

The Way of Modelling New Generation Sources and its Effect on Power System Stability Evaluation Parameters

Authors

Piotr Miller
Marek Wancerz

Keywords

power system, stability, network planning, short circuit power

Abstract

The effect of the method and accuracy of modelling automatic control systems of generating units on parameters of the power system stability evaluation has been investigated. The evaluation parameters are the following: values of the critical short-circuit time t_{kr} and corresponding to them values of the stability margin k_{st} , and the regulation times $t_{50\%}$ and $t_{15\%}$. The obtained results make an attempt at establishing the effect of the way generating units are modelled on the conclusions following from the power system stability analyses.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2013409

1. Introduction

Transmission grid operators are obliged to draw up plans for power system (SEE) development in different time horizons. These are long-term (15 years or more), medium-term (10 years) and short-term (5 years or less) plans. For each of these periods a grid development scenario is assumed, and growth in demand for electricity, and hence the resulting increase in electricity generation, are projected, combined with the need to determine the new generation sources' locations and method of their connection to the existing SEE.

System analyses conducted within the framework of the SEE development planning should include both static and dynamic analyses. In the scope of static analysis calculations are performed of: power flows, short circuits, reactive power compensation, and reliability. In the scope of dynamic analysis transient angle stability, local angle stability, voltage stability, and frequency stability are determined. The scope and level of detail of this analysis depend on the planning time horizon.

The analyses include assessment of the system performance in response to events involving disturbances and their liquidation. The events so analysed include planning events (more or less likely) that are taken into account in the SEE development planning process, and for which SEE performance standards must be met, and extreme events (unlikely), for which failure to meet the standards is allowed. The compliance (or non-compliance) with the SEE performance standards are determined by the performance evaluation indices. From the perspective of this paper the dynamic analyses, and especially the transient angle stability and SEE stability assessment indicators are important.

2. Transient angle stability

Transient angle stability (for large disturbances) is a SEE safe operation prerequisite, and also one of the basic power system condition assessment criteria. Angle stability is maintained, if the following conditions are met [1, 2, 3]:

- for each planning event the system maintains synchronism and seeks to reach the set operating point
- and the electromechanical oscillations following a large disturbance are satisfactorily damped.

The first transient angle stability criterion can be verified by way of computer simulation of the transient waveform triggered by the event. For each such event the duration of the transient should be simulated for at least 10–15 seconds for testing in-system, and for 15–20 seconds for inter-system, swings [4]. During the simulation generator rotor angles and slips should be tracked, as well as active generator powers and voltages at the rails supplying generation unit auxiliaries.

Planning event modelling should map the real performance and run times of protections. As regards run times, they include normal short-circuit switch-off time resulting from basic protections' activation, and delayed short-circuit switch-off time in the event of short circuit reserve protection or local breaker reserve tripping. An event may also take into account the break time in the auto-reclosing cycle, if auto-reclosing is applied. It is assumed that in 400 kV and 220 kV grids the normal fault switch-off time is 120 ms, whereas the delayed time is 300–500 ms [5]. In SEE development planning the angle stability should not be assessed by reference to unrealistic or quite unlikely events (e.g. spontaneous fault elimination without switching-off the short-circuited

element). The assumption was adopted for this study that it would analyse events involving a three-phase short circuit (K3) close to power plant rails, eliminated over the normal time (basic protections) by way of the line's ultimate switch-off. The SEE resistance to fault measures include the critical short-circuit duration and corresponding stability margin k_t determined from formula [1, 2]:

$$k_t = 100 \cdot \frac{t_{kr} - t_{zw}}{t_{zw}} \quad (1)$$

where: t_{kr} – critical short-circuit duration, i.e. the maximum short-circuit duration, for which the power system remains stable, t_{zw} – actual fault elimination time.

For planning events it is required that the transient angle stability reserve margin fulfils the following condition [3, 6]:

$$k_t \geq (10 \div 20)\% \quad (2)$$

The other transient angle stability criterion (referring to electro-mechanical oscillation damping) can be verified by computer simulation of transient states. System stability is evaluated by regulation time, defined as the time, after which the tested run stays within a control zone with a preset width, usually specified as a percentage of the first swing amplitude. In synchronous generator rotor oscillation analyses two such indicators are used [1, 2, 3]:

- regulation time $t_{15\%}$ corresponding to the control zone of 15% of the first swing
- regulation time $t_{50\%}$ corresponding to the control zone of 50% of the first swing.

The $t_{50\%}$ regulation time is also known as halving time. This is illustrated in Fig. 1, whereby halving time $t_{50\%}$ is determined as

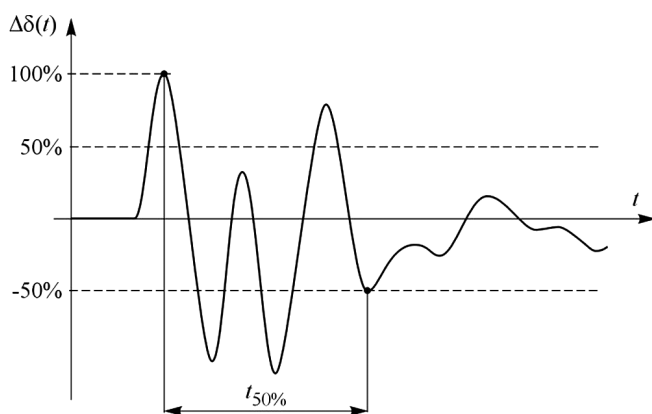


Fig. 1. Halving time $t_{50\%}$ [3]

the time after which waveform $\Delta\delta(t)$ stays within 50% of the first swing amplitude.

Regulation times should be determined for the critical short-circuit duration on the basis of waveforms obtained from transient state simulation. Damping can be assessed visually, based

on waveforms obtained from simulation, or by using features added to the simulation program. Subject to the evaluation are the longest regulation times for the group of generators most involved in the disturbance. In Tab. 3 the regulation times are listed, for which damping can be considered satisfactory.

Oscillation type	Halving time $t_{50\%}$	Regulation time $t_{15\%}$
In-system	≤ 5 s	≤ 15 s
Inter-system	≤ 7 s	≤ 20 s

Tab. 1. Satisfactory power system oscillation damping criteria

In order to properly determine the stability evaluation indicators, simulation studies should be performed on the power system's complete model. The model should map all factors that may affect the transient state course. Generator voltage regulation systems, system stabilizers, FACTS devices and their control systems, as well as other stability improvement measures used in the analyzed power system, can significantly affect the study conclusions.

3. Synchronous generator model

Computer programs for simulation studies of electromechanical transients use different mathematical models of synchronous generators. The names of the most commonly used models, consistent with IEEE naming convention, are GENCLS, GENROU, and GENSAL.

GENCLS, the classical synchronous generator model, is a second-order model made up of motion equations only. It is a simplified model used in the absence of data describing the selected generator, or if it is a distant generator, the impact of which on the simulated electromechanical processes is relatively small. The other models are so called sixth-order models. The GENROU model is used for modelling of synchronous machines with cylindrical rotors and non-salient poles (turbo-generators), while the GENSAL model is used for modelling of synchronous machines with salient poles (hydro-generators). Detailed descriptions of the various models with lists of parameters and control system diagrams can be found in reference literature [7, 8].

Excitation and voltage regulation systems of synchronous generators are even more diversified. Most commonly used to study national power system (NPS) transients are static models of excitation and voltage regulation EXST1, and machine excitation and voltage regulation EXAC1A models. Also in this case, the parameters and diagrams of these control systems can be found in literature [7, 8].

NPS models employ single-input and multi-input system stabilizers, and the later gradually replace the former. The stabilizer single-input is active power, while multi-input stabilisers also use frequency or rotor's angular velocity. The single-input stabilisers are represented by IEEEEST, and multi-input stabilisers by PSS2A. The turbine regulation system models' diversity arises from the variety of working medium types (steam, water, gas), turbine designs (for example of water turbines), and turbine controller

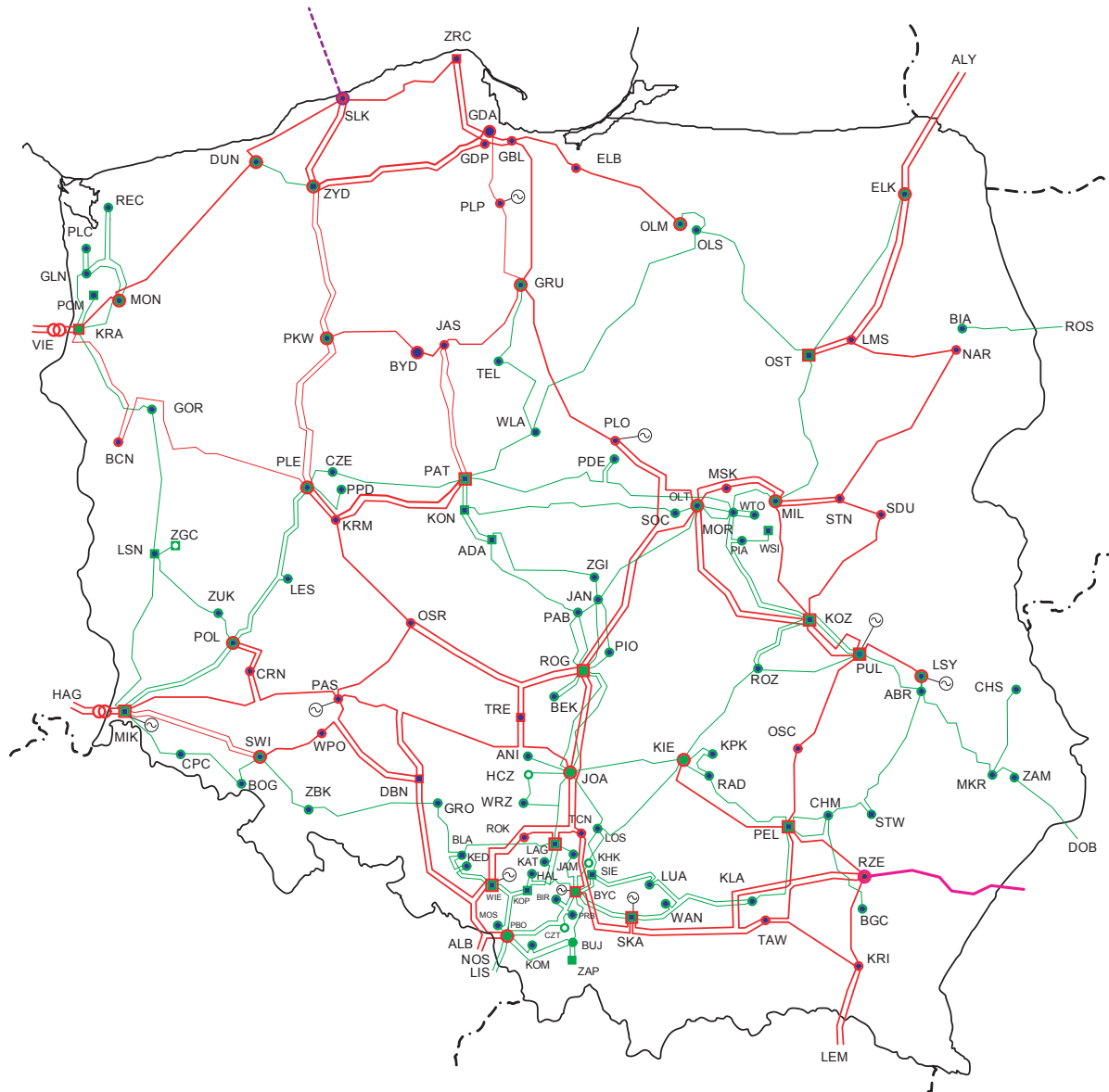


Fig. 2. New conventional source locations in NPS development plans [9, 10]

structures. In NPS models three basic models of turbine regulation systems are employed: IEEE1 for steam turbines, HYGOV for water turbines, and GAST for gas turbines. Detailed information on these models can be found in literature [7, 8].

Another issue is wind farm modelling, but it is out of the scope of this paper.

The variety of the models and multitude of their parameters can make their selection difficult, particularly in new generating units that must be taken into account in planning studies. Are the classical second-order models sufficient, or do they need to be modelled with higher accuracy? Should their regulation systems' optimal parameters be looked-for, or reference models would suffice [3]? The authors of the article tried to find answers to these questions by performing the tests described below.

4. Research problem

The national power system development plan documentation [9, 10] provides for the construction of new conventional energy

sources by 2020. The capital expenditure plans include the construction of new units in Stalowa Wola, Kozenice, Opole, as well as Jaworzno, Turów, Skawina, Bogdanka, and Pulawy. These units should be taken into account in forecasting models used in planning studies. Depending on the progress of the aforementioned projects' implementation the extent of knowledge about these units' parameters, their control systems, and even their connections to the NPS varies. A good example is the power plant in Puławy, of which only its planned power rating, ca. 900 MVA, location in the vicinity of Nitrogen Plant in Puławy, and connection to the grid by four 400 kV lines (cut-ins to existing 400 kV lines Kozenice – Lublin System and Kozenice – Ostrowiec Świętokrzyski) are known. This is illustrated in Fig. 2, which shows also the planned transmission grid extensions.

The simplest solution in this case (option 1) seems to assign classical models of second order (GENCLS) to the newly planned units. The model parameters determined for the plant in Puławy on the basis of reference models [3], are set out in Tab. 2.

Parameter	Value	Description
S_n	839 MVA	generator apparent power
U_n	20 kV	generator rated power
H	3.0	inertia constant
D	0.0	damping coefficient
R_a	0.0 p.u.	stator resistance
X_d''	0.26 p.u.	subtransient longitudinal reactance

Tab. 2. Classical model (GENCLS) parameters of Puławy power plant

Subsequent modification (option 2) consists in the assignment of sixth-order models (GENROU) to the new synchronous generators, with neglecting the other control systems. Parameters of the generator installed at the plant in Puławy, also determined on the basis of reference models [3], are presented in Tab. 3.

Parameter	Value	Description
S_n	839 MVA	generator apparent power
U_n	20 kV	generator rated voltage
T_{d0}'	8.32 s	transient longitudinal time constant at open armature circuit
T_{q0}'	1.86 s	transient lateral time constant at open armature circuit
T_{d0}''	0.037 s	subtransient longitudinal time constant at open armature circuit
T_{q0}''	0.09 s	subtransient lateral time constant at open armature circuit
H	3.1	inertia constant
D	0,0	damping coefficient
R_a	0.02 p.u.	stator resistance
X_d	2.20 p.u.	longitudinal synchronous reactance
X_q	2.10 p.u.	lateral synchronous reactance
X_d'	0.32 p.u.	transient longitudinal reactance
X_q'	0.53 p.u.	transient lateral reactance
X_d''	0.26 p.u.	subtransient longitudinal reactance

Tab. 3. Sixth-order model (GENROU) parameters of the generator at Puławy plant

The complete model (option 3) is supplemented with models of the following automatic control systems: excitation and voltage regulation (EXST1), turbine regulation (IEEG1), and two-input system stabiliser (PSS2A). Parameters of the automatic control systems installed in Puławy plant, developed on the basis of reference models [3], are presented in Tab. 4–6.

Parameter	Value	Description
T_r	0.01 s	time constant of voltage measuring member
i_{max}	0.2	upper limit of control error
i_{min}	-0.2	lower limit of control error
T_c	1.0 s	time constant of correction member numerator
T_b	8.0 s	time constant of correction member denominator
K_a	500	controller gain rate
T_a	0.02 s	time constant of amplifier
r_{max}	6.7	upper voltage limit ve
r_{min}	-6.7	lower voltage limit ve
K_c	0.06	controlled rectifier load impact coefficient (proportional to switching reactance)
K_f	0	feedback loop gain rate
T_f	0 s	time constant in feedback loop
$c1$	0 s	time constant of correction member 2 numerator
$b1$	0 s	time constant of correction member 2 denominator
a_{max}	6.7	upper limit of main amplifier signal
a_{min}	-6.7	lower limit of main amplifier signal
X_e	0 p.u.	switching reactance of excitation rectifier
I_r	4.3 p.u.	excitation current limiter setpoint
K_{lr}	2.0	excitation current limiter gain rate

Tab. 4. Selected parameters of the static model (EXST1) of Puławy plant's excitation and voltage regulation system

Parameter	Value	Description
K	16.7	controller gain rate (inverse droop)
T_1	0.02	time constant in controller correction member denominator
T_2	0	time constant in controller correction member numerator
T_3	0.35	valve time constant
U_o	0.1	maximum valve opening speed
U_c	-1	maximum valve closing speed
max	1	maximum valve opening
min	0	minimum valve opening
T_4	0.3	time constant of control chamber and high-pressure turbine
K_1	0.2	share of first stage of first shaft turbine
K_2	0	share of first stage of second shaft turbine
T_5	12	reheater time constant
K_3	0.4	share of second stage of first shaft turbine
K_4	0	share of second stage of second shaft turbine
T_6	0.4	steam pipes time constant
K_5	0.4	share of third stage of first shaft turbine
K_6	0	share of third stage of second shaft turbine
T_7	0	second reheater time constant
K_7	0	share of fourth stage of first shaft turbine
K_8	0	share of fourth stage of second shaft turbine

Tab. 5. Selected parameters of the model of steam turbine with control system (IEEG1) in Puławy plant

Parameter	Value	Description
J_1	1	first input code: 1 – generator angular velocity increment
K_1	0	rail No = first input measurement location; 0 = generator
J_2	3	second input code: 3 – generator active power
K_2	0	rail No = second input measurement location
w1	10 s	time constant of first input first differential member
w2	10 s	time constant of first input second differential member
w3	19 s	time constant of second input first differential member
w4	0 s	time constant of second input second differential member
T_6	0 s	time constant of first input inertial member
T_7	10 s	time constant of second input inertial member
K_{s2}	1.61	gain rate of second input inertial member
K_{s3}	1	gain rate in second input circuit
K_{s4}	1	gain rate in second input circuit
T_8	0.6 s	time constant in torsional oscillations filter numerator
T_9	0.15 s	time constant in torsional oscillations filter denominator
n	1	torsional oscillations filter order
m	4	torsional oscillations filter denominator order
K_{s1}	5	stabiliser gain rate

Tab. 6. Selected parameters of the two-input model of system stabilizer (PSS2) in Puławy plant

Option 3 is treated as a reference point for further research. For this option a complete analysis was carried out for different planning (and extreme) events, and critical short-circuit duration t_{kr} and corresponding stability reserve rates k_r , halving times 100% and regulation times 100% were calculated. On the basis of these analyses the worst case event was identified, and for this case the effect of the modelling method on power system stability evaluation indicators was examined. Further options are modification of option 3. It can be concluded from the Puławy plant tender documentation that the unit in question shall be of the gas and steam type. Therefore in option 4 the turbine model was modified to gas unit with GAST controller. In Tab. 7 this model's parameters are presented, developed from reference model [3].

Compared to the base option, in option 5 the model of excitation and voltage regulation system was changed. The EXST1 static control model was replaced with the EXAC1A model of machine excitation and voltage regulation, the parameters of which, developed on the basis of the reference model, are presented in Tab. 8.

Parameter	Value	Description
R	0.06	controller droop
T_1	0.4 s	controller actuator time constant
T_2	1.5 s	turbine time constant
T_3	3 s	turbine outlet time constant
max	1	ambient temperature limiter
K_t	3	temperature limiter gain rate
max	1	Maximum turbine power
min	0	minimum turbine power
D_{turb}	0	damping coefficient
F_{idle}	0.08	fuel flow in turbine at idle
max	1	maximum fuel valve opening speed
$L_{loadinc}$	0.05	valve opening rate rapid control
T_{ltr}	5 s	average valve time constant
L_{trate}	0	valve opening maximum continuous speed
a	0	time constant multiplier of turbine transmittance numerator
b	1	time constant multiplier of turbine transmittance denominator
b1	0 Hz	deadband parameters in frequency control circuit
Eps	0 Hz	deadband parameters in frequency control circuit
b2	0	valve deadband parameter
K_a	1	controller gain rate
T_4	0 s	time constant in controller correction member numerator
T_5	0.02 s	time constant in controller correction member denominator

Tab. 7. Selected parameters of the model of turbine with control system (GAST) in Puławy plant

Parameter	Value	description
T_r	0.01 s	time constant of voltage measuring member
T_c	0.5 s	time constant of correction member counter
T_b	17 s	time constant of correction member denominator
K_a	1400	controller gain rate
T_a	0.02 s	amplifier time constant
rmax	4.26	output upper limit
V_{rmin}	-4.26	output lower limit
T_e	0.4 s	machine exciter time constant
K_f	0.11	feedback loop gain rate
T_f	2 s	time constant in feedback loop
K_c	0.72	controlled rectifier load impact coefficient (proportional to switching reactance)
K_d	0.2	demagnetization factor - dependent exciter parameters (reactance)
K_e	0.43	factor depending on exciter design, taking into account self-excitation effect
E_1	6.1 p.u.	excitation voltage E1
(E1)	0.1 p.u.	saturation coefficient for voltage E1
E_2	8.1 p.u.	excitation voltage E2
(E2)	0.9 p.u.	saturation coefficient for voltage E2

Tab. 8. Selected parameters of machine model (EXST1) of Puławy plant's excitation and voltage regulation system

In option 6 the system stabilizer was replaced. Compared to the basic model, the two-input PSS2 system was replaced with

single-input IEEEEST system, the parameters of which, determined on the basis of the reference model [3], are specified in Tab. 9.

Parameter	Value	Description
j	3	input code: 3 – generator active power
k	0	rail No = measurement location; 0 = generator
A ₁	0	filter transmittance coefficient
A ₂	0	filter transmittance coefficient
A ₃	0	filter transmittance coefficient
A ₄	0	filter transmittance coefficient
A ₅	0	filter transmittance coefficient
A ₆	0	filter transmittance coefficient
T ₁	0 s	time constant of first correction member numerator
T ₂	0.02 s	time constant of first correction member denominator
T ₃	0.5 s	time constant of second correction member numerator
T ₄	7 s	time constant of second correction member denominator
T ₅	5 s	differential member time constant
T ₆	5 s	differential member time constant
delay	0 s	filter delay
K _s	-5	system stabiliser gain rate
smax	0.03	stabiliser output upper limit
L _{smin}	-0.03	stabiliser output lower limit
V _d	0.8	stabiliser „switch” lower limit
V _{cu}	1.1	stabiliser „switch” upper limit

Tab. 9. Selected parameters of the single-input model of system stabilizer (IEEEEST) in Puławy plant

In option 7 the impact of the system stabilizer (the lack thereof) on transient state study results was examined. The simulations were carried out with the system stabilizer in the Puławy plant switched-off.

Some of the variants described above have their modifications. Generally, the modelling changes refer to the generation unit in the Puławy plant. Thus, as regards option 1, the classical second-order model was assigned to the Puławy plant only, while the other new generation units were modelled using full reference models.

In option 1a the classical models were assigned to all new conventional generation units located in the fault vicinity. Therefore this applies to the new plant in Bogdanka, as well as new units in Kozienice, Stalowa Wola, Płock, and Ostrołęka. Option 2 is a sixth-order model without automatic control systems, assigned only to the Puławy unit. In option 2a such models are assigned to all new generation units. Some options therefore have their sub-options, marked with letter “a”, in which the model modifications were extended to the other generation units added to the system in the forecasting model.

5. Simulation results

All four 400 kV lines at the Puławy plant output were subject to the simulation. The analysed events consisted in a three-phase short-circuit in the selected line (near the Puławy plant rails) eliminated in the basic protections’ normal time by way of the short-circuited line’s ultimate switch-off. The simulations were carried out in the normal state (all four lines operate) for planning events involving the outage of one line for planned repair,

Option and event description			Stability criteria				
Model option (modelling of generation units in Puławy plant and neighbouring plants)	node	Fault description	Critical short-circuit duration			Damping	
			short-circuit duration	critical duration	stability margin	halving time (50%)	regulation time (15%)
			ms	ms	%	s	s
Extreme event: switched-off lines F001A (PUL412–KOZ422) and F401A (PUL412–KOZ412); short-circuited line F001B							
option 3 (base model)	PUL412	K3	120	306.2	155.2	≤4.79	≤11.52
option 1 (classical)	PUL412	K3	120	306.2	155.2	4.76	≤11.50
option 1a	PUL412	K3	120	310.4	158.7	≤6.92	≤18.47
option 2 (with no control systems)	PUL412	K3	120	281.2	134.3	≤4.86	≤11.58
option 2a	PUL412	K3	120	272.8	127.3	≤4.90	≤15.40
option 4 (gas - steam turbine)	PUL412	K3	120	281.2	134.3	≤4.85	≤11.62
option 5 (machine excitation)	PUL412	K3	120	301.8	151.5	≤3.96	≤12.48
option 5a	PUL412	K3	120	301.8	151.5	≤3.97	≤12.57
option 6 (single-input stabiliser)	PUL412	K3	120	306.2	155.2	≤4.77	≤11.53
option 7 (no stabiliser)	PUL412	K3	120	306.2	155.2	≤4.90	≤15.39
option 7a	PUL412	K3	120	306.2	155.2	≤5.74	≤15.29

Tab. 11. Simulation results for various grid models options

Event description						Stability criteria			
Element switched-off for fault elimination			Fault description			Critical short-circuit duration		Damping	
code	start node	end node	node	fault type	fault elimination time	critical duration	stability margin	halving time (50%)	regulation time (15%)
					ms	ms	%	s	s
Normal state (no outages)									
F001A	PUL412	KOZ422	PUL412	K3	120	339.2	182.7	≤4.04	≤10.51
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	339.2	182.7	≤4.02	≤10.48
F401A	PUL412	KOZ412	PUL412	K3	120	339.2	182.7	≤4.80	≤10.50
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	339.2	182.7	≤4.05	≤10.57
Repair state: outage of line F001A (PUL412-KOZ422)									
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	343.5	186.3	≤3.99	≤10.46
F401A	PUL412	KOZ412	PUL412	K3	120	327.0	172.5	≤3.99	≤11.40
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	347.4	189.5	≤3.95	≤10.56
Repair state: outage of line F001B (PUL412-LSY412)									
F001A	PUL412	KOZ422	PUL412	K3	120	330.9	175.8	≤3.89	≤10.45
F401A	PUL412	KOZ412	PUL412	K3	120	330.9	175.8	≤3.87	≤10.43
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	335.1	179.3	≤3.89	≤10.57
Repair state: outage of line F401A (PUL412-KOZ412)									
F001A	PUL412	KOZ422	PUL412	K3	120	327.0	172.5	≤3.99	≤11.38
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	343.5	186.3	≤4.77	≤10.43
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	347.4	189.5	≤4.02	≤10.53
Repair state: outage of line F401B (PUL412-OSC412)									
F001A	PUL412	KOZ422	PUL412	K3	120	327.0	172.5	≤4.86	≤10.56
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	330.9	175.8	≤4.09	≤10.55
F401A	PUL412	KOZ412	PUL412	K3	120	330.9	175.8	≤4.04	≤10.56
Extreme event: switched-off lines F001A (PUL412-KOZ422) and F401A (PUL412-KOZ412)									
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	310.4	158.7	≤4.02	≤11.38
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	306.2	155.2	≤4.79	≤11.52
Extreme event: switched-off transformer PUL-A1 (PUL412-PUL212) and line F00 1A (PUL412-KOZ422)									
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	335.1	179.3	≤3.87	≤10.35
F401A	PUL412	KOZ412	PUL412	K3	120	306.2	155.2	≤3.96	≤11.41
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	335.1	179.3	≤4.02	≤10.51
Extreme event: switched-off transformer PUL-A2 (PUL412-PLW112) and line F40 1A (PUL412-KOZ412)									
F001A	PUL412	KOZ422	PUL412	K3	120	322.4	168.7	≤3.97	≤11.37
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	3435	186.3	≤4.01	≤10.46
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	347.4	189.5	≤4.02	≤10.56

Tab. 10. Results of complete simulation for option 3

and for extreme events, whereby at the time of the fault two lines (or a line and a transformer) were switched off. The full range of tests was carried out for the basic grid option (option 3), in which sixth-order models including automatic control systems were assigned to all new generation units. The stimulation results are presented in Tab. 10.

The power system stability indicators in Tab. 10 evidence the system's compliance with the requirements specified in formula (2) and Tab. 1. It can therefore be concluded that the critical short-circuit duration requirements were met with a wide margin. The least favourable case is the extreme event whereby the Puławy – Ostrowiec Świętokrzyski line is short-circuited following a previous outage of the Puławy – Kozenice line's two circuits. This event is highlighted in bold in Tab. 10. This event was selected as the reference, on the basis of which the impact of the generation unit modelling method on stability evaluation indicators was assessed. For all the other grid model options simulations were carried out for the selected event, and critical short-circuit durations t_{kr} and the corresponding stability margins k_v , halving times $t_{50\%}$ and regulation times $t_{15\%}$ were determined. The stimulation results are presented in Tab. 11.

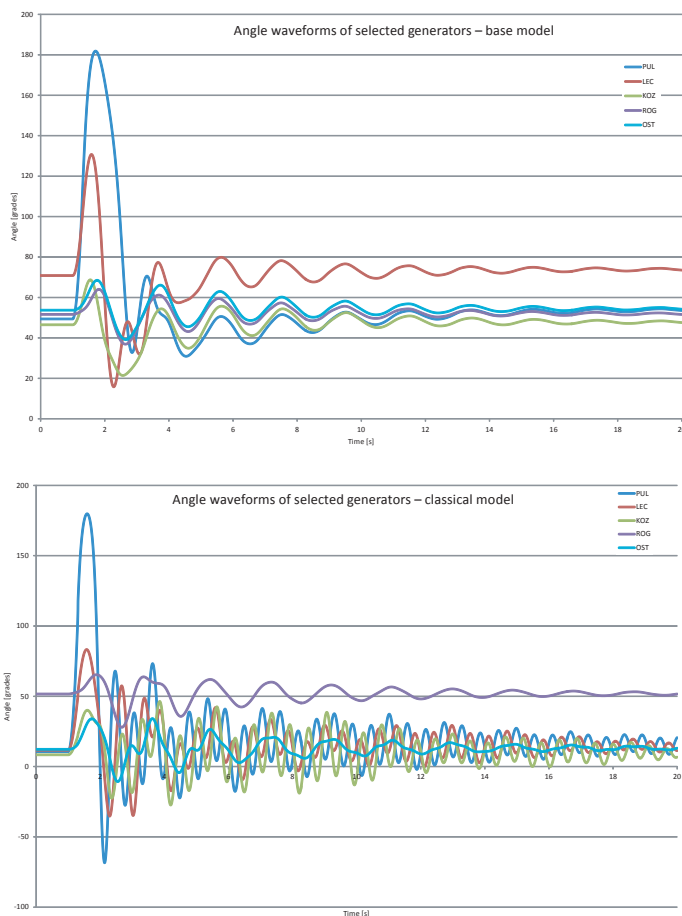


Fig. 3. Oscillation waveforms of selected generators for base model (option 3) and classical model (option 1a)

It can be concluded from the study results in Tab. 11 that the discrepancies between critical short-circuit duration and stability

margins reach 18 % compared to the base option. In no option, however, was the stability margin criterion set by formula (2) exceeded. Much more divergent are the regulation times. They deviate from the base option by as much as 44%. Moreover, as regards some model options, the criteria from Tab. 1 are exceeded. Fig. 3 presented two extreme cases of simulation runs. The evident decrease in damping in the classical model has resulted in the clear increase in regulation times (in Tab. 11 the excessive regulation times are highlighted in bold).

6. Summary

Launching the research project, the authors expected larger differences arising from the diverse way of generation unit modelling. First of all, they assumed clear differences between critical short-circuit durations and the respective stability margins. The obtained differences, however, are relatively small, they practically do not affect the system stability evaluation according to this criterion. Perhaps this is due to the not very aptly selected fault location, for which large stability margins were obtained also for extreme events. Much larger differences occurred with respect to electromechanical oscillations damping. In this case, the selection of generation unit modelling method has a large impact on the obtained simulation runs.

REFERENCES

1. Machowski J., Bialek J., Bumby J., Power System Dynamics. Stability and Control, John Wiley & Sons, Chichester, New York, 2008, 2009.
2. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego [Power system control and stability] Warsaw 2007.
3. Kacejko P. i in., Analizy sieciowe w średniookresowym planowaniu rozwoju KSE. Instrukcja pomocnicza. Załącznik do pracy na zlecenie PSE Operator SA, order No.: DS/RB/ DS/Z/MJ/2011, Warsaw 2012.
4. Machowski J., Kacejko P., Miller P., Kryteria i możliwości wykonywania łączy asynchronicznych pomiędzy układami wyspowymi wyłoniowymi w sieci KSE, Energetyka 2012, Zeszyt tematyczny issue XXIII.
5. Wanczer M., Kacejko P., Problematyka likwidacji zwarć jednofazowych na liniach łączących bloki wielkiej mocy z systemem elektroenergetycznym [Issues Concerning Single Phase Earth Faults in Lines Connecting High-Power Units], Przegląd Elektrotechniczny 2012, issue 10 a.
6. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej [Transmission grid code], version of 30 December 2010.
7. Dokumentacja techniczna programu PSLF [Technical documentation of PSLF programme], v. 18.
8. Dokumentacja techniczna programu PowerFactory [Technical documentation of PowerFactory programme], v. 18.
9. Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA, Plan rozwoju obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025 [Development plan for current and future demand for electricity in 2010–2025], Konstancin – Jeziorna, July 2011.
10. Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA, Plan rozwoju obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025. Aktualizacja w zakresie lat 2012–2016. [Development plan for current and future demand for electricity in 2010–2025. 2012–2016 update], Konstancin – Jeziorna, July 2011.

Piotr Miller

Lublin University of Technology

e-mail: p.miller@pollub.pl

Graduated from the Electrical Engineering Faculty of Lublin University of Technology. Currently an assistant professor at the Department of Electrical Grids and Protections of his alma mater. He specializes in numerical methods and software used in the analysis of power system emergencies.

The chief developer of SCC computer program commonly used for short-circuit calculations by many operators and designers in the commercial power sector.

Marek Wancerz

Lublin University of Technology

e-mail: m.wancerz@pollub.pl

Graduated from the Electrical Engineering Faculty of Lublin University of Technology. Currently an assistant professor at the Department of Electrical Grids and Protections of his alma mater. His research interests revolve around issues of power system's automatic protections and operating safety.

Co-author of many national and international publications on this subject, as well as numerous scientific and research studies for the energy industry and related institutions.

Analiza wpływu sposobu modelowania nowych źródeł wytwórczych na wskaźniki oceny stabilności systemu elektroenergetycznego

Autorzy

Piotr Miller
Marek Wancercz

Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, stabilność, planowanie rozwoju sieci

Streszczenie

Autorzy przedstawili badanie wpływu sposobu i dokładności modelowania układów automatycznej regulacji nowych bloków wytwórczych na wskaźniki oceny stabilności systemu elektroenergetycznego. Wskaźnikami oceny są czasy krytyczne trwania zwarcia t_{kr} , odpowiadające im współczynniki zapasu stabilności k_p , czasy połowienia $t_{50\%}$ oraz czasy regulacji $t_{15\%}$. Zaprezentowane wyniki badań są próbą rozstrzygnięcia, jaki wpływ na wnioski wynikające z analiz stabilności ma sposób modelowania bloków wytwórczych.

1. Wstęp

Operatorzy sieci przesyłowej zobowiązani są do opracowywania planów rozwoju systemu elektroenergetycznego (SEE) w różnych horyzontach czasowych. Są to plany długookresowe (15 lat i więcej), średniookresowe (10 lat) oraz krótkookresowe (5 lat i mniej). Dla każdego z tych okresów zakłada się scenariusze rozwoju sieci oraz prognozuje wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną i związany z nim wzrost wytwarzania energii elektrycznej, połączony z koniecznością ustalenia lokalizacji i sposobu przyłączenia nowych źródeł wytwórczych do istniejącego SEE.

Analizy systemowe, prowadzone w ramach planowania rozwoju SEE, powinny obejmować zarówno analizy statyczne, jak i dynamiczne. W zakresie analiz statycznych prowadzone są obliczenia: rozpiływów mocy, zwarć, kompensacji mocy biernej oraz obliczenia niezawodnościowe. W zakresie analiz dynamicznych wyznacza się: stabilność kątową przejściową, stabilność kątową lokalną, stabilność napięciową oraz stabilność częstotliwościową. Zakres i szczegółowość wykonywanych analiz zależy od horyzontu czasowego planowania.

W trakcie analiz dokonuje się oceny zachowania systemu pod wpływem zdarzeń polegających na wystąpieniu zakłóceń i ich likwidacji. Wśród analizowanych zdarzeń można wyróżnić zdarzenia planistyczne (mniej lub bardziej prawdopodobne), które brane są pod uwagę w procesie planowania rozwoju SEE i dla których standardy zachowania SEE muszą być spełnione, oraz zdarzenia ekstremalne (mało prawdopodobne), dla których dopuszcza się niespełnienie standardów zachowania SEE. O spełnieniu (lub nie) standardów zachowania SEE decydują wartości wskaźników oceny ich zachowania.

Z punktu widzenia niniejszego artykułu istotne są analizy dynamiczne, a szczególnie stabilność kątową przejściową oraz wskaźniki oceny stabilności SEE.

2. Stabilność kątowa przejściowa

Zachowanie stabilności kątowej przejściowej (dla dużych zakłóceń) jest warunkiem

koniecznym bezpiecznej pracy SEE, jest to też jedno z podstawowych kryteriów oceny stanu systemu elektroenergetycznego. Stabilność kątowa jest zachowana, jeżeli spełnione są następujące warunki [1, 2, 3]:

- dla każdego zdarzenia planistycznego system zachowuje synchronizm i dąży do ustalonego punktu pracy
- tłumienie kołysań elektromechanicznych po wystąpieniu dużych zakłóceń jest zadowalające.

Warunek pierwszy stabilności kątowej przejściowej można sprawdzić, wykonując symulację komputerową przebiegu stanu nieustalonego wywołanego zdarzeniem. Dla każdego badanego zdarzenia należy wykonać symulację czasu trwania stanu nieustalonego przez co najmniej 10–15 sekund przy badaniu kołysań wewnątrzsystemowych oraz 15–20 sekund przy badaniu kołysań międzysystemowych [4]. W trakcie symulacji należy śledzić kąty i poślizgi wirników generatorów, moce czynne generatorów oraz napięcia na szynach zasilających potrzeby własne zespołów wytwórczych.

Modelując zdarzenie planistyczne, należy odwzorować realny sposób działania i czasy działania zabezpieczeń. Odnosnie czasów działania rozróżnia się normalny czas likwidacji zwarcia w wyniku zadziałania zabezpieczeń podstawowych oraz opóźniony czas likwidacji zwarcia w przypadku zadziałania zabezpieczeń rezerwowych lub lokalnej rezerwy wyłącznikowej. W zdarzeniach można także uwzględnić czas przerwy w cyklu SPZ, o ile SPZ jest stosowane. Przyjmuje się, że w przypadku sieci 400 i 220 kV normalny czas likwidacji zakłócenia to 120 ms, natomiast czas opóźniony to 300–500 ms [5]. W planowaniu rozwoju SEE nie należy oceniać stabilności kątowej za pomocą nierealnych lub mało realnych zdarzeń (np. zwarć przemijające samorzutnie bez wyłączenia elementu zwartego). W artykule przyjęto założenie, że badane będą zdarzenia polegające na wystąpieniu zwarcia trójfazowego (K3) blisko szyn stacji elektrownianej, likwidowanego z czasem normalnym (zabezpieczenia podstawowe) przez definitywne wyłączenie

linii. Wskaźnikami oceny odporności SEE na zakłócenia są wartości czasów krytycznych trwania zwarcia oraz odpowiadające im współczynniki zapasu stabilności k_t , wyznaczone ze wzoru [1, 2]:

$$k_t = 100 \cdot \frac{t_{kr} - t_{zw}}{t_{zw}} \quad (1)$$

gdzie: t_{kr} – krytyczny czas trwania zwarcia, tj. maksymalny czas trwania zwarcia, dla którego SEE jest stabilny, t_{zw} – rzeczywisty czas likwidacji zakłócenia.

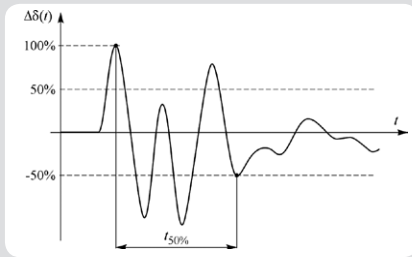
Dla zdarzeń planistycznych wymaga się, aby współczynnik zapasu stabilności kątowej przejściowej spełniał następujących warunek [3, 6]:

$$k_t \geq (10 \div 20)\% \quad (2)$$

Drugi warunek stabilności kątowej przejściowej (dotyczący tłumienia kołysań elektromechanicznych) można sprawdzić, korzystając z wyników symulacji komputerowej przebiegów nieustalonych. Wskaźnikiem oceny stabilności systemu jest czas regulacji, zdefiniowany jako czas, po którym badany przebieg nie wychodzi poza strefę kontrolną o zadanej szerokości, podawanej zwykle w procentach wartości amplitudy pierwszego wychylenia. W analizach kołysań wirników generatorów synchronicznych wykorzystuje się dwa wskaźniki tego typu [1, 2, 3]:

- czas regulacji $t_{15\%}$ odpowiadający strefie kontrolnej o szerokości 15% pierwszego wychylenia
- czas regulacji $t_{50\%}$ odpowiadający strefie kontrolnej o szerokości 50% pierwszego wychylenia.

Czas regulacji $t_{50\%}$ nazywany jest czasem połowienia. Ilustruje to rys. 1, na którym czas połowienia $t_{50\%}$ oznaczono jako czas, po którym przebieg $\Delta\delta(t)$ nie wychodzi poza 50% amplitudy pierwszego wychylenia.

Rys. 1. Ilustracja definicji czasu połowienia $t_{50\%}$ [3]

Czasy regulacji należy określić dla krytycznego czasu trwania zwarcia na podstawie przebiegów uzyskanych w trakcie symulacji przebiegu stanu nieustalonego. Ocenę tłumienia można wykonać wizualnie, na podstawie przebiegów czasowych uzyskanych w trakcie symulacji lub za pomocą funkcji dołączonych do programu symulacyjnego. Ocenie poddaje się najdłuższe czasy regulacji określone dla grupy generatorów najmocniej zaangażowanych w zakłócenie. W tab. 1 podano wartości czasów regulacji, dla których tłumienie można uznać za wystarczające.

Rodzaj kołysań	Czas połowienia $t_{50\%}$	Czas regulacji $t_{15\%}$
Wewnątrzsystemowe	≤ 5 s	≤ 15 s
Międzysystemowe	≤ 7 s	≤ 20 s

Tab. 1. Kryteria wystarczającego tłumienia kołysań w SEE

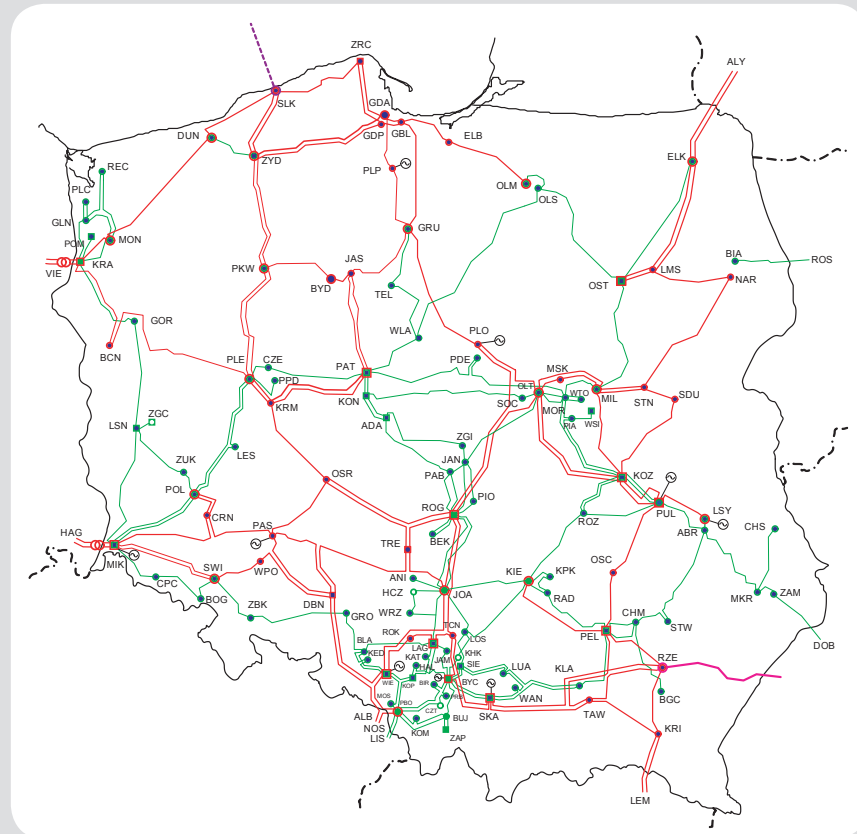
Chcąc poprawnie wyznaczyć wartości wskaźników oceny stabilności, należy przeprowadzić badania symulacyjne na pełnym modelu SEE. W modelu należy odwzorować wszystkie czynniki, które mogą mieć wpływ na przebieg stanu nieustalonego. Układy regulacji napięcia generatorów, stabilizatory systemowe, urządzenia FACTS i ich układy regulacji, a także inne środki poprawy stabilności, wykorzystywane w analizowanym SEE, mogą w sposób istotny wpływać na wnioski z przeprowadzonych badań.

3. Model generatora synchronicznego

Programy komputerowe, za pomocą których można przeprowadzać badania symulacyjne elektromechanicznych stanów przejściowych, wykorzystują różne modele matematyczne generatorów synchronicznych. Nazwy najczęściej wykorzystywanych modeli, zgodne z nomenklaturą IEEE, to GENCLS, GENROU oraz GENSAL.

Model klasyczny generatora synchronicznego, GENCLS, to model drugiego rzędu, który tworzą tylko równania ruchu. Jest to model uproszczony, stosowany w przypadku braku danych opisujących wybrany generator lub wtedy, gdy jest to generator odległy, którego wpływ na przebieg symulowanych procesów elektromechanicznych jest stosunkowo niewielki.

Pozostałe modele to tzw. modele szóstego rzędu. Model GENROU wykorzystywany jest do modelowania maszyn synchronicznych o wirniku cylindrycznym z biegunami



Rys. 2. Lokalizacja nowych konwencjonalnych źródeł energii w planach rozwoju KSE [9, 10]

utajonymi (turbogeneratorów), natomiast model GENSAL wykorzystywany jest do modelowania maszyn synchronicznych z biegunami wydatnymi (hydrogeneratorów). Szczegółowy opis poszczególnych modeli z wykazem parametrów i schematami układów regulacji można znaleźć w literaturze [7, 8].

Jeszcze większa różnorodność modeli występuje w układach wzbudzenia i regulacji napięcia generatorów synchronicznych. W modelach wykorzystywanych do badania stanów nieustalonych krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) najczęściej wykorzystywane są modele statycznego układu wzbudzenia i regulacji napięcia EXST1 oraz modele maszynowego układu wzbudzenia i regulacji napięcia EXAC1A. Także w tym przypadku z parametrami i schematami tych układów regulacji można się zapoznać, studiując literaturę [7, 8].

W modelach KSE wykorzystuje się stabilizatory systemowe jednowejsiowe oraz wielowejsiowe, które stopniowo wypierają te pierwsze. Wielkością wejściową stabilizatorów jednowejsiowych jest moc czynna, natomiast w stabilizatorach wielowejsiowych dodatkowo wykorzystuje się częstotliwość lub prędkość kątową wirnika. Przedstawicielem modelu stabilizatora jednowejsiowego jest układ IEEEEST, natomiast model stabilizatora wielowejsiowego reprezentowany jest przez układ PSS2A.

Różnorodność wykorzystywanych modeli układów regulacji turbin wynika z rodzaju czynnika roboczego (para, woda, gaz), konstrukcji turbiny (w przypadku np.

turbin wodnych) oraz struktury regulatora turbiny. W modelach KSE wykorzystuje się trzy podstawowe modele układów regulacji turbiny. Dla turbiny parowej wykorzystuje się model IEEEG1, w przypadku turbiny wodnej model HYGOV, natomiast turbiny gazowe modeluje się za pomocą układu GAST. Szczegółowe informacje dotyczące tych modeli można znaleźć w literaturze [7, 8].

Osobnym zagadnieniem jest modelowanie farm wiatrowych. Zagadnienie to nie będzie jednak przedmiotem zainteresowania niniejszego artykułu. Różnorodność modeli mnogość parametrów je opisujących może sprawiać trudności w ich skompletowaniu, szczególnie w nowych zespołach wytwórczych, które muszą być uwzględnione w badaniach planistycznych. Czy wystarczy przyporządkować im modele klasyczne drugiego rzędu, czy też konieczne będzie bardziej dokładne modelowanie? Czy dla układów regulacji trzeba szukać ich optymalnych parametrów, czy też wystarczy skorzystać z modeli referencyjnych [3]? Odpowiedzi na te pytania autorzy artykułu starali się znaleźć, przeprowadzając badania opisane poniżej.

4. Problem badawczy

W dokumentacji planu rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego [9, 10] przewidziano do 2020 roku wybudowanie kilku nowych, konwencjonalnych źródeł energii. W planach inwestycyjnych znajduje się budowa nowych bloków, m.in. w Stalowej Woli, Koziencach, Opolu, a także w Jaworznie, Turowie, Skawinie, Bogdanc

i Puławach. Bloki te należy uwzględnić w modelach prognostycznych, wykorzystywanych w badaniach planistycznych. W zależności od etapu realizacji wspomnianych inwestycji różny jest zakres wiedzy na temat parametrów tych bloków, ich wyposażenia w układy regulacji, a nawet na temat sposobów ich przyłączenia do KSE. Dobrym przykładem jest tu elektrownia w Puławach, o której wiadomo jedynie, że jej planowana moc znamionowa to ok. 900 MVA, zlokalizowana będzie w okolicach Zakładów Azotowych w Puławach, a do sieci będzie włączona poprzez cztery linie 400 kV (nacięcia istniejących linii 400 kV relacji Kozienice – Lublin Systemowa, oraz Kozienice – Ostrowiec Świętokrzyski). Ilustruje to rys. 2, na którym przedstawiono także inwestycje w sieć przesyłową. Najprostszym rozwiązaniem w takiej sytuacji (wariant 1) wydaje się przyporządkowanie nowo projektowanym blokom modeli klasycznych drugiego rzędu (GENCLS). Dla elektrowni w Puławach parametry tego modelu, ustalone na podstawie modeli referencyjnych [3], podano w tab. 2.

Nazwa parametru	Wartość	Opis
S_n	839 MVA	moc pozorna generatora
U_n	20 kV	napięcie znamionowe generatora
H	3,0	stała inercji
D	0,0	współczynnik tłumienia
R_a	0,0 p.u.	rezystancja stojana
X_d''	0,26 p.u.	reaktancja podprześciowa wzdłużna

Tab. 2. Parametry modelu klasycznego (GENCLS) elektrowni w Puławach

Kolejna modyfikacja (wariant 2) polega na przyporządkowaniu nowym generatorom synchronicznym modeli szóstego rzędu (GENROU), z pominięciem pozostałych układów regulacji. Parametry generatora zainstalowanego w elektrowni w Puławach, także ustalone na podstawie modeli referencyjnych [3], zaprezentowano w tab. 3. Model pełny (wariant 3) uzupełniony zostaje modelami układów automatycznej regulacji: układ wzbudzenia i regulacji napięcia (EXST1), układ regulacji turbiny (IEEEG1) oraz układ dwuwęściowego stabilizatora systemowego (PSS2A). Parametry układów automatycznej regulacji, zainstalowanych w elektrowni Puławy, opracowane na podstawie modeli referencyjnych [3], zaprezentowano w tab. 4–6.

Wariant 3 potraktowano jako punkt odniesienia do dalszych badań. Dla tego wariantu przeprowadzono kompletną analizę, dla różnych zdarzeń planistycznych (także ekstremalnych), wyznaczono wartości czasów krytycznych trwania zwarcia t_{kr} oraz odpowiadające im współczynniki zapasu stabilności k_r , czasy połowienia $t_{50\%}$ oraz czasy regulacji $t_{15\%}$. Na podstawie tych analiz wyznaczono najmniej korzystny przypadek zdarzenia i dla niego zbadano wpływ sposobu modelowania na wartości wskaźników oceny stabilności systemu elektroenergetycznego.

Nazwa parametru	Wartość	Opis
S_n	839 MVA	moc pozorna generatora
U_n	20 kV	napięcie znamionowe generatora
T_{do}'	8,32 s	stała czasowa przejściowa wzdłużna przy otwartym obwodzie twornika
T_{qo}'	1,86 s	stała czasowa przejściowa poprzeczna przy otwartym obwodzie twornika
T_{do}''	0,037 s	stała czasowa podprześciowa wzdłużna przy otwartym obwodzie twornika
T_{qo}''	0,09 s	stała czasowa podprześciowa poprzeczna przy otwartym obwodzie twornika
H	3,1	stała inercji
D	0,0	współczynnik tłumienia
R_a	0,02 p.u.	rezystancja stojana
X_d	2,20 p.u.	reaktancja synchroniczna wzdłużna
X_q	2,10 p.u.	reaktancja synchroniczna poprzeczna
X_d'	0,32 p.u.	reaktancja przejściowa wzdłużna
X_q'	0,53 p.u.	reaktancja przejściowa poprzeczna
X_d''	0,26 p.u.	reaktancja podprześciowa wzdłużna
X_q''	0,26 p.u.	reaktancja podprześciowa poprzeczna

Tab. 3. Parametry modelu szóstego rzędu generatora (GENROU) w elektrowni w Puławach

Nazwa parametru	Wartość	Opis
T_r	0,01 s	stała czasowa członu pomiarowego napięcia
V_{max}	0,2	ograniczenie górne uchybu regulacyjnego
V_{min}	-0,2	ograniczenie dolne uchybu regulacyjnego
T_c	1,0 s	stała czasowa licznika członu korekcyjnego
T_b	8,0 s	stała czasowa mianownika członu korekcyjnego
K_a	500	współczynnik wzmocnienia regulatora
T_a	0,02 s	stała czasowa wzmacniacza
V_{max}	6,7	ograniczenie górne napięcia ve
V_{min}	-6,7	ograniczenie dolne napięcia ve
K_c	0,06	współczynnik uwzględniający wpływ obciążenia prostownika sterowanego (proporcjonalny do reaktancji komutacji)
K_f	0	współczynnik wzmocnienia w pętli sprzężenia zwrotnego
T_f	0 s	stała czasowa w pętli sprzężenia zwrotnego
T_{c1}	0 s	stała czasowa licznika członu korekcyjnego 2
T_{b1}	0 s	stała czasowa mianownika członu korekcyjnego 2
V_{amax}	6,7	ograniczenie górne sygnału wzmacniacza głównego
V_{amin}	-6,7	ograniczenie dolne sygnału wzmacniacza głównego
X_e	0 p.u.	reaktancja komutacji prostownika wzbudzenia
I_r	4,3 p.u.	wartość zadana ogranicznika prądu wzbudzenia
K_r	2,0	współczynnik wzmocnienia ogranicznika prądu wzbudzenia

Tab. 4. Wybrane parametry modelu statycznego układu wzbudzenia i regulacji napięcia (EXST1) w elektrowni w Puławach

Kolejne warianty to modyfikacje wariantu 3. Z dokumentacji przetargowej Elektrowni Puławy sp. z o.o. wynika, że blok elektrowni w Puławach będzie blokiem gazowo-parowym. W wariantcie 4 zmieniono więc model turbiny na turbinę gazową wraz z regulatorem typu GAST. W tab. 7 zaprezentowano parametry tego modelu opracowane na podstawie modelu referencyjnego [3]. W wariantcie 5 zmieniono, w stosunku do wariantu podstawowego, model układu wzbudzenia i regulacji napięcia. W miejsce

statycznego modelu regulacji EXST1 zastosowano model maszynowego układu wzbudzenia i regulacji napięcia EXAC1A, którego parametry opracowane na podstawie modelu referencyjnego zaprezentowano w tab. 8. Wariant 6 to wymiana stabilizatora systemowego. W stosunku do modelu podstawowego, w miejsce układu dwuwęściowego PSS2A zastosowano układ jednowęściowy IEEEEST, którego parametry wyznaczone na podstawie modelu referencyjnego [3] podano w tab. 9.

Nazwa parametru	Wartość	Opis
K	16,7	współczynnik wzmocnienia regulatora (odwrotność statyzmu)
T_1	0,02	stała czasowa w mianowniku członu korekcyjnego regulatora
T_2	0	stała czasowa w liczniku członu korekcyjnego regulatora
T_3	0,35	stała czasowa zaworów
U_o	0,1	maksymalna prędkość otwierania zaworów
U_c	-1	maksymalna prędkość zamykania zaworów
P_{max}	1	maksymalne otwarcie zaworów
P_{min}	0	minimalne otwarcie zaworów
T_4	0,3	stała czasowa komory regulacyjnej i części wysokoprężnej
K_1	0,2	udział pierwszego stopnia turbiny pierwszego wału
K_2	0	udział pierwszego stopnia turbiny drugiego wału
T_5	12	stała czasowa przegrzewacza międzystopniowego
K_3	0,4	udział drugiego stopnia turbiny pierwszego wału
K_4	0	udział drugiego stopnia turbiny drugiego wału
T_6	0,4	stała czasowa przewodów parowych
K_5	0,4	udział trzeciego stopnia turbiny pierwszego wału
K_6	0	udział trzeciego stopnia turbiny drugiego wału
T_7	0	stała czasowa drugiego przegrzewacza międzystopniowego
K_7	0	udział czwartego stopnia turbiny pierwszego wału
K_8	0	udział czwartego stopnia turbiny drugiego wału

Tab. 5. Wybrane parametry modelu turbiny parowej wraz z układem regulacji (IEEEG1) w elektrowni w Puławach

Nazwa parametru	Wartość	Opis
J_1	1	kod sygnału wejściowego pierwszego: 1 – przyrost prędkości kątowej generatora
K_1	0	numer szyn określający miejsce pomiaru sygnału wejścia pierwszego wartość 0 oznacza pomiar w miejscu zainstalowania generatora
J_2	3	kod sygnału wejściowego drugiego: 3 – moc czynna generatora
K_2	0	numer szyn określający miejsce pomiaru sygnału wejścia drugiego
T_{w1}	10 s	stała czasowa pierwszego członu różniczkującego wejścia pierwszego
T_{w2}	10 s	stała czasowa drugiego członu różniczkującego wejścia pierwszego
T_{w3}	19 s	stała czasowa pierwszego członu różniczkującego wejścia drugiego
T_{w4}	0 s	stała czasowa drugiego członu różniczkującego wejścia drugiego
T_6	0 s	stała czasowa członu inercyjnego wejścia pierwszego
T_7	10 s	stała czasowa członu inercyjnego wejścia drugiego
K_{s2}	1,61	współczynnik wzmocnienia członu inercyjnego wejścia drugiego
K_{s3}	1	współczynnik wzmocnienia w torze sygnału wejścia drugiego
K_{s4}	1	współczynnik wzmocnienia w torze sygnału wejścia drugiego
T_8	0,6 s	stała czasowa w liczniku filtra oscylacji skrętnych
T_9	0,15 s	stała czasowa w mianowniku filtra oscylacji skrętnych
n	1	rzęd filtra oscylacji skrętnych
m	4	rzęd mianownika filtra oscylacji skrętnych
K_{s1}	5	współczynnik wzmocnienia stabilizatora
T_1	0,16 s	stała czasowa licznika pierwszego członu korekcyjnego
T_2	0,04 s	stała czasowa mianownika pierwszego członu korekcyjnego
T_3	0,16 s	stała czasowa licznika drugiego członu korekcyjnego
T_4	0,04 s	stała czasowa mianownika drugiego członu korekcyjnego
V_{stmax}	0,05 s	ograniczenie górne sygnału wyjściowego stabilizatora
V_{stmin}	-0,05 s	ograniczenie dolne sygnału wyjściowego stabilizatora
a	1	współczynnik licznika trzeciego członu korekcyjnego
T_a	0 s	stała czasowa licznika trzeciego członu korekcyjnego
T_b	0 s	stała czasowa mianownika trzeciego członu korekcyjnego

Tab. 6. Wybrane parametry modelu układu dwuwejściowego stabilizatora systemowego (PSS2A) w elektrowni w Puławach

Nazwa parametru	Wartość	Opis
R	0,06	stacyzm regulatora
T_1	0,4 s	stała czasowa serwowatoru regulatora
T_2	1,5 s	stała czasowa turbiny
T_3	3 s	stała czasowa części wylotowej turbiny
L_{max}	1	ogranicznik temperatury otoczenia
K_t	3	współczynnik wzmocnienia ogranicznika temperatury
V_{max}	1	maksymalna moc turbiny
V_{min}	0	minimalna moc turbiny
D_{turb}	0	współczynnik tłumienia
F_{idle}	0,08	przepływ paliwa na biegu jałowym turbiny
R_{max}	1	maksymalna szybkość otwierania zaworów paliwa
$L_{loadinc}$	0,05	szybkość zmian otwarcia zaworu przy szybkim sterowaniu
T_{ltr}	5 s	średnia stała czasowa zaworów
L_{trate}	0	maksymalna długoterminowa szybkość otwierania zaworu
a	0	mnożnik stałej czasowej licznika transmitancji turbiny
b	1	mnożnik stałej czasowej mianownika transmitancji turbiny
d_{b1}	0 Hz	parametry strefy nieczułości w torze regulacji częstotliwości
Eps	0 Hz	parametry strefy nieczułości w torze regulacji częstotliwości
d_{b2}	0	parametr strefy nieczułości zaworów
K_a	1	współczynnik wzmocnienia regulatora
T_4	0 s	stała czasowa w liczniku członu korekcyjnego regulatora

Tab. 7. Wybrane parametry modelu turbiny wraz z układem regulacji (GAST) w elektrowni w Puławach

W wariancie 7 zbadano wpływ stabilizatora systemowego (jego braku) na wyniki badania stanu nieustalonego. Symulacje przeprowadzono przy wyłączonym układzie stabilizatora systemowego w elektrowni Puławy.

Niektóre opisane powyżej warianty mają swoje modyfikacje. Generalnie zmiany sposobu modelowania dotyczą tylko bloku wytwórczego w elektrowni Puławy. Tak więc w przypadku wariantu 1 tylko elektrowni Puławy przypisano model klasyczny drugiego rzędu, podczas gdy pozostałe nowe bloki wytwórcze modelowane są za pomocą pełnych modeli referencyjnych.

W wariancie oznaczonym jako wariant 1a modele klasyczne przyporządkowane są wszystkim nowym konwencjonalnym blokom wytwórczym, zlokalizowanym w pobliżu miejsca zakłócenia. Dotyczy to więc nowej elektrowni w Bogdanie, jak również nowych bloków w Kozienicach, Stalowej Woli, Płocku czy Ostrołęce. Wariant 2 to model szóstego rzędu, bez układów

Nazwa parametru	Wartość	opis
T_r	0,01 s	stała czasowa członu pomiarowego napięcia
T_c	0,5 s	stała czasowa licznika członu korekcyjnego
T_b	17 s	stała czasowa mianownika członu korekcyjnego
K_a	1400	współczynnik wzmocnienia regulatora
T_a	0,02 s	stała czasowa wzmacniacza
V_{rmax}	4,26	ograniczenie górne sygnału wyjściowego
V_{rmin}	-4,26	ograniczenie dolne sygnału wyjściowego
T_e	0,4 s	stała czasowa wzbudnicy maszynowej
K_f	0,11	współczynnik wzmocnienia w pętli sprzężenia zwrotnego
T_f	2 s	stała czasowa w pętli sprzężenia zwrotnego
K_c	0,72	współczynnik uwzględniający wpływ obciążenia prostownika sterowanego (proporcjonalny do reaktancji komutacji)
K_d	0,2	współczynnik demagnetyzacji zależny od parametrów (reaktancji) wzbudnicy
K_e	0,43	współczynnik zależny od konstrukcji wzbudnicy uwzględniający efekt samowzbudzenia
E_1	6,1 p.u.	napięcie wzbudzenia E1
$S_{(E1)}$	0,1 p.u.	współczynnik nasycenia dla napięcia E1
E_2	8,1 p.u.	napięcie wzbudzenia E2
$S_{(E2)}$	0,9 p.u.	współczynnik nasycenia dla napięcia E2

Tab. 8. Wybrane parametry modelu maszynowego układu wzbudzenia i regulacji napięcia (EXAC1A) w elektrowni w Puławach

Nazwa parametru	Wartość	Opis
j	3	kod sygnału wejściowego: 3 – moc czynna generatora
k	0	numer szyn określający miejsce pomiaru, wartość 0 oznacza pomiar w miejscu zainstalowania generatora
A_1	0	współczynnik transmitancji filtra
A_2	0	współczynnik transmitancji filtra
A_3	0	współczynnik transmitancji filtra
A_4	0	współczynnik transmitancji filtra
A_5	0	współczynnik transmitancji filtra
A_6	0	współczynnik transmitancji filtra
T_1	0 s	stała czasowa licznika pierwszego członu korekcyjnego
T_2	0,02 s	stała czasowa mianownika pierwszego członu korekcyjnego
T_3	0,5 s	stała czasowa licznika drugiego członu korekcyjnego
T_4	7 s	stała czasowa mianownika drugiego członu korekcyjnego
T_5	5 s	stała czasowa członu różniczkującego
T_6	5 s	stała czasowa członu różniczkującego
T_{delay}	0 s	opóźnienie czasowe filtra
K_s	-5	współczynnik wzmocnienia stabilizatora systemowego
L_{smax}	0,03	ograniczenie górne sygnału wyjściowego stabilizatora
L_{smin}	-0,03	ograniczenie dolne sygnału wyjściowego stabilizatora
V_{cl}	0,8	ograniczenie dolne „wylącznika” stabilizatora
V_{cu}	1,1	ograniczenie górne „wylącznika” stabilizatora

Tab. 9. Wybrane parametry modelu układu jednowyjściowego stabilizatora systemowego (IEEEST) w elektrowni w Puławach

automatycznej regulacji, przyporządkowany tylko do bloku wytwórczego w Puławach. Wariant 2a przyporządkowuje takie modele wszystkim nowym blokom wytwórczym. Niektóre warianty mają więc swoje podwarianty, oznaczone literą „a”, w których modyfikacje modelu rozszerzane są na pozostałe bloki wytwórcze wprowadzone do systemu w modelu prognostycznym.

5. Wyniki badań

badaniami symulacyjnymi objęto wszystkie cztery linie 400 kV, wyprowadzające moc z elektrowni Puławy. Zdarzenia, które poddano analizie, polegają na wystąpieniu trójfazowego zwarcia w obrębie wybranej linii (w pobliżu szyn elektrowni Puławy), likwidowanego z czasem normalnym zabezpieczeń podstawowych poprzez definitywne wyłączenie linii, w której wystąpiło zakłócenie. Badania symulacyjne przeprowadzono dla stanu normalnego (wszystkie cztery linie pracują), dla zdarzeń planistycznych polegających na odstawieniu jednej z linii do planowego remontu oraz dla zdarzeń ekstremalnych, w których w momencie wystąpienia zakłócenia dwie linie (lub linia i transformator) były wyłączone. Pełny zakres badań wykonano dla podstawowego wariantu sieci (wariant 3), w którym wszystkim nowym blokom wytwórczym przyporządkowano modele szóstego rzędu z uwzględnieniem układów automatycznej regulacji. Wyniki badań zaprezentowano w tab. 10.

Wartości wskaźników oceny stabilności systemu, zamieszczone w tab. 10, świadczą o tym, że system spełnia wymagania określone w zależności (2) i tab. 1. Można nawet stwierdzić, że wymagania dotyczące czasów krytycznych trwania zwarcia spełnione są z dużym zapasem. Najmniej korzystnym przypadkiem jest zdarzenie ekstremalne, w którym zwarcie występuje w linii Puławy – Ostrowiec Świętokrzyski, po uprzednim odstawieniu dwóch torów linii Puławy – Kozienice. Zdarzenie to wyróżnione jest pogrubieniem w tab. 10. To właśnie zdarzenie zostało wybrane jako zdarzenie referencyjne, na podstawie którego dokonano oceny wpływu sposobu modelowania bloków wytwórczych na wskaźniki oceny stabilności. Dla wszystkich pozostałych wariantów modeli sieci przeprowadzono badania symulacyjne dla wybranego zdarzenia i wyznaczono wartości czasów krytycznych trwania zwarcia t_{kr} oraz odpowiadające im współczynniki zapasu stabilności k_p , czasy połowienia $t_{50\%}$ oraz czasy regulacji $t_{15\%}$. Wyniki badań zaprezentowano w tab. 11.

Z wyników badań zamieszczonych w tab. 11 wynika, że rozbieżności pomiędzy wartościami czasów krytycznych trwania zwarcia i współczynników zapasu stabilności sięgają 18% w stosunku do wariantu podstawowego. W żadnym jednak z wariantów nie zanotowano przekroczenia wartości kryterialnej współczynnika zapasu stabilności określonej zależnością (2). Znacznie większe rozbieżności występują w wartościach czasów regulacji. Tutaj różnice pomiędzy czasami regulacji w stosunku do wariantu podstawowego sięgają 44%. Dodatkowo, w przypadku niektórych wariantów modeli zanotowano przekroczenia wartości kryterialnych z tab. 1. Na rys. 3 zaprezentowano dwa skrajne przypadki przebiegów symulacji.

Opis zdarzenia						Spełnienie warunków stabilności			
Element wyłączany przy likwidacji zwarcia			Opis zakłócenia			Krytyczny czas trwania zwarcia		Tłumienie	
kod	węzeł początkowy	węzeł końcowy	węzeł	rodzaj zwarcia	czas likwidacji zwarcia	czas krytyczny	zapas stabilności	czas połowienia (50%)	czas regulacji (15%)
					ms				
Stan normalny (bez wyłączeń)									
F001A	PUL412	KOZ422	PUL412	K3	120	339,2	182,7	≤4,04	≤10,51
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	339,2	182,7	≤4,02	≤10,48
F401A	PUL412	KOZ412	PUL412	K3	120	339,2	182,7	≤4,80	≤10,50
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	339,2	182,7	≤4,05	≤10,57
Stan remontowy z wyłączeniem linii F001A (PUL412–KOZ422)									
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	343,5	186,3	≤3,99	≤10,46
F401A	PUL412	KOZ412	PUL412	K3	120	327,0	172,5	≤3,99	≤11,40
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	347,4	189,5	≤3,95	≤10,56
Stan remontowy z wyłączeniem linii F001B (PUL412–LSY412)									
F001A	PUL412	KOZ422	PUL412	K3	120	330,9	175,8	≤3,89	≤10,45
F401A	PUL412	KOZ412	PUL412	K3	120	330,9	175,8	≤3,87	≤10,43
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	335,1	179,3	≤3,89	≤10,57
Stan remontowy z wyłączeniem linii F401A (PUL412–KOZ412)									
F001A	PUL412	KOZ422	PUL412	K3	120	327,0	172,5	≤3,99	≤11,38
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	343,5	186,3	≤4,77	≤10,43
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	347,4	189,5	≤4,02	≤10,53
Stan remontowy z wyłączeniem linii F401B (PUL412–OSC412)									
F001A	PUL412	KOZ422	PUL412	K3	120	327,0	172,5	≤4,86	≤10,56
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	330,9	175,8	≤4,09	≤10,55
F401A	PUL412	KOZ412	PUL412	K3	120	330,9	175,8	≤4,04	≤10,56
Zdarzenie ekstremalne: wyłączenie linii F001A (PUL412–KOZ422) i F401A (PUL412–KOZ412)									
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	310,4	158,7	≤4,02	≤11,38
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	306,2	155,2	≤4,79	≤11,52
Zdarzenie ekstremalne: wyłączenie transformatora PUL-A1 (PUL412–PUL212) i linii F001A (PUL412–KOZ422)									
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	335,1	179,3	≤3,87	≤10,35
F401A	PUL412	KOZ412	PUL412	K3	120	306,2	155,2	≤3,96	≤11,41
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	335,1	179,3	≤4,02	≤10,51
Zdarzenie ekstremalne: wyłączenie transformatora PUL-A2 (PUL412–PLW112) i linii F401A (PUL412–KOZ412)									
F001A	PUL412	KOZ422	PUL412	K3	120	322,4	168,7	≤3,97	≤11,37
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	3435	186,3	≤4,01	≤10,46
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	347,4	189,5	≤4,02	≤10,56

Tab. 10. Wyniki pełnych badań symulacyjnych dla wariantu 3

Wyraźne zmniejszenie tłumienia w modelu klasycznym zaowocowało wyraźnym zwiększeniem czasów regulacji (w tab. 11 przekroczone wartości czasów regulacji zostały wyróżnione pogrubieniem).

6. Podsumowanie

Przystępując do badań, autorzy artykułu spodziewali się większych różnic wynikających

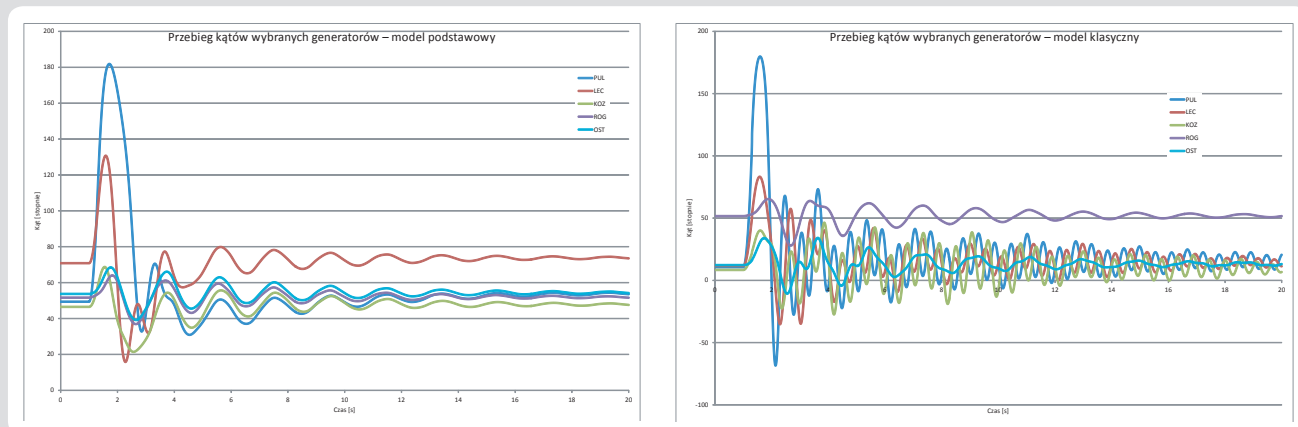
ze zróżnicowanego sposobu modelowania bloków wytwórczych. Przede wszystkim zakładano wyraźną różnicę czasów krytycznych trwania zwarcia oraz odpowiadających im wartości zapasów stabilności. Tymczasem uzyskane różnice są stosunkowo niewielkie, nie wpływają praktycznie na ocenę stabilności systemu według tego kryterium. Być może wynika to z niezbyt trafnie wybranego miejsca

zakłócenia, dla którego także w przypadku zdarzeń ekstremalnych uzyskiwano duże wartości zapasu stabilności.

Znacznie większe różnice wystąpiły w zakresie tłumienia kołysań elektromechanicznych. W tym przypadku wybór sposobu modelowania bloków wytwórczych ma duży wpływ na uzyskiwane przebiegi symulacji.

Opis wariantu i zdarzenia				Spełnienie warunków stabilności			
Wariant modelu (sposób modelowania bloku wytwórczego w elektrowni Puławy i elektrowniach sąsiednich)	Opis zakłócenia			Krytyczny czas trwania zwarcia		Tłumienie	
	węzeł	rodzaj zwarcia	czas zwarcia	czas krytyczny	zapas stabilności	czas położenia (50%)	czas regulacji (15%)
			ms	ms	%	s	s
Zdarzenie ekstremalne: wyłączenie linii F001A (PUL412–KOZ422) i F401A (PUL412–KOZ412); zwarcie na linii F001B							
wariant 3 (model podstawowy)	PUL412	K3	120	306,2	155,2	≤4,79	≤11,52
wariant 1 (klasyyczny)	PUL412	K3	120	306,2	155,2	4,76	≤11,50
wariant 1a	PUL412	K3	120	310,4	158,7	≤6,92	≤18,47
wariant 2 (bez układów regulacji)	PUL412	K3	120	281,2	134,3	≤4,86	≤11,58
wariant 2a	PUL412	K3	120	272,8	127,3	≤4,90	≤15,40
wariant 4 (turbina gazowo-parowa)	PUL412	K3	120	281,2	134,3	≤4,85	≤11,62
wariant 5 (wzbudzenie maszynowe)	PUL412	K3	120	301,8	151,5	≤3,96	≤12,48
wariant 5a	PUL412	K3	120	301,8	151,5	≤3,97	≤12,57
wariant 6 (stabilizator jednowej.)	PUL412	K3	120	306,2	155,2	≤4,77	≤11,53
wariant 7 (bez stabilizatorów)	PUL412	K3	120	306,2	155,2	≤4,90	≤15,39
wariant 7a	PUL412	K3	120	306,2	155,2	≤5,74	≤15,29

Tab. 11. Wyniki badań symulacyjnych dla poszczególnych wariantów modeli sieci



Rys. 3. Przebiegi kołysań wybranych generatorów dla modelu podstawowego (wariant 3) oraz modelu klasycznego (wariant 1a)

Bibliografia

- Machowski J., Bialek J., Bumby J., Power System Dynamics. Stability and Control, John Wiley & Sons, Chichester, New York, 2008, 2009.
- Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Warszawa 2007.
- Kacejko P. i in., Analizy sieciowe w średniookresowym planowaniu rozwoju KSE. Instrukcja pomocnicza. Załącznik do pracy na zlecenie PSE Operator SA, zamówienie nr: DS/RB/DS/Z/MJ/2011, Warszawa 2012.
- Machowski J., Kacejko P., Miller P., Kryteria i możliwości wykonywania łączy asynchronicznych pomiędzy układami wyspowymi wylonionymi w sieci KSE, *Energetyka*, Zeszyt tematyczny nr XXIII, maj 2012.
- Wancierz M., Kacejko P., Problematyka likwidacji zwarć jednofazowych na liniach łączących bloki wielkiej mocy z systemem elektroenergetycznym, *Przegląd Elektrotechniczny* 2012, nr 10 a.
- Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, wersja z 30 grudnia 2010.
- Dokumentacja techniczna programu PSLF, v.18.
- Dokumentacja techniczna programu PowerFactory, v.14.1.
- Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA, Plan rozwoju obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025, Konstancin – Jeziorna, lipiec 2011.
- Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA, Plan rozwoju obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025. Aktualizacja w zakresie lat 2012–2016, Konstancin-Jeziorna, lipiec 2011.

Piotr Miller

dr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: p.miller@pollub.pl

Ukończył Wydział Elektryczny Politechniki Lubelskiej. Obecnie pracuje na stanowisku adiunkta w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń swojej macierzystej uczelni. Specjalizuje się w problematyce metod numerycznych i oprogramowania stosowanego w analizie stanów awaryjnych systemu elektroenergetycznego. Główny autor programu komputerowego SCC, stosowanego do obliczania wielkości zwarciovych przez wiele jednostek energetyki zawodowej i biura projektowe.

Marek Wancierz

dr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: m.wancierz@pollub.pl

Ukończył Wydział Elektryczny Politechniki Lubelskiej. Obecnie pracuje na stanowisku adiunkta w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń swojej macierzystej uczelni. Jego zainteresowania naukowe koncentrują się wokół zagadnień automatyki zabezpieczeniowej oraz bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Współautor wielu krajowych i zagranicznych publikacji o tej tematyce, a także wielu prac naukowo-badawczych dla przemysłu oraz instytucji związanych z energetyką.