

The Idea of Increasing the NPS Operational Flexibility by Reallocating the Secondary Reserve Band to Wind Power Plants

Author

Bogdan Czarnecki

Keywords

daily balancing of NPS, wind turbines, Centrally Dispatched Generating Unit (CDGU) operation

Abstract

The paper presents a concept of the reallocation of the secondary regulation half-band towards decreasing the generation output in off-peak hours, from centrally-dispatched generating units (CDGU) to wind turbines. The proposed new regulation service's operating mechanism is discussed and the following potential benefits of its implementation identified:

1. improvement of the National Power Systems (NPS) operation's security and reliability
2. avoidance of daily CDGU restarts due to spinning reserve shortage
3. avoidance of wind farms' deep preventive output curtailments
4. increase of long-term CDGU availability/reliability
5. reduction of the NPS operating costs.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017304

Received: 14.02.2017

Received in revised form: 05.05.2017

Accepted: 28.06.2017

Available online: 30.09.2017

1. NPS demand for regulation services

Analysis of the trends in changes of the average maximum and minimum power demands in the NPS in particular months of the year shows greater dynamics of the power demand growth at the peaks of the daily demand curve compared to the off-peak periods, and greater dynamics of peak load increase in the summer [11]. This indicates increasing problems of daily NPS balancing, in particular, the need for CDGU shut down/launches in the daily cycle according to the load curve pattern.

There is also an increase in the maximum recorded 15-minute gradients of changes in consumer demand for power in both increase and decrease directions alike. Also noticeable is a tendency to increase the probability of large 15-minute changes in the power demand. It points to the growing importance of regulation resources that allow, over a wide range of power output to the grid, to allow rapid changes in the power output of CDGU.

On the basis of documents and strategic planning studies [5], it is expected that in the perspective of 2025:

- the average annual increase in the demand for peak power will rise ca. 1.2–1.8% per year
- peak demand will constitute ca. 30 GW.

And in the perspective until 2050 it is expected [12] that:

- annual electricity consumption will rise by ca 40%, from 158 TWh in 2010 to 223 TWh in 2050
- peak power demand will rise from the present 29 GW to 42 GW after 2040.

In the coming years, the RES capacity, incl. that of biomass, wind and photovoltaics (PV) sources, is also expected to grow significantly. It is foreseen that in the future photovoltaics will not pose a threat from the point of view of daily NPS balancing. Power output to the grid in daylight hours in correlation with the NPS peak load (in the summer) will help to cover the peak demand and will facilitate daily NPS balancing. This will reduce the demand for balancing reserves in the summer (May – August). In the winter there is no correlation between PV output and peak demand, which, with intermittent winter wind generation will result in increased demand for regulation services.

The increase in installed wind farm capacity will deepen the problems related to daily NPS balancing. The increase in the installed wind farm capacity will cause the following in terms of demand for regulation and balancing services:

- In off-peak period, with low load and high wind farm output, the maintenance of the operation of the required from the

NPS security reasons number of conventional centrally-dispatched units (CDGU) may be at risk. In the future the demand will growth and development of energy storages technologies will make this maintenance easier

- On the other hand, in 10–15 years from now the total power output of generating units that are not centrally dispatched (non-CDGUs) may in particular cases exceed the power demand in the NPS, mainly due to the installed RES capacity increase. This situation is unacceptable from the NPS security point of view, as the transmission system operator (TSO) determines the CDGU output enforced by grid constraints at ca. 3 GW in summer and ca. 4 GW in winter [6].

Also the increase in day ahead forecasts should be added to this. This concerns primarily the forecasts of RES output, but also of the consumer demand for power, which in consequence will lead to raise of errors in the forecasts of CDGU output:

- Due to wind farm (WF) output's seasonal variation, the day ahead forecast errors will be significantly larger in winter than in summer. From the NPS operation security point of view, important are the errors of the underestimation in off-peak and overestimation at the peak periods
- The maximum wind farm output forecast error recorded so far was ca. 1,200 MW, at the load peak and off-peak periods alike, with installed WF capacity of 5,000 MW. With high probability these errors can achieve 900–1200 MW and 500–1200 MW, in the off-peak and peak periods respectively. As the installed WF capacity increases, the absolute value of the forecast error will increase too.
- Statistically, the day ahead consumer demand forecast errors are larger in winter than in summer. From the NPS operation security point of view, important are the errors of the demand 's overestimation in the off-peak and underestimation at the peak periods
- Analysis of historical data indicates that the power demand forecast errors may fluctuate between 500–1000 MW and 700–1300 MW in the off-peak and peak, respectively. There is also a trend to increase the power demand forecast errors
- Load and non-CDGU output forecast errors can cumulate. The largest forecast errors of CDGU output, and therefore the largest demand for power reserve, occurred in the winter months, with extreme errors 2150 MW and 1750 MW at the peak and off-peak, respectively.

These factors will contribute to challenges with the NPS' daily balancing. Based on historical data it can be concluded that with 95% probability the WF output forecast error amounted up to 10% of the installed capacity, which means that for every 1000 MW capacity installed in a wind farms, an additional 100 MW of spinning reserve is required. If the TSO wanted to increase the level of confidence in the intervention reserve availability (e.g.: 97%), the intervention reserve required for each 1000 MW installed in a wind farm would increase significantly.

An increase in the highly volatile RES/customers output will also increase the demand for the fast intervention reserve, which allows for balancing its sudden changes (in Polish NPS it's a domain of hydro pump storages). By 2030, the planned installed RES capacity can reach as much as 18.5 GW [7–10]. Such

a significant increase will contribute to an increase in the output gradients, thus will increase the intervention power required in the NPS.

As mentioned, the growth dynamics of the peak load in higher than off-peak. This will lead to an increase in the difference between the off-peak and the peak power demand, which in turn will necessitate the launch of additional CDGUs at peak and their shut-down at night, what contributes to the increase in the NPS operating costs and the reduction of the CDGU life span.

2. Reallocation of the secondary reserve band to wind turbines

As mentioned, the daily variability of demand enforces the CDGU shut-down and restarts in a daily cycle. The number of the daily shut-downs is increasing as they are needed to provide the regulatory downward at the off-peak periods. At the same time, a significant part of regulation band is not used under typical grid operation conditions.

Wind farms are characterized by good regulation characteristics [4], in particular, their active power output can be smoothly decreased relative to the instantaneous wind potential, which entails a loss in the total production. It is assumed that the benefits from the reallocation of a portion decreasing half-band of the secondary reserve to wind farms using LFC (Load Frequency Control, formerly ARCM) [2, 3] will consists in:

1. enabling the operation of more CDGUs with their technical minimum outputs in the nigh, and thus avoiding their intervention shut-down, what generate additional NPS operating costs of CDGU restarting at the peak period (start-up costs plus premature wear and tear and increase their failure rate)
2. avoiding the situations in which the wind farm output will be preventively curtailed (allocation of the reserve, which is necessary from the NPS operational security point of view, but often not used)
3. enabling the automatic RES output reduction in case of the NPS operational security conditions' violation (CDGU output enforced by grid constraints)
4. avoiding the deep preventive RES output reduction due to presumed grid operation security threats, replaced by the RES output reduction by the LFC regulator by a precisely defined magnitude and for a strictly defined time – until the disturbance cause is cured.

3. The NPS day ahead operation planning

Proposed the algorithm of the division of the secondary regulation band between CDGU and RES in the off-peak period, depending on the NPS balancing conditions in the next quarters of hour, performs the following functions:

A. $\Sigma_{CDGU} (AOP) > \Sigma_{CDGU} (P_{MIN_TECH} + P_{wmax_red})$; sum of the CDGU actual operating points (AOPs) is greater than the sum of the CDGU technical minima increased by the output-decreasing regulation band)

- the entire regulation band is allocated to CDGU
- no secondary regulation band allocation to WF

B. $\Sigma_{CDGU} (P_{MIN_TECH}) < \Sigma_{CDGU} (AOP) < \Sigma_{CDGU} (P_{MIN_TECH} + P_{wmax_red})$; (sum of CDGU AOPs is between the sum of CDGU

technical minima and the sum of the technical minima increased by the required output-decreasing regulation reserve band)

- the entire output-increasing regulation half-band allocated to CDGU
- portion of the output-decreasing regulation half-band allocated to CDGU in the amount of $P_{wmax_red_CDGU} = \Sigma_{CDGU} (AOP) - \Sigma_{CDGU} (P_{MIN_TECH})$ (sum of AOPs and sum of technical minima); the priority of using this part of the regulation half-band
- portion of the output-decreasing regulation half-band allocated to WF in the amount of $P_{wmax_red_GW} = P_{wmax_red} - P_{wmax_red_CDGU}$ (the remainder of the required output-decreasing regulation range that has not been allocated to CDGU)

C. $\Sigma_{CDGU} (P_{MIN_TECH}) = \Sigma_{CDGU} (AOP)$; when the demand for CDGU output is the smallest at particular off-peak period, the entire output-decreasing regulation reserve is allocated to WF

- the entire output-increasing regulation half-band allocated to CDGU
- the entire output-decreasing regulation half-band allocated to WF.

The principle of secondary reserve allocation between CDGU and WF units is presented in Fig.1. The following designations are used:

- non-CDGU – conventional non-CDGU output
- WF – WF output
- FW-RD – secondary output-decreasing reserve allocated to WF
- FW-RI – secondary output-increasing reserve allocated to WF (by which WF output has been operatively underrepresented in the service provision)¹
- CDGU-Min – sum of technical CDGU minima
- CDGU-RD – secondary output-decreasing reserve allocated to CDGU
- LOAD – demand for power
- CDGU-RI – secondary output-increasing reserve allocated to CDGU.

Sum of the WF-RD and CDGU-RD is constant, while both components can vary from 0 to planned for NPS value. In Fig. 1, from the second through fourth hour the secondary reserve is allocated to wind farms, and in the third hour, when the load to be covered by CDGUs is equal to the sum of their technical minima, the output decreasing secondary reserve is fully allocated to wind farms. It is assumed that the primary reserve can be provided by CDGU in the band $2,5\% P_N$ below the technical minimum.

If it's assumed for the system operation planning that in the period with the least planned load to be covered by CDGU, the CDGUs will operate at their technical minima, the above algorithm:

1. enables the operation of more CDGUs in the load valley, which reduces the costs associated with shutting down some units down and restarting them to cover the peak demand
2. allows to avoid the preventive WF output curtailments to ensure the system regulation.

Secondary reserve allocation between CDGU and WF

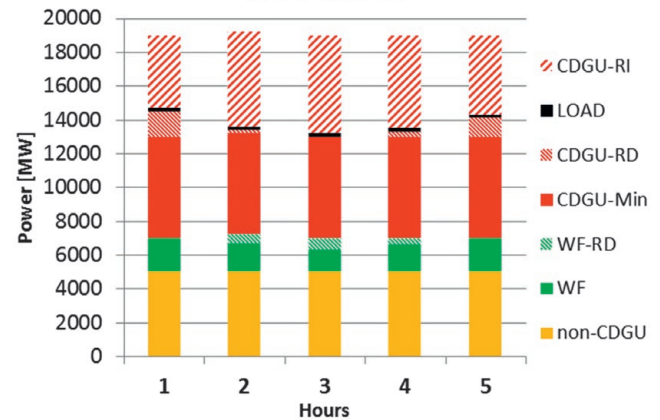


Fig. 1. Secondary reserve allocation planning between CDGU and WF units

As a rule, when planning the NPS operation, no RES output reduction should be planned, unless enforced by system constraints.

4. The NPS operation management

It should be assumed that the NPS operation would deviate from the plan due to errors in the power demand and non-CDGU output forecasts. The use of the secondary control band in subsequent 15-minute intervals will be related with the implementation of the following algorithm:

D. $\Sigma_{CDGU} (P_{MIN_TECH}) > \Sigma_{CDGU} (AOP) > \Sigma_{CDGU} (CDGU_{MustRun})$ – demand to be covered by CDGUs is less than the sum of their technical minima, but greater than the CDGU output enforced by system constraints.²

- WF output is curtailed (Fig. 2, hours 2 and 3)
- the entire output-decreasing regulation half-band allocated to WF (WF-RD)
- part of the output-increasing regulation half-band allocated to WF; priority for use before CDGU (GW – RI in Fig. 2).

In the example in question, WF provides the secondary output-increasing reserve service. In the band of WF reduced output CDGUs operate at their technical minima. In the case of partial or whole utilization of the planned output-decreasing regulation band allocated to WF, it is technically possible to keep the size of this band unchanged with deeper WF curtailments.

In the event of unforeseen (and unplanned) events in the NPS, such as errors in power demand and/or RES output forecasts, etc., when:

- CDGUs operate at their technical minima
- load to be covered by CDGUs is less than the sum of their technical minima
- downward regulation band allocated to WF was completely exhausted
- outages of CDGUs or conventional non-CDGUs are technically difficult or costly.

¹ Occurs only in case of the operational use of FW-RD (Fig. 2).

² No threats to the NPS security, only technical difficulties and/or high costs of CDGU outages.

Use of secondary reserve allocated to WF

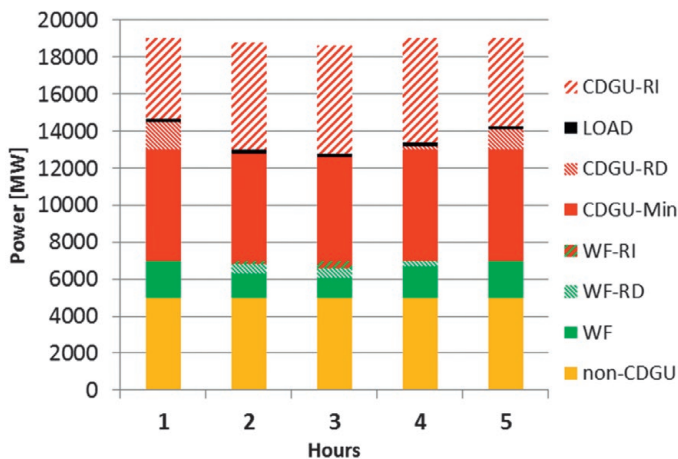


Fig. 2. Use of secondary output-decreasing reserve allocated to WF

WF output can be reduced below the planned downward regulation band, while WF retains the ability to provide secondary output-increasing reserve service. This is graphically shown in Fig. 2.

The range of active power regulation at a wind farm depends on the technical capabilities of individual wind turbines and the current weather conditions. Depending on its required reduction, active power output is controlled according to the solutions implemented by turbine manufacturers:

1. reduction at each turbine of the WF one at a time to achieve its minimum output
2. reduction at all turbines of the WF at the same time to achieve their minimum outputs, followed by cascading turbine outages to reach the farm's output setpoint.

A basically new challenge for TSOs would be the control of individual wind farms' outputs. LFC controller transmits the CDGU output control signal directly to these units, and the TSO can online monitor the changes in the individual units' outputs. LFC central controller allows to individually switch on and off the CDGU share in the secondary regulation at each CDGU unit. Since the installed capacity of most of the farms that could participate in the regulation is too low from the TSO point of view, perhaps the FWs will have to be aggregated by areas, and the regulation capabilities resulting from their technical parameters and local weather conditions would be offered to the TSO collectively by the entities responsible for the aggregation. We would therefore have to deal with a hierarchical structure of the secondary reserve control, in which the TSO would monitor collectively a group of wind farms, whereas the operations of each individual farms, and even more of their individual turbines, would be known to the TSO only retrospectively.

5. Summary and conclusions

Reduction of non-CDGU output in the off-peak period may be needed to maintain the minimum required number of CDGUs in

operation and/or to provide the active power output-decreasing regulation band. The output-decreasing spinning reserve is essential for reliable grid operation, but it is not the same as the actual output reduction. This is an option that the TSO can use if needed. The TSO, instead of allocating the output-decreasing reserve in the off-peak to CDGU, could allocate it to non-CDGU (RES). The risk of non-CDGU output's reduction occurs only if the output is very high (low share of CDGU in the power balance). Therefore, from the TSO's perspective there is no threat of the service availability. The benefits of this solution are:

1. It would allow to avoid large preventive non-CDGU output curtailments when the load to be covered by CDGU in the off-peak periods is less than the minimum CDGU output required to maintain the NPS operation security. Unlike preventive output curtailments, the secondary reserve allocated to non-CDGUs makes any potential WF output reduction closely related to the instantaneous operating conditions of the NPS, and once the threat has been resolved, it will be automatically cancelled. Tracking the power output and consumption balance nationwide online, the central LFC controller precisely determines the instantaneous output reductions according to the prevailing NPS conditions and cancels them when the cause for WF output decreasing has ceased
2. The production lost due to non-CDGUs' contribution to the regulation would be much lower than in the case of their output's massive preventive reduction throughout in the off-peak due to the threat to the NPS operation security. This would improve the total annual RES output
3. The TSO would receive an additional regulation tool that would be identical in technical terms to the thermal unit control. Upon CDGU regulation resources' depletion, the central LFC controller would automatically launch the regulation by means of wind farms' output reduction
4. Wind farms' regulation capabilities would be used to improve the NPS operation security and reliability
5. The NPS operating costs would be reduced. This would allow avoiding CDGUs' nightly outages and morning re-starts due to the small band of the load to be covered by them in the off-peak. The allocation of a significant portion of the secondary reserve to non-CDGU would, on the one hand, allow operating more CDGUs at their technical minimum, and on the other hand, would minimize the risk of non-CDGU output reduction
6. Increasing the installed capacity of the CDGUs operating in off-peak period would allow covering a larger peak power demand without the need for starting additional CDGUs at the peak
7. Avoiding CDGUs' restarting in a daily cycle reduces their failure rate.

The above-mentioned factors contribute to reducing the total NPS operating costs due to the reduction of lost WF production and avoidance of the costs of CDGU outages and restarts. It is a must, that non-CDGUs meet the technical and communication standards of the provision of regulation services identical to those offered by the CDGU.

REFERENCES

1. "Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi" [IRiESP Transmission Grid Code - System balancing and system constraint management], ver. 1.0, txt valid from 1.01.2015 [online], www.pse-operator.pl [access: 17.02.2017]
 2. P. Bućko, "Regulowane usługi systemowe w zakresie mocy czynnej" [Adjustable system services in terms of active power] Gdansk University of Technology, Monographs 109, Gdańsk 2011.
 3. "Wymogi wobec JWCD na potrzeby wdrażania systemu LFC PSE – Operator", [Requirements for CDGU in view of the LFC implementation] PSE – Operator SA, ver. 2 Konstancin-Jeziorna, 04/08/2011.
 4. "Active Power Controls from Wind Power: Bridging the Gaps", Technical Raport NREL/TP-5D00-60574.
 5. "Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025" [Development plan for meeting current and future electricity demand in 2016-2025], PSE SA, 2015.
 6. "Plan Koordynacyjny Dobowy, ograniczenia sieciowe" [Daily Coordination Plan, grid constraints] [online], www.pse.pl [access: 17.02.2017].
 7. "Polityka energetyczna Polski do 2030 roku" [The Polish Energy Policy until 2030], Ministry of Economy, Warsaw, November 2009 [online], www.mg.gov.pl [access: 17.02.2017].
 8. "Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych" [National Renewable Energy Action Plan] Minister of Economy, Warsaw 2010 [online], http://www.ebb-eu.org/legis/ActionPlanDirective2009_28/national_renewable_energy_action_plan_poland_pl.pdf [access: 20.07.2017].
 9. "Polityka energetyczna Polski do 2050 roku" [The Polish Energy Policy until 2050] – draft, ver. 0.6, Ministry of Economy, Warsaw, August 2015 [online], <http://bip.me.gov.pl/node/24670> [access: 20.07.2017].
 10. "REmap 2030 Perspektywy rozwoju energii odnawialnej w Polsce" [REmap 2030 Prospects for the development of renewable energy in Poland], IRENA 2015, October 2015 [online], http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REmap_Poland_paper_2015_PL.PDF [access: 20.07.2017].
 11. "Zapotrzebowanie na moc w KSE" [Demand for power in the NPS] [online], www.pse.pl [access: 17.02.2017].
 12. "Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 roku" [Forecast of fuel and energy demand by 2050], Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA, 2013.
-

Bogdan Czarnecki

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: b.czarnecki@ien.gda.pl

Graduated from the Faculty of Electronics at the University of Electrical Engineering in St. Petersburg (1990), graduate from MBA course at Gdańsk Foundation for Management Development (2002). Since 2000, manager of the Department of System Strategy and System Development at the Gdańsk Division of the Institute of Power Engineering. His professional interests include issues related to power system development planning

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 49–53. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Koncepcja zwiększenia elastyczności pracy KSE poprzez realokację pasma rezerwy wtórnej na elektrownie wiatrowe

Autor

Bogdan Czarnecki

Słowa kluczowe

dobowe bilansowanie KSE, siłownie wiatrowe, uruchomienia JWCD

Streszczenie

W artykule przedstawiono koncepcję realokacji w godzinach pozaszczytowych półpasma regulacji wtórnej w kierunku zmniejszenia generacji z jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) na elektrownie wiatrowe. Omówiono mechanizm działania proponowanej nowej usługi regulacyjnej oraz wskazano na potencjalne korzyści z jej wdrożenia w postaci:

1. poprawy bezpieczeństwa i niezawodności pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE)
2. unikania odstawień i ponownych uruchomień JWCD ze względu na niedostatek rezerwy wirującej
3. unikania głębokiego prewencyjnego zaniżania mocy elektrowni wiatrowych
4. poprawy długookresowej dyspozycyjności JWCD
5. w konsekwencji obniżenia kosztów funkcjonowania KSE i zwiększenia długookresowej dyspozycyjności JWCD.

Data wpływu do redakcji: 14.02.2017

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 05.05.2017

Data akceptacji artykułu: 28.06.2017

Data publikacji online: 30.09.2017

1. Zapotrzebowanie KSE na usługi regulacyjne

Analiza trendów zmian średnich wartości maksymalnego i minimalnego zapotrzebowania na moc w KSE dla poszczególnych miesięcy roku wykazuje większą dynamikę wzrostu zapotrzebowania na moc w szczytach dobowej krzywej zapotrzebowania w stosunku do doliny nocnej oraz większą dynamikę wzrostu dobowego rozchylenia zapotrzebowania na moc latem w stosunku do miesięcy zimowych [11]. Wskazuje to na narastanie problemów związanych z dobowym bilansowaniem KSE, w szczególności koniecznością odstawień JWCD w dolinie zapotrzebowania i ponownych uruchomień w szczycie krzywej obciążenia. Obserwowany jest również wzrost maksymalnych rejestrowanych 15-minutowych gradientów zmian zapotrzebowania odbiorców na moc w obydwu kierunkach – wzrostu i spadku zapotrzebowania. Zauważalna jest również tendencja wzrostu prawdopodobieństwa występowania dużych 15-minutowych zmian zapotrzebowania na moc. Wskazuje to na rosnącą rangę zasobów regulacyjnych pozwalających, w szerokim zakresie mocy oddawanej do sieci, na nadążanie za szybkimi zmianami zapotrzebowania na moc.

Na podstawie dokumentów i opracowań strategiczno-planistycznych [5], w perspektywie do 2025 roku przewiduje się:

- średni roczny wzrost zapotrzebowania na moc szczytową na poziomie ok. 1,2–1,8% rocznie
- szczytowe zapotrzebowanie na moc do ok. 30 GW.

A w perspektywie do 2050 roku przewidywany jest [12]:

- wzrost produkcji energii elektrycznej o ok. 40%, z 158 TWh w 2010 roku do 223 TWh w 2050 roku

- wzrost zapotrzebowania na moc z obecnych 29 GW do 42 GW po 2040 roku.

W perspektywie najbliższych lat spodziewany jest również znaczący rozwój energetyki odnawialnej, w tym energetyki opartej na wykorzystaniu biomasy, wiatru i fotowoltaiki (PV). Przewiduje się, że fotowoltaika w przyszłości nie będzie stanowiła zagrożenia z punktu widzenia dobowego bilansowania KSE. Generowanie mocy do sieci w godzinach dziennych w korelacji ze szczytowym obciążeniem w KSE (w okresie letnim) będzie wspomagać pokrycie szczytowego zapotrzebowania i ułatwi dobowe bilansowanie KSE. Będzie to powodowało zmniejszenie zapotrzebowania na moc interwencyjną w okresie letnim (maj – sierpień). W miesiącach zimowych nie występuje korelacja pomiędzy generacją PV i szczytem zapotrzebowania na moc, co przy zwiększonej w okresie zimowym generacji wiatrowej będzie powodowało wzrost zapotrzebowania na usługi regulacyjne.

Wzrost mocy zainstalowanej generacji wiatrowej pogłębi problemy związane z dobowym bilansowaniem KSE. Z punktu widzenia zapotrzebowania na usługi regulacyjne i bilansujące wzrost mocy zainstalowanej generacji wiatrowej będzie powodował następujące sytuacje:

- W okresie niskiego obciążenia w dolinie, przy wysokim poziomie generacji wiatrowej, zagrożone może być utrzymanie minimalnej wymaganej ze względu na bezpieczeństwo pracy KSE liczby pracujących jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) konwencjonalnych. Można oczekiwać, że w przyszłości zwiększy się zapotrzebowanie na zasoby umożliwiające zwiększenie obciążenia w dolinie zapotrzebowania, takich jak praca pompowa elektrowni

szczytowo-pompowych (ESP), a w przyszłości m.in. zasobniki energii

- W horyzoncie 10–15 lat w dolinie obciążenia sumaryczna moc generacji konwencjonalnych jednostek wytwórczych niebędących centralnie dysponowanymi (nJWCD), wynikająca przede wszystkim ze wzrostu mocy zainstalowanej odnawialnych źródeł energii (OZE), może w szczególnych przypadkach przekroczyć wielkość zapotrzebowania na moc w KSE. Sytuacja taka jest niedopuszczalna z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy KSE, ponieważ operator systemu przesyłowego (OSP) określa generację JWCD wymuszoną ograniczeniami sieciowymi na poziomie ~3 GW latem i ~4 GW zimą [6].

Do tego należy dodać wzrost błędów prognoz na dobę następną. Dotyczy to przede wszystkim prognoz generacji OZE, ale również zapotrzebowania odbiorców na moc, co w konsekwencji będzie prowadziło do powstawania błędów zapotrzebowania na moc do pokrycia przez JWCD:

- Ze względu na sezonową zmienność produkcji generacji wiatrowej (GW) błędy prognozy na dobę następną będą zdecydowanie większe w miesiącach zimowych niż letnich. Z punktu widzenia bezpieczeństwa prowadzenia ruchu KSE istotne są błędy polegające na niedoszacowaniu generacji wiatrowej w dolinie i przeszacowaniu w szczycie
- Maksymalny zarejestrowany dotychczas błąd prognozy generacji wiatrowej wyniósł ok. 1200 MW zarówno w szczycie, jak i w dolinie obciążenia, przy mocy zainstalowanej GW na poziomie 5000 MW. Z dużym prawdopodobieństwem obecnie błędy te mogą przyjmować wartości w przedziałach: w dolinie obciążenia w granicach 900–1200 MW i w szczycie

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 49–53. When referring to the article please refer to the original text.

PL

500–1200 MW. W miarę wzrostu mocy zainstalowanej GW bezwzględna wartość błędu prognozy będzie rosła

- Statystycznie błędy prognozy zapotrzebowania na moc odbiorców na dobę następną są większe w miesiącach zimowych niż letnich. Z punktu widzenia bezpieczeństwa prowadzenia ruchu KSE istotne są błędy polegające na przeszacowaniu zapotrzebowania na moc w dolinie nocnej i niedoszacowaniu w szczycie
- Analiza danych historycznych wskazuje, że błędy prognozy zapotrzebowania na moc w dolinie obciążenia mogą się wahać w granicach 500–1000 MW, a w szczycie 700–1300 MW. Widoczna jest również tendencja do zwiększania się błędów prognoz zapotrzebowania na moc
- Błędy prognoz zapotrzebowania na moc odbiorców i generacji nJWCD mogą się kumulować. Największe błędy prognoz zapotrzebowania do pokrycia przez JWCD, a w związku z tym największe zapotrzebowanie na usługi rezerwy mocy, zarówno w kierunku zwiększenia, jak i zmniejszenia generacji JWCD, występowało w miesiącach zimowych, a skrajne wartości błędów wyniosły 2150 MW w szczycie obciążenia oraz ok. 1750 MW w dolinie obciążenia.

Wymienione czynniki przyczynią się do utrudnień w dobowym bilansowaniu KSE. Na podstawie danych historycznych można stwierdzić, że z prawdopodobieństwem ok. 95% błąd prognozy GW wynosił do 10% mocy zainstalowanej generacji wiatrowej, co oznacza, że na każde 1000 MW mocy zainstalowanej w generacji wiatrowej wymagane jest dodatkowo ok. 100 MW rezerwy mocy. W przypadku, gdyby OSP chciał podnieść poziom ufności w zakresie dostępności rezerwy interwencyjnej (np.: 97%), wymagany poziom rezerwy interwencyjnej na każde 1000 MW mocy zainstalowanej w GW drastycznie rośnie. Wzrost mocy źródeł OZE o dużej zmienności mocy oddawanej do sieci zwiększy również zapotrzebowanie na szybką rezerwę interwencyjną, pozwalającą na bilansowanie gwałtownych zmian mocy oddawanej do sieci przez te źródła (zarówno w kierunku zwiększenia, jak i zmniejszenia generacji). Do 2030 roku planowana moc zainstalowana generacji OZE może wynieść nawet do 18,5 GW [7–10]. Tak znaczny przyrost mocy przyczyni się do wzrostu gradientów zmian mocy oddawanej do sieci, a zatem zwiększy wymagany zakres mocy interwencyjnej w KSE.

Jak wspomniano, dynamika wzrostu zapotrzebowania odbiorców na moc jest większa w szczytach niż w dolinach krzywej obciążenia. Będzie to prowadziło do wzrostu różnicy pomiędzy dolinowym i szczytowym zapotrzebowaniem na moc w KSE w obrębie doby, co z kolei będzie powodowało konieczność uruchamiania dodatkowych JWCD w szczycie i odstawiania w godzinach nocnych. Już obecnie przyczynia się to do wzrostu kosztów funkcjonowania KSE i obniżenia żywotności JWCD.

2. Realokacja pasma rezerwy wtórnej na elektrownie wiatrowe

Jak wspomniano, dobowy zmienność zapotrzebowania na moc odbiorców wymusza

odstawienia i uruchomienia JWCD w cyklu dobowym. Liczba odstawiń rośnie na skutek konieczności zapewnienia rezerwy regulacyjnej w kierunku zmniejszenia generacji JWCD w dolinie. Jednocześnie znaczna część pasma regulacji w kierunku zmniejszenia generacji nie jest wykorzystywana w typowych warunkach prowadzenia ruchu sieci. Farmy wiatrowe charakteryzują się dobrymi właściwościami regulacyjnymi [4], w szczególności mogą realizować zmianę mocy czynnej w kierunku zmniejszenia generacji, lecz nie mają możliwości jej realizowania w kierunku zwiększenia bez wcześniejszego zaniżenia mocy oddawanej do sieci w stosunku do chwilowego potencjału wiatru, co wiąże się z kosztami utraconej produkcji. Zakłada się, że korzyści z realokacji części półpasma rezerwy wtórnej w kierunku zmniejszenia generacji w elektrownie wiatrowe z wykorzystaniem regulatora centralnego LFC (Load Frequency Control – system automatycznej regulacji częstotliwości i mocy, dawniej ARCM) [2, 3], będą wynikały z:

1. umożliwienia pracy większej liczby JWCD z mocą minimum technicznego w nocnej dolinie obciążenia, a co za tym idzie, uniknięcia interwencyjnych odstawiń JWCD, które generują dodatkowe koszty funkcjonowania systemu elektroenergetycznego związane z ponownymi uruchomieniami w szczycie zapotrzebowania na moc (koszty uruchomień plus koszty przyspieszonego zużycia bloków) oraz zwiększając ich awaryjność
2. unikania sytuacji, w których moc oddana do sieci przez elektrownie wiatrowe będzie ograniczana (alokacja rezerwy, która jest niezbędna z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy KSE, ale często nie jest wykorzystywana)
3. umożliwienia automatycznej redukcji generacji OZE w sytuacji naruszenia warunków bezpieczeństwa prowadzenia ruchu KSE (generacja JWCD wymuszona ograniczeniami sieciowymi)
4. unikania głębokich, prewencyjnych redukcji mocy OZE ze względu na domniemanie zagrożenia bezpieczeństwa prowadzenia ruchu sieci, zastąpione

przez ograniczenia mocy OZE przez regulator LFC o dokładnie zadaną wielkość i przez ściśle określony czas – do ustąpienia przyczyn zaburzenia.

3. Planowanie pracy KSE na dobę następną
Proponuje się, żeby algorytm podziału przez centralny regulator LFC pasma regulacji wtórnej w kierunku zmniejszenia generacji pomiędzy JWCD i OZE w dolinie obciążenia, w zależności od warunków bilansowania KSE w kolejnych kwadransach doby, realizował następujące funkcje:

A. $\Sigma_{JWCD} (BPP) > \Sigma_{JWCD} (P_{MIN_TECH} + P_{wmax_red})$; (suma bieżących punktów pracy (BPP) JWCD jest większa od sumy ich minimum technicznych powiększonych o pasmo regulacji w kierunku zmniejszenia generacji)

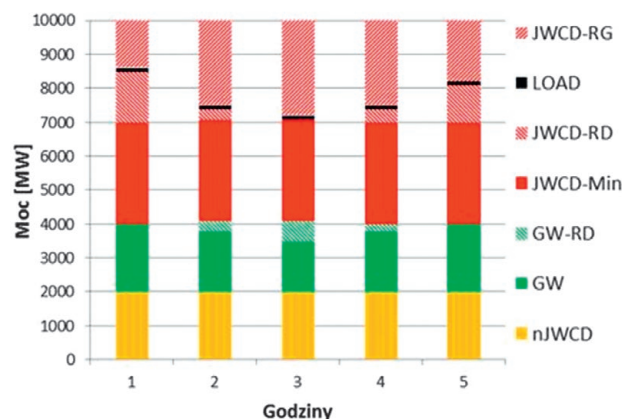
- całe pasmo regulacji w kierunku zwiększenia i zmniejszenia generacji alokowane na JWCD
- brak alokacji pasma regulacji wtórnej na GW

B. $\Sigma_{JWCD} (P_{MIN_TECH}) < \Sigma_{JWCD} (BPP) < \Sigma_{JWCD} (P_{MIN_TECH} + P_{wmax_red})$; (suma BPP JWCD znajduje się pomiędzy sumą ich minimum technicznych i sumą ich minimum technicznych powiększoną o wymaganą rezerwę w kierunku zmniejszenia generacji)

- całe półpasmo regulacji w kierunku zwiększenia generacji alokowane na JWCD
- fragment półpasma regulacji w kierunku zmniejszenia generacji alokowane na JWCD w ilości $P_{wmax_red_JWCD} = \Sigma_{JWCD} (BPP) - \Sigma_{JWCD} (P_{MIN_TECH})$ (suma BPP i suma minimum technicznych); priorytet wykorzystania tego fragmentu półpasma regulacji
- fragment półpasma regulacji w kierunku zmniejszenia generacji alokowane na GW w ilości $P_{wmax_red_GW} = P_{wmax_red} - P_{wmax_red_JWCD}$ (pozostała część wymaganego zakresu regulacji w kierunku zmniejszenia generacji, która nie została alokowana na JWCD)

C. $\Sigma_{JWCD} (P_{MIN_TECH}) = \Sigma_{JWCD} (BPP)$; w kwadransie doby, w którym zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD jest najmniejsze, cała rezerwa w kierunku zmniejszenia alokowana jest na GW

Alokacja rezerwy wtórnej pomiędzy JWCD i GW



Rys. 1. Planowanie alokacji rezerwy wtórnej pomiędzy jednostki JWCD i GW

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 49–53. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- całe półpasmo regulacji w kierunku zwiększenia generacji alokowane na JWCD
- całe półpasmo regulacji w kierunku zmniejszania generacji alokowane na GW. Zasadę podziału alokacji rezerwy wtórnej pomiędzy jednostki JWCD i GW przedstawiono na rys. 1. Przyjęto następujące oznaczenia:

- nJWCD – moc oddawana do sieci przez nJWCD konwencjonalne
- GW – moc oddawana do sieci przez generację wiatrową
- GW-RD – rezerwa wtórna w kierunku zmniejszania generacji alokowana na GW
- GW-RG – rezerwa wtórna w kierunku zwiększania generacji alokowana na GW (wartość, o którą zaniżono operatywnie GW w trakcie świadczenia usługi)¹
- JWCD-Min – suma minimów technicznych JWCD
- JWCD-RD – rezerwa wtórna w kierunku zmniejszania generacji alokowana na JWCD
- LOAD – zapotrzebowanie odbiorców na moc
- JWCD-RG – rezerwa wtórna w kierunku zwiększania generacji alokowana na JWCD.

Suma (GW – RD oraz JWCD – RD) jest wartością stałą, natomiast obydwie składowe mogą się zmieniać z kwadrans na kwadrans. Na rys. 1 w godzinach od drugiej do czwartej rezerwa wtórna jest alokowana na elektrownie wiatrowe, przy czym o godzinie trzeciej, gdy obciążenie do pokrycia przez JWCD jest równe sumie ich minimów technicznych, rezerwa wtórna w kierunku zmniejszania generacji jest w całości alokowana na elektrownie wiatrowe. Zakłada się, że rezerwa pierwotna może być świadczona przez JWCD w paśmie 2,5% P_N poniżej minimum technicznego.

Jeżeli w trakcie planowania pracy systemu przyjąć, że w dolinie, w kwadransie o najmniejszym planowanym obciążeniu do pokrycia przez JWCD, będą one pracowały z mocami minimów technicznych, powyższy algorytm:

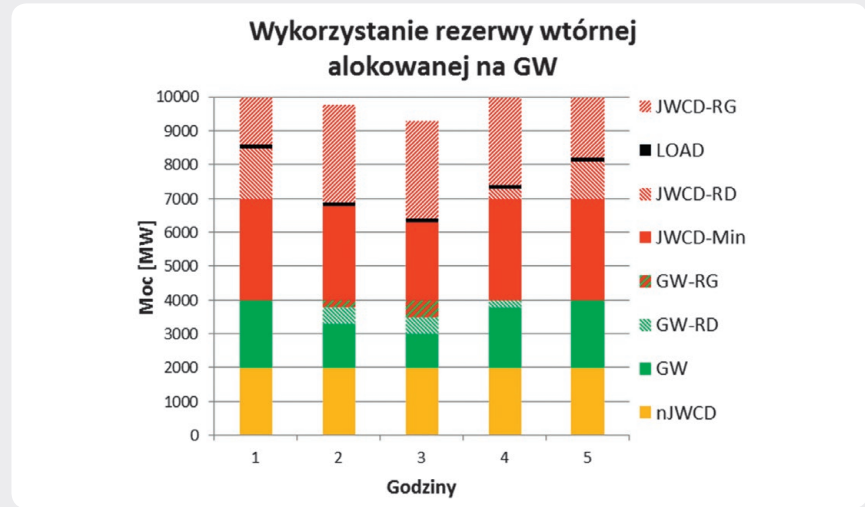
1. umożliwia pracę większej liczby JWCD w dolinie obciążenia, co wpływa na obniżenie kosztów związanych z odstawieniami części bloków w dolinie oraz ponownymi uruchomieniami w celu pokrycia zapotrzebowania w szczycie
2. pozwala na unikanie prewencyjnego ograniczania mocy GW w celu zapewnienia regulacyjności systemu.

Co do zasady, planując pracę KSE, nie powinno się planować zaniżania mocy nJWCD, jeżeli nie wynika to z generacji JWCD wymuszonej ograniczeniami systemowymi.

4. Prowadzenie ruchu KSE

Należy założyć, że prowadzenie ruchu KSE będzie odbiegało od planu ze względu na błędy prognoz zapotrzebowania na moc i generacji nJWCD. Wykorzystanie pasma regulacji wtórnej w kolejnych przedziałach 15-minutowych będzie związane z realizacją następującego algorytmu:

$$D. \Sigma_{JWCD} (P_{MIN_TECH}) > \Sigma_{JWCD} (BPP) > \Sigma_{JWCD} (JWCD_{MustRun}) - \text{zapotrzebowanie}$$



Rys. 2. Wykorzystanie rezerwy wtórnej w kierunku zmniejszania generacji alokowanej na GW

do pokrycia przez JWCD jest mniejsze od sumy ich minimów technicznych, ale większe od generacji JWCD wymuszonej systemowymi ograniczeniami sieciowymi²

- moc oddawana do sieci przez farmy wiatrowe jest ograniczana (rys. 2, godziny 2 i 3)
- całość półpasma w kierunku zmniejszania generacji alokowane na GW (GW-RD)
- częściowo półpasmo w kierunku zwiększania generacji alokowane na GW; priorytet wykorzystania przed JWCD (GW – RG na rys. 2).

W rozważanym przykładzie GW świadczy usługę rezerwy wtórnej w kierunku zwiększania generacji. W paśmie zaniżonej mocy oddawanej do sieci przez GW pracują JWCD z mocami minimum technicznego. W przypadku częściowego lub całkowitego wykorzystania zaplanowanego pasma regulacji w kierunku zmniejszania generacji alokowanego na GW, technicznie możliwe jest utrzymanie na niezmiennym poziomie wielkości tego pasma.

W przypadku nieprzewidzianych (i niezaplanowanych) zdarzeń w KSE, takich jak błędy prognoz zapotrzebowania na moc, generacji OZE etc., gdy:

- JWCD pracują z mocą minimów technicznych
- moc do pokrycia przez JWCD będzie mniejsza od sumy ich minimów technicznych

• pasmo regulacji w dół alokowane na GW zostało całkowicie wykorzystane

- odstawienie JWCD lub nJWCD konwencjonalnych jest utrudnione technicznie lub związane z nadmiernymi kosztami
- możliwe jest zaniżenie generacji wiatrowej poniżej założonego na etapie planowania pasma regulacji w dół z zachowaniem przez GW zdolności do świadczenia usługi rezerwy wtórnej w kierunku zmniejszania generacji. Graficznie taką sytuację ukazuje rys. 2.

Zakres regulacji mocy czynnej na farmie wiatrowej zależy jest od możliwości technicznych poszczególnych turbin wiatrowych

oraz aktualnych warunków pogodowych. Sterowanie mocą czynną w zależności od wymaganej wartości zaniżenia odbywa się w zależności od rozwiązań zaimplementowanych przez producentów turbin:

1. redukcja jest realizowana na kolejnych pojedynczych turbinach do osiągnięcia ich mocy minimalnej
2. redukcja jest realizowana na wszystkich turbinach równocześnie do osiągnięcia ich mocy minimalnej, po czym następują kaskadowe wyłączenia turbin do osiągnięcia mocy zadanej farmy.

Zasadniczo nowym zagadnieniem z punktu widzenia OSP byłby sposób sterowania mocami poszczególnych farm wiatrowych. Regulator LFC przekazuje sygnał sterowania mocą JWCD bezpośrednio do tych jednostek, a OSP może obserwować w trybie online zmiany mocy oddawanej do sieci przez poszczególne jednostki. Regulator centralny LFC umożliwia indywidualne załączanie lub wyłączanie udziału JWCD w regulacji pierwotnej oraz wtórnej na poszczególnych JWCD. Ponieważ moc zainstalowana większości z farm, które mogłyby uczestniczyć w regulacji, jest zbyt mała z punktu widzenia OSP, być może FW będą musiały być agregowane obszarowo, a możliwości regulacyjne wynikające z parametrów technicznych i lokalnych warunków pogodowych byłyby oferowane dla OSP zbiorczo przez podmioty odpowiedzialne za agregację. Mielibyśmy zatem do czynienia z hierarchiczną strukturą sterowania rezerwą wtórnią, w której OSP obserwowałby jedynie zbiorczą grupę farm wiatrowych, natomiast praca poszczególnych farm, a tym bardziej turbin wchodzących w ich skład byłaby dla OSP znana powykonawczo.

5. Podsumowanie i wnioski

Ograniczanie mocy jednostek nJWCD w dolinie obciążenia może wynikać z konieczności utrzymania minimalnej wymaganej liczby pracujących JWCD i/lub zapewnienia pasma regulacji mocy czynnej w kierunku zmniejszania generacji (JWCD

¹ Występuje wyłącznie w przypadku operacyjnego wykorzystania GW-RD (rys. 2).

² Brak zagrożenia bezpieczeństwa KSE, trudności techniczne lub wysokie koszty odstawienia nJWCD konwencjonalnych i JWCD.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 49–53. When referring to the article please refer to the original text.

PL

pracując z mocą powyżej minimum technicznego, w związku z czym są w stanie automatycznie lub na polecenie OSP obniżyć moc oddawaną do sieci). Rezerwa wirująca w kierunku zmniejszenia generacji jest niezbędna dla niezawodnego prowadzenia ruchu sieci, ale nie jest tożsama ze zmniejszaniem generacji. Jest to rodzaj opcji, którą OSP może wykorzystywać, jeżeli zajdzie taka potrzeba. OSP, zamiast alokacji rezerwy w kierunku zmniejszania generacji w dolinie na JWCD, mógłby ją alokować na nJWCD. Zagrożenie ograniczania mocy nJWCD występuje wyłącznie w warunkach bardzo dużej mocy oddawanej przez nie do sieci. W związku z tym z punktu widzenia OSP nie ma zagrożenia, że usługa ta będzie się charakteryzowała niedostateczną dyspozycyjnością. Korzyści takiego rozwiązania są następujące:

1. Pozwoliłoby na uniknięcie dużych przewencyjnych redukcji mocy oddawanej do sieci przez nJWCD w warunkach, gdy obciążenie do pokrycia przez JWCD w dolinie (powiększone o rezerwę w kierunku zmniejszania generacji) jest mniejsze od minimalnego wymaganego poziomu generacji JWCD wymuszonego bezpieczeństwem pracy KSE. Rezerwa wtórna alokowana na jednostkach nJWCD, w odróżnieniu od przewencyjnego redukowania mocy, powoduje, że ewentualne ograniczanie mocy FW byłoby ściśle związane z chwilowymi warunkami pracy KSE i po ustąpieniu zagrożenia automatycznie byłoby anulowane. Centralny regulator LFC, śledząc w trybie online saldo generacji i zużycia energii na terenie całego kraju, precyzyjnie określa chwilowe wartości redukcji – stosownie do warunków panujących w KSE i anuluje redukcje w momencie, gdy ustępuje przyczyna zanizania mocy FW
2. Produkcja utracona w związku z pracą w regulacji jednostek nJWCD byłaby znacznie mniejsza niż w przypadku przewencyjnego ograniczania ich mocy o dużą wartość w całej dolinie nocnej ze względu na zagrożenie bezpieczeństwa pracy KSE. Poprawiłoby to bilans produkcji energii z OZE

3. OSP otrzymałby dodatkowe narzędzie regulacyjne, które pod względem technicznym byłoby identyczne z regulacją na blokach ciepłych. Centralny regulator LFC automatycznie po wyczerpaniu zasobów regulacyjnych na JWCD uruchamiałby regulację polegającą na zaniżeniu mocy elektrowni wiatrowych
4. Zdolności regulacyjne elektrowni wiatrowych byłyby wykorzystywane do poprawy bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE
5. Obniżone zostałyby koszty funkcjonowania KSE. Pozwoliłoby to na unikanie nocnych odstawień JWCD i ponownych porannych uruchomień ze względu na małe dolinowe pasmo zapotrzebowania na moc do pokrycia przez JWCD. Alokacja znacznej części rezerwy wtórnej na nJWCD z jednej strony pozwoliłaby na pracę dodatkowych JWCD z mocą równą minimum technicznemu bloków, a z drugiej minimalizowałoby ryzyko ograniczania mocy nJWCD
6. Zwiększenie mocy zainstalowanej bloków JWCD pracujących w dolinie obciążenia umożliwiłoby pokrycie większego zapotrzebowania na moc w szczycie obciążenia, bez potrzeby uruchamiania dodatkowych JWCD w szczycie
7. Unikanie uruchomień JWCD w cyklu dobowym zmniejsza ich awaryjność.

Czynniki wymienione powyżej przyczyniają się do obniżenia łącznych kosztów funkcjonowania KSE ze względu na zmniejszenie produkcji utraconej GW oraz unikanie kosztów odstawień i ponownych uruchomień JWCD. Warunkiem bezwzględnie koniecznym jest zapewnienie przez nJWCD standardów technicznych i komunikacyjnych świadczenia usług regulacyjnych identycznych z tymi, które oferują JWCD.

Bibliografia

1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, wersja 1.0, tekst obowiązujący od 1.01.2015 [online], www.pse-operator.pl [dostęp: 17.02.2017].
2. Bućko P., Regulowane usługi systemowe w zakresie mocy czynnej, Politechnika Gdańska, Monografie 109, Gdańsk 2011.
3. Wymogi wobec JWCD na potrzeby wdrożenia systemu LFC, PSE-Operator SA, Konstancin-Jeziorna 4.08.2011.
4. Active Power Controls from Wind Power: Bridging the Gaps; Technical Report NREL/TP-5D00-60574.
5. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025, PSE SA, 2015.
6. Plan Koordynacyjny Dobowy, ograniczenia sieciowe [online], www.pse.pl [dostęp: 17.02.2017].
7. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, listopad 2009 [online], www.mg.gov.pl [dostęp: 17.02.2017].
8. Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, Minister Gospodarki, Warszawa 2010 [online], http://www.ebb-eu.org/legis/ActionPlanDirective2009_28/national_renewable_energy_action_plan_poland_pl.pdf [dostęp: 20.07.2017].
9. Polityka energetyczna Polski do 2050 roku – projekt, ver. 0.6, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, sierpień 2015 [online], <http://bip.me.gov.pl/node/24670> [dostęp: 20.07.2017].
10. REmap 2030 Perspektywy rozwoju energii odnawialnej w Polsce, IRENA 2015, październik 2015 [online], http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REmap_Poland_paper_2015_PL.PDF [dostęp: 20.07.2017].
11. Zapotrzebowanie na moc w KSE [online], www.pse.pl [dostęp: 17.02.2017].
12. Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 roku, Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA, 2013.

Bogdan Czarnecki

mgr inż., MBA

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: b.czarnecki@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Uniwersytetu Elektrotechnicznego w Petersburgu (1990), absolwent studiów MBA Gdańskiej Fundacji Kształcenia Menedżerów (2002). Od 2000 roku jest kierownikiem Zakładu Strategii i Rozwoju Systemu w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk. Zawodowo zajmuje się m.in. zagadnieniami związanymi z planowaniem rozwoju systemu elektroenergetycznego.