

Impact of the Polish Tie-lines' Outages on the Inter-area Oscillations Pattern in the Synchronous System of Continental Europe

Authors

Robert Jankowski
Bogdan Sobczak
Robert Trębski

Keywords

system security, loop flows, inter-area oscillations, small signal stability

Abstract

Loop flows in the European power system (ENTSO-E CE) not only limit trade capacity, but also compromise power system operational security. In order to reduce unscheduled power transfers, phase shifters are most commonly used, usually installed on tie-lines. Where these devices are not available or their control range has been exhausted, and the unscheduled power transfer is greater than the allowable, transmission grid operators, in extreme cases, to maintain the integrity of their own systems may decide to introduce topological changes resulting in interconnection weakening. Such action reduces the undesired power transfer, but at the same time it affects the frequency and the damping of inter-area oscillations in the ENTSO-E CE system. The results presented in this paper provide a qualitative assessment (show trends of changes) of the impact of the Polish NPS (National Power System) border lines' outages on the damping and frequency, and the contribution of NPS generators to inter-area oscillations. Due to the problems with low frequency oscillation damping in ENTSO-E CE, any reduction in the damping or frequency from the initial state should be considered a potential threat to secure system operation.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017207

Received: 14.02.2017

Accepted: 08.03.2017

Available online: 30.06.2017

1. Study models

The analyses were carried out on models of the continental part of the European power system (ENTSO-E CE). The power flow model developed in the framework of TYNDP [1] was used. For the purpose of this study the model was updated with transmission projects completed in the area of interest, and adapted to the requirements of dynamic studies. The part of the system corresponding to NPS was replaced by the detailed model provided by the Polish TSO.

Because the availability of dynamic data for the ENTSO-E CE area is limited¹, the dynamic model was developed using the method proposed by ENTSO-E' Subgroup System Protections and Dynamics. This method, described in [2, 3, 4, 5], consists in dividing the studied area into regions, and then generating

a dynamic model using typical simple models of generator, voltage regulator, power system stabilizer and turbine with its regulator, and so fine tuning settings of these devices (uniform parameters for all generations belonging to the region) to get responses in line with records of the real devices' performance after disturbances recorded in ENTSO-E CE system.

According to this method, the ENTSO-E CE model was divided into six regions (Fig. 1). A disturbance appropriate for testing the inter-area stability may be the loss of a large power load or generation in an area relevant for low-frequency inter-area oscillations, and a signal appropriate for recording may be frequency, the measurements of which at different locations of the synchronous system, represent the inter-area oscillations' significant characteristics. Used for this study were the frequencies recorded after

¹ Any use of detailed models requires the consent of their owner (transmission system operators, consortia accomplishing projects dealing with issues related to ENTSO-E CE dynamics).

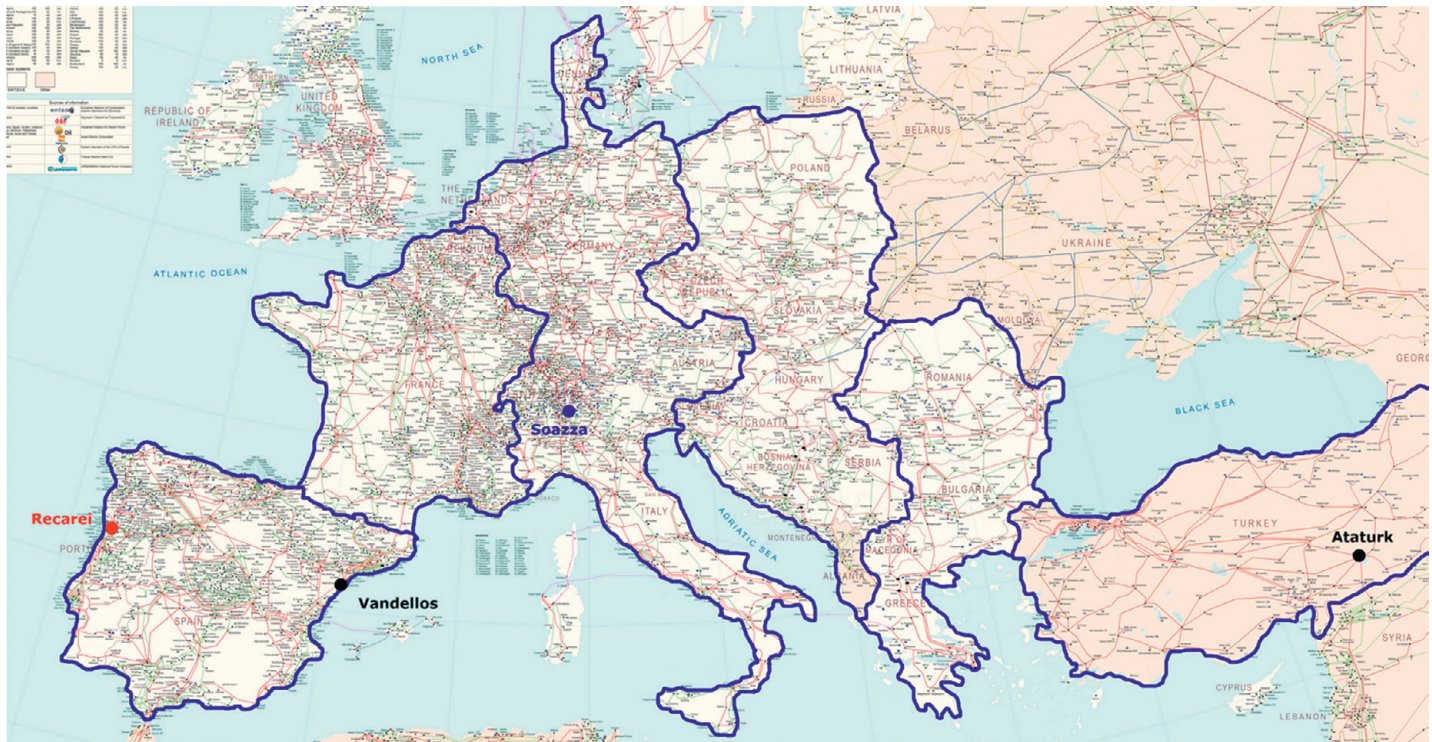


Fig. 1. Division of the continental Europe system into regions for dynamic modelling (based on A. Semerov’s presentation)

the 2011 loss of a more than 1,000 MW unit at Vandellos nuclear power plant (Spain) measured at 400 kV substations in Recarei (Portugal), Soazza (Switzerland) and Ataturk (Turkey).

The ENTSO-E CE dynamic model (except NPS) was a simplified model, in which all power generators were modelled using simple, typical (from PSLF or PSS®E simulation program library), and uniform models of each device type:

- GENROU – synchronous generator model
- SEXS – voltage regulator model
- PSS2A – power system stabilizer model
- TGOV1 – turbine and turbine regulator model.

In the process of model tuning up to actual responses, the following parameters were changed:

- generator inertia
- gain K of SEXS voltage regulator
- gain $Ks1$ of PSS2A system stabilizer
- droops ($1/R$) and time constants $T2, T3$ in TGOV1 model.

2. Study model validation

By analogy to the SPD approach presented in [2, 3], also in current study the parameters were tuned basing on the measurements of disturbed frequency waveforms from the ENTSO-E CE area. The responses of selected generators were tuned according to the simulated disturbance of the outage of the generator at Vandellos nuclear power plant (Spain) operated at 1,040 MW. The parameters were tuned using the particle swarm optimization method.

The tuning of the model was mainly focused on achieving the proper waveforms of frequency restoration (primary control) and frequency of inter-area oscillations. Fig. 2 shows the waveforms for the SPD model published in [5], and Fig. 3 shows the waveforms obtained in the developed base model. In the frequency oscillations shown in Fig. 3 there can be seen excitation of oscillations with ca. 5 s cycle ($f = 0.21\text{--}0.22$ Hz) in the record from Portugal, and of oscillations with frequency of ca. 0.15 Hz recorded in Turkey.

The developed model was also evaluated in terms of consistency of the results of inter-area stability with the results available in other studies [6, 7, 8]. The following inter-area oscillation describing elements were compared²:

- mode frequency
- mode damping
- mode’s geographic structure, understood as the identification of coherent generators for a given oscillation (generators oscillating in the same phase), taking into account the amplitude of these generators’ oscillations.

Because of the significant impact of the load modelling on modes’ frequency and damping [9] and the lack of such information in available publications, many calculations were performed, based on which it was assumed that a load corresponding to active power was in 50% modelled as a constant power and in 50% as a constant current. On the other hand, a load corresponding to reactive power was in 50% modelled as a constant power, and in 50% as a constant impedance.

² Further in the paper the terms “dynamic mode” or “mode” will be used interchangeably with regard to oscillations. This is more convenient and at the same time more accurate, because mode frequency is not in fact constant and can vary by several or even a dozen or so percent.

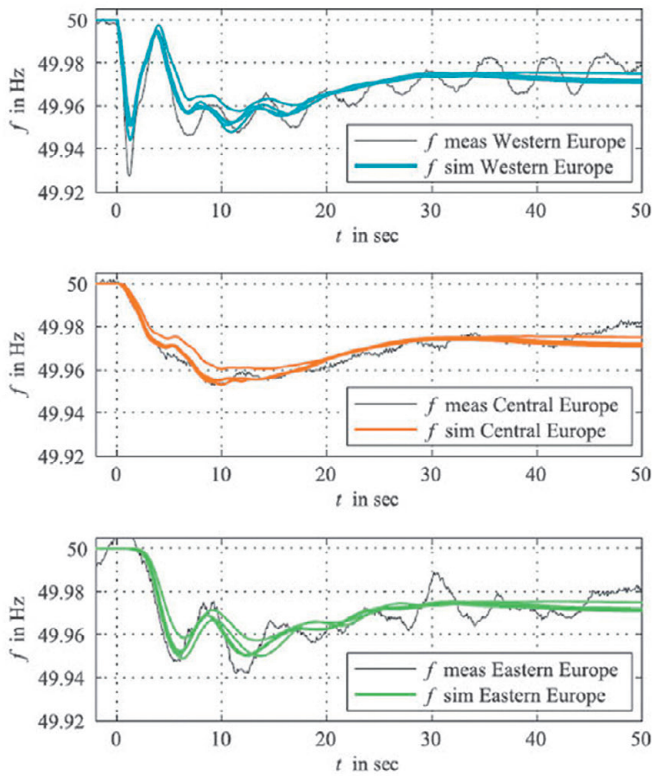


Fig. 2. Frequencies after plant outage in Spain obtained in SPD model, source: [4]

The results' comparison is shown in Tab. 1 (please note that the available information only applies to oscillations with the lowest frequencies <0.5 Hz).

Actually, the two lowest frequencies were damped better than that reported in [6], but the difference can be explained by the simplifications applied in the ENTSO-E CE model, the most important being:

Inter-area modes				
based on [6, 7]		in the computational model		Mode designation in the paper
Frequency (Hz)	Damping [%]	Frequency (Hz)	Damping [%]	
0.16	2.8 ÷ -0.2	0.14	11.1	TR
0.22	4.8 ÷ 0.2	0.24	7.3	SP
0.32	6.0	0.34	4.3	BK
0.41	4.0	0.38	4.4	IT
no data avail.	no data avail.	0.42	4.7	CB

Tab. 1. Inter-area modes as identified in ENTSO-E [6, 7] and in the developed model

- providing all generators with properly tuned system stabilizers
- providing all generators with turbine regulators with active primary control and without dead zone, and as such very effective in damping very low frequency oscillations.

Considering the above, it should be borne in mind that the damping reported hereinunder for the two modes with the lowest frequencies are too optimistic, but the main focus should be on the direction of damping changes resulting from power system configuration changes.

The geographic structure of individual modes in the developed model demonstrates high compatibility with the structures shown in available publications, as shown in Fig. 4–7. The generators in the areas with red arrows oscillate in the opposite phase to the generators in the areas with blue arrows. The contribution of the generators in the areas with grey arrows to the oscillations is small. The yellow dashed line shows the boundary between the oscillating areas, the generators in this region do not take part in the oscillation.

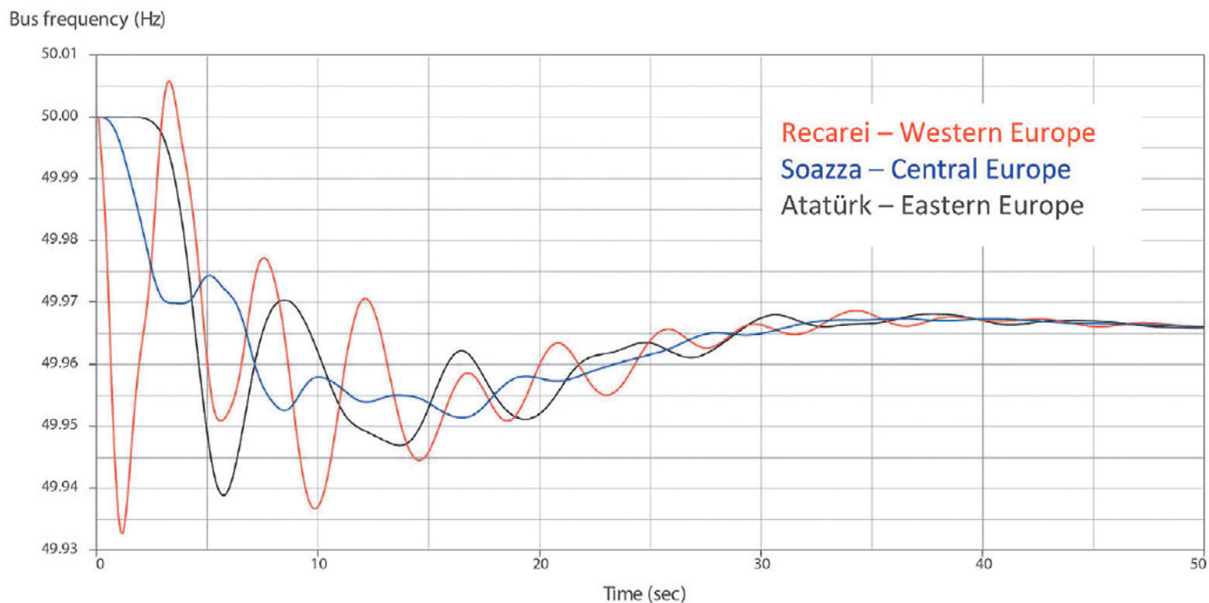


Fig. 3. Frequencies derived from the ENTSO-E CE model developed for the purpose of this study in selected ENTSO-E CE locations after plant outage in Spain

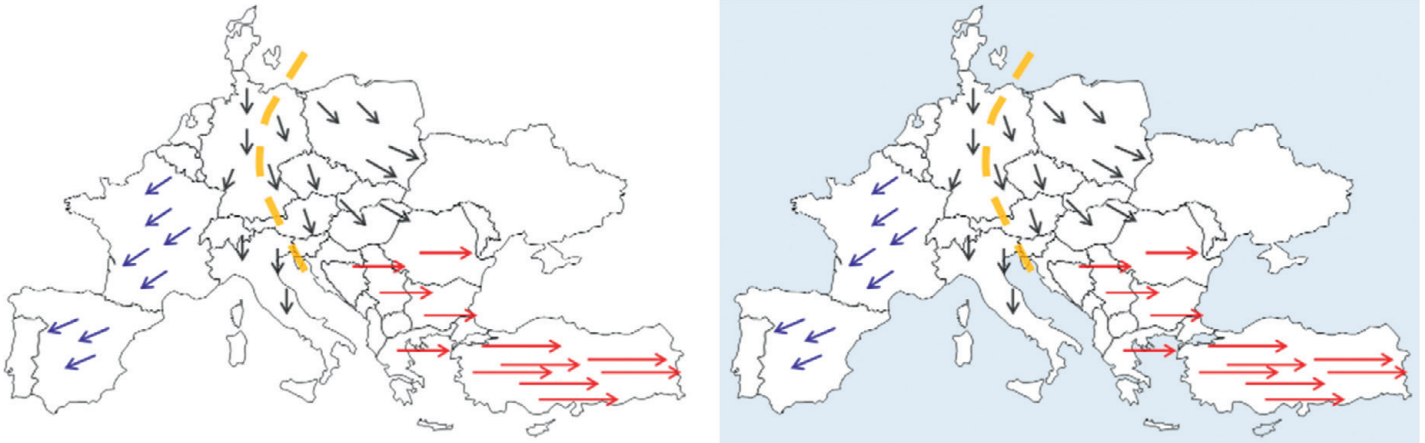


Fig. 4. Geographic structure of 0.16 Hz mode according to [6] (left) and mode TR (0.14 Hz) in the developed ENTSO-E CE model (right)

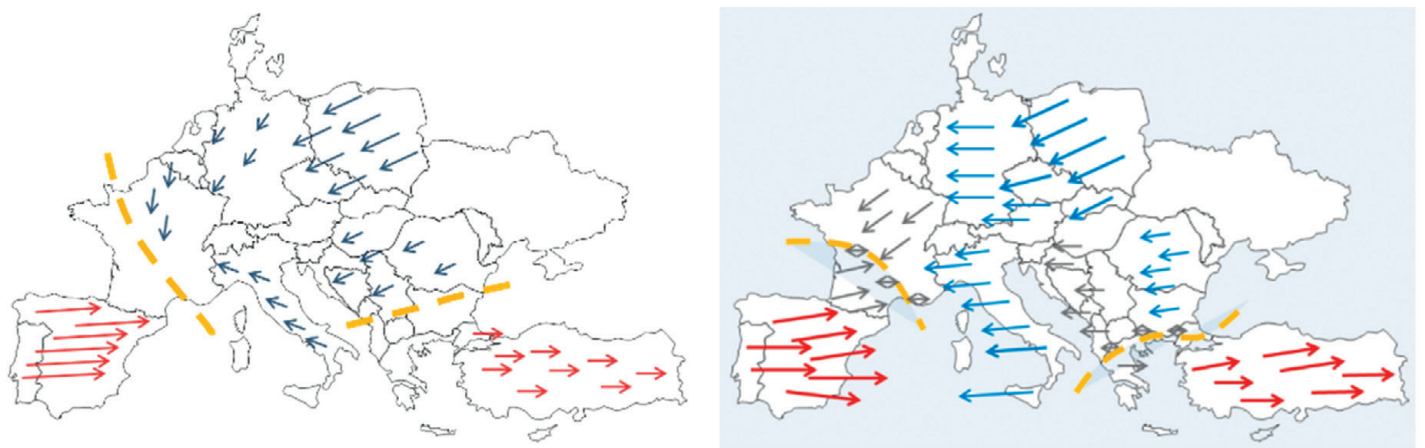


Fig. 5. Geographic structure of 0.22 Hz mode according to [6] (left) and mode SP (0.24 Hz) in the developed ENTSO-E CE model (right)

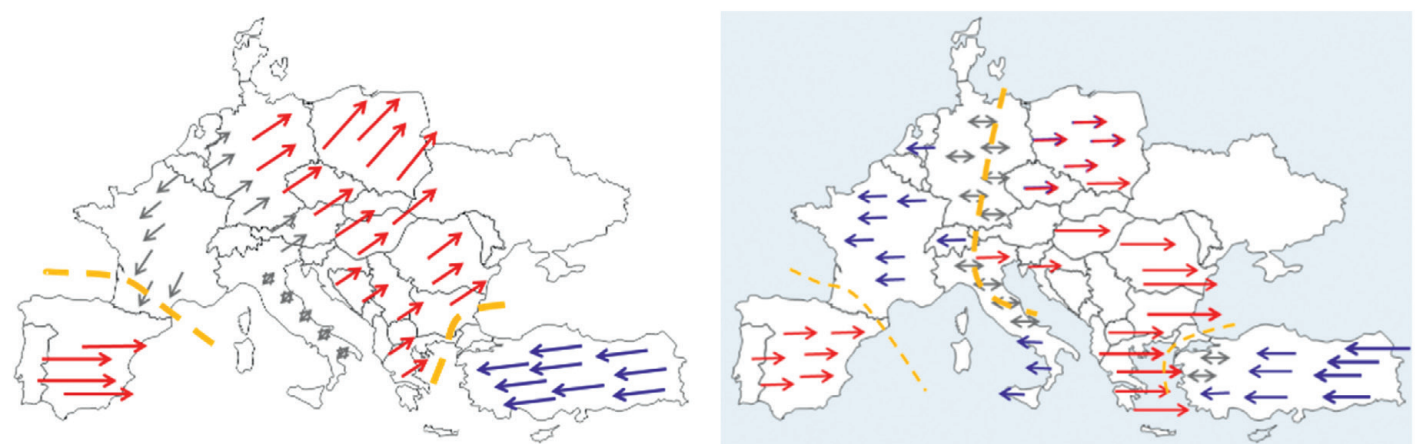


Fig. 6. Geographic structure of 0.32 Hz mode according to [6] (left) and mode BK (0.34 Hz) in the developed ENTSO-E CE model (right)

3. Analysed power system configurations

For the purpose of the study the following power system configurations³ were analysed (Fig. 8):

1. partial division on the southern NPS border, selected Polish units supplied the Czech and Slovak power system (marked in red)

³ In these options the impact of the phase-shifters between the Polish and German, and between the Czech and German power systems, is ignored.

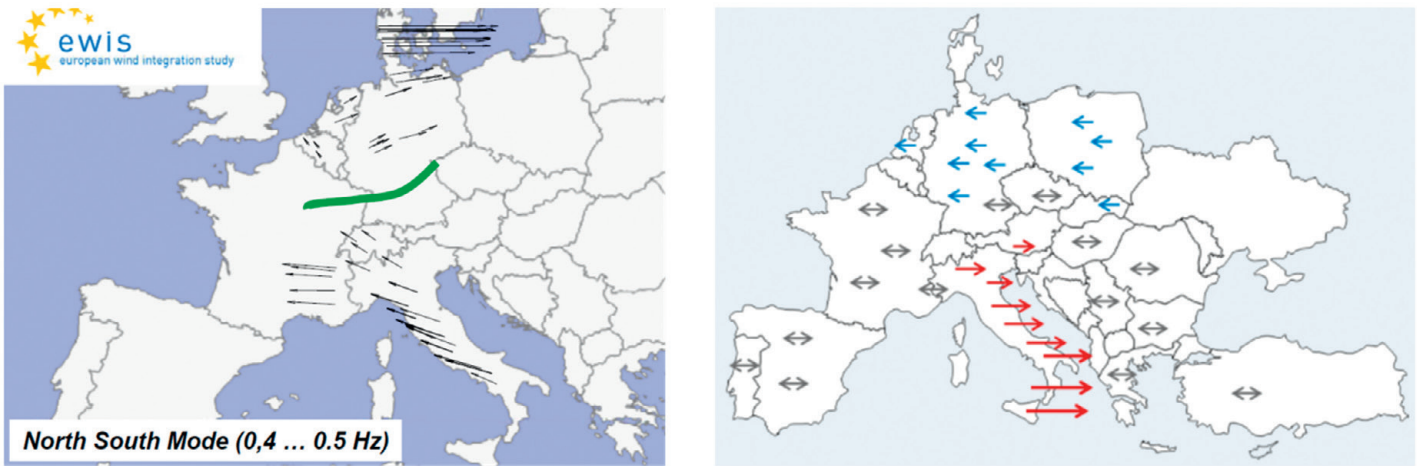


Fig. 7. Geographic structure of IT 0.38 Hz mode in the ENTSO-E CE model (right) and 0.4–0.5 Hz according to [8] (left)

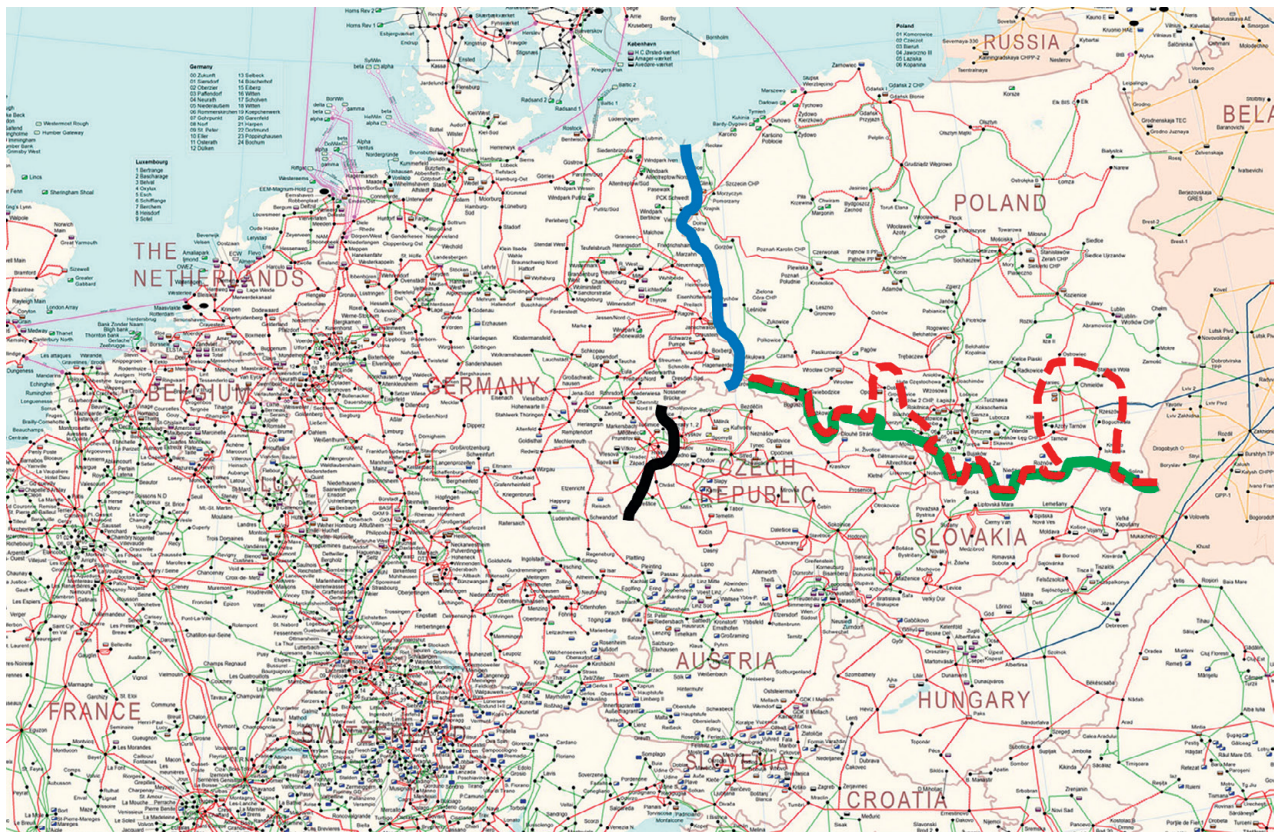


Fig. 8. Analysed divisions in ENTSO-E grid structure

2. division on the tie-lines with the Czech and Slovak systems (division on the border lines with SPS and CPS marked in green)
3. division on the tie-lines with the grid of 50Hertz German operator, NPS without interconnection with the German system (marked in blue).

For each of these options, the impact was examined of the introduction of a special system reconfiguration in the Czech grid, in which parts of several substations were selected for interoperation with the German system. This way majority of the Czech power system was separated from the German system (marked in black).

4. Impact of new power system configurations on inter-area modes

Fig. 9 shows a summary set of the modes with frequencies below 0.5 Hz observed in the analysed operation configurations of NPS partially separated from the European system.

Three modes: 0.14 Hz (TR), 0.24 Hz (SP) and 0.38 Hz (IT) remain relatively unchanged and can be unequivocally identified. However, attention should be paid to the noticeable damping reduction, and above all to the reduction of the TR mode frequency to 0.12 Hz in each of the scenarios taking into account the additional grid reconfiguration in the Czech Republic.

Although the grid structure changes do not significantly reduce the damping of 0.24 Hz mode, it should be noted that the engagement of the Polish generators is increasing from 0.4 to 0.8 (Fig. 10), and this means increasing the importance of Polish PSS's structures and settings to the damping of this mode (comparable to the currently most relevant devices in Spain and Portugal). In turn, 0.34 Hz (BK) mode disappears upon the division on the Polish-German border or inside the Czech power system. The other modes are not so unequivocally identifiable, since their

identifying frequencies as well as structures (the share of generating units from individual system areas) evolve. The division in the southern part of NPS or on the Polish-Czech and Polish-Slovak border triggers the mode with frequency 0.32–0.33 Hz and 4–6% damping (in Fig. 9 the points outlined in green), in which the generators in Poland oscillate opposite to generators in Italy and in the Balkan countries (Fig. 11). The additional division in the Czech Republic increases the share of the generators in Italy. The additional division within the Czech

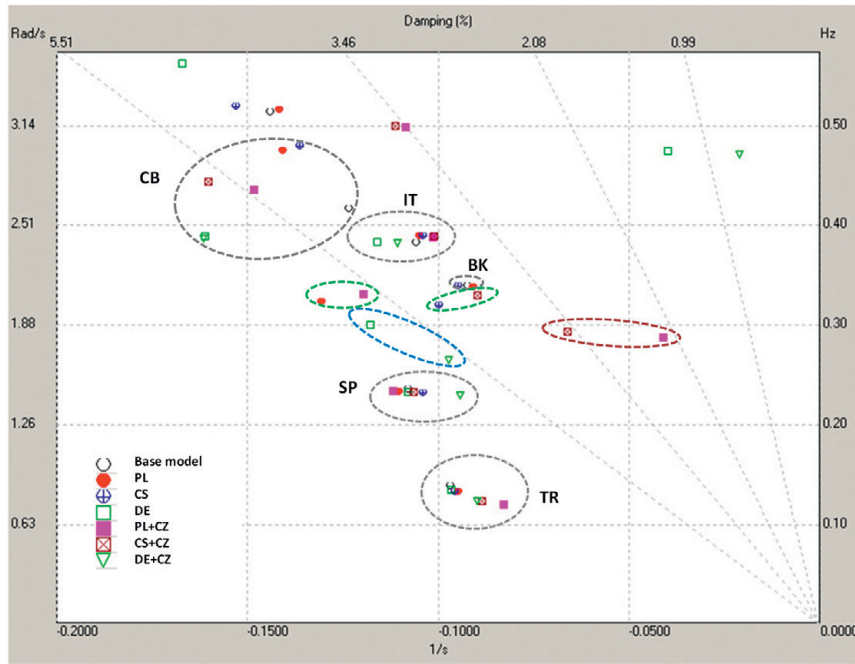


Fig. 9. Modes distribution on the complex plane in the initial model and the analysed options of NPS' partial separation from the European system. Damping and frequency were additionally introduced to the axes description

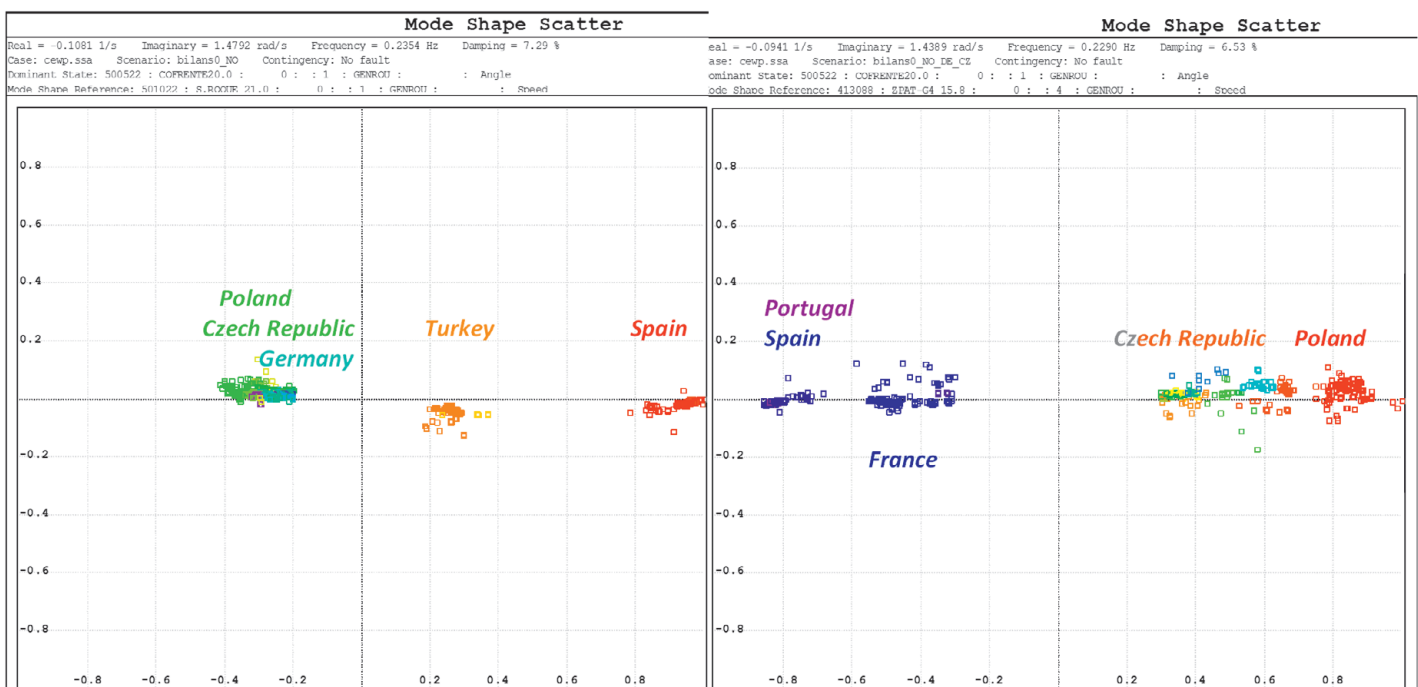


Fig. 10. Mode 0.24 Hz structure before division (left) and after the divisions on NPS' western border and inside the Czech system (right)

system also causes appearance of a new 0.29 Hz mode with low damping 2.3–3.6% (in Fig. 9 the points outlined in brown), in which the generators in Poland, Turkey and Germany oscillate opposite those in the Czech Republic, Slovakia, Hungary and the Balkan countries (Fig. 11).

In the case of the 0.42 Hz (CB) mode, it was observed that the division in the southern part of NPS or on its southern boundary converts the mode into a mode with higher 0.47–0.48 Hz frequency, in which the generators in the Czech Republic and

Slovakia oscillate against those in Greece, other Balkan countries, and Poland. The damping of this mode is like that in the initial condition. The additional division in the Czech grid results in a decrease in the frequency to 0.44 Hz and a simultaneous increase in the damping. Then the significant share is seen of the five Polish generators in the separated southern part of NPS (Fig. 12).

In turn, the division at the Polish-German border reduces the frequency to ca. 0.39 Hz and at the same time increases the

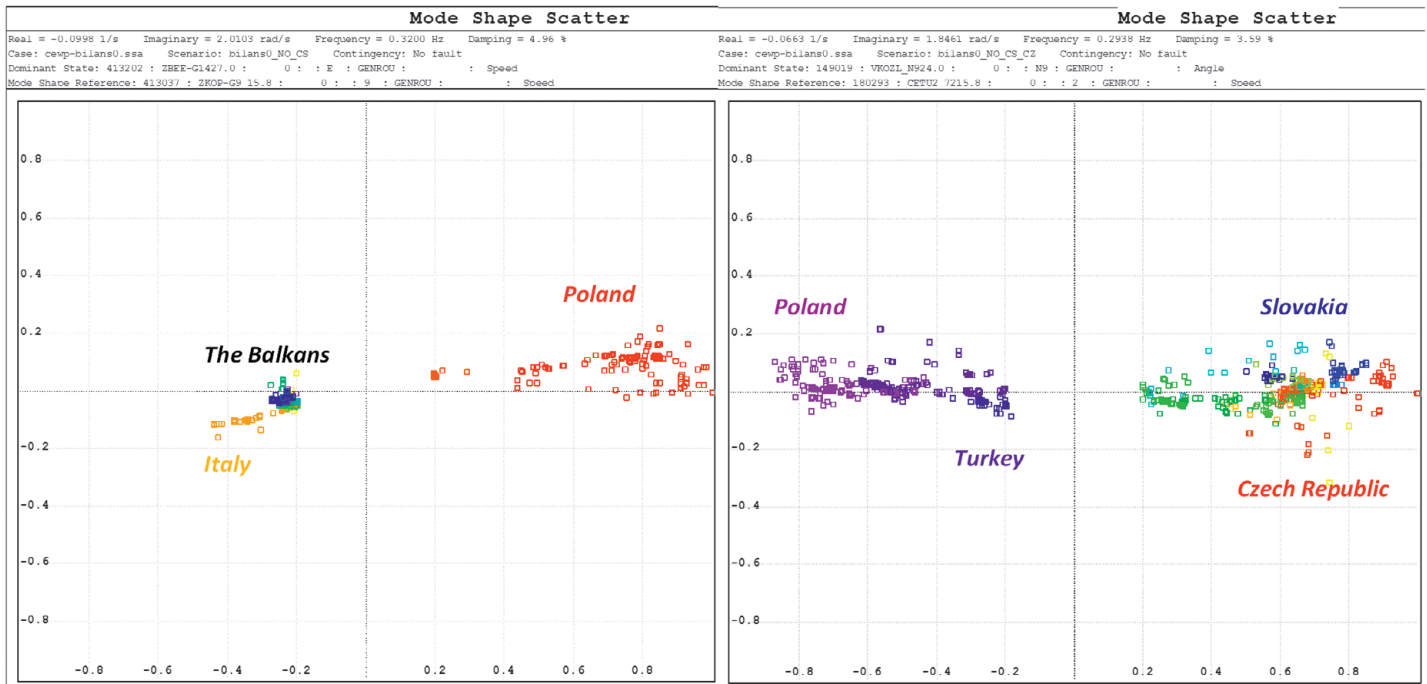


Fig. 11. Structure of new mods 0.32 Hz (left) and 0.29 Hz (right) after the division on the southern border of NPS and in the Czech Republic

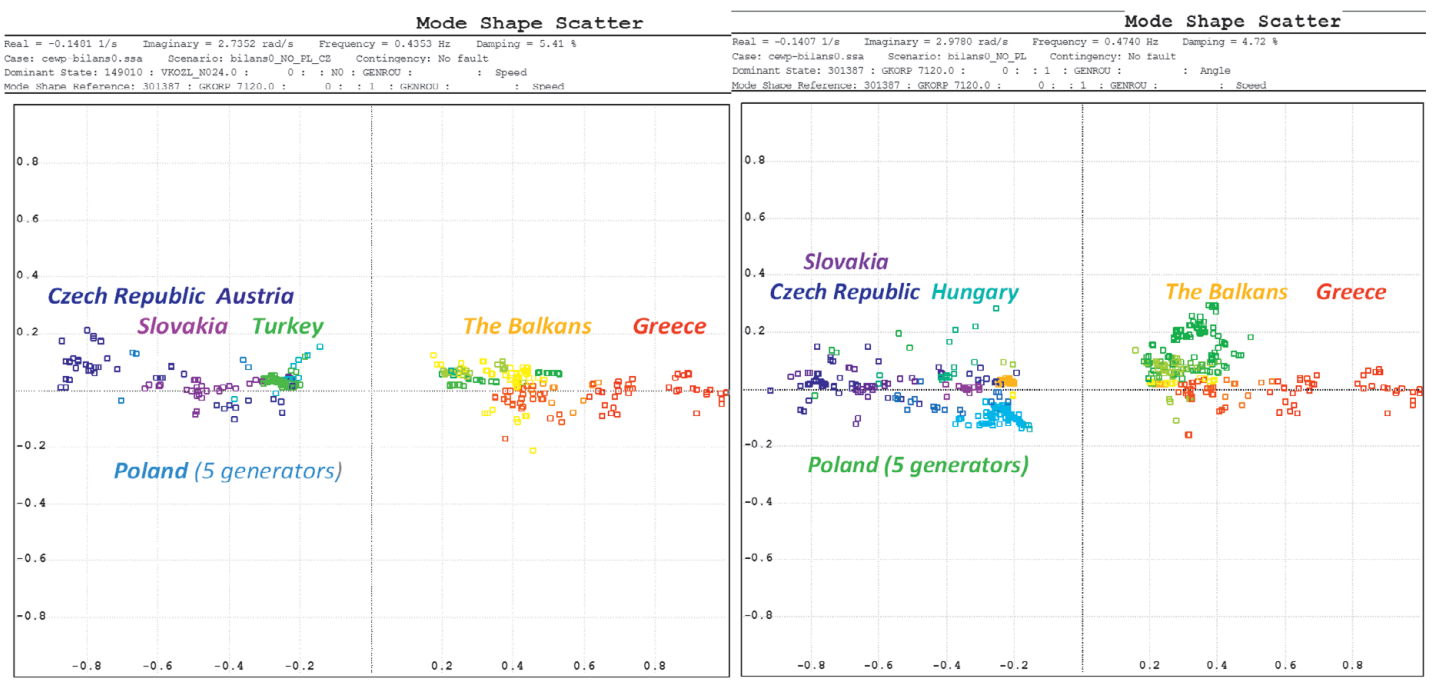


Fig. 12. Mode CB (0.42 Hz) structure after the system division in the southern part of NPS (left) and the additional division in the Czech Republic (right)

damping. The additional division in the Czech Republic has no visible effect on further changes in the mode.

5. Conclusions

The impact of topology changes in NPS and in the Czech Republic on the inter-area stability was analysed on a specially developed ENTSO-CE CE model. It has been found that the model, despite its significant simplifications, adequately represents the low-frequency oscillations in the continental Europe's system, but its nature (the way how power flow model is built, use of typical simple models) renders accurate calculation of inter-area modes impossible. However, the observed trends of changes in the damping and frequency remain credible. It has been found that the analysed topology changes have a significant impact on the pattern of low frequency oscillations in ENTSO-E CE. This is particularly noticeable when switching Polish tie-lines is associated with a system reconfiguration in the Czech Republic. Because there are problems in ENTSO-E CE with low frequency oscillation damping, any reduction in the damping or frequency from those determined for the base model should be considered a potential threat to ENTSO-E CE's secure operation. The adverse impact of reduced damping is obvious, but the adverse impact of frequency reduction is due to the deterioration of system stabilizers' effectiveness, and even the potential for their adverse effect on the damping.

For TR mode with the lowest frequency, its significant reduction down to 0.12 Hz is observed in all scenarios. There is also a reduction in the damping. It is caused by the increase of the value of equivalent impedance between the oscillating areas, i.e. Turkey with the Balkans and the Iberian Peninsula. This increase is obviously due to the divisions in NPS and in the Czech Republic.

Changes in the frequency and damping of the second low frequency mode, SP, are not so prominent, but the introduction of the special arrangement in the Czech Republic leads to a significant increase in the contribution of generators in NPS, which means that the generators in NPS will be much more responsible for oscillation damping (now this is mainly done by generators in Spain and Portugal). The effectiveness of the stabilizers installed on Polish generation units in the damping of oscillations of frequencies in 0.20–0.25 Hz range has not been analysed so far.

A common feature of the analysed scenarios is the appearance of two completely new modes. With the division at the southern border their frequencies are ~0.32 Hz and ~0.27–0.29 Hz, respectively, while the latter occurs only after the special grid reconfiguration in the Czech Republic. The share of NPS generators in these modes is always significant, and their damping is distinctly less than that of the modes present in the base model. With the full division on the southern border of NPS and the special arrangement in the Czech Republic, the damping

is only 2%, so it is very small. It cannot be ruled out that small signal analysis performed on an adequately accurate model will show even less damping of these oscillations.

It seems advisable to conduct further studies defining remedies for the identified hazards, in particular a study of the efficiency of low frequency oscillation damping by large NPS generators, and to propose appropriate changes in the settings (or structures) of the systems responsible for low frequency oscillation damping.

REFERENCES

1. "ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan 2012", ENTSO-E publication 2012 [online], www.entsoe.eu/fleadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP_2012_report.pdf [access: 30.03.2017].
2. "Documentation on Controller Tests in Test Grid Configurations", ENTSO-E SG SPD Report 2013 [online], https://www.entsoe.eu/fleadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/RG_SOC_CE/131127_Controller_Test_Report.pdf [access: 30.03.2017].
3. "Dynamic Study Model Range of Applications and Modelling Basis", ENTSO-E SG SPD Report 2015.
4. A. Semerow et al., "Dynamic Study Model for the Interconnected Power System of Continental Europe in Different Simulation Tools", PowerTech 2015, Amsterdam.
5. A. Semerow et al., "An Innovative Method to Develop Power System Equivalents with Focus on Inter-Area Oscillations and Primary Control Representation".
6. E. Grebe et al., "Low Frequency Oscillations in the Interconnected System of Continental Europe", PES 2010, Minneapolis, USA.
7. "Analysis of CE Inter-Area Oscillations of 19 and 24 February 2011", ENTSO-E SG SPD Report 21.08.2011 [online], https://www.entsoe.eu/fleadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/RG_SOC_CE/Top7_110913_CE_inter-area-oscil_feb_19th_24th_fnal.pdf [access: 30.03.2017].
8. "European Wind Integration Study (EWIS) Final Report 2010".
9. B. Sobczak, R. Trębski, M. Wilk, "Wykorzystanie modeli generycznych w analizach dynamicznych synchronicznego systemu kontynentalnej Europy" [Use of generic models in dynamic analyzes of the synchronous system of continental Europe], XVIII Conference "Current Problems in Power Engineering", Jastrzębia Góra, June 7–9, 2017.
10. P. Kundur, "Power system stability and control", McGraw-Hill, 1993.

This paper utilises the results of a study completed by the Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering on the commission of PSE SA to determine the effects for the security of NPS and the entire European system of a possible introduction of special arrangements preventing circular flows observed at the western and southern borders of NPS.

Robert Jankowski

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: r.jankowski@ien.gda.pl

Graduated in power engineering from the Faculty of Electrical Engineering of Gdańsk University of Technology. Employed in the Automatics and System Analysis Department of the Institute of Power Engineering, Gdańsk Branch. His area of interest covers issues related to planning the development and the operating management of power system.

Bogdan Sobczak

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: B.Sobczak@ien.gda.pl

Graduated in automation from the Faculty of Electronics of Gdańsk University of Technology. Head of the System Analysis Team in the Department of Automation and System Analysis at Institute of Power Engineering, Gdańsk Branch. His research interests: dynamics and stability of power systems.

Robert Trębski

PSE SA

e-mail: Robert.Trebski@pse.pl

A graduate of the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology (1993) and the Faculty of Management of University of Warsaw (1996). In PSE SA, and then PSE Operator SA, since 1993. Specializes in power system modelling for online and offline applications used in the National Dispatch Centre, and NPS operational analyses.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 89–97. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wpływ wyłączeń linii granicznych KSE na obraz oscylacji międzyobszarowych w systemie synchronicznym kontynentalnej Europy

Autorzy

Robert Jankowski
Bogdan Sobczak
Robert Trębski

Słowa kluczowe

bezpieczeństwo systemu, przepływy kołowe, oscylacje międzyobszarowe, stabilność małosygnałowa

Streszczenie

Obserwowane w pracy europejskiego systemu elektroenergetycznego (ENTSO-E CE) przepływy kołowe powodują nie tylko ograniczenie zdolności wymiany handlowej, ale również stwarzają realne zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy systemu. W celu ograniczenia takich przesyłów coraz powszechniej stosowane są przesuwniki fazowe instalowane zazwyczaj na liniach granicznych. W sytuacji, gdy urządzeń tych nie ma, czy też ich zakres regulacyjny został wyczerpany, a niepożądany przesył jest większy od dopuszczalnego, operatorzy sieci przesyłowej w skrajnych przypadkach, dla zachowania integralności własnego systemu, mogą podjąć decyzje o wprowadzeniu zmian topologicznych, skutkujących osłabieniem połączeń międzysystemowych. Działanie takie prowadzi do ograniczenia niepożądanego przesyłu, ale równocześnie oddziałuje na częstotliwość i tłumienie oscylacji międzyobszarowych obserwowanych w ENTSO-E CE. Przedstawione w artykule wyniki dokonują oceny jakościowej (pokazują trendy zmian) wpływu wyłączeń linii granicznych w KSE na wielkość tłumienia i częstotliwości oraz zaangażowania generatorów KSE w oscylacjach międzyobszarowych. Ponieważ w ENTSO-E CE występują problemy z tłumieniem oscylacji niskich częstotliwości, to każde zmniejszenie tłumienia lub częstotliwości w stosunku do stanu wyjściowego należy traktować jako potencjalne zagrożenie dla bezpiecznej pracy.

Data wpływu do redakcji: 14.02.2017

Data akceptacji artykułu: 08.03.2017

Data publikacji online: 30.06.2017

1. Modele obliczeniowe

Analizy wykonano na modelach kontynentalnej części europejskiego systemu elektroenergetycznego (ENTSO-E CE). Wykorzystano model rozptyłowy opracowany w ramach TYNDP [1]. Model ten zaktualizowano na potrzeby pracy o inwestycje w obszarze zainteresowania oraz dostosowano do wymagań analiz dynamicznych. Część systemu odpowiadającą KSE zastąpiono modelem dokładnym dostarczonym przez OSP.

Ponieważ dostępność danych dynamicznych dla obszaru ENTSO-E CE jest ograniczona¹, dlatego model dynamiczny opracowano, wykorzystując metodę zaproponowaną przez działającą w ramach ENTSO-E grupę roboczą System Protections and Dynamics. Metoda ta – opisana w [2, 3, 4, 5] – polega na podziale badanego obszaru na regiony, a następnie wygenerowaniu modelu dynamicznego wykorzystującego typowe proste modele generatora, regulatora napięcia, stabilizatora systemowego oraz turbiny wraz z jej regulatorem i dostrojeniu tych urządzeń (parametry jednolite dla wszystkich generacji należących do danego regionu), tak by uzyskać odpowiedzi zbieżne z rejestracjami działania rzeczywistych urządzeń po zakłóceniach obserwowanych w systemie ENTSO-E CE.

Zgodnie z tą metodą model ENTSO-E CE został podzielony na sześć regionów (rys. 1). Do zbadania stabilności międzyobszarowej odpowiednim zakłóceniem może być utrata

dużej generacji lub odbioru w obszarze istotnym dla oscylacji międzyobszarowych niskiej częstotliwości, zaś sygnałem właściwym do rejestracji częstotliwość, której pomiary w różnych lokalizacjach systemu synchronicznego odwzorowują istotne cechy oscylacji międzyobszarowych. W przypadku wykonanej pracy wykorzystano pomiary częstotliwości z 2011 roku po utracie bloku pracującego z mocą ponad 1000 MW w elektrowni jądrowej Vandellos (Hiszpania), mierzone w stacjach 400 kV w Recarei (Portugalia), Soazza (Szwajcaria) i Atatürk (Turcja).

Model dynamiczny ENTSO-E CE (poza KSE) był modelem uproszczonym, w którym wszystkie generacje zamodelowano przy wykorzystaniu prostych typowych (z biblioteki programu PSLF czy PSS®E) jednakowych modeli poszczególnych typów urządzeń:

- GENROU – model generatora synchronicznego
- SEXS – model regulatora napięcia
- PSS2A – model stabilizatora systemowego
- TGOV1 – model turbiny i regulatora turbiny.

W procesie dostrajania modeli do rzeczywistych odpowiedzi zmieniano następujące parametry:

- inercję generatora
- wzmocnienie K regulatora napięcia SEXS
- wzmocnienie K_{s1} stabilizatora systemowego PSS2A

- wartości statyzmu ($1/R$) oraz stałych czasowych T_2 , T_3 w modelu TGOV1.

2. Walidacja modelu obliczeniowego

Podobnie jak w projekcie SPD [2, 3], tak i w niniejszej pracy strojenie parametrów wykonano, wykorzystując pomiary przebiegu zakłóconej częstotliwości z obszaru ENTSO-E CE, do których dostrajano odpowiedzi wybranych generatorów po symulowanym zakłóceniu awaryjnego wyłączenia generatora w elektrowni jądrowej Vandellos (Hiszpania), pracującego z mocą 1040 MW. Dostrajanie parametrów przeprowadzono, wykorzystując metodę roju cząstek (ang. *particle swarm optimization*).

W dostrajaniu modelu skupiono się przede wszystkim na uzyskaniu odpowiedniego przebiegu odbudowy częstotliwości (regulacja pierwotna) oraz częstotliwości oscylacji międzyobszarowych. Na rys. 2 pokazano przebiegi dla modelu SPD zamieszczone w [5], zaś na rys. 3 przebiegi w opracowanym modelu bazowym. Na rys. 3 w przebiegach częstotliwości dla opracowanego modelu widoczne jest wzbudzenie oscylacji o okresie ok. 5 s ($f = 0,21\text{--}0,22$ Hz) w rejestracji w Portugalii oraz oscylacji o częstotliwości ok. 0,15 Hz rejestracji w Turcji.

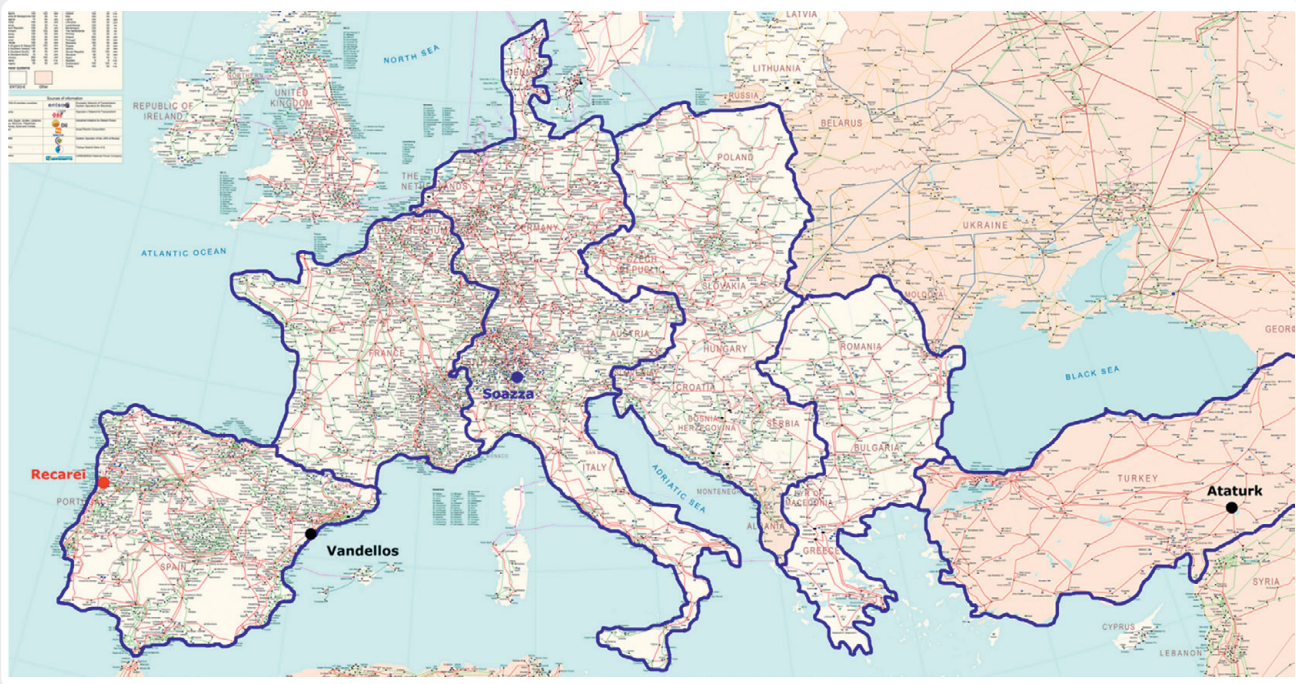
Ocenę opracowanego modelu wykonano także pod kątem zbieżności wyników stabilności międzyobszarowej z wynikami dostępnymi w innych opracowaniach [6, 7, 8]. Porównywano elementy charakteryzujące oscylacje międzyobszarowe², którymi są:

¹ Każde wykorzystanie modeli dokładnych wymaga zgody ich właściciela (operator systemu przesyłowego, konsorcjum realizujące projekty, których przedmiotem są zagadnienia związane z dynamiką ENTSO-E CE).

² W dalszej części tekstu zamiennie do oscylacji używane będzie określenie „mod dynamiczny” albo tylko „mod”. Jest to wygodniejsze i zarazem bardziej ścisłe, ponieważ częstotliwość modu nie jest w rzeczywistości stała i może się zmieniać o kilka, a nawet kilkanaście procent.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 89–97. When referring to the article please refer to the original text.

PL



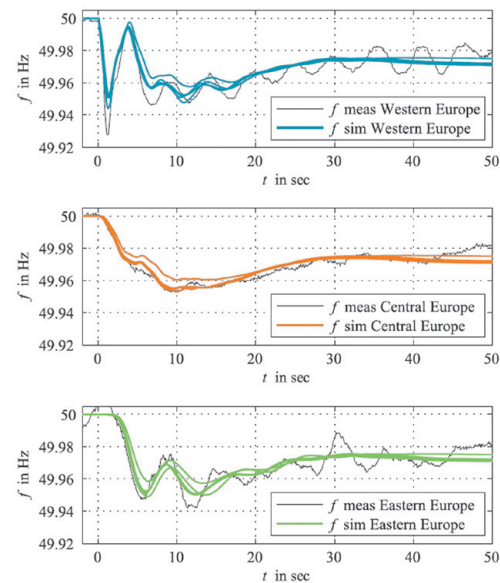
Rys. 1. Podział systemu Europy kontynentalnej na regiony do celów tworzenia modelu dynamicznego (na podstawie prezentacji A. Semerova)

- częstotliwość modu
- tłumienie modu
- struktura geograficzna modu, rozumiana jako identyfikacja koherentnych generatorów dla danej oscylacji (generatory oscylujące w tej samej fazie) wraz z uwzględnieniem amplitudy oscylacji tych generatorów.

Ze względu na znaczący wpływ sposobu modelowania odbioru na częstotliwość i tłumienie modów [9] oraz brak takich informacji w dostępnych publikacjach, wykonano wiele obliczeń, na podstawie których przyjęto, że odbiór odpowiadający mocy czynnej był w 50% modelowany jako stała moc, a w 50% jako stały prąd. Odbiór odpowiadający mocy biernej był natomiast w 50% modelowany jako stała moc, a w 50% jako stała impedancja. Porównanie wyników przedstawiono w tab. 1 (należy zaznaczyć, że publikowane dostępne informacje dotyczą wyłącznie oscylacji o najniższych częstotliwościach <math><0,5\text{ Hz}</math>). Co prawda, dla dwóch najniższych częstotliwości tłumienie jest znacznie lepsze, niż podane w [6], jednak różnicę można wytłumaczyć uproszczeniami zastosowanymi w modelu ENTSO-E CE, z których najważniejsze to:

- wyposażenie wszystkich generatorów w odpowiednio dostrojone stabilizatory systemowe
- wyposażenie wszystkich generatorów w regulatory turbin z aktywną regulacją pierwotną bez strefy nieczułości, a w związku z tym bardzo efektywnych w tłumieniu oscylacji bardzo niskich częstotliwości.

Uwzględniając powyższe, należy mieć na uwadze, że prezentowane w dalszej części artykułu wartości tłumienia dla dwóch modów o najniższej częstotliwości są zbyt optymistyczne, jednak ważny jest kierunek



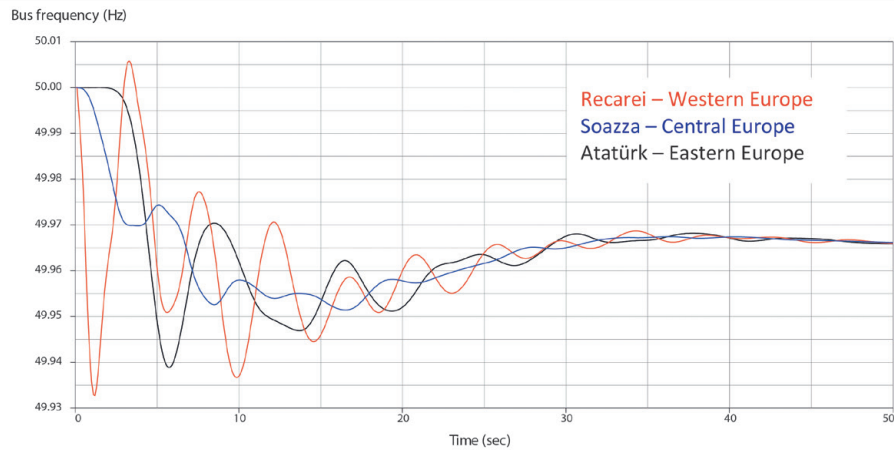
Rys. 2. Przebiegi częstotliwości po stracie generacji w Hiszpanii uzyskane w modelu SPD, źródło: [4]

Mody międzyobszarowe				
na podstawie [6, 7]		w modelu obliczeniowym		Opis modu w artykule
Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]	Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]	
0,16	2,8 ÷ -0,2	0,14	11,1	TR
0,22	4,8 ÷ 0,2	0,24	7,3	SP
0,32	6,0	0,34	4,3	BK
0,41	4,0	0,38	4,4	IT
b.d.	b.d.	0,42	4,7	CB

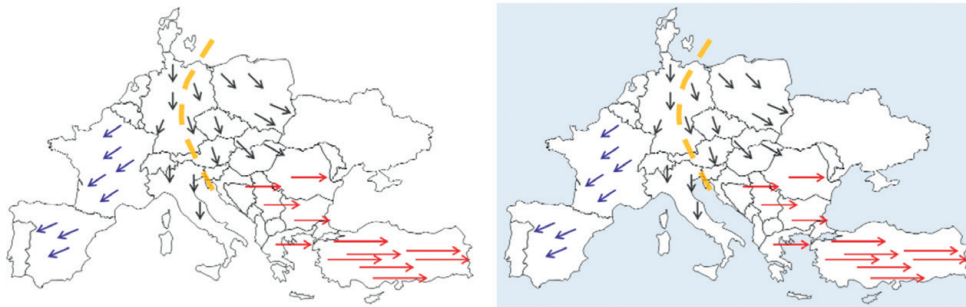
Tab. 1. Mody międzyobszarowe identyfikowane w ENTSO-E [6, 7] oraz występujące w opracowanym modelu

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 89–97. When referring to the article please refer to the original text.

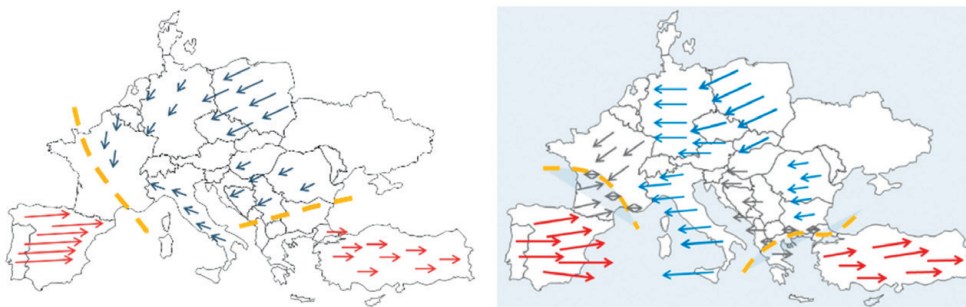
PL



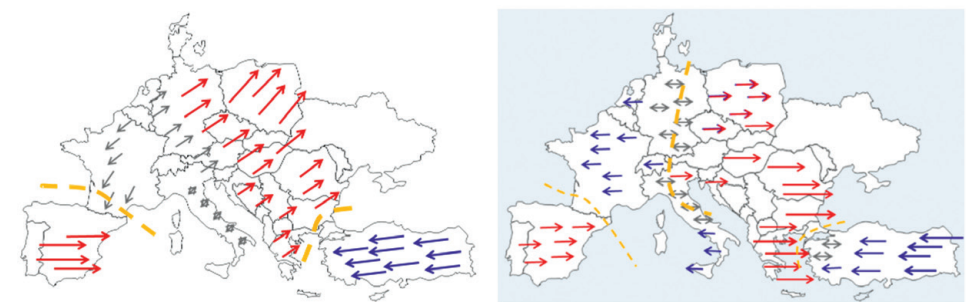
Rys. 3. Przebiegi częstotliwości otrzymane z modelu ENTSO-E CE, opracowanym do celów niniejszej pracy, w wybranych lokalizacjach ENTSO-E CE po stracie generacji w Hiszpanii



Rys. 4. Struktura geograficzna modu 0,16 Hz wg [6] (po lewej) i modu TR (0,14 Hz) w opracowanym modelu ENTSO-E CE (po prawej)



Rys. 5. Struktura geograficzna modu 0,22 Hz wg [6] (po lewej) i modu SP (0,24 Hz) w opracowanym modelu ENTSO-E CE (po prawej)



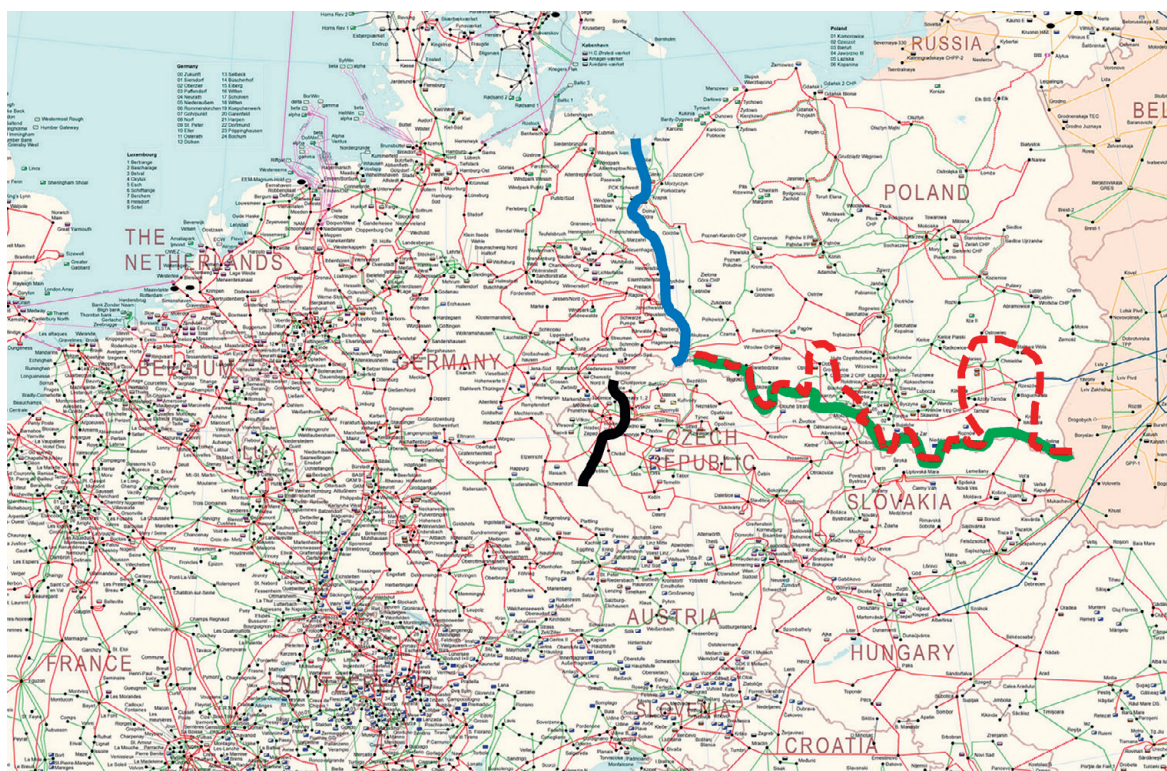
Rys. 6. Struktura geograficzna modu 0,32 Hz wg [6] (po lewej) i modu BK (0,34 Hz) w opracowanym modelu ENTSO-E CE (po prawej)

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 89–97. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 7. Struktura geograficzna modu IT 0,38 Hz w opracowanym modelu ENTSO-E CE (po prawej) oraz 0,4–0,5 Hz wg [8] po lewej



Rys. 8. Analizowane podziały w strukturze sieci ENTSO-E

zmian tego tłumienia, spowodowany zmianami konfiguracji pracy systemu. Struktura geograficzna poszczególnych modów w opracowanym modelu wykazuje dużą zgodność ze strukturami pokazanymi w dostępnych publikacjach, co przedstawiono na rys. 4–7. Generatory na obszarach z zaznaczonymi czerwonymi strzałkami oscylują w przeciwfazie do generatorów na obszarach z zaznaczonymi niebieskimi strzałkami. Generatory na obszarach z szarymi strzałkami mają mały udział w oscylacjach. Żółta przerywana linia pokazuje granicę między obszarami, generatory położone w tym rejonie nie biorą udziału w oscylacji.

3. Analizowane scenariusze podziałów

Na potrzeby realizowanej pracy przeprowadzono analizy następujących układów pracy³ (rys. 8):

1. wprowadzenie częściowego podziału na południowej granicy KSE, wydzielone bloki pracowały na sieć czeską i słowacką (oznaczenie kolorem brązowym)
2. wprowadzenie podziału na granicy KSE z systemami Czech i Słowacji (podział na liniach granicznych z SEPS i CEPS oznaczenie kolorem zielonym)
3. wprowadzenie podziału na liniach granicznych z siecią operatora niemieckiego 50Hertz, KSE pracujący bez

połączenia z systemem niemieckim (oznaczenie kolorem niebieskim).

Dla każdego z tych układów zbadano wpływ wprowadzenia układu specjalnego w sieci czeskiej, w którym wydzielono kilka stacji do współpracy z systemem niemieckim, co fizycznie oznaczało odcięcie systemu czeskiego od systemu niemieckiego (oznaczenie kolorem czarnym).

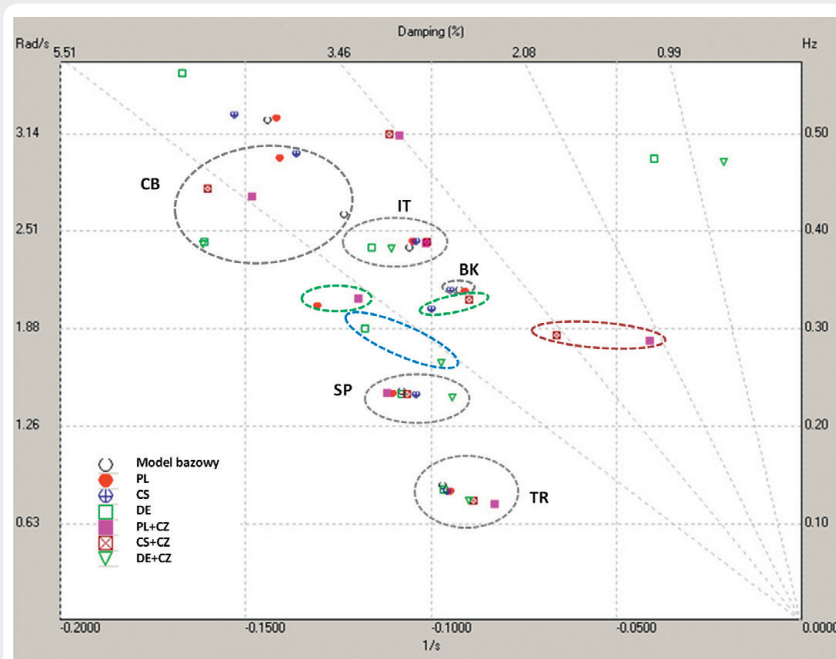
4. Wpływ podziałów na zmianę modów międzyobszarowych

Na rys. 9 zamieszczono zbiorcze zestawienie modów o częstotliwościach poniżej 0,5 Hz, obserwowanych w poszczególnych

³ W poniższych układach nie brano pod uwagę wpływu działania przesuwników fazowych między systemem polskim i niemieckim oraz czeskim i niemieckim.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 89–97. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 9. Rozkład modów na płaszczyźnie zespolonej w modelu wyjściowym oraz analizowanych układach pracy KSE częściowo oddzielanego od systemu europejskiego. Dodatkowo do opisu osi wprowadzono tłumienie oraz częstotliwość

analizowanych specjalnych układach pracy KSE częściowo oddzielanego od systemu europejskiego.

Trzy mody 0,14 Hz (TR), 0,24 Hz (SP) i 0,38 Hz (IT) pozostają relatywnie niezmiennie i możliwe jest ich jednoznaczne określenie. Należy jednak zwrócić uwagę na zauważalne zmniejszenie tłumienia, a przede wszystkim zmniejszenie częstotliwości modu TR do 0,12 Hz w każdym ze scenariuszy uwzględniających dodatkowy podział w Czechach.

Co prawda, w modzie 0,24 Hz wprowadzenie zmian w strukturze sieci nie

powoduje wyraźnego zmniejszenia tłumienia, to należy zauważyć, że zaangażowanie polskich generatorów wzrasta z poziomu 0,4 do 0,8 (rys. 10), a to oznacza zwiększenie znaczenia struktur i nastaw stabilizatorów KSE w tłumieniu tego modu (równorzędne z najbardziej istotnymi obecnie urządzeniami w Hiszpanii i Portugalii).

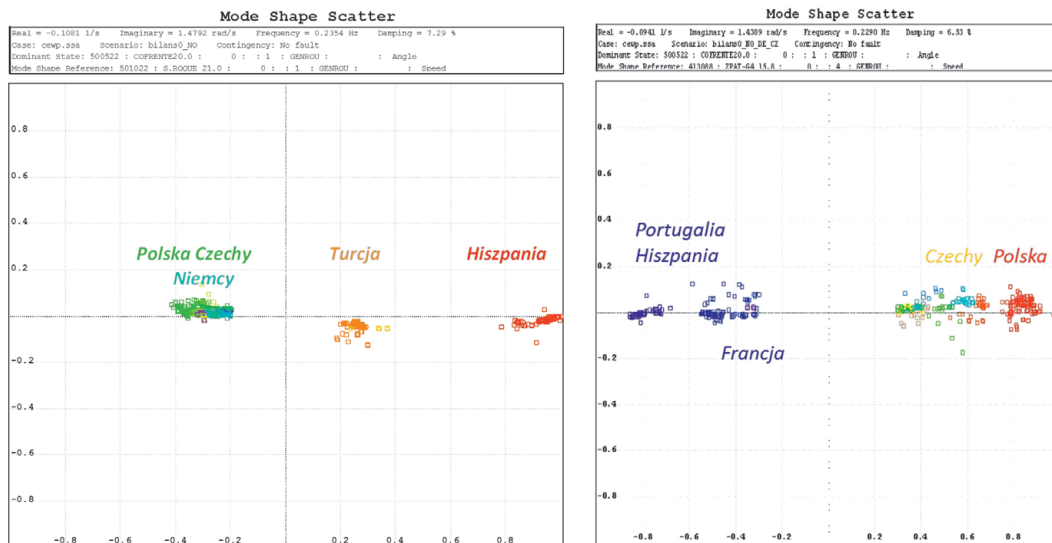
Z kolei mod 0,34 Hz (BK) zanika, gdy wprowadzany jest podział na granicy polsko-niemieckiej lub wewnątrz systemu czeskiego. Identyfikacja pozostałych modów nie jest już tak jednoznaczna, ewoluują

zarówno wartości identyfikujące mod częstotliwości, jak również jego struktura (udział jednostek generacyjnych z poszczególnych obszarów systemu).

Wprowadzenie podziału na południu KSE lub granicy polsko-czeskiej i polsko-słowackiej powoduje pobudzenie modu o częstotliwości 0,32–0,33 Hz i tłumieniu 4–6% (na rys. 9 punkty zakreślone na zielono), w którym generatory w Polsce oscylują względem generatorów we Włoszech oraz w krajach bałkańskich (rys. 11). Dodatkowy podział w Czechach powoduje zwiększenie udziału generatorów we Włoszech i bardziej wyraźne rozciągnięcie modu. Wprowadzenie dodatkowego podziału wewnątrz systemu czeskiego powoduje również pobudzenie nowego modu 0,29 Hz o słabym tłumieniu 2,3–3,6% (na rys. 9 punkty zakreślone na brązowo), w którym generatory w Polsce, Turcji i Niemczech oscylują względem generacji Czech, Słowacji, Węgier oraz krajów bałkańskich (rys. 11).

W przypadku modu 0,42 Hz (CB) zaobserwowano, że podział na południu KSE lub południowej granicy KSE powoduje, że mod ten przekształca się w mod o częstotliwości 0,47–0,48 Hz, w którym generatory Czech i Słowacji oscylują przeciw generatorom w Grecji oraz w innych krajach bałkańskich i Polsce. Tłumienie tego modu jest zbliżone do tłumienia w stanie wyjściowym. Wprowadzenie dodatkowego podziału w sieci czeskiej powoduje obniżenie częstotliwości do 0,44 Hz i równocześnie wzrost tłumienia. Widoczny jest wówczas znaczący udział polskich pięciu generatorów pracujących w południowej wydzielonej części KSE (rys. 12).

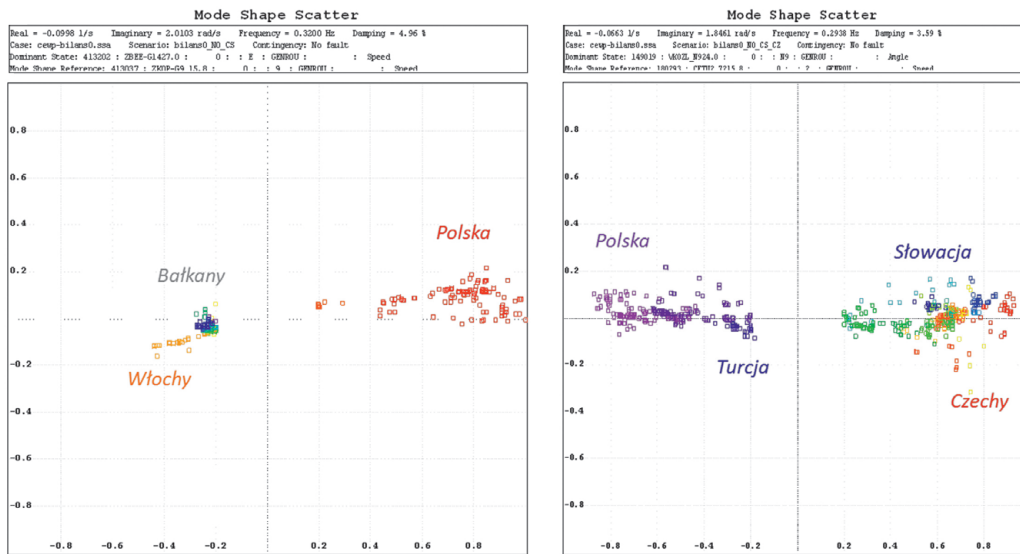
Z kolei wprowadzenie podziału na granicy polsko-niemieckiej powoduje zmniejszenie częstotliwości do ok. 0,39 Hz z równoczesnym zwiększeniem tłumienia. Dodatkowy podział w Czechach nie ma widocznego wpływu na dalsze zmiany w modzie.



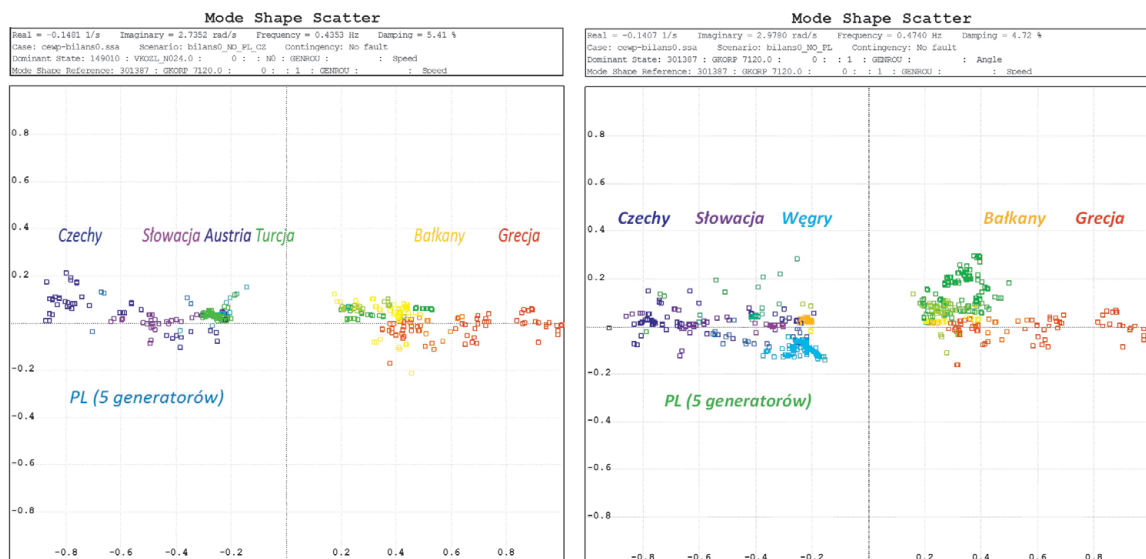
Rys. 10. Struktura modu 0,24 Hz przed podziałami (po lewej) oraz po podziałach na zachodniej granicy KSE i wewnątrz systemu czeskiego (po prawej)

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 89–97. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 11. Struktura nowych modów 0,32 Hz (po lewej) i 0,29 Hz (po prawej) po podziale na południowej granicy KSE oraz w Czechach



Rys. 12. Struktura modu CB (0,42 Hz) po podziale systemu na południu KSE (po lewej) oraz dodatkowym podziale w Czechach (po prawej)

5. Wnioski

Analizę wpływu podziałów w KSE i zmian topologii w Czechach na stabilność międzyobszarową przeprowadzono na specjalnie do tego celu opracowanym modelu ENTSO-E CE. Stwierdzono, że opracowany model mimo dużych uproszczeń dobrze odwzorowuje obraz oscylacji niskiej częstotliwości w systemie kontynentalnej Europy, jednak charakter wykorzystanego modelu (sposób budowy modelu rozpylowego, zastosowanie typowych prostych modeli) wyklucza możliwość dokładnego obliczenia modów międzyobszarowych. Wiarygodne pozostają natomiast obserwowane trendy zmian tłumienia i częstotliwości. Stwierdzono, że badane podziały mają znaczący wpływ na obraz oscylacji niskiej częstotliwości w ENTSO-E CE. Obserwowane jest to szczególnie wyraźnie

w sytuacji, gdy podział w KSE jest kojarzony z układem specjalnym w Czechach. Ponieważ w ENTSO-E CE występują problemy z tłumieniem oscylacji niskich częstotliwości, to każde zmniejszenie tłumienia lub częstotliwości w stosunku do wartości wyznaczonych dla modelu bazowego należy traktować jako potencjalne zagrożenie dla bezpiecznej pracy ENTSO-E CE. Negatywny wpływ zmniejszonego tłumienia jest oczywisty, natomiast negatywny wpływ zmniejszenia częstotliwości wynika ze zmniejszenia się skuteczności stabilizatorów systemowych, a nawet możliwości ich negatywnego oddziaływania na tłumienie.

Dla modu TR o najniższej częstotliwości we wszystkich scenariuszach obserwuje się wyraźne obniżenie częstotliwości aż do wartości 0,12 Hz. Widoczne jest

również zmniejszenie tłumienia. Wynika to ze zwiększenia zastępczej impedancji między oscylującymi obszarami, czyli Turcją i Bałkanami a Półwyspem Iberyjskim. To zwiększenie jest oczywiście wynikiem wprowadzanych podziałów w KSE i Czechach. Częstotliwość i tłumienie drugiego modu o najniższej częstotliwości SP nie ulega tak widocznym zmianom, jednak wprowadzenie specjalnego układu w Czechach prowadzi do znacznego zwiększenia udziału generatorów KSE, co oznacza, że generatory w KSE będą w znacznie większym stopniu odpowiadać za tłumienie oscylacji (obecnie ta funkcja jest spełniana głównie przez generatory w Hiszpanii i Portugalii). Efektywność stabilizatorów zainstalowanych na polskich jednostkach generacyjnych w tłumieniu oscylacji o częstotliwości rzędu 0,20–0,25 Hz nie była dotąd przedmiotem analiz.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 89–97. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wspólną cechą analizowanych scenariuszy jest pojawienie się dwóch zupełnie nowych modów. Przy podziale na południowej granicy ich częstotliwość wynosi $\sim 0,32$ Hz i $\sim 0,27-0,29$ Hz, przy tym ten drugi zaczyna występować dopiero po wprowadzeniu układu specjalnego w Czechach. W tych modach zawsze duży udział mają generatory KSE, a ich tłumienie jest znacząco mniejsze niż modów, które są obecne w modelu bazowym. Przy pełnym podziale na południowej granicy KSE i układzie specjalnym w Czechach tłumienie to wynosi jedynie 2%, a więc jest bardzo małe. Nie można wykluczyć, że analiza małosygnałowa wykonana na odpowiednio dokładnym modelu pokaże jeszcze mniejsze tłumienie tych oscylacji. Wydaje się celowe przeprowadzenie dalszych badań określających środki zaradcze dla zidentyfikowanych zagrożeń, w szczególności badanie efektywności tłumienia oscylacji niskich częstotliwości przez duże generatory KSE oraz wypracowanie propozycji odpowiednich zmian nastaw (lub struktur) układów odpowiedzialnych za tłumienie oscylacji niskich częstotliwości.

Bibliografia

1. "ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan 2012", ENTSO-E publication 2012 [online], www.entsoe.eu/fleadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDDP/2012/TYNDDP_2012_report.pdf [access: 30.03.2017].
2. "Documentation on Controller Tests in Test Grid Configurations", ENTSO-E SG SPD Report 2013 [online], https://www.entsoe.eu/fleadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/RG_SOC_CE/131127_Controller_Test_Report.pdf [access: 30.03.2017].
3. "Dynamic Study Model Range of Applications and Modelling Basis", ENTSO-E SG SPD Report 2015.
4. A. Semerow et al., "Dynamic Study Model for the Interconnected Power System of Continental Europe in Different Simulation Tools", PowerTech 2015, Amsterdam.
5. A. Semerow et al., "An Innovative Method to Develop Power System Equivalents with Focus on Inter-Area Oscillations and Primary Control Representation".
6. E. Grebe et al., "Low Frequency Oscillations in the Interconnected System of Continental Europe", PES 2010, Minneapolis, USA.
7. "Analysis of CE Inter-Area Oscillations of 19 and 24 February 2011", ENTSO-E SG SPD Report 21.08.2011 [online], https://www.entsoe.eu/fleadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/RG_SOC_CE/Top7_110913_CE_inter-area-oscil_feb_19th_24th_fnal.pdf [access: 30.03.2017].
8. "European Wind Integration Study (EWIS) Final Report 2010".
9. B. Sobczak, R. Trębski, M. Wilk, "Wykorzystanie modeli generacyjnych w analizach dynamicznych synchronicznego systemu kontynentalnej Europy" [Use of generic models in dynamic analyses of the synchronous system of continental Europe], XVIII Conference "Current Problems in Power Engineering", Jastrzębia Góra, June 7–9, 2017.
10. P. Kundur, "Power system stability and control", McGraw-Hill, 1993.

W artykule wykorzystano wyniki pracy, jaką Instytut Energetyki Oddział Gdańsk wykonał na zlecenie PSE SA w celu określenia skutków, jakie dla bezpieczeństwa KSE oraz całego systemu europejskiego mogłoby mieć wprowadzenie specjalnych układów pracy zapobiegających przepływowi kołowym, obserwowanym na zachodniej i południowej granicy KSE.

Robert Jankowski

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: r.jankowski@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Gdańskiej ze specjalnością elektroenergetyka. Pracuje w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Obszar jego zainteresowań obejmuje zagadnienia związane z planowaniem rozwoju oraz prowadzeniem ruchu w systemie elektroenergetycznym.

Bogdan Sobczak

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: B.Sobczak@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Gdańskiej, kierunek automatyka. Pracuje w Instytucie Energetyki Instytucie Badawczym Oddział Gdańsk jako kierownik Zespołu Analiz Systemowych w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych. Jego zainteresowania naukowe to: dynamika i stabilność systemów elektroenergetycznych.

Robert Trębski

mgr inż.

PSE SA

e-mail: Robert.Trebski@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (1993) i Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego (1996). Od 1993 roku pracownik PSE SA, później PSE Operator SA. Specjalizuje się w zagadnieniach modelowania systemu elektroenergetycznego na potrzeby aplikacji online i offline wykorzystywanych w KDM oraz analizach pracy KSE.