

Complementarity of Wind and Photovoltaic Power Generation in Conditions Similar to Polish

Authors

Rafał Hyrzyński
 Michał Karcz
 Marcin Lemański
 Karol Lewandowski
 Sebastian Nojek

Keywords

energy production correlation, RES, energy mix

Abstract

In the paper an estimation of the correlation between power generation from wind and photovoltaic farms distributed over a large area has been presented. The climatic and morphological conditions for the considered area are similar to the Polish conditions. The initial analysis of data provided by distribution system operators indicates that a negative correlation between wind and PV energy generation exists when a longer period of averaging is assumed. Additionally, the maximum value of generated power has never reached the level of installed capacity. Considering the system, where a significant number of wind and photovoltaic farms are installed, an assumption that total generation sources capacity is achievable can lead either to grid curtailments or to grid development overinvestments.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2013402

1. Introduction

The past decade saw rapid development of renewable energy sources (RES) in the whole of Europe. In its first part the largest increase in installed capacity was due mainly to the development of wind farms, whereas in the second part the intense development of photovoltaic farms was noted. The countries where these investment processes were the most rapid are Germany and Spain. The scale of renewable energy development in these countries results mainly from advantageous support systems in the form of direct subsidies to the electricity generated. The current trend in wind generation development is directed primarily towards offshore wind farms in the North Sea. The growing share of electricity generation in RES, i.e. mainly sources of variable productivity, bears upon the power grid operation mode. In the mode so far, the base demand is reserved for stable large conventional power units, and peak supply is provided by a fast start-up/shut down units. Currently, there is a shift towards an operation mode based on distributed generation with differentiated capacities and variable outputs, which require fast and current balancing in order to maintain system stability [6, 12]. Also power grid configuration is subject to constant transformations due to changes in the generation source locations. Losing their relevance are the formerly binding criteria of system plants'

location related mainly to the assurance of fuel supply continuity or nearness of industrialised areas. Currently, power grids must be extended towards the areas with appropriate balancing, or high insolation, which, however, are often situated quite far from potential recipients [5, 12]. Also in such regions with RES generation capacity prevailing over electricity consumption potential, large capital expenditures on transmission grid upgrades are most often required [11].

The power to be reserved for the connection of subsequent power plants results directly from the nominal power of the wind or photovoltaic plant identified in the application for specification of power grid connection terms. In reality, in wind farms located in a larger area electricity can be generated with the nominal power (or a power close to the nominal one) only for a very short period in a year. This results directly from the instantaneous, daily, annual and long-term variability of wind [9]. In photovoltaic plants an additional factor of the inability to achieve the nominal power is oversizing resulting from the difference between the nominal power of a unit determined for standard test conditions, and the plant's actual operating conditions. As a result, onshore wind farms generate during a year circa 25% of the electricity resulting from their installed capacities [9], whereas the productivity ratio of photovoltaic plants in Central

Europe amounts to around 10% only. Depending on the analysed area size, concurrent generation with full power by all wind farms and photovoltaic arrays in the area virtually does not occur [7]. This results from the nature of individual sources, i.e. wind and solar radiation, and from the mutual and typically negative correlation of their occurrence. This means that, as a rule, when sunlight is favourable, wind conditions are not, and vice versa. Therefore, a portion of the connection capacity reserved in a large area can be virtually untapped. Reserving the full power of all RES often causes unnecessary power grid extensions, and blocks the connection power of other possible generation source development projects. Therefore, an effective and optimal transmission grid upgrade requires a thorough diagnosis of the generation profiles of various RES types [11].

Generally, the productivity of all types of renewable energy generation, with the exception of biomass combustion and biogas power plants, are highly variable depending on the assumed time interval, so therefore they may affect power overproduction or deficit compared to the grid demand. Too many power plants with renewable energy sources connected to the grid adversely affect the transmission systems [5]. When the average yearly share of the electricity output from wind plants in the system exceeds 10% of the total generation, then often such output needs to be reduced [7]. It's currently assumed that in order to steer clear of problems related to system stability and excessive limitation of wind generation, the RES output share should not exceed 20% to 30% [7, 10]. Ongoing however are works on power systems that would be capable of stable operation even with 50% share of wind power [12].

Wind direction and strength result from global climate implications [13]. Wind volatility makes the wind farm output hardly to predict [6]. Tools and methods are developed to enable predicting wind conditions more accurately; however, the length of the forecast with satisfactory results is limited to a few days at best. Despite this, even a forecast only one day in advance allows for certain optimisation of conventional power units' start-ups or shut downs, thereby reducing the plants' fuel consumption and operating costs. On the other hand, a forecast of several hours in advance allows a system operator to maintain the appropriate regulatory power reserve in the system – too little surplus bears upon the risk of system instability, too much of reserve adds to the system's operating costs [6]. Fig. 1a shows an example of the actual and projected output powers¹ of wind farms in the area of German grid operator 50Hertz in the first days of January 2012 [1]. Electricity generation from photovoltaic panels is slightly different. Fig. 1b shows not only changes in the instantaneous power, but also the typical periodicity of its occurrence. Here, the factor directly influencing the solar panel generation is mainly the degree of cloudiness, and, to a lesser extent, the ambient temperature. A photovoltaic plant's generation efficiency is also less dependent on the plant's location, compared to wind farms [13]. Therefore, photovoltaic generation forecasting can be considered more accurate, and, more importantly, changes observed in a longer perspective are more regular.

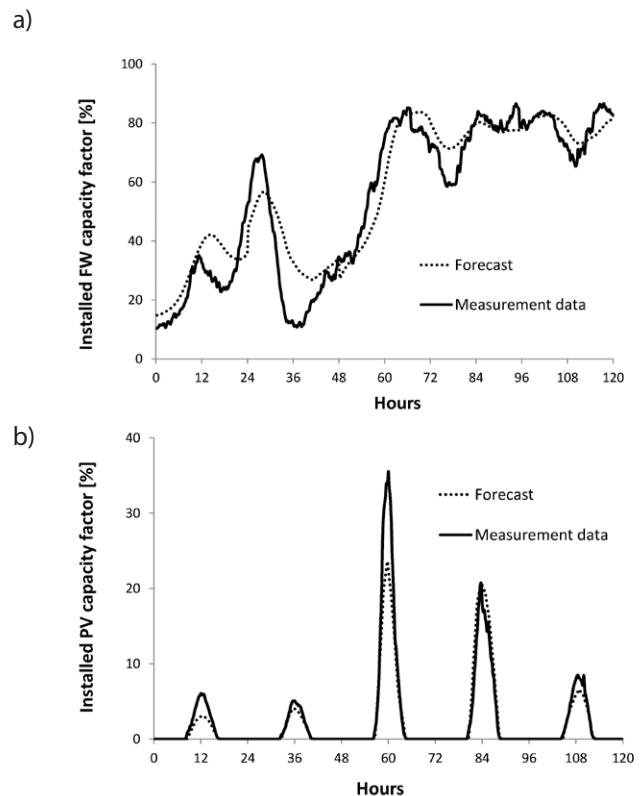


Fig. 1. Actual and projected output vs. installed capacity of a) wind farms (FW) and b) photovoltaic arrays (PV) as of early January 2012 [1]

Extensive information on variability analyses of electricity generation in wind turbines [7, 8] and photovoltaic arrays [13] can be found in the relevant literature. Also numerous researchers are interested in the issues of complementarity of electricity generation from wind energy and solar radiation. However, a majority of such studies estimate the wind and solar generation output in an indirect manner, based on local wind resources and insolation data [4, 5, 15]. Only a few publications offer details of actual output of both types of power plants operating concurrently in a power system [11].

This analysis has been carried out to define the level of interdependence between the occurrences of conditions favourable for operation of wind farms and photovoltaic arrays in conditions similar to those prevailing in Poland, based on actual generation data. In addition, the covariance has been analysed of RES² output with the current needs of the National Power Grid (NPS). The following analysis is aimed mainly at commercial generators of electricity in large wind farms and photovoltaic arrays. It should be borne in mind, however, that in the nearest years a strong increase in electricity generation will be due to the input of individual generators connected to Smart Grid types of networks [12]. Therefore additional sources will emerge that have an adverse impact on the power system operation stability, and hinder the appropriate energy balancing, particularly in view of the known difficulties related to efficient storage of electricity.

¹ As dimensionless coefficients of installed capacity utilisation.

² The analysis limited to wind and photovoltaic plants only.

2. Assumptions for analysis

Long-term analysis of wind and photovoltaic generation is especially justified for power plants in large areas with many generation units installed. This contributes to the beneficial reduction of variation (smoothing) of generation waveforms, and improves the forecasting accuracy [8]. Wind generation has been dynamically developed in Poland only recently. Currently, the total wind farm capacity connected to the NPS amounts to ca. 2,500 MW, according to the Energy Regulatory Office³ [3]. Photovoltaic electricity generation is still virtually nonexistent in

Poland, since it's represented by a mere ca. 1.29 MWe of installed capacity, according to ERO³ [3]. Therefore in this article data is used collected in 2009–2012 from a large number of plants scattered across the operating area of German power grid operator 50Hertz [1]. This is an area with morphological and climate conditions very similar to those prevailing in Poland. Therefore extrapolation of this wind and solar generation data enable a high probability of conclusions regarding certain trends in Poland from the German territory.

This approach is acceptable for climate-wise comparable Central European regions [11], and both insolation and wind conditions in Germany's area adjacent to the Polish border are similar to those prevailing in Poland. For the sake of comparison data from the national power system concerning the power demand in 2009–2012 has additionally been used [2]. The presented details of power output of each RES have been normalised with current capacities installed, respectively, in wind farms and photovoltaic arrays operated by 50Hertz [1], which produced dimensionless installed capacity factor for both power plant types. Details of the NPS demand are presented as dimensionless rates of the system demand for power, i.e. values normalised with the current capacity installed in Poland [2].

3. Analysis of RES generation process and system demand

Generally, a negative correlation has been identified between wind and photovoltaic generation, although this mainly depends on the timescale adopted for comparison, i.e. hours, days, months or years [5, 9, 15]. Additionally, observation of daily changes in the insolation and windiness, and in the system demand, shows repetition of the waveforms as shown in Fig. 2. In photovoltaic arrays this is directly related to the Earth's rotation around its axis, and to its motion in the orbit around the Sun, and the day's length. As regards wind generation, its output is typically lower in the night time, and increases from 8:00 a.m. until 6:00 p.m. [8, 9].

In the context of a monthly timescale it can be observed that generally in Central and Northern Europe winds are stronger in the winter than in the summer, hence the winter productivity of wind farms is higher – see Fig. 3a – while the photovoltaic generation productivity is obviously higher in the summer [4]. Observation of changes in the system demand shows daily repetitions, with a demand increase in the evening (Fig. 2c), as well as weekly, with decreased consumption on non-working days, and yearly, with intensified consumption in the winter [7] (Fig. 3c).

In the same time intervals complementarity of the system demand with wind generation output can be identified – particularly for a year-long observation period, but also, albeit to a lesser degree, in the daily cycle [9]. The system demand for electricity is usually highest in the winter, when at the same time the wind generation conditions are most suitable.

Fig. 3 shows that both wind and solar generations are subject to seasonal weather cycles. Clear repetition has been observed of

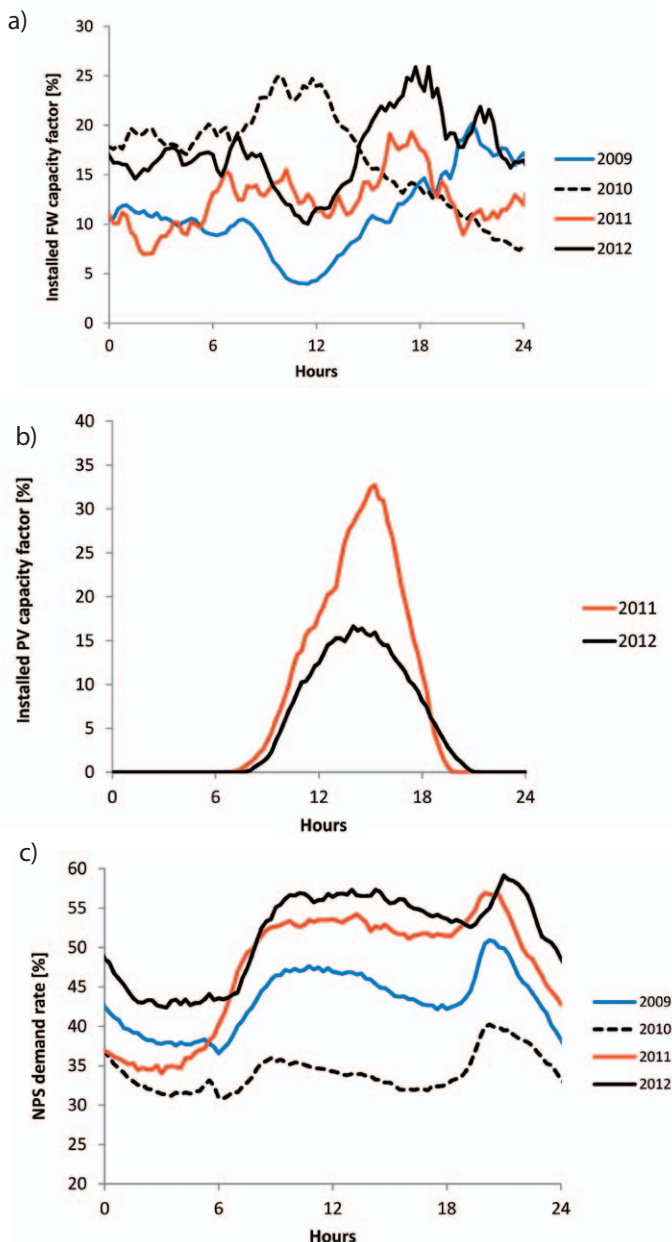


Fig. 2. Example daily changes in generation output vs. installed capacity of a) wind farms (FW) and b) photovoltaic arrays (PV), and c) national system (NPS)'s demand for power rate – own study based on data [1] and [2] for a selected day (1 April) of each analysed year

³ As of 31 December 2012.

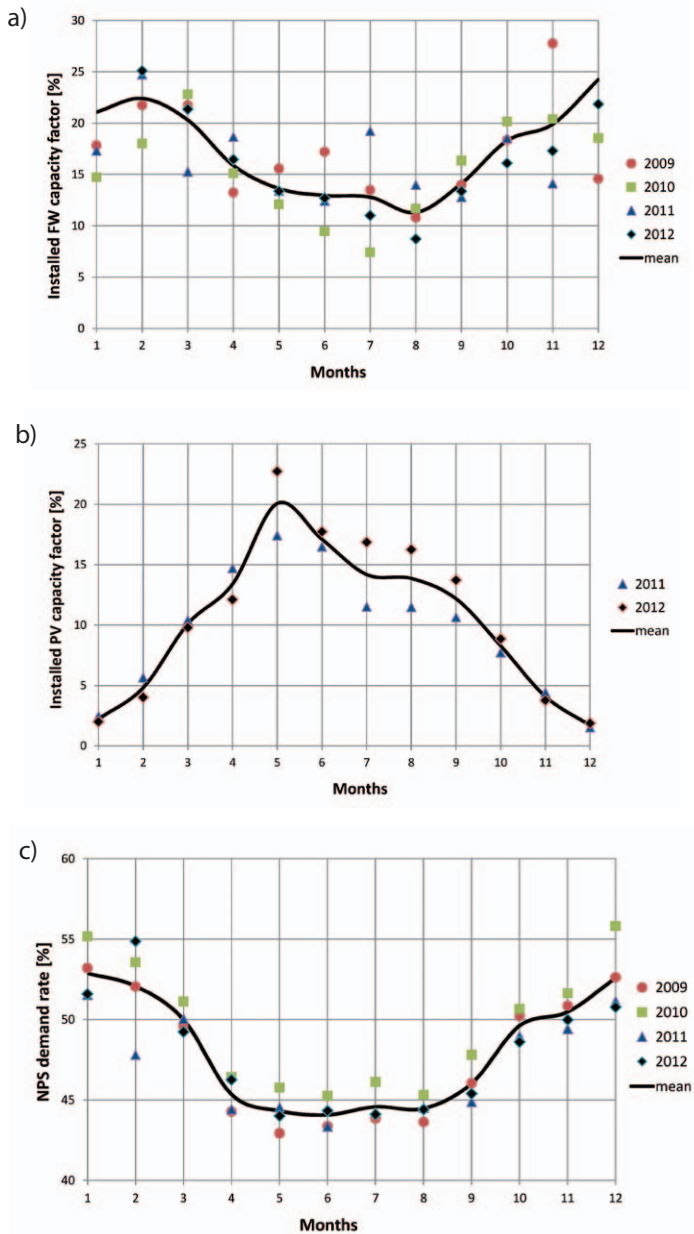


Fig. 3 Annual changes in monthly averaged generation outputs vs. installed capacities of a) wind farms (FW) and b) photovoltaic arrays (PV), and c) NPS system demand rates, own study based on data [1, 2]

each year’s power output and system demand waveforms alike. Changes in the wind and photovoltaic generation output are qualitatively similar to those presented in earlier studies [4, 9, 15]. Fig. 4 presents correlation of the power available from wind farms and photovoltaic arrays in 2011–2012 for two different averaging intervals, i.e. hour and month.

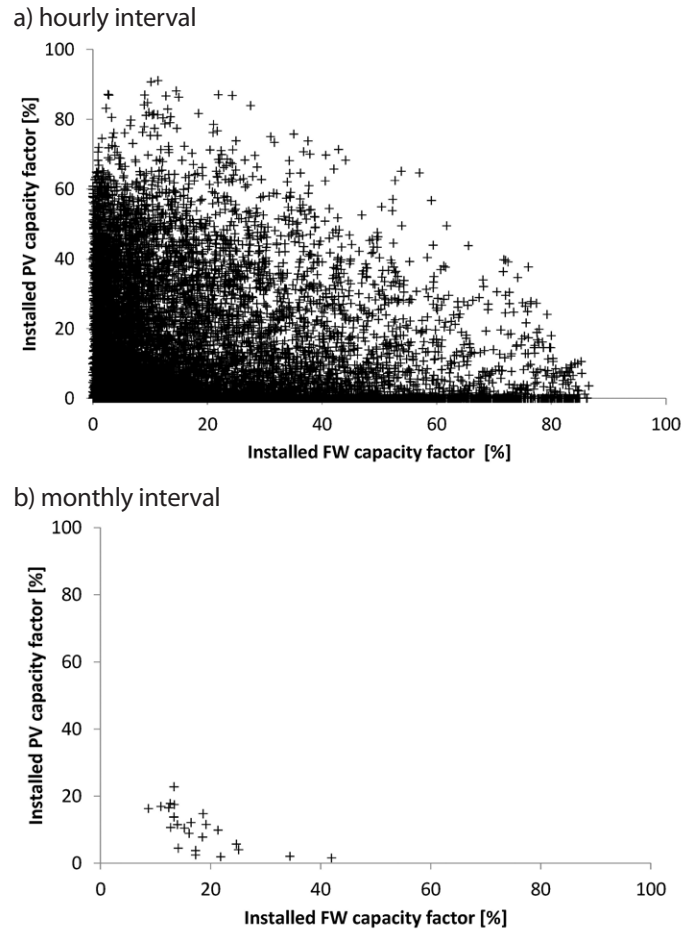


Fig. 4. Correlation of capacity factor for wind and solar power plants for various balancing intervals – own study based on data [1]

In general, wind generation is capable of instantaneous power outputs close to the respective installed capacities, i.e. circa 90%, and higher outputs have been observed at the times of lower solar generation outputs. Solar generation maximum outputs may exceed 80% of the respective installed capacities. It should be noted, however, that high outputs are possible only at extremely favourable weather conditions, which may occur for barely a few hours during a year. This is related mainly to the actual working conditions, which strongly deviate from the standard (ideal) conditions taken into account for determination of the photovoltaic panels’ maximum powers [15].

The main purpose of the present statistical analysis is to find a correlation between the outputs of wind and solar generation. For two example data sets A and B the correlation can be described by linear correlation coefficient r_{AB} , which is defined as follows [8, 15]:

$$r_{AB} = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (A_i - \mu_A)(B_i - \mu_B)}{\sigma_A \sigma_B} \quad (1)$$

where: μ means the average, n is the number of points in the set, and σ_A and σ_B are standard deviations. The correlation coefficient is included in the range from -1 to 1 , and indicates negative correlation of the data (a negative values), positive correlation of

the data (a positive), and the absence of any linear dependency whatsoever (zero) [11, 15]. In practice, it is assumed that only values in the range $(-0.5 > r_{AB} \geq -1)$ or $(0.5 < r_{AB} \leq 1)$ indicate significant correlation between data from the analyzed sets [8]. In the present analysis the data averaged per hour, day, week, and month has been recalculated according the foregoing methodology. Fig. 5 shows correlation coefficients (■ points in the charts) for wind and solar generation; wind generation, and national system demand; and solar generation and the demand, respectively, for various analysed data averaging intervals. The results presented in the chart (Fig. 5a), show significant negative correlation between wind and solar plant outputs in conditions similar to those prevailing in Poland, especially for averaging intervals longer than a week (>168 h). Additionally, plotted on the graph are results from a multiannual analysis for the area of Northern Europe, derived from study [15] (○ points in the graph). For short averaging intervals (<1 h) the absence is noticeable of a correlation between wind and solar plant outputs, whereas the maximum correlation is observed in monthly averaging intervals (>720 h), which is directly related to climate changes in successive seasons of the year. Also the analysis of wind generation output and NPS demand (Fig. 5b), indicates strong complementarity of the analyzed data set in 2009–2012. The correlation coefficient increases along with averaging interval increments. It can be assumed with high probability that for an averaging interval longer than a quarter of a year the correlation coefficient will decline. A similar situation will be experienced in the case of analysis of solar generation and national system demand (Fig. 5c).

The analysis of changes in RES output indicates that they are close to the respective installed capacities over a short time interval only. During the year, in less than 50 hours only the aggregated output of all wind farms in the operator’s area amounted to 80–90% of their installed capacity. On the other hand, in more than 6000 hours in the year the solar generation output did not exceed 10% of the installed capacity, and in about 100 hours it only exceeded 60%.

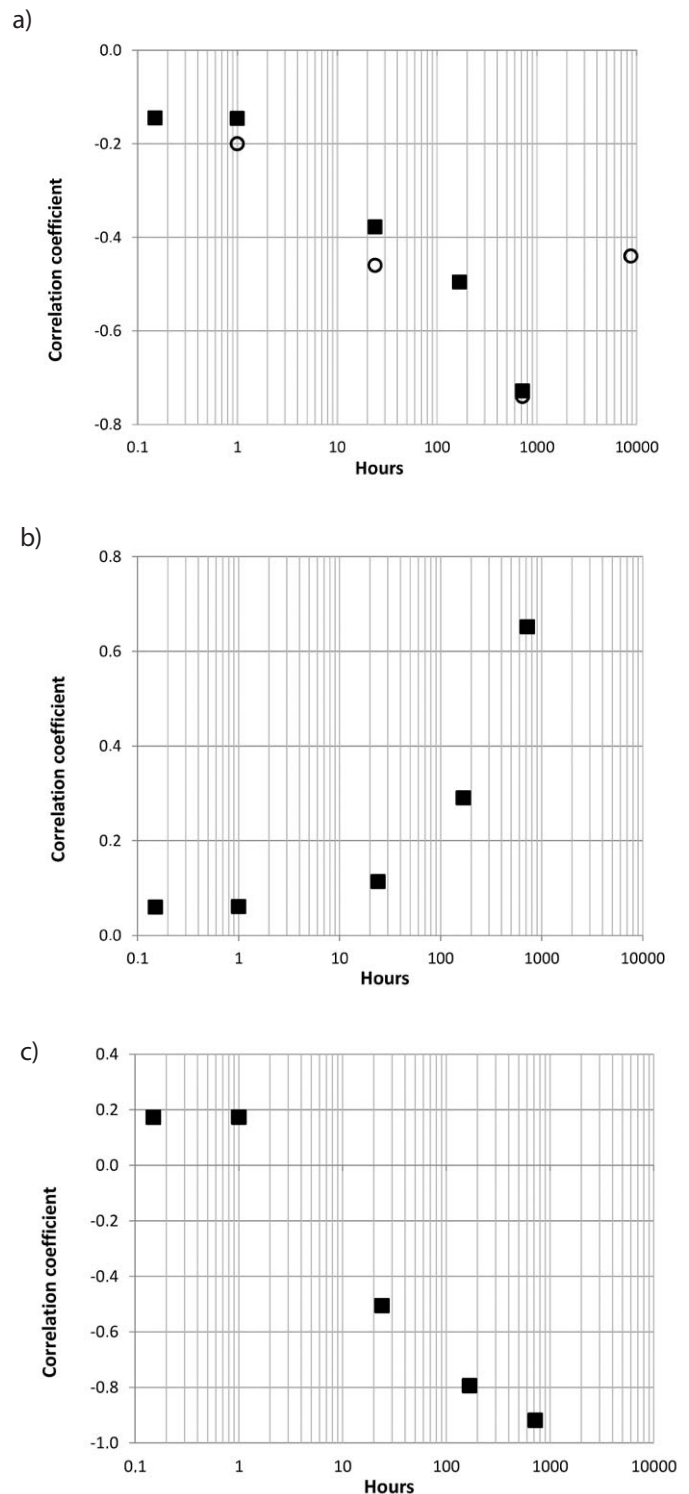


Fig. 5. Correlation coefficients for a) wind and photovoltaic plant outputs, b) wind plants output and system demand, and c) photovoltaic plants output and system demand – own study based on data [1, 2]

Fig. 6 shows hourly distribution of capacity factor for wind and photovoltaic plants. As regards the analysed data [1], 70% of the aggregated capacity installed in the analysed RES was practically never exceeded in the yearly timescale.

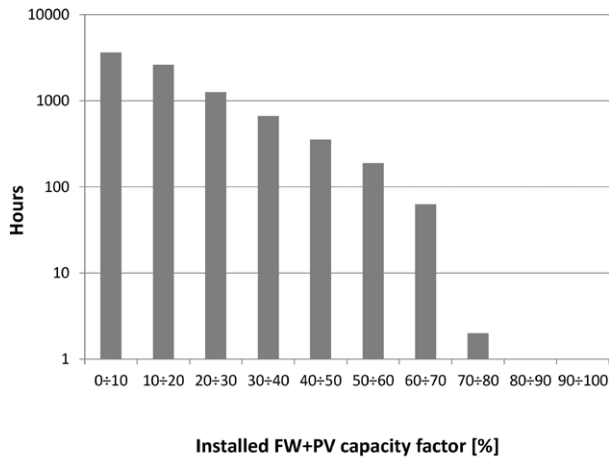


Fig. 6. Hourly distribution of aggregated capacity factor for wind and solar power plants in 2011–2012, source: own study based on data [1]

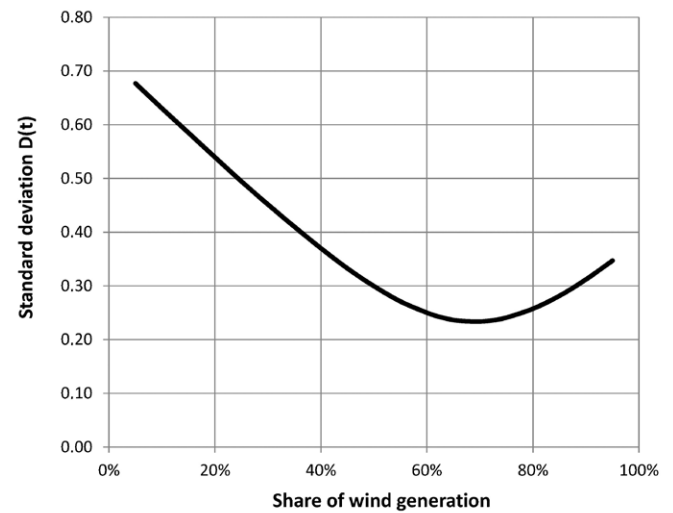


Fig. 7. System imbalance standard deviation

In addition, by applying the calculation methodology presented in [4, 14], the RES⁴ generation mix may be determined, which is optimal in the context of monthly NPS demand changes, subject to the assumption that the other, conventional, power plants' output remains constant. This methodology defines the value, which determines the imbalance between system demand and wind and solar plants' output in a given month [4, 14]:

$$D(t) = a \frac{W(t)}{\bar{W}} + b \frac{S(t)}{\bar{S}} - \frac{L(t)}{\bar{L}} \quad (2)$$

Variables L , W , and S in formula (2) are averaged monthly demands and monthly wind and solar plants' outputs, respectively, in the analyzed years. Coefficients a and b represent the shares of wind and solar generation, respectively, in the total RES electricity generation.

Fig. 7 shows changes in the system imbalance's standard deviation as a function of the percentage share of electricity generation in wind farms. The analysis carried out on the basis of the details of 2011–2012 generation in conditions similar to those prevailing in Poland indicates that the optimum share of wind and solar generation outputs in the total RES generation should amount to ca. 70% and 30%, respectively. These values are close to those presented in study [4], where the average shares of, respectively, 60% and 40% are forecast for the whole of Europe.

Assuming the wind and solar power plant capacity factor at 25% and 10%, respectively, it may be roughly estimated that the wind and solar generation capacities installed in the National Power System should be approximately equal. Such a structure of electricity generation in the national conditions of wind resources and insolation seems to be the most suited to the current NPS needs.

4. Conclusions

The paper analyses the variability of electricity generation from wind and solar sources in the power system in the area of Germany adjacent to the Polish border. The correlation between the average solar and photovoltaic generation outputs is noticeable in this area only over longer time intervals, such as weeks and months. Therefore, for shorter intervals, such as hours and days, a solution of stable and predictable generation from renewable sources may be sought in the applicability of various kinds of energy storage. This applies in particular to wind generation, which, because of more difficult forecasting, may strongly influence power systems' performance in short intervals. Analysis of available data shows that in practice the maximum utilisation of the capacity installed in wind turbines and photovoltaic arrays never exceeds 70% throughout a year.

Moreover, it appears from the comparison of the national system's current demand for electricity, and the details of the output of the wind and solar plant operated by 50Hertz that the optimum electricity generation mix in Poland will be assured by approximately equal capacities installed in both types of power plants.

⁴ Subject to the analysis' limitation to wind and photovoltaic plants only.

REFERENCES

1. <http://www.50hertz.com>.
2. <http://www.pse-operator.pl>.
3. <http://www.ure.gov.pl>.
4. Heide D. et al., Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe, *Renewable Energy* (2010), doi:10.1016/j.renene.2010.03.012
5. Hoicka C.E., Rowlands I.H., Solar and wind resource complementarity: Advancing options for renewable electricity integration in Ontario, Canada, *Renewable Energy* 2011, No. 36, pp. 97–107, doi:10.1016/j.renene.2010.06.004.
6. Holttinen H., Optimal electricity market for wind power, *Energy Policy* 2004, No. 33, pp. 2052–2063, doi:10.1016/j.enpol.2004.04.001.
7. Holttinen H., Impact of hourly wind power variations on the system operation in the Nordic countries, *Wind Energy* 2005, No. 8, pp. 197–218, doi:10.1002/we. 143.
8. Holttinen H., Hourly wind power variations in the Nordic countries, *Wind Energy* 2005, No. 8, pp. 173–195, doi:10.1002/we. 144.
9. Lubośny Z., Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym [Offshore wind farms in the power system], WNT, Warsaw 2009.
10. Notton G. et al., Integration limit of renewable energy systems in small electrical grid, *Energy Procedia* 2011, No. 6, pp. 651–665, doi:10.1016/j.egypro.2011.05.075.
11. Nykamp S. et al., Statistics for PV, wind and biomass generators and their impact on distribution grid planning, *Energy* 2012, No. 45, pp. 924–932, doi:10.1016/j.energy.2012.06.067.
12. Schleiche-Tappeser R., How renewables will change electricity markets in the next five years, *Energy Policy* 2012, No. 48, pp. 64–75, doi:10.1016/j.enpol.2010.04.042.
13. Solomon A.A., Faiman D., Meron G., Grid matching of large-scale wind energy conversion systems, alone and in tandem with large-scale photovoltaic systems: An Israeli case study, *Energy Policy* 2010, No. 38, pp. 7070–7081, doi:10.1016/j.enpol.2010.07.026.
14. Tsuchiya H., Electricity supply largely from solar and wind resources in Japan, *Renewable Energy* 2012, No. 48, pp. 318–325, doi:10.1016/j.renene.2012.05.011.
15. Widen J., Correlations between future wind and solar power generation in Sweden, 3rd International Scientific Conference on Energy Systems with IT, Alvsjo, Sweden, March 16–17, 2010.

Rafał Hyrzyński

ENERGA SA

e-mail: rafal.hyrzynski@energa.pl

Graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering at the University of Technology in Opole (2000), postgraduate management studies „Business Administration in the European Union Market” at the Warsaw School of Economics (2004), postgraduate studies at the Silesian University of Technology “Electricity, Heat, Gas, and Other Infrastructural Services Markets in Municipalities” (2005), and post-graduate study “Fundamentals of Nuclear Power” at Gdańsk University of Technology (2011). In 2007 he was qualified to participate in the supervisory boards of state-owned companies. A participant of Executive Master of Business Administration for the energy sector classes conducted by the Gdańsk Foundation for Management Development in cooperation with the IAE Aix-en-Provence Graduate School of Management as validating entity. Associated with the energy sector from the outset of his professional career. In ENERGA Group since 2000, in ENERGA SA since 2008, currently as the Investment Design Department Director. In 2002–2009 a member of the board of the Association of Polish Electrical Engineers, and of the Chief Technical Organization in Płock. Since 2011, deputy editor in chief of the scientific quarterly *Acta Energetica*.

Specialises in engineering and business issues related to the energy sector, especially concerning energy conversion and distribution.

Michał Karcz

ENERGA SA

e-mail: michal.karcz@energa.pl

Graduated as Master of Engineering from the Faculty of Ocean Engineering and Ship Technology of Gdańsk University of Technology in the Department of Automation and Turbine Propulsion (1998).

Until 2012, a researcher at the Energy Conversion Department in the Institute of Fluid-Flow Machinery of the Polish Academy of Sciences. Now in ENERGA SA as the chief development specialist. He is the author and a co-author of scientific papers in the area of mechanics, thermodynamics and power engineering, published in Poland and abroad. Specialises in engineering issues mainly relating to electricity generation.

Marcin Lemański

ENERGA SA

e-mail: marcin.lemanski@energa.pl

Graduated from Mechanical Secondary School in Świecie (1997), and as a Master of Power Plants Equipment and Equipment Engineering from the Faculty of Mechanical Engineering at Gdańsk University of Technology (2002). Since 2002, for the subsequent ten years he was associated with the Polish Academy of Sciences, where he worked as a specialist, research assistant, and assistant professor. From 2012, he has headed the Technical Department at ENERGA SA. Co-author of scientific articles in the area of thermodynamics and energy. His main area of interest includes conventional and alternative energy sources, such as fuel cells, hybrid systems, geothermal binary power plants, gas turbines, etc.

Karol Lewandowski

ENERGA SA

e-mail: karol.lewandowski@energa.pl

Graduated as Master of Engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (2006). Until 2012 he worked as an electrical engineer in Det Norske Veritas Poland. Since 2012 the chief development specialist in ENERGA SA. His area of interest includes renewable energy and RES integration with the power grid.

Sebastian Nojek

ENERGA SA

e-mail: sebastian.nojek@energa.pl

Graduated in mechanics and machinery engineering from the Faculty of Mechanical Engineering at Gdańsk University of Technology (1995). In addition, a graduate of postgraduate legal and managerial studies at Gdańsk University of Technology (1996). Also graduated from the Faculty of Management of the University of Gdańsk as M. Sc. in business development management (2011). Associated with the energy sector from the outset of his professional career: long-time employee of CHP Elbląg, since 2008 in ENERGA SA. Certified in program and project management. Participated in numerous project teams, providing expert support in developing guidelines for power station development.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 14–21. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Współzmiennność generacji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych w warunkach zbliżonych do polskich

Autorzy

Rafał Hryzyński
Michał Karcz
Marcin Lemański
Karol Lewandowski
Sebastian Nojek

Słowa kluczowe

korelacja wytwarzania OZE, energetyka odnawialna, *mix* wytwarzania

Streszczenie

W artykule podjęto próbę oceny współzależności wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych oraz słonecznych, rozproszonych na znacznym obszarze, dla których warunki morfologiczne i klimatyczne można uznać za zbliżone do warunków polskich. Wstępna analiza danych pochodzących od operatorów systemów elektroenergetycznych wskazuje na występowanie istotnej negatywnej korelacji pomiędzy oboma sposobami generacji energii elektrycznej dla dłuższych przedziałów uśredniania. Dodatkowo na analizowanym obszarze maksymalna moc generowana zarówno przez farmy wiatrowe, jak i w szczególności przez elektrownie fotowoltaiczne, nigdy nie uzyskuje wartości mocy zainstalowanej. W systemie, w którym zainstalowana jest znaczna liczba farm wiatrowych i fotowoltaicznych, rezerwowanie pełnej mocy zainstalowanej wszystkich źródeł wytwórczych jako faktycznie dysponowanej może powodować występowanie ograniczeń sieciowych oraz wymuszanie zbędnych inwestycji w rozwój infrastruktury elektroenergetycznej.

1. Wprowadzenie

W ciągu minionego dziesięciolecia można było zaobserwować dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii elektrycznej (OZE) na terenie całej Europy. W pierwszej części dekady największy przyrost mocy zainstalowanej wiązał się głównie z rozwojem farm wiatrowych, zaś w części drugiej nastąpił intensywny rozwój farm fotowoltaicznych. Krajami, w których inwestycje te przebiegały najbardziej dynamicznie są Niemcy oraz Hiszpania. Skala rozwoju energetyki odnawialnej w tych krajach wynika głównie z korzystnych systemów wsparcia w postaci dopłat bezpośrednich do wytworzonej energii elektrycznej. Obecny trend w rozwoju energetyki wiatrowej skierowany jest przede wszystkim w kierunku morskich farm wiatrowych w basenie Morza Północnego. Rosnący udział OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej, a więc głównie źródeł o zmiennej produktywności, wpływa na zmianę sposobu funkcjonowania sieci elektroenergetycznej. W dotychczasowym trybie pracy podstawa zapotrzebowania jest zarezerwowana dla stabilnie pracujących bloków dużej mocy, a pracę szczytową zapewniają szybko reagujące jednostki. Obecnie następuje przesunięcie w kierunku trybu pracy opartego na wielu źródłach wytwórczych o zróżnicowanej mocy i zmiennej produkcji, które wymagają szybkiej i bieżącej kompensacji w celu zachowania stabilności systemu [6,12]. Układ sieci elektroenergetycznej podlega także ciągłym zmianom związanym ze zmianami lokalizacji źródeł wytwórczych. Tracą na ważności dawniej obowiązujące kryteria lokowania elektrowni systemowych, związane głównie z zapewnieniem ciągłości dostaw paliwa czy też bliskością obszarów przemysłowych. Obecnie sieci elektroenergetyczne muszą być rozbudowywane w kierunku obszarów

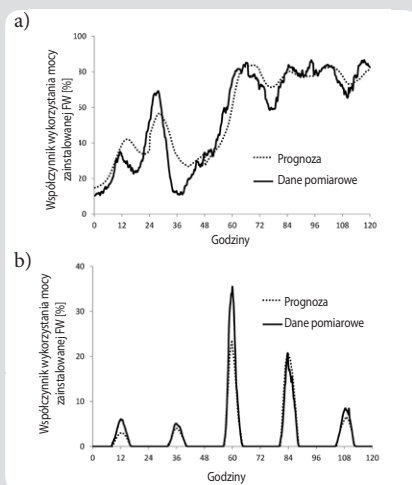
o odpowiedniej wietrzności, czy też obszarów o dużym nasłonecznieniu, które często jednak znajdują się w znacznej odległości od potencjalnych odbiorców [5,12]. W takich regionach o przeważającym potencjale produkcji ze źródeł odnawialnych w stosunku do możliwości konsumpcji energii elektrycznej wymagane są też najczęściej znaczne inwestycje związane z rozbudową oraz modernizacją sieci przesyłowych [11]. Poziom mocy rezerwowanej na przyłączenie kolejnych elektrowni wynika bezpośrednio z mocy nominalnej elektrowni wiatrowej lub fotowoltaicznej, zgłaszanej we wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W rzeczywistości wytwarzanie energii elektrycznej z farm wiatrowych zlokalizowanych na większym obszarze z mocą nominalną (lub mocą zbliżoną do nominalnej) może następować jedynie przez bardzo krótki okres w skali roku. Wynika to bezpośrednio z chwilowej, dobowej, rocznej i wieloletniej zmienności wiatru [9]. W elektrowniach fotowoltaicznych dodatkowym czynnikiem wpływającym na brak możliwości osiągnięcia mocy nominalnej jest przewymiarowanie, wynikające z różnicy pomiędzy mocą znamionową urządzenia, określaną dla idealnych warunków laboratoryjnych, a rzeczywistymi warunkami pracy instalacji. W efekcie lądowe farmy wiatrowe generują w ciągu roku około 25% energii wynikającej z mocy zainstalowanej [9], zaś w elektrowniach fotowoltaicznych w warunkach Europy Centralnej wskaźnik produktywności wynosi jedynie około 10%. W zależności od rozmiaru analizowanego obszaru jednoczesne wytwarzanie energii z pełną mocą przez wszystkie farmy wiatrowe i fotowoltaiczne na danym terenie praktycznie nie występuje [7]. Sytuacja taka jest wynikiem charakteru poszczególnych

źródeł energii, tj. wiatru i promieniowania słonecznego oraz wzajemnej i zazwyczaj negatywnej korelacji ich występowania. Oznacza to, że z reguły podczas korzystnych warunków nasłonecznienia nie występują korzystne warunki wietrzności i odwrotnie. W związku z tym część mocy przyłączeniowej zarezerwowanej na obszarze o dużej powierzchni może być praktycznie niewykorzystywana. Rezerwowanie pełnej mocy wszystkich instalacji OZE powoduje często niepotrzebną rozbudowę sieci elektroenergetycznych oraz blokuje moc przyłączeniową innym inwestycjom w źródła wytwórcze. W celu efektywnej i optymalnej modernizacji sieci przesyłowej potrzebne jest więc gruntowne rozpoznanie charakterystyki wytwarzania energii elektrycznej przez źródła odnawialne różnego typu [11]. Generalnie wszystkie rodzaje energetyki odnawialnej, z wyjątkiem spalania biomasy oraz elektrowni biogazowych, charakteryzują się dużą zmiennością produktywności w zależności od przyjętego przedziału czasowego, dlatego też mogą wpływać na nadprodukcję lub deficyt mocy w stosunku do zapotrzebowania sieci. Nadmiar elektrowni wykorzystujących odnawialne źródła energii, przyłączonych do sieci elektroenergetycznej, wpływa niekorzystnie na systemy przesyłowe [5]. Średnioroczny udział produkcji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych w systemie przekracza 10% całkowitej generacji, często pojawia się już konieczność ograniczania produkcji z tego typu źródeł [7]. Obecnie przyjmuje się, że graniczny udział OZE nie powinien przekraczać od 20% do 30%, tak by uniknąć problemów związanych ze stabilnością systemu oraz z nadmiernym ograniczeniem produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych [7,10]. Trwają jednakże prace nad systemami elektroenergetycznymi, które

byłyby w stanie pracować stabilnie nawet z 50-proc. udziałem energetyki wiatrowej [12].

Kierunek i siła wiatru wynika z oddziaływań klimatycznych na poziomie globalnym [13]. Zmienność wiatru powoduje, że wytwarzanie energii z farm wiatrowych jest trudno przewidywalne [6]. Rozwijane są narzędzia oraz metody umożliwiające coraz bardziej precyzyjną predykcję warunków wietrzności, jednakże długość prognozy z satysfakcjonującymi rezultatami ograniczona jest do maksymalnie kilku dni. Mimo to nawet prognoza tylko z jednodniowym wyprzedzeniem pozwala na pewne optymalizowanie rozruchów lub wyłączeń konwencjonalnych bloków energetycznych, co pozwala na ograniczenie zużycia paliwa oraz zmniejszenie kosztów operacyjnych elektrowni. Z kolei, prognoza z kilkugodzinnym wyprzedzeniem pozwala na utrzymanie przez operatora systemu odpowiedniego zapasu mocy regulacyjnej w systemie – zbyt mały zapas wpływa na ryzyko niestabilności systemu, zbyt duży zapas zwiększa koszty użytkowania systemu [6].

Na rys. 1a przedstawiono przykładowy przebieg rzeczywistej i prognozowanej krzywej mocy generowanej¹ przez farmy wiatrowe na terenie niemieckiego operatora sieci elektroenergetycznej 50Hertz w pierwszych dniach stycznia 2012 roku [1]. Podczas wytwarzania energii z paneli fotowoltaicznych sytuacja wygląda nieco odmiennie. Na rys. 1b poza zmianami wartości mocy chwilowej charakterystyczna jest również okresowość jej występowania. Tutaj czynnikiem bezpośrednim wpływającym na ilość energii generowanej z paneli fotowoltaicznych jest głównie stopień zachmurzenia oraz w mniejszym stopniu temperatura otoczenia. Efektywność generacji elektrowni fotowoltaicznych jest też mniej zależna od miejsca ich zainstalowania w porównaniu z farmami wiatrowymi [13]. W związku z tym można stwierdzić, że prognozowanie wytwarzania energii z paneli fotowoltaicznych może być bardziej dokładne, a co ważniejsze, zmiany obserwowane w dłuższej perspektywie są bardziej regularne.



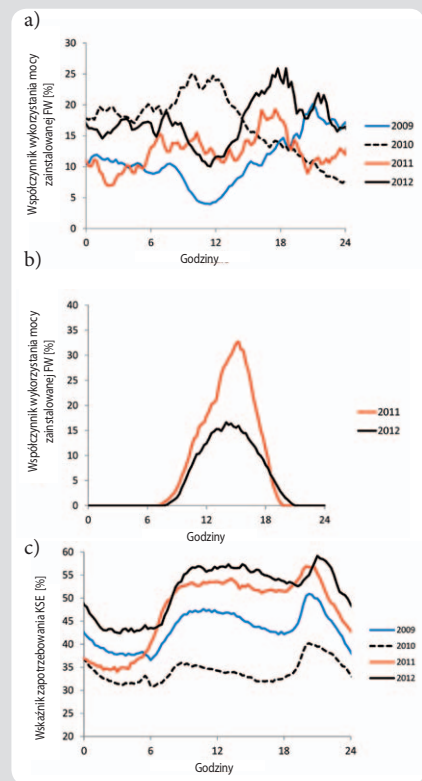
Rys. 1. Wykres rzeczywistej oraz prognozowanej mocy generowanej odniesionej do mocy zainstalowanej a) farm wiatrowych (FW) i b) farm fotowoltaicznych (PV) na podstawie danych z początku stycznia 2012 roku [1]

W literaturze można znaleźć dość obszerne informacje dotyczące analiz zmienności w czasie generacji elektrycznej w elektrowniach wiatrowych [7, 8] oraz fotowoltaicznych [13]. Problematyka współzależności wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem energii wiatru i promieniowania słonecznego także pozostaje w zainteresowaniu wielu badaczy. Jednakże w przeważającej liczbie prac poziom wytwarzania w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych szacuje się w sposób pośredni, na podstawie danych wietrzności i nasłonecznienia na danym obszarze [4, 5, 15]. Tylko w nielicznych publikacjach można znaleźć informacje dotyczące rzeczywistych danych generacji energii elektrycznej w elektrowniach obu typów działających jednocześnie w systemie elektroenergetycznym [11].

Niniejsza analiza została przeprowadzona w celu określenia poziomu współzależności pomiędzy występowaniem korzystnych warunków pracy farm wiatrowych a korzystnymi warunkami pracy farm fotowoltaicznych w warunkach zbliżonych do polskich, na podstawie rzeczywistych danych produkcyjnych. Dodatkowo przeanalizowano współzależność produkcji OZE² z aktualnym zapotrzebowaniem Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Poniższa analiza adresowana jest głównie do przemysłowych wytwórców energii elektrycznej – w dużych farmach wiatrowych i fotowoltaicznych. Należy mieć jednak na uwadze, że w najbliższych latach silny wzrost wytwarzania energii elektrycznej nastąpi wśród indywidualnych wytwórców włączonych do sieci typu Smart Grid [12]. Pojawia się więc dodatkowe źródła wpływające negatywnie na stabilność pracy systemów elektroenergetycznych oraz utrudniające odpowiednie bilansowanie energii, szczególnie zważywszy na znane trudności związane z efektywnym magazynowaniem energii elektrycznej.

2. Założenia do analizy

Długofalowa analiza pracy elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych jest szczególnie uzasadniona dla elektrowni na obszarach o znacznej powierzchni, z dużą liczbą zainstalowanych jednostek wytwórczych. Wpływa to korzystnie na zredukowanie zmienności (wygładzenie) przebiegów generowania energii elektrycznej oraz zwiększenie dokładności prognoz [8]. W Polsce dopiero od niedawna można zaobserwować dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej. Obecnie do KSE przyłączone są farmy wiatrowe o łącznej mocy zainstalowanej równej w przybliżeniu 2500 MWe wg danych URE [3]. Energetyka bazująca na wytwarzaniu energii elektrycznej przy zastosowaniu paneli fotowoltaicznych jeszcze praktycznie w Polsce nie istnieje – tylko około 1,29 MWe mocy zainstalowanej wg danych URE³ [3]. Dlatego też w niniejszym artykule wykorzystano dane z lat 2009–2012, które pochodzą z dużej liczby instalacji rozproszonych na obszarze funkcjonowania niemieckiego operatora sieci elektroenergetycznej 50Hertz [1]. Jest to obszar, który pod względem morfologicznym i klimatycznym jest bardzo



Rys. 2. Przykładowe przebiegi dobowych zmian mocy generowanej, odniesionej do mocy zainstalowanej a) farm wiatrowych (FW) i b) elektrowni fotowoltaicznych (PV) oraz c) wskaźnika zapotrzebowania systemu na moc (KSE) – opracowanie własne na podstawie danych [1] oraz [2] dla wybranej doby (1 IV) z każdego analizowanego roku

zbliżony do warunków występujących na terenie Polski. Można więc z dużym prawdopodobieństwem wnioskować o pewnych trendach na terenie Polski, ekstrapolując dane produkcji energii wiatrowej i słonecznej z terytorium Niemiec. Takie podejście jest dopuszczalne dla porównywalnych klimatycznie łądowych regionów Europy Centralnej [11], a zarówno warunki nasłonecznienia na obszarze Niemiec graniczącym z Polską, jak i warunki wiatrowe są podobne do tych obserwowanych w Polsce. W celach porównawczych wykorzystano dodatkowo dane z krajowego systemu elektroenergetycznego dotyczące zapotrzebowania mocy w latach 2009–2012 [2]. Przedstawione w niniejszym artykule dane, dotyczące mocy generowanej w poszczególnych źródłach OZE, normalizowano aktualnymi wartościami mocy zainstalowanych odpowiednio w elektrowniach wiatrowych, jak i fotowoltaicznych funkcjonujących na obszarze operatora 50Hertz [1], w wyniku czego otrzymano bezwymiarowe współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej dla obu typów elektrowni. Dane dotyczące zapotrzebowania KSE przedstawiono w postaci bezwymiarowych wskaźników zapotrzebowania systemu na moc, czyli wartości normalizowanych aktualną mocą zainstalowaną na obszarze Polski [2].

¹ W postaci bezwymiarowych współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej.

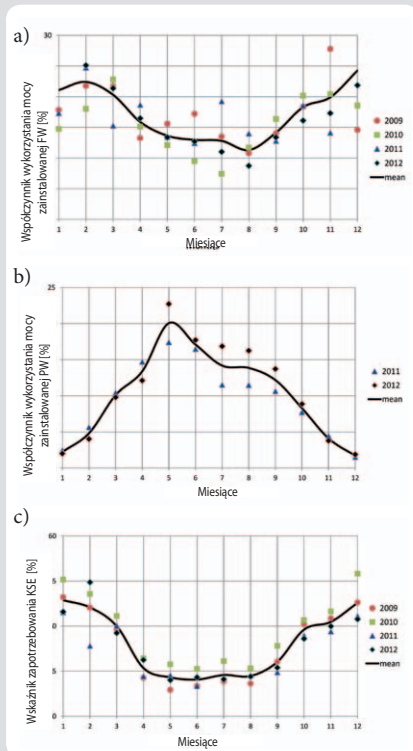
² Ograniczając analizę wyłącznie do elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych.

³ Stan na 31 grudnia 2012.

3. Analiza procesów generacji z OZE oraz zapotrzebowania systemu

Generalnie zauważa się negatywną korelację pomiędzy generacją energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych, jednak zależy to głównie od przyjętej skali czasowej, dla której dokonuje się porównania, tzn. godziny, doby, miesiące czy lata [5, 9, 15]. Dodatkowo, obserwując dobowe zmiany nasłonecznienia i wietrzności oraz zapotrzebowania systemu, zauważa się powtarzalność przebiegów jak na rys. 2. W instalacjach fotowoltaicznych jest to związane bezpośrednio z obrotem Ziemi wokół własnej osi oraz jej ruchem po orbicie wokół Słońca i długością dnia. W przypadku energetyki wiatrowej obserwowany jest zazwyczaj niższy poziom produkcji w okresie nocnym i zwiększony poziom wytwarzania w godzinach od 8:00 do 18:00 [8, 9].

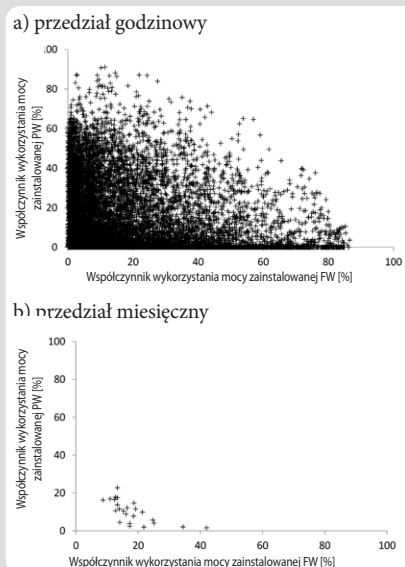
Przyjmując miesięczną skalę czasową, można zauważyć, że generalnie na obszarze Europy Centralnej i Północnej siła wiatru jest większa w okresie zimowym niż w letnim, stąd i produktywność farm wiatrowych jest wyższa w okresie zimowym – patrz rys. 3a. Natomiast produktywność elektrowni fotowoltaicznych jest wyższa oczywiście w okresie letnim [4]. Obserwując zmiany zapotrzebowania systemu, zauważa się powtarzalność zarówno w okresie dobowym, ze zwiększonym zużyciem energii elektrycznej w godzinach wieczornych (rys. 2c), jak i tygodniowym ze spadkiem zużycia w dniach wolnych od pracy, oraz w okresie rocznym ze wzmożoną konsumpcją energii w miesiącach zimowych [7] (rys. 3c).



Rys. 3 Roczne zmiany uśrednionych miesięcznie mocy generowanych, odniesionych do mocy zainstalowanej a) farm wiatrowych (FW) i b) elektrowni fotowoltaicznych (PV) oraz c) wskaźnika zapotrzebowania systemu na moc (KSE), opracowanie własne na podstawie danych [1, 2]

W tych samych zakresach czasowych można zaobserwować współzależność zapotrzebowania mocy w systemie elektroenergetycznym z generacją z energetyki wiatrowej – szczególnie dla rocznego przedziału obserwacji, ale także chociaż już w mniejszym stopniu w przedziale dobowym [9]. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym jest zazwyczaj najwyższe w miesiącach zimowych, wtedy gdy jednocześnie występują najlepsze warunki pracy dla elektrowni wiatrowych.

Z rys. 3 wynika, że zarówno energetyka wiatrowa, jak i solarna podlegają sezonowemu cyklowi pogodowemu. Dla każdego roku obserwuje się wyraźną powtarzalność przebiegów zarówno generowanej mocy, jak i zapotrzebowania sieci. Zmiany poziomu wytwarzania w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych są zbliżone jakościowo do zmian zaprezentowanych wcześniej w pracach [4, 9, 15]. Na rys. 4 przedstawiono skorelowanie mocy osiągniętej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych w latach 2011–2012 dla dwóch różnych przedziałów uśredniania, tj. godziny i miesiąca.



Rys. 4. Skorelowanie współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych dla różnych przedziałów bilansowania – opracowanie własne na podstawie danych [1]

Generalnie energetyka wiatrowa jest w stanie uzyskiwać chwilowo wartości mocy generowanej zbliżone do zainstalowanych, tj. około 90%, a zwiększony poziom wytwarzania obserwuje się przy niskim poziomie generacji elektrowni fotowoltaicznych. W energetyce słonecznej maksymalnie osiągalne wartości mogą przekraczać 80% mocy zainstalowanej. Należy jednak podkreślić, że wysoki poziom produkcji możliwy jest jedynie przy wyjątkowo korzystnych warunkach atmosferycznych, które mogą wystąpić zaledwie przez kilka godzin w ciągu roku. Związane jest to głównie z rzeczywistymi warunkami pracy, które mocno odbiegają od standardowych (idealnych) warunków, wykorzystywanych do określania mocy maksymalnej

paneli fotowoltaicznych [15].

Głównym celem bieżącej analizy statystycznej jest znalezienie korelacji pomiędzy poziomem mocy generowanej przez energetykę wiatrową i energetyką słoneczną. Dla dwóch przykładowych zbiorów danych A i B można korelację opisać za pomocą współczynnika korelacji liniowej $r_{A,B}$, który definiuje się następująco [8, 15]:

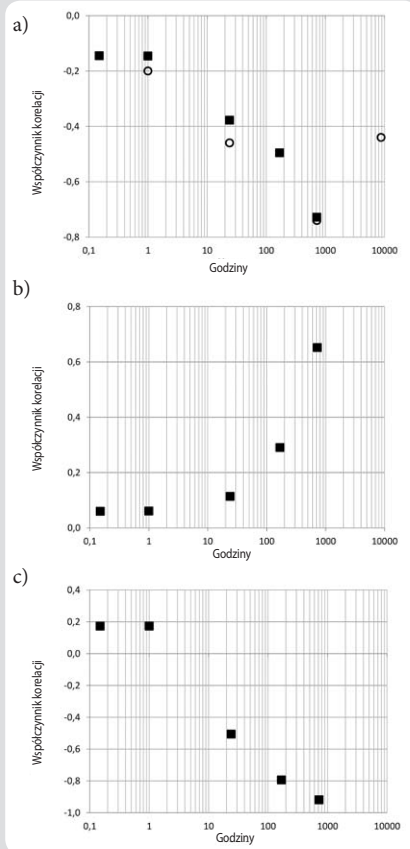
$$r_{AB} = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (A_i - \mu_A)(B_i - \mu_B)}{\sigma_A \sigma_B} \quad (1)$$

gdzie: μ oznacza wartość średnią, n to liczba punktów w zbiorze, zaś σ_A i σ_B są odchyłkami standardowymi. Współczynnik korelacji zawiera się w zakresie od -1 do 1 i wskazuje na negatywne skorelowanie danych (wielkości ujemne), pozytywne skorelowanie danych (wartości dodatnie) oraz brak jakiegokolwiek zależności liniowej (wartość zerowa) [11, 15]. W praktyce przyjmuje się, że dopiero wartości z przedziału $(-0,5 > r_{AB} \geq -1)$ lub $(0,5 < r_{AB} \leq 1)$ wskazują na występowanie istotnej korelacji pomiędzy danymi z analizowanych zbiorów [8]. W bieżącej analizie dane uśrednione na poziomie godzinowym, dobowym, tygodniowym i miesięcznym przeliczono według powyższej metodologii.

Na rys. 5 przedstawiono wartości współczynników korelacji (punkty ■ na wykresach) odpowiednio dla generacji elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych, generacji elektrowni wiatrowych i zapotrzebowania systemu krajowego oraz generacji elektrowni fotowoltaicznych i zapotrzebowania systemu, dla różnych przedziałów uśredniania analizowanych danych. Wyniki przedstawione na wykresie (rys. 5a) wskazują na istotną negatywną korelację pomiędzy mocami generowanymi w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych w warunkach zbliżonych do polskich, szczególnie dla przedziałów uśredniania dłuższych niż tydzień (>168 h). Na wykresie tym naniesiono dodatkowo wyniki z analizy wieloletniej dla obszaru Europy Północnej, zaczerpnięte z pracy [15] (punkty ○ na wykresie). Dla krótkich okresów uśredniania (<1 h) zauważalny jest brak korelacji pomiędzy danymi generacji w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych, z kolei maksymalną korelację zauważa się dla miesięcznych przedziałów uśredniania (>720 h), co związane jest bezpośrednio ze zmianami klimatu wynikającymi z następujących po sobie pór roku. Także analiza dla generacji w elektrowniach wiatrowych i zapotrzebowania na moc Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (rys. 5 b), wskazuje na silną współzależność analizowanego zbioru danych w latach 2009–2012. Gdy zwiększa się przedział czasowy uśredniania, współczynnik korelacji wzrasta. Można z dużym prawdopodobieństwem założyć, że dla przedziału uśredniania dłuższego niż kwartał roku wartość współczynnika korelacji znacznie spadać. Podobna sytuacja wystąpi w przypadku analizy danych generacji w instalacjach fotowoltaicznych i zapotrzebowaniem na moc Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (rys. 5 c).

Analiza zmian produkcji przez źródła OZE wskazuje na osiągnięcie mocy zbliżonych do zainstalowanych jedynie w niewielkim przedziale czasowym. W skali roku tylko przez niecałe 50 godzin moc generowana

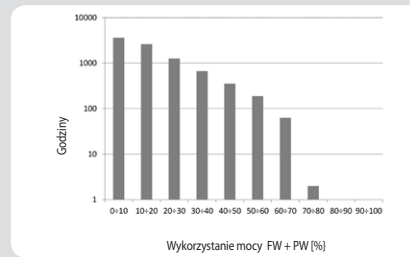
przez wszystkie farmy wiatrowe na obszarze operatora osiągała wartość z przedziału 80–90% mocy zainstalowanej. Z kolei przez ponad 6000 godzin w roku generacja w instalacjach fotowoltaicznych nie przekroczyła 10% mocy zainstalowanej, a tylko przez około 100 godzin w roku moc generowana osiągała wartość wyższą od 60% mocy zainstalowanej.



Rys. 5. Współczynniki korelacji dla a) generacji elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych, b) generacji elektrowni wiatrowych i zapotrzebowania systemu oraz c) generacji siłowni fotowoltaicznych i zapotrzebowania systemu – opracowanie własne na podstawie danych [1, 2]

Na rys. 6 przedstawiono rozkład godzinowy wykorzystania mocy w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych. Dla analizowanych danych [1] praktycznie nie przekracza się w skali roku poziomu 70% sumarycznej mocy zainstalowanej w rozpatrywanych źródłach OZE.

Dodatkowo, stosując metodologię obliczeń przedstawioną w pracach [4, 14], można w przybliżeniu określić optymalny, w kontekście miesięcznych zmian zapotrzebowania KSE, *mix* generacji w źródłach typu OZE⁴, przy jednoczesnym założeniu stałego poziomu generacji w pozostałych elektrowniach konwencjonalnych. W metodologii tej definiuje się wielkość $D(t)$, która określa niezbilansowanie zapotrzebowania systemu



Rys. 6. Rozkład godzinowy wykorzystania sumarycznej mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych, w latach 2011–2012, źródło: opracowanie własne wg danych [1]

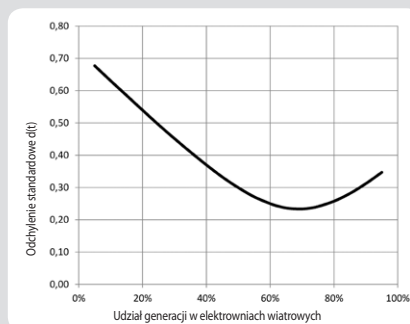
i produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych oraz fotowoltaicznych w danym miesiącu [4,14]:

$$D(t) = a \frac{W(t)}{\bar{W}} + b \frac{S(t)}{\bar{S}} - \frac{L(t)}{\bar{L}} \quad (2)$$

Wielkości \bar{L} , \bar{W} i \bar{S} we wzorze (2) są uśrednionymi wartościami miesięcznego zapotrzebowania oraz miesięcznej generacji energii elektrycznej, odpowiednio w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych na przestrzeni analizowanych lat. Współczynniki oraz określają udział w produkcji energii elektrycznej z OZE odpowiednio elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych.

Na rys. 7 przedstawiono zmiany wartości odchylenia standardowego niezbilansowania systemu w funkcji udziału procentowego produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych. Przeprowadzona analiza na bazie danych produkcyjnych z lat 2011–2012 w warunkach zbliżonych do polskich wskazuje, że optymalny udział produkcji w elektrowniach wiatrowych powinien wynosić w przybliżeniu 70%, zaś w elektrowniach fotowoltaicznych około 30% całkowitej generacji OZE. Są to wartości zbliżone do prezentowanych w pracy [4], gdzie dla obszaru całej Europy prognozuje się średnie udziały równe odpowiednio 60% i 40%.

Przyjmując, że wskaźnik produktywności elektrowni wiatrowych wynosi 25%,



Rys. 7. Odchylenie standardowe niezbilansowania systemu – $D(t)$

a elektrowni fotowoltaicznych 10%, można z grubsza oszacować, że poziom mocy zainstalowanych w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym powinien być w przybliżeniu sobie równy. Taka struktura wytwarzania energii elektrycznej, w krajowych warunkach wietrzności i nasłonecznienia wydaje się najbardziej dopasowana do aktualnego zapotrzebowania KSE.

4. Wnioski

W artykule przeanalizowano zmienność wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych i słonecznych w systemie elektroenergetycznym na obszarze Niemiec graniczącym z Polską. Korelacja pomiędzy średnią mocą generowaną przez elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne jest dla tego obszaru zauważalna w przypadku rozpatrywania dłuższego przedziału czasowego, tj. tygodni i miesięcy. Dlatego też dla mniejszych przedziałów czasowych, rzędu godzin lub dni, rozwiązania dla stabilnej i przewidywalnej generacji ze źródeł odnawialnych należy upatrywać w możliwości zastosowania różnego rodzaju magazynów energii. Dotyczy to szczególnie energetyki wiatrowej, która z racji trudniejszego prognozowania może w krótkich przedziałach czasu silnie wpływać na systemy elektroenergetyczne. Analizując dostępne dane, zauważa się, że w skali roku maksymalne wykorzystanie sumarycznej mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych praktycznie nie przekracza 70%. Dodatkowo, porównując aktualne zapotrzebowanie krajowego systemu na energię elektryczną oraz dane dotyczące produkcji z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych na terenie operatora 50Hertz, wydaje się, że optymalny *mix* wytwarzania energii w Polsce będzie zapewniony przy równej w przybliżeniu mocy zainstalowanej w obu typach elektrowni.

Bibliografia

1. <http://www.50hertz.com>
2. <http://www.pse-operator.pl>
3. <http://www.ure.gov.pl>
4. Heide D. i in., Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe, *Renewable Energy* (2010), doi:10.1016/j.renene.2010.03.012
5. Hoicka, C.E., Rowlands I.H., Solar and wind resource complementarity: Advancing options for renewable electricity integration in Ontario, Canada, *Renewable Energy* 2011, No. 36, s. 97–107, doi:10.1016/j.renene.2010.06.004.
6. Holttinen H., Optimal electricity market for wind power, *Energy Policy* 2004, No. 33, s. 2052–2063, doi:10.1016/j.enpol.2004.04.001.
7. Holttinen H., Impact of hourly wind power variations on the system operation in the Nordic countries, *Wind Energy* 2005, No. 8, s. 197–218, doi:10.1002/we.143.
8. Holttinen H., Hourly wind power variations in the Nordic countries, *Wind Energy* 2005, No. 8, s. 173–195, doi:10.1002/we.144.

⁴ Przy ograniczeniu rozważań wyłącznie do elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych.

9. Lubośny Z., Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, Warszawa 2009.
10. Notton G. i in., Integration limit of renewable energy systems in small electrical grid, *Energy Procedia* 2011, No. 6, s. 651–665, doi:10.1016/j.egypro.2011.05.075.
11. Nykamp S. i in., Statistics for PV, wind and biomass generators and their impact on distribution grid planning, *Energy* 2012, No. 45, s. 924–932, doi:10.1016/j.energy.2012.06.067.
12. Schleiche-Tappeser R., How renewables will change electricity markets in the next five years, *Energy Policy* 2012, No. 48, s. 64–75, doi:10.1016/j.enpol.2010.04.042.
13. Solomon A.A., Faiman D., Meron G., Grid matching of large-scale wind energy conversion systems, alone and in tandem with large-scale photovoltaic systems: An Israeli case study, *Energy Policy* 2010, No. 38, s. 7070–7081, doi:10.1016/j.enpol.2010.07.026.
14. Tsuchiya H., Electricity supply largely from solar and wind resources in Japan, *Renewable Energy* 2012, No. 48, s. 318–325, doi:10.1016/j.renene.2012.05.011.
15. Widen J., Correlations between future wind and solar power generation in Sweden, 3rd International Scientific Conference on Energy Systems with IT, Alvsjo, Sweden, March 16–17, 2010.

Rafał Hryziński

mgr inż.

ENERGA SA

e-mail: rafal.hryzinski@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Opolskiej (2000), podyplomowego studium menedżerskiego Zarządzanie firmą na rynku Unii Europejskiej w Szkole Głównej Handlowej (2004), studium podyplomowego Politechniki Śląskiej Rynki energii elektrycznej, ciepła i gazu oraz innych usług infrastrukturalnych w gminach (2005) oraz podyplomowego studium Podstawy energetyki jądrowej na Politechnice Gdańskiej (2011). W 2007 roku uzyskał uprawnienia do zasiadania w radach nadzorczych w spółkach Skarbu Państwa. Uczestnik Master of Business Administration dla firm sektora energetycznego – studiów prowadzonych przez Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów we współpracy z IAE Aix-en-Provence Graduate School of Management jako instytucją walidującą. Od początku kariery zawodowej związany z energetyką. W Grupie ENERGA od 2000 roku, w ENERGA SA od 2008 roku, obecnie na stanowisku dyrektora departamentu programowania inwestycji. W latach 2002–2009 członek zarządu Stowarzyszenia Elektryków Polskich i Naczelnej Organizacji Technicznej w Płocku. Od 2011 roku zastępca redaktora naczelnego kwartalnika naukowego *Acta Energetica*.

Specjalizuje się w zagadnieniach technicznych i biznesowych związanych z sektorem energetycznym, szczególnie dotyczących przetwarzania energii i dystrybucji energii.

Michał Karcz

dr inż.

ENERGA SA

e-mail: michal.karcz@energa.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Oceanotechniki i Okrętownictwa Politechniki Gdańskiej w Katedrze Automatyki Okrętowej i Napędów Turbinowych (1998). Do 2012 roku pracownik naukowy w Zakładzie Konwersji Energii w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN. Obecnie pracuje w ENERGA SA na stanowisku głównego specjalisty ds. rozwoju. Jest autorem i współautorem artykułów naukowych z dziedziny mechaniki, termodynamiki oraz energetyki, opublikowanych w kraju i za granicą. Specjalizuje się w zagadnieniach technicznych dotyczących głównie wytwarzania energii elektrycznej.

Marcin Lemański

dr inż.

ENERGA SA

e-mail: marcin.lemanski@energa.pl

Absolwent Technikum Mechanicznego w Świeciu nad Wisłą (1997). Studia magisterskie o specjalności systemy i urządzenia energetyki cieplnej ukończył na Wydziale Mechanicznym Politechniki Gdańskiej (2002). Od 2002 roku przez kolejnych dziesięć lat był związany z Polską Akademią Nauk, gdzie pracował jako specjalista, asystent i adiunkt. Od 2012 roku kieruje Działem Technicznym w ENERGA SA. Współautor artykułów naukowych z dziedziny termodynamiki i energetyki. Jego główny obszar zainteresowań to konwencjonalne i alternatywne źródła energii, takie jak: ogniwa paliwowe, układy hybrydowe, geotermalne siłownie binarne, turbiny gazowe itd.

Karol Lewandowski

mgr inż.

ENERGA SA

e-mail: karol.lewandowski@energa.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2006). Do 2012 roku pracował na stanowisku inżyniera elektryka w firmie Det Norske Veritas Poland. Od 2012 roku zatrudniony jest w ENERGA SA na stanowisku głównego specjalisty ds. rozwoju. Jego obszar zainteresowań to energetyka odnawialna oraz integracja OZE z siecią elektroenergetyczną.

Sebastian Nojek

mgr inż.

ENERGA SA

e-mail: sebastian.nojek@energa.pl

Absolwent Wydziału Mechanicznego Politechniki Gdańskiej (1995), dyplom inżyniera uzyskał w specjalności mechanika i budowa maszyn. Ponadto absolwent podyplomowego studium prawnomenedżerskiego Politechniki Gdańskiej (1996). Ukończył również Wydział Zarządzania Uniwersytetu Gdańskiego, uzyskując tytuł magistra w specjalności zarządzanie rozwojem przedsiębiorstwa (2011). Od początku kariery zawodowej związany z energetyką: wieloletni pracownik Elektrociepłowni Elbląg, od 2008 roku pracownik ENERGA SA. Posiada certyfikaty z zakresu zarządzania programami i projektami. Uczestniczył w pracach wielu zespołów projektowych, udzielając wsparcia merytorycznego przy opracowaniu założeń do budowy obiektów wytwarzających energię.