

# The use of Generic Models in Dynamic Analyses of the Synchronous System of Continental Europe

## Authors

Bogdan Sobczak  
 Robert Trębski  
 Maciej Wilk

## Keywords

generic models, inter-area oscillations, inter-area modes, small signal stability, load modelling

## Abstract

Development of a dynamic model covering a large power system and suitable for analyses of inter-area oscillations often requires the use of typical system component models used in transient stability analyses. This may consequence in very optimistic results, i.e. much better oscillation damping than actually recorded in the system. This was seen in the 1990s, when in the USA and Canada (Western Interconnection) weakly damped inter-area oscillations were observed, which could not be correctly reflected using standard dynamic models. The paper analyses selected system component modelling simplifications due to the use of generic models that may affect the damping of inter-area oscillations. The degree of this impact on the results is shown in a dynamic model covering the synchronously operated part of the continental Europe system.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017402**

Received: 14.02.2017

Accepted: 08.03.2017

Available online: 23.07.2018

## 1. Introduction

In 2013–2016 Authors participated in a project mandated to preliminarily assess the feasibility of synchronous operation of the power systems of Ukraine and Moldova with the continental part of the European system. The study was carried out by a consortium of European transmission system operators from Poland, Romania, Serbia, Hungary and Bulgaria, with the support of the transmission system operators from Ukraine and Moldova, as well as the involvement of the ENTSO European operators' association. One of the consortium's many tasks was to develop a dynamic model of the continental part of ENTSO-E CE.

Elaboration of a dynamic model accurately reproducing inter-area oscillations in a large power system is always difficult and labour intensive task. An attempt to apply for this purpose a typical dynamic model used for transient stability study gives usually very optimistic results i.e. damping of inter-area oscillations is much better than observed in the real power system. In the 1990s, there were several cases of weakly damped inter-area oscillations in the part of the system covering the areas of the USA and Canada (Western Interconnection), which could not be correctly reflected using standard dynamic models. The research then initiated showed that the models used at the time to study

small signal stability should have been much more accurate than those typically used for transient stability testing. In addition, it was proven that the standard models of turbines and loads available then in computational programs were not able to ensure sufficient accuracy and quality of simulated phenomena mapping.

With this in mind and due to the limited time frame, many simplifications were applied in the development of a dynamic model for the consortium. In order to determine the reliability of the results obtained on such a model, it was necessary to check how these simplifications could affect the results, in particular the frequency and damping of low-frequency inter-area oscillations. The impact of the following simplifications was examined:

- use of uniform static load models
- replacing of generators with negative loads or wind turbines
- neglecting of motor load dynamics
- *a priori* accepted reactance for step-up transformers of HV connected generators
- typical structure and parameters of power system stabilizers
- typical structure and parameters of turbines and their controllers
- no electric power feedback loop in turbine controller.

The simplifications impact on the small signal stability analysis results was illustrated by the frequency and damping of the 6 lowest-frequency modes, calculated on the base model and on the model with one of the simplifications. In addition, the impact of the simplifications applied on the modes' geographic distribution was examined.

## 2. Static load models

It is known that the static model of a load determining its voltage and frequency dependency, significantly affects the lowest-frequency inter-area modes' frequency and damping. Therefore, proper load modelling is of key importance in studies that include small signal stability analysis. However, in reality the lack of information about the loads' behaviour in the modelled system practically precludes their correct modelling. In such a case, a static load model is used, common to the entire system with parameters that best reflect the system's actual behaviour. Of course, it is then necessary to correctly model the system's other elements that affect the analysis results.

The simulations confirm dependency of low frequency inter-area modes on static load modelling. In Tab. 1 a strong relationship between these phenomena can be seen. The use of a constant load impedance model (100%  $R$ , 100%  $X$ ) only leads to a very good damping, while the use of a constant power model (100%  $P$ , 100%  $Q$ ) leads to a much lower damping. In dynamic simulations a constant active current and constant reactance (100%  $I_p$ , 100%  $X$ ) model is most often used, which gives results with intermediate values and rather good damping.

The static load model type strongly affects the inter-area oscillation frequency, especially the first two oscillations with the lowest frequency. It can be seen in Tab. 1 that for the constant impedance load model, the lowest oscillation frequency is 0.11 Hz, while for the constant power model it increases to 0.16 Hz. The second-in-order oscillation frequency varies between 0.2 and 0.245 Hz, depending on the load model. Comparison of results in Tab. 1, with the results typical for the continental European area, Tab. 2 [1] shows that the most similar results for the first two oscillations with the lowest frequencies are obtained using the load model consisting of 50% $P$ , 50% $I_p$ , 50% $Q$ , and 50% $X$ . It is worth noting that the static load model used for modal calculations

alters neither the modes' geographical distribution, nor the individual generators' participation factor in oscillations.

## 3. Replacing of generators with negative loads or wind turbines

There were over 11,000 generators in the base flow model. Analyses on a model with so many generating units would be ineffective, therefore some of them, with unit powers below 100 MW, were substituted with negative loads (ca. 47 GW in total). In some simulation programs, this procedure is called netting (to be precise, netting means generator substitution with a shunt, but in this case a negative load was used). After this operation, the number of generating units modelled as generators decreased to ca. 1,400 (ca. 47 GW altogether). Due to such a large reduction, it was necessary to check the alterations' impact on the small signal stability analysis results. Thus, the substituted by negative loads generation was restored (by adding typical dynamic models – GENROU for generator, and SEXS for voltage regulator). Tab. 3 shows the frequency and damping of the 6 lowest-frequency modes calculated on the model with a portion (47 GW) of the generation substituted with negative loads, and with all generators modelled as synchronous machines.

It can be concluded from the results that generators' substitution with negative loads significantly improves damping of the inter-area oscillations observed in the model. The calculations have not shown any noticeable influence of netting on the low frequency modes in regard to their geographical distribution and participation factors.

Tab. 4 presents the results obtained when a portion (47 GW) of the synchronous generation had been substituted with a wind generation model (type 4 from the PSS/E program library with typical parameters). It turns out that it caused a slight increase in the inter-area oscillations damping.

## 4. Neglecting of motor load dynamics

It was assumed for the dynamic model development that all the loads would only be partly depend on the voltage. This assumption was adopted due to the lack of any details of other load properties. It is known, however, that some loads are of the motor specification, for example the power plant auxiliaries. However,

| Static load model                           |             |                       |             |   |             |   |             |
|---|-------------|-----------------------|-------------|---|-------------|---|-------------|
| 100% $R$ , 100% $X$<br>(constant impedance) |             | 100% $I_p$ , 100% $X$ |             | 50% $P$ , 50% $I_p$ , 50% $Q$ , 50% $X$ |             | 100% $P$ , 100% $Q$<br>(constant power) |             |
| Inter-area oscillations                     |             |                       |             |   |             |   |             |
| Frequency [Hz]                              | Damping [%] | Frequency [Hz]        | Damping [%] | Frequency [Hz]                          | Damping [%] | Frequency [Hz]                          | Damping [%] |
| 0.11  | 27.3        | 0.13                  | 17.6        | 0.14                                    | 11.6        | 0.155                                   | 3.6         |
| 0.20  | 23.9        | 0.22                  | 15.4        | 0.23                                    | 9.8         | 0.245                                   | 3.0         |
| 0.31  | 11.3        | 0.33                  | 7.4         | 0.34                                    | 4.7         | 0.36                                    | 1.4         |
| 0.36  | 8.9         | 0.375                 | 6.2         | 0.385                                   | 4.43        | 0.40                                    | 2.7         |
| 0.39  | 12.3        | 0.41                  | 7.9         | 0.42                                    | 5.35        | 0.435                                   | 2.7         |
| 0.49  | 10.4        | 0.51                  | 7.4         | 0.51                                    | 4.6         | 0.53                                    | 1.9         |

Tab. 1. Impact of the static load model on the inter-area oscillation frequency and damping

| Inter-area oscillations observed in Europe |                |             |
|--|----------------|-------------|
| Mode symbol                                | Frequency [Hz] | Damping [%] |
| T1   | 0.16           | 2.8 ÷ -0.2  |
| U1   | 0.22           | 4.8 ÷ 0.2   |
| U2   | 0.32           | 6           |
| U3   | 0.41           | 4           |

Tab. 2. Impact of the static load model on the inter-area oscillation frequency and damping [1]

| Some generators substituted with negative loads |             | All generators modelled as synchronous machines |             |
|---|-------------|---|-------------|
| Load model: 100% <i>lp</i> , 100% <i>X</i>      |             |   |             |
| Frequency [Hz]                                  | Damping [%] | Frequency [Hz]                                  | Damping [%] |
| 0.13  | 17.6        | 0.125   | 15.5        |
| 0.22  | 15.4        | 0.21  | 14.7        |
| 0.33  | 7.4         | 0.325   | 6.95        |
| 0.375   | 6.2         | 0.37  | 6.1         |
| 0.41  | 7.9         | 0.40  | 7.3         |
| 0.51  | 7.4         | 0.48  | 6.5         |

Tab. 3. Impact of partial generators' substitution with negative loads on the inter-area oscillation calculation results

| All generators modelled as synchronous machines |             | Some synchronous generators modelled as wind turbines |             |
|---|-------------|---|-------------|
| Load model: 100% <i>lp</i> , 100% <i>X</i>      |             |   |             |
| Frequency [Hz]                                  | Damping [%] | Frequency [Hz]  | Damping [%] |
| 0.13  | 17.6        | 0.13  | 18.3        |
| 0.22  | 15.4        | 0.22  | 17.5        |
| 0.33  | 7.4         | 0.33  | 8.6         |
| 0.375   | 6.2         | 0.375   | 6.3         |
| 0.41  | 7.9         | 0.41  | 9.9         |
| 0.51  | 7.4         | 0.51  | 7.8         |

Tab. 4. Impact of wind generation on the inter-area oscillation calculation results.

these loads were not explicitly indicated in the model. In order to check how neglecting of these loads' dynamic behaviour affects the small signal stability analysis results, the motor characteristics were added for a selected portion of the loads in the model. Typical specifications of large 3-phase induction motors were adopted. The remaining loads were modelled as 100% *lp*, 100% *X*. The results are presented in Tab. 5.

It can be concluded from the results that for oscillations with frequencies below 0.4 Hz, increasing the share of motor loads decreases their damping. No such consistent relationship was observed for oscillations with higher frequencies. It is worth noting that the share of motor loads alters neither the modes' geographical distribution, nor the individual generators' participation factors in oscillations.

| Oscillation frequency [Hz] | Damping [%]       |                              |                              |                              |
|----------------------------|-------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
|                            | No motor dynamics | 10% loads modelled as motors | 30% loads modelled as motors | 50% loads modelled as motors |
| 0.13                       | 17.6              | 16.3                         | 12.7                         | 9.9                          |
| 0.22                       | 15.4              | 14.0                         | 11.05                        | 7.6                          |
| 0.33                       | 7.4               | 6.75                         | 5.7                          | 4.8                          |
| 0.375                      | 6.2               | 5.6                          | 4.1                          | 3.0                          |
| 0.41                       | 7.9               | 7.4                          | 8.2                          | 7.2                          |
| 0.51                       | 7.4               | 7.9                          | 4.7                          | 4.3                          |

Tab. 5. Impact of neglecting motor load dynamics on the inter-area oscillation calculation results

| Oscillation No. | PSS2A gain = 3                             |             | PSS2A gain = 1 |             |
|-----------------|--|-------------|----------------|-------------|
|                 | Load model: 100% <i>lp</i> , 100% <i>X</i> |             |                |             |
|                 | Frequency [Hz]                             | Damping [%] | Frequency [Hz] | Damping [%] |
| 1               | 0.13                                       | 17.6        | 0.13           | 16.7        |
| 2               | 0.22                                       | 15.4        | 0.22           | 14.4        |
| 3               | 0.33                                       | 7.4         | 0.33           | 6.5         |
| 4               | 0.375                                      | 6.2         | 0.39           | 3.3         |
| 5               | 0.41                                       | 7.9         | 0.41           | 7.4         |
| 6               | 0.51                                       | 7.4         | 0.53           | 4.0         |

Tab. 6. Impact of PSS2A stabiliser gain on the inter-area oscillation calculation results

## 5. A priori accepted reactance for step-up transformers of HV connected generators

Ca. 30% of generators (almost 119 GW) in the flow model were connected directly to EHV or HV nodes. The effect of their connection through unit transformers with a constant and the same impedance for all units, on the inter-area oscillation calculation results was checked. Simulations were performed for various impedances expressed in relative units of the transformer's apparent power – 0.12, 0.15, 0.18 and 0.25. It was found that the impact on the inter-area oscillation frequency and damping was negligible.

## 6. Typical structure and parameters of power system stabilizers

In a majority of the analysed model area (mainly in the western part of Europe), machines operated as generators and pumps were equipped with a PSS2A system stabilizer. This structure is effective in damping low frequency oscillations, although its efficiency decreases along with the oscillation frequency. Parameters (main loop gain = 3) of the stabilisers in the model were properly tuned to default parameters of the generators and their excitation systems, which should be considered as the average value for generators in the real system. This is, in a way, a perfect situation – in reality not all generators are equipped with stabilisers, and those that are not always can be tuned for effective low-frequency oscillation damping.

Tab. 6 shows how the PSS2A stabiliser gain change affects the inter-area oscillation damping in the model. Less gain means less damping in all mods. The effect is particularly evident in the case of oscillations No. 4 and No. 6, which include only generators in the western part of Europe.

### 7. Typical structure and parameters of turbines and their controllers

In the analysed model all synchronous generators throughout Western Europe and Italy are driven by default simplified steam turbine model TGOV1. Since the turbine and turbine controller model and parameters strongly affect the oscillation frequency and damping, the effect of the default turbine type on the inter-area oscillation frequency and damping was checked. The following turbines and turbine controller models were analysed:

- simplified steam turbine model TGOV1
- detailed steam turbine model IEEE1
- simplified hydro turbine model HYG0V
- simplified gas turbine model GAST.

For all analysed turbines and their controllers, typical parameters were adopted, except droop. These parameters are listed in Tab. 7. All calculations were made for the static load model 100% *lp*, 100% *X*. The turbine and turbine controller model was assigned to all generators in the continental part of ENTSO-E. The results presented in Tab. 8 indicate that, as a rule, the turbine and turbine controller impact on the inter-area oscillations damping is positive. In particular, the lowest frequency oscillation (0.13 Hz) damping significantly improves when using any turbine and controller model in comparison with the situation without turbine models. The strongest impact on the low-frequency

| TGOV1 |      | IEEE1 |      | HYGOV |      | GAST |     |
|-------|------|-------|------|-------|------|------|-----|
| R     | 0.3  | K     | 3.33 | R     | 0.3  | R    | 0.3 |
| T1    | 0.5  | T1    | 0.0  | rt    | 0.3  | T1   | 0.4 |
| Vmax  | 1.0  | T2    | 0    | Tr    | 5.0  | T2   | 0.1 |
| Vmin  | 0.0  | T3    | 0.30 | Tf    | 0.05 | T3   | 3.0 |
| T2    | 3.0  | Uo    | 1.0  | Tg    | 0.5  | AT   | 1.0 |
| T3    | 10.0 | Uc    | -0.1 | VELM  | 0.2  | Kt   | 2.0 |
| D     | 0    | Pmax  | 1    | Gmax  | 1.0  | Vmax | 1   |
|       |      | Pmin  | 0    | Gmin  | 0    | Vmin | 0   |
|       |      | T4    | 0.30 | Tw    | 1.0  | Dt   | 0   |
|       |      | K1    | 0.30 | At    | 1.2  |      |     |
|       |      | K2    | 0    | Dt    | 0.5  |      |     |
|       |      | T5    | 7.0  | Qnl   | 0.08 |      |     |
|       |      | K3    | 0.30 |       |      |      |     |
|       |      | K4    | 0    |       |      |      |     |
|       |      | T6    | 0.5  |       |      |      |     |
|       |      | K5    | 0.4  |       |      |      |     |
|       |      | K6    | 0    |       |      |      |     |
|       |      | T7    | 0    |       |      |      |     |
|       |      | K7    | 0    |       |      |      |     |
|       |      | K8    | 0    |       |      |      |     |

Tab. 7. The typical parameters of turbines and their controllers

| Frequency [Hz] | Damping [%]   |   |       |       |      |  |
|----------------|---|---|-------|-------|------|--|
|                | Base model<br>(tuned turbine and turbine controller parameters) | Turbine and turbine controller model adopted in the whole model |       |       |      | Model without turbines and turbine controllers |
|                |   | TGOV1   | IEEE1 | HYGOV | GAST |  |
| 0.13           | 17.6  | 16.9  | 16.8  | 19.1  | 32.5 | 11.8   |
| 0.22           | 15.4  | 14.2  | 14.4  | 11.5  | 21.1 | 11.9   |
| 0.33           | 7.4   | 7.5   | 7.7   | 3.7   | 10.6 | 6.3  |
| 0.375          | 6.2   | 5.9   | 6.1   | 3.2   | 8.0  | 5.1  |
| 0.41           | 7.9   | 8.0   | 8.2   | 4.5   | 9.8  | 7.2  |
| 0.51           | 7.4   | 7.3   | 7.4   | 4.8   | 8.3  | 6.7  |

Tab. 8. The typical turbine and turbine controller parameters

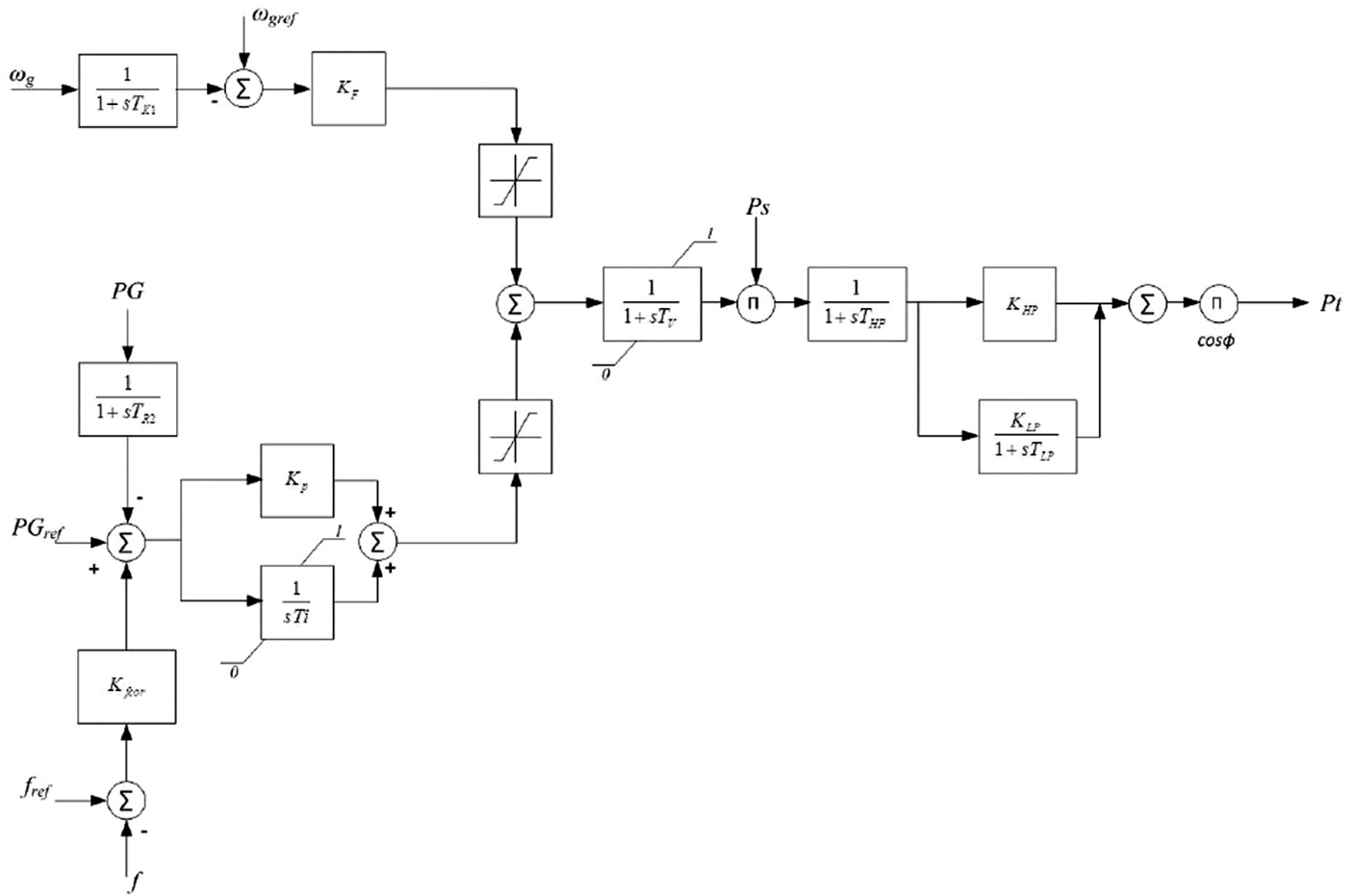


Fig. 1. Simplified model of turbine and turbine controller including electric power feedback

oscillation was noted with the GAST model. This is most likely an effect of the absence of long time constants (delays) in the model between inputs and outputs, and of the small overall phase shift between speed signal and mechanical power. The parameters used for TGOV1 and IEEEG1 models are typical for large steam units. With these parameters both models lead to similar results. The use of the HYG0V water turbine model with the above set of parameters improves the lowest frequency oscillation damping only, while the other modes' damping deteriorates.

### 8. No electric power feedback loop in turbine controller

Most standard turbines and turbine controller models available in simulation programs, such as PSS/E or PSLF, are in principle not suitable for inter-area oscillation analysis because of lack of the electrical power feedback loop, which in fact is commonly used in steam turbines in Europe. Although some new governor models (e.g. GGOV1) recently added to these programs already feature such functionality, generating units in power plants are still represented by models such as IEEEG1, WSIEG1, TGOV1 or GAST, with the speed input only. As previously presented, these types of models essentially improve the low frequency inter-area oscillation damping. Inadequacy of standard governor models for inter-area stability studies has already been noticed in European large area studies like IPS/UPS [2] and EWIS [3]. One of

| Frequency [Hz] | Damping [%]           |                         |
|----------------|-----------------------|-------------------------|
|                | No power control loop | With power control loop |
| 0.13           | 16.9                  | 8.1                     |
| 0.22           | 14.2                  | 10.1                    |
| 0.33           | 7.5                   | 4.5                     |
| 0.375          | 5.9                   | 3.6                     |
| 0.41           | 8.0                   | 5.6                     |
| 0.51           | 7.3                   | 5.4                     |

Tab. 9. The typical turbine and turbine controller parameters

these studies' recommendations was to use non-standard turbine and turbine controller models with generator power regulators in future studies including the inter-area oscillation analysis. A simplified model with this regulation is shown in Fig. 1. Based on this diagram, a user defined model was developed and introduced to the dynamic model of Europe to illustrate the impact of adding the electrical power input to the turbine controller on the calculated inter-area oscillations. This model is actually the standard TGOV1 model with added PI controller for power control. It was introduced to the model just like the other turbine and turbine controller types analysed. This was to illustrate the effect of this control loop on the inter-area oscillation analysis results.

| Analysed simplification   | Impact on oscillation frequency | Impact on oscillation damping | Impact on geographic distribution and participation factor of individual generators |
|---|---------------------------------|-------------------------------|---|
| Adopted static load model   | ++                              | ++                            | –   |
| Replacing generators with negative loads or wind generation                     | –                               | ++                            |   |
| Neglecting motor load dynamics  | –                               | +                             |   |
| A priori accepted reactance for step-up transformers of HV connected generators | –                               | –                             |   |
| Typical structure and parameters of power system stabilizers                    | –                               | +                             |   |
| No electric power feedback loop in turbine controller                           | –                               | ++                            |   |

Tab. 10. Summary of analysed modelling simplifications and their impact on individual components of the inter-area oscillation analysis

In Tab. 9 the inter-area oscillation results obtained on a model with turbines and turbine controllers without the electric power control loop are compared with the performance of the model with such a control. It is clearly seen that this additional loop significantly deteriorates the low frequency oscillation damping. Essentially, besides the load modelling method, it is the turbine and turbine controller model that seems to be the most difficult element in developing a dynamic model of a large area for low-frequency inter-area oscillation analysis. Not only is an exact turbine and turbine controller model required, but also the actual control mode should be known, since the turbine impact varies depending on which loop is active.

## 9. Conclusions

The authors participated in a preliminary assessment of the feasibility of synchronous operation of the power systems of Ukraine and Moldova with the continental part of the European system (2013-2016). One of the many tasks was to develop a dynamic model of the continental part of ENTSO-E CE. Development of a large power system's dynamic model capable of accurate reproduction of inter-area oscillations is a difficult and time-consuming task. Therefore, many simplifications were applied in practice. In order to determine the reliability of the results obtained on such a model, it was checked how these simplifications affected the results, in particular the frequency and damping of low-frequency inter-area oscillations.

Based on the simulations, it was found that most of the simplifications improve the low-frequency inter-area oscillation damping. The effects of neglecting motor load dynamics and the absence of electric power feedback loop in the turbine controller model are particularly significant. It was also found that the assumed static load model is critical for the designated oscillations' frequency and damping alike. The other simplifications affect the damping only. In addition, it can be noticed that the simplifications do

not affect the geographical distribution of modes and the participation factors of individual generators to oscillations. Tab. 10 summarizes the simplifications and their impact on the individual components of the analysis results. Where the impact of a simplification on the analysed component is strong, it is marked with the double plus symbol (++), where the impact is noticeable, but less significant – the single plus symbol (+), and where the impact is negligible, the minus (–) symbol is used.

In a study in which the subject of research are small signal stability analyses of a large area system, especially when considering future scenarios, accurate calculation of the inter-area oscillation frequency and damping is practically impossible. One reason for this is the high accuracy required of data for the system components' modelling. Another reason is the results' high dependence on the actual system condition, i.e. the power flows, demand degree, and current generation portfolio. Only the direction of the calculated values' change due to the analysed scenario occurrence can be determined with sufficient accuracy.

## REFERENCES

1. Grebe E. et al., "Low Frequency oscillations in the interconnected system of Continental Europe", IEEE PES General Meeting, July 2009, 2010, pp. 1–7.
2. Feasibility Study: "Synchronous Interconnection of the IPS/UPS with the UCTE. Summary of Investigations and Conclusions", December 2008 [online], [http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/international/ucte-ees/Summary\\_of\\_Investigations\\_and\\_Conclusions.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/international/ucte-ees/Summary_of_Investigations_and_Conclusions.pdf) [access: 16.05.2017]
3. "European Wind Integration Study" (EWIS), Final Report 2010 [online], [www.pfbach.dk/firma\\_pfb/ewis\\_final\\_report\\_2010.pdf](http://www.pfbach.dk/firma_pfb/ewis_final_report_2010.pdf) [access: 16.05.2017]

---

### **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 the 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). Since 1993 in PSE SA, then in PSE Operator SA. Specialises in power system modelling for online and offline applications used in the NDC National Dispatch Centre, and NPS operational analyses.

### **Maciej Wilk**

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: m.wilk@ien.gda.pl

Graduated in electrical engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology. Employed at the Department of Automation and Systems Analyses of the Institute of Power Engineering Gdańsk Branch and is studying for PhD studies at his faculty. Participant of numerous studies on issues of wind farm connection to the grid and other analytical studies related to power system dynamics. In addition, the Institute of Power Engineering representative in EC project eHigways2050.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 14–20. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Wykorzystanie modeli generycznych w analizach dynamicznych synchronicznego systemu kontynentalnej Europy

### Autorzy

Bogdan Sobczak  
 Robert Trębski  
 Maciej Wilk

### Słowa kluczowe

modele generyczne, oscylacje międzyobszarowe, mody międzyobszarowe, stabilność małosygnałowa, modelowanie odbiorów

### Streszczenie

Opracowanie modelu dynamicznego, obejmującego wielki system elektroenergetyczny odpowiedni do analiz oscylacji międzyobszarowych, często wymaga wykorzystania typowych modeli elementów systemu, wykorzystywanych w analizach stanów przejściowych. Działanie takie może skutkować uzyskaniem bardzo optymistycznych wyników, tj. dużo lepszego tłumienia oscylacji niż w praktyce rejestrowane w systemie. Przekonano się o tym już w latach 90., gdy zaobserwowano słabo tłumione oscylacje międzyobszarowe w USA i Kanadzie (Western Interconnection), których nie udało się poprawnie odwzorować z wykorzystaniem standardowych modeli dynamicznych. W artykule przeanalizowano wybrane uproszczenia modelowania elementów systemu, spowodowane wykorzystaniem modeli generycznych, które mogą mieć wpływ na poziom tłumienia oscylacji międzyobszarowych. Stopień tego oddziaływania na wyniki został pokazany na modelu dynamicznym, obejmującym synchronicznie pracującą część Europy kontynentalnej.

Data wpływu do redakcji: 14.02.2017

Data akceptacji artykułu: 08.03.2017

Data publikacji online: 23.07.2018

### 1. Wstęp

Autorzy artykułu w latach 2013–2016 uczestniczyli w zespole, którego zadaniem była wstępna ocena możliwości synchronicznej pracy systemów elektroenergetycznych Ukrainy oraz Mołdawii z kontynentalną częścią systemu europejskiego. Prace były realizowane przez konsorcjum europejskich operatorów sieci przesyłowej z Polski, Rumunii, Serbii, Węgier i Bułgarii, przy wsparciu operatorów sieci przesyłowej Ukrainy oraz Mołdawii oraz zaangażowaniu stowarzyszenia operatorów europejskich ENTSO. Jednym z wielu zadań konsorcjum było przygotowanie modelu dynamicznego kontynentalnej części ENTSO-E CE.

Przygotowanie modelu dynamicznego rozległego systemu elektroenergetycznego, za pomocą którego w dokładny sposób można odwzorować oscylacje międzyobszarowe, jest zajęciem trudnym i czasochłonnym. Próba wykorzystania do tego celu typowych modeli elementów systemu, wykorzystywanych w analizach stanów przejściowych, z reguły skutkuje uzyskaniem bardzo optymistycznych wyników, tj. dużo lepszego tłumienia oscylacji niż w praktyce rejestrowane w systemie. W latach 90. zanotowano kilka przypadków słabo tłumionych oscylacji międzyobszarowych w części systemu obejmującego tereny USA i Kanady (Western Interconnection), których nie udało się poprawnie odwzorować z wykorzystaniem standardowych modeli dynamicznych. Zainicjowane wówczas badania pokazały, że modele wykorzystywane w tamtym czasie do badania stabilności małosygnałowej powinny być dużo bardziej dokładne niż te wykorzystywane typowo do badania stabilności przejściowej. Ponadto dowiedziono, że modele standardowe turbin i odbiorów,

dostępne wówczas w programach obliczeniowych, nie były w stanie zapewnić wystarczającej dokładności i jakości odwzorowania symulowanych zjawisk.

Mając to na uwadze oraz ze względu na ograniczone ramy czasowe, w procesie przygotowywania modelu dynamicznego na potrzeby wspomnianego wcześniej konsorcjum skorzystano z wielu uproszczeń. W celu określenia wiarygodności wyników otrzymanych na tak przygotowanym modelu należało sprawdzić, jak zastosowane uproszczenia mogą wpływać na otrzymane wyniki, w szczególności na wartości częstotliwości i tłumienia oscylacji międzyobszarowych niskich częstotliwości. Zbadano wpływ następujących uproszczeń:

- wykorzystanie jednolitych statycznych modeli odbiorów
- zastąpienie części generatorów ujemnymi odbiorami
- pominięcie dynamiki odbiorów silnikowych
- przyjęcie z góry reaktancji transformatorów blokowych dla generatorów przyłączonych do sieci WN i NN
- przyjęcie typowej struktury i parametrów stabilizatorów systemowych w części modelu
- przyjęcie typowej struktury i parametrów turbin i ich regulatorów w części modelu
- brak pętli sprzężenia od mocy elektrycznej w regulatorze turbiny.

Wpływ uproszczeń na wyniki analizy stabilności małosygnałowej zobrazowany został przez wskazanie częstotliwości oraz współczynnik tłumienia 6 modów o najniższej częstotliwości, obliczonych na modelu bazowym oraz na modelu z wprowadzonym jednym z analizowanych uproszczeń. Ponadto sprawdzany był wpływ

zastosowanych uproszczeń na rozkład geograficzny modów.

### 2. Statyczne modele odbiorów

Wiadomo, że statyczny model odbioru charakteryzujący jego podatność napięciową i częstotliwościową znacząco wpływa na częstotliwość i tłumienie modów międzyobszarowych najniższych częstotliwości. Dlatego poprawne modelowanie odbiorów ma kluczowe znaczenie w pracach, które swoim zakresem obejmują analizy stabilności małosygnałowej. Jednakże w rzeczywistości brak informacji o zachowaniu odbiorów w modelowanym systemie praktycznie uniemożliwia ich poprawne zamodelowanie. W takim przypadku wykorzystuje się statyczny model odbioru, wspólny dla całego systemu o parametrach, które najlepiej odzwierciedlają rzeczywiste zachowanie systemu. Oczywiście wymagane jest wtedy poprawne zamodelowanie pozostałych elementów systemu, które wpływają na wyniki analizy.

Przeprowadzone symulacje potwierdzają wpływ sposobu modelowania odbiorów na wyniki analizy oscylacji międzyobszarowych. W tab. 1 można zaobserwować silny związek między tymi zjawiskami. Zastosowanie wyłącznie modelu odbioru o stałej impedancji (100%  $R$ , 100%  $X$ ) prowadzi do uzyskania bardzo dobrego tłumienia, natomiast zastosowanie modelu o stałej mocy (100%  $P$ , 100%  $Q$ ) prowadzi do uzyskania dużo słabszego tłumienia. W symulacjach dynamicznych najczęściej wykorzystuje się model o stałym prądzie czynnym i stałej reaktancji (100%  $I_p$ , 100%  $X$ ), który daje wyniki o pośrednich wartościach i raczej dobrym tłumieniu.



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 14–20. When referring to the article please refer to the original text.

PL

| Statyczny model odbioru              |               |                    |               |                             |               |                               |               |
|--------------------------------------|---------------|--------------------|---------------|-----------------------------|---------------|-------------------------------|---------------|
| 100% R, 100% X<br>(stała impedancja) |               | 100% Ip, 100% X    |               | 50% P, 50% Ip, 50% Q, 50% X |               | 100% P, 100% Q<br>(stała moc) |               |
| Oscylacje międzyobszarowe            |               |                    |               |                             |               |                               |               |
| Częstotliwość [Hz]                   | Tłumienie [%] | Częstotliwość [Hz] | Tłumienie [%] | Częstotliwość [Hz]          | Tłumienie [%] | Częstotliwość [Hz]            | Tłumienie [%] |
| 0,11                                 | 27,3          | 0,13               | 17,6          | 0,14                        | 11,6          | 0,155                         | 3,6           |
| 0,20                                 | 23,9          | 0,22               | 15,4          | 0,23                        | 9,8           | 0,245                         | 3,0           |
| 0,31                                 | 11,3          | 0,33               | 7,4           | 0,34                        | 4,7           | 0,36                          | 1,4           |
| 0,36                                 | 8,9           | 0,375              | 6,2           | 0,385                       | 4,43          | 0,40                          | 2,7           |
| 0,39                                 | 12,3          | 0,41               | 7,9           | 0,42                        | 5,35          | 0,435                         | 2,7           |
| 0,49                                 | 10,4          | 0,51               | 7,4           | 0,51                        | 4,6           | 0,53                          | 1,9           |

Tab. 1. Wpływ zastosowanego statycznego modelu odbioru na wartości częstotliwości i tłumienia oscylacji międzyobszarowych

Typ statycznego modelu odbioru wpływa mocno na częstotliwość oscylacji międzyobszarowych, szczególnie na dwie pierwsze oscylacje o najniższej częstotliwości. W tab. 1 można zauważyć, że dla modelu odbioru o stałej impedancji najniższa częstotliwość oscylacji wynosi 0,11 Hz, natomiast dla modelu odbioru o stałej mocy wzrasta do 0,16 Hz. Częstotliwość drugiej w kolejności oscylacji zmienia się w zakresie 0,2–0,245 Hz, zależnie od modelu odbioru. Porównując otrzymane rezultaty, przedstawione w tab. 1, z wynikami typowymi dla obszaru kontynentalnej Europy, tab. 2 [1], można zauważyć, że najbardziej zbliżone wyniki dla dwóch pierwszych oscylacji o najniższych częstotliwościach uzyskuje się przy wykorzystaniu modelu odbioru składającego się z 50% P, 50% Ip, 50% Q, 50% X. Warto podkreślić, że rodzaj statycznego modelu odbioru wykorzystany do obliczeń modalnych nie zmienia rozkładu geograficznego modów oraz udziału poszczególnych generatorów w oscylacjach.

### 3. Zastąpienie generatorów przez ujemne odbiory lub generację wiatrową

W bazowym modelu rozplwowym występowało ponad 11 000 generatorów. Prowadzenie analiz na modelu z tak dużą liczbą jednostek wytwórczych byłoby nieefektywne, w związku z tym część z nich, o mocy jednostkowej mniejszej niż 100 MW, zostało zamienione na ujemne odbiory (sumarycznie ok. 47 GW). W niektórych programach symulacyjnych zabieg ten nazywa się *netting* (ang. *netting* dokładnie oznacza zastąpienie generatorów przez boczniak, w tym przypadku jednak użyto ujemnego odbioru). Po tej operacji liczba jednostek wytwórczych modelowanych jako generatory zmniejszyła się do ok. 1400 (razem ok. 47 GW). W związku z tak dużą redukcją należało sprawdzić, jaki jest wpływ wprowadzonych zmian na wyniki analizy stabilności małosygnalowej. Przywrócono więc generację wcześniej zamienioną na ujemne odbiory (dodając typowe modele dynamiczne generatora GENROU oraz regulatora napięcia SEXS).

W tab. 3 przedstawiono częstotliwości oraz współczynniki tłumienia 6 modów o najniższej częstotliwości, obliczonych na modelu z częścią (47 GW) generacji zastąpioną

ujemnymi odbiorami oraz ze wszystkimi generatorami zamodelowanymi jako maszyny synchroniczne.

Z otrzymanych wyników można wywnioskować, że zastąpienie części generatorów ujemnymi odbiorami wyraźnie poprawia tłumienie oscylacji międzyobszarowych obserwowanych w modelu. Wpływ na częstotliwość oscylacji, a także na ich geograficzny rozkład udziału poszczególnych generatorów w oscylacjach jest pomijalny.

W tab. 4 przedstawiono wyniki uzyskane w przypadku, gdy część (47 GW) generacji synchronicznej została zastąpiona modelem generacji wiatrowej (typ 4 z biblioteki programu PSS/E z typowymi parametrami). Okazuje się, że taki zabieg spowodował niewielkie zwiększenie tłumienia oscylacji międzyobszarowych.

### 4. Pominięcie dynamiki odbiorów silnikowych

W czasie przygotowywania modelu dynamicznego założono, że wartość wszystkich odbiorów będzie częściowo zależna tylko od wartości napięcia. Takie założenie przyjęto ze względu na brak jakichkolwiek informacji na temat innych właściwości odbiorów. Wiadomo jednak, że część odbiorów ma charakter silnikowy, na przykład potrzeby własne elektrowni. Jednakże odbiory te nie były wskazane *explicite* w modelu. Chcąc sprawdzić, w jaki sposób

| Oscylacje międzyobszarowe obserwowane na terenie Europy |                    |               |
|---|--------------------|---------------|
| Symbol modu   | Częstotliwość [Hz] | Tłumienie [%] |
| T1  | 0,16               | 2,8 ÷ -0,2    |
| U1  | 0,22               | 4,8 ÷ 0,2     |
| U2  | 0,32               | 6             |
| U3  | 0,41               | 4             |

Tab. 2. Wpływ zastosowanego statycznego modelu odbioru na wartości częstotliwości i tłumienia oscylacji międzyobszarowych [1]

pominięcie zachowania dynamicznego tych odbiorów wpływa na wyniki analizy stabilności małosygnalowej, wprowadzono charakterystykę silnikową dla wybranej części odbiorów w modelu. Użyto typowych danych dla dużych silników indukcyjnych 3-fazowych. Pozostałe odbiory zamodelowane były jako 100% Ip, 100% X. Wyniki przedstawiono w tab. 5.

Z otrzymanych wyników można wywnioskować, że dla oscylacji o częstotliwości poniżej 0,4 Hz zwiększanie udziału odbiorów silnikowych powoduje zmniejszenie tłumienia. Dla oscylacji o wyższych częstotliwościach nie zaobserwowano tak jednolitej zależności. Warto podkreślić, że wielkość udziału odbiorów silnikowych

| Część generacji zastąpiona ujemnymi odbiorami |               | Wszystkie generatory zamodelowane jako maszyny synchroniczne |               |
|---|---------------|--|---------------|
| Model odbioru: 100% Ip, 100% X                |               |  |               |
| Częstotliwość [Hz]                            | Tłumienie [%] | Częstotliwość [Hz]   | Tłumienie [%] |
| 0,13  | 17,6          | 0,125  | 15,5          |
| 0,22  | 15,4          | 0,21   | 14,7          |
| 0,33  | 7,4           | 0,325  | 6,95          |
| 0,375   | 6,2           | 0,37   | 6,1           |
| 0,41  | 7,9           | 0,40   | 7,3           |
| 0,51  | 7,4           | 0,48   | 6,5           |

Tab. 3. Wpływ zastąpienia części generatorów ujemnymi odbiorami na wyniki obliczeń oscylacji międzyobszarowych

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 14–20. When referring to the article please refer to the original text.

PL

| Wszystkie generatory zamodelowane jako maszyny synchroniczne |               | Część generacji synchronicznej modelowana jako generacja wiatrowa |               |
|--|---------------|---|---------------|
| Model odbioru: 100% $I_p$ , 100% $X$                         |               |   |               |
| Częstotliwość [Hz]   | Tłumienie [%] | Częstotliwość [Hz]  | Tłumienie [%] |
| 0,13   | 17,6          | 0,13  | 18,3          |
| 0,22   | 15,4          | 0,22  | 17,5          |
| 0,33   | 7,4           | 0,33  | 8,6           |
| 0,375  | 6,2           | 0,375   | 6,3           |
| 0,41   | 7,9           | 0,41  | 9,9           |
| 0,51   | 7,4           | 0,51  | 7,8           |

Tab. 4. Wpływ generacji wiatrowej na wyniki obliczeń oscylacji międzyobszarowych

| Częstotliwość oscylacji [Hz] | Tłumienie [%]          |  |  |  |
|------------------------------|------------------------|--|--|--|
|                              | Brak dynamiki silników | 10% odbiorów zamodelowane jako silniki | 30% odbiorów zamodelowane jako silniki | 50% odbiorów zamodelowane jako silniki |
| 0,13                         | 17,6                   | 16,3                                   | 12,7                                   | 9,9                                    |
| 0,22                         | 15,4                   | 14,0                                   | 11,05                                  | 7,6                                    |
| 0,33                         | 7,4                    | 6,75                                   | 5,7                                    | 4,8                                    |
| 0,375                        | 6,2                    | 5,6                                    | 4,1                                    | 3,0                                    |
| 0,41                         | 7,9                    | 7,4                                    | 8,2                                    | 7,2                                    |
| 0,51                         | 7,4                    | 7,9                                    | 4,7                                    | 4,3                                    |

Tab. 5. Wpływ pominięcia dynamiki odbiorów silnikowych na wyniki obliczeń oscylacji międzyobszarowych

| Numer oscylacji | Wzmocnienie PSS2A wynosi 3           |               | Wzmocnienie PSS2A wynosi 1 |               |
|-----------------|--------------------------------------|---------------|----------------------------|---------------|
|                 | Model odbioru: 100% $I_p$ , 100% $X$ |               |                            |               |
|                 | Częstotliwość [Hz]                   | Tłumienie [%] | Częstotliwość [Hz]         | Tłumienie [%] |
| 1               | 0,13                                 | 17,6          | 0,13                       | 16,7          |
| 2               | 0,22                                 | 15,4          | 0,22                       | 14,4          |
| 3               | 0,33                                 | 7,4           | 0,33                       | 6,5           |
| 4               | 0,375                                | 6,2           | 0,39                       | 3,3           |
| 5               | 0,41                                 | 7,9           | 0,41                       | 7,4           |
| 6               | 0,51                                 | 7,4           | 0,53                       | 4,0           |

Tab. 6. Wpływ zmiany wzmocnienia stabilizatora PSS2A na wyniki obliczeń oscylacji międzyobszarowych

nie zmienia rozkładu geograficznego modów oraz udziału poszczególnych generatorów w oscylacjach.

**5. Z góry założona reaktancja transformatorów blokowych dla generatorów przyłączonych do sieci WN i NN**  
W modelu rozplwowym ok. 30% generatorów (prawie 119 GW) przyłączonych było bezpośrednio do węzłów WN lub NN. Sprawdzone, jaki będzie wpływ przyłączenia ich za pomocą transformatora blokowego o stałej i takiej samej dla wszystkich jednostek impedancji na wyniki obliczeń oscylacji międzyobszarowych. Symulacje wykonano dla różnych wartości impedancji wyrażonej w jednostkach względnych mocy

znamionowej pozornej generatora – 0,12, 0,15, 0,18 i 0,25. Stwierdzono, że wpływ takiego zabiegu jest pomijalny w kontekście częstotliwości i tłumienia oscylacji międzyobszarowych.

#### 6. Typowa struktura i parametry stabilizatorów systemowych

W zdecydowanej większości obszaru analizowanego modelu (głównie w części zachodniej Europy) maszyny pracujące zarówno jako generatory, jak i pompy wyposażone były w stabilizator systemowy typu PSS2A. Struktura ta jest efektywna, jeśli chodzi o tłumienie oscylacji niskich częstotliwości, chociaż jej efektywność spada wraz ze spadkiem częstotliwości

występujących oscylacji. Parametry stabilizatorów (wzmocnienie głównej pętli, gain = 3), znajdujące się w modelu, zostały poprawnie dostrojone do domyślnych parametrów generatorów oraz ich układów wzbudzenia, co należy uznać za wartość średnią dla generatorów występujących w rzeczywistym systemie. Jest to w pewien sposób sytuacja doskonała – w rzeczywistości nie wszystkie generatory wyposażone są w stabilizatory, a te które są, nie zawsze daje się dostroić tak, aby dobrze tłumili oscylacje niskich częstotliwości.

W tab. 6 pokazano, jak zmiana wzmocnienia w stabilizatorze PSS2A wpływa na tłumienie oscylacji międzyobszarowych w analizowanym modelu. Zredukowane wzmocnienie oznacza zmniejszone tłumienie dla wszystkich modów. Efekt jest szczególnie widoczny w przypadku oscylacji nr 4 i 6, które obejmują tylko i wyłącznie generatory znajdujące się w zachodniej części Europy.

#### 7. Typowa struktura oraz parametry turbin i ich regulatorów

W analizowanym modelu na terenie całej Europy Zachodniej oraz we Włoszech wszystkie generatory synchroniczne wyposażone są w domyślny uproszczony model turbiny parowej TGOV1. W związku z tym, że model oraz parametry turbiny i jej regulatora mają silny wpływ na częstotliwość oraz tłumienie oscylacji, sprawdzono, jak domyślny przyjęty typ turbiny wpływa na wartości częstotliwości i tłumienia oscylacji międzyobszarowych. Analizowano następujące modele turbin i ich regulatorów:

- uproszczony model turbiny parowej TGOV1
- dokładny model turbiny parowej IEEE1
- uproszczony model turbiny wodnej HYGOV
- uproszczony model turbiny gazowej GAST.

Dla wszystkich analizowanych turbin i ich regulatorów przyjęto parametry typowe, poza wartością *droop*. Parametry te zestawiono w tab. 7. Wszystkie obliczenia wykonano dla statycznego modelu odbioru 100%  $I_p$ , 100%  $X$ . Dany model turbiny i jej regulatora przypisany był do wszystkich generatorów w kontynentalnej części ENTSO-E.

Otrzymane rezultaty przedstawione w tab. 8 wskazują, że co do zasady wpływ turbiny i jej regulatora na wartości tłumienia oscylacji międzyobszarowych jest pozytywny. Szczególnie tłumienie oscylacji o najniższej częstotliwości (0,13 Hz) ulega zdecydowanej poprawie w przypadku zastosowania dowolnego modelu turbiny i regulatora w porównaniu z modelem bez turbin. Najsilniejszy wpływ na wartość tłumienia oscylacji niskich częstotliwości ma zastosowanie modelu typu GAST. Jest to najprawdopodobniej efekt braku długich stałych czasowych (opóźnień) w modelu pomiędzy wejściami i wyjściami, i przez małe ogólne przesunięcie fazowe między sygnałem od prędkości obrotowej a sygnałem od mocy mechanicznej. Parametry wykorzystane dla modeli TGOV1 oraz IEEE1 to typowe parametry dla dużych jednostek parowych. Z takimi parametrami oba modele prowadzą do uzyskania podobnych wyników. Wykorzystanie modelu turbiny wodnej HYGOV z podanym wyżej

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 14–20. When referring to the article please refer to the original text.

PL

| TGOV1 |      | IEEEG1 |      | HYGOV |      | GAST |     |
|-------|------|--------|------|-------|------|------|-----|
| R     | 0,3  | K      | 3,33 | R     | 0,3  | R    | 0,3 |
| T1    | 0,5  | T1     | 0,0  | rt    | 0,3  | T1   | 0,4 |
| Vmax  | 1,0  | T2     | 0    | Tr    | 5,0  | T2   | 0,1 |
| Vmin  | 0,0  | T3     | 0,30 | Tf    | 0,05 | T3   | 3,0 |
| T2    | 3,0  | Uo     | 1,0  | Tg    | 0,5  | AT   | 1,0 |
| T3    | 10,0 | Uc     | -0,1 | VELM  | 0,2  | Kt   | 2,0 |
| D     | 0    | Pmax   | 1    | Gmax  | 1,0  | Vmax | 1   |
|       |      | Pmin   | 0    | Gmin  | 0    | Vmin | 0   |
|       |      | T4     | 0,30 | Tw    | 1,0  | Dt   | 0   |
|       |      | K1     | 0,30 | At    | 1,2  |      |     |
|       |      | K2     | 0    | Dt    | 0,5  |      |     |
|       |      | T5     | 7,0  | Qnl   | 0,08 |      |     |
|       |      | K3     | 0,30 |       |      |      |     |
|       |      | K4     | 0    |       |      |      |     |
|       |      | T6     | 0,5  |       |      |      |     |
|       |      | K5     | 0,4  |       |      |      |     |
|       |      | K6     | 0    |       |      |      |     |
|       |      | T7     | 0    |       |      |      |     |
|       |      | K7     | 0    |       |      |      |     |
|       |      | K8     | 0    |       |      |      |     |

Tab. 7. Przyjęte typowe parametry turbin i ich regulatorów

| Częstotliwość [Hz] | Tłumienie [%]  |  |        |       |      |                                    |
|--------------------|--|--|--------|-------|------|------------------------------------|
|                    | Model bazowy (dostrojone parametry turbin i ich regulatorów) | Przyjęty typ turbiny i jej regulatora w całym modelu |        |       |      | Model bez turbin i ich regulatorów |
|                    |  | TGOV1  | IEEEG1 | HYGOV | GAST |                                    |
| 0.13               | 17,6   | 16,9   | 16,8   | 19,1  | 32,5 | 11,8                               |
| 0.22               | 15,4   | 14,2   | 14,4   | 11,5  | 21,1 | 11,9                               |
| 0.33               | 7,4  | 7,5  | 7,7    | 3,7   | 10,6 | 6,3                                |
| 0.375              | 6,2  | 5,9  | 6,1    | 3,2   | 8,0  | 5,1                                |
| 0.41               | 7,9  | 8,0  | 8,2    | 4,5   | 9,8  | 7,2                                |
| 0.51               | 7,4  | 7,3  | 7,4    | 4,8   | 8,3  | 6,7                                |

Tab. 8. Przyjęte typowe parametry turbin i ich regulatorów

zestawem parametrów poprawia tłumienie tylko oscylacji o najniższej częstotliwości, tłumienie pozostałych modów ulega pogorszeniu.

### 8. Brak pętli sprzężenia od mocy elektrycznej w regulatorze turbiny

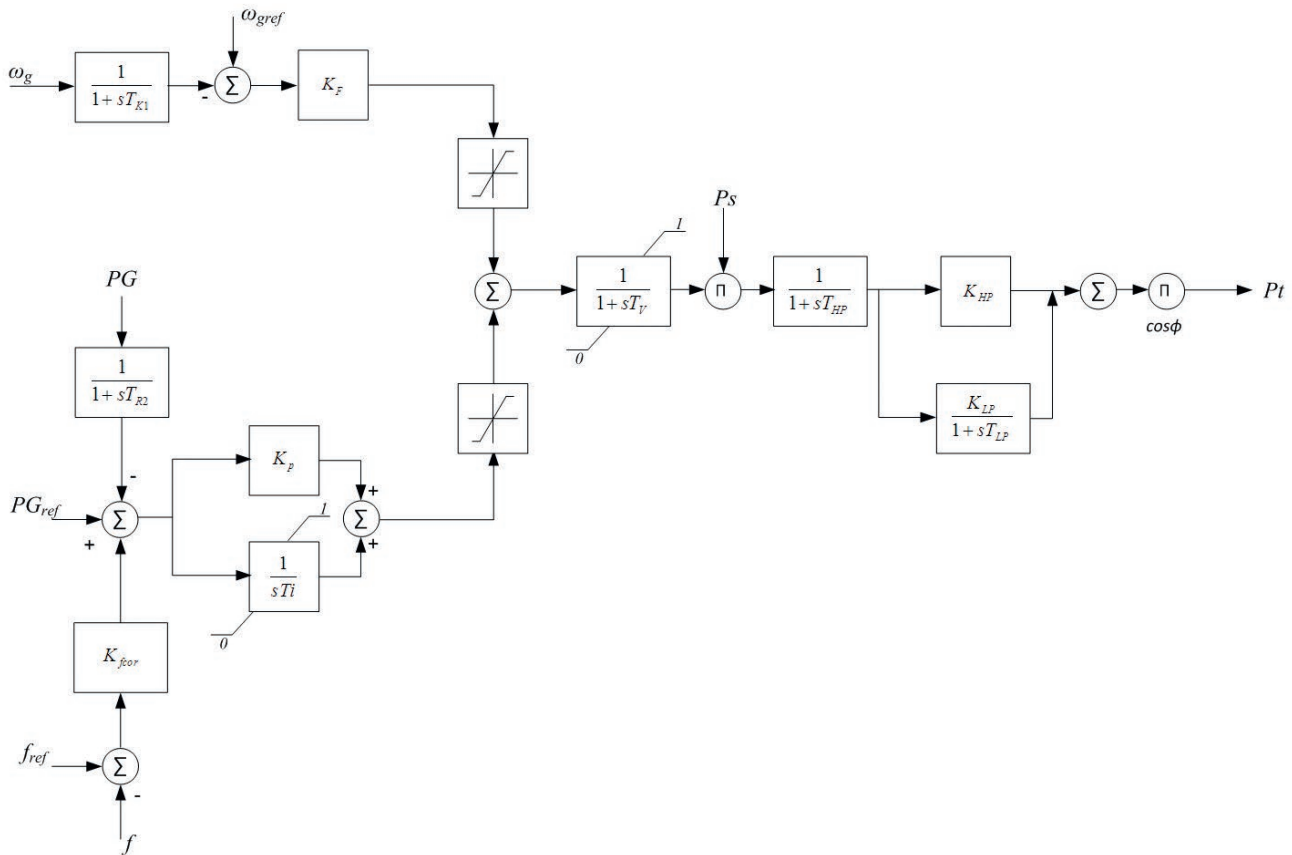
Większość standardowych modeli turbin i ich regulatorów, dostępnych w programach symulacyjnych, takich jak PSS/E czy PSLE, co do zasady nie nadaje się do wykorzystania w analizach oscylacji międzyobszarowych ze względu na brak odwzorowania pętli sprzężenia od mocy elektrycznej, która w rzeczywistości występuje powszechnie w turbinach parowych na terenie Europy. Wprowadzić część nowych modeli turbin (na przykład GGOV1), dodanych w ostatnim czasie do wspomnianych

programów, posiada już taką funkcjonalność, to mimo wszystko jednostki wytwórcze w poszczególnych elektrowniach wciąż odwzorowane są za pomocą modeli, takich jak IEEEG1, WSIEG1, TGOV1 czy GAST, które posiadają jedynie sygnał wejściowy od prędkości. Jak zostało wcześniej zaprezentowane, tego typu modele zasadniczo poprawiają tłumienie oscylacji międzyobszarowych niskich częstotliwości. Ta niedoskonałość standardowych modeli turbin i ich regulatorów została zauważona już we wcześniejszych studiach dotyczących połączenia systemów IPS/UPS [2] oraz EWIS [3]. Jedną z rekomendacji zawartych w tych pracach było wykorzystanie niestandardowych modeli turbin i ich regulatorów, posiadających regulator mocy generatora w przyszłych studiach obejmujących analizę

oscylacji międzyobszarowych. Uproszczony model z taką regulacją został przedstawiony na rys. 1. Opierając się na tym schemacie, opracowano model użytkownika i wprowadzono go do modelu dynamicznego Europy w celu zobrazowania wpływu dodania sygnału wejściowego od mocy elektrycznej do regulatora turbiny na obliczone wartości oscylacji międzyobszarowych. Model ten to właściwie standardowy model TGOV1 z dodanym regulatorem typu PI do sterowania mocą. Został on wprowadzony do modelu tak jak pozostałe analizowane typy turbin i ich regulatorów. Miało to na celu zobrazowanie, jaki wpływ na wyniki analizy oscylacji międzyobszarowych będzie miało dodanie tej pętli regulacji. W tab. 9 porównano wyniki otrzymanych oscylacji międzyobszarowych na modelu,

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 14–20. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Uproszczony model turbiny i jej regulatora uwzględniający sprzężenie od mocy elektrycznej

| Częstotliwość [Hz] | Tłumienie [%]                          |                                     |
|--------------------|--|-------------------------------------|
|                    | Brak pętli regulacji mocy elektrycznej | Z pętlą regulacji mocy elektrycznej |
| 0,13               | 16,9                                   | 8,1                                 |
| 0,22               | 14,2                                   | 10,1                                |
| 0,33               | 7,5                                    | 4,5                                 |
| 0,375              | 5,9                                    | 3,6                                 |
| 0,41               | 8,0                                    | 5,6                                 |
| 0,51               | 7,3                                    | 5,4                                 |

Tab. 9. Przyjęte typowe parametry turbin i ich regulatorów

w którym turbiny i ich regulatory nie miały pętli regulacji od mocy elektrycznej oraz były wyposażone w takie sterowanie. Wyraźnie widać, że wprowadzenie tej dodatkowej pętli powoduje znaczące pogorszenie tłumienia oscylacji niskich częstotliwości. Zasadniczo, poza sposobem modelowania odbiorów, to właśnie model turbiny i jej regulatora wydają się najtrudniejszym elementem przy tworzeniu modelu dynamicznego rozległego obszaru na potrzeby analizy oscylacji międzyobszarowych niskich częstotliwości. Wymagany jest nie tylko dokładny model turbiny i jej regulatora, ale także aktualny tryb regulacji powinien być znany, gdyż zależnie od tego, która pętla jest aktywna, wpływ turbiny na tłumienie może być odmienny.

### 9. Wnioski

Autorzy artykułu pracowali nad wstępną oceną możliwości synchronicznej pracy systemów elektroenergetycznych Ukrainy oraz Mołdawii z kontynentalną częścią systemu europejskiego (2013–2016). Jednym z wielu zadań było przygotowanie modelu dynamicznego kontynentalnej części ENTSO-E CE. Opracowanie modelu dynamicznego rozległego systemu elektroenergetycznego, za pomocą którego w dokładny sposób można odwzorować oscylacje międzyobszarowe, jest zadaniem trudnym i czasochłonnym. W praktyce skorzystano więc z wielu uproszczeń. Chcąc uwiarygodnić wyniki otrzymane na tak przygotowanym modelu, sprawdzono, jak zastosowane uproszczenia wpływają na wyniki,

| Analizowane uproszczenie  | Wpływ na częstotliwość oscylacji | Wpływ na tłumienie oscylacji | Wpływ na rozkład geograficzny i udział poszczególnych generatorów |
|---|----------------------------------|------------------------------|---|
| Przyjęty typ statycznego modelu odbiorów  | ++                               | ++                           | -   |
| Zastąpienie generatorów przez ujemne odbiory lub generację wiatrową                                 | -                                | ++                           |   |
| Pominięcie dynamiki odbiorów silnikowych  | -                                | +                            |   |
| Z góry założona reaktancja transformatorów blokowych dla generatorów przyłączonych do sieci WN i NN | -                                | -                            |   |
| Typowa struktura i parametry stabilizatorów systemowych   | -                                | +                            |   |
| Brak pętli sprzężenia od mocy elektrycznej w regulatorze turbiny                                    | -                                | ++                           |   |

Tab. 10. Podsumowanie analizowanych uproszczeń w modelowaniu oraz ich wpływ na poszczególne składowe wyniki analizy oscylacji międzyobszarowych

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 14–20. When referring to the article please refer to the original text.

PL

w szczególności na wartości częstotliwości i tłumienia oscylacji międzyobszarowych niskich częstotliwości.

Na podstawie wykonanych symulacji stwierdzono, że większość z zastosowanych uproszczeń poprawia wartości tłumienia oscylacji międzyobszarowych niskich częstotliwości. Szczególnie duży wpływ ma pominięcie dynamiki odbiorów silnikowych oraz brak pętli sprzężenia od mocy elektrycznej w modelu regulatora turbiny. Stwierdzono również, że założony statyczny model odbioru ma krytyczne znaczenie zarówno dla częstotliwości, jak i dla tłumienia wyznaczonych oscylacji. Pozostałe uproszczenia mają wpływ jedynie na tłumienie. Ponadto można zauważyć, że analizowane uproszczenia nie mają wpływu na rozkład geograficzny modów oraz na udział poszczególnych generatorów w oscylacjach. W tab. 10 podsumowano analizowane uproszczenia oraz ich wpływ na poszczególne składowe wyniki analizy. W przypadku, gdy wpływ danego uproszczenia na analizowaną składową jest

silny, oznaczono go podwójnym symbolem plusa (++), gdy wpływ jest zauważalny, ale mniej istotny – pojedynczym symbolem plusa (+), natomiast gdy wpływ jest pomijalny, użyto symbolu minusa (–).

W studium, w którym przedmiotem badań są analizy małosygnałowe systemu o rozległym obszarze, szczególnie w przypadku rozpatrywania przyszłych scenariuszy, dokładne obliczenie częstotliwości oraz tłumienia oscylacji międzyobszarowych jest praktycznie niemożliwe. Jedną z przyczyn jest wymagana duża dokładność danych dotyczących modelowania elementów systemu. Drugą z przyczyn jest duża zależność uzyskanych wyników od stanu, w jakim znajduje się system, tj. przepływy mocy, stopień zapotrzebowania, aktualne portfolio generacji. Z wystarczającą dokładnością można określić jedynie kierunek, w jakim będą zmieniały się obliczone wartości w związku z wystąpieniem analizowanego scenariusza.

## Bibliografia

1. Grebe E. i in., Low frequency oscillations in the interconnected system of Continental Europe, IEEE PES General Meeting, July 2009, 2010, s. 1–7.
2. Feasibility Study: Synchronous Interconnection of the IPS/UPS with the UCTE. Summary of Investigations and Conclusions, December 2008 [online], [http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/international/ucte-ees/Summary\\_of\\_Investigations\\_and\\_Conclusions.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/international/ucte-ees/Summary_of_Investigations_and_Conclusions.pdf) [dostęp: 16.05.2017].
3. European Wind Integration Study (EWIS), Final Report 2010 [online], [http://www.pfbach.dk/firma\\_pfb/ewis\\_final\\_report\\_2010.pdf](http://www.pfbach.dk/firma_pfb/ewis_final_report_2010.pdf) [dostęp: 16.05.2017].

### Bogdan Sobczak

mgr inż.

Institut 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: 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 S.A. Specjalizuje się w zagadnieniach modelowania systemu elektroenergetycznego na potrzeby aplikacji online i offline, wykorzystywanych w KDM oraz analizach pracy KSE.

### Maciej Wilk

mgr inż.

Institut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: m.wilk@ien.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, na kierunku elektrotechnika. Pracuje w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk oraz jest słuchaczem studiów doktoranckich, organizowanych przez macierzysty wydział. Uczestnik licznych prac dotyczących analiz przyłączeniowych generacji wiatrowej do sieci oraz innych prac analitycznych związanych z dynamiką systemu elektroenergetycznego. Ponadto reprezentant Instytutu Energetyki w projekcie Komisji Europejskiej eHigways2050.