

BADANIE WPŁYWU WYŁĄCZANIA I ZAŁĄCZANIA MOCNO OBCIĄŻONEJ LINII PRZESYŁOWEJ NA PRACĘ ELEKTROWNI Z TURBOGENERATORAMI

mgr inż. Andrzej Kąkol / Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
mgr inż. Bogdan Sobczak / Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
mgr inż. Robert Trębski / PSE Operator SA

1. WPROWADZENIE

Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) jest częścią dużego, pracującego synchronicznie systemu elektroenergetycznego (SEE) kontynentalnej Europy ENTSO-CE (d. UCTE), jednego z największych systemów na świecie o zapotrzebowaniu szczytowym powyżej 400 GW.

W pracującym synchronicznie SEE przesyły mocy, realizowane między poszczególnymi operatorami, obejmują – oprócz systemów biorących udział w transakcji – także inne systemy, na ogół są to systemy bezpośrednio sąsiadujące z systemami zaangażowanymi w daną transakcję. Przepływy przez systemy, które nie uczestniczą w transakcji przesyłu mocy, są określane jako przepływy kołowe (ang. *loop flows*). Przepływy kołowe są zjawiskiem niepożądanym, a negatywne skutki zależą od ich wielkości.

Rozwój europejskiego rynku energii oraz rozwój energetyki odnawialnej, głównie wiatrowej, spowodowały wyraźne zwiększenie przesyłów mocy i przy okazji przepływów kołowych w SEE operatorów kontynentalnej Europy. Występują one u zachodnich i wschodnich sąsiadów Niemiec: krajach Beneluksu oraz Polsce, Czechach i Słowacji. Przyczyną jest przesył nadmiaru mocy wygenerowanej w farmach wiatrowych na obszarze północnych Niemiec i zachodniej Danii do centrów odbioru na południu Niemiec, a także do Austrii i Włoch, które mają duże możliwości magazynowania mocy w elektrowniach wodnych. Przepływy kołowe, związane z generacją wiatrową w Niemczech i Danii, osiągnęły wielkości zagrażające bezpiecznej pracy systemów sąsiadujących z Niemcami. Duże przepływy kołowe powodują istotne zmniejszenie zdolności przesyłowych oraz skutkują przeniesieniem części strat mocy czynnej i biernej związanych z realizowaną transakcją przesyłu na kraje bezpośrednio w niej nieuczestniczące.

Wyłączając budowę nowych linii (długi czas trwania inwestycji w warunkach większości krajów europejskich), ograniczenie wielkości przepływów kołowych można uzyskać, stosując takie środki, jak zmiany w alokacji generacji konwencjonalnej, zmiany w topologii sieci przesyłowej oraz wprowadzenie do sieci (najczęściej do linii wymiany międzysystemowej) przesuwników fazowych. Problem w tym, że są to środki zwiększające koszty funkcjonowania systemu (zmiana alokacji), mogące zmniejszać bezpieczeństwo pracy systemu (zmiana alokacji, zmiany w topologii), lub wymagające kosztownych inwestycji (przesuwniki fazowe). Środki zmniejszające przepływy kołowe wymagają ponadto koordynacji (między operatorami), ponieważ ich ubocznym skutkiem może być przeniesienie problemów do systemów sąsiednich.

Duże przesyły kołowe mają jeszcze inne, mniej oczywiste, negatywne oddziaływania: linie mocno obciążone przez przepływy kołowe, w razie awaryjnego wyłączenia, trudno jest ponownie załączyć ze względu na rozchył kątów napięcia, szczególnie jeżeli są to linie wychodzące z rozdzielni elektrownianej. Jednocześnie przepływ kołowy, którego źródło jest w innym systemie, jest trudny do szybkiego ograniczenia. Powstaje zatem sytuacja sprzyjająca lawinowemu występowaniu przeciążeń i wyłączeniu kaskadowemu linii, co może doprowadzić nawet do rozpadu systemu.

Streszczenie

Rozwój europejskiego rynku energii oraz rozwój energetyki odnawialnej przyczyniają się do występowania w systemie dużych przesyłów mocy, w tym także niepożądanych przepływów kołowych. Jeżeli takie przesyły mają miejsce w pobliżu elektrowni i dotyczą pojedynczego ciągu (np. linii wymiany), to mogą one powodować zagrożenia związane z potencjalnym wymuszonym wyłączeniem linii, a także z ponownym jej załączeniem. Wyłączenie mocno obciążonej linii oznacza silne zaburzenie bilansu

mocy czynnej i biernej w sąsiedztwie elektrowni. Ponowne załączenie linii przy znacznym rozchył kątów napięcia powoduje występowanie dużych momentów na wale turbogeneratorskiego. W artykule zostaną przedstawione wyniki symulacji zjawisk elektromagnetycznych i elektro-mechanicznych, które mają miejsce w sytuacji wyłączenia i załączenia mocno obciążonej linii przesyłowej, przyłączonej do węzła dużej elektrowni z turbogeneratorami.

W artykule przedstawiono wyniki pracy wykonanej przez Instytut Energetyki O/Gdańsk dla PSE Operator SA, w której analizowano zagrożenia dynamiczne dla stacji Krajnik i Elektrowni Dolna Odra (EDO), związane z przepływem dużej mocy z Niemiec. Oprócz skutków wyłączenia/załączenia linii do Vierraden, badano również wpływ wielkości mocy dopływającej z Niemiec na stabilność generatorów EDO.

2. ZAKRES BADAŃ

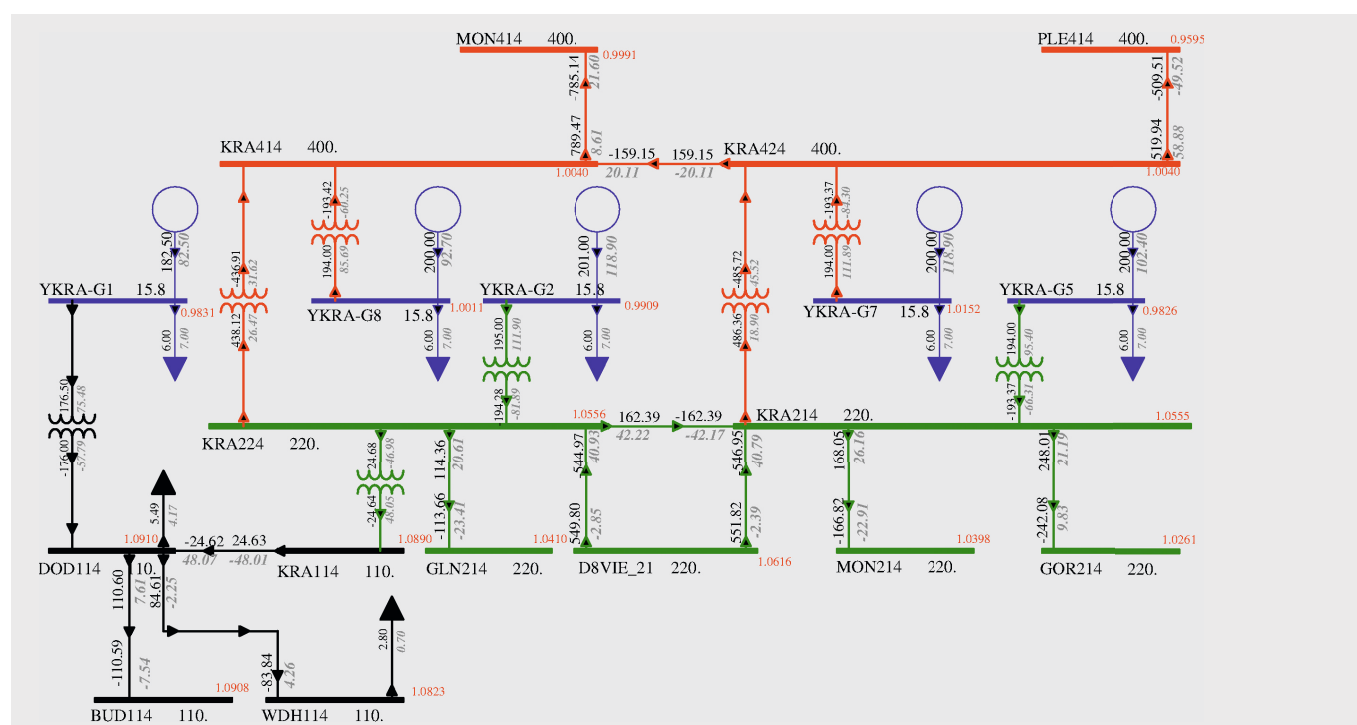
Badania ewentualnych zagrożeń dla stacji Krajnik i EDO, powodowanych przez dużą moc napływającą do KSE linią 220 kV Krajnik – Vierraden, objęty:

- określenie wpływu wielkości mocy dopływającej z Vierraden na stabilność dynamiczną dużych zaburzeń generatorów EDO, definiowaną poprzez krytyczne czasy bliskiego zwarcia trójfazowego
- określenie wpływu wielkości mocy dopływającej z Vierraden na stabilność dynamiczną małych zaburzeń generatorów EDO, definiowaną poprzez współczynnik tłumienia oscylacji pozakłóceniovych
- określenie wpływu wielkości mocy dopływającej z Vierraden na przebieg elektrycznych zjawisk przejściowych po wyłączeniach i załączeniach linii, w szczególności linii do Vierraden
- określenie wpływu wielkości mocy dopływającej z Vierraden na drgania skrętne wałów turbozespołów EDO po wyłączeniach i załączeniach linii, w szczególności linii do Vierraden.

3. WĘZŁ ELEKTROWNIANY KRAJNIK

Stacja Krajnik jest stacją elektrownianą dla EDO. Stacja ta posiada rozdzielnie 110 kV, 220 kV i 400 kV, sprzęgnięte transformatorami 220/110 kV i 400 kV/220 kV (dwa transformatory). Do rozdzielni 220 kV przyłączone są cztery jednostki wytwórcze, do rozdzielni 400 kV – trzy jednostki wytwórcze. Z rozdzielni 220 kV wychodzi dwutorowa linia do stacji Vierraden. Badania analityczne wykazują, że w warunkach bardzo dużej generacji wiatrowej w Niemczech i braku przedsięwzięcia środków zaradczych linią tą może dopływać do KSE moc nawet rzędu 1000 MW (powyżej dopuszczalnej obciążalności). Prezentowany na rys. 1 rozptyw mocy pokazuje taką właśnie sytuację, każdym torem linii z Vierraden dopływa 544 MW. Zatem moc dopływająca z Niemiec jest większa od mocy wszystkich pracujących w tym momencie bloków EDO.

Wszystkie pracujące bloki EDO mają generatory o mocy 270,6 MVA, wyposażone w elektromaszynowe układy wzbudzenia AC, cyfrowe regulatory napięcia i stabilizatory systemowe.



Rys. 1. Napięcia i moce w stacji Krajnik

4. MODELE SYSTEMU I ELEKTROWNI DOLNA ODRA

Do badania wpływu dużych przesyłów na pracę EDO opracowano dwa rodzaje modeli dynamicznych:

1. model dynamiki systemowej w programie PSLF
2. model dynamiki zjawisk szybkozmiennych w programie PSCAD.

Model dynamiki systemowej zawiera dokładne modele systemowych jednostek wytwórczych dla SEE Polski, Niemiec, Czech, Słowacji, Austrii i Węgier. Generacje w pozostałych systemach kontynentalnej Europy zamodelowano w sposób przybliżony (bez dokładnej identyfikacji jednostek wytwórczych, stosując przykładowe typowe modele generatora, turbiny i układów regulacji). W systemie wschodnich Niemiec (50 Hertz Transmission) zamodelowano generację wiatrową. Zwiększenie mocy generacji wiatrowej, łącznie ze zmianą alokacji mocy konwencjonalnych jednostek wytwórczych, powodowało zwiększenie przepływów kołowych przez KSE. Przepływ 1100 MW w linii Krajnik – Vierraden uzyskano przy mocy generacji wiatrowej ponad 10 000 MW. Przypadek ten należy rozpatrywać jako zwiększony narzut mocy na linię 220 kV Krajnik – Vierraden, spowodowany np. wyłączeniem linii przesyłowej relacji północ – południe na obszarze Niemiec. Skutkuje to zwiększonym przepływem przez KSE, prowadząc do przekroczenia dopuszczalnej obciążalności linii 220 kV Krajnik – Vierraden.

Model dynamiki zjawisk szybkozmiennych obejmuje EDO (generatory, ich układy regulacji napięcia i stabilizatory systemowe, transformatory blokowe), rozdzielnię 220 kV i 400 kV stacji Krajnik oraz wychodzące z niej linie. Ze względu na zakres analiz, obejmujący drgania skrętne wałów turbozespołów EDO, są one modelowane jako wały wielomasowe. Dynamika KSE jest reprezentowana poprzez duży zastępczy generator, a system Niemiec poprzez sieć sztywną, do której przyłączona jest rozdzielnia 220 kV Vierraden.

Model wielomasowy wału turbozespołu uwzględnia strukturę wału, w której można wyróżnić kilka mas o znacznej sztywności skrętnej, połączonych elementami (sprzęgłami) o mniejszej sztywności. Sztywne masy odpowiadają wirnikom poszczególnych części turbiny (wysokoprężnej, średnioprężnej i niskoprężnej), wirnikowi generatora i ewentualnie wirnikowi wzbudnicy. Typowo wielomasowy model wału obejmuje od czterech do sześciu mas. Wał składający się przykładowo z pięciu mas posiada pięć częstotliwości własnych, z których najniższa jest częstotliwością własną całego wału względem systemu elektroenergetycznego. Pozostałe cztery są częstotliwościami drgań skrętnych i typowo znajdują się w zakresie 15 ÷ 45 Hz. Model wielomasowy wału wykorzystuje się w analizach zjawisk, które potencjalnie mogą wzbudzać i wzmacniać drgania skrętne wału, takich jak: interakcja z układami regulacji turbozespołu, interakcja drgań skrętnych wałów w równoległe pracujących turbozespołach, interakcja ze sterowaniem przekształtników AC/DC, rezonans subsynchroniczny ze skompensowaną szeregowo bateriami kondensatorów siecią. Modele wielomasowe wykorzystuje się również do badania wpływu zakłóceń wynikających z operacji przełączeniowych w sieci na wał turbozespołu.

Z opisu modeli wynika, że model systemowy PSLF jest odpowiedni do odwzorowania zjawisk zarówno w KSE, jak i systemie Niemiec, w szczególności w systemie operatora 50 Hertz Transmission, natomiast model dynamiki zjawisk szybkozmiennych będzie odwzorowywał wyłącznie zjawiska w stacji Krajnik i jednostkach wytwórczych EDO.

5. WYNIKI UZYSKANE W MODELU DYNAMIKI SYSTEMOWEJ

Dla modelu systemowego wykonano pełen zakres badań stosowanych do określania stabilności elektrowni systemowej KSE.

Stabilność kątową dużych zaburzeń badano, porównując krytyczne czasy bliskich zwarć trójfazowych w stanach wyłączeń linii wyprowadzenia mocy z EDO. Ponadto dla zwarcia usuwanego po czasie 150 ms rejestrowano liczbę i czas występowania spadków napięć poniżej 80% wartości nominalnej. Przyjęte kryteria nie pokazały istotnego wpływu wielkości przepływu w linii Krajnik – Vierraden na stabilność EDO dla dużych zaburzeń.

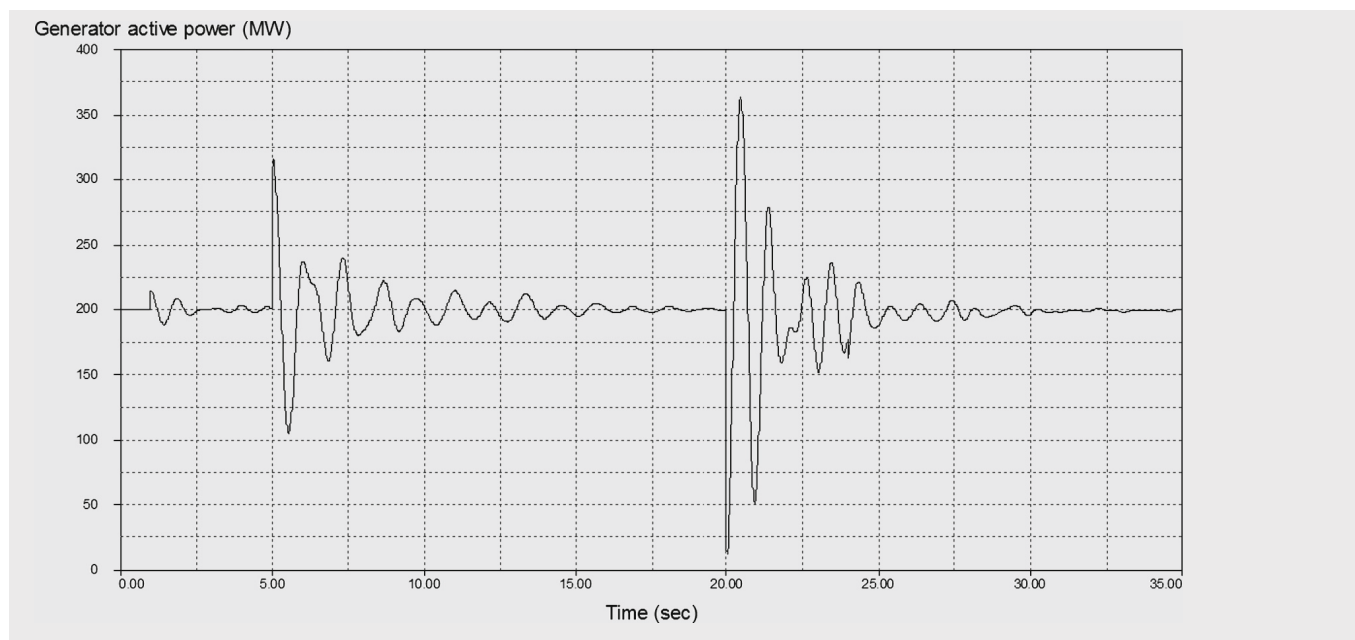
Stabilność kątową małych zaburzeń określano metodą Prony'ego poprzez identyfikację częstotliwości i współczynnika tłumienia głównych modów w pozakłóceniowych przebiegach mocy czynnej generatorów EDO. Nie stwierdzono wpływu wielkości mocy doptywającej z Vierraden na stabilność kątową generatorów EDO dla małych zaburzeń.

Wpływ operacji przełączeniowych dla linii Krajnik – Vierraden badano poprzez symulację sekwencji:

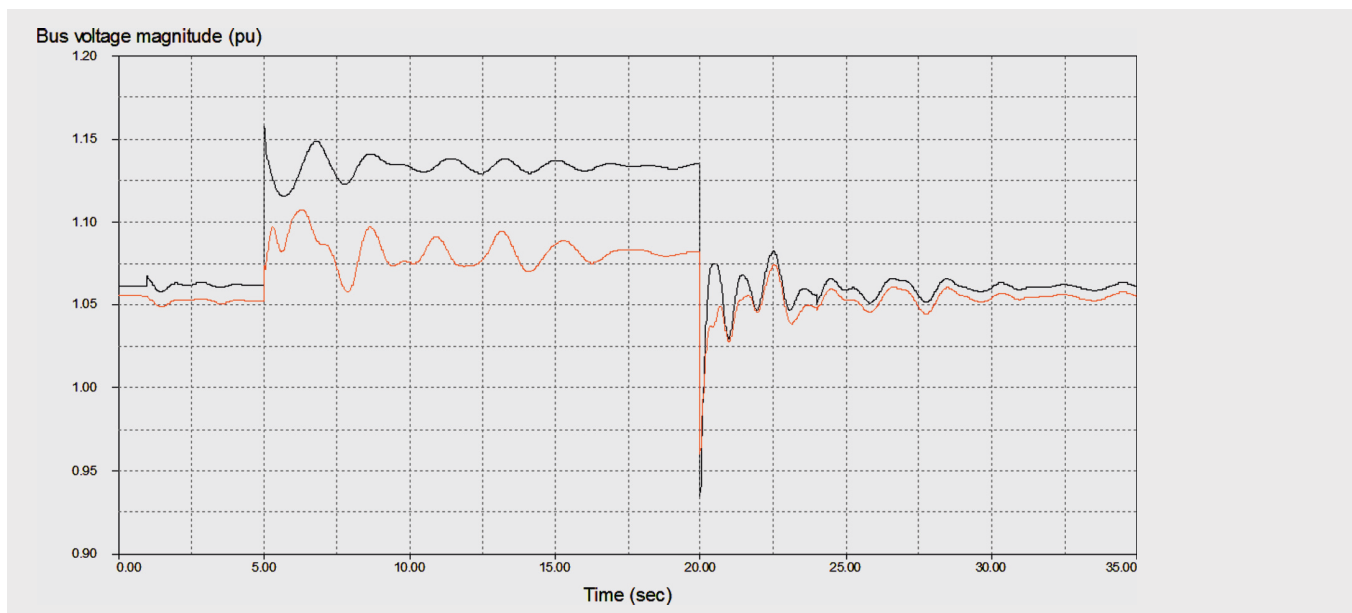
- 1 sek. – wyłączenie pierwszego toru linii
 - 5 sek. – wyłączenie drugiego toru linii
 - 20 sek. – załączenie pierwszego toru linii
 - 24 sek. – załączenie drugiego toru linii
- dla różnej wielkości mocy dopływającej z Niemiec.

Na rys. 2 pokazano przebiegi mocy czynnej generatora G5 pracującego na rozdzielnię 220 kV, na rys. 3 napięcia 220 kV w węźle Krajnik i Vierraden dla przesyłu 1100 MW z Niemiec. Przy tej wielkości przesyłu wyłączenie obydwu torów linii Krajnik – Vierraden stanowi poważne zakłócenie dla KSE i SEE wschodnich Niemiec. W węźle 220 kV Krajnik następuje znaczny wzrost napięcia i dochodzi do dużych kołysań (powyżej 100 MW) mocy generatorów EDO, pracujących na rozdzielnię 220 kV. Wzrost napięcia może być większy w przypadku wyłączenia innych linii wychodzących z rozdzielni 220 kV Krajnik. Możliwe jest przekroczenie dopuszczalnego napięcia dla węzła elektrownianego 220 kV, czyli 245 kV.

Symulacje pokazały, że przy dużym przesyśle z Niemiec wyłączenie linii do Krajnika stanowi większy problem dla SEE wschodnich Niemiec. Wzrost napięcia w Vierraden jest dwukrotnie większy niż w Krajniku. Lokalnie w okolicach Vierraden wystąpi nadmiar mocy biernej, natomiast na pozostałym obszarze wystąpi jej deficyt (straty wskutek zwiększonego obciążenia linii przesyłowych). Końcowy efekt zależy od dostępności na obszarze Niemiec szybko regulowalnych źródeł mocy biernej. W modelu, w którym farmy wiatrowe posiadają takie możliwości, sytuacja zostaje opanowana. W modelu, w którym możliwości farm wiatrowych są ograniczone, dochodzi do spadku napięć i wyłączania się niektórych generacji. Zwiększone zapotrzebowanie mocy biernej w Niemczech ma wpływ na pracę generatorów Elektrowni Turów, w której po wyłączeniu linii do Krajnika ma miejsce zwiększenie obciążenia generatorów mocą bierną.



Rys. 2. Przebieg mocy czynnej generatora G5 dla symulowanej sekwencji wyłączenia/załączenia linii 220 kV Krajnik – Vierraden, obciążonej mocą 1100 MW



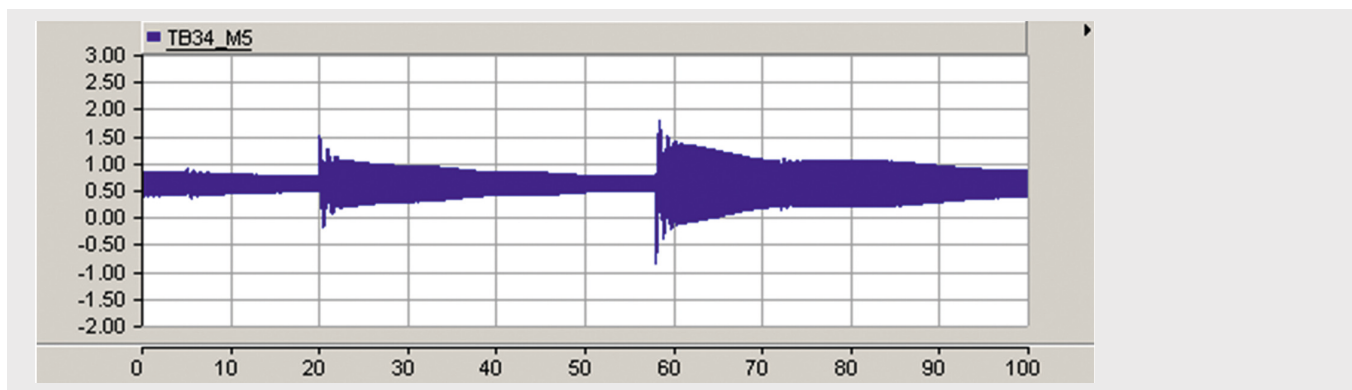
Rys. 3. Przebieg napięcia 220 kV w rozdzielni Krajnik i Vierraden (większy wzrost) dla symulowanej sekwencji wyłączenia/załączenia linii 220 kV Krajnik – Vierraden, obciążonej mocą 1100 MW

Po wyłączeniu linii rozchył kątów napięcia pomiędzy węzłami 220 kV Krajnik – Vierraden przekracza 60° . Przy tym rozchyle ponowne załączenie linii jest niemożliwe. Pokazane przebiegi mocy czynnej pokazują, że ponowne załączenie pierwszego toru jest zakłóceniem dla generatorów EDO, pracujących na rozdzielni 220 kV, równie ciężkim, jak bliskie zwarcie trójfazowe.

Stwierdzone zagrożenia dla EDO oraz węzła Krajnik, jak również możliwość poważnych zagrożeń dla SEE wschodnich Niemiec, po wyłączeniu drugiego toru linii Krajnik – Vierraden, pokazują, że przepływ linią Vierraden – Krajnik powinien być w zasadzie ograniczony do wartości, która w razie utraty jednego toru nie spowoduje konieczności wyłączenia drugiego toru wskutek jego rzeczywistego przeciążenia.

6. WYNIKI UZYSKANE W MODELU ZJAWISK SZYBKOZMIENNYCH

Symulacje sekwencji wyłączenia/załączenia linii Krajnik – Vierraden pokazały, że wzbudzenie na wale turbozespołów dużych drgań skrętnych ma miejsce przy wyłączeniu drugiego toru (definitywne wyłączenie linii) i ponownym załączeniu pierwszego toru oraz że są one tym większe, im większy jest przesył z Niemiec. Największe wartości momentu są obserwowane pomiędzy wirnikiem generatora a wałem części niskoprężnej turbiny. Przy przesyłach z Niemiec powyżej 1000 MW zarejestrowane oscylacje są porównywalne do wartości momentów rejestrowanych dla symulowanych w modelu bliskich zwarć. Na rys. 4 pokazano oscylacje skrętne pomiędzy wirnikiem części niskoprężnej turbiny i wirnikiem generatora G5, zarejestrowane dla symulowanej sekwencji wyłączenia/załączenia linii 220 kV Krajnik – Vierraden.



Rys. 4. Drgania skrętne (w jednostkach względnych mocy znamionowej generatora) pomiędzy wirnikiem turbiny niskoprężnej i wirnikiem generatora G5, zarejestrowane dla symulowanej sekwencji wyłączenia/załączenia linii 220 kV Krajnik – Vierraden



7. WPŁYW PRZEŁĄCZEŃ SIECIOWYCH NA WAŁY TURBOGENERATORÓW EDO

Każda operacja wyłączenia i załączenia linii, planowana lub nieplanowana (np. wyłączenie w wyniku zwarcia, a następnie próba samoczynnego lub ręcznego załączenia) w pobliżu elektrowni, powoduje nagłą zmianę momentu elektrycznego generatora i wzbudzenie drgań skrętnych na wałach turbozespołów. Ich amplituda zależy od rozchyłu kątów napięcia na wyłączniku oraz od odległości elektrycznej wyłącznika od generatorów. Oscylacje skrętne wpływają kumulacyjnie na zmęczenie materiału i skracają żywotność wału w sposób silnie zależny od ich amplitudy. Wał turbozespołu jest tak projektowany, aby w okresie pracy wytrzymał kilkanaście do kilkudziesięciu dużych uderzeń, wywołanych np. bliskim zwarcie lub nieudaną synchronizacją, oraz bardzo dużą liczbę mniejszych uderzeń powodowanych przez zakłócenia odległe lub mniej ciężkie, takie jak np. przełączenia linii wykonywane przy małych rozchyłach kątów. Według źródeł zakłócenie, które powoduje zmianę mocy elektrycznej generatora mniejszą od 50% jego czynnej mocy znamionowej, nie wpływa na obniżenie faktycznej żywotności wału [1, 2, 3, 4].

Oscylacje skrętne posiadają jeszcze jedną istotną właściwość – charakteryzuje je małe tłumienie naturalne. W takiej sytuacji dwa zakłócenia następujące krótko po sobie mogą spowodować znacznie większe oscylacje niż każde z nich oddzielnie. Dlatego przy przełączeniach w sieci w pobliżu elektrowni konieczne jest stosowanie odstępu czasowego (wg podanych wcześniej źródeł – co najmniej 10 s).

W przypadku węzła Krajnik i EDO przepływ kotłowy linią 220 kV Krajnik – Vierraden skutkuje dużym obciążeniem nie tylko tej linii, ale również innych linii wychodzących z węzła Krajnik. Ewentualne planowane lub nieplanowane przełączenia, wykonywane w liniach wychodzących z tej stacji, będą wykonywane przy większych rozchyłach kątów napięć i będą wzbudzały większe oscylacje skrętne. Symulacje pokazały, że w przypadku przesyłu z Vierraden 1100 MW kryterium 50% zmiany mocy czynnej może być zachowane także przy próbie załączenia linii wychodzących z rozdzielni 400 kV.

8. PODSUMOWANIE

Badania przeprowadzone na modelach dynamiki systemowej i dynamiki zjawisk szybkozmiennych pokazują, że zagrożenia dynamiczne dla EDO, związane z przepływem mocy z Vierraden do Krajnika powyżej 700 ÷ 800 MW, są związane głównie z możliwością utraty tego połączenia, czyli wyłączenia obydwu torów po ewentualnym awaryjnym wyłączeniu jednego toru. Wyłączenie drugiego toru jest wówczas dużym zakłóceniem dla generatorów EDO i powoduje wzrosty napięć w stacji Krajnik i w stacji Vierraden. Po wyłączeniu obydwu torów linii do Vierraden jej ponowne załączenie będzie możliwe dopiero po zmniejszeniu rozchyłu kątów napięć i prawdopodobnie będzie wymagać znacznego ograniczenia generacji wiatrowej na obszarze północno-wschodnich Niemiec. Duże przesyły z Vierraden zwiększają obciążenie innych linii wychodzących ze stacji Krajnik, co utrudnia przeprowadzanie operacji przełączeniowych i zwiększa ryzyko nadmiernych drgań skrętnych na wale turbozespołów EDO. Tego typu zagrożenia występują jednak dla przesyłów większych niż przesyły dopuszczalne ze względu na obciążalność linii.

BIBLIOGRAFIA

1. Kundur P., Power System Stability and Control, McGraw-Hill Professional Publishing, 1994.
2. IEEE Working Group Interim Report: Effects of switching network disturbances on turbine – generator shaft systems, *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, issue 9, September 1982.
3. Opera L., Popescu V., Sattinger W., Coordinated synchronism check settings for optimal use of critical transmission network corridors, IEEE 2007.
4. Lamrecht D.R., Problems of torsional stresses in shaft lines of turbine generators, CIGRE WG 11.01, Section 3, Recommendations, *Electra*, no. 143, August 1992.