

Study of Interdependence of Wind Generation Output and Potential PV Generation in the Area of ENERGA-OPERATOR SA

Authors

Michał Bajor
Piotr Ziołkowski
Grzegorz Widelski

Keywords

wind power generation, photovoltaic power generation, modelling

Abstract

This paper presents the results of an analysis of the interdependence of wind generation output and photovoltaic generation potential in the ENERGA-OPERATOR SA grid. The first study of the interdependence of these two types of renewable sources' generation outputs was carried out by the Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering in cooperation with ENERGA-OPERATOR in 2012. An important conclusion of the study was the need to repeat the analysis for a larger set of input data as the study covered the period of one year only, and for obvious reasons a limited number of wind farms. The present study's inputs included a period of four years and more wind farms, due to the continuous connecting of new facilities to the grid.

Thus, the results are characterized by a much higher level of credibility, and allow drawing more correct conclusions regarding the analysed interdependence. The research on the interdependence of the annual wind generation output and potential generation from photovoltaic sources indicates that both generation types are characterized by mutual spatio-temporal dependency. In the study the relationship was quantified by evaluation of the maximum actual wind generation output in specific areas in the case of high PV generation output in a given area and vice versa. The results may allow for appropriate (i.e. substantiating the modelled operating conditions of the system in relation to reality) consideration of both types of sources in various types of system analyses of their impact on the grid performance, such as interconnection studies for new sources and distribution grid development planning.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016302

1. Introduction

One of the most important aspects of the changes taking place in today's power systems is the very large increase in the penetration of distributed generation sources, primarily related to renewable energy sources. In Poland the most active and growing at the highest rate is wind generation – currently the total rated capacity of wind farms connected to the National Power System (NPS) amounts to more than 3,800 MW [1], and the total capacity of the planned wind farms, for which the interconnection requirements have been issued, is many times higher and reaches more than 20 GW. For some time, however, an increased interest has been observed in the investment in photovoltaic generation (PV). The current total rated capacity of photovoltaic installations in the NPS is negligible and slightly exceeds 20 MW [1]; however, in the near future dynamic growth of this type of generation is also possible.

The experience resulting from numerous system analyses of the impact of distributed generation on the grid operation shows that the connection of a significant generation to the northern part of the NPS (i.e. the area which currently attracts the highest interest of wind farm developers) can give rise to problems of the distribution and transmission grids' overloading. This applies to a situation whereby the generation will operate simultaneously with a significant power on a sufficiently large area. Due to the aforementioned consistent RES capacity increase and in view of the likely increase in the share of PV generation, the possibility of simultaneous occurrence of high levels of wind generation and PV generation in individual grid areas becomes an important issue, as the impact of high distributed generation on the lines' loads, and thus on their overloading, may significantly vary for various distributions of this generation between sources connected in various locations in the grid.

The aim of this study is to investigate the possible relationship between the power generated by wind farms and the power generated by potential PV sources in the area of northern Poland. Both generation types considered here are characterized by significant volatility, both seasonal (higher PV generation in the summer, WF – in the winter) and daily (e.g. no PV generation during the night). Therefore, finding whether they both may provide high power input at the same time, and examining the interdependence of their inputs is an issue of crucial importance, especially in the context of planning the grid development and – in the future – the ongoing management of the system operation. Furthermore, the different nature of renewable generation (e.g. volatility of power output and its, at least partial, unpredictability) is not sufficiently taken into account in the simulation exercises conducted to analyse the grid operation. Examination of the output powers' interdependence will allow one to improve RES modelling in the analyses.

The first study of the interdependence of both RES type's outputs was carried out by the Gdansk Branch of the Institute of Power Engineering in cooperation with the Operator in 2012. One of the important conclusions of the study was the indication of the need to repeat the analysis for a larger set of input data as the study covered the period of one year and the limited for obvious reasons number of wind farm locations. This paper presents the results of a new study covering a period of four years.

2. Available data

For the purposes of this study data were used from wind farms operated by ENERGA-OPERATOR SA. The data include active power outputs of each farm.

The data refer to 30 wind farms with installed capacities of 10 to 100 MW, located in five different divisions of ENERGA-OPERATOR SA.

The active power outputs were measured from 1 January 2011 to 30 October 2014, and are incomplete – to varying degrees for various farms. For obvious reasons, many wind farms were connected to the grid after the beginning of 2011. Due to too short a measurement period the data from several farms were not used for further analysis.

The measurement intervals were 15, 30 or 60 minutes. In view of reducing the calculation complexity, for the purposes of this analysis the measured values were averaged over one hour. The result was determined as the arithmetic mean of the measurements available for the period of a given hour (e.g. if only one measurement was available, it was accepted for processing). Measured values were also converted to relative values (percentage of the farm's rated capacity) due to the variety of the farms' rated capacities.

Due to the inability to use actual PV power output data (very short period of measurements available from existing sources), to determine the nature of PV generation the insolation measurement data were used. The data were obtained from measuring points of the system for determining dynamic line rating (DOL) implemented by ENERGA-OPERATOR SA. The number of the measuring points from which the data were available was 84, and they were installed on 110 kV lines located throughout all

ENERGA-OPERATOR SA divisions. The data include the insolation values measured at a measuring point, denominated in W/m^2 , which can be interpreted as the relative output of a potential PV source in the location (rated PV power can be accomplished with the insolation of approx. $1,000 W/m^2$).

The insolation data cover the same period as the wind generation data, and also were available from various measuring points for various periods, according to the order of the respective DOL stations' installation (or removal).

The measurement interval was 15 minutes. Like the wind generation data, the insolation measurements were also averaged over one hour for the analysis. To maintain the indispensable for interdependence analysis consistency, the time frames of the wind generation data sets were matched to the availability of data from the DOL system.

As a result of the data acquisition, verification and aggregation the following sets of data were therefore obtained:

- 25 sets of wind generation output data
- 63 sets of potential PV generation output data covering three 12-month periods.

Based on simultaneity analysis of the active power outputs of individual wind farms, the farms were divided into five groups characterized by a very high degree of correlation within the group. A similar analysis of the insulations in various measuring points allowed for their division into nine groups – areas of simultaneous PV generation.

For the purpose of the rest of the study one set of data was created for each group of wind farms and each area of consistent PV generation. As the generation output in a moment of time (at one hour intervals) the relative value was assumed of the total output of the farms belonging to a group in relation to these farms' total rated capacity, and in the case of PV generation – the average of the outputs corresponding to the measuring points in a given area.

3. Interdependence analysis of WF and PV outputs

Even preliminary analysis of the data allowed to take note of interdependence of the outputs of both RES types. As expected, when WF output was high, the PV output was significantly lower, and similarly, when PV output was high, the WF output was typically lower.

Thin inverse relationship of the two generation types' outputs is clearly evident in the example summary of statistical data for selected pairs of wind farm groups and areas of consistent PV generation shown in Fig. 1 and 2, and in Tab. 1 and 2. In the scatter plots of concurrent FW and PV outputs one point of a plot corresponds to a single hour in the period (summer/winter) and the PV (coordinate X) and GW (coordinate Y) outputs then recorded. As can be seen, in the summer no cases of simultaneous occurrence of GW and PV outputs (in any combination of group and area) in excess of 70% of the rated capacity were recorded, while in the winter at no time both RES outputs simultaneously exceeded even 50% of the rated capacity. It should also be noted that usually in approx. half of the one-hour periods the output of

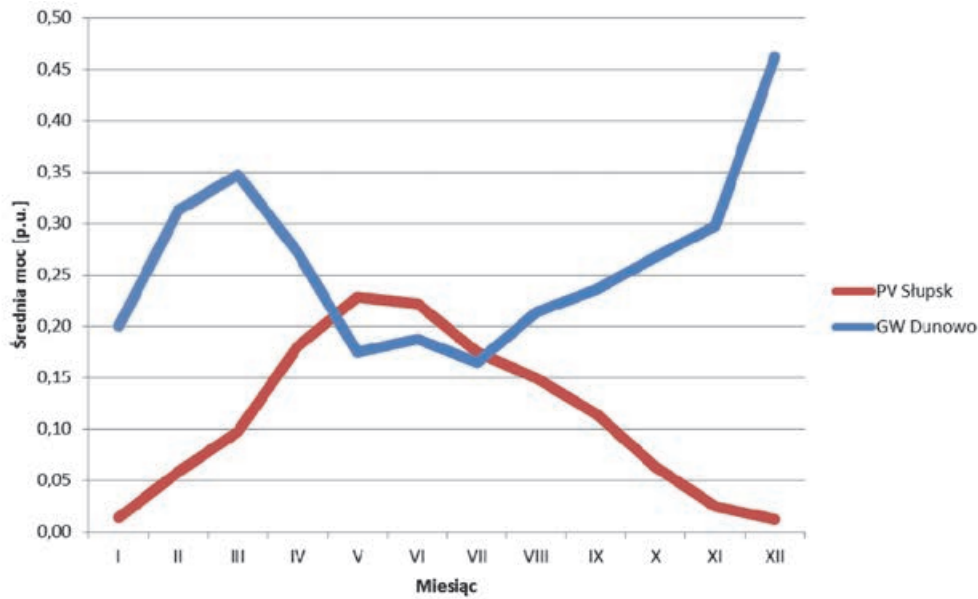


Fig. 1. Average wind generation output in Dunowo Group and PV generation output in Słupsk Area in each month

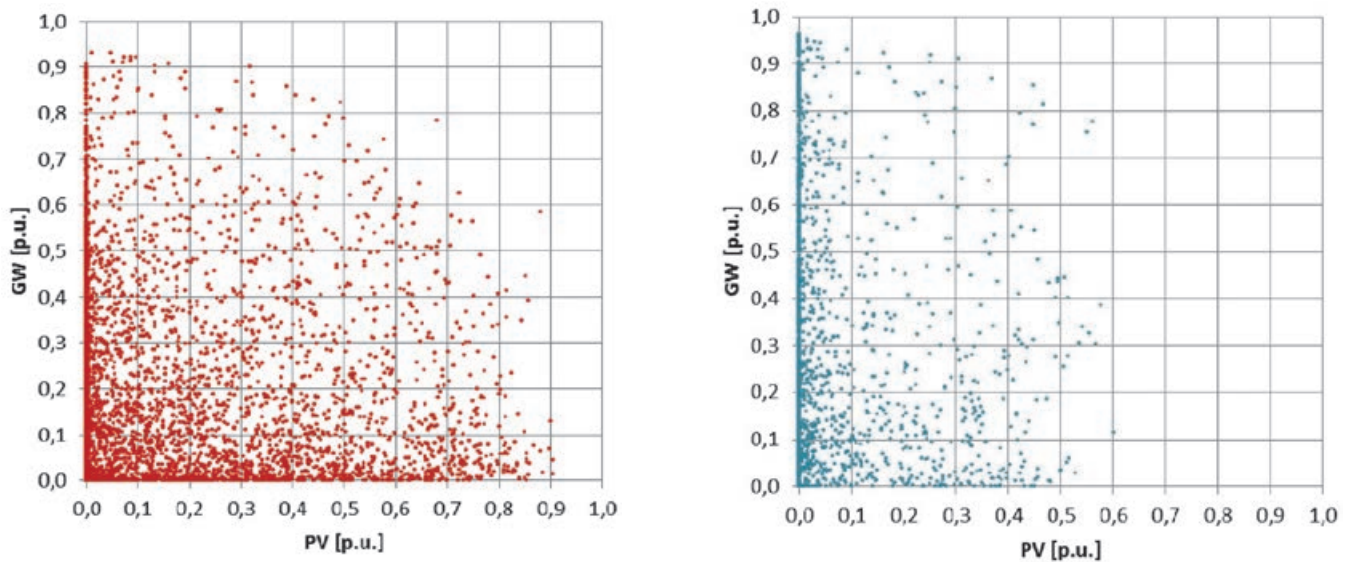


Fig. 2. Concurrently recorded GW outputs (Dunowo) and PV outputs (Słupsk) – summertime on the left, wintertime on the right

neither RES type exceeded 20% of the rated capacity. For readability, the presented examples relate to a period of one year (2011).

The inverse relationship of WF and PV outputs is also noticeable on a larger scale: at the highest total WF output recorded in the entire analysed area (approx. 89% of the total rated capacity, on 27 November 2011) the total potential PV¹ output in the whole area was only approx. 2%. Similarly, at the highest recorded total PV output (approx. 87%, 28 June 2011)² the wind farms delivered total output of approx. 12%.

To express the relationship of WF and PV outputs as identified by the preliminary analysis, the following problem was considered:

What is the maximum realistic GW (PV) output concurrent with the given (high) PV (GW) output?

The following was the algorithm designed to quantify the relationship between WF and PV outputs (and vice versa):

- Data on the active power outputs in individual WF groups were divided into parts corresponding to the outputs in 10%–wide intervals from the range of 0–100% of the rated capacity (i.e. 0–10%, 10–20%..., 90–100%) divided into data from the summer and winter.
- To data from each interval the corresponding (i.e. concurrent) potential PV outputs from individual areas were assigned. Thus data sets were obtained containing data defining the

¹ Assuming even distribution of PV generation.
² as above

WF output [p.u.]	PV output [p.u.]									
	0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9
	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
0.9–1.0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.8–0.9	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.7–0.8	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.6–0.7	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.5–0.6	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.4–0.5	5%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.3–0.4	8%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.2–0.3	8%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%
0.1–0.2	10%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%
0.0–0.1	18%	5%	4%	4%	3%	2%	2%	2%	1%	0%

Tab. 1. Coincidence of recorded GW outputs (Dunowo) and PV outputs (Slupsk) – summertime

WF output [p.u.]	PV output [p.u.]									
	0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9
	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
0.9–1.0	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.8–0.9	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.7–0.8	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.6–0.7	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.5–0.6	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.4–0.5	8%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.3–0.4	9%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.2–0.3	11%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.1–0.2	13%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.0–0.1	22%	2%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tab. 2. Coincidence of recorded GW outputs (Dunowo) and PV outputs (Slupsk) – wintertime

PV outputs available for each combination of the following elements:

- identified area of consistent wind generation (group of farms)
- interval of wind generation output in the area (0–100% in 10% steps)
- identified area of consistent PV generation
- season period (summer/winter).
- Similarly, the data on PV outputs in individual areas were divided into parts corresponding to the outputs in 10% – wide intervals from the range of 0-100% of the rated capacity divided into data from the summer and winter.

- To data from each interval the corresponding (i.e. concurrent) WF outputs from individual groups were assigned. Thus data sets were obtained containing data defining the WF outputs available for each combination of the following elements:
 - identified area of consistent PV generation
 - interval of PV output in the area (0–100% in 10% steps)
 - identified area of consistent wind generation (group of farms)
 - season period (summer/winter).
- Then, statistical analysis was performed on each set of PV and WF data – for all (nearly 1800) combinations of the above elements.
- The analyses for individual pairs (WF group/PV area) were obviously conducted only for the periods for which data were available for WF and PV sources alike.

The statistical analysis produced the maximum realistic WF output in each group in the case of a very high PV output in each area, and the maximum realistic PV output in each area in the case of a with very high WF output in each group.

In order to achieve greater transparency of the results, but also their better usability in practical applications, the maximum WF outputs in the case of a very high PV output were determined for the following three WF areas:

- local wind generation – located in the same area as the PV generation in question
- adjacent wind generation – in an area adjacent to the PV area
- remote wind generation – located in an area far remote from the PV area.

Corresponding values were determined in the analysis of the maximum PV output in the case of a very high WF output.

The following values were assumed as “very high outputs”, respectively:

- for wind generation:
 - over 80% of the rated capacity in the summer
 - over 90% of the rated capacity in the winter
- for PV generation:
 - over 80% of the rated capacity in the summer
 - over 50% of the rated capacity in the winter.

It should be noted that the above outputs are rare.

Adopted as the maximum “realistic” outputs were the quantiles of probability in the order of 0.9 and 0.95, so these outputs (expressed in p.u.), which were exceeded in 10% and 5% of the cases, respectively. An approach based on the adoption of the quantiles as the maximum realistic WF and PV outputs was proposed, because in the case of taking into account the highest recorded outputs even a single high value (which may result from, e.g. an erroneous measurement) would result in its interpretation as the maximum level of the respective output. The results obtained with this, too conservative, approach would likely be significantly overstated. The adoption of the quantiles as the basis for the assumptions is a much more realistic approach, yet still targeted at obtaining “safe” results.

The quantiles of probability for FW outputs in each location concurrent with a very high PV output in the respective area are listed in Tab. 3. On the other hand, listed in Tab. 4 are the quantiles of probability determined for PV outputs in each location

	Wind generation					
	local		adjacent		remote	
quantile order	0.90	0.95	0.90	0.95	0.90	0.95
PV > 80% P _n (summer)	0.40	0.48	0.43	0.52	0.47	0.57
PV > 50% P _n (winter)	0.41	0.54	0.43	0.56	0.46	0.62

Tab. 3. Quantiles of probability for FW outputs concurrent with a very high PV output

	PV generation					
	local		adjacent		remote	
quantile order	0.90	0.95	0.90	0.95	0.90	0.95
WF > 80% P _n (summer)	0.32	0.39	0.33	0.42	0.33	0.42
WF > 90% P _n (winter)	0.09	0.15	0.11	0.16	0.11	0.17

Tab. 4. Quantiles of probability for PV outputs concurrent with a very high WF output

concurrent with a very high WF output in the respective group. It can be seen that the maximum realistic PV outputs concurrent with a very high WF output are similar regardless of the location (local, adjacent, and remote generation).

4. Summary

The study of the relationship between yearly courses of wind generation outputs and potential photovoltaic generation outputs indicates that both types of RES are characterized by mutual and area-specific interdependence. Generally, when WF output was high, the PV output was significantly lower, and similarly, when PV output was high, the WF output was typically lower. The detailed results of the statistical analysis may allow for the appropriate (i.e. improving the credibility of modelled system conditions in relation to reality) consideration of both types of sources in various types of system analyses examining their impact on the grid, such as analyses of new sources' connection and distribution grid development planning.

REFERENCES

1. The Energy Regulatory Office (URE), <http://www.ure.gov.pl/uremapoze/mapa.html>, access date: 05/03/2015.
2. M. Bajor, P. Ziolkowski, G. Widelski, Korelacja generacji wiatrowej i potencjalnej generacji ze źródeł fotowoltaicznych w północnej i środkowej Polsce [*Correlation of wind generation and potential photovoltaic generation in northern and central Poland*], *Energia elektryczna*, 4/2013, p. 22.

Michał Bajor

Institute of Power Engineering, Gdańsk Branch

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

Graduated in distributed IT systems from the Faculty of Electronics, Telecommunications and Informatics of Gdańsk University of Technology. Assistant / project manager in the Department of Automation and System Analyses at the Gdańsk Branch of Institute of Power Engineering. Participant of numerous studies on issues of connecting distributed generation to the grid and other analytical studies related to power system operation. His research interests include probabilistic aspects of the impact of renewable generation on the power system, and the use of non-deterministic calculation methods in grid operation analysis.

Piotr Ziolkowski

Institute of Power Engineering, Gdańsk Branch

e-mail: p.ziolkowski@ien.gda.pl

Graduated in power engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology. Engineer in the Department of Automation and System Analyses at the Gdańsk Branch of Institute of Power Engineering. Participant of numerous studies on issues of connecting distributed generation to the grid and other analytical studies related to power system operation. His research interests include the impact of wind generation on the power system, and the issues of distribution grid development planning.

Grzegorz Wielski

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: Grzegorz.Widelski@energa.pl

Director of Assets Development Department in ENERGA-OPERATOR SA. Has been employed in an energy company since 1999. Graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering of Gdańsk University of Technology. He completed postgraduate studies at his alma mater in energy distribution system management, and MBA management studies, organized by the Gdańsk Foundation for Management Development.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 14–18. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Badanie współzależności poziomów generacji wiatrowej i potencjalnej generacji ze źródeł PV na obszarze ENERGA-OPERATOR SA

Autorzy

Michał Bajor
Piotr Ziołkowski
Grzegorz Widelski

Słowa kluczowe

generacja wiatrowa, generacja fotowoltaiczna, modelowanie

Streszczenie

W artykule zostały przedstawione wyniki analizy współzależności poziomów generacji wiatrowej i potencjalnej generacji fotowoltaicznej na obszarze sieci ENERGA-OPERATOR SA. Pierwsze badania dotyczące przedmiotowej zależności poziomów generacji, wspomnianych dwóch rodzajów źródeł odnawialnych, zostały przeprowadzone przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk we współpracy z operatorem w 2012 roku. Jednym z ważnych wniosków pracy było wskazanie konieczności powtórzenia analizy dla większego zbioru danych wejściowych, ponieważ studium obejmowało okres jednego roku i ograniczoną z oczywistych względów liczbę lokalizacji farm wiatrowych. W prezentowanych badaniach dane wejściowe obejmowały okres czterech lat oraz większą liczbę farm wiatrowych, ze względu na ciągłe przyłączanie kolejnych obiektów do sieci. Tym samym otrzymane wyniki charakteryzują się znacznie wyższym poziomem wiarygodności oraz pozwalają na wyciągnięcie bardziej prawidłowych wniosków dotyczących współzależności będącej przedmiotem badania. Z przeprowadzonych badań zależności rocznych przebiegów poziomów generacji wiatrowej i potencjalnej generacji ze źródeł fotowoltaicznych wynika, że oba typy generacji charakteryzują się wzajemną obszarową zależnością. W ramach pracy związek ten został skwantyfikowany poprzez wyznaczenie wartości maksymalnego realnego poziomu generacji wiatrowej na poszczególnych obszarach w przypadku wysokiej generacji PV na danym obszarze i *vice versa*. Otrzymane wyniki mogą pozwolić na właściwe (uprawdopodobniające) modelowane stany pracy systemu w stosunku do rzeczywistości) uwzględnianie obu typów źródeł w różnych rodzajach analiz systemowych, badających ich wpływ na sieć, takich jak analizy przyłączeniowe nowych źródeł czy planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej.

1. Wstęp

Jednym z najistotniejszych aspektów zmian zachodzących we współczesnych systemach elektroenergetycznych jest bardzo duży wzrost penetracji rozproszonych źródeł generacji, przede wszystkim związanych z odnawialnymi źródłami energii. W Polsce największą aktywnością i dynamiką wzrostu charakteryzuje się energetyka wiatrowa – aktualnie łączna moc znamionowa farm wiatrowych przyłączonych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) wynosi ponad 3800 MW [1], a łączna moc projektowanych farm wiatrowych, posiadających wydane warunki przyłączenia, wielokrotnie przekracza tę wartość, osiągając ponad 20 GW. Od pewnego czasu można natomiast zaobserwować zwiększone zainteresowanie inwestycjami w generację ze źródeł fotowoltaicznych (PV). Aktualna łączna moc znamionowa instalacji fotowoltaicznych w KSE jest znikoma i wynosi nieco ponad 20 MW [1], jednak w najbliższej przyszłości możliwy jest dynamiczny rozwój tego rodzaju generacji.

Doświadczenie wynikające z przeprowadzenia licznych analiz systemowych związanych z badaniem wpływu generacji rozproszonej na pracę sieci pozwala stwierdzić, że przyłączenie znaczącej generacji do północnej części KSE (czyli obszaru, na którym skupia się obecnie największe zainteresowanie deweloperów energetyki wiatrowej) może skutkować pojawieniem się problemów przeciążenia w sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. Dotyczy to sytuacji, kiedy generacja ta będzie pracować jednocześnie ze znaczącą mocą na odpowiednio dużym obszarze. Ze

względu na wspomniany ciągły przyrost mocy odnawialnych źródeł energii, przy możliwym zwiększeniu udziału generacji fotowoltaicznej, bardzo ważnym zagadnieniem staje się możliwość jednoczesnego wystąpienia wysokiego poziomu generacji wiatrowej oraz generacji ze źródeł fotowoltaicznych na poszczególnych obszarach sieci, ponieważ wpływ wysokiej generacji rozproszonej na obciążenia linii, a tym samym na przeciążenia, może być znacząco inny w przypadku różnego rozkładu tej generacji pomiędzy instalacje przyłączane w różnych punktach sieci.

Celem niniejszej pracy jest zbadanie ewentualnej zależności między mocą generowaną przez farmy wiatrowe a mocą generowaną przez potencjalne źródła fotowoltaiczne na obszarze północnej Polski. Oba rozpatrywane w opracowaniu rodzaje generacji charakteryzują się znaczną zmiennością, zarówno sezonową (wyższe poziomy generacji PV latem, GW – zimą), jak i dobową (np. brak generacji PV w nocy). Dlatego stwierdzenie, czy możliwa jest ich jednoczesna praca z wysoką mocą, oraz zbadanie wzajemnej zależności poziomów generowanej mocy jest zagadnieniem kluczowej wagi, przede wszystkim w kontekście planowania rozwoju sieci oraz – w przyszłości – bieżącego prowadzenia ruchu systemu. Ponadto odmienny charakter generacji odnawialnej (m.in. zmienność poziomu generacji i jego przynajmniej częściowa nieprzewidywalność) nie jest uwzględniany w wystarczający sposób w prowadzonych pracach symulacyjnych analizujących pracę sieci. Zbadanie wzajemnej zależności poziomów generowanej mocy pozwoli

na udoskonalenie sposobu modelowania źródeł odnawialnych w analizach.

Pierwsze badania dotyczące przedmiotowej zależności poziomów generacji wspomnianych dwóch rodzajów źródeł odnawialnych zostały przeprowadzone przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk we współpracy z operatorem w 2012 roku [2]. Jednym z ważnych wniosków pracy było wskazanie konieczności powtórzenia analizy dla większego zbioru danych wejściowych, ponieważ studium obejmowało okres jednego roku i ograniczoną z oczywistych względów liczbę lokalizacji farm wiatrowych. W artykule zostaną przedstawione wyniki nowej analizy, obejmującej okres czterech lat.

2. Dostępne dane

Na potrzeby niniejszej pracy zostały wykorzystane dane pochodzące z pracujących farm wiatrowych na terenie ENERGA-OPERATOR SA. Dane zawierają wartość mocy czynnej generowanej przez poszczególne farmy.

Dane dotyczą 30 farm wiatrowych o mocy zainstalowanej od 10 do 100 MW, zlokalizowanych na terenie pięciu różnych oddziałów ENERGA-OPERATOR SA.

Pomiary mocy czynnej obejmują okres od 1 stycznia 2011 do 30 października 2014 roku, przy czym są niekompletne – w różnym stopniu dla różnych farm. Z oczywistych względów wiele farm wiatrowych zostało przyłączonych do sieci w późniejszym czasie niż początek 2011 roku. W dalszej analizie nie zostały wykorzystane dane z kilku farm ze względu na zbyt krótkie okresy pomiarów. Rozdzielczość pomiarów wynosi 15, 30 lub 60 min. Dla celów analizy, z uwagi

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 14–18. When referring to the article please refer to the original text.

PL

na zmniejszenie złożoności obliczeń, wartości pomiarów zostały uśrednione dla okresu jednej godziny. Wynik wyznaczano jako średnią arytmetyczną pomiarów dostępnych dla okresu danej godziny (np. jeśli dostępny był tylko jeden pomiar, przyjmowana była jego wartość). Wartości pomiarów zostały też przeliczone na wartości względne (procent mocy znamionowej danej farmy) ze względu na różne znamionowe moce zainstalowane uwzględnianych farm.

Ze względu na brak możliwości wykorzystania rzeczywistych danych o poziomie generacji źródeł PV (bardzo krótki okres dostępnych pomiarów dla istniejących instalacji) do określenia charakteru generacji PV wykorzystano dane pomiarowe dotyczące nasłonecznienia. Dane pochodzą z punktów pomiarowych wdrożonego przez ENERGA-OPERATOR SA systemu wyznaczania dynamicznej obciążalności linii (DOL) na podstawie pomiarów. Liczba punktów pomiarowych, dla których dostępne są dane, wynosi 84, a zainstalowane są one na liniach 110 kV, zlokalizowanych na terenie wszystkich oddziałów ENERGA-OPERATOR SA. Dane zawierają wartości nasłonecznienia mierzone w punkcie pomiarowym wyrażone w W/m^2 , które można interpretować jako względny poziom generacji potencjalnego źródła fotowoltaicznego w danej lokalizacji (znamionowa moc generacji fotowoltaicznej jest możliwa przy nasłonecznieniu ok. $1000 W/m^2$).

Dane określające nasłonecznienie obejmują ten sam okres co dane o generacji wiatrowej i w ich przypadku również dla różnych punktów dostępne są pomiary dla różnych okresów, zgodnie z kolejnością instalacji (lub deinstalacji) stacji DOL.

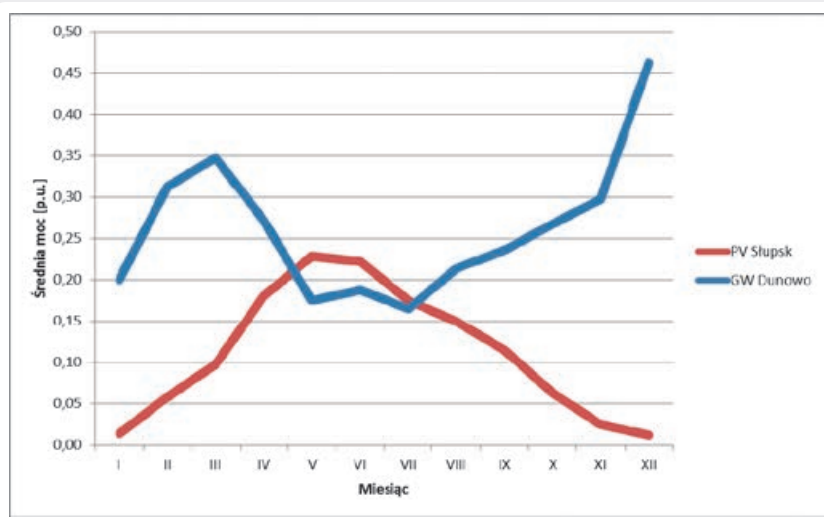
Rozdzielczość pomiarów wynosi 15 min. Podobnie jak w przypadku danych o generacji wiatrowej, dla celów analizy wartości pomiarów zostały uśrednione dla okresu jednej godziny. Aby zachować spójność, niezbędną w celu analizy współzależności, ramy czasowe zestawów danych dotyczące poziomu generacji wiatrowej zostały dopasowane do dostępności danych z systemu DOL.

W wyniku procesu pozyskiwania, weryfikacji i agregacji danych otrzymano więc następujące zestawy danych:

- 25 zestawów danych dotyczących poziomu GW
- 63 zestawy danych dotyczących poziomu potencjalnej generacji PV, obejmujące trzy 12-miesięczne okresy.

Na podstawie analizy jednoczesności wartości generacji mocy czynnej poszczególnych farm wiatrowych uwzględniane farmy zostały podzielone na pięć grup charakteryzujących się bardzo wysokim stopniem korelacji wewnątrz grupy. Analogiczna analiza przeprowadzona dla wartości nasłonecznienia pochodzących z różnych punktów pomiarowych pozwoliła na wyznaczenie dziewięciu grup – obszarów jednoczesnej generacji PV.

Dla celów dalszej części pracy utworzono po jednym zestawie danych dla każdej wyznaczonej grupy farm wiatrowych i obszaru



Rys. 1. Średnie poziomy generacji wiatrowej w Grupie Dunowo i generacji PV na Obszarze Słupsk w poszczególnych miesiącach

spójnej generacji PV. Jako wartości generacji w poszczególnych momentach czasu (z rozdzielczością jednej godziny) przyjęto względną wartość łącznej generacji farm wchodzących w skład grupy w stosunku do łącznej mocy znamionowej tych farm, a w przypadku generacji PV – średnią z poziomów generacji odpowiadających punktom pomiarowym na danym obszarze.

3. Analiza zależności GW i PV

Już wstępna analiza danych pozwoliła zaobserwować zależność poziomów obu rodzajów generacji. Zgodnie z oczekiwaniami, w stanach wysokiej generacji wiatrowej poziom generacji PV jest znacząco niższy i analogicznie w przypadku wysokiego poziomu generacji PV farmy wiatrowe najczęściej pracują z niższą mocą. Ta odwrotna zależność poziomów obu rodzajów generacji jest wyraźnie zauważalna na prezentowanym na rys. 1 i 2 oraz w tab. 1 i 2, przykładowym zestawieniu danych statystycznych dla wybranych par grup farm wiatrowych i obszarów spójnej generacji PV. Na wykresach punktowych ilustrujących występujące jednocześnie poziomy GW i PV jeden punkt na wykresie odpowiada pojedynczej godzinie z danego okresu (lato/zima) i zanotowanym w niej poziomom PV (współrzędna X) i GW (współrzędna Y). Jak widać, latem nie są w zasadzie notowane żadne przypadki jednoczesnego wystąpienia poziomów GW i PV (w dowolnej kombinacji grupy i obszaru) przekraczających 70% mocy znamionowej, natomiast zimą w żadnym momencie oba rodzaje generacji nie pracują jednocześnie z mocą przekraczającą nawet 50% mocy znamionowej. Warto również zauważyć, że zwykle w ok. połowie jednogodzinnych okresów poziom żadnego z rodzajów generacji nie przekracza 20% mocy znamionowej. Dla zachowania czytelności prezentowane przykłady odnoszą się do okresu jednego roku (2011).

Odwrotna zależność poziomów GW i PV jest również zauważalna w większej skali: przy najwyższym zanotowanym poziomie łącznej generacji wiatrowej na całym analizowanym obszarze (ok. 89% łącznej mocy znamionowej, 27 listopada 2011) poziom łącznej potencjalnej generacji PV¹ na całym obszarze wynosił zaledwie ok. 2%. Analogicznie, przy najwyższym zanotowanym całkowitym poziomie PV (ok. 87%, 28 czerwca 2011)² generacja wiatrowa pracowała z łączną mocą wynoszącą ok. 12%. Aby wyrazić zidentyfikowaną poprzez wstępną analizę zależność poziomów GW i PV, rozpatrywane było następujące zagadnienie: jaki jest maksymalny realny poziom GW (PV) w przypadku pracy PV (GW) na danym (wysokim) poziomie?

Algorytm mający na celu kwantyfikację związku między poziomem generacji wiatrowej a poziomem generacji PV (i *vice versa*) przedstawiał się następująco:

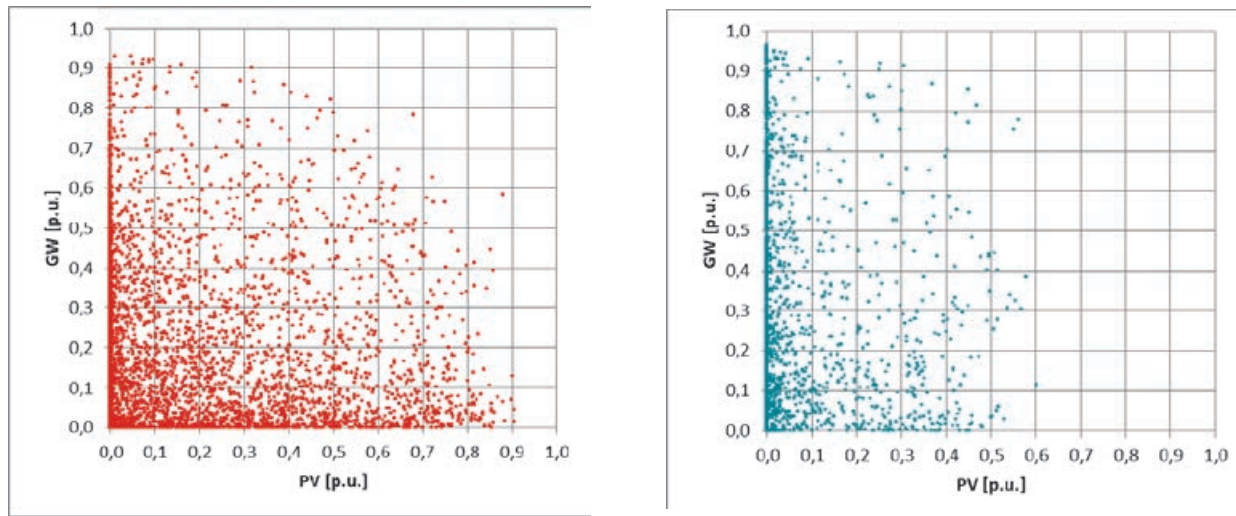
- Dane dotyczące poziomu generacji mocy czynnej w poszczególnych grupach FW zostały podzielone na części odpowiadające wartości generacji w przedziałach z zakresu 0–100% mocy znamionowej o szerokości 10% (tzn. dla wartości w przedziale 0–10%; 10–20%; ...; 90–100%) z podziałem na dane pochodzące z okresu letniego i zimowego
- Do danych z każdego przedziału przyporządkowano odpowiadające im (tzn. pochodzące z tych samych momentów czasu) wartości potencjalnej generacji PV z poszczególnych obszarów. Otrzymano tym samym zestawy zawierające dane określające poziomy PV dostępne dla każdej kombinacji następujących elementów:
 - zidentyfikowanego obszaru spójnej generacji wiatrowej (grupy farm)
 - przedziału wartości generacji wiatrowej na danym obszarze (0–100% z krokiem 10%)

¹ Przy założeniu równomiernego rozmieszczenia generacji PV.

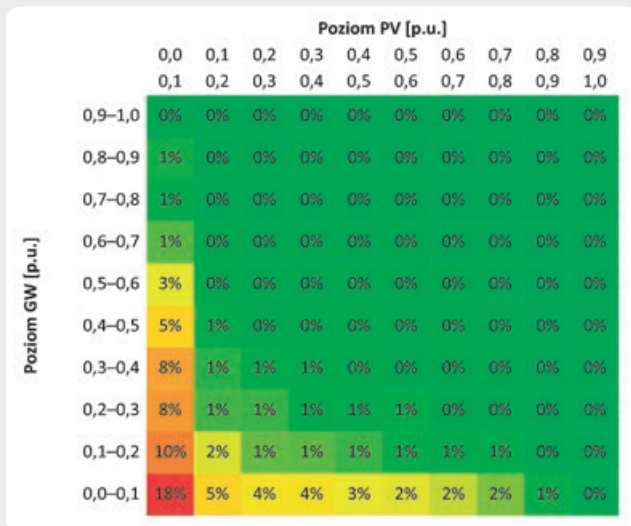
² jw.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 14–18. When referring to the article please refer to the original text.

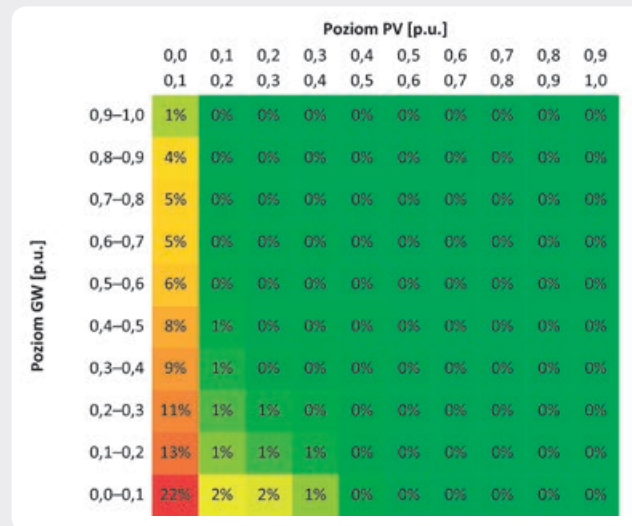
PL



Rys. 2. Notowane jednocześnie poziomy GW (Dunowo) i PV (Słupsk) – po lewej okres letni, po prawej okres zimowy



Tab. 1. Częstość występowania notowanych jednocześnie poziomów GW (Dunowo) i PV (Słupsk) – okres letni



Tab. 2. Częstość występowania notowanych jednocześnie poziomów GW (Dunowo) i PV (Słupsk) – okres zimowy

- zidentyfikowanego obszaru spójnej generacji PV
- pory roku (okres letni/zimowy)
- Analogicznie, dane dotyczące poziomu generacji PV na poszczególnych obszarach zostały podzielone na części odpowiadające wartości generacji w przedziałach z zakresu 0–100% mocy znamionowej o szerokości 10% z podziałem na dane pochodzące z okresu letniego i zimowego
- Do danych z każdego przedziału przyporządkowano odpowiadające im (tzn. pochodzące z tych samych momentów czasu) wartości GW w poszczególnych grupach. Otrzymano tym samym zestawy zawierające dane określające poziomy GW dostępne dla każdej kombinacji następujących elementów:
 - zidentyfikowanego obszaru spójnej generacji PV
 - przedziału wartości generacji PV na danym obszarze (0–100% z krokiem 10%)

- zidentyfikowanego obszaru spójnej generacji wiatrowej (grupy farm)
 - pory roku (okres letni/zimowy)
 - Następnie przeprowadzono analizę statystyczną wartości w każdym zestawie danych PV i GW – dla wszystkich (blisko 1800) kombinacji powyższych elementów
 - Analizy dla poszczególnych par (grupa GW/obszar PV) były oczywiście prowadzone tylko dla okresu, dla którego dostępne były zarówno dane o generacji wiatrowej, jak i PV.
- Wynikiem przeprowadzonych analiz statystycznych były maksymalne realne poziomy GW w poszczególnych grupach w przypadku bardzo wysokiej generacji PV na poszczególnych obszarach oraz maksymalne realne poziomy generacji PV na poszczególnych obszarach w przypadku bardzo wysokiej GW w poszczególnych grupach.
- W celu uzyskania większej przejrzystości, ale również łatwiejszego wykorzystania

- wyników w praktycznych zastosowaniach, maksymalne poziomy GW w przypadku bardzo wysokiej generacji PV wyznaczano dla trzech obszarów GW:
- generacji wiatrowej lokalnej – położonej na tym samym obszarze co przedmiotowa generacja PV
 - generacji wiatrowej przyległej – położonej na obszarze przyległym do danego obszaru PV
 - generacji wiatrowej odległej – położonej na obszarze znacznie odległym od danego obszaru PV.
- Analogiczne wartości wyznaczano w przypadku analizy maksymalnego poziomu PV w przypadku bardzo wysokiej GW. Jako „bardzo wysoki poziom generacji” przyjęto odpowiednio wartości:
- dla generacji wiatrowej:
 - powyżej 80% mocy znamionowej latem
 - powyżej 90% mocy znamionowej zimą

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 14–18. When referring to the article please refer to the original text.

PL

kwantyl rzędu	Generacja wiatrowa					
	lokalna		przyległa		odległa	
	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95
PV > 80% P _n (lato)	0,40	0,48	0,43	0,52	0,47	0,57
PV > 50% P _n (zima)	0,41	0,54	0,43	0,56	0,46	0,62

Tab. 3. Wartości kwantyli prawdopodobieństwa dla poziomów GW w stanie bardzo wysokiej generacji PV

kwantyl rzędu	Generacja PV					
	lokalna		przyległa		odległa	
	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95
GW > 80% P _n (lato)	0,32	0,39	0,33	0,42	0,33	0,42
GW > 90% P _n (zima)	0,09	0,15	0,11	0,16	0,11	0,17

Tab. 4. Wartości kwantyli prawdopodobieństwa dla poziomów generacji PV w stanie bardzo wysokiej GW

- dla generacji PV:
 - powyżej 80% mocy znamionowej latem
 - powyżej 50% mocy znamionowej zimą.

Należy zauważyć, że generacja na powyżej wspomnianych poziomach występuje rzadko.

Jako maksymalny „realny” poziom generacji przyjęte zostały wartości kwantyli prawdopodobieństwa rzędu 0,9 i 0,95, a więc takie wartości generacji (wyrażonej w p.u.), które były przekroczone odpowiednio w 10% i 5% przypadków. Podejście oparte na przyjmowaniu wartości kwantyli jako maksymalnego realnego poziomu GW lub PV zostało

zaproponowane, ponieważ w przypadku uwzględniania największych notowanych wartości poziomu generacji nawet pojedyncza wysoka wartość (mogąca być rezultatem np. błędnego pomiaru) skutkowałaby jej interpretacją jako maksymalny poziom danej generacji. Wyniki uzyskane przy takim, zbyt konserwatywnym podejściu, byłyby najprawdopodobniej znacznie zawyżone. Przyjęcie jako podstawy do formułowania założeń wartości kwantyli jest podejściem znacznie bardziej realistycznym, a przy tym wciąż ukierunkowanym na otrzymanie wyników „bezpiecznych”. Zestawienie kwantyli prawdopodobieństwa dla poziomów GW w poszczególnych

lokalizacjach w stanie bardzo wysokiej generacji PV na danym obszarze przedstawione jest w tab. 3. Tab. 4 zawiera natomiast wyznaczone wartości kwantyli prawdopodobieństwa dla poziomów generacji PV w poszczególnych lokalizacjach w stanie bardzo wysokiej generacji wiatrowej w danej grupie.

Można zauważyć, że wartości maksymalnych realnych poziomów generacji PV w stanie bardzo wysokiej GW są zbliżone niezależnie od lokalizacji (generacja lokalna, przyległa, odległa).

4. Podsumowanie

Z badań zależności rocznych przebiegów poziomów generacji wiatrowej i potencjalnej generacji ze źródeł fotowoltaicznych, reprezentacyjnych dla zdefiniowanych obszarów, wynika, że oba typy generacji charakteryzują się wzajemną, obszarową zależnością. Generalnie w stanach wysokiej generacji wiatrowej poziom generacji PV jest znacząco niższy i analogicznie w przypadku wysokiego poziomu generacji PV farmy wiatrowe najczęściej pracują z niższą mocą. Otrzymane na podstawie analizy statystycznej szczegółowe wyniki mogą pozwolić m.in. na właściwe (uprawdopodobniające modelowane stany pracy systemu w stosunku do rzeczywistości), uwzględnianie obu typów źródeł w różnych rodzajach analiz systemowych badających ich wpływ na sieć, takich jak analizy przyłączeniowe nowych źródeł czy planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej.

Bibliografia

- Urząd Regulacji Energetyki [online], <http://www.ure.gov.pl/uremapoze/mapa.html>, data dostępu: 5.03.2015
- Bajor M., Ziołkowski P., Widelski G., Korelacja generacji wiatrowej i potencjalnej generacji ze źródeł fotowoltaicznych w północnej i środkowej Polsce, *Energia Elektryczna* 2013, nr 4, s. 22.

Michał Bajor

mgr inż.
Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
e-mail: m.bajor@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki, Telekomunikacji i Informatyki Politechniki Gdańskiej, specjalność: rozproszone systemy informatyczne kierunku informatyka. Zatrudniony na stanowisku asystenta/kierownika projektów w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Uczestnik licznych prac dotyczących zagadnień przyłączenia generacji rozproszonej do sieci oraz innych prac analitycznych związanych z pracą systemu elektroenergetycznego. Obszar jego zainteresowań obejmuje m.in. probabilistyczne aspekty wpływu generacji odnawialnej na system elektroenergetyczny oraz wykorzystanie niedeterministycznych metod obliczeniowych w analizach pracy sieci.

Piotr Ziołkowski

mgr inż.
Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
e-mail: p.ziolkowski@ien.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, ze specjalnością elektroenergetyka. Zatrudniony na stanowisku inżyniera w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Uczestnik licznych prac dotyczących zagadnień przyłączenia generacji rozproszonej do sieci oraz innych opracowań analitycznych związanych z pracą systemu elektroenergetycznego. Obszar jego zainteresowań obejmuje m.in.: wpływ generacji wiatrowej na system elektroenergetyczny oraz zagadnienia związane z planowaniem rozwoju sieci dystrybucyjnej.

Grzegorz Widelski

mgr inż.
ENERGA-OPERATOR SA
e-mail: Grzegorz.Widelski@energa.pl

Dyrektor Departamentu Rozwoju Majątku w ENERGA-OPERATOR SA. Zatrudniony w przedsiębiorstwie energetycznym od 1999 roku. Absolwent Politechniki Gdańskiej, Wydział Elektrotechniki i Automatyki. Na swej macierzystej uczelni ukończył studium podyplomowe z zakresu zarządzania systemem dystrybucji energii oraz studia menedżerskie MBA, organizowane przez Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów.