

# Area-Wide Management of a Significant Wind Generation as a Way to Ensure a Safe Grid Operation

## Authors

Michał Bajor  
 Robert Jankowski  
 Grzegorz Widelski

## Keywords

wind generation, optimization

## Abstract

The paper presents a new approach to the problem of optimizing wind generation distribution in cases of overloads in the grid caused by high level of wind generation. The approach is based on a modified and enhanced version of a genetic algorithm presented at the previous “Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” (APE) [*Present-Day Problems of Power Engineering*] conference in 2011. The idea of coherent a grid nodes is introduced in order to optimize generation levels for groups of wind farms instead of individual wind farms, enabling grid operators to distribute power reduction among wind farms in a more equal manner, which can result in enabling larger wind generation penetration in grid with low transmission capacities. The test results as well as results obtained using the algorithm for a real-life, large-scale case are also presented.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014302**

## 1. Introduction

Interest in investment in the wind energy sector in Poland has grown considerably in recent years, resulting in the current development state of this branch of power generation – a very large number of wind farm projects contracted and with interconnection terms and conditions issued or agreements concluded. At the end of January 2013 wind farms with total installed capacity of about 2,300 MW were connected to the Polish Power System (KSE) [1]. The total rated power of farms granted the terms and conditions for their interconnection with the grid, however, has been growing in recent years at an extremely high rate, from ca. 4,000 MW at the beginning of 2008 to over 12,000 MW at the end of 2009, currently amounting to over 20,000 MW.

The power generation development is significantly hindered by the relatively weak growth of the power grid in the northern part of Poland, where, owing to the most favourable weather (the best wind) conditions, most of the proposed wind farms will be located. In view of the current transmission grid development stage, the biggest issue is the export of the excess power generated in northern Poland. It should also be noted that in this area the 110 kV distribution grid operates in parallel to the transmission grid, which results partly from the poor development of the transmission grid and necessitates a large number of 110 kV line connections between transmission substations. Since the permissible continuous current-carrying capacities of a significant number of distribution lines are low, the danger of overloading these lines is one of the major constraints to the

development of wind energy generation, since a large part of the planned farms will be connected to the 110 kV grid.

The dates of completion of major projects, both in the transmission and distribution grids, scheduled in individual operators’ grid development plans, are in most cases later than the dates of power generation start at the wind farms (according to the investors’ plans and interconnection agreements). Interconnecting wind farms with sizeable outputs without prior completion of the most significant grid projects may result in problems regarding safe operation of the grid (mainly related to line overloads).

## 2. Description of the method

The natural variability of wind farms’ outputs, and the large scale of their presence in modern power systems, in many cases combined with locations of their interconnections with the grid that are non-optimal from the point of view of system operation, make wind generation one of the key aspects that determine both the grid’s development plans and its current management. A common practice of many operators is to reduce the permissible wind generation output to a level which is safe in situations where the wind farms’ larger output might otherwise threaten the system operation’s safety. This raises the issue of defining “safe wind generation output”, and determining it in such a way as to ensure the maximum possible use of the available wind generation capacity (i.e. the minimum of necessary reductions) while eliminating the risk of overloading.

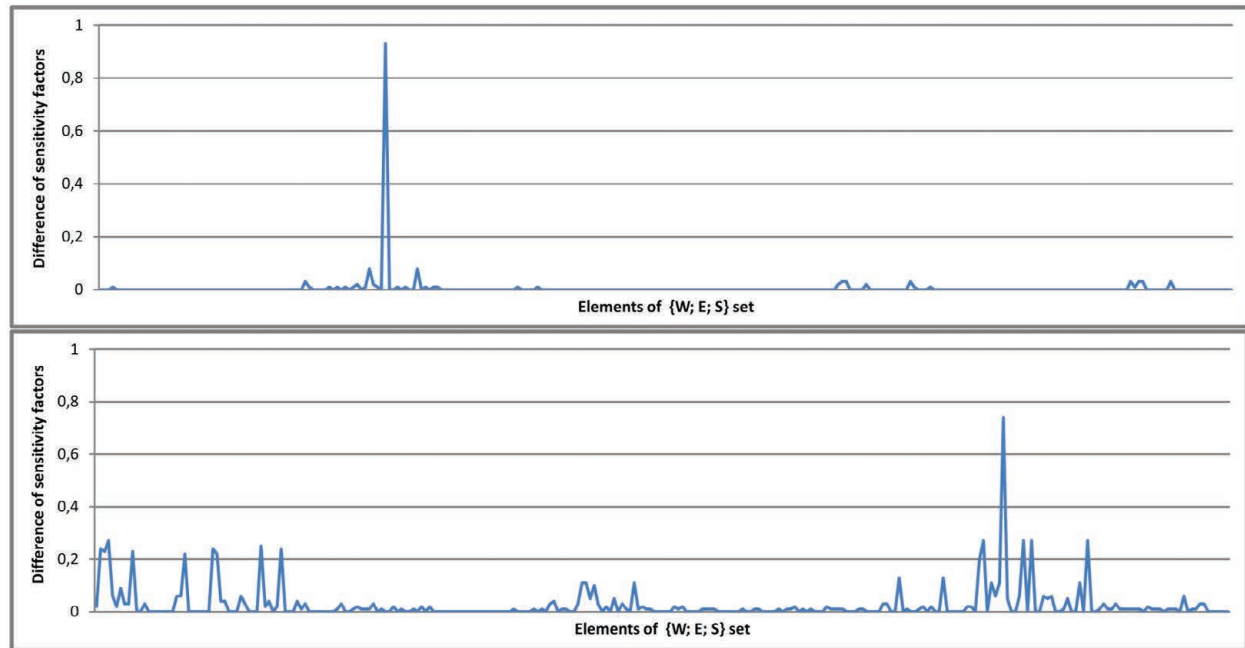


Fig. 1. Example of a pair of nodes with a high (above) and low (below) correlation degree

At the previous APE '11 conference the authors presented an innovative application of the genetic algorithm to optimize output power reduction distribution among individual wind farms, when their output has to be limited [2]. The proposed approach ensured the minimum aggregate reduction of wind farms output by optimizing the individual farm outputs. This algorithm has a drawback, however, which is important from the point of view of wind farm operators – the optimization may result in uneven reduction in the outputs of farms close to each other, which may be perceived as unfair treatment of individual entities. The new task is therefore to develop a method for a more uniform, yet still effective (i.e. minimizing the limitations), reduction of wind farm outputs in overload emergencies, i.e. such a modification of the algorithm presented in [2], which will allow obtaining more fair – from the point of view of wind farm operators – results.

More uniform reduction of wind farm outputs in overload emergencies can be achieved by optimizing the outputs of wind farm groups instead of individual farms. The concept of such an approach was presented by the authors at the CIGRE session in 2012 [3].

Farms are grouped based on their impact on loadings of grid elements. A single group includes farms with a similar impact. The algorithm's first, deterministic and a priori executed step is to identify groups of substations (grid nodes) coherent in terms of the impact of the farms connected to it on loadings of grid elements. To determine this impact, sensitivity factors of individual elements (lines, transformers) to changes in power input to the grid nodes are used. On the basis of a set of the sensitivity factors determined for all nodes, grid elements, and grid operating conditions, correlation indices are calculated for each pair of nodes. On the basis of a matrix of the correlation indices calculated for all pairs of nodes, groups of coherent nodes, and finally

groups of wind farms connected to these nodes are identified. A more detailed description of the algorithm to create coherent groups of nodes is presented in [4]. Fig. 1 illustrates the concept of power grid nodes' coherence in terms of the impact of the power input connected to them on loadings. The graphs show differences between the respective sensitivity factors for two pairs of nodes; for a pair of well correlated nodes almost all differences are zero, in contrast to a pair of nodes with a low degree of correlation.

Further analyses are subject to the assumption that all wind farms in the same group are assigned the same (expressed as a fraction of the rated power) output power reduction rate. For this purpose an implementation of a genetic algorithm is used, which aims to maximize the aggregate wind generation output (and thus minimize reductions) while ensuring the grid's safe operation (eliminating overloads), like in [2]. Such an approach to wind farm output reduction in the event of a threat to the grid operation safety is more equitable from the farm operators' point of view.

A general workflow of the new algorithm is shown schematically in Fig. 2.

The presented algorithm concept has been implemented on a Java programming platform as a modified and extended version of the programme presented in [2]. In the new implementation, a single specimen represents a distribution of the wind farm groups output levels, not, as previously, output levels of individual farms. The developed software uses an external load flow calculation engine. The inputs are: a file in standard PTI format which contains a model of the power system, a list of the analysed system states (outages), and a list of the groups of wind farms obtained from the previous, deterministic steps of the process, which have also been implemented in the form

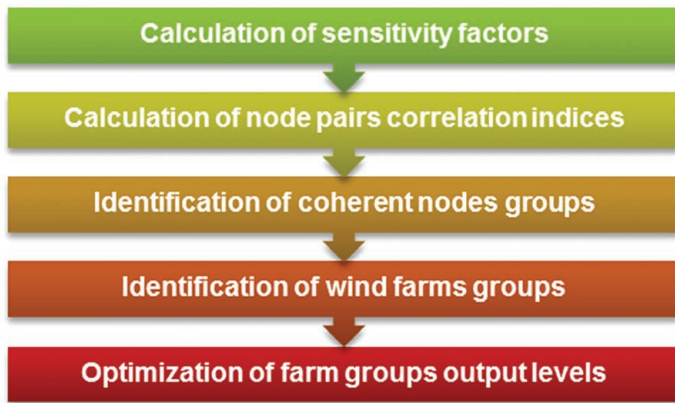


Fig. 2. Optimization process workflow

of a computer software. The result of the optimization process is – in each iteration – a list of the output powers of all groups of farms (expressed as a fraction of the rated power), and a list of overloads, if any, observed in the analysed part of the system for a given distribution of wind farm power levels.

### 3. Results

#### 3.1. Test case

In order to verify the algorithm's performance, calculations were made for a test case, and the results were then compared with those obtained using other methods, in particular using the original approach of optimizing individual wind farms.

The power system model created for the tests included both a transmission grid (400 kV and 220 kV) and a distribution grid (110 kV) with several hundred nodes and lines. The total capacity of 128 installed wind farms deployed in different parts of the system amounted to over 5700 MW. As a result of the wind farm's grouping, they were divided into 19 different groups, the largest of which consisted of 18 farms. In the base case, when the grid operates with no outages and all farms generate power at rated level, 12 overloads were recorded of up to 180% of the permissible continuous current-carrying capacities, including 3 overloads in the transmission grid.

The minimum wind farm output power reduction that eliminates the overload risk was determined using three different methods:

- optimization of wind farm group outputs (the new approach presented in this paper)
- optimization of individual wind farm outputs (the original approach)
- equal reduction of the outputs of all farms in the test area.

The results are presented in Tab. 1.

The total capacity of wind generation output determined by the new algorithm was close to 3800 MW (ca. 66% of the installed capacity) and was negligibly smaller than that obtained using the original algorithm (optimizing the generation outputs of individual wind farms). The difference is only 13 MW, i.e. less than 0.5%. In either case no grid element was overloaded.

Method	Total power [MW]	Total power [% P <sub>n</sub> ]
Equal reduction	3228	56.2
Optimization (farms)	3805	66.4
Optimization (groups)	3792	66.2

Tab. 1. Comparison of results obtained using different methods

Overload elimination by equal reduction of the outputs of all wind farms requires limiting their outputs to ca. 56% of the rated power (the total output power of the wind generation is then ca. 3200 MW).

Fig. 3 shows a comparison of the results obtained using the three different methods. The outputs (expressed as a fraction of the rated power) of individual wind farms are represented by light green bars, the outputs of corresponding groups – by dark green bars, and the maximum output available in the case of equal reductions – by the red horizontal line. In order to increase the chart's legibility, results are shown for some of the analysed wind farms only.

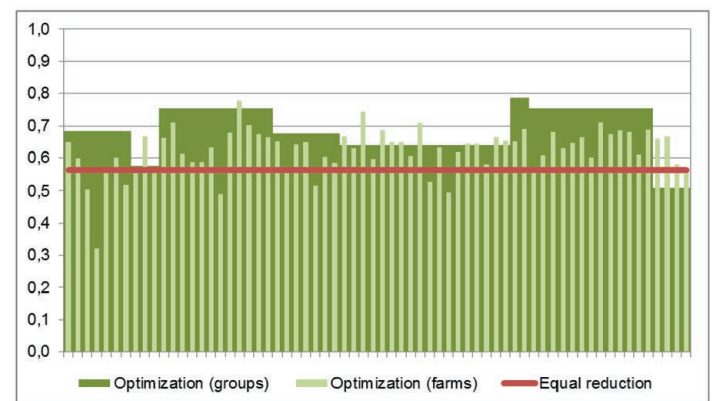


Fig. 3. Comparison of wind farm outputs obtained by the three different methods

#### 3.2. Results for KSE model

The described method was used in the study "A concept of the operation of EHV transmission grid and 110 kV distribution grid as closed grids in the northern Poland" developed by the Institute of Power Engineering, Gdańsk Division, and commissioned by ENERGA-OPERATOR SA [5]. One of the study tasks was to determine the maximum wind generation output that does not endanger the transmission and distribution safe grid operations, taking into account the option of uneven wind generation power output in different grid areas.

The coherent nodes were grouped on the basis of a study completed by the Institute of Power Engineering, Gdańsk Division for ENERGA-OPERATOR SA [6]. The groups are shown on the background of the ENERGA-OPERATOR SA 110 kV grid in Fig. 4.

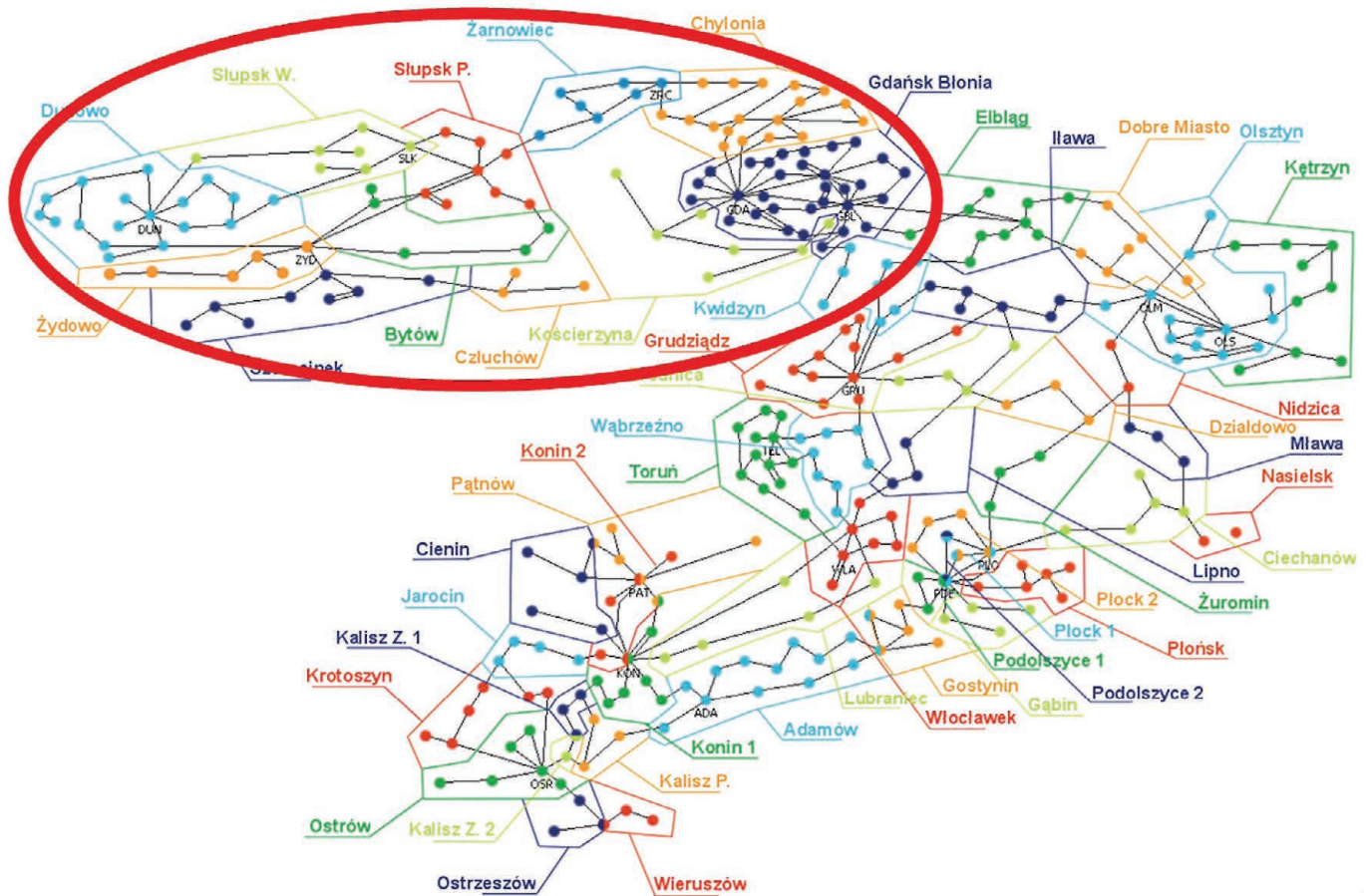


Fig. 4. Graphic rendering of coherent node groups in the area of ENERGA-OPERATOR SA operation

The wind generation's maximum acceptable outputs were determined for the planned development stage of the system. While the intended wind generation capacity growth was known for both the concerned and adjacent areas, the 110 kV development plans were known in the area of ENERGA-OPERATOR SA operation only. That's why in the determination of the maximum wind generation output in the analysed area, a fixed percentage share was assumed of the power generated by the wind farms connected or planned for connection to the grid in adjacent areas.

The charts show some of the results obtained in one of the studied variants for the area marked with a red ellipse in Fig. 4. GW50 and GW60 denote the generation outputs (50% and 60% of the rated power) in the area adjacent to the analysed one. Due to the conditions described in the introduction and related to the limited capacity of surplus power transfer from the northern part of KSE, the total power determined for the entire area of the northern part of KSE was very stable, meaning that at a higher power generated in an adjacent area, a lower allowable power was obtained for the examined area. For the present portion of the system, this value decreased from 51% for GW50 to 48% for GW60% for (dashed horizontal lines in Fig. 5).

The acceptable generation output distribution was diverse, in relative – from 29% (Dunowo group) to 90% (Gdańsk group), and absolute (Fig. 6) values alike.

The presented results show that some areas are more sensitive to changes in power in an adjacent area, which refers mainly to farms clustered near strong transmission grid nodes (e.g. Gdańsk and Żarnowiec groups), while some other areas are characterized by a stable level of designated power, which may indicate the local nature of constraints or the area's location, deep in the system, and a lesser share of the generation in overloadings caused by the transfer of excess power from the northern part of KSE.

#### 4. Final conclusions

The test results show that the proposed approach allows achieving results of a very similar quality (i.e. similar total wind generation after the reduction) as the original solution.

Of many new advantages the most important one is the more even distribution of reductions between wind farms that are close to each other, which may significantly contribute to improvement in farm operators' acceptance of the restriction imposing procedure. Other benefits include a reduced number of optimized variables (groups instead of single farms), which shortens the time needed for the calculation, and easier implementation of the solution in network operation management procedures. The proposed algorithm may therefore become a useful tool for managing a distribution grid with a large share of wind power generation and limited power transmission capacity, and thus may help to facilitate greater penetration of wind generation.

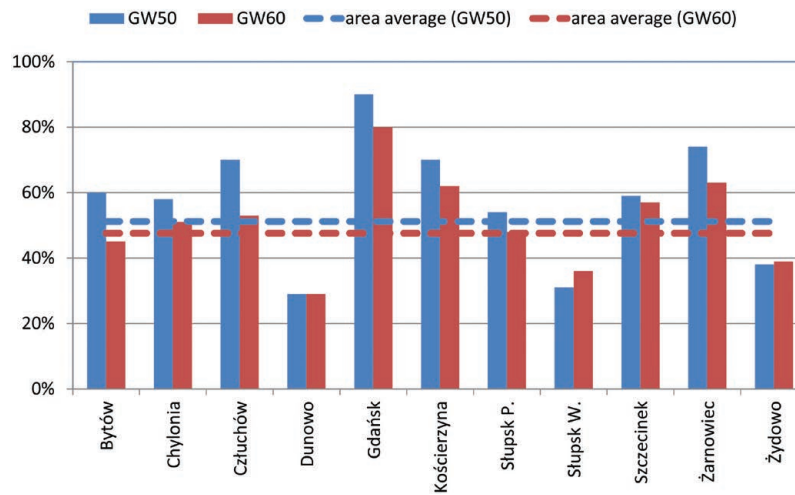


Fig. 5. Comparison of wind generation output levels [%] determined for groups at different wind generation output levels in adjacent area

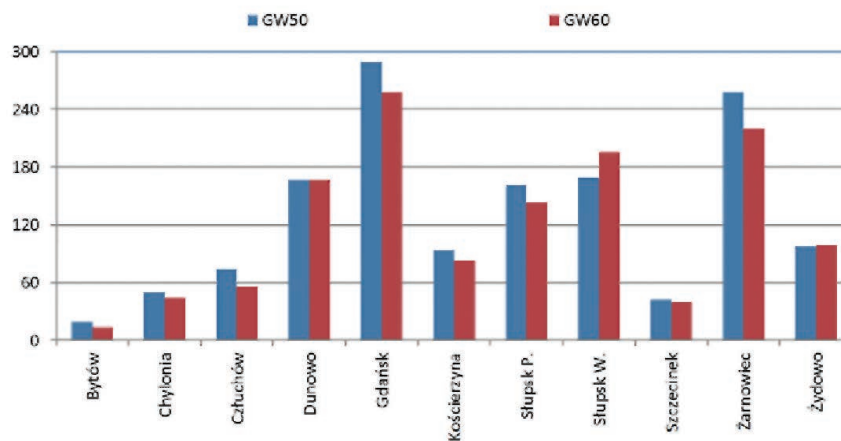


Fig. 6. Comparison of wind generation output levels [MW] determined for groups at different wind generation output levels in adjacent area

The presented method was validated during simulations for the purpose of grid development planning in the northern part of Poland. Tests performed on a complex, large-scale real-life problem provided valuable information on the method's performance, reliability, fault tolerance, and quality of solutions that will be used for its further development.

#### REFERENCES

1. URE Energy Regulatory Office website [online], <http://www.ure.gov.pl>.
2. Bajor M., Bezpieczna praca systemu o ograniczonych zdolnościach przesyłowych w sytuacji wysokiej generacji wiatrowej [Safe operation of a system with limited transmission capacity under the condition of large wind generation output], The Jubilee XV. International Scientific Conference "Current Problems in Power Engineering", Jurata, 8–10 June 2011.
3. Bajor M., Jankowski R., Madajewski K., Wind generation management in the distribution network, 44th CIGRE Session, Paris, 26–31 August 2012.
4. Bajor M., Ziolkowski P., Widelski G., Wyznaczanie dostępnych mocy przyłączeniowych [Determination of available connection powers], *Energia Elektryczna* 2012, issue 3, pp. 14–16.
5. Institute of Power Engineering, Gdańsk Division, Konceptcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej dla Polski Północnej [A concept of the operation of LV transmission grid and 110 kV distribution grid as closed grids in the northern Poland], Gdańsk, 2012.
6. Institute of Power Engineering, Gdańsk Division, Wyznaczanie grup węzłów koherentnych ze względu na wpływ przyłączanej generacji na obciążenia w sieci 110 kV ENERGA-OPERATOR SA [Identification of groups of grid nodes coherent in terms of the impact of the farms connected to it on loads in the ENERGA-OPERATOR SA 110 kV grid], Gdańsk, 2011.

---

**Michał Bajor**

Institute of Power Engineering Gdańsk Division

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

Graduated from the Gdańsk University of Technology, Department of Computer Architecture, specializing in distributed computing. Currently working as an Assistant Researcher in the Institute of Power Engineering in Gdańsk, Poland. Participated in numerous wind farm grid connection studies, as well as in other studies concerning the impact of wind farms on the electrical system and other types of grid studies. The main areas of his interest include probabilistic aspects of wind generation impact on the power system and non-deterministic computational methods of optimization of various aspects of grid operation.

**Robert Jankowski**

Institute of Power Engineering Gdańsk Division

e-mail: r.jankowski@ien.gda.pl

Graduated in power engineering from the Faculty of Electrical Engineering of Gdańsk University of Technology. Now a researcher in the Automatics and Systemic Analyses Department at the Institute of Power Engineering Gdańsk Division. The area of his interest includes issues related to power system development planning and operations management in the presence of wind generation.

**Grzegorz Widelski**

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 Gdańsk University of Technology, Faculty of Electrical Engineering and Automation. He completed postgraduate studies in power distribution system management at his alma mater, and MBA studies at Gdańsk Foundation for Managers Development.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 17–22. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Obszarowe zarządzanie dużą generacją wiatrową w kontekście zapewnienia bezpiecznej pracy sieci

**Autorzy**  
 Michał Bajor  
 Robert Jankowski  
 Grzegorz Widelski

**Słowa kluczowe**  
 generacja wiatrowa, optymalizacja

### Streszczenie

Autorzy prezentują nową metodę wyznaczania optymalnego rozkładu generacji wiatrowej, opartą na rozwinięciu algorytmu genetycznego – prezentowanego podczas konferencji „Aktualne Problemy w Energetyce” w 2011 roku (APE) – o ideę koherentnych węzłów sieci. Metoda pozwala na bardziej równomierne rozłożenie redukcji mocy między pobliskie farmy, przy jednoczesnym zachowaniu zalet oryginalnego podejścia. Nowy algorytm optymalizuje poziomy generacji zdefiniowanych *a priori* grup farm. W artykule prezentowane są również wyniki uzyskane za pomocą algorytmu w trakcie symulacji przewidywanej pracy sieci północnej Polski w horyzoncie kilku lat.

### 1. Wprowadzenie

Zainteresowanie inwestycjami w energetykę wiatrową w Polsce na przestrzeni ostatnich lat znacząco wzrosło, czego skutkiem jest obecny stan rozwoju tej gałęzi wytwarzania energii – bardzo duża liczba projektów farm wiatrowych, dysponujących już warunkami przyłączenia czy też podpisanymi umowami przyłączeniowymi. Z końcem stycznia 2013 roku do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) była przyłączana generacja wiatrowa o łącznej mocy zainstalowanej równej ok. 2300 MW [1]. Łączna moc znamionowa farm posiadających wydane warunki przyłączenia do sieci wzrastała jednak w ostatnich latach niezwykle szybko, od ok. 4000 MW na początku 2008 roku do ponad 12 000 MW pod koniec 2009 roku, obecnie przekraczając 20 000 MW.

Faktem znacząco utrudniającym rozwój energetyki wiatrowej jest stosunkowo słaby poziom rozwoju sieci elektroenergetycznej w północnej części kraju, gdzie ze względu na najbardziej korzystne warunki meteorologiczne (najwyższy poziom wietrzności) zlokalizowana jest większość projektowanych farm wiatrowych. W obliczu obecnego poziomu rozwoju sieci przesyłowej problem stanowi wyprowadzenie nadmiaru generowanej na północy Polski mocy. Trzeba mieć również na uwadze, że w tym obszarze sieć dystrybucyjna 110 kV pracuje równolegle do sieci przesyłowej, co wynika z faktu słabego rozwoju sieci przesyłowej, wymuszającego istnienie dużej liczby połączeń między stacjami przesyłowymi z użyciem linii 110 kV.

Ponieważ znaczna liczba linii sieci dystrybucyjnej charakteryzuje się niskimi wartościami dopuszczalnej długotrwałej obciążalności, niebezpieczeństwo wystąpienia przeciążeń tych linii jest jednym z najpoważniejszych ograniczeń dla rozwoju energetyki wiatrowej, jako że duża część planowanych farm ma zostać przyłączona do sieci 110 kV. Przewidywane w planach rozwoju poszczególnych operatorów daty zakończenia ważnych inwestycji, zarówno w sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej, są w większości przypadków późniejsze niż prawdopodobne daty rozpoczęcia generacji mocy

przez farmy wiatrowe (zgodnie z planami inwestorów, a także umowami przyłączeniowymi). Przyłączenie znaczącej generacji wiatrowej bez wprowadzenia najistotniejszych inwestycji sieciowych może skutkować zagrożeniem wystąpienia problemów dotyczących zapewnienia bezpiecznej pracy sieci (przede wszystkim związanych z przeciążeniami linii).

### 2. Opis metody

Naturalna zmienność generacji wiatrowej oraz znaczna skala jej obecności we współczesnych systemach elektroenergetycznych, w licznych przypadkach połączona z nieoptymalnymi z punktu widzenia pracy systemu punktami przyłączenia do sieci, sprawia, że generacja wiatrowa staje się jednym z kluczowych aspektów determinujących zarówno plany rozwoju sieci, jak i bieżące prowadzenie ruchu. Powszechną praktyką, stosowaną przez licznych operatorów, jest ograniczanie dopuszczalnego poziomu generacji wiatrowej do poziomu bezpiecznego w sytuacjach, gdy znaczna moc generowana przez farmy wiatrowe może zagrażać bezpieczeństwu systemu. Pojawia się zatem problem zdefiniowania „bezpiecznego poziomu” generacji mocy przez farmy wiatrowe oraz określenia go w taki sposób, aby zapewnić maksymalne możliwe wykorzystanie dostępnej generacji wiatrowej (a więc minimalizację koniecznych redukcji) przy jednoczesnej eliminacji zagrożenia wystąpienia przeciążeń.

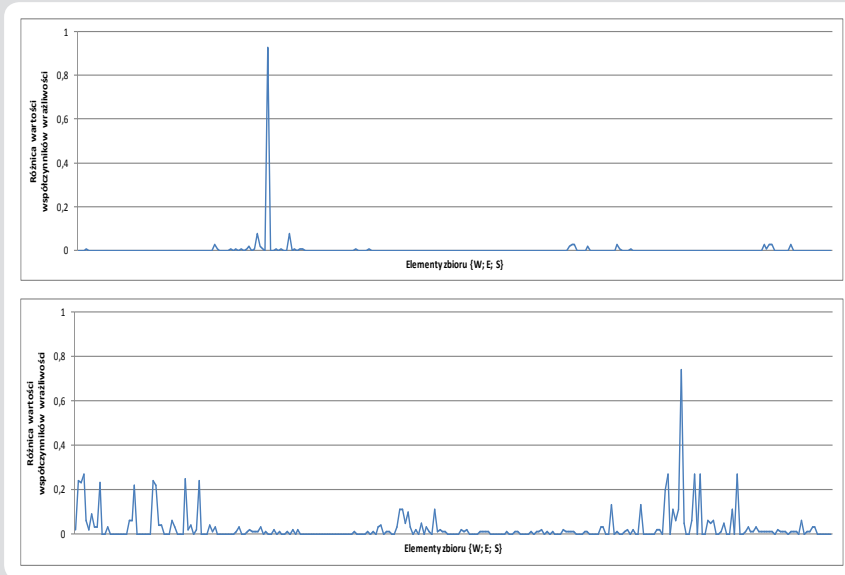
Podczas poprzedniej konferencji APE '11 autorzy zaprezentowali innowacyjne zastosowanie algorytmu genetycznego w celu optymalizacji rozkładu redukcji mocy pomiędzy poszczególnymi farmy wiatrowe w sytuacji, gdy konieczne są ograniczenia generacji wiatrowej [2]. Proponowane podejście zapewniało minimalizację łącznej redukcji mocy z farm wiatrowych poprzez optymalizację poziomów generacji pojedynczych farm. Algorytm ten posiada jednak istotną z punktu widzenia operatorów farm wiatrowych wadę – wynikiem optymalizacji może być nierówna redukcja poziomów mocy farm położonych blisko siebie, co może być odebrane jako niesprawiedliwe traktowanie poszczególnych podmiotów.

Nowym zadaniem jest więc opracowanie metody bardziej równomiernej, a przy tym wciąż efektywnej (tzn. minimalizującej ograniczenia) redukcji poziomów generacji farm wiatrowych w stanach zagrożenia przeciążeniami, czyli takiej modyfikacji algorytmu przedstawionego w [2], która umożliwi uzyskanie bardziej sprawiedliwych – z punktu widzenia operatorów farm wiatrowych – wyników.

Bardziej równomierna redukcja mocy generowanej przez farmy wiatrowe w przypadku zagrożenia przeciążeniami może zostać osiągnięta poprzez optymalizację poziomów generacji grup farm wiatrowych zamiast pojedynczych farm. Koncepcja takiego podejścia została przedstawiona przez autorów podczas sesji CIGRE w 2012 roku [3].

Przydział poszczególnych farm wiatrowych do grup odbywa się na podstawie ich wpływu na obciążenia elementów sieciowych, w jednej grupie powinny znaleźć się farmy o podobnym wpływie na obciążenia. Pierwszy, deterministyczny i wykonywany *a priori* etap algorytmu polega na identyfikacji grup stacji (węzłów sieci) koherentnych pod względem wpływu przyłączonej do nich generacji na obciążenia elementów sieciowych. Do określenia tego wpływu używane są współczynniki wrażliwości poszczególnych elementów (linii, transformatorów) na zmianę generacji w węzłach sieci. Na podstawie wyznaczonego zestawu współczynników wrażliwości dla wszystkich węzłów, elementów sieciowych oraz stanów pracy sieci obliczany jest wskaźnik korelacji dla każdej pary węzłów. Na podstawie macierzy wyznaczonych wartości wskaźników korelacji wszystkich par węzłów tworzone są grupy węzłów koherentnych i wreszcie grupy farm wiatrowych przyłączonych do tych węzłów. Szerszy opis algorytmu tworzenia grup węzłów koherentnych znajduje się w [4].

Na rys. 1 zilustrowano ideę koherencji węzłów sieci elektroenergetycznej pod względem oddziaływania przyłączonej do nich generacji na obciążenia. Na wykresach przedstawione są różnice między odpowiednimi wartościami współczynników wrażliwości dla obu węzłów, dla pary węzłów dobrze skorelowanych niemal



Rys. 1. Przykład pary węzłów o wysokim (powyżej) i niskim (poniżej) stopniu korelacji

wszystkie różnice są zerowe, w przeciwieństwie do wartości dla pary węzłów o niskim stopniu korelacji.

Dalsze analizy są prowadzone przy założeniu, że wszystkim farmom wiatrowym należącym do jednej grupy przydzielony zostanie ten sam (wyrażony jako ułamek mocy znamionowej) poziom redukcji generowanej mocy. Do tego celu wykorzystywana jest implementacja algorytmu genetycznego, która ma na celu maksymalizację łącznego poziomu generacji wiatrowej (a więc minimalizację ograniczeń) przy jednoczesnym zapewnieniu bezpiecznej pracy sieci (eliminacji przeciążeń), podobnie jak w [2]. Takie podejście do ograniczania mocy farm wiatrowych w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy sieci jest bardziej sprawiedliwe z punktu widzenia operatorów farm.

Ogólny zarys przebiegu nowego algorytmu przedstawiono schematycznie na rys. 2.

Zaprezentowana koncepcja algorytmu została zaimplementowana na platformie programistycznej Java jako zmodyfikowana i rozszerzona wersja oprogramowania przedstawionego w [2]. W nowej implementacji algorytmu genetycznego pojedynczy osobnik reprezentuje rozkład generacji (poziomy generowanej mocy) grup

farm wiatrowych, a nie, jak poprzednio, pojedynczych farm. Stworzone oprogramowanie korzysta z zewnętrznego silnika obliczeń rozpluwowych. Danymi wejściowymi są plik w standardowym formacie PTI, zawierający model systemu elektroenergetycznego, lista analizowanych stanów systemu (wyłączeń) oraz lista grup farm wiatrowych, otrzymana na podstawie wcześniejszych, deterministycznych etapów procesu, które również zostały zaimplementowane w postaci oprogramowania komputerowego. Wynikiem procesu optymalizacji jest – w każdej iteracji – lista poziomów generacji wszystkich grup farm (wyrażonych jako ułamek mocy znamionowej) oraz lista ewentualnie zanotowanych dla tego rozkładu generacji przeciążeń w obserwowanej części systemu.

### 3. Wyniki

#### 3.1. Przypadek testowy

W celu weryfikacji działania algorytmu wykonano obliczenia dla przypadku testowego, efekty zostały następnie porównane z wynikami uzyskanymi przy użyciu innych metod, w szczególności z wykorzystaniem oryginalnego podejścia, polegającego na optymalizacji pojedynczych farm wiatrowych.

Model systemu elektroenergetycznego stworzony na potrzeby testów obejmował zarówno sieć przesyłową (400 kV i 220 kV), jak i dystrybucyjną (110 kV) o rozmiarze kilkuset węzłów i linii. Łączna moc zainstalowana w 128 farmach wiatrowych, zlokalizowanych w różnych częściach systemu, wyniosła ponad 5700 MW. W wyniku procesu tworzenia grup farm wiatrowych farmy te zostały przydzielone do 19 różnych grup, z których najliczniejsza składała się z 18 farm. W stanie pracy sieci bez wyłączeń i pracy wszystkich farm z mocą znamionową zanotowano 12 przeciążeń o wartości do 180% dopuszczalnej obciążalności, w tym 3 przeciążenia w sieci przesyłowej. Wartość minimalnej redukcji mocy farm wiatrowych zapewniającej eliminację zagrożeń przeciążeniami wyznaczono przy użyciu trzech różnych metod:

- optymalizacji poziomów generacji grup farm wiatrowych (nowe podejście prezentowane w artykule)
- optymalizacji poziomów generacji pojedynczych farm wiatrowych (oryginalne podejście)
- równomiernego ograniczania mocy wszystkich farm na obszarze testowym.

Uzyskane wyniki przedstawiono w tab. 1.

Metoda	Łączna moc [MW]	Łączna moc [% Pn]
Równomierna redukcja	3228	56,2
Optymalizacja (farmy)	3805	66,4
Optymalizacja (grupy)	3792	66,2

Tab. 1. Porównanie wyników uzyskanych przy użyciu różnych metod

Łączna moc generacji wiatrowej, wyznaczona przez nowy algorytm, wyniosła blisko 3800 MW (ok. 66% mocy zainstalowanej) i była pomijalnie mniejsza niż wartość otrzymana przy użyciu oryginalnego algorytmu (optymalizującego poziomy generacji pojedynczych farm wiatrowych). Różnica wyniosła zaledwie 13 MW, a zatem poniżej 0,5%. W obu przypadkach nie zanotowano żadnych przeciążeń elementów sieciowych. Eliminacja przeciążeń poprzez równomierną redukcję mocy wszystkich farm wiatrowych wymaga ograniczenia ich poziomu generacji do ok. 56% mocy znamionowej (łączna moc generacji wiatrowej wynosi wówczas ok. 3200 MW).

Na rys. 3 przedstawiono porównanie wyników otrzymanych po zastosowaniu trzech różnych metod. Poziomy generacji (wyrażone jako ułamek mocy znamionowej) pojedynczych farm wiatrowych są reprezentowane słupkami w jasnozielonym kolorze, poziomy generacji grup, do których należą te farmy – słupkami w kolorze ciemnozielonym, natomiast maksymalny poziom generacji wiatrowej, dostępny w przypadku równomiernej redukcji – czerwoną poziomą linią. W celu zwiększenia czytelności wykresu pokazano wartości jedynie dla części analizowanych farm wiatrowych.

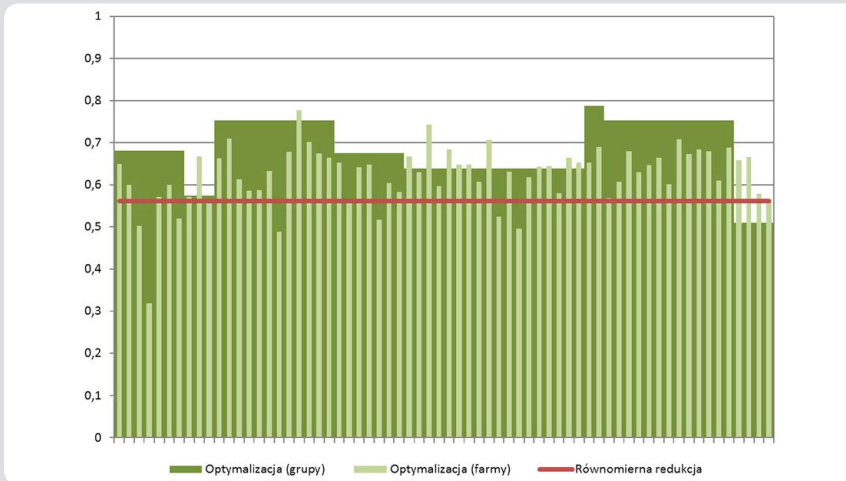
#### 3.2. Wyniki dla modelu KSE

Opisaną metodę wykorzystano przy realizacji pracy „Koncepcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci



Rys. 2. Schemat procesu optymalizacji





Rys. 3. Porównanie poziomów generacji farm wiatrowych uzyskanych w wyniku działania różnych metod

zamkniętej dla Polski Północnej”, realizowanej przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk na zlecenie ENERGA-OPERATOR SA [5]. Jednym z zadań pracy było wyznaczenie maksymalnej generacji wiatrowej niepowodującej zagrożeń w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, przy uwzględnieniu możliwości nierównomiernego wyprowadzenia mocy z generacji wiatrowej w różnych obszarach sieciowych. Grupy węzłów koherentnych przyjęto na podstawie opracowania wykonanego przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk dla ENERGA-OPERATOR SA [6]. Grupy na tle schematu sieci 110 kV ENERGA-OPERATOR SA pokazano na rys. 4. Wyznaczanie maksymalnych dopuszczalnych poziomów generacji wiatrowej wykonano dla planowanego rozwoju systemu.

O ile zamierzenia związane z rozwojem generacji wiatrowej były znane zarówno dla obszaru zainteresowania, jak i obszaru sąsiedniego, to plany rozwoju sieci 110 kV zostały uwzględnione tylko na obszarze działania ENERGA-OPERATOR SA. Dlatego przy wyznaczaniu maksymalnego poziomu generacji wiatrowej na analizowanym obszarze przyjmowano stały procentowy poziom mocy generowanej przez farmy wiatrowe przyłączone lub planowane do przyłączenia do sieci na obszarach ościennych.

Na wykresach przedstawiono część wyników uzyskanych w jednym z badanych wariantów dla obszaru zaznaczonego czerwoną elipsą na rys. 4. Jako GW50 i GW60 oznaczono poziomy generacji (50% i 60% mocy znamionowej) na obszarze ościennym

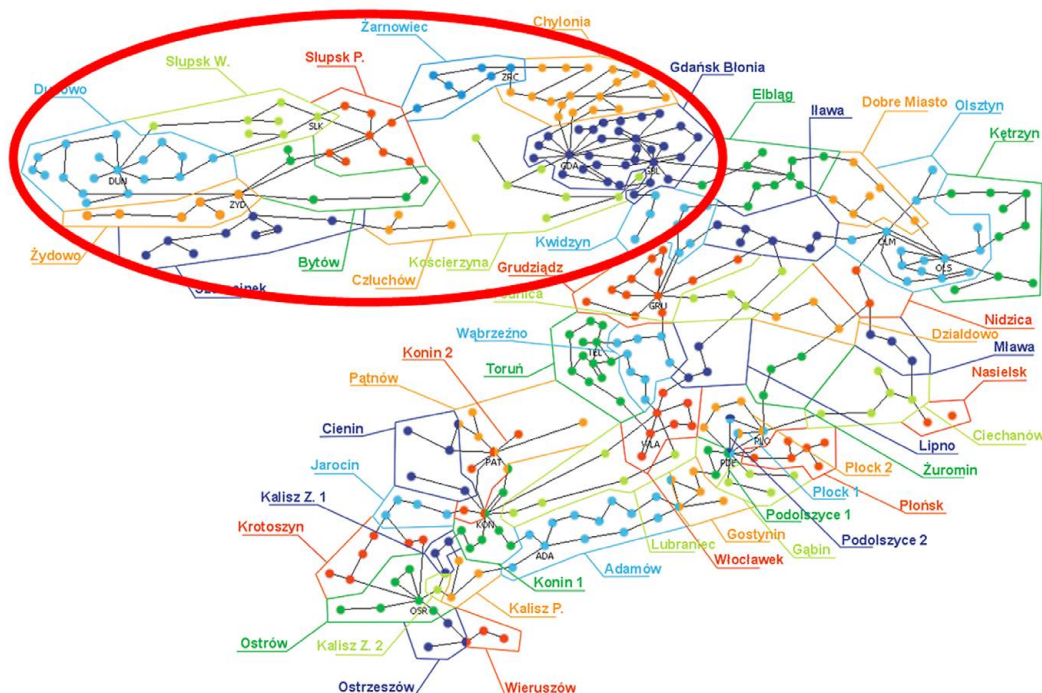
do badanego. Ze względu na opisane we wstępie uwarunkowania związane z ograniczonymi możliwościami transferu nadmiaru mocy z północnej części KSE sumaryczna moc wyznaczona dla całego obszaru północnej części KSE była bardzo stabilna, co oznaczało, że przy wyższej mocy generowanej w obszarze ościennym uzyskiwano mniejszą wartość dopuszczalnej mocy w obszarze badanym. Dla przedstawionego fragmentu systemu wartość ta malała od 51% dla GW50 do 48% dla GW60 (kreskowane linie poziome na rys. 5).

Rozkład poziomy dopuszczalnej generacji był zróżnicowany, zarówno gdy brana była pod uwagę wartość procentowa – od 29% (grupa Dunowo) do 90% (grupa Gdańsk), jak i wartości bezwzględne (rys. 6).

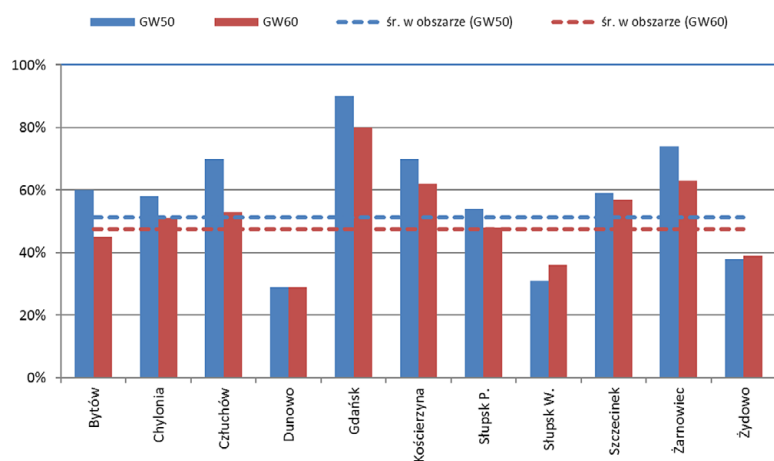
Zaprezentowane wyniki dowodzą, że część obszarów jest bardziej wrażliwa na zmiany mocy w obszarze ościennym, co dotyczy głównie farm skupionych blisko silnych węzłów sieci przesyłowej (np. grupy Gdańsk i Żarnowiec), zaś część obszarów cechuje stabilny poziom wyznaczonej mocy, co może wskazywać na lokalny charakter ograniczeń lub położenie obszaru w głębi systemu i mniejszą wagę w generowaniu przekroczeń spowodowanych transferem nadmiaru mocy z północnej części KSE.

#### 4. Wnioski końcowe

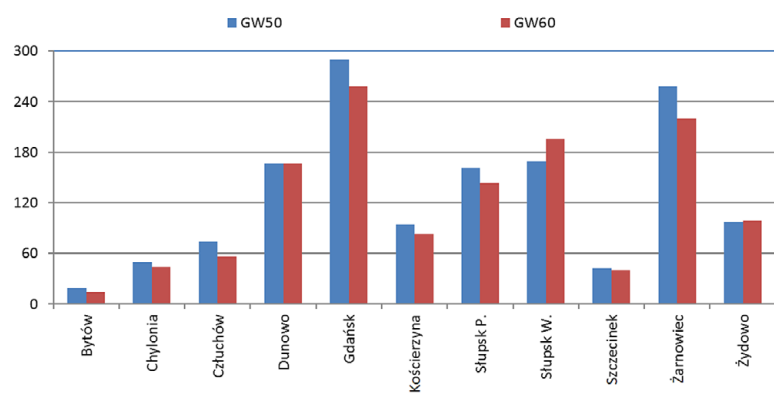
Uzyskane w testach wyniki pokazują, że proponowane podejście pozwala na osiągnięcie końcowych rezultatów o bardzo podobnej jakości (tzn. zbliżonej łącznej mocy generacji wiatrowej po redukcji) jak w przypadku oryginalnego rozwiązania. Z wielu nowych zalet najważniejszą jest bardziej równomierne rozłożenie redukcji pomiędzy farmy wiatrowe położone niedaleko siebie, co może pozwolić na znaczącą poprawę akceptacji procedury nakładania



Rys. 4. Graficzna prezentacja grup węzłów koherentnych na obszarze ENERGA-OPERATOR SA



Rys. 5. Porównanie poziomów mocy generacji wiatrowej [%] wyznaczonych dla grup przy różnym poziomie generacji wiatrowej na obszarze ościennym



Rys. 6. Porównanie poziomów mocy generacji wiatrowej [MW] wyznaczonych dla grup przy różnym poziomie generacji wiatrowej na obszarze ościennym

ograniczeń w środowisku operatorów farm. Inne korzyści to m.in. zmniejszenie liczby optymalizowanych zmiennych (grupy zamiast pojedynczych farm), co pociąga za

sobą skrócenie czasu potrzebnego na obliczenia oraz możliwość łatwiejszej implementacji rozwiązania w procedurach prowadzenia ruchu sieci. Proponowany algorytm

może zatem stać się użytecznym narzędziem do zarządzania siecią dystrybucyjną z dużym udziałem generacji wiatrowej i ograniczonymi zdolnościami przesyłu mocy, a tym samym przyczynić się do umożliwienia większej penetracji energetyki wiatrowej. Wykorzystanie przedstawionej metody do symulacji w ramach opracowywania koncepcji rozwoju sieci w północnej części Polski pozwoliło na pozytywną walidację algorytmu podczas rozwiązywania rzeczywistego problemu o dużej skali i złożoności oraz dostarczyło cennych informacji dotyczących jego wydajności, niezawodności, odporności na błędy i jakości otrzymywanych rozwiązań, które posłużą do dalszych prac mających na celu jego rozwój.

### Bibliografia

1. Serwis internetowy Urzędu Regulacji Energetyki [online], <http://www.ure.gov.pl>.
2. Bajor M., Bezpieczna praca systemu o ograniczonych zdolnościach przesyłowych w sytuacji wysokiej generacji wiatrowej, Jubileuszowa XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Jurata, 8–10 czerwca 2011.
3. Bajor M., Jankowski R., Madajewski K., Wind generation management in the distribution network, 44th CIGRE Session, Paryż, 26–31 sierpnia 2012.
4. Bajor M., Ziolkowski P., Widelski G., Wyznaczanie dostępnych mocy przyłączeniowych, *Energia Elektryczna* 2012, nr 3, s. 14–16.
5. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Koncepcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej dla Polski Północnej, Gdańsk, 2012.
6. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Wyznaczanie grup węzłów koherentnych ze względu na wpływ przyłączonej generacji na obciążenia w sieci 110 kV ENERGA-OPERATOR SA, Gdańsk, 2011.

### Michał Bajor

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

e-mail: [m.bajor@ien.gda.pl](mailto:m.bajor@ien.gda.pl)

Ukończył studia na Wydziale Elektroniki, Telekomunikacji i Informatyki Politechniki Gdańskiej. Aktualnie zatrudniony na stanowisku asystenta w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Uczestnik licznych prac dotyczących zagadnień przyłączania generacji rozproszonej do sieci oraz innych realizacji analitycznych, związanych z pracą systemu elektroenergetycznego. Obszar jego zainteresowań obejmuje m.in. probabilistyczne aspekty wpływu generacji wiatrowej na system elektroenergetyczny oraz wykorzystanie niedeterministycznych metod obliczeniowych w analizach pracy sieci.

### Robert Jankowski

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

e-mail: [r.jankowski@ien.gda.pl](mailto:r.jankowski@ien.gda.pl)

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Gdańskiej, ze specjalnością elektroenergetyka. Pracuje w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Obszar jego zainteresowań obejmuje zagadnienia związane z planowaniem rozwoju systemu elektroenergetycznego oraz prowadzeniem ruchu w obecności generacji wiatrowej.

### Grzegorz Widelski

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: [Grzegorz.Widelski@energa.pl](mailto: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. Ukończył, na swej macierzystej uczelni, studium podyplomowe z zakresu zarządzania systemem dystrybucji energii oraz studia menedżerskie MBA, organizowane przez Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów.