacji napięcia a następnie w procesie kompozycji uzyskać klasy węzła logicznego z obiektów danych powstałych po dekompozycji. Proces ten został dokładnie opisany w omawianym referacie.

W referacie Autorzy zaprezentowali także podstawowe pojęcia związane z normą IEC 61850, podali ogólne zasady dekompozycji oraz tworzenia nowych klas węzłów logicznych, zaprezentowali także szczegółową strukturę węzłów logicznych tworzących prototypowy model układu regulacji napięcia i mocy biernej.



**POLITECHNIKA
GDAŃSKA**

WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI
I AUTOMATYKI



AKTUALNE PROBLEMY
W ELEKTROENERGETYCE

Pytania i uwagi do autorów:

- Na jakim etapie jest obecnie budowa prototypu? Czy jest to nadal etap modelowania, czy zrealizowana jest już implementacja fizyczna? Czy Autorzy podjęli próbę wprowadzenia utworzonych w ramach projektu klas węzłów logicznych do standardu?



SEKCJA 3B

Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego

prof. Robert Lis

Politechnika Wrocławska, Katedra Energoelektryki

1. WPROWADZENIE

Sesja obejmuje 6 referatów omawiających bardzo ważne praktyczne problemy związane z warunkami pracy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego. Omawiane są aspekty generacji scentralizowanej i rozproszonej. Prezentowane są zagadnienia teoretyczne, modele matematyczne i rozwiązania związane z obciążeniowymi i zwarciovymi warunkami w systemie elektroenergetycznym. Analizowane są warunki dostępności i wykorzystania pomiarów do kierowania pracą sieci. Szeroko poruszana jest problematyka sterowania bilansem mocy biernej w sieciach elektroenergetycznych z wykorzystaniem aktywnej zmiany konfiguracji sieci. Omówiono także odpowiednie rozwiązania techniczne w celu zredukowania szkodliwego oddziaływania ulotu elektrycznego na środowisko.

2. OMÓWIENIE POSZCZEGÓLNYCH REFERATÓW

Poniżej omówiono szczegółowo poszczególne referaty. Wskazano na zagadnienia i problemy, które mogą być szerzej omówione w prezentacji sesyjnej.

Jacek Wasilewski, Paweł Kubek

Dwukryterialna optymalizacja kolejności faz w wybranych układach linii elektroenergetycznych NN w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Współczesne sieci elektroenergetyczne są złożonymi układami, które integrują podmioty świadczące usługi z szerokiego zakresu wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej oraz z zakresu użytkowania energii elektrycznej. Zagwarantowanie bezpieczeństwa elektroenergetycznego takich systemów jest kluczowe i trudne do realizacji, m. in. ze względu na ograniczone zasoby energetyczne oraz stale rosnące wymagania w zakresie jakości energii elektrycznej. Utrzymanie odpowiedniej jakości zależy m. in. od procesu jej przesyłu. Obecnie w Polsce są realizowane oraz planowane do realizacji liczne inwestycje w zakresie budowy wielu setek kilometrów nowych linii o napięciu 400/220/110kV. Priorytet redukcji kosztów inwestycji, poprzez m. in. zmniejszenie szerokości korytarzy przesyłowych, wymaga projektowania linii dwutorowych lub kilku ciągów liniowych na wspólnych podporach. To z kolei wpływa na kwestie parametrów energii elektrycznej. Autorzy stawiają sobie za cel przybliżenie oraz omówienie problematyki asymetrii napięć i prądów w elektroenergetycznych układach przesyłowych w zakresie ograniczonym do optymalizacji kolejności faz dla wybranych projektowanych ciągów liniowych NN. Celem optymalizacji jest zminimalizowanie umownego nakładu inwestycyjnego, polegającego na wykonaniu przeplotu i przywróceniu właściwych wartości współczynników asymetrii napięciowej (maksymalny udział składowej przeciwnej do wartości 2%).

Pytania i uwagi do autorów:

- Jak są śledzone współczynniki asymetrii napięć w sieci NN?



- W jakim przedziale czasowym są śledzone rozprędy mocy w sieci NN? Czy jest to przedział 15 minutowy, czy godzinowy?
- Jaki program obliczeniowy wykorzystano do badań i czy umożliwia on wyznaczanie rozprędy mocy w poszczególnych fazach, czy tylko symetryczny 3-fazowy rozprędy mocy?

Konrad Kochanowicz, Wiesław Nowak, Waldemar Szpyra, Rafał Tarko, Tadeusz Wszolek

Analiza konstrukcyjnych możliwości ograniczania szerokości strefy oddziaływania linii przesyłowych

Zgodnie z teorią elektromagnetyzmu linie elektroenergetyczne są źródłem pola elektromagnetycznego o znacznych natężeniach. W zakresie niskich częstotliwości osobnej analizie można poddać składową elektryczną oraz składową magnetyczną. Za zjawisko ulotu odpowiada składowa elektryczna pola elektromagnetycznego. Rozkład natężenia pola elektrycznego zależy głównie od wartości występujących napięć oraz od geometrii torów prądowych rozpatrywanego obiektu elektroenergetycznego. Wraz z występowaniem ulotu elektrycznego pojawiają się dodatkowe efekty tj.: hałas (szumy akustyczne), charakterystyczne światlenie przewodów, zakłócenia radioelektryczne, przyspieszona korozja fazowych przewodów elektroenergetycznych oraz wytwarzanie ozonu. W artykule przeanalizowano wpływ parametrów projektowych określających przestrzenne rozmieszczenie przewodów w celu określenia możliwości redukcji szerokości strefy oddziaływania linii elektroenergetycznych o napięciu 400 kV.

Pytania i uwagi do Autorów:

- Czy w żadnym z badanych wariantów (Rys. 1) natężenie pola elektrycznego na wysokości $h=2\text{m}$ w pobliżu osi linii nie przekroczyło wartości 1 kV/m ? Jeśli tak to opcjonalnie należałoby tam wydzielić jeszcze część z dolnego obszaru. Czy dla słupa typu Y52 i nisko zawieszonych przewodów taki przypadek może zachodzić? Poprzeczny rozkład pola w przekroju przęsła, gdzie zwis jest największy, posiada trzy maksima, w zewnętrznych - rozmieszczone symetrycznie - tam osiągnęte są oba maksima globalne oraz środkowe w osi linii - tam osiągnęte jest maksimum lokalne, które w pewnych przypadkach może przekraczać 1 kV/m .
- Czy uzupełnienie grafik z Rys. 6 zwyczajnie o rozkład pola elektrycznego w badanym przekroju poprzecznym linii dla każdego z analizowanych wariantów poprawi ich czytelność?
- Proszę podać dodatkowe źródło bibliograficzne, na podstawie którego wyznaczany jest rozkład pola elektrycznego dla linii o przewodach wiązkowych rozmieszczonych w różnych odległościach (metody, wzory)? Prosiłbym o uzupełnienie.
- Pojemności doziemne, wzajemne oraz indukcyjności przewodów linii. Autorzy zauważyli, że zmiana parametrów na takie, dzięki którym uzyskuje się zajętość węższego pasa terenu powoduje wzrost ulotu i towarzyszącego mu hałasu. Warto byłoby pokusić się o rozszerzoną analizę dotyczącą zmian pojemności (indukcyjności) linii związaną bezpośrednio ze stratami przesyłowymi jak również koniecznością doboru nastaw dla poprawnego działania automatyki zabezpieczeniowej.
- W pracy na przykładzie linii napowietrznej 400 kV dokonano analizy wpływu wysokości zawieszenia przewodów oraz rozpiętości skrajnych przewodów linii na wypadkowy kształt rozkładu pola elektrycznego, przy czym w odróżnieniu od wielu podobnych prac zestawiono to w formie syntetycznych wniosków. Pewne intuicyjne zależności są ogólnie znane, takie jak: zwiększenie wartości maksymalnej wartości natężenia pola elektrycznego wraz z obniżaniem przewodów roboczych linii oraz zwiększenie się szerokości pasa pod linią o natężeniu powyżej 1 kV/m wraz ze



wzrostem wysokości zawieszenia przewodów linii lub wzajemna kompensacja w liniach wielotorowych przy odpowiedniej konfiguracji rozmieszczenia faz poszczególnych torów.

Piotr Kolendo, Jarosław Klucznik, Mateusz Drop, Marek Powroźnik

Sterowanie bilansem mocy biernej wielkiego odbiorcy przemysłowego w układzie regulacji grupowej ARNE/ARST

Autorzy rozważają sposób sterowania bilansem mocy biernej oraz sposób koordynacji algorytmów w układach regulacji grupowej dla istniejącego węzła elektroenergetycznego z przyłączoną zakładową jednostką wytwórczą dużej mocy. W przypadku świadczenia przez wytwórcę usług systemowych na rzecz operatora sieci przesyłowej, konieczna staje się modyfikacja dotychczas stosowanych algorytmów regulacji układów ARNE/ARST. Powinny umożliwiać one jednoczesne utrzymanie zadanego napięcia w poszczególnych punktach układu, sterować żądanym przepływem mocy czynnej i biernej jak również utrzymywać odpowiedni bilans wymiany mocy biernej z siecią nadrzędną. Autorzy stawiają sobie za cel opracowanie algorytmu sterowania dla układów automatyki, który priorytetowo będzie utrzymywał ciągłość i bezpieczeństwo produkcji w zakładach przemysłowych. Referat dotyczy bardzo ważnego teoretycznego i praktycznego zagadnienia. Pytania skierowane do Autorów mają na celu pogłębienie prezentowanego modelu matematycznego i jego rozwiązania.

Pytania i uwagi do Autorów:

- Regulacja napięcia w sieci zakładowej 30 kV przez analizowanie generatory nie zawsze będzie zadawalająca. Czy Autorzy rozważali różne możliwości regulacyjne, które zależą od relacji maksymalnej generacji mocy biernej przez generator oraz mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia PCC?
- Czy badane układy pracy sieci są zdolne do takich zmian nastaw zabezpieczeń, jakie mogą wystąpić w przyszłości w przypadku pracy wyspowej sieci? Wiadomo bowiem, że odizolowanie sieci od systemu zewnętrznego i praca z własnymi źródłami energii prowadzi do znacznego zmniejszenia wartości prądów zwarciowych.
- W jakim środowisku układy sterowania oraz modele generatora i transformatora zostały zrealizowane i zdyskretyzowane?
- Czy zaimplementowany algorytm regulatora transformatora blokowego umożliwia regulację napięcia po dowolnej stronie transformatora i z jaką strefą nieczułości oraz zwłoką zależną?
- Czy model transformatora uwzględnia energoelektroniczny przełącznik zaczełów niezbędny do modyfikacji typowego algorytmu regulacji polegająca na wprowadzeniu dodatkowego, nastawialnego opóźnienia przełączania? Pozwala to emulować zachowanie elektromechanicznego przełącznika zaczełów.
- W jaki sposób oceniono adekwatność modelu matematycznego transformatora? Czy np. oceniono to poprzez porównanie wyników symulacji z pomiarami na obiekcie rzeczywistym. Czy parametry transformatora wyznaczono z pomiarów stanu jałowego i zwarciowego? Czy zastępczą impedancję generatora dobierano eksperymentalnie?



Michał Babiuch, Jan Olak

Układ pomiaru symetrycznych i asymetrycznych prądów zwarciovych z zastosowaniem wielozakresowych przekładników prądowych w warunkach laboratorium zwarciovego

Autorzy omawiają przekładnik prądowy skonstruowany przez Instytut Energetyki we współpracy z Transformex Sp. z o.o. Przekładnik ma służyć do monitorowania prądu zwarciovego ustalonego oraz niesymetrycznych prądów zwarciovych ze składową nieokresową. Prezentowany w referacie przekładnik ma zakresy prądów zwarciovych ustalonych od 50 A do 65 kA. Autorzy wskazują, że problemem wymagającym rozwiązania było zjawisko nasycania się rdzenia przekładnika przy pomiarze prądów nieustalonych ze składową nieokresową. W referacie zaprezentowano wyniki testu układu probierczego 3-fazowego dla różnych stałych czasowych przebiegu składowej nieokresowej prądu zwarciovego dla skonstruowanego przekładnika.

Pytania i uwagi do Autorów:

- W przebiegu prądu wtórnego widać efekt częściowego nasycenia rdzenia, gdyż przebieg w pobliżu amplitudy odbiega od sinusoidy. Czy jest to spowodowane tylko dużą stałą czasową składowej nieokresowej 60 ms?
- Czy "błąd amplitudowy" nie jest w istocie błędem transformacji składowej nieokresowej? Czy nie jest to błąd wartości chwilowej?
- Jakie były parametry obciążenia przekładnika? Jaka była stała czasowa obwodu wtórnego?
- Co zostało zmienione w konstrukcji przekładnika? Z treści referatu nie można się tego dowiedzieć. Czy rdzeń miał szczelinę powietrzną?
- Dlaczego badania wykonano przy stałej czasowej obwodu 146 ms? Jakie byłyby wyniki przy większej stałej czasowej? Chyba bardziej niekorzystne?

Roman Krok

Nowe uzwojenie stojana turbogeneratorsa przeznaczoneso do pracy elastycznej

Obecnie w Polsce we wszystkich elektrowniach węglowych eksploatuje się ok. 60 bloków energetycznych o klasie 200 MW. Większość z nich należy do grupy obiektów długo eksploatowanych i ocenia się, że połowa wymaga gruntownych i kosztownych remontów, albo całkowitego wyłączenia. Pozostałe bloki, tj. te niedawno zmodernizowane, zachowują swoją funkcjonalność do 2035 r. Prognoza długoterminowych analiz pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną przewiduje, że zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce będzie systematycznie wzrastać. Aby osiągnąć bilans mocy oraz zapewnić 18% rezerwę konieczne będzie nie tylko uruchomienie nowych bloków, a także utrzymanie w eksploatacji możliwie największej części zdolności wytwórczych już funkcjonujących obiektów. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, zainicjowało postępowanie publiczne pod nazwą: „Program Bloki 200+”. Zgodnie z ogłoszeniem o wszczęciu postępowania program dedykowany jest opracowaniu innowacyjnych, nowatorskich technologii umożliwiających dokonanie istotnych zmian w pracy bloków energetycznych, parowych, podkrytycznych klasy 200MWe dostosowujących je do przewidywanych, zmieniających się warunków eksploatacji. W powyższym kontekście opiniowany artykuł jest bardzo atrakcyjny. Autor prezentuje innowacyjne uzwojenie stojana turbogeneratorsa o mocy 200 MW, które umożliwia elastyczną pracę bloku po podwyższeniu mocy do 240 MW. Wykonane obliczenia oraz pomiary



nagrzewania zmodernizowanego turbogeneratorsa i fabrycznego wykazały bardzo duże obniżenie temperatury nowego uzwojenia stojana w porównaniu do fabrycznego.

Pytania i uwagi do Autora:

- Jednym z podstawowych efektów, które miałyby przynieść modernizacja bloków 200 MW, jest przedłużenie ich żywotności. Czy opisana technologia zastosowania nowych prętów do budowy uzwojenia stojana oraz nowych wentylatorów wirnika o zwiększonej wydajności spełnia powyższe wymaganie?
- Kierując się postulatami zapewnienia efektywności, czy przy spełnieniu dodatkowych kryteriów technologicznych i ekonomicznych, można opisaną przez Autora technologię wykorzystać także w blokach klasy 360 MW i 500 MW?
- Sprawność energetyczna brutto omawianych bloków jest rzędu 37% i w porównaniu z UE była o ok. 8% niższa. Czy zmodernizowanie turbogeneratorsa z nowym uzwojeniem stojana polepsza efektywność energetyczną (sprawność energetyczną) bloku 200 MW?

Adrian Nocoń, Piotr Białkiewicz, Łukasz Majka

Niepewność parametrów modeli matematycznych generatorów synchronicznych źródeł rozproszonych

Autorzy rozważają sieć terenową, w której zespoły wytwórcze wyposażone są w generatory synchroniczne i nie są centralnie dysponowane. Badano zjawiska występujące w stanach nieustalonych. Przeprowadzono badania symulacyjne dla elektromechanicznego stanu nieustalonego wywołanego przemijającym symetrycznym zwarcieo o czasie trwania równym 150 ms. W analizie stanów nieustalonych uwzględniono niepewność parametrów sieci terenowej. W wyniku symulacji wielokrotnych Autorzy stworzyli zbiór rozwiązań prawdopodobnych w postaci rodziny przebiegów np. napięć lub mocy chwilowych. Wykazali, że błędnie wyznaczone zakresy zmienności parametrów modelu matematycznego generatora synchronicznego mogą być przyczyną braku wiarygodności uzyskanych wyników. W konsekwencji mogą prowadzić do błędnych wniosków, np. odnośnie wpływu nowoprojektowanych jednostek wytwórczych na istniejące elementy SEE.

Pytania i uwagi do Autorów:

- Wiarygodność badań symulacyjnych, której miarą mogą być obserwowane różnice między sygnałami zmierzonymi a wyznaczonymi na drodze obliczeń komputerowych, zależy między innymi od przyjętych modeli matematycznych. Istotnym czynnikiem poprawy dokładności modeli matematycznych generatorów synchronicznych jest uwzględnienie zjawiska nasycenia rdzeni magnetycznych. Czy badano zjawisko nasycenia ze względu na wpływ, jaki wywiera na zmiany istotnych parametrów obwodowych modeli matematycznych, wpływając tym samym na warunki pracy maszyny synchronicznej?
- Jakie założenia upraszczające przyjęto na potrzeby tworzenia modeli matematycznych generatorów?
- Czy zasadne jest zweryfikowanie otrzymanych modeli w procesie estymacji parametrów w obwodowym modelu matematycznym generatora, wyrażonym we współrzędnych Parka d-q, zawierający jeden zastępczy obwód tłumiący w wirniku w osi d oraz dwa obwody zastępcze w osi q.
- Do jakich wielkości fizycznych odnoszą się pasma przebiegów pokazane na Rys. 1? Czy są to napięcia, prądy, moce? Czy także parametry zastępcze linii i transformatorów?



SEKCJA 4A

Sieci dystrybucyjne i generacja rozproszona

prof. Maksymilian Przygrodzki

Politechnika Śląska, PSE Innowacje Sp. z o.o

1. WPROWADZENIE

Problematyka referatów zakwalifikowanych do sekcji 4 pt. „Sieci dystrybucyjne i generacja rozproszona” każdorazowo ma w sobie pierwiastek tytułowych zagadnień tej sekcji. Swoistym wspólnym mianownikiem jest to sieć dystrybucyjna, którą cechują zadania zasilania przyłączonych odbiorców oraz przesyłu energii wytworzonej w źródłach lokalnych (rozproszonych). Mianownik ten jest dobrze dobrany. Źródła rozproszone z definicji powiązane są z systemem elektroenergetycznym przez sieć dystrybucyjną a problemy wynikające z funkcjonowania tej sieci, jak i działania tych źródeł są inkubatorem zagadnień badawczych. Takie zagadnienia można znaleźć w zgłoszonych do tej sekcji 6 referatach.

Zadaniem sieci dystrybucyjnej jest zapewnienie zasilania odbiorców, w sposób efektywny z zachowaniem kryteriów niezawodności dostarczania energii. Spełnienie tego zadania wymaga ciągłego rozwoju zarówno samej sieci, jak i procedur jej zarządzania oraz przyłączonych urządzeń. W tym zakresie autorzy referatów dostrzegają potencjał badawczy, co budzi nadzieję na poprawę parametrów sieciowych, w tym jakości napięcia i ciągłości zasilania. Inną podgrupą referatów są te, które odnoszą się do przyłączonych urządzeń w postaci zasobów rozproszonych, w tym często źródeł odnawialnych oraz tzw. odbiorników elektromobilnych. Rozwiązania te stają się coraz bardziej powszechne, co napędza potrzeby poszukiwania odpowiedzi względem stawianych problemów. Aspektów organizacji pracy zarówno sieci, jak i przyłączonych odbiorców można dopatrywać się również w rozwijanych wizjach i pilotażowych programach tzw. klastrów energii. Te lokalne centra energetyczne posiadające zasoby prosumenckie stanowią ciekawe wyzwanie dla operatorów systemów dystrybucyjnych. Również w tym zakresie sieć dystrybucyjna będzie spełniać ważną rolę platformy umożliwiającej wymianę energii elektrycznej zwiększając bezpieczeństwo energetyczne odbiorców oraz efektywność wykorzystania zasobów energetycznych.

2. OMÓWIENIE REFERATÓW

Poniżej omówiono szczegółowo poszczególne referaty zgłoszone do niniejszej sekcji. Podkreślono podniesione zagadnienia badawcze oraz sformułowano dodatkowe pytania, do których autorzy mogą odnieść się w trakcie prezentacji.

Zbigniew Krzemiński, Elżbieta Bogalecka

Sterowanie mikroelektrownią wiatrową w warunkach zmiennego wiatru

Autorzy referatu skupili się na zwiększeniu wykorzystania mikroelektrowni wiatrowej poprzez koncepcję ulepszenia algorytmu sterowania elektrownią w warunkach silnie zmiennego wiatru. Zmienność wiatru jest cechą dotyczącą operacyjnie w szczególności turbiny wiatrowe o małej mocy zainstalowane na względnie niskiej wysokości nad gruntem bądź obiektami. Praca mikroturbiny w tych warunkach jest mniej efektywna, stąd pomysł na sterowanie zapewniające szybkie ustawienie gondoli turbiny we właściwym kierunku dostosowując tym samym prędkość turbiny do wartości optymalnej. Takie rozwiązanie ma szansę zwiększyć ilość wytworzonej energii elektrycznej. Autorzy przeprowadzili ciekawe badania symulacyjne przedstawiając efekty zaproponowanego algorytmu



sterowania. Przeprowadzone badania oparto na danych rzeczywistych pochodzących z pomiarów zarejestrowanych podczas pracy elektrowni wiatrowej o mocy 40 kW. W efekcie przeprowadzonych eksperymentów wykazano, że zastosowanie zaproponowanych algorytmów pozwala na uzyskanie produkcji energii elektrycznej w ilości równej, a w niektórych przypadkach nawet większej, od energii obliczanej na podstawie statycznej krzywej mocy turbiny.

Pytania i uwagi do Autorów:

- Czy w przeprowadzonych analizach uwzględniono bezwładność gondoli turbiny? Jak wpływa masa tego układu na szybkość działania regulatora i efekty produkcyjne?
- Gdzie przebiega granica pomiędzy dużą i małą siłownią wiatrową, w tym w kontekście wykorzystania proponowanego algorytmu?
- Jak podraża wprowadzenie omawianego rozwiązania koszty siłowni względem uzyskiwanego efektu produkcyjnego?

Elżbieta Bogalecka, Zbigniew Krzemiński

Efektywność hybrydowej mikroinstalacji OZE

W referacie poruszono zagadnienie efektywności ekonomicznej ocenianej dla hybrydowej mikroelektrowni. Badana instalacja przyłączona jest do sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia i składa się z elektrowni wiatrowej o mocy 40 kW oraz elektrowni fotowoltaicznej o mocy 10 kW. Układ taki cechuje szeroka gama możliwości wykorzystania różnych odnawialnych zasobów energii. Niestety, jego konfiguracja wiąże się z uwzględnieniem odpowiednich nakładów inwestycyjnych. Postawione w referacie zagadnienie efektywności jest kluczowym dla wielu inwestorów. Z uwagi na poziom ponoszonych nakładów przy budowie źródeł odnawialnych bardzo ważnym jest znalezienie również tych aspektów, które poza produkcją energii elektrycznej będą dodatkowym atutem instalacji. W niniejszym przypadku autorzy wskazali na możliwości wykorzystania mikroinstalacji do kompensacji mocy biernej w ramach zastosowanych przekształtników, co daje szansę na zmniejszenie opłat za moc bierną. Dodatkowo oceniono efekty zmiany zastosowanych w przekształtnikach tranzystorów IGBT na tranzystory SiC zmniejszając tym samym straty energii. Dostrzegając potencjał mikroinstalacji w produkcji na potrzeby własne rozważono również możliwość wykorzystania magazynu energii, jako zasobnika dla produkcji niewykorzystanej w momencie wytworzenia. Rozpatrywane rozwiązania są dostępnym i nowoczesnym spojrzeniem na układy zasilania stąd pożądanym jest prowadzenie analiz ekonomicznych, których wyniki pozwolą na opracowanie katalogu przypadków i warunków ich efektywnego stosowania.

Pytania i uwagi do Autorów:

- Czy przez pojęcie koszt badanej instalacji należy rozumieć nakład inwestycyjny?
- Średnia cena energii elektrycznej wyszacowana z podanych kosztów oraz produkcji to 80 gr/kWh. Co wpływa na poziom rozbieżności względem przytoczonych danych?
- Jak należy rozumieć informacje przytoczone w tabeli 1, w kolumnie prognoza? Czy wielkości te są porównywalne z przytoczoną w tekście referatu wartością rocznej produkcji w wymiarze 64 MWh?
- Koszt zwrotu akumulatora oszacowano na 3 lata. Jak ujęto upływność (stratność) takiego urządzenia przy jednozmianowym cyklu pracy obiektu? Jak uzyskany wynik porównywalny jest z „czasem życia” akumulatora?

Sławomir Noske, Katarzyna Zasada-Chruścińska

Projekt badawczo-rozwojowy SORAL – system oceny stanu technicznego i ryzyka awarii linii kablowych SN oparty o badania diagnostyczne wykonywane w trybie offline

Artykuł przedstawia ogólne zasady przyjęte dla realizacji projektu badawczo-rozwojowego „SORAL - System oceny stanu technicznego i ryzyka awarii linii kablowych SN oparty o badania diagnostyczne wykonywane w trybie offline”. Prace badawczo-rozwojowe planowane w ramach projektu SORAL mają doprowadzić do wdrożenia zarządzania siecią kablową SN opierając się na ocenie stanu technicznego poszczególnych elementów linii. Autorzy referatu nawiązali do doświadczeń uzyskanych przy prowadzonych badaniach nad metodami diagnostycznymi dla sieci kablowych SN. Polem doświadczeń były badania prowadzone w obszarze pilotażowym obejmującym około 1000 linii kablowych SN o łącznej długości 600 km. W przypadku projektu SORAL rezultatem badań mają być kryteria oceny stanu technicznego elementów linii kablowych SN oparte na danych technicznych i eksploatacyjnych oraz na diagnostyce wykorzystującej pomiary wyładowań niezupełnych i tangensa delta. Ciekawym elementem przyszłej wizji jest wskaźnik Health Index, którego wykorzystanie pozwoli na ocenę ryzyka wystąpienia awarii związanej z pogarszającym się stanem izolacji. Takie działania powiązane z budową całego systemu IT stawiają wysokie cele zainicjowanemu projektowi.

Pytania i uwagi do Autorów:

- Czy wyartykułowany w referacie brak korelacji pomiędzy intensywnością wyładowań a awaryjnością nie podważa istoty budowanego systemu opartego na wykorzystaniu diagnostyki PD w ocenie awaryjności linii kablowych?
- Jak należy rozumieć „częściowy pomiar wyładowania” przeprowadzonego na obszarze demonstracyjnym?
- Jaka jest procedura wyznaczania wskaźnika Health Index?

Mikołaj Czerwonka, Andrzej Kąkol, Jan Smoter

Metodyka oceny wariantów rozbudowy sieci dystrybucyjnych sn z uwzględnieniem analiz niezawodności pracy sieci

Autorzy referatu, posiadając bogate doświadczenie w zakresie budowy koncepcji rozwoju sieci SN dla operatorów systemów dystrybucyjnych, przedstawili spójną koncepcję oceny potrzeb rozwojowych oraz efektywnego doboru środków ich realizacji. Podstawą opisanego algorytmu postępowania jest sformułowanie kryteriów wyszukiwania zbioru najlepszych inwestycji rozwojowych. Kryteria te, poza dotrzymaniem parametrów sieciowych w postaci limitów poziomów napięć węzłowych oraz obciążalności termicznych gałęzi, uwzględniają również ograniczenia liczby i czasu trwania przerw w zasilaniu. W tym zakresie posłużono się wartościami wskaźników SAIFI i SAIDI wyliczanych dla przerw długich i bardzo długich. Tym samym uwzględniono ustawowe zobligowanie operatorów systemu do ograniczenia częstości występowania i czasu trwania przerw w dostawie energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Dla uzyskania uzasadnionego efektu jakościowego sformułowano wskaźnik określający nakład inwestycyjny przypadający na zmianę średniego czasu trwania przerw w zasilaniu energią elektryczną uzyskaną w wyniku inwestycji rozwojowej. Przedstawioną koncepcję oceny wariantów rozwojowych zilustrowano przykładem obliczeniowym. Oparty na przygotowanej procedurze model uzyskany w wyniku iteracyjnego



postępowania powinien posiadać cechy wystarczalności i optymalności rozwiązania. Wypracowane przez autorów podejście stanowi wkład w żmudny proces oceny koncepcji rozwojowych.

Pytania i uwagi do Autorów:

- Na rysunku 1 przedstawiono względne zmiany wartości współczynnika starzeniowego. W podpisie umieszczono informację, że dotyczą one modeli w latach 2025, 2030 i 2035 natomiast rysunek pokazuje krzywą ciągłą. Jakie założenia towarzyszyły określeniu przebiegu tej krzywej i jaki był badany zbiór danych historycznych o awaryjności?
- Zilustrowane w artykule zamierzone podjęcie decyzji na podstawie oceny jakościowej wg wzoru (3) nie bierze pod uwagę skutków awarii tylko długość czasu trwania przerw. Czy nie wydaje się zasadne, że z punktu widzenia odbiorcy poza czasem przerwy istotne są technologie produkcyjne i skutki przerw w zasilaniu a nie tylko czas? Czy właśnie te czynniki nie powinny uzupełniać informacji o dostosowaniu inwestycji sieciowej do potrzeb użytkowników sieci?

Łukasz Topolski, Zbigniew Hanzelka

Kompensacja asymetrii powodowanej niskoemisyjnymi odbiornikami i odnawialnymi źródłami energii w sieciach niskich napięć

Rozwój możliwości wykorzystania energii elektrycznej zarówno w zakresie odbiorczym jak i wytwórczym stawia nowe wyzwania dla utrzymania właściwej jakości. Jednym z czynników wpływających na jakość energii elektrycznej jest asymetria prądów i napięć. Autorzy referatu postrzegają ten problem w świetle zwiększenia skali i udziału jednofazowych odbiorników, a w bliskiej przyszłości również jednofazowych odnawialnych źródeł energii. W referacie rozpatrzono jeden z możliwych sposobów łagodzenia powstającej asymetrii polegający na zainstalowaniu tzw. transformatora symetryzującego. Takie rozwiązanie zostało przetestowane w sieci niskiego napięcia, a wyniki przedstawiono w referacie. W tym przypadku uzyskano kompensację powstającej asymetrii związanej z nierównomiernym obciążeniem poszczególnych faz. Transformator symetryzujący zastosowano również dla układu sieci niskiego napięcia zawierającego jednofazowe instalacje źródeł odnawialnych. Również w tym przypadku efekt kompensacji składowych zerowych napięcia został potwierdzony pomiarowo i zilustrowany w referacie. W obu opisanych przypadkach wprowadzone urządzenie zmniejszyło asymetrię napięć fazowych, a w przypadku sieci z jednofazowymi źródłami odnawialnymi również zanotowano ograniczenie wpływu pracujących urządzeń instalacji wytwórczych na wzrost napięcia w obciążanej fazie. Dużą zaletą tego rozwiązania stała się również kompensacja harmonicznych prądu i napięcia kolejności zerowej, często w znacznych ilościach występujących w sieciach niskich napięć.

Pytania i uwagi do Autorów:

- W artykule przedstawiono wyniki pomiarów w sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia z pewnym udziałem źródeł odnawialnych. Jak można określić skalę tego udziału dla tej sieci? Jak ta skala będzie korelować z potrzebami kompensacji?
- Jakie inne parametry sieci będą sprzyjały asymetrii napięć i prądów w badanych przypadkach i na ile badane oraz zilustrowane w artykule przypadki można uznać za referencyjne na tle tych parametrów?



Piotr Biczul, Łukasz Sosnowski

Ładowanie autobusów elektrycznych a miejski system elektroenergetyczny

Problematyka referatu nawiązuje do zanieczyszczeń powietrza powodowanych przez transport zbiorowy. Zalecanym przez regulacje prawne działaniem jest zobowiązanie do uwzględnienia w taborze miejskiego transportu zbiorowego autobusów zeroemisyjnych. Te zobowiązania stały się inspiracją dla autorów przeprowadzenia badań związanych z oddziaływaniem układów ładowania autobusów elektrycznych na sieć dystrybucyjną. Opierając się na rozkładach jazdy autobusów przeprowadzono analizę wykorzystania transformatorów SN/nN w stacjach zasilających ładowarki pojazdów elektrycznych. Zastosowanie takich układów wiąże się z oddziaływaniem na jakość energii elektrycznej. W związku z powyższym przeprowadzono stosowne eksperymenty a wnioski zawarto w referacie. Dodatkowo przeprowadzono rozważania wykorzystania zasobników energii dla potrzeb złagodzenia impulsów chwilowego dużego zapotrzebowania na energię elektryczną wynikającego z ładowania pojazdów. Rozwiązania praktyczne dla autobusów elektrycznych wymagałyby zastosowania zasobnika o stosunkowo dużej mocy i przeciętnej pojemności, zarazem pozwalającego na dużą liczbę cykli ładowania i rozładowania w ciągu doby. Autorzy wnioskują, że takie układy będąc częścią Smart Grid wymagają monitoringu i systemów sterowania co będzie czynić je użytecznymi w ramach usług elastycznego popytu (DSR).

Pytania i uwagi do Autorów:

- Jak należy powiązać wnioski przedstawione w artykule z jego treścią? W szczególności odnosząc się do zmniejszenia wskaźnika SAIDI w sieciach terenowych? W artykule przedstawiono sytuację wykorzystania stacji ładowania w systemie elektroenergetycznym miejskim.
- Jak autorzy interpretują „kontrolę i integrację generacji energii ze źródeł rozproszonych, w tym źródeł odnawialnych, magazynów energii a także układów ładowania pojazdów elektrycznych”?
- Jakimi cechami różniły się badane lokalizacje A oraz B? Profil przedstawiony na rysunku 2 nie wykazuje istotnych różnic w tych lokalizacjach.



SEKCJA 4B

Sieci dystrybucyjne i generacja rozproszona

prof. Irena Wasiak

Politechnika Łódzka

1. WPROWADZENIE

W recenzowanej podsekcji umieszczone zostały 4 referaty o zróżnicowanej tematyce. Pierwszy z nich dotyczy metody regulacji napięcia w sieciach z generacją rozproszoną, w dwóch kolejnych zaprezentowano wyniki badań i analiz wielkości charakteryzujących pracę sieci w wybranych stanach pracy, tj. w stanach łączeniowych i zwarciovych. W ostatnim referacie zakwalifikowanym do tej podsekcji przedstawiono analizę profili zużycia energii w sieciach niskiego napięcia.

Można stwierdzić, że problemy poruszone w referatach są znane i w jakimś sensie typowe dla sieci dystrybucyjnych, tym niemniej propozycje poszukiwania nowych rozwiązań, a także wyniki przeprowadzonych badań i analiz są zawsze interesujące i przyczyniają się do rozwoju wiedzy specjalistycznej w badanym obszarze.

2. OMÓWIENIE POSZCZEGÓLNYCH REFERATÓW

Poniżej omówiono szczegółowo poszczególne referaty, w kolejności w jakiej zostały zestawione przez organizatorów. Wskazano na główne zagadnienia i problemy, które mogą być szerzej omówione w prezentacji sesyjnej.

Bartosz Tarakan, Marcin Sarnicki, Stanisław Czapp, Krzysztof Dobrzyński, Ryszard Zajczyk

Wykorzystanie logiki rozmytej do regulacji napięcia w systemie elektroenergetycznym z wybranymi odnawialnymi źródłami energii

W referacie przedstawiono interesującą propozycję układu do regulacji napięcia w systemie elektroenergetycznym, zbudowanego z wykorzystaniem zasad logiki rozmytej. Regulacja następuje przez zmianę mocy biernej wybranych źródeł energii przyłączonych do sieci w obszarze regulacji. Opisano strukturę zastosowanego regulatora, zdefiniowano funkcje przynależności oraz podano zależności umożliwiające wyznaczenie mocy biernej potrzebnej do poprawy napięcia w wybranym węźle rozpatrywanego systemu. Zaprezentowane w pracy wyniki wskazują na prawidłowe działanie regulatora.

Autorzy trafnie uzasadnili celowość wykorzystania logiki rozmytej w rozwiązywaniu złożonych zagadnień systemowych, dla których trudno jest zbudować modele matematyczne. Idea regulacji i sposób działania regulatora są jasne, chociaż wskazane byłoby bardziej szczegółowe omówienie sposobu (czy też procesu) zdefiniowania funkcji przynależności oraz określenia sterowań dla poszczególnych funkcji. Inne ciekawe zagadnienia, które mogą być przedmiotem dyskusji w czasie obrad konferencyjnych podano poniżej.

Pytania i uwagi do Autorów:

- W przedstawionych w referacie badaniach pokazano działanie układu regulacji na napięcie w jednym wybranym węźle. Czy układ można wykorzystać do regulacji napięcia w kilku węzłach?



- W jaki sposób następuje rozdzielenie mocy zadanej na poszczególne źródła?
- Interesujące byłoby porównanie zaproponowanego rozwiązania do klasycznych metod optymalizacji stosowanych w rozwiązywaniu zagadnień napięciowych. Jakie wnioski odnośnie do praktycznego wykorzystania takiej regulacji, ewentualnie dalszych badań w tym zakresie, mogą sformułować Autorzy?

Daria Macha, Paweł Sowa

Przebiegi występujące w stanach łączeniowych dla linii współpracującej z mikro siecią elektroenergetyczną

Tytuł referatu jest mylący, gdyż sugeruje, że przedmiotem analizy jest linia dystrybucyjna. Sformułowanie „mikrosieć” odnosi się bowiem do mikrosystemów dystrybucyjnych średniego lub niskiego napięcia. Tymczasem obiektem badań jest linia napowietrzna 400 kV, a o samej mikro sieci powiedziane jest niewiele. W referacie Autorzy wskazują na niebezpieczeństwo nadmiernego wzrostu napięć ustalonych i nieustalonych w liniach napowietrznych 400 kV w przypadku znacznego obniżenia obciążenia linii lub jej jednostronnego lub dwustronnego wyłączenia. Prezentowane rezultaty mogą mieć charakter ogólny, odnoszący się do pracy linii w warunkach słabego obciążenia w dowolnym układzie sieciowym.

Omówiono uzyskane w wyniku symulacji komputerowych przebiegi i wartości napięć podczas wyłączania linii nieobciążonej, przy różnych modelach ograniczników napięć. Do wykonania obliczeń symulacyjnych zastosowano dwa różne programy symulacyjne (do obliczeń głównych MicroTran oraz do weryfikacji Netomac), nie podano natomiast, z którego programu pochodzą prezentowane w pracy obliczenia i jakie są różnice w wynikach uzyskanych za pomocą obu programów.

W pracy zawartych jest dość dużo sformułowań ogólnych, brakuje natomiast informacji szczegółowych odnoszących się do przeprowadzonych badań, w szczególności na temat sposobu modelowania elementów rozpatrywanego układu, co w przypadku badań symulacyjnych ma podstawowe znaczenie. Ponadto, nie jest jasne, jaki był przebieg zakłócenia, które spowodowało wyłączenie linii oraz jakie były dane do obliczeń. Rozumiejąc trudności z zaprezentowaniem obszernej tematyki w ograniczonej objętości referatu, sugeruję jednocześnie uzupełnienie brakujących informacji w czasie prezentacji konferencyjnej.

Pytania i uwagi do Autorów:

- Jaką linię modelowano, jakie były jej parametry?
- W jaki sposób określono schemat zastępczy systemu elektroenergetycznego w modelu badanego układu?
- Jaki rodzaj przekładników napięciowych występuje w układzie i jak go zamodelowano do obliczeń? W p. 2.2 jest mowa o indukcyjnych a w rozdziale 3 o pojemnościowych.
- Czym różnią się zastosowane w obliczeniach modele ograniczników napięć: w postaci nieliniowej rezystancji oraz nazwany w pracy ZnO?
- Jak modelowano wyłącznik? Czy uwzględniono prąd ucięcia oraz pojemności bocznikujące zestyki?



Wiesław Nowak, Waldemar Szpyra, Rafał Tarko, Marek Witkowski

Badania i analiza zwarć doziemnych w sieci średniego napięcia Innogy Stoen Operator dla doboru rezystora uziemiającego

Referat dotyczy aktualnego i ważnego problemu projektowania i eksploatacji sieci dystrybucyjnych średniego napięcia (SN), jakim jest wybór sposobu uziemienia punktu neutralnego sieci. Każdy stosowany w praktyce sposób, tj. izolowanie punktu neutralnego, uziemienie przez dławik kompensacyjny lub rezystor, a także ich kombinacje wpływa na wielkości prądów i przepięć ziemnozwarciowych, podatność sieci na występowanie zjawiska ferorezonansu, skuteczność działania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ) oraz zagrożenie porażeniowe. Decyzja właściciela sieci o zmianie sposobu uziemienia punktu zerowego związana jest z kosztami wymiany urządzeń uziemiających, urządzeń EAZ, a często także modernizacji uziemień ochronnych stacji i słupów. Dlatego też analiza tego zagadnienia jest niezmiernie ważna.

W referacie przedstawiono wyniki obliczeń symulacyjnych oraz pomiarów napięć i prądów podczas zwarć doziemnych w sieciach napowietrzno-kablowych i kablowych z rezystorem uziemiającym, a także analizę wpływu wartości rezystora uziemiającego oraz miejsca zwarcia na badane wielkości. Oceniono również poprawność działania EAZ oraz zagrożenie porażeniowe. Na podstawie obszernej analizy trzech rodzajów sieci SN z uziemionym przez rezystor punktem neutralnym sformułowano wnioski dotyczące optymalnych dla danego typu sieci wartości rezystancji uziemienia oraz nastaw czasowych EAZ.

Referat jest rzeczowy i klarowny, a odpowiedzi na poniższe pytania mogą stanowić rozszerzenie podanej analizy.

Pytania i uwagi do Autorów:

- Czy Autorzy brali pod uwagę uziemienie punktu neutralnego przez równoległe połączenie rezystora i dławika? Takie rozwiązanie posiada szereg zalet, pozwala zmniejszyć wartość prądu zwarciovego przy zapewnieniu niskich przepięć i poprawności działania EAZ.
- Jak wygląda porównanie wyników obliczeń symulacyjnych i pomiarów w sieci? Jeśli są różnice to jak Autorzy je tłumaczą?
- Czy w obliczeniach uwzględniano stany przejściowe podczas zwarć? Jak symulowano łuk w miejscu zwarcia?

Joachim Bargiel, Adrian Halinka, Marcin Niedopytalski

Analiza profili zużycia energii elektrycznej odbiorców w sieci niskiego napięcia

Znajomość profili zapotrzebowania jest potrzebna w elektroenergetyce dla różnych celów, w tym prowadzenia ruchu sieci, doboru urządzeń, czy też zarządzania energią w instalacjach odbiorczych. Z powodu braku danych pomiarowych dla analizowanych obiektów, w rozwiązywaniu różnych zagadnień przyjmuje się zwykle profile charakterystyczne, podawane w literaturze dla zbliżonych pod względem charakteru pracy grup odbiorców. Odpowiedniość tych profili decydować może o uzyskiwanych wynikach, zatem potrzeba sprawdzania wiarygodności tych profili jest uzasadniona.

W artykule dokonano porównania rzeczywistych (pomierzonych) profili obciążenia dla wybranych grup odbiorców, z profilami standardowymi podanymi w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Tauron Dystrybucja S.A. Zmienność obciążeń rzeczywistych określono na podstawie długotrwałych pomiarów (w okresach 2 i 3 letnich) dla następujących grup odbiorców:



oświatowych, oświetleniowych, pozostałych komunalnych oraz odbiorów z taryfą C21, dla których w IRiESD nie został określony profil standardowy. Do porównania z profilami standardowymi (określonymi dla roku 2018 oraz 2019) wykorzystano współczynnik korelacji Pearsona. Przeprowadzona analiza jest obszerna, a kryterium oceny nie budzi wątpliwości.

Jak można było przewidzieć, najlepszą korelację uzyskano dla oświetlenia ulicznego (profil standardowy O), które jest odbiorem najbardziej przewidywalnym. Dobrą korelację uzyskano dla obciążeń odbiorców oświatowych i komunalnych (grupa taryfowa C11; profil standardowy D) dla dni roboczych, a znacznie gorszą dla dni weekendowych i świątecznych oraz okresów wakacyjnych. Analiza zmienności obciążenia odbiorców z grupy taryfowej C21 wykazała korelację tych obciążeń z profilem standardowym D, ale o największych wartościach dla niedziel i świąt.

Pytania i uwagi do Autorów:

- Czy zdaniem Autorów dla odbiorców oświatowych powinien powstać inny profil standardowy dla dni weekendowych i wakacji, niż dotychczas stosowany profil D?
- Czy celowe jest utworzenie nowych profili standardowych dla grupy C21?
- Jakie praktyczne wykorzystanie otrzymanych wyników przewidują Autorzy?



SEKCJA 5

Rynek energii elektrycznej i problemy ekonomiczne w elektroenergetyce

prof. Artur Wilczyński

Politechnika Wroclawska

1. WPROWADZENIE

Do sekcji *Rynek energii elektrycznej i problemy ekonomiczne w elektroenergetyce* zakwalifikowanych zostało 7 referatów, z których wszystkie dotyczą szeroko rozumianej problematyki rynkowej. Obiektem rozważań Autorów jest, zarówno strona podaźowa, jak również popytowa, przedmioty obrotu oraz mechanizmy rynku energii.

Dwa referaty zawierają rezultaty analizy i koncepcję rozwiązań rynku niektórych usług systemowych, np., dotyczących regulacji napięcia i mocy biernej oraz świadczenia usługi rezerwy. Usługi te mają wpływ na poprawę efektywności funkcjonowania oraz na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego (SEE). Z drugiej strony ich świadczenie powinno być efektywne ekonomicznie.

W dwóch kolejnych referatach Autorzy podejmują problem poprawy efektywności ekonomicznej rozproszonych, w tym także odnawialnych, źródeł energii. Wzmocnienie pozycji rynkowej tych źródeł ma ogromne znaczenie dla dalszego zwiększania ich udziału w mixie energetycznym kraju.

W następnym dwóch referatach podjęto problem strony popytowej rynku, w tym również prosumentów. W jednym z referatów przedstawiono metodę optymalizacji koszyka zakupów energii elektrycznej, co jest niezwykle istotne w przypadku dużych podmiotów. Segment prosumentów, na którym ogniskują swoją uwagę Autorzy drugiego referatu, rozwija się bardzo wolno, a obowiązujące regulacje prawne nie wpływają pozytywnie na zintensyfikowanie tego wzrostu. A przecież ten element rynku energii elektrycznej, mógłby przyczynić się do rozwiązania wielu problemów, z którymi boryka się krajowa elektroenergetyka, przede wszystkim związanych z dostosowaniem się do proekologicznej polityki energetycznej Unii Europejskiej, ale również wynikających z poziomu zużycia znacznej części obiektów wytwórczych SEE.

W jednym referacie podjęto zagadnienie wprowadzenia taryfy dynamicznej, której zastosowanie mogłoby przyczynić się do pewnego wygładzenia krajowego wykresu dobowego obciążenia. Ten rodzaj taryfy nie znalazł jednak praktycznego zastosowania w naszym kraju.

Należy podkreślić, że referaty w Sekcji 5 „*Rynek energii elektrycznej i problemy ekonomiczne w elektroenergetyce*” poruszają bardzo ważne - praktyczne i teoretyczne - problemy współczesnych systemów elektroenergetycznych. Brakuje jednakże referatu zawierającego ocenę aktualnego stanu funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce oraz poziomu jego regulacji.

2. OMÓWIENIE POSZCZEGÓLNYCH REFERATÓW

Poniżej scharakteryzowano zawartość poszczególnych referatów, wskazując jednocześnie zagadnienia i problemy, które mogłyby szerzej być przedstawione, bądź wyjaśnione podczas obrad.



Bogdan Czarnecki, Rafał Magulski

Koncepcja wyceny kosztów świadczenia usługi kompensacji mocy biernej przez jednostki wytwórcze.

Przedmiotem rozważań Autorów referatu jest zagadnienie regulacji napięcia i mocy biernej w systemie elektroenergetycznym (SEE). Problemy związane z właściwym bilansowaniem mocy biernej w SEE występują od bardzo dawna i wciąż poszukuje się odpowiednich narzędzi, które mogłyby skutecznie je rozwiązywać. Pojawiają się nowe okoliczności, które powodują, że zagadnienie regulacji napięcia i mocy biernej staje się aktualne. Jedną z nich jest budowa farm wiatrowych oraz niezbędnej infrastruktury sieciowej na północy kraju. W celu zaradzenia pojawiającym się problemom, związanym z bilansowaniem mocy biernej, Autorzy proponują wprowadzenie płatnej usługi gotowości jednostek wytwórczych do udostępnienia szerszego zakresu regulacji mocy biernej. Opłata za taką usługę bazowałaby na wycenie kosztów związanych z utrzymaniem i eksploatacją majątku produkcyjnego, zaangażowanego w jej świadczenie.

Pytania i uwagi do Autorów:

- Czy Autorzy dokonali oszacowania kosztów świadczenia usługi szerszego zakresu regulacji mocy biernej? Koszty te mogą być wysokie, a świadczenie takiej usługi może nie być efektywne ekonomicznie.
- Czy Autorzy przeprowadzili badania symulacyjne, wskazujące na niebezpieczeństwo niezbilansowania mocy biernej w pewnych obszarach i konieczność skorzystania z usługi proponowanej w referacie?

Grażyna Zuzanna Dąbrowska-Kauf

Optymalizacja portfeli cenowych na rynku spot energii elektrycznej.

Podkreślając specyficzne cechy rynku energii elektrycznej, takie jak złożona zmienność zapotrzebowania oraz wynikające z charakteru produktu będącego przedmiotem obrotu (nie można go magazynować na większą skalę), Autorka podejmuje temat optymalizacji wyboru przez konsumenta portfela zamówień, spośród kontraktów typu futures oraz spot. W referacie została zaprezentowana propozycja modelu matematycznego, pozwalającego na znalezienie optymalnego poziomu zabezpieczenia przed nadmiernym wzrostem cen dla odbiorcy końcowego. Wykorzystywane zostały procedury numeryczne do aproksymacji, tzw. ogólnych funkcji użyteczności, w których problem maksymalizacji stochastycznej funkcji użyteczności zostaje przekształcony w problem programowania nieliniowego, z wykorzystaniem symulacji Monte Carlo.

Za celowe należy uznać, aby Autorka podczas prezentacji głównych tez referatu szerzej omówiła następujące zagadnienia:

Pytania i uwagi do Autorki:

- Zalety i możliwości wykorzystania metody Monte Carlo w zaproponowanym modelu finansowym, dotyczącym optymalizacji portfela instrumentów, na rynku energii elektrycznej,
- W artykule przedstawiono przykład obliczeniowy, dotyczący końcowego odbiorcy energii elektrycznej, który ma podjąć decyzję ile energii elektrycznej należy zakupić na rynku spot, a jaką ilość energii elektrycznej zabezpieczyć przy użyciu kontraktów futures, aby zminimalizować ryzyko cenowe. Czy zatem przeprowadzono przykładowe obliczenia, związane z optymalizacją ryzyka cenowego dla wytwórcy energii elektrycznej, jeśli tak, to jakie otrzymano wyniki, a jeśli nie, czy



można przewidzieć, jakie może być rozwiązanie tego problemu i na tej podstawie ocenić przydatność zaproponowanego modelu finansowego?,

- Proszę podać podstawowe kryteria oceny możliwości stosowania modeli finansowych do zarządzania portfelami na rynku energii elektrycznej.

Konrad Zuchora

Dopasowanie cen energii w elektroenergetycznych systemach generacji rozproszonej

Autor przedstawia w swoim referacie charakterystyki kosztów wytwarzania energii w modelowym generatorze i na ich podstawie wskazuje funkcje i sposoby funkcjonowania kogeneracji, jako elementu energetyki rozproszonej. Problem jest bardzo aktualny i dotyczy zwiększenia efektywności niekonwencjonalnych źródeł energii, m. in. poprzez świadczenie usługi udziału tych źródeł na rynku bilansowym. Charakterystyki zostały sporządzone dla modelu silnika cieplnego, który może wytwarzać ciepło i energię elektryczną, pracując w układzie kogeneracyjnym.

Pytania i uwagi do Autora:

- W tekście referatu występuje szereg niezręcznych językowo sformułowań, sprawiających, że tekst jest czasem niezrozumiały, co powoduje pewne wątpliwości. Proszę wyjaśnić, jak należy rozumieć określenie „Dopasowanie cen...”, występujące w tytule referatu? Nasuwa się także pytanie, czy obliczenia, wykonane dla modelu generatora i wprowadzenie szeregu założeń upraszczających, dobrze odzwierciedlają rzeczywiste warunki?
- Proszę ponadto bliżej wyjaśnić następujące stwierdzenie zawarte w podsumowaniu, „W wykonanej analizie wykazano, że minima i maksima techniczne pracy generatorów, dotyczące mocy są zależne od cen paliwa zasilającego generator oraz od zysków i ceny sprzedaży wytwarzanej w generatorze energii.”

Maciej Sołtysik, Joanna Wróbel

Ocena wybranych elementów mechanizmu wsparcia prosumentów

Rozwój rozproszonych źródeł energii elektrycznej, w tym OZE, jest zbyt wolny, aby stawić czoło wyzwaniom stojącym przed polskim sektorem elektroenergetycznym. Przyczyną tego są, między innymi regulacje prawne, dotyczące wsparcia inwestycji w OZE oraz ich częste zmiany. Wraz z rozwojem odnawialnych źródeł energii pojawił się już parę lat temu nowy podmiot na rynku energii, mianowicie prosument. Jego rola w bilansowaniu popytu i podaży energii elektrycznej może być znacząca, jednakże zależy ona od tego, czy działalność prosumenta będzie opłacalna. Niewątpliwie wpływ na to ma wiele czynników, w tym, sposób zorganizowania pracy generacji prosumenckiej (np. działanie w ramach grupy bilansującej) oraz zastosowany system wsparcia tej działalności. Zasady mechanizmu wsparcia działalności prosumenckiej, określone ustawą o OZE, dotyczą, m. in. rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci elektroenergetycznej, w stosunku do ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci. Kwestia tego stosunku jest przedmiotem dyskusji pomiędzy przedstawicielami różnych środowisk sektora elektroenergetycznego i nie ma zgody w tym temacie. Problem ten zaintrygował Autorów referatu, którzy postanowili przeprowadzić odpowiednie badania dotyczące spornych kwestii.



Pytania i uwagi do Autorów:

- Czy zdaniem autorów istnieje możliwość zaprojektowania "sprawiedliwego" systemu rozliczania kosztów związanych z magazynowaniem energii przez sieć?
- Czy 30% poziom opustu gwarantuje całkowite pokrycie kosztów magazynowania, z udziałem sieci?
- Czy problem bilansowania międzyfazowego rzeczywiście stanowi barierę i ograniczenie w funkcjonowaniu wsparcia prosumenckiego?

Kinga Bojda, Piotr Saługa

Definicja stref czasowych wielostrefowej taryfy dynamicznej dla odbiorców grupy taryfowej G12.

Autorzy referatu podjęli problem analizy i ustalenia stref czasowych w taryfie G12, w celu zaprojektowania taryfy dynamicznej. Pomysł taryfy dynamicznej, tj. ze stawką opłat zmieniającą się, w zależności od sytuacji występującej w systemie elektroenergetycznym, powstał już ponad 30 lat temu. Miało to na celu wzmocnienie „siły nacisku” taryfy na użytkowników energii elektrycznej, stymulującej ich właściwe zachowania. Rozwój rozwiązań rynkowych w obrocie energią elektryczną oraz zastosowanie inteligentnego opomiarowania zwiększyły możliwości uzmiennienia w czasie stawek różnych taryf.

Pytania i uwagi do Autorów:

- Mam jednak wątpliwość, co do zaliczenia wielu rodzajów taryf, np. TOU, TOD, czy taryfę płaską (z ang. Flat) do taryf dynamicznych, co też w ślad za innymi autorami zrobili Autorzy niniejszego referatu. Stawki opłat tych taryf są wyznaczane na pewien okres, np. rok i są stałe w tym przedziale czasowym. Czy Autorzy mogliby ustosunkować się do moich wątpliwości?
- Na rys. 1 Autorzy przedstawiają, z którymi taryfami związane są - ryzyko oraz korzyści. Czy Autorzy mogą określić, o jakie ryzyko i korzyści chodzi i jakich podmiotów, to dotyczy? Generalnie można powiedzieć, że w przypadku taryf dynamicznych większe ryzyko ponoszą odbiorcy, a korzyści - dostawcy energii elektrycznej, zaś przy zastosowaniu taryfy płaskiej, ryzyko ponosi sprzedawca tej energii.
- Autorzy piszą cyt. „Dynamiczne systemy ustalania cen mają na celu zmotywowanie konsumentów do zmiany poboru energii lub zmniejszenia jej zużycia.” Z tym stwierdzeniem wiąże się pewien istotny problem, mianowicie użytkownicy energii mogą być zmotywowani do odpowiednich działań, ale przecież nie będą śledzić zmian stawek taryfowych i w zależności od ich poziomu, racjonalnie reagować. To już wykazały pierwsze próby wprowadzenia taryf dynamicznych w Stanach Zjednoczonych oraz Wielkiej Brytanii. Proces ten musi być zautomatyzowany, nie powinien także powodować mieszkańcom dyskomfortu w korzystaniu z energii elektrycznej. Przedmiotem rozważań Autorów referatu jest grupa odbiorców domowych, należy w tym przypadku mieć na uwadze fakt, że muszą oni posiadać takie odbiorniki, które bez pogorszenia komfortu, można na pewien okres czasu wyłączyć. Proszę o ustosunkowanie się do tych refleksji.



Edmund Ciesielka, Paweł Dybowski, Jakub Wójcik, Zbigniew Hanzelka

Analiza opłacalności wykorzystania źródeł rezerwowych na podstawie badania rynkowych cen energii elektrycznej.

Charakter krzywej krajowego zapotrzebowania oraz rosnący udział niekonwencjonalnych źródeł energii elektrycznej, cechujących się dużą nieregularnością pracy, sprawiają, że bilansowanie podaży i popytu rozważanej energii przedstawia duży problem. Autorzy prezentują rezultaty analizy poziomów cen, występujących w różnych segmentach hurtowego rynku energii elektrycznej i ich zmienność w czasie. Celem tej analizy ma być odpowiedź na pytanie, czy ekonomicznie uzasadnione jest stosowanie źródeł rozproszonych na rynku energii

Pytania i uwagi do Autorów:

- Czy zatem Autorzy oszacowali wskaźniki efektywności ekonomicznej dla tych źródeł energii?
- Przeprowadzone przez Autorów analizy porównawcze poziomów cen na Rynku Bilansującym (RB) oraz na Rynku Dnia Następnego (RDN) świadczą o występowaniu znacznych rozbieżności, pomiędzy cenami. Mechanizmy kształtowania cen na tych rynkach są różne, mianowicie na rynku RB stosuje się cenę krańcową, zaś na rynku RDN - cenę ofertową. Nasuwa się zatem pytanie, czy to nie stanowi przyczyny znacznych rozbieżności pomiędzy badanymi cenami?
- Słusznie Autorzy podkreślają rolę agregatora przy wykorzystaniu istniejących źródeł rozproszonych, jako podmiotu rozliczającego świadczenie usługi rezerwy w SEE oraz zarządzającego pracą dużej ilości małych źródeł. Przykłady podmiotów skutecznie pełniących rolę agregatora, ale źródeł niekonwencjonalnych, można spotkać zagranicą, a ich rolą jest jak najefektywniejsze wykorzystanie tych źródeł. W tym przypadku konieczne jednak jest stosowanie zasobników energii.

Tomasz Pakulski:

Możliwości zwiększenia wartości rynkowej produkcji poprzez optymalizację harmonogramów pracy elektrowni wodnej na dobę następną.

Autor referatu ogniskuje swoją uwagę na możliwości poprawy efektywności funkcjonowania elektrowni wodnych. Elektrownie wodne mogą być wykorzystywane do pracy programowej, związanej z produkcją energii elektrycznej w szczycie obciążenia lub do pracy interwencyjnej, nazywanej czasami pracą regulacyjną (dotyczy przede wszystkim elektrowni pompowych), służącą do pokrywania szybkich zmian obciążenia w systemie elektroenergetycznym. Zadania regulacyjne, obejmują także stany awaryjne systemu elektroenergetycznego, które wymagają szybkiego zwiększenia mocy, wprowadzanej do systemu lub z niego pobieranej. Elektrownie wodne posiadają wiele zalet, wśród których, należy wymienić to, że są stosunkowo tanim źródłem energii i mogą szybko zmieniać generowaną moc, w zależności od zapotrzebowania, jednakże posiadają one także szereg wad, a do podstawowych należą ograniczone możliwości ich lokalizacji oraz fakt, że stanowią drastyczną ingerencję w środowisko naturalne, zaś koszty budowy tych elektrowni są znacznie wyższe od nakładów na budowę elektrowni konwencjonalnych.

Autor referatu przedstawia możliwości zwiększenia wartości rynkowej produkcji w wybranych obiektach hydrotechnicznych, poprzez wykorzystanie modeli prognostycznych cen energii na Towarowej Giełdzie Energii (TGE), na dobę następną. Praca jest niewątpliwie pożyteczna, a jej celem jest zwiększenie efektywności ekonomicznej pracy elektrowni wodnej.



Pytania i uwagi do Autora:

- Notowania cen towarów na giełdzie, w tym cen energii elektrycznej, są rezultatem gry rynkowej, ich cechą jest zmienność w czasie, często o charakterze losowym. Wpływ na to ma sytuacja w systemie elektroenergetycznym (np. wystąpienie awarii), ale także możliwość manipulowania cenami. Znane są przypadki, kiedy na Giełdzie Nowojorskiej cena energii elektrycznej wzrosła 2 tysiące razy. Ryzyko popełnienia znacznego błędu prognozy ceny jest więc znaczące, co niewątpliwie wpłynie na efekt ekonomiczny pracy elektrowni wodnej. Występuje także wiele innych czynników, wymienionych przez Autora, które mają wpływ na poziom wzrostu rynkowej wartości tej elektrowni. Prosiłbym o odniesienie się do tych komentarzy.



SEKCJA 6

Planowanie i perspektywy rozwoju elektroenergetyki w Polsce

prof. Waldemar Kamrat

Politechnika Gdańska

1. WPROWADZENIE

Do sekcji organizatorzy Konferencji zakwalifikowali 6 referatów, niektóre o tematyce w sposób pośredni związanej z problematyką sekcji. Ogólnie tematykę referatów można pogrupować następująco:

- zagadnienia efektywności w elektroenergetyce (referaty :6.1,6.3),
- metodyka i ocena możliwości zwiększenia elastyczności pracy KSE (referat:6.4),
- metody i narzędzia planowania/prognozowania rozwoju (referaty: 6.2, 6.5,6.6).

Oceniając ogólnie tematykę zgłoszonych referatów w kontekście planowania i perspektywy rozwoju elektroenergetyki w Polsce można stwierdzić, że tematyka referatów w różnym stopniu nawiązuje do aktualnych problemów rozwoju elektroenergetyki. Spowodowane to jest, między innymi złożonością problematyki rozwoju elektroenergetyki w aktualnych uwarunkowaniach formalno-prawnych. Autorzy prezentowanych referatów będą poproszeni o ustosunkowanie się do uwag referenta generalnego w czasie prezentacji i ewentualnej dyskusji. Biorąc pod uwagę ograniczony czas obrad sekcji, w zakończeniu niniejszego referatu generalnego wskazano wybrane trzy istotne zagadnienia do dyskusji.

2. OMÓWIENIE POSZCZEGÓLNYCH REFERATÓW

Bolesław Zaporowski

Efektywność energetyczna i ekonomiczna perspektywicznych dla polskiej elektroenergetyki technologii wytwórczych

Referat jest kontynuacją tematyki, którą autor zajmuje się od lat. W referacie przedstawiono analizę efektywności energetycznej i ekonomicznej nowoczesnych technologii wytwarzania energii elektrycznej dla polskiej elektroenergetyki. Dla poszczególnych technologii wyznaczono wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną, jednostkową emisję CO₂ (kgCO₂/kWh) oraz jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂. Autor bardzo trafnie i w interesujący sposób przedstawił kluczowe zagadnienia efektywności energetycznej i ekonomicznej perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej dla polskiej elektroenergetyki. Analiza została wykonana dla 21 technologii. Jako wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną zostały wyznaczone sprawność wytwarzania energii elektrycznej, dla elektrowni systemowych, a sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu, sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu oraz oszczędność energii pierwotnej, dla elektrociepłowni dużej, średniej i małej mocy. Dla technologii wykorzystujących paliwa kopalne została wyznaczona również jednostkowa emisja CO₂. Jako kryterium oceny efektywności ekonomicznej, dla wszystkich analizowanych technologii wytwórczych, zostały wyznaczone jednostkowe zdyskontowane na 2019 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej.



Pytania i uwagi do Autora:

- W referacie podano szereg założeń – w jaki sposób je ustalono, a w szczególności cenę ciepła, czy nie za nisko?
- Jak autor ocenia możliwości wdrożenia w Polsce energetyki jądrowej?

Alicja Stoltmann, Paweł Bućko, Marcin Jaskólski

Wielokryterialna analiza porównawcza lokalizacji źródeł wytwórczych energii elektrycznej

W referacie przedstawiono ranking lokalizacji czterech źródeł wytwórczych energii elektrycznej: biogazowni rolniczej, biogazowni utylizacyjnej oraz dwóch elektrowni fotowoltaicznych, wykonany przy użyciu połączonych metod Analitycznego Procesu Hierarchicznego (AHP) oraz taksonomii numerycznej. Omówiono zalety połączenia metod, przedstawiono przykład zastosowania oraz wskazano kryteria o największym i najmniejszym wpływie na realizację celu głównego. Wykazano, że dla proponowanej lokalizacji szanse na realizację inwestycji w elektrownię fotowoltaiczną są największe.

Pytania i uwagi do Autorów:

- Czy i jak połączenie metod AHP i taksonomii numerycznej pozwoliło na wyznaczenie rankingu lokalizacji dwóch biogazowni oraz dwóch elektrowni fotowoltaicznych?
- O ile metoda taksonomii numerycznej pozwala na zmniejszenie czasochłonności analizy i uproszczenie matematyczne wykonywanych działań?
- Jakie są szanse na realizację inwestycji we wskazanej lokalizacji?

Bogdan Czarnecki

Optymalna struktura źródeł wytwarzania energii w klastrze energii

W referacie zaproponowano model typowego klastra energii oraz metodykę wielokryterialnej analizy optymalnej struktury źródeł wytwarzania energii w obrębie klastra, która uwzględnia realizację ustawowych celów funkcjonowania klastra oraz szereg postulatów technicznych, w szczególności jego wpływ na warunki dobowego bilansowania KSE, efektywność energetyczną, emisję zanieczyszczeń. W oparciu o powyższe założenia, z wykorzystaniem metod sztucznej inteligencji wykorzystującej algorytmy genetyczne, przeprowadzono symulacje, mające za zadanie wyznaczenie optymalnej z punktu realizacji wielu funkcji celu, strukturę źródeł wytwarzania energii w klastrze. Symulacje przeprowadzono dla wielu modelowych klastrów różniących się charakterystyką zapotrzebowania odbiorców na moc.

Pytania i uwagi do Autora:

- W jaki konkretnie sposób wyznaczono „optymalną z punktu realizacji wielu funkcji celu”, strukturę źródeł wytwarzania energii w klastrze?
- Czy można porównywać modelowe klastry, skoro różnią się charakterystyką zapotrzebowania odbiorców na moc?



Leszek Bronk

Możliwości zwiększenia elastyczności pracy krajowego systemu elektroenergetycznego

W referacie przedstawiono wyzwania i zaproponowano kierunki działań sektora energetyki, które mogą w przyszłości przyczynić się do zwiększenia elastyczności funkcjonowania KSE wobec zmian w strukturze wytwarzania energii. Wnioski przedstawione w referacie szerzej zaprezentowano w raporcie „Elastyczność Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania.” zrealizowanego przy współudziale Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk oraz Forum Energii.

Pytania i uwagi do Autora:

- Które z przedstawionych technologii są najlepiej przygotowane do procesu zwiększenia elastyczności pracy krajowego systemu elektroenergetycznego?
- Na ile można ocenić wpływ postępu technologicznego ICT na zwiększenie możliwości aktywnego udziału odbiorców końcowych w SEE?
- Jak może wyglądać nowe podejście Operatora Systemu w celu zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii?

Tadeusz Mączka, Halina Pawlak-Kruczek, Wojciech Szubert, Edward Ziąja

Prospects for the application of the plasma technique in the polish energy sector

W referacie przedstawiono krótki przegląd technologii plazmowych stosowanych w energetyce zawodowej. Scharakteryzowano najczęściej stosowane źródła plazmy termicznej wykorzystywane w palnikach pyłowych i reaktorach stosowanych w procesach przetwarzania paliwa stałego. Krótko zaprezentowano doświadczenia własne z wykorzystania techniki plazmowej w zastosowaniach energetycznych. Przedstawiono propozycje wykorzystania plazmy termicznej w cyklu technologicznym przetwarzania paliwa w pyłowych kotłach energetycznych ze szczególnym uwzględnieniem ich pracy przy obniżonym minimum technicznym. Realizacja podjętych przez autorów działań na rzecz wdrożenia techniki plazmowej do krajowego sektora energetycznego powinny zaowocować jej komercyjnym wdrożeniem. Przy odpowiednim wsparciu prac badawczych i rozwojowych, w szerokim zakresie w tym legislacyjnym, wdrożenie technologii plazmowych może stać się inwestycjami rentownymi dla sektora energetycznego

Pytania i uwagi do Autorów:

- Jaki jest w ocenie autorów potrzebny czas na uzyskanie konkretnych rozwiązań techniki plazmy ?
- Jakie czynniki wpływają na przygotowanie wykwalifikowanych kadr?
- W jaki sposób określać rentowność wdrożenia technolog do energetyki?

Damian Mrowiec

The concept of an energy cluster model based on the peer-to-peer energy trading mechanism

W referacie przedstawiono ideę tworzenia klastrów energii w Polsce jako jedną z inicjatyw wspierających zachodzące na rynku energii zmiany, związane między innymi z rozwojem energetyki



obywatelskiej. Postęp w zakresie kształtowania się lokalnych struktur systemu elektroenergetycznego jest więc silnie powiązany z możliwością wypracowania odpowiednich mechanizmów rozliczeniowych, których zastosowanie umożliwiłoby zrealizowanie zakładanych celów klasteryzacji. Rozwój technologii informacyjno-komunikacyjnych oraz między innymi wzrastający udział generacji rozproszonej w strukturze wytwórczej skutkowały natomiast pojawieniem się koncepcji zdecentralizowanych lub rozproszonych systemów bezpośredniego przeprowadzania transakcji kupna i sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy jej lokalnymi wytwórcami oraz odbiorcami. W niniejszym artykule przedstawiono ogólną koncepcję funkcjonowania modelu klastra energii wykorzystującego w swoim mechanizmie rozliczeniowym system sprzedaży energii elektrycznej na zasadzie peer-to-peer. Ponadto, zidentyfikowano i scharakteryzowano reprezentatywne stany pracy przedstawianego systemu wraz z podstawowymi zasadami jego działania.

Pytania i uwagi do Autora:

- Jaki wpływ na rozwój technologii informacyjno-komunikacyjnych wywiera między innymi wzrastający udział generacji rozproszonej w strukturze wytwórczej i odwrotnie?
- Jakie są wady/zalety mechanizmu rozliczeniowego w systemie sprzedaży energii elektrycznej na zasadzie peer-to-peer?

3. PROBLEMY DO DISKUSJI

3.1. Wykaz problemów do dyskusji ogólnej

Oprócz odpowiedzi na uwagi i kwestie dyskusyjne zgłoszone do poszczególnych referatów proponuje się przeprowadzić podczas obrad podsekcji dyskusję nad następującymi problemami ogólnymi:

1. W jaki sposób należałoby programować rozwój elektroenergetyki w warunkach rynkowych z uwzględnieniem filozofii „smart”?
2. Czy w procesach planowania rozwoju i konfiguracji krajowego mixu energetycznego powinno uwzględniać się energetykę jądrową i magazynowanie energii?
3. Czy jest możliwa konwergencja sektora elektroenergetycznego z gazownictwem w kierunku sieci inteligentnych?

3.2. Determinanty rozwoju elektroenergetyki

Wprowadzenie nowoczesnych technologii wymagać będzie znaczących nakładów finansowych, warunkujących rozwój sektora energii. Nie ma i w najbliższych dziesięcioleciach nie będzie jednej dominującej technologii energetycznej – w rozwoju bazy paliwowej dla sektora energetycznego należy być przygotowanym na umiejętność wykorzystanie całego spektrum dostępnych i dobrze opanowanych rozwiązań technicznych: od „czystej” energetyki węglowej, poprzez rozwijającą się energetykę odnawialną, aż po energetykę jądrową. Wybór konkretnych rozwiązań inwestycyjnych będzie wynikał tylko i wyłącznie z rachunku ekonomicznego i wzajemnej konkurencji poszczególnych paliw i technologii.

Rozległy zakres tematyki dotyczącej polityki energetycznej, a w szczególności zagadnienia rozwoju podsektora wytwarzania energii w warunkach konkurencji, jest bardzo istotny z punktu widzenia programowania rozwoju gospodarczego kraju. Z tego względu należy dążyć do sukcesywnego wzbogacania i uszczegóławiania prognoz rozwoju energetyki z uwzględnieniem



dotychczasowych doświadczeń oraz szerszego tła uczestnictwa Polski w politykach wspólnotowych. Powinno to zaowocować opracowaniem racjonalnych (opartych o rachunek ekonomiczny) oraz przyjaznych dla środowiska koncepcji rozwoju energetyki. Takie same względy powinny być brane pod uwagę dla sektora sieciowego (przesyłu i dystrybucji). Tematyka dotycząca polityki energetycznej, a w szczególności zagadnienia rozwoju jest również istotna z punktu widzenia programowania rozwoju gospodarczego krajów Unii Europejskiej. Z powyższych względów należy zatem dążyć do sukcesywnego wzbogacania i uszczegóławiania prognoz i założeń kierunkowych rozwoju energetyki z uwzględnieniem doświadczeń wszystkich krajów UE. Może to zaowocować opracowaniem racjonalnych oraz przyjaznych dla środowiska koncepcji rozwoju energetyki do 2050 roku.