

Impact of Investments in Generating Units and Transmission and Distribution Power Grids by 2025 on Voltage Stability and Branches Load in ENERGA SA Operational Territory – Main Findings of Research Project

Author

Dominik Falkowski
 Maciej Zarzycki

Keywords

power system, voltage stability

Abstract

The article summarizes a research project which was conducted in order to ensure what will be the influence of future investments and changes in the Polish Power System on the stability and functionality of the ENERGA SA distribution grid system. Development of the ENERGA SA distribution grid system was also included. Only stable states were tested for various cases of system load and generation in power plants (the Nuclear Power Plant in Żarnowiec was taken into account) and also in wind farms. The system was also tested in N-1 and N-2 states. The result of this study is an overall evaluation of the ENERGA SA distribution grid condition, as well as the identification of potential weak points inside this structure.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2013101

1. Project objective and scope

The objective of the project was to investigate how the investments made by 2025 will affect the operation of the 110 kV distribution grid owned by ENERGA SA. The study considered the transmission system's extension by PSE according to [1, 2], the distribution system's extension in accordance with ENERGA-OPERATOR SA's grid development plan for the next few years, and information about newly-built, planned and connected generation sources. The main focus is on the problem of power output from a large number of wind farms connected in northern Poland, and the planned location of a nuclear power plant in Żarnowiec area. The potentially weakest 110 kV nodes and lines owned by ENERGA SA were identified. The study focused on analysis of the system's global stability and on analysis of N-1 and N-2 for different variants of the system operation (different system loads and different scenarios for power generation in the system). Additionally, the project continues the master's thesis [3], which examined the impact of Żarnowiec nuclear power plant's connection on the operation of the national power system.

2. Research methodology description

Power flows were calculated using the PlansLAB software, in which a voltage stability analysing script developed by these authors was implemented. Voltage stability is construed here as the possibility to load down the NPS with an apparent power in a way that triggers neither

sharp voltage drops nor a voltage collapse. This is related to the limited potential of reactive power generation in the NPS, which affects voltage levels in substations. The algorithm had enabled monitoring the node voltages and line currents while the power system was loaded down. The loading (here also called simulation) was done by gradually increasing the power supplied to all receivers in the system, and balancing power in the system by some power plants, mainly centrally dispatched generating units (JWCD). The study focused on the steady-states, and neglected dynamic states. The basic variants of the NPS operating states were the following models: summer day (LD), summer night (LN), winter day (ZD) and winter peak (ZS). For comparison of how the system operation conditions will change over the years, calculations were carried out for the years 2012 and 2025. For the line current carrying capacity analysis the ZS model was mainly used, which had the highest currents due to peak of power consumption.

- The 2025 models were extended versions of the 2012 models. They include: The change in the electricity generation structure in line with the PSE assumptions [2] for 2025, including the connection in the OSD ENERGA-OPERATOR SA area of wind farms with aggregate output over 5 GW, and of nuclear power plant in Żarnowiec with one 1600 MW unit. Decommissioning of some generation units, according to the PSE plans, was also taken into account.

- Demand for electricity increased by 38% from 2010, in line with assumptions of the PSE development plan [1]. This increased consumption was implemented by even and symmetrical loading down of all receivers in NPS. The aggregate power load after this exercise, in the area of ENERGA SA operation, is presented in the table below:

Model	Summer day (LD)		Winter peak (ZS)	
	2010	2025	2010	2025
Year	2010	2025	2010	2025
Load power [MW]	2774	3513	4079	5131

Tab. 1. Aggregate load power in the area of ENERGA SA operation in 2010 and 2025

- The extension of the 400 kV and 220 kV transmission grid, in accordance with the PSE system development plans [2], and the reconstruction of the 110 kV distribution network in accordance with the ENERGA-OPERATOR SA grid extension plan. Various generation of wind farms (WF).
- Various WF generation models were considered in the study. As the natural state, the generation was assumed at 20% of the rated power, which is the wind generation output's yearly average. Due to the significant WF share in the EOP area, their impact on the system operation under two extreme conditions was also examined: zero generation and maximum generation at 90% of the rated power.

Ultimately, the study boiled down to analysis of four models in three different system operation variants, and a few selected models in the extreme variants, including outages, described in the following sections.

3. Normal state analysis

As the key NPS operation stability criterion the stability margin was adopted, available to the system in various variants of its operation. The following NPS operation variants were considered in the study:

W1 – base case, with constant WF generation assumed at 20% of the rated power

W2 – zero wind generation case

W3 – nuclear plant disconnected and WF generation assumed at 20% of the rated power.

In Tab. 2 results are presented of the voltage stability margin calculations for the foregoing variants and NPS operating regimes.

Another criterion that illustrates the operation of the system, and in particular of the substations in the ENERGA SA area, is the number of nodes with too low voltage in the simulation's last steps. This moment occurs just before MPS' loss of stability, as stated in the document [4].

Model	2012		2025	
	W1	W1	W2	W3
Summer day (LD)	13%	18%	17%	18%
Summer night (LN)	21%	24%	19%	33%
Winter day (ZD)	15%	15%	11%	15%

Tab. 2. Stability margins for various variants and MPS operating regimes

Model	2012		2025	
	W1	W1	W2	W3
Summer day (LD)	226	46	67	55
Summer night (LN)	234	114	244	63
Winter day (ZD)	195	55	99	43
Winter peak (ZS)	197	43	83	36
Total	852	258	493	197

Tab. 3. Number of ENERGA-OPERATOR SA substations with too low a voltage before voltage collapse

These data clearly show that in the 2025 models there is much less overloaded compared to 2012. This is due to the increased number of generation sources in northern Poland, and the development of grid infrastructure, transmission and distribution alike.

Yet another system stability margin assessment criterion was the determination from what degree of the system loading with apparent power the 110 kV nodes' voltages were below the limit allowed for MPS proper operation. The normal state analysis showed that:

- For variant W1 in the 2025 simulations the 110 kV nodes' stability margin increased compared to 2012.
- In variant W2 of 2025 the nodes' stability margin decreased compared to variant W1. This shows that wind farms connected close to receivers (at 110 kV, not 400 kV) are able to maintain the voltage within acceptable limits, increasing the voltage stability margin.
- The impact of a large generating unit, such as Żarnowiec nuclear power plant, connected directly to the transmission grid, on voltage in the nodes deep in the power system structure, such as 110 kV or MV nodes, is limited. Whereas a large generation source connected to the transmission grid, significantly improves the voltage margin of HV, i.e. 400 kV and 220 kV, nodes.

The research identified critical nodes, i.e. those characterized by the lowest stability margin and the largest voltage drops for all simulations in the assumed grid operation variant. The data are presented in Fig. 1.

Through this analysis it was found that the weakest points are substations in the Tri-City or near it. Of all the variants considered above, the worst option for the TSO is that with zero generation of wind farms that are able to locally raise the voltage level. The least number of overload nodes was found in the variant where Żarnowiec nuclear power plant is out of service. In this variant the nuclear generation was replaced with new units situated south of the Tri-City, mainly: the gas-fired power plant in Grudziądz and the North power plant in Pelpin (both planned for construction). In the course of the simulations it was tested how different system operation variants affect the current carrying capacity of 110 kV lines in the ENERGA SA area. Below in Fig. 2. presented is the number of overload lines in each variant.

Even if in the 2025 models the system was significantly loaded down, there are fewer overload lines than in 2012 owing to the properly carried out grid expansion and upgrade. When the system is low on local sources of electricity generation in the vicinity of recipients, such as wind farms (variant W2), more power must be sent via transmission and distribution grids, resulting in overloading of these lines.

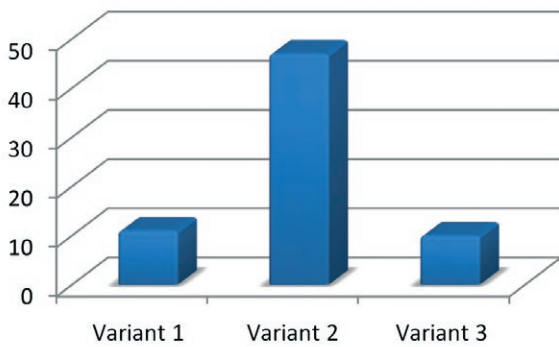


Fig. 1. Number of nodes with too low a voltage in all the simulations of a given variant

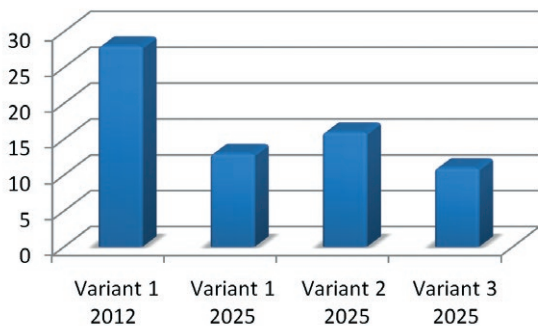


Fig. 2. Number of overloaded lines in different NPS variants a step before voltage collapse

In order to analyze the full range of the NPS operation, additional analyzes and simulations of the system's extreme variants were conducted:

W4 – 90% of the wind generation output, which accounts for the occurrence of ideal wind conditions for wind power generation throughout Poland

W5 – zero wind and nuclear generation (complete disconnection of the sources from the system). With this variant it was possible to observe how the ENERGA SA grid operation will be affected by the outage of a substantial number of sources in northern Poland.

W5 – the zero wind and nuclear generation variant (complete disconnection of the sources from the system). With this variant it was possible to observe how the ENERGA SA grid operation will be affected by the outage of a substantial number of sources in northern Poland, and the number of overloaded lines was determined for different variants.

Variant 4 was tested for the LD model. In order to balance the power input to and output from the system, as well as to ensure an adequate spinning reserve (in the case of reduced generation in turbulent sources, i.e. FW), the power generated in all JWCDs was assumed at its technical minimum. Also, some generating units were disconnected in places of high concentration of conventional power plants. The nuclear generation output was left unchanged. However, the operating regime was changed in pumped storage power plants in northern Poland, i.e. in Żydowo and Żarnowiec, from generation to pumping. Despite these measures, the required spinning reserve was very difficult to achieve.

In the present variant there was no stability margin in the system. Voltage in some LV nodes was too low or too high already for normal system operation (the initial state without any additional loading). Nodes with very low voltage were usually at the ends of power supplying sequences (so-called radiuses), which, in addition, at some power plants' disconnecting were far from generation sources. Nodes with too high voltage were typically those to which large wind farms were connected.

Model summer day (LD)	Normal MPS operation		NPS stability loss	
	Poland (entire)	ENERGA	Poland (entire)	ENERGA
W1	0	0	123	46
W2	13	12	162	67
W4	25	0	177	20

Tab. 4. Number of overload 110 kV nodes at the beginning and end of simulation in LD 2025 model for various variants

The data in Tab. 4. show that W4 variant is the worst of all tested operating conditions for NPS. However, for the ENERGA SA grid it is the best option possible. Both in normal system conditions, and at the voltage collapse and loss of system stability, the number of overloaded ENERGA SA nodes was the smallest of all analysed variants of wind conditions and FW power output.

The WF operation more adversely impacts the ENERGA SA lines than node voltages. Wind turbines connected to 110 kV nodes operate close to receivers and are able to locally cover part of the demand for electricity. Owing to this less energy needs to be provided by JWCDs, located mainly in southern Poland. This translates directly to power lines loading. At present, the aggregate rated capacity of wind power plants in the system is small compared to the capacity installed in other sources. It is assumed that by 2025 wind power plants' rated capacity will account for about one third of the entire capacity installed in NPS [1]. Due to the presence in the north of the country of the best wind conditions, it is assumed that the largest number of wind turbines will be located in northern Poland [1]. This area has one of the lowest levels of electricity consumption in Poland. As a result, the surplus energy generated there will have to be transmitted to receivers in the interior of the country. This will reverse the power flow in power lines and the extent of their loading.

Below Fig 3. presents the number of overloaded 110 kV lines in the LD 2025 model in three selected variants for normal operation and for system stability loss

The above described variant is a specific operating condition, whereby power from generation sources to receivers flows from north to south, i.e. in the reverse direction to now. The opposite of this variant may be the case of zero wind and nuclear power generation. Under this scenario, very few generation sources operate in northern Poland. This is the other extreme case which was considered.

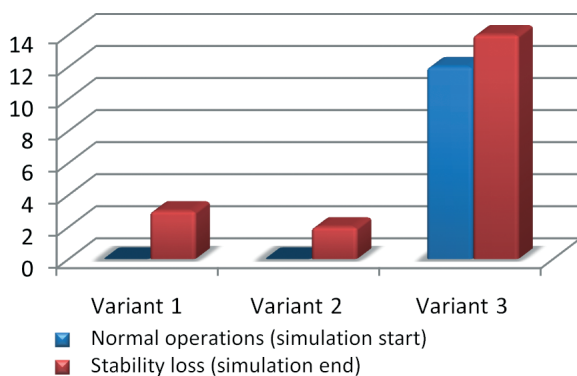


Fig. 3. Number of overloaded ENERGA SA 110 kV lines in LD 2025 model

Simulations were performed for LD and ZS models. The first model was chosen in order to compare the results with the W4 variant. The winter peak variant was analysed as the most extreme case of system operation in the northern area, i.e. with a small number of generation units in the north and peak electricity consumption. According to the conjecture, with limited local generation a large number of nodes may have a very low voltage. This situation is very similar to the zero WF generation variant (W2).

In Tab. 5 the numbers are specified of the nodes with too low voltage for each variant.

Variant	Summer day (LD)	Winter peak (ZS)
W1	38 / (46)	0 / (43)
W2	62 / (67)	26 / (83)
W3	49 / (55)	0 / (36)
W5	67	69

Tab. 5. Number of overload nodes at the end of simulation for different variants in LD 2025 and CS 2025 models

For variants W1-W3 the number of nodes with too low voltage is written in italics in the case of NPS' loading down to a degree which in variant W5 resulted in voltage collapse and stability loss. The number of overloaded nodes on the verge of voltage stability loss in a given simulation is given in parentheses.

Data in the table clearly reveals variant W5 as the worst. The small difference between the number of overloaded nodes in model LD or variants 2 and 5 results from a seasonal drop in demand in the summertime. It is characterized by JWCDs' underloading in the summer, and outage of some units. In an emergency some generation units with very fast start-up, such as hydro and gas plants, can be activated in order to quickly restore the NPS balance. There are several such sources in northern Poland, including the pumped storage plants in Żarnowiec and Żydowo, and the planned gas-fired plant in Grudziądz. Such a situation is not very likely at peak demand, when the majority of generating units operate at high capacity utilisation rates, and can hardly be additionally loaded. Therefore, the difference between variants W2 and W5 for LD and ZS is very significant. The impact of WF and nuclear plant Żarnowiec is very well illustrated by the results for the ZS model. In a state in which the system had ceased to function properly in variant W5 (at the stability limit), for variants W1 and W3 it still had a small stability margin. In the analysed scenario almost 70 nodes had too low a voltage at the time of a divergent iterative process. For comparison, in variant W1 and with disconnected Żarnowiec nuclear plant W3 no significant changes in the system were noticed and no nodes were overloaded.

4. N-1 and N-2 outages

N-1 event is a failure of any single device installed in the power system (transformer, generator, high voltage line). N-2 event is a sudden failure and outage of two such elements. NPS should be immune to this type of event; they should not interrupt electricity supply to recipients. This also means that a failure of any single transmission line cannot destabilise the power system operation. Line current carrying capacities and node loads were analysed for ZS 2025. This was due to the fact that it features the highest demand for electricity, and some devices may operate at the limits of their rated capacities. Outage of an NPS component could cause big disturbances because of the need to transfer large powers over alternative transmission routes, loading down other transmission elements of the power system.

The article focuses on describing the most representative variant of the three models analyzed in the research project. The following assumptions were adopted:

- selected model: ZS 2025
- constant wind generation at 20% of the installed capacity plus one 1,600 MW nuclear unit
- Żarnowiec hydro plant in generator mode, with three active hydro units. One hydro unit inactivated.

For the N-1 and N-2 analyses seven different variants of events that may take place in NPS were selected. The focus was primarily on grid elements in the ENERGA SA area. It was assumed that outages in more remote areas of the country would have no significant impact on the ENERGA SA region. A list of the outages with associated variants is presented below:

From the point of view of the distribution grid operator an important factor assuring continuity and reliability of the electricity supply in an area is the rate of current carrying capacity of the lines over which power is transmitted to main supply points, where after voltage transformation to MV it is further transmitted to end-users. The following table shows the number of overloaded lines and the number of nodes where voltage had dropped below the criteria set by [4] for preselected operating conditions.

	DISCONNECTED ELEMENTS
Variant 1	400/220 kV transformer in Gdańsk substation + 110 kV line Gdańsk EC-Gdańsk
Variant 2	400 kV line Grudziądz-Płock + 110 kV line Grudziądz – Kwidziń Celuloza (double circuit)
Variant 3	400 kV line Słupsk – Dunowo + 400/110 kV transformer in Dunowo substation
Variant 4	220/110 kV transformer in Jasinieć substation
Variant 5	400 kV line Dargoleza – Żarnowiec + 110 kV line Żarnowiec – Gdynia Chylonia
Variant 6	400 kV line Grudziądz – Płock + planned gas-fired generation unit in Grudziądz
Variant 7	110 kV line Gdańsk – Gdynia Chwarzno + 110 kV line Gdańsk – Gdynia Redłowo

Tab. 6. Variants and outages adopted for simulation

It follows from Tab. 7. that from the point of view of ensuring continuity of supply, the worst option is variant 2. Eleven overloaded 110 kV lines accounts for slightly more than 2% of all lines in the ENERGA SA area; however, the need to disconnect them can deprive users of power supply in a large area. Variant 2

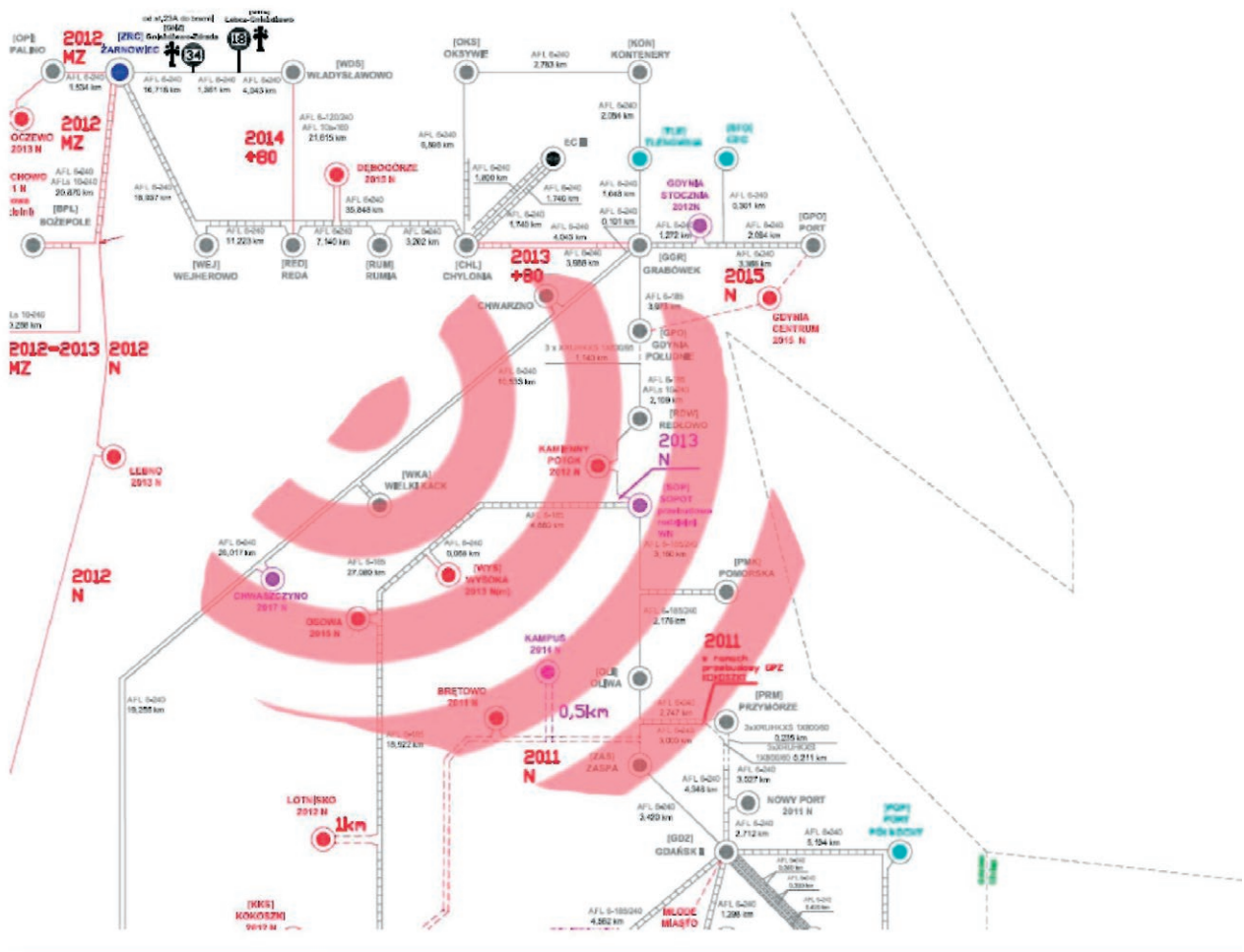


Fig. 4. Areas at risk of losing voltage stability for simulation ZS 2025, base case model with outages in variants 5 and 6

	Excesses	
	Poland (entire)	ENERGA
Variant 1	5/467	1/331
Variant 2	11/466	3/331
Variant 3	5/468	1/331
Variant 4	6/468	1/331
Variant 5	5/468	3/331
Variant 6	5/468	3/331
Variant 7	5/466	1/331

Tab. 7. Number of overloaded lines and nodes with voltage below the minimum in the ENERGA SA area, base case model for different variants of outages

Winter peak (ZS) 2025 base case model							
Area	Average voltage drop in nodes in the area after loss of voltage stability in NPS						
	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7
ENERGGda	4.53	4.76	4.38	4.59	4.44	4.99	4.64
ENERGEIb	4.78	5.72	4.59	4.87	3.31	4.81	4.8
ENERGKos	2.33	2.14	1.19	2.37	3.63	2.18	2.36
ENERGSłu	2	1.86	1.57	2.06	3.04	1.85	2.06
ENERGTor	4	4.12	3.74	4.06	3.88	3.86	3.98
ENERGOls	4.42	5.36	4.23	4.52	4.14	4.37	4.46
ENERGKal	1.42	1.5	1.28	1.4	1.47	1.39	1.41
ENERGPło	3.37	6.01	3.71	3.87	3.61	3.74	3.78

Tab. 8. Variants and outages adopted for simulation

characterized by overloading in the initial state, i.e. without loading down the system, of three lines in the ENERGA SA area. The mandatory stability margin, adopted at 5%, is not fulfilled in the case of current carrying capacity in the second variant for four lines – they exceed their rated capacities within these limits. In addition, variants 5 and 6 are characterized by the largest voltage drops in nodes in the vicinity of the failure, and a large number of nodes, which demonstrate a significant tendency to rapidly achieve the allowable voltage limit.

It follows from Fig. 4 that the area of voltage stability loss threatens the southern region of Gdynia. There is neither large power generation in power plant nodes nor distributed generation. There are long radial transmission routed with a significant number of 110 kV substations, which adversely affects the maintenance of proper voltages in nodes. Details of the overload lines' names and nodes have been transferred to ENERGA SA and are its property.

It follows from Tab. 7. that the number of nodes, where voltages at the moment of stability loss drop below the thresholds provided for in document [4] is marginal. The number at its maximum is less than 1% of all 110 kV owned by ENERGA SA.

An important factor from the point of view of system operation security, transmission and distribution systems alike, are the grid node voltages. Tab. 8 presents the average voltage drop in nodes in the ENERGA SA area with detailing the variants. The worst case for the area is marked in red. Figure 5 more easily illustrates the voltage stability problem in variants f N-1 for the considered model. In Fig. 4 it can be seen that the areas most vulnerable to emergency outages will be those of ENERGA Płock, Gdańsk, Elbląg, Toruń and Olsztyn, where the average voltage drop across all nodes exceeds 3 kV in each variant, and in Płock in variant 2 it's as much as 6 kV, which is disturbing from the point of view of system operation security. The least vulnerable areas are ENERGA Koszalin, Słupsk and Kalisz. In the first two areas this is mainly due to numerous distributed reactive power sources in the form of wind farms, which visibly contribute to improved voltage stability. The ENERGA Kalisz area is in the vicinity of very large

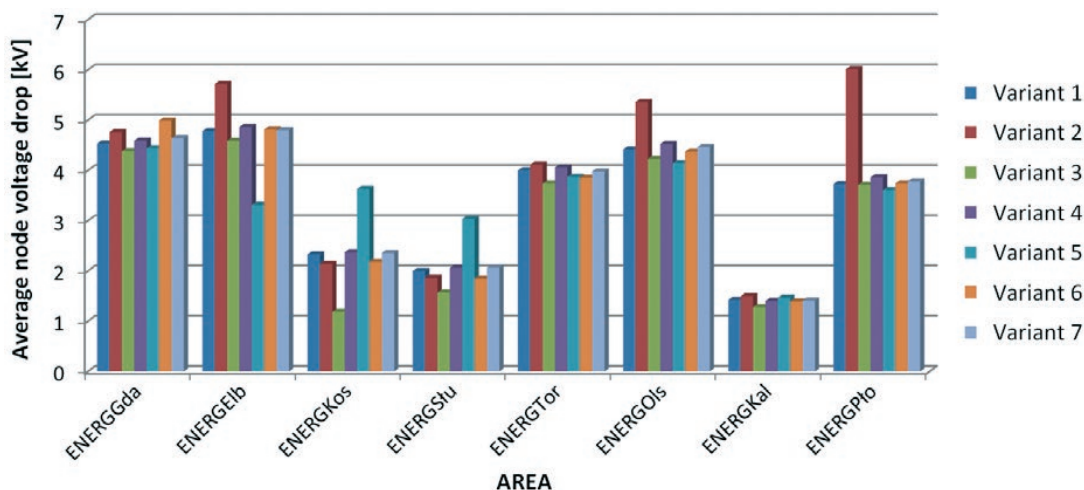


Fig. 5. Average voltage drop across the ENERGA SA areas for analysed outage variants N-1 for 2025 winter peak model, base case model

generation sources (relatively close to Bełchatów Power Station, and Pątnów – Adamów – Konin Power Complex), where the transmission grid is relatively well developed, and therefore has a sufficient reactive power supply and thus – large voltage drops is not a problem there. The areas: ENERGA Gdańsk and Elbląg are the most vulnerable in terms of the average voltage drop across all variants, and variant 2 turns out to be the most dangerous of all nodes in the most vulnerable areas.

5. Nuclear power plant impact

Northern Poland may suffer from very large power deficits (at present it imports electricity), because decommissioning of the Dolna Odra Power Complex planned for 2017 will completely deprive the region of large generation units. Growing demand for electricity may in part be covered by the newly planned units in Grudziądz and Peplin. However, this may not be enough to meet the growing demand. Therefore, the construction of a nuclear power plant appears to be justified, as described in more detail in [3]. The nuclear power plant, due to its safety, stability, economy and life cycle of equipment (e.g., fuel rods, controls) should operate in the base load with constant output. Assumed in the analyses was the construction of a 1,600 MW unit, which would significantly improve the northern Poland's energy balance. If two such units and adequately extensive power output facilities were built, the northern Poland could become an energy exporter to the country's regions with larger shortages. The nuclear power's construction will significantly improve NPS's voltage stability – for non-outage and outage variants, in the northern Poland in particular.

6. Conclusions

The most important conclusions to be drawn from the completed project are the following:

- Nodes, which often tended to be characterised with too low voltages, are in the close neighbourhood of the Tri-City. It is the largest concentration of loads in northern Poland. In addition, as mentioned in the article, northern Poland is insufficient in conventional generation units. Construction of a conventional power plant in the close surroundings of Gdańsk could greatly improve the Tri-City's power supply stability and reliability.
- The simulations show that at their stable operation WFs have a positive impact on NPS performance, provided they do not operate in extreme conditions. They are capable of locally raising voltages in the nodes to which they are connected. They generate electricity close to customers, thus relieving the distribution network, which contributes to a reduction

of losses associated with energy transmission over long distances. But WFs are turbulent sources, so the NPS needs a sufficiently large and fast intervention capacity. Construction of gas power plants in the north of Poland with quick cold start up to their rated output appears to be justified by NPS operational security.

- Construction of a nuclear power plant – a very large generation unit - in northern Poland will help to ensure better energy security for the whole country, and thus to significantly improve the supply reliability, also in the ENERGA SA territory.
- The ENERGA Operator SA plan of extending the 110 kV distribution grid and the 2018 upgrade is appropriate and ensures stable operation of the grid even in extreme situations.
- After the NPS extension in 2025 nodes in the ENERGA SA area have featured higher voltage stiffness and lower susceptibility to voltage drops. Although voltage is often the border of the permissible level, it very slowly reaches the minimum voltage limit. Voltage drops between the beginning and the end of the simulation were very small, in the order of several percent. This may indicate that the nodes still have some stability margin.

REFERENCES

1. PSE Operator SA, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025 [Development plan for meeting current and future demand for electricity in 2010-2025], Konstancin-Jeziorna, March 2010.
2. PSE Operator SA, Aktualizacja do: PSE Operator SA, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025 [Updates to Development plan for meeting current and future demand for electricity in 2011–2025], Konstancin-Jeziorna, July 2011.
3. Falkowski D., Zarzycki M., Wpływ przyłączenia elektrowni jądrowej w Żarnowcu na pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [Impact of the connection of Żarnowiec nuclear power plant on National Power System performance], Master's thesis, Gdańsk University of Technology, Faculty of Electrical Engineering and Automation, 2012.
4. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci [Transmission Grid Code. Terms and Conditions of Use, Load Management, and Grid Operation and Development Planning], Warsaw 2012.

Dominik Falkowski

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: dominik.falkowski@energa.pl

PhD student at the Technical University of Gdańsk, works in the Department of Innovation at ENERGA-OPERATOR SA. During his studies he won an award in the ENERGA SA competition for a project related to the impact of investments by 2025 in generation units, and transmission and distribution grids, on the load carrying capacity of the nodes and current carrying capacity of the lines in the area of ENERGA SA operations. His professional interests include: smart grids, power system development, and new energy transfer and storage technologies.

Maciej Zarzycki

PSE SA

e-mail: maciej.zarzycki@pse.pl

Graduated from Gdańsk University of Technology. During his studies he won an award in the ENERGA SA competition for a project related to the impact of investments by 2025 in generation units, and transmission and distribution grids, on the load carrying capacity of the nodes and current carrying capacity of the lines in the area of ENERGA SA operations. Currently a PSE employee. He is involved in the operation of network applications for the National Power Dispatch and mathematical modelling of the power system.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–11. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wpływ inwestycji do 2025 roku w moce wytwórcze oraz sieć przesyłową i dystrybucyjną na obciążalność węzłów i przeciążalność prądową linii znajdujących się na obszarze działania spółki ENERGA SA – najważniejsze wnioski z projektu badawczego

Autorzy

Dominik Falkowski
Maciej Zarzycki

Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, stabilność napięciowa

Streszczenie

Autorzy podsumowują projekt badawczy, zrealizowany jeszcze w trakcie studiów magisterskich, który miał na celu sprawdzenie, jak zmiany w systemie elektroenergetycznym do 2025 roku wpłyną na pracę sieci dystrybucyjnej 110 kV ENERGA SA. W projekcie skupiono się na stanach ustalonych pracy KSE dla różnych wariantów obciążenia systemu i generacji w jednostkach wytwórczych. System poddano analizie prace w stanach normalnych oraz awaryjnych przy przy wyłączeniu elementów KSE, tzw. analiza N-1 i N-2. Wynikiem opracowania była ogólna ocena przystosowania sieci dystrybucyjnej spółki ENERGA SA do pracy przy zmieniającej się strukturze KSE, jak również wskazanie potencjalnych najsłabszych punktów w strukturze zasilania sieci dystrybucyjnej.

1. Cel i zakres projektu

Celem projektu było zbadanie, jak inwestycje przeprowadzone do 2025 roku wpłyną na pracę sieci dystrybucyjnej 110 kV, której właścicielem jest spółka ENERGA SA. W pracy uwzględniono rozbudowę systemu przesyłowego przez PSE zgodnie z [1, 2], rozbudowę systemu dystrybucyjnego zgodnie z planem rozwoju sieci ENERGA-OPERATOR SA na najbliższe lata oraz informacje na temat nowo budowanych, planowanych i przyłączanych źródeł wytwórczych. Skupiono się głównie na problemie wyrowadzenia mocy z dużej liczby farm wiatrowych, przyłączanych na północy kraju, oraz planowanej lokalizacji elektrowni jądrowej, za którą przyjęto okolice Żarnowca. Wskazano potencjalnie najsłabsze węzły i linie 110 kV, których właścicielem jest spółka ENERGA SA. Badania skupiły się na badaniu globalnej stabilności systemu oraz na analizach N-1 i N-2 dla różnych wariantów pracy systemu (różny stopień obciążenia systemu i różne scenariusze generacji mocy w systemie). Projekt jest ponadto rozwinięciem pracy magisterskiej [3], w której badano wpływ przyłączenia elektrowni jądrowej w Żarnowcu na pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

2. Opis metodyki badań

Do obliczeń rozprawy mocy posłużono się programem PlansLAB, w którym został zaimplementowany, napisany przez autorów, skrypt do badania stabilności napięciowej. Poprzez stabilność napięciową rozumie się możliwość dociągnięcia KSE mocą pozorną w sposób niepowodujący gwałtownego spadku napięć i wystąpienia lawiny napięciowej. Wiąże się to z ograniczoną możliwością generacji mocy biernej w KSE, która wpływa na poziomy napięć w stacjach elektroenergetycznych. Algorytm pozwalał

na obserwowanie poziomu napięć w węzłach i prądów w liniach elektroenergetycznych podczas dociągnięcia SEE. Dociągnięcie (zwane w artykule również symulacją) odbywało się poprzez stopniowe zwiększanie mocy pobieranej przez wszystkie odbiory w systemie oraz dokonywanie bilansowania mocy przy użyciu części elektrowni, głównie jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD).

W badaniach skupiono się na stanach ustalonych z pominięciem stanów dynamicznych. Podstawowymi wariantami stanów pracy KSE były modele: lato dzień (LD), lato noc (LN), zima dzień (ZD) i zima szczyt (ZS). W celu porównania, jak na przestrzeni lat zmieniają się warunki pracy SEE, obliczenia przeprowadzono dla lat 2012 i 2025. Do badania obciążalności linii elektroenergetycznych posłużono się głównie modelem ZS, w którym odnotowano największe przepływy prądów, wywołane szczytowym poborem energii elektrycznej. Modele z 2025 roku były rozwiniętymi wersjami modeli z 2012 roku. Uwzględniono w nich:

- Zmianę struktury wytwarzania energii elektrycznej zgodnie z założeniami PSE [2] na 2025 rok, w tym przyłączenie na obszarze OSD ENERGA-OPERATOR SA farm wiatrowych o łącznej mocy ponad 5 GW oraz jednego bloku elektrowni jądrowej w Żarnowcu o mocy 1600 MW. Wyłączono również część bloków wytwórczych, zgodnie z planami PSE.
- Zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną o 38% w odniesieniu do 2010 roku, zgodnie z założeniami planu rozwoju PSE [1]. Zwiększony pobór został zaimplementowany poprzez równomierne, symetryczne dociągnięcie wszystkich odbiorów znajdujących się w KSE.

Sumaryczną moc odbiorów po takim zabiegu, na terenie spółki ENERGA SA, przedstawiono w tabeli poniżej:

Model	Lato dzień (LD)		Zima szczyt (ZS)	
	2010	2025	2010	2025
Rok	2010	2025	2010	2025
Moc odbiorów [MW]	2774	3513	4079	5131

Tab. 1. Łączna moc odbiorów na terenie spółki ENERGA SA w 2010 i 2025 roku

- Rozbudowę sieci przesyłowej 400 i 220 kV, zgodnie z planami rozwoju PSE [2], oraz przebudowę sieci dystrybucyjnej 110 kV zgodnie z planem rozbudowy spółki ENERGA-OPERATOR SA.
- Różną generację farm wiatrowych (FW). Podczas prowadzenia badań rozważano różne modele generacji FW. Za stan naturalny przyjęto generację na poziomie 20% mocy znamionowej, co stanowi wartość średniorocznej generacji dla elektrowni wiatrowych. W związku ze znaczącym udziałem FW w obszarze EOP sprawdzono również ich wpływ na pracę systemu w warunkach skrajnych: zerowej generacji i maksymalnej generacji na poziomie 90% mocy znamionowej.

Ostatecznie badania sprowadzały się do przeanalizowania czterech modeli w trzech różnych wariantach pracy SEE oraz kilku wybranych modeli w skrajnych wariantach z wyłączeniami, opisanych w późniejszej części.

3. Analiza stanu normalnego

Za podstawowe kryterium oceny stabilności pracy KSE przyjęto zapas stabilności, którym system dysponuje w różnych wariantach pracy. W badaniach rozważono następujące warianty pracy KSE:

W1 – wariant podstawowy, z założoną stałą generacją FW na poziomie 20% ich mocy znamionowej

W2 – wariant zerowej generacji farm wiatrowych

W3 – wariant z wyłączoną elektrownią jądrową i generacją FW na poziomie 20% ich mocy znamionowej.

W tab. 2 przedstawiono wyniki obliczeń zapasu stabilności napięciowej dla powyższych wariantów i stanów pracy KSE:

Model	2012 rok	2025 rok		
	W1	W1	W2	W3
Lato dzień (LD)	13%	18%	17%	18%
Lato noc (LN)	21%	24%	19%	33%
Zima dzień (ZD)	15%	15%	11%	15%

Tab. 2. Zapas stabilności dla poszczególnych wariantów i stanów pracy KSE

Innym kryterium pokazującym sposób pracy systemu, a w szczególności stacji znajdujących się na terenie spółki ENERGA SA, jest liczba węzłów o zbyt niskim napięciu w ostatnich krokach symulacji. Moment ten występuje tuż przed utratą przez KSE stabilności, zgodnie z zapisami zawartymi w dokumencie [4].

Model	2012 rok	2025 rok		
	W1	W1	W2	W3
Lato dzień (LD)	226	46	67	55
Lato noc (LN)	234	114	244	63
Zima dzień (ZD)	195	55	99	43
Zima szczyt (ZS)	197	43	83	36
Suma	852	258	493	197

Tab. 3. Liczba stacji na obszarze ENERGA-OPERATOR SA, które przed lawiną napięciową posiadały zbyt niskie napięcie

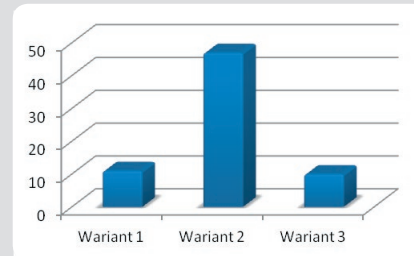
Powyzsze dane jednoznacznie wskazują, że w modelach z 2025 roku liczba przeciążonych węzłów w porównaniu z 2012 rokiem jest o wiele mniejsza. Wynika to ze wzrostu liczby źródeł wytwórczych na północy kraju oraz z rozbudowy infrastruktury sieciowej, zarówno w przypadku sieci przesyłowych, jak i sieci dystrybucyjnych.

Kolejnym przyjętym kryterium oceny stabilności pracy systemu było określenie, od jakiego stopnia dociążenia odbiorów

w systemie mocą pozorną węzły 110 kV posiadały napięcie poniżej wartości dopuszczalnej dla poprawnej pracy KSE. Z przeprowadzonych badań stanu normalnego wynika że:

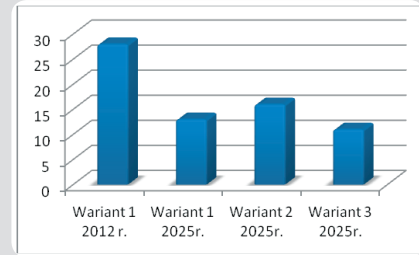
- Dla wariantu W1 w symulacjach z 2025 roku zwiększył się zapas stabilności węzłów 110 kV w porównaniu z 2012 rokiem.
- W wariantcie W2 z 2025 roku węzły wykazują się zmniejszonym zapasem stabilności w stosunku do wariantu W1. Pokazuje to, że farmy wiatrowe przyłączone blisko odbiorców (na poziomie 110 kV, a nie 400 kV) są w stanie utrzymywać napięcie w dopuszczalnych granicach, zwiększając zapas stabilności napięciowej.
- Duża jednostka wytwórcza, np. elektrownia jądrowa Żarnowiec, przyłączona bezpośrednio do sieci przesyłowej, posiada ograniczony wpływ na wartość napięcia w węzłach znajdujących się w głębi struktury systemu elektroenergetycznego, np. węzły 110 kV lub SN. Duże źródło wytwórcze przyłączone do sieci przesyłowej poprawia natomiast w znacznym stopniu stabilność napięciową węzłów WN: 400 kV i 220 kV.

W wyniku przeprowadzonych badań wskazano węzły krytyczne, czyli takie, które charakteryzowały się najmniejszym zapasem stabilności i największymi spadkami napięcia dla wszystkich symulacji z założonego wariantu pracy sieci. Dane przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Liczba węzłów ze zbyt niskim napięciem we wszystkich symulacjach danego wariantu

Dzięki analizie ustalono, że najsłabszymi punktami są stacje na terenie Trójmiasta lub w jego pobliżu. Ze wszystkich rozpatrywanych powyżej wariantów najgorszym dla OSD jest wariant z zerową generacją farm wiatrowych, które są w stanie lokalnie podnieść poziom napięcia. Najmniej przeciążonych węzłów występuje w wariantcie, w którym nie pracuje elektrownia jądrowa w Żarnowcu. W wariantcie tym generację EJ zastąpiły nowe jednostki wytwórcze na południe od Trójmiasta, głównie: elektrownia gazowa w Grudziądzu oraz elektrownia Północ w Pelplinie (obie w planach budowy). Podczas przeprowadzania symulacji sprawdzono, jak różne warianty pracy systemu wpływają na obciążalność linii 110 kV znajdujących się na obszarze ENERGA SA. Na rys. 2 przedstawiono liczbę przeciążonych linii dla poszczególnych wariantów.



Rys. 2. Liczba przeciążonych linii dla poszczególnych wariantów pracy KSE na chwilę przed wystąpieniem lawiny napięciowej

Pomimo że w modelach z 2025 roku odbiory w systemie zostały w znacznym stopniu dociążone, dzięki poprawnie przeprowadzonej rozbudowie i modernizacji sieci liczba przeciążonych linii jest mniejsza w porównaniu z 2012 rokiem. Gdy w systemie brakuje lokalnych źródeł wytwarzających energię elektryczną w pobliżu odbiorców, np. farmy wiatrowe (wariant W2), większa moc musi zostać przesłana sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi, co powoduje przeciążenie się tych linii.

W celu przeanalizowania pełnego zakresu pracy KSE przeprowadzono dodatkowe analizy i symulacje skrajnych wariantów pracy systemu:

W4 – wariant 90-proc. generacji farm wiatrowych, który ma odwzorowywać wystąpienie idealnych warunków wietrznych dla generacji elektrowni wiatrowych na całym obszarze Polski

W5 – wariant zerowej generacji farm wiatrowych oraz zerowej generacji elektrowni jądrowej (całkowite odłączenie źródeł od systemu). Dzięki temu wariantowi możliwe było zaobserwowanie, jak na pracę sieci spółki ENERGA SA wpłynie wyłączenie znacznej liczby źródeł na północy Polski.

Wariant 4 został przebadany dla modelu LD. W celu zbilansowania mocy generowanej i pobieranej w systemie, jak również zapewnienia odpowiedniego poziomu rezerwy wirującej (na wypadek zmniejszonej generacji w źródłach niespokojnych, tj. FW), moc generowaną we wszystkich JWCD przyjęto na poziomie minimum technicznego. Wyłączono również część jednostek wytwórczych w miejscach dużego nagromadzenia elektrowni konwencjonalnych. Generowaną moc elektrowni jądrowej pozostawiono bez zmian. Zmieniono natomiast stan pracy w elektrowniach szczytowo-pompowych na północy Polski, tj. Żydowo i Żarnowiec, z generacyjnej na pompową. Mimo takich zabiegów bardzo trudno było uzyskać wymagany poziom rezerwy wirującej.

W rozpatrywanym wariantcie system nie dysponował żadnym zapasem stabilności. Część węzłów NN posiadała zbyt niskie lub zbyt wysokie napięcie już dla normalnego stanu pracy systemu (stanu początkowego, czyli bez żadnego dociążenia odbiorów). Węzły mające zbyt niski poziom napięcia znajdowały się najczęściej na końcach ciągów zasilających

(tzw. promieni), które na dodatek przy wyłączeniu części elektrowni znalazły się daleko od źródeł wytwórczych. Węzłami o zbyt wysokim napięciu były najczęściej węzły, do których przyłączono farmy wiatrowe o znacznej mocy.

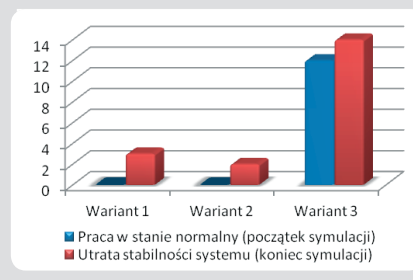
Model lato dzień (LD)	Normalny stan pracy KSE		Utrata stabilności przez KSE	
	Polska (cała)	ENERGA	Polska (cała)	ENERGA
W1	0	0	123	46
W2	13	12	162	67
W4	25	0	177	20

Tab. 4. Liczba przeciążonych węzłów 110 kV na początku i końcu symulacji w modelu LD 2025 dla różnych wariantów

Z danych przedstawionych w tab. 4 wynika, że wariant W4 jest dla KSE najbardziej niekorzystny ze wszystkich przebadanych stanów pracy. Natomiast dla sieci ENERGA SA jest to jednak najlepszy wariant z możliwych. Zarówno w normalnym stanie pracy systemu, jak również w chwili wystąpienia lawiny napięciowej i utraty stabilności przez system liczba przeciążonych węzłów na obszarze ENERGA SA jest najmniejsza w porównaniu z innymi zakładanymi wariantami wietrzności i generacji mocy przez FW.

Praca FW ma bardziej negatywny wpływ na linie znajdujące się na obszarze działania spółki ENERGA SA niż na napięcie w węzłach. Elektrownie wiatrowe przyłączone do węzłów 110 kV pracują w pobliżu odbiorców i są w stanie lokalnie pokryć część zapotrzebowania na energię elektryczną. Dzięki temu ilość energii, jaką trzeba przesać z JWCD, zlokalizowanych w głównej mierze na południu kraju, jest mniejsza. Przekłada się to bezpośrednio na obciążenie linii elektroenergetycznych. Obecnie sumaryczna moc znamionowa elektrowni wiatrowych w systemie jest mała w stosunku do mocy zainstalowanej innych źródeł. Zakłada się, że do 2025 roku moc znamionowa elektrowni wiatrowych będzie stanowiła około 1/3 mocy zainstalowanej wszystkich jednostek wytwórczych w KSE [1]. W związku z występowaniem na północy kraju najlepszych warunków wietrznych zakłada się, że największa liczba elektrowni wiatrowych będzie znajdowała się na północy kraju [1]. Obszar ten charakteryzuje się jednym z najniższych poziomów zużycia energii elektrycznej w Polsce. W wyniku tego nadmiar wyprodukowanej energii będzie musiał być przesłany do odbiorców znajdujących się w głębi kraju. Spowoduje to zmianę kierunku przepływu mocy w liniach elektroenergetycznych oraz stopień ich obciążenia. Poniżej na rys. 3 przedstawiono liczbę przeciążonych linii 110 kV dla modelu LD 2025 w trzech wybranych wariantach dla stanu normalnego i w chwili utraty przez system stabilności.

Powyżej opisany wariant jest specyficznym stanem pracy, w którym przepływu mocy od źródeł wytwórczych do odbiorców mają kierunek z północy na południe, czyli przeciwny, niż ma to najczęściej miejsce obecnie. Przeciwnieństwem takiego wariantu może być sytuacja zerowej generacji w elektrowniach wiatrowych oraz wyłączenie elektrowni jądrowej w Żarnowcu. W wariantcie tym na północy Polski pracuje bardzo mało źródeł wytwórczych. Jest to drugi skrajny przypadek, który został rozpatrzony.



Rys. 3. Liczba przeciążonych linii 110 kV na obszarze spółki ENERGA SA dla modelu LD 2025

Symulacje zostały przeprowadzone dla modeli LD oraz ZS. Pierwszy model został wybrany w celu skonfrontowania wyników z wariantem W4. Wariant zimowego szczytu został zbadany jako najbardziej ekstremalny przypadek pracy systemu dla obszaru północnego, tzn. z małą liczbą jednostek wytwórczych na północy oraz szczytowym poborem energii elektrycznej.

Zgodnie z przypuszczeniem, przy ograniczonej lokalnej generacji znaczna liczba węzłów może charakteryzować się zbyt niskim napięciem. Jest to sytuacja bardzo podobna do wariantu zerowej generacji FW (W2).

Wariant	Lato dzień (LD)	Zima szczyt (ZS)
W1	38 / (46)	0 / (43)
W2	62 / (67)	26 / (83)
W3	49 / (55)	0 / (36)
W5	67	69

Tab. 5. Liczba przeciążonych węzłów pod koniec symulacji dla poszczególnych wariantów w modelach LD 2025 i ZS 2025

W tab. 5. zestawiono dane na temat liczby węzłów ze zbyt niskim napięciem dla poszczególnych wariantów. Dla wariantów W1-W3 kursywą oznaczono liczbę węzłów posiadających zbyt niskie napięcie w przypadku dociążenia KSE w stopniu, który powodował w wariantcie W5 wystąpienie lawiny napięcia i utratę stabilności. W nawiasach natomiast podano liczbę przeciążonych węzłów na granicy stabilności napięciowej w danej symulacji.

Dane w tabeli jednoznacznie wskazują, że wariant W5 jest wariantem najgorszym. Mała różnica między liczbą przeciążonych węzłów dla modelu LD w wariantach 2 i 5 wynika z wystąpienia w okresie letnim doliny zapotrzebowania na energię elektryczną. Charakteryzuje się niedociążeniem JWCD w okresie letnim oraz wyłączeniem części bloków. W sytuacji kryzysowej istnieje możliwość uruchomienia, w celu szybkiego zbilansowania KSE, części jednostek wytwórczych, które charakteryzują się bardzo szybkim rozruchem, np. elektrowni wodnych i gazowych. Na północy kraju znajduje się kilka takich źródeł, w tym elektrownia szczytowo-pompowa Żarnowiec, Żydowo oraz planowana elektrownia gazowa w Grudziądzu. Trudno o taką sytuację podczas wystąpienia szczytu zapotrzebowania, gdy większość jednostek wytwórczych pracuje z dużym współczynnikiem wykorzystania i posiada niewielką możliwość dociążenia. Dlatego też różnica między wariantami W2 i W5 dla LD i ZS jest taka znacząca. Wpływ FW i EJ Żarnowiec bardzo dobrze obrazują wyniki dla modelu ZS. W stanie, w którym system przestał już poprawnie funkcjonować w wariantcie W5 (osiągnięcie granicy stabilności), dla wariantów W1 i W3 system charakteryzował się jeszcze niewielkim zapasem stabilności. W rozpatrywanym wariantcie blisko 70 węzłów posiadało zbyt niskie napięcie w momencie wystąpienia rozbieżnego procesu iteracyjnego. Dla porównania w wariantcie W1 i z wyłączoną EJ Żarnowiec W3 nie zauważono żadnych znaczących zmian w systemie oraz nie wystąpiły przeciążenia w węzłach.

4. Wyłączenia N-1, N-2

Zdarzenie N-1 to awaria dotycząca jedno dowolne urządzenie zainstalowane w systemie elektroenergetycznym (transformator, generator, linię wysokiego napięcia). Zdarzenie N-2 to sytuacja, w której dwa takie elementy ulegają nagłej awarii i wyłączeniu. KSE powinien być odporny na zdarzenia tego typu, nie powinny one powodować przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Oznacza to również, że uszkodzenie jednej, dowolnej linii przesyłowej nie może powodować destabilizacji pracy SEE. Analizę dotyczącą przeciążalności prądowej linii i obciążalności węzłów przeprowadzono dla ZS 2025. Wynika to z faktu, że występuje wtedy największe zapotrzebowanie na energię elektryczną i może wystąpić awaria niektórych urządzeń na granicy ich obciążalności znamionowych. Wyłączenie elementu wchodzącego w skład KSE mogłoby powodować duże zaburzenia, z powodu konieczności przesyłania dużej mocy alternatywnymi ciągami przesyłowymi, dociążając inne elementy przesyłowe systemu elektroenergetycznego.

W artykule skupiono się na opisanu najbardziej reprezentatywnego wariantu z trzech przeanalizowanych w projekcie badawczym modeli. Przyjęto dla niego następujące założenia:

- wybrano model ZS 2025
- przyjęto stałą generację farm wiatrowych na poziomie 20% zainstalowanej mocy
- praca z jednym blokiem jądrowym – 1600 MW

- praca elektrowni wodnej Żarnowiec w trybie generatorowym trzema hydroze-społami. Jeden hydrozespół odstawiony. Do analiz N-1 i N-2 wybranych zostało siedem różnych wariantów zdarzeń, jakie mogą mieć miejsce w KSE. Skupiono się przede wszystkim na elementach sieci z terenu spółki ENERGA SA. Założono, że wyłączenia w dalszych obszarach kraju nie będą miały znaczącego wpływu na region działania spółki ENERGA SA. Listę wyłączeń wraz z przypisanymi im wariantami przedstawiono poniżej:

WYŁĄCZONE ELEMENTY	
Wariant 1	Transformator 400/220 kV w stacji Gdańsk + linia 110 kV relacji Gdańsk EC-Gdańsk
Wariant 2	Linia 400 kV relacji Grudziądz – Płock + linia 110 kV relacji Grudziądz – Kwidzyń Celuloza (dwutor)utor)
Wariant 3	Linia 400 kV relacji Słupsk – Dunowo + transformator 400/110 kV w stacji Dunowo
Wariant 4	Transformator 220/110 kV w stacji Jasinieć
Wariant 5	Linia 400 kV relacji Dargoleza – Żarnowiec + linia 110 kV relacji Żarnowiec – Gdynia Chylonia
Wariant 6	Linia 400 kV relacji Grudziądz – Płock + planowana gazowa jednostka wytwórcza w Grudziądzu
Wariant 7	Linia 110 kV relacji Gdańsk – Gdynia Chwarzno + linia 110 kV relacji Gdańsk – Gdynia Redłowo

Tab. 6. Rodzaje wariantów i wyłączane elementy w przeprowadzonej symulacji

Z punktu widzenia operatora sieci dystrybucyjnej istotnym wyznacznikiem zapewnienia ciągłości zasilania i pewności dostaw energii elektrycznej na danym obszarze jest stopień obciążalności linii, którymi przesyłana jest moc do głównych punktów zasilających, gdzie po transformacji napięcia na średnie przesyłana jest dalej do odbiorców końcowych. Poniższa tabela przedstawia liczbę przeciążonych linii oraz liczbę węzłów, których napięcie spadło poniżej kryteriów, wyznaczonych przez [4] dla zadanych warunków pracy.

Z tab. 7 wynika, że najgorszym wariantem wyłączenia, z punktu widzenia zapewnienia ciągłości zasilania, jest wariant 2. 11 przeciążonych linii 110 kV stanowi nieco ponad 2% wszystkich linii znajdujących się na terenie spółki ENERGA SA, jednak konieczność ich wyłączenia może spowodować braki w zasilaniu odbiorców na znacznym obszarze. Wariant 2 charakteryzuje się występowaniem przeciążenia w stanie początkowym, tj. bez dociążania systemu, trzech linii na obszarze działania spółki ENERGA SA. Obligatoryjny zapas stabilności, przyjęty na poziomie 5%, nie jest spełniony w przypadku obciążalności w wariantach drugim dla czterech linii – przekraczają one swoje obciążalności znamionowe w tych granicach. Dodatkowo warianty 5 i 6 charakteryzują się największymi spadkami napięcia

	Przekroczenia	
	Linie ($I_{obc} > I_n$)	Węzły ($U_1 < U_{min}$)
Wariant 1	5/467	1/331
Wariant 2	11/466	3/331
Wariant 3	5/468	1/331
Wariant 4	6/468	1/331
Wariant 5	5/468	3/331
Wariant 6	5/468	3/331
Wariant 7	5/466	1/331

Tab. 7. Liczba przeciążonych linii, węzłów o napięciu poniżej wartości minimalnej na obszarze spółki ENERGA SA, model podstawowy dla poszczególnych wariantów wyłączeń

w węzłach w pobliżu awarii oraz dużą liczbą węzłów, które wykazują znaczną tendencję do szybkiego osiągnięcia granicy napięcia dopuszczalnego.

Z rys. 4 wynika, że obszar utraty stabilności napięciowej zagraża południowym regionom Gdyni. W rejonie tym nie występuje generacja znacznej mocy w węzłach elektrowniowych oraz rozproszona generacja. Istnieją długie promieniowe ciągi przesyłowe ze znaczną liczbą stacji 110 kV, wpływając negatywnie na utrzymanie odpowiedniej wartości napięć na węzłach. Szczegółowe informacje dotyczące nazw przeciążanych linii i węzłów zostały przekazane spółce ENERGA SA i są one jej własnością.

Z tab. 7 wynika, że liczba węzłów, w których napięcia w momencie utraty stabilności przez system spadają poniżej progów ustalonych w dokumencie [4], jest nieznaczna. Liczba ta stanowi maksymalnie niecały 1% wszystkich węzłów 110 kV będących własnością ENERGA SA.

Istotnym wyznacznikiem z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy systemu, zarówno przesyłowego, jak i dystrybucyjnego, jest poziom napięć na węzłach sieci. W tab. 8 przedstawiono średni spadek napięcia w węzłach na danym obszarze spółki ENERGA SA z wyszczególnieniem poszczególnych wariantów. Kolorem czerwonym zaznaczono najgorszy przypadek dla danego obszaru. Rys. 4 pozwala na łatwiejsze zobrazowanie problemu stabilności napięciowej w wariantach N-1 dla rozpatrywanego modelu.

Na rys. 5 można zauważyć, że najbardziej podatnymi obszarami na wyłączenia awaryjne będą obszary ENERGA Płock, Gdańsk, Elbląg, Toruń i Olsztyn, gdzie średni spadek napięcia we wszystkich węzłach przekracza w każdym wariantcie 3 kV, a w Płocku, w wariantcie 2 sięga nawet 6 kV, co jest wartością niepokojącą z punktu widzenia prowadzenia ruchu.

Najmniej podatnymi obszarami są obszary ENERGA Koszalin, Słupsk i Kalisz. Dwa pierwsze obszary zawdzięczają to przede wszystkim wielu rozproszonym źródłom mocy biernej w postaci farm wiatrowych, przyczyniających się w widoczny sposób do poprawy stabilności napięciowej na obszarach, na których występują. Natomiast obszar ENERGA Kalisz jest w pobliżu bardzo dużych źródeł wytwórczych (relatywnie blisko Elektrowni Bełchatów, Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin), gdzie sieć przesyłowa jest stosunkowo mocno rozwinięta, więc problemy z zapewnieniem dostatecznej ilości mocy biernej, a co za tym idzie – dużymi spadkami napięcia, nie występują. Obszary: ENERGA Gdańsk i Elbląg są najbardziej narażone pod względem średniego spadku napięcia we wszystkich wariantach, a wariant 2 okazuje się najbardziej niebezpieczny dla wszystkich węzłów na najbardziej narażonych obszarach.

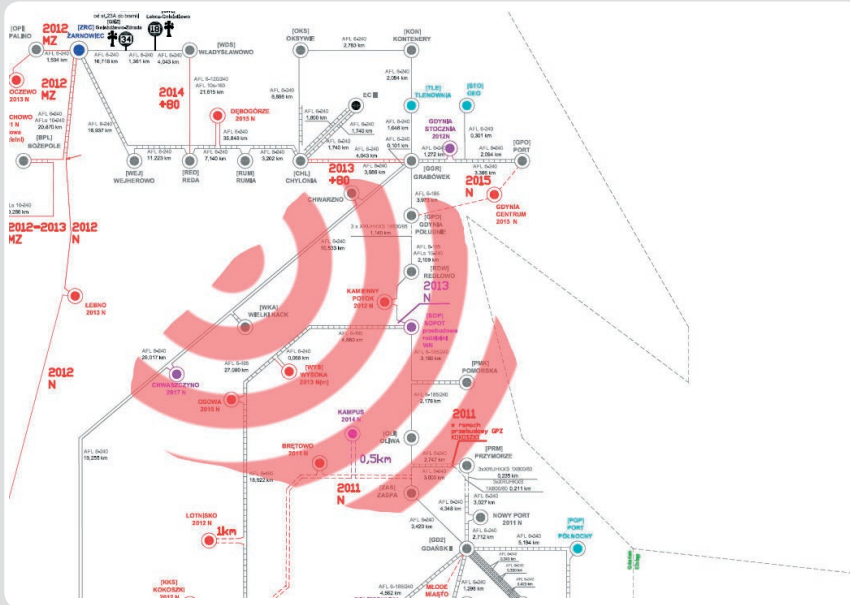
5. Wpływ elektrowni jądrowej

Północny region kraju może cierpieć na bardzo duże deficyty mocy (obecnie jest importem energii elektrycznej), gdyż planowane do 2017 roku wyłączenie Zespołu Elektrowni Dolna Odra pozbawi zupełnie ten obszar dużej jednostki wytwórczej. Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną może w części być pokryte z nowo planowanych bloków w Grudziądzu i Pelplinie. Może to jednak nie wystarczyć do zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania. Budowa elektrowni jądrowej okazuje się zatem uzasadniona, co opisano szerzej w [3]. Elektrownia jądrowa, z powodu bezpieczeństwa, stabilności, ekonomiki oraz żywotności urządzeń (np. pręty paliwowe, regulacyjne), powinna pracować w podstawie obciążenia systemu ze stałą mocą. W analizach założono budowę jednego bloku o mocy 1600 MW, który w znacznym stopniu poprawiłby bilans energetyczny na północy kraju. Przy budowie dwóch takich bloków i odpowiednio rozbudowanym wyprowadzeniu mocy północ kraju zostałyby eksporterem energii elektrycznej do bardziej deficytowych regionów. Budowa elektrowni jądrowej w znacznym stopniu poprawiła stabilność napięciową w KSE – zarówno dla wariantów bezwyłączeniowych, jak i wyłączeniowych, szczególnie na północy kraju.

6. Wnioski końcowe

Najważniejsze wnioski, jakie wynikają ze zrealizowanego projektu, są następujące:

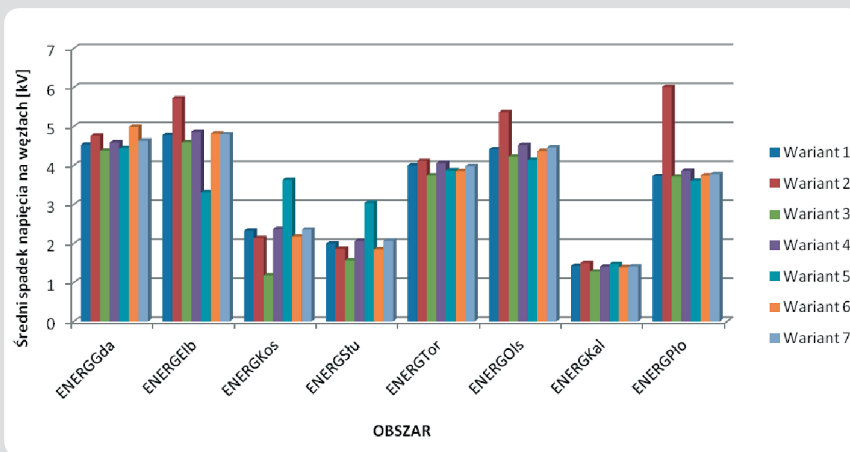
- Węzły, które często wykazywały tendencję do charakteryzowania się zbyt niskim poziomem napięcia, znajdują się w bliskiej okolicy Trójmiasta. Jest to największe skupisko odbiorów na północy Polski. Dodatkowo, jak wspomniano w artykule, północ kraju jest uboga w konwencjonalne jednostki wytwórcze. Budowa w bliskiej okolicy Gdańska elektrowni konwencjonalnej może w znacznym stopniu poprawić stabilność i pewność zasilania odbiorów Trójmiasta.
- Z przeprowadzonych symulacji wynika, że przy stabilnej pracy FW mają pozytywny wpływ na pracę KSE, jeżeli nie pracują w skrajnych warunkach. Są



Rys. 4. Obszary zagrożone utratą stabilności napięciowej dla symulacji ZS 2025, model podstawowy z wyłączeniami w wariancie 5 i 6

Zima szczyt (ZS) 2025 model podstawowy							
Obszar	Średni spadek napięcia w węzłach na danym obszarze po utracie stabilności napięciowej w KSE						
	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7
ENERGGda	4,53	4,76	4,38	4,59	4,44	4,99	4,64
ENERGEIb	4,78	5,72	4,59	4,87	3,31	4,81	4,8
ENERGKos	2,33	2,14	1,19	2,37	3,63	2,18	2,36
ENERGSŁu	2	1,86	1,57	2,06	3,04	1,85	2,06
ENERGTor	4	4,12	3,74	4,06	3,88	3,86	3,98
ENERGOIs	4,42	5,36	4,23	4,52	4,14	4,37	4,46
ENERGKaI	1,42	1,5	1,28	1,4	1,47	1,39	1,41
ENERGPŁo	3,37	6,01	3,71	3,87	3,61	3,74	3,78

Tab. 8. Średni spadek napięcia w węzłach na danym obszarze na granicy stabilności napięciowej w KSE dla modelu ZS 2025, model podstawowy



Rys. 5. Średni spadek napięcia na obszarach spółki ENERGA SA dla rozpatrywanych wariantów wyłączeń N-1, dla modelu zima szczyt 2025, model podstawowy

w stanie lokalnie podnosić poziom napięcia w węzłach, do których są przyłączone. Wytwarzają energię elektryczną w pobliżu odbiorców, odciążając sieć dystrybucyjną, co wpływa na zmniejszenie strat związanych z przesyłem energii na duże odległości. Jednak FW są źródłami niespokojnymi i potrzebna jest w KSE odpowiednio duża i szybka moc interwencyjna. Budowa elektrowni gazowych na północy kraju, które charakteryzują się krótkim czasem osiągnięcia znamionowej mocy ze stanu zimnego, wydaje się uzasadniona ze względu na bezpieczeństwo pracy KSE.

- Budowa elektrowni jądrowej – bardzo dużej jednostki wytwórczej – na północy Polski przyczyni się do zapewnienia większego bezpieczeństwa energetycznego w skali całego kraju, a co za tym idzie znacznej poprawy pewności zasilania również na terenie działania spółki ENERGA SA.
- Planowana przez ENERGA Operator SA rozbudowa i modernizacja sieci dystrybucyjnej 110 kV do 2018 roku jest poprawnie zaplanowana i zapewnia stabilną pracę sieci nawet w sytuacjach skrajnych.
- Po rozbudowie KSE w 2025 roku węzły na terenie spółki ENERGA SA charakteryzują się większą sztywnością napięciową i mniejszą podatnością na spadki napięcia. Mimo że napięcie niejednokrotnie jest na granicy poziomu dopuszczalnego, bardzo powoli dochodzi do granicy napięcia minimalnego. Występujące spadki napięcia pomiędzy początkiem a końcem symulacji są bardzo małe, rzędu kilku procent. Może to wskazywać, że węzły posiadają jeszcze zapas stabilności.

Bibliografia

1. PSE Operator SA, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025, Konstancin-Jeziorna, marzec 2010.
2. PSE Operator SA, Aktualizacja do: Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025, Konstancin-Jeziorna, lipiec 2011.
3. Falkowski D., Zarzycki M., Wpływ przyłączenia elektrowni jądrowej w Żarnowcu na pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, praca dyplomowa magisterska, Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, 2012.
4. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, Warszawa 2012.

Dominik Falkowski

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: dominik.falkowski@energa.pl

Doktorant na Politechnice Gdańskiej, pracuje w Departamencie Innowacji ENERGA-OPERATOR SA. W trakcie studiów został laureatem i zdobywcą wyróżnienia w konkursie ENERGA SA za projekt dotyczący wpływu inwestycji do 2025 roku w moce wytwórcze oraz sieć przesyłową i dystrybucyjną na obciążalność węzłów i przeciążalność prądową linii znajdujących się na obszarze działania spółki ENERGA SA. Zainteresowania zawodowe: sieci inteligentne, rozwój systemu elektroenergetycznego oraz nowe technologie przesyłania i magazynowania energii.

Maciej Zarzycki

mgr inż.

PSE SA

e-mail: maciej.zarzycki@pse.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej, w trakcie studiów został laureatem i zdobywcą wyróżnienia w konkursie ENERGA SA za projekt dotyczący wpływu inwestycji do 2025 roku w moce wytwórcze oraz sieć przesyłową i dystrybucyjną na obciążalność węzłów i przeciążalność prądową linii znajdujących się na obszarze działania spółki ENERGA SA. Aktualnie pracownik PSE SA. Zajmuje się obsługą aplikacji sieciowych na potrzeby Krajowej Dyspozycji Mocy i modelowaniem matematycznym systemu elektroenergetycznego.