

Optimal Control of a Wind Farm Group Using the WindEx System

Authors

Piotr Kacejko
 Michał Wydra
 Robert Jędrychowski

Keywords

state estimation, optimization, SCADA

Abstract

The aim of this paper is to present achievements obtained in implementing the framework project N R01 0021 06 in the Power System Department of Lublin University of Technology. The result of the work was "A system of optimal wind farm power control in the conditions of limited transmission capabilities of power networks", which one of two main modules is a state estimator. The featured wind farm control system was integrated with a SCADA dispatcher system WindEx using the WebSVC service.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014306

1. Introduction

An increase in the requirements for dispatching systems, which are designed to transmit and collect information about the current state of the power system, is noticeable in the energy sector. Measurement data constitutes an essential element of operative and definite control of the power system. For proper control of a large and complex object, such as a power system, very precise measurements from multiple locations in the grid are required. The complexity of issues of the power system's control is undoubtedly known, however, it is inextricably linked to the number and type of connected units operated to satisfy its needs. Recently a trend has been noticed associated with connection of a large number of smaller generation units, which include biogas systems, small hydropower plants, wind farms and now, increasingly taken into account, photovoltaic sources. Since around 2008 wind farms (WF) have become the most popular. The wind power generation's high rate growth poses new challenges for the operator of the National Power System (NPS), and in particular for the distribution system operator (DSO). Growth of wind power generation, which is a turbulent generation, in a distribution company's operating area and the related instability and uncertainty of its output, imposes increasing requirements for remotely controlled devices, mainly data concentrators and interoperable SCADA systems.

1.1. Concept of the optimal WF control system

In connection with operating specifics of wind farms, the output of which depends on the wind conditions, it was decided to implement the project "A system for optimal wind farm output control under conditions of power grids' limited transmission capacity". It was meant to develop a computerized control system for wind farms located in a selected area covered by a remote control that

sets such an allowable instantaneous power output, which corresponds to the area's actual transmission grid capacity, and more specifically – to the transmission capacities of individual lines. This approach to grid operations management will be justified in the case of connecting subsequent generation sources, including wind farms [1]. In the authors' opinion the effective group management of wind farms located in a distribution company's operating area requires an upgrade of the software currently installed in dispatching centres. SCADA systems will not only have to adequately respond to failures, but also properly control a group or multiple groups of wind farms. Under more favourable wind conditions transmission lines may be overloaded, especially where several farms operate in the neighbourhood. In this case the SCADA system should make an appropriate adjustment, for example limit the wind farms' output, in order to relieve the transmission lines, and the reduction should be minimal. Such adjustment by a SCADA system must be preceded at the dispatch centre with multiple computing steps that altogether make up the process of the power system state's estimation. Only then, on the basis of the most probable state of the system, may the wind farms' optimization calculations and operating adjustments be performed. According to [2], the power system state estimation is a computational procedure aiming to reconstruct the most likely state of the system operation based on a set of measurements and the grid's topology defined by the statuses of its switches. Therefore the estimation verifies whether the grid picture in the SCADA system is correct, and accurately defines the current state of the system.

1.2. Current state and new possibilities of SCADA systems

The practice so far has assumed that a power grid's transmission capacity must be sufficient to output the full power from

wind farms in the area. Whereas such wind conditions that allow for wind farms' operation at full capacity are extremely rare [1, 3]. Anticipating, however, that in the case of favourable wind conditions the power output from wind farms could exceed the transmission capacity of local power grids (this refers primarily to 110 kV grids), a solution might be the option to reduce the outputs of individual farms. Of course, a separate issue is how to assess the compensation that would have to be paid to the concerned generators for reducing their outputs; however the presented system seeks for such a mathematically optimal solution, which minimises the sum of the output restrictions in individual farms necessary to achieve the effect of relieving a line or a few lines. The presented approach assumes the need for constant control of the output, and monitoring of the current-carrying capacities of the grid's individual lines. Undoubtedly, this solution is cheaper than upgrading a number of power lines, for which the risk of overloading would occasionally occur. The present system can provide dedicated protection against overloading for one line or multiple lines in the area.

When designing the entire system, particular attention was paid to the fact that the estimator and optimizer system should be able to operate as an additional and independent calculation module providing decision support for the dispatcher. Dispatcher systems can share data using a variety of IT solutions, e.g. WindEx software can share measurement data owing to WebSVC service, thus enabling the interoperability with external computing modules. At the same time, the same service allows to update properly programmed fields on the dispatcher screen. Assuming that the SCADA system is the master element, tight in IT terms due to security and legal considerations, then without entering its structure additional features can be added by using the data exchange mechanism, and setting up functional modules running on other computers. The additional modules that do not constitute the dispatcher system's operational basis, being a kind of support for the operator's decision and running on physically separate servers, relieve the relevant SCADA system. The use of grid services, in the described case of the WebSVC service, enables the interoperability of the SCADA server and the remote optimum control server.

2. Optimal control system interoperable with Windex system

As mentioned earlier, the basic task of the control system is to determine by calculation process the output power set point for each wind farm, at which the 110 kV grid is not exposed to the overload risk. In the event of a line's or a few lines' overload the system determines the active power output for each farm, which minimally restricts the total wind power generation output. Currently, constraints for lines are treated statically, but owing to the monitoring of line operating parameters the overload issue can be treated dynamically, and the system can be operated taking into account the existing weather conditions (e.g. wind, temperature, icing). The presented solution's future application is planned in the system of HV grid's dynamic management.

2.1. Test bench for the prototype optimal control system

In the laboratory version, and for the purpose of the prototype development, a model of the CIGRE system was used consisting of 220 kV and 110 kV grids. The controlled wind farms were connected to selected nodes. For mapping the power system operation a simulator was built that cyclically performed power flow calculations, taking into account the set points provided by the SCADA system for the controlled wind farms. Diagram of the data exchange between different elements of the system is shown in Fig. 1.

The wind farm output optimal control system consists of three main elements (Fig. 1 and 2):

- power system simulator
- local dispatch system interoperable with remotely controlled devices
- power grid state estimation and optimization subsystem.

The first element is a system that is in fact a dedicated real-time computer with a dedicated power flow software developed at Lublin University of Technology. The real-time computer is provided with analogue and digital outputs, and its task is to map the actual state of the power grid and processes therein occurring. The analogue outputs convert the measurements defined in the CIGRE system into electrical signals, which in real conditions are obtained from the power system's individual nodes. These are node voltages and active and reactive line loads, while the digital signals allow mapping the actual grid topology based on the switch statuses [2].

Fig. 2 shows data transmission types and directions in the prototype system. The analogue and digital signals are cyclically transmitted to the local SCADA WindEx system through the Ex-MST 2 data concentrator. After processing the information content of individual signals, it is displayed on the dispatcher system's synoptic screen, and owing to the WebSVC service the measurements are shared with external modules, i.e. the estimator and optimizer module. WebSVC is a client-server service, based on the standard http/https protocol, so access to pre-defined measurements can be easily controlled.

Accordingly, it became possible to build a backbone communication network, based on fibre optic links and MOXA switches, and meeting stringent requirements of the IEC 61850 standard, and electromagnetic compatibility requirements for substation equipment [5]. The communication backbone was configured in fibre optic ring technology, and combines all elements of the control system. Importantly, this solution allows for further extensions, and with the implementation of many features required by the IEC 61850 standard it is possible to manage the system operation, to ensure its high reliability, security and performance. The ICT structure is fully scalable and allows for the system's further extension, and for connecting devices compatible with the Ethernet 100 Mb/s standard and higher, which communicate over TCP/IP protocols [5].

Information shared by the master control and supervision system is used by the state estimation and optimization subsystem. The estimation module determines whether lines were overloaded

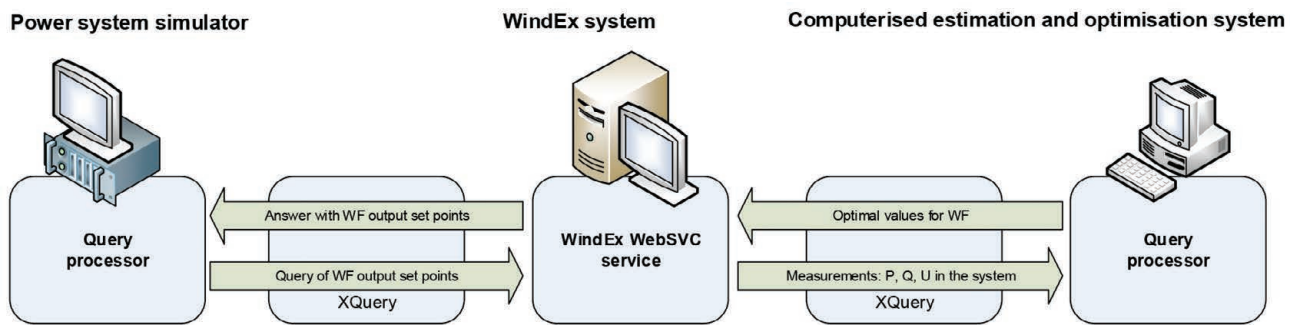


Fig. 1. Data exchange with SCADA – WindEx dispatcher software

in the supervised system and, if so, it sets in the optimization process the output power set points for each wind farm. Through the remotely controlled system this information reaches the real system simulator that takes into account the new values and calculates a new power flow condition. The system allows for changes in the grid's topology as well as in its determined power flow parameters, owing to which many variants can be modelled and analysed.

The power system simulator in the presented solution is a dedicated National Instruments PXI computer with 160 analogue outputs (5 cards of 32 analogue outputs each), capable of generating signals fixed and variable over time in the range of ± 10 V, and with an industrial digital output card with 64 outputs, which generates 0–30 VDC signals (Fig. 2).

In the PXI computer runs a computation application that determined power flows in the described power system.

The program calculates the power flows at a fixed time interval, responding to changes that may be effected by the user, or calculates pre-prepared scenarios. At the same time the software communicates with the SCADA system, retrieving output power set points of individual farms in the concerned group of wind farms. Calculation results, i.e. solutions of the power flow task, are retrieved from the simulation computer as:

- node voltages
- active and reactive power generator outputs
- active and reactive power loads
- switch statuses in the form of analogue and digital signals by the PXI system's measuring and control cards. This signal processing stage models inaccuracies of the grid node power and voltage measurements. A value calculated in the simulator is converted to an analogue signal with the DAC converter resolution, and transferred as voltage to an Ex-MST 2 concentrator [5].

The SCADA system via the Ex-MST 2 data concentrator reads out analogue signals and performs analogue-to-digital conversion with the converter specific resolution. Transfer of electrical signals allows for modelling different types of errors, inaccuracies, and distortions that arise when the most important values are measured. Because of these errors, for determining a consistent state of the power system the state estimation has become necessary, without which effective optimization is not possible.

2.2. Computerised optimal control system – data integration and exchange

The task of the estimation and optimization subsystem is to determine the most likely state of the power grid, and the optimal output power set points for a group of wind farms in order to level line overloads while maintaining the maximum generation in wind farms. Therefore the optimum control system operates in a closed system, and various software modules perform calculations in a sequential manner, inputting outputs from the preceding module.

Starting computational sequences begins with a solution of the problem, in which the start and end points are defined. The algorithm of the computerized control system operation is illustrated in Fig. 2 and 3.

The system operation starts from downloading an optimized grid model to the estimator. For the purpose of the developed system's tests and trials a modified model of the CIGRE test grid was used. The system's flexibility and scalability allows using a model of the national grid in the commonly accepted *.kdm format. It should be emphasized that it is very important to have an accurate model of the estimated grid/ system. This model is the basis for the estimation calculation, and affects the accuracy of the results. According to the presented estimation algorithm (Fig. 5) and mode of integration with the SCADA system (Fig. 3), starting the estimation – optimization application results in cyclical downloading of measurement results from the SCADA system, and performing the estimation calculations, based on which the most probable state of the power grid is obtained, and the resulting model is transferred to the optimizer module. The output power set points determined for a WF group, optimized after the adopted objective function in the optimizer module, are transferred to the dispatcher system. After completion of the described cycle, the application counts the time preset by the user. After the preset time has elapsed, the calculation cycle is repeated until the application is interrupted by the dispatcher. In real conditions, changes in WF output power set points are decided by the dispatcher, although for the purposes of this project, the simulator automatically takes into account new optimal WF set points.

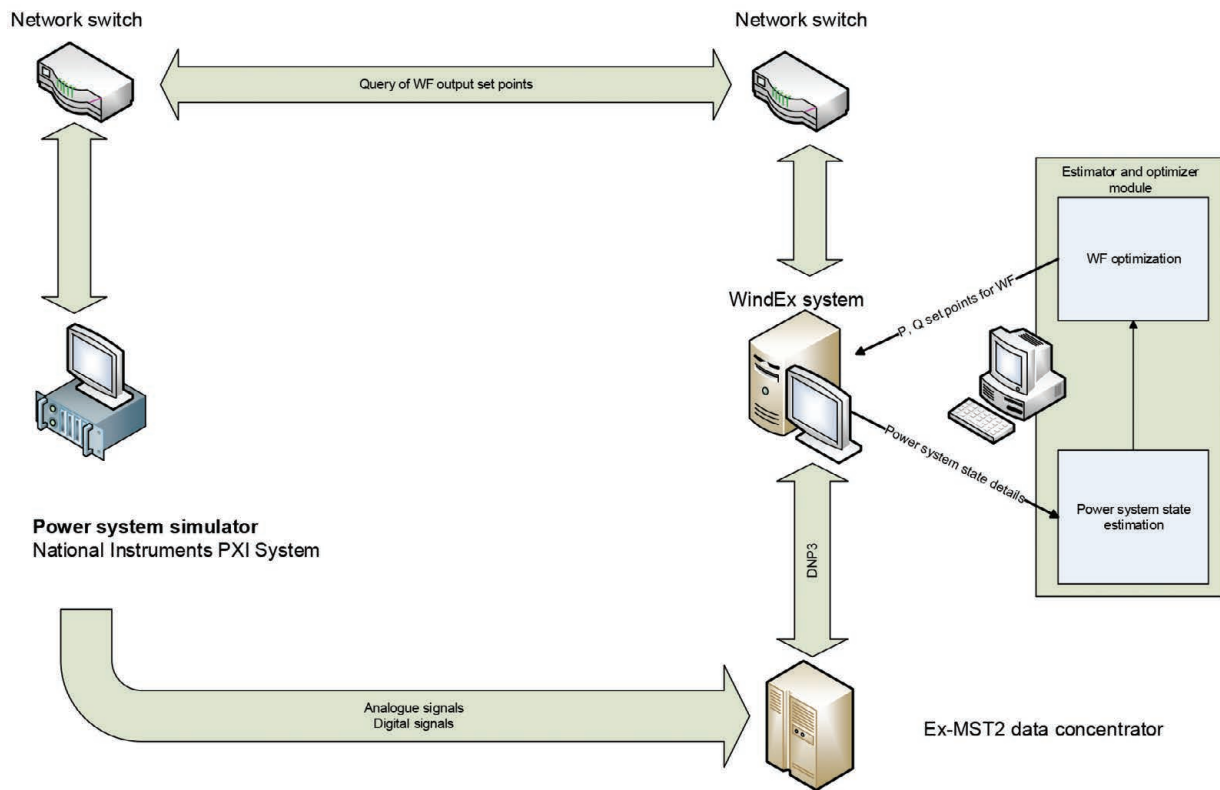


Fig. 2. Test bench for WindEx dispatcher system based optimum control system [1]

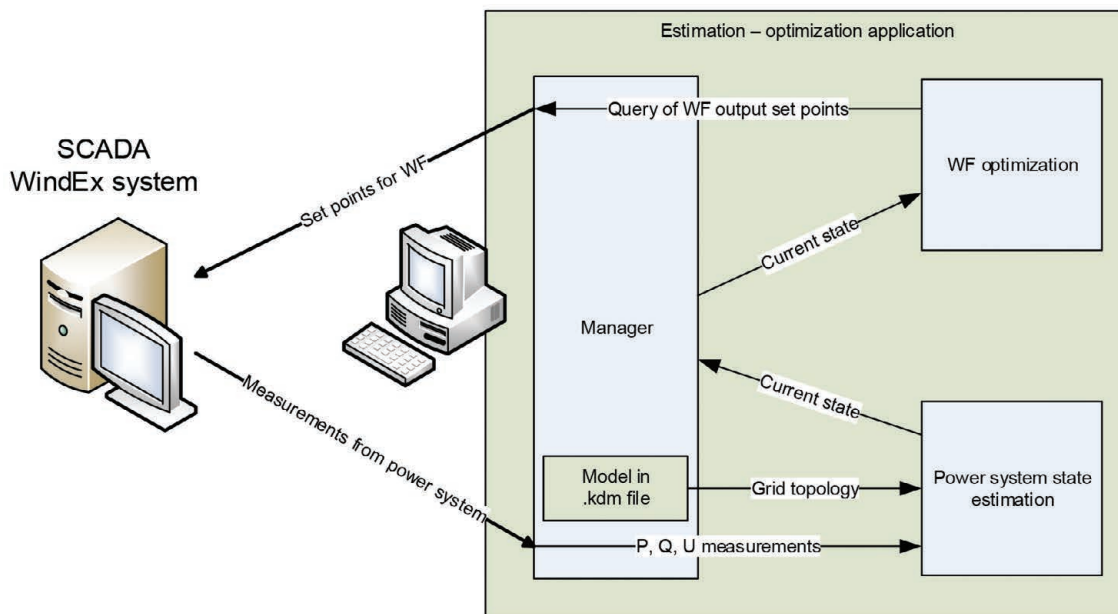


Fig. 3. Calculation cycle of the control system at preset time interval [1]

2.3. Steps of power system estimation and wind farm output power optimization under line overload condition

The estimation purpose is to determine the most probable set vector of the state of complex node voltages, based on which any variable in the system can be determined. The static grid model is described by the grid topology together with parameters in

the form of nodal admittance matrix YWZ , obtained from the supervised system's model. It is assumed in the estimation that the topology is most often well identifiable on the basis of the switch statuses obtained from the respective substation's remote controls.

The nodal powers vector is the basic set of measurements required for the estimation, including active and reactive powers

in generator and load nodes alike. In practice, the nodal powers can be determined by measuring the power flows in grid branches, i.e. lines and cables, and the generated and received powers. In addition, voltage measurements are read out in individual nodes of the grid, which complements the input data set. Of course, the main element that shares this data is the SCADA system. The estimation module queries the dispatcher system at a preset time interval and estimates the state.

In fact, the measurement points from measurements in the system make up a set of points describing the state of the system. If there were no measurement errors, all the points would suit a set of equations, the solution of which is one point, or rather a vector in the considered space with coordinates $x = [U; \delta]^T$, where: U – node voltages vector, δ – phase angles vector in all nodes of the grid in question. Looking more broadly at the issue of power system modelling in real time, it can be concluded that the state estimation is the central element of a larger process (Fig. 5), which consists of modules such as:

- topology analysis and grid integrity
- checking data verification including remote measurements and remote signalling consistency analysis
- test of observability in view of available measurements set
- state estimation
- detection and identification of erroneous data, recovery of values unmeasured or rejected as incorrect [2].

Of particular interest may be the last module (Fig. 4), which in the case of failure of an important energy meter, for example the meter of exchange between areas or of a large load, can accurately estimate the energy intake. Assuming that in the dispatcher SCADA system the system parameters, i.e. parameters of the power lines, transformers and current-carrying capacities, are stored, the estimation module can retrieve parameters of grid components, and sequentially perform the above computational procedures. The rate of the whole state estimation process depends on the estimated system's size, and hence the number of measurements obtained from the field, and the performance of the computer on which the estimation process runs. As computers can be connected in high-performance clusters and computing clouds, the authors tend to conclude that, provided that measurements are available, the state estimation process can be completed even within one minute.

The optimization calculations aim at determining such a vector of active powers for a group of wind farms that eliminates line overloads while maintaining the wind farms' maximum total output available in this case. The above assumption implies an optimization task, which seeks the minimum sum of the vector of individual restrictions of the wind farm group's output, thereby eliminating line overloads. The above optimization problem can be represented as maximisation of the wind farms' output power subject to the following constraints:

$$P_{FW} = \max \sum_{j=1}^k P_j \quad (1)$$

$$\{P_j \leq P_g; I_l \leq I_{max}\} \quad (2)$$

where:

P_j – vector of individual wind farms output set points, P_g – vector of the wind farms output available at the current wind conditions, I_l – vector of line currents at P_j , I_{max} – vector of maximum allowable line currents.

The above problem is solved by the optimization module. The whole process is shown in Fig. 5.

3. Final conclusions

The paper presents a WebSVC service based extension of the WindEx dispatcher system's functionality. The presented system is interoperable with the dispatcher software collecting measurement data from individual points of the supervised grid area, and on the basis of the data estimating the grid state, and optimizing wind farms output. WindEx system, providing a WebSVC data exchange service, allows extending the functionality of a SCADA system with external modules running on physically separate computing units, and relieving the load of a single SCADA server or multiple servers. It thus becomes independent of the place of installation of the computers providing other services or functions. The presented system treats a SCADA system as the master element, owing to which no loss of communication with the

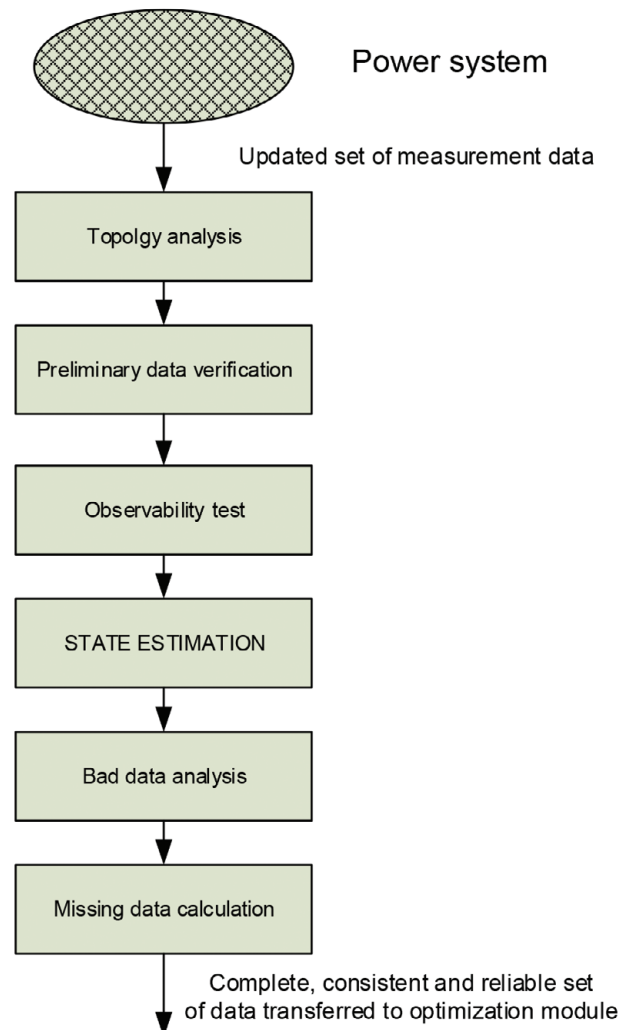


Fig. 4. Steps of power system state estimation

estimation-optimization module will disturb the power system operation. The presented system can be treated also as support for dispatcher decisions when line overloads are arising in the supervised area.

In addition, the authors wish to emphasize that the implementation of the optimal wind power generation system allowed developing a tool (laboratory test bench with simulator) for simulation of many activities related to the power system operation management. The test bench may be used for testing numerous solutions for power grid operation modelling, system state estimation, and generation unit performance optimization in overload conditions. It may be also used for testing new data exchange and transmission methods. The solution developed in the presented system enables the transfer of developed methods to real SCADA systems that manage the power systems operation. It should also be noted that the basis for the estimator and optimizer operation is an accurate model of the power grid in the supervised area. Building such a model may pose some problems, and this should be considered as the presented system's shortcoming.

REFERENCES

1. Kacejko P., Wydra M., Energetyka wiatrowa w Polsce – analiza potencjalnych ograniczeń bilansowych i oddziaływania na warunki pracy jednostek konwencjonalnych [*Wind power generation in Poland – analysis of potential balance constraints, and impact on operating conditions of conventional units*], *Rynek Energii*, 2011, issue 2(93), pp. 25–30.
2. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych [*Analysis of power systems*], Warsaw 1996.
3. Kacejko P., Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym [*Distributed generation in the power system*], Lublin 2004.
4. Kacejko P., Machowski J., Pijarski P., Redukcja kąta załączenia w operacjach łączeniowych sieci przesyłowej [*Standing phase angle reduction in transmission grid switching operations*], *Rynek Energii*, 2011, issue 5(96), pp. 24–35.
5. Kacejko P. et al., Modelowanie współpracy farm wiatrowych z siecią elektroenergetyczną [*Modeling wind farms interoperability with power grid*], *Rynek Energii*, 2012, issue 1(98), pp. 28–32.

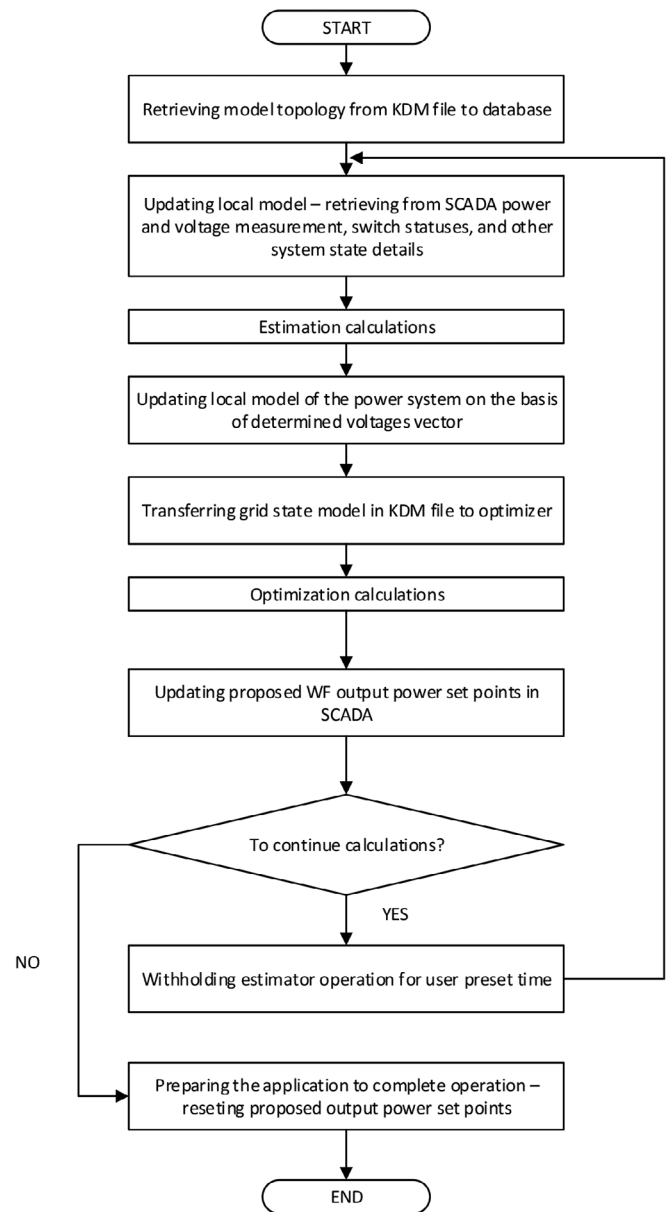


Fig. 5. Algorithm of recursive operations of state estimator and optimizer

Piotr Kacejko

Lublin University of Technology

e-mail: p.kacejko@pollub.pl

Rector of Lublin University of Technology, and head of the Department of Electrical Networks and Protections. He was granted the habilitated doctor degree at the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology (1999), and the title of professor in 2006. Specializes in power system analysis, especially in emergency conditions, and numerical methods of analysis.

Michał Wydra

Lublin University of Technology

e-mail: m.wydra@pollub.pl

Assistant professor at the Department of Electrical Grids and Protections of Lublin University of Technology. A researcher/lecturer at the Faculty of Electrical Engineering and Information Technology since 2002. Granted the doctor of engineering degree in 2009. Specializes in modelling the dynamics of generation units supplying the power system, and in state estimation.

Robert Jędrychowski

Lublin University of Technology

e-mail: r.jedrychowski@pollub.pl

Assistant professor at the Department of Electrical Grids and Protections of Lublin University of Technology. Graduated from Lublin University of Technology. A researcher/lecturer at the Faculty of Electrical Engineering and Information Technology, Department of Electrical Grids and Protections of Lublin University of Technology since 1995. His research interests revolve around issues related to the functioning of control and supervision systems, smart grids, and automatic protections.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 66–72. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Optymalne sterowanie grupy farm wiatrowych w oparciu o system WindEx

Autorzy
 Piotr Kacejko
 Michał Wydra
 Robert Jędrzychowski

Słowa kluczowe
 estymacja stanu, optymalizacja, SCADA

Streszczenie

W artykule autorzy przedstawili układ optymalnej regulacji farm wiatrowych, który zintegrowano z systemem dyspozytorskim WindEx poprzez usługę WebSVC. Celem publikacji jest przedstawienie efektu prac projektu badawczo-rozwojowego N R01 0012 06 w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń Politechniki Lubelskiej. W ich wyniku powstał układ optymalnej regulacji mocy farm wiatrowych w warunkach ograniczonych możliwości przesyłowych sieci elektroenergetycznych, którego najważniejsze moduły obliczeniowe stanowią estymator stanu i optymalizator, współpracujący z systemem SCADA.

1. Wstęp

W energetyce zauważalny jest wzrost wymagań dotyczących systemów dyspozytorskich, które mają za zadanie przesyłanie i gromadzenie informacji o aktualnym stanie systemu elektroenergetycznego (SEE). Informacje pomiarowe stanowią niezbędny element operatywnego i pewnego sterowania pracą SEE. Aby sterowanie dużym i złożonym obiektem odbywało się prawidłowo, tak jak jest to w przypadku SEE, wymagane są bardzo precyzyjne pomiary pochodzące z wielu miejsc w sieci. Złożoność problematyki sterowania SEE jest niewątpliwie znana, jednakże nierozróżnialnie wiąże się z liczbą i rodzajem jednostek przyłączonych pracujących na jego potrzeby. W ostatnim czasie zauważa się tendencję związaną z przyłączaniem dużej liczby mniejszych jednostek wytwórczych, z których m.in. można wyróżnić układy biogazowe, małe elektrownie wodne, farmy wiatrowe i obecnie coraz częściej brane także pod uwagę źródła fotowoltaiczne. Od ok. 2008 roku właśnie farmy wiatrowe (FW) stały się najbardziej popularne. Rozwijająca się dynamicznie energetyka wiatrowa stawia nowe wyzwania dla operatora Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), a w szczególności dla operatora systemu dystrybucyjnego (OSD). Rozwój energetyki wiatrowej, będącej generacją niespokojną, na terenie danej spółki dystrybucyjnej oraz związana z tą energetyką niestabilność i niepewność co do generowanej mocy stawia coraz wyższe wymagania dla urzędników telemechaniki, a głównie konceptorów danych oraz współpracujących z nimi systemów SCADA.

1.1. Koncepcja układu optymalnej regulacji FW

W związku ze specyfiką pracy farm wiatrowych, których moc generowana jest zależna od warunków wiatrowych, postanowiono zrealizować projekt „Układ optymalnej regulacji mocy farm wiatrowych w warunkach ograniczonych możliwości przesyłowych sieci elektroenergetycznych”. Jego celem było opracowanie komputerowego układu regulacyjnego dla farm wiatrowych, zlokalizowanych na wybranym obszarze objętym zdalną

kontrolą, określającą taką dopuszczalną wartość chwilową mocy generowanej, która odpowiada aktualnym możliwościom przesyłowym sieci danego obszaru, a dokładniej możliwościom przesyłowym poszczególnych linii. Takie podejście do zarządzania pracą sieci będzie uzasadnione w przypadku przyłączenia kolejnych źródeł energii, m.in. takich jak farmy wiatrowe [1]. W odczuciu autorów efektywne grupowe zarządzanie farmami wiatrowymi zlokalizowanymi na terenie danej spółki dystrybucyjnej wymaga dostosowania oprogramowania obecnie zainstalowanego w centrach dyspozytorskich. Systemy SCADA będą musiały adekwatnie reagować nie tylko na awarie, ale dokonywać odpowiednich sterowań grupy bądź wielu grup farm wiatrowych. W sytuacji korzystnych warunków wiatrowych może dojść do przeciążania się linii przesyłowych, szczególnie wówczas, kiedy w okolicy będzie pracowało kilka farm. W takim przypadku system SCADA powinien dokonać odpowiedniego sterowania, np. ograniczyć moc generowaną w farmach wiatrowych, tak aby odciążać linie przesyłowe oraz w sposób minimalny zredukować energię pochodzącą z farm. Takie działania regulacyjne systemu SCADA musi w centrum dyspozytorskim zostać poprzedzone wieloma etapami obliczeniowymi składającymi się w całości na proces estymacji stanu systemu elektroenergetycznego. Dopiero wtedy, posiadając najbardziej prawdopodobny stan systemu, można dokonywać obliczeń optymalizacyjnych i korekt regulacyjnych energetyki wiatrowej. Zgodnie z [2] estymacją stanu systemu elektroenergetycznego jest procedura obliczeniowa, której zadaniem jest odtworzenie najbardziej prawdopodobnego stanu pracy systemu na podstawie zbioru wartości wielkości zmierzonych oraz określonej przez stany łączników topologii sieci. Estymacja staje się więc potwierdzeniem, czy obraz sieci w systemie SCADA jest prawidłowy oraz precyzyjnie określa aktualny stan systemu.

1.2. Stan obecny a nowe możliwości systemów SCADA

Dotychczasowa praktyka zakłada, że sieć elektroenergetyczna musi posiadać

możliwości przesyłowe dostosowane do wyprowadzenia pełnej mocy z farm wiatrowych na danym obszarze. Tymczasem sytuacja, w której panują warunki wiatrowe pozwalające na pracę farmy wiatrowej z pełną mocą, zdarza się niezwykle rzadko [1, 3]. Przewidując jednak, że w przypadku korzystnych warunków wiatrowych moc uzyskiwana z farm mogłaby przewyższać możliwości przesyłowe lokalnych sieci elektroenergetycznych (dotyczy to przede wszystkim sieci o napięciu 110 kV), pewnym rozwiązaniem może być możliwość ograniczenia mocy generowanej w poszczególnych farmach. Oczywiście osobną kwestią jest określenie wymiaru odszkodowania, jakie należałoby wypłacić wytwórcom za ograniczenie ich mocy, jednakże przedstawiany system poszukuje takiego optymalnego pod względem matematycznym rozwiązania, dla którego suma ograniczeń mocy w poszczególnych farmach jest najmniejsza z możliwych w celu uzyskania efektu odciążenia pojedynczego bądź kilku linii. Przedstawiane podejście zakłada konieczność istnienia stałej kontroli mocy generowanej oraz monitorowania obciążalności poszczególnych linii, tworzących sieć elektroenergetyczną. Niewątpliwie jest to rozwiązanie tańsze od modernizacji wielu linii elektroenergetycznych, dla których sporadycznie zachodziłoby zagrożenie przeciążeniem. Przedstawiany układ może stanowić specjalizowane zabezpieczenie przed przeciążeniem jednej bądź wielu linii na danym obszarze.

Podczas projektowania całego układu zwrócono szczególną uwagę na fakt, aby system estymatora i optymalizatora mógł pracować jako dodatkowy i niezależny moduł obliczeniowy, stanowiący wsparcie dla decyzji dyspozytora. Systemy dyspozytorskie mogą udostępniać dane, korzystając z różnych rozwiązań informatycznych i tak oprogramowanie WindEx może udostępniać dane pomiarowe dzięki usłudze WebSVC, pozwalając tym samym na współpracę z zewnętrznymi modułami obliczeniowymi. Jednocześnie ta sama usługa pozwala na aktualizowanie odpowiednio zaprogramowanych pól na ekranie dyspozytora. Zakładając, że system SCADA jest elementem nadrzędnym i hermetycznym pod względem

informatycznym, ze względów bezpieczeństwa i ze względów prawnych, to nie wchodząc w jego strukturę, sposobem na dodanie dodatkowych funkcji jest wykorzystanie mechanizmu wymiany danych i stworzenie modułów funkcyjnych działających na innych komputerach. Moduły dodatkowe niestanowiące podstawy działania systemu dyspozytorskiego, będąc swego rodzaju wsparciem dla decyzji operatora działające na fizycznie osobnych serwerach odciażają właściwy system SCADA. Wykorzystanie usług sieciowych w opisywanym przypadku usługi WebSVC pozwala na współpracę serwera SCADA i zdalnego serwera optymalnej regulacji.

2. Układ regulacji optymalnej współpracujący z systemem WindEx

Jak wspomniano wcześniej, podstawowym zadaniem układu regulacyjnego jest wyznaczenie na drodze procesu obliczeniowego dla każdej z farm wiatrowych wartości mocy zadanej, która może być w danej chwili produkowana, bez zagrożenia przeciążeniem sieci 110 kV. Zrealizowany układ, w sytuacji stwierdzenia przeciążenia jednej lub kilku linii, wyznacza dla każdej z farm taką wartość mocy czynnej, która w minimalnym stopniu ogranicza poziom sumarycznej generacji w źródłach wiatrowych. Obecnie ograniczenia dla linii są traktowane w sposób statyczny, jednakże dzięki zastosowaniu monitoringu parametrów pracy linii można zagadnienie przeciążalności potraktować dynamicznie i prowadzić ruch w systemie w zależności od istniejących warunków atmosferycznych (m.in. wiatru, temperatury, oblodzenia). W przyszłości planuje się wykorzystanie niniejszego układu w systemie dynamicznego zarządzania siecią WN.

2.1. Stanowisko badawcze do testowania prototypowego układu regulacji optymalnej

W wersji laboratoryjnej i na potrzeby zbudowania układu prototypowego wykorzystano model systemu CIGRE, składający się z sieci 220 kV i 110 kV. Do wybranych węzłów przyłączono farmy wiatrowe podlegające regulacji. W celu odwzorowania pracy systemu elektroenergetycznego zbudowano symulator, który cyklicznie wykonuje obliczenia rozprywy, otrzymując z systemu SCADA wartości zadane dla regulowanych farm wiatrowych. Schemat wymiany danych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu przedstawiono na rys. 1.

Układ optymalnej regulacji mocy farm wiatrowych składa się z trzech elementów głównych (rys. 1 i 2), należą do nich:

- symulator systemu elektroenergetycznego
- lokalny system dyspozytorski współpracujący z urządzeniami telemechaniki
- podsystem estymacji stanu i optymalizacji sieci elektroenergetycznej.

Pierwszym elementem jest układ będący w istocie dedykowany komputerem czasu rzeczywistego ze specjalistycznym oprogramowaniem rozprywowym, rozwijanym na Politechnice Lubelskiej. Komputer czasu rzeczywistego wyposażony jest w wyjścia analogowe i cyfrowe, a jego zadaniem jest odwzorowanie rzeczywistego stanu sieci elektroenergetycznej oraz procesów w niej zachodzących. Wyjścia analogowe przekształcają wartości pomiarów zdefiniowanych w omawianym systemie CIGRE na sygnały elektryczne, które w warunkach rzeczywistych uzyskiwane są z poszczególnych węzłów systemu elektroenergetycznego. Są to napięcia w węzłach systemu, moce czynne i bierne płynące w liniach, natomiast sygnały cyfrowe pozwalają odwzorować aktualną topologię sieci na podstawie stanów łączników [2].

Na rys. 2 przedstawiono rodzaje i kierunki przesyłu informacji w układzie prototypowym. Sygnały analogowe i cyfrowe przekazywane są cyklicznie do lokalnego systemu SCADA WindEx poprzez koncentrator danych Ex-MST2. Po przetworzeniu informacji zawartej w poszczególnych sygnałach są one prezentowane w systemie dyspozytorskim na ekranie synoptycznym, a dzięki usłudze WebSVC pomiary są udostępniane modułom zewnętrznym, tj. modułowi estymatora i optymalizatora. WebSVC jest usługą typu klient-serwer, opartą na standardowym protokole http/https, dzięki czemu można w prosty sposób kontrolować dostęp do uprzednio zdefiniowanych pomiarów.

W związku z powyższym możliwe stało się zbudowanie szkieletowej sieci komunikacyjnej, opartej na łączach światłowodowych i na bazie przełączników firmy MOXA, spełniających surowe normy standardu IEC 61850 oraz wymogi kompatybilności elektromagnetycznej, wymaganej od urządzeń stosowanych na stacjach elektroenergetycznych [5]. Szkielet komunikacyjny został skonfigurowany w technologii światłowodowego pierścienia i łączy wszystkie elementy układu regulacji. Co ważne, takie rozwiązanie daje możliwość dalszej rozbudowy, a dzięki realizacji wielu funkcji wymaganych przez standard IEC 61850 możliwe

jest zarządzanie pracą systemu, zapewnienie jej dużej niezawodności, bezpieczeństwa i wydajności. Opisywana struktura teleinformatyczna jest w pełni skalowalna i umożliwia dalszą rozbudowę układu oraz przyłączanie urządzeń zgodnych ze standardem Ethernet 100 Mb/s i wyższym, komunikujących się z wykorzystaniem protokołów TCP/IP [5].

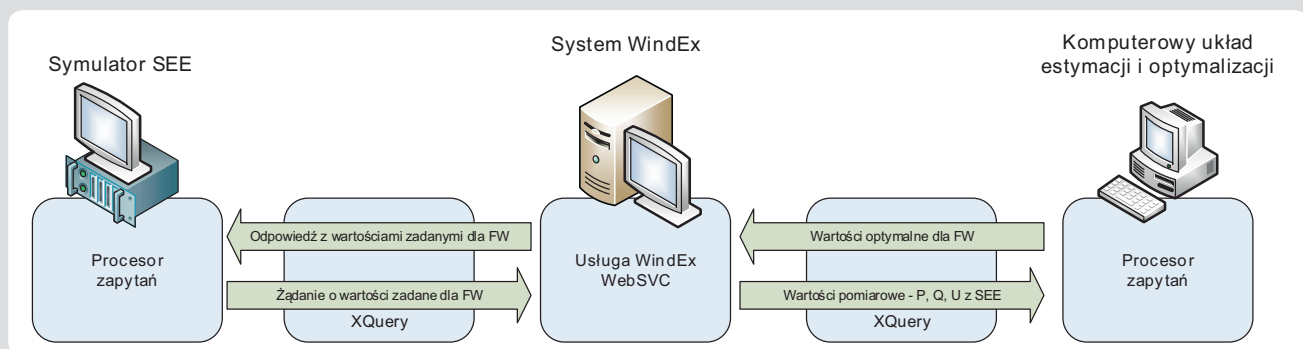
Z informacji udostępnianych przez nadrzędny system sterowania i nadzoru korzysta podsystem estymacji stanu i optymalizacji. Moduł estymacji określa, czy nastąpiło przeciążenie linii w nadzorowanym systemie i jeżeli tak, to wyznacza w procesie optymalizacji moce zadane dla każdej z farm wiatrowych. Informacje te poprzez system telemechaniki trafiają do symulatora systemu rzeczywistego, który uwzględni nowe wartości i oblicza nowy stan rozprywy. System pozwala na wprowadzanie zmian zarówno w topologii sieci, jak również w jej wyznaczonych parametrach rozprywy, dzięki czemu możliwe jest modelowanie i analizowanie wielu wariantów.

W przedstawionym układzie symulatorem systemu elektroenergetycznego jest specjalizowany komputer PXI National Instruments, wyposażony w 160 wyjść analogowych (5 kart po 32 wyjścia analogowe), posiadających możliwość generacji sygnałów stałych i zmiennych w czasie, w zakresie +/- 10 V, oraz kartę przemysłowych wyjść cyfrowych z 64 wyjściami, generującą sygnały 0–30 VDC (rys. 2).

W komputerze PXI działa aplikacja obliczeniowa wyznaczająca rozprywy mocy w opisywanym systemie elektroenergetycznym. Program dokonuje obliczeń rozprywy co ustalony interwał czasowy, reagując na zmiany, które mogą zostać wprowadzone przez użytkownika, lub dokonuje obliczeń wcześniej przygotowanych scenariuszy. Jednocześnie oprogramowanie komunikuje się z systemem SCADA, odczytując wartości mocy zadanych dla poszczególnych farm z danej grupy farm wiatrowych. Wyprowadzenie wyników obliczeń z komputera symulacyjnego, to znaczy wyników zadania rozprywy, w postaci:

- wartości napięć w węzłach
- mocy czynnej i biernej w generatorach
- mocy czynnej i biernej odbiorów
- stanów wyłączników,

jest realizowane w postaci sygnałów analogowych i cyfrowych za pomocą kart pomiarowo-sterujących systemu PXI. Ten etap przetwarzania sygnału modeluje niedokładności pomiarów mocy i napięć w węzłach sieci. Wartość obliczona w symulatorze



Rys. 1. Sposób wymiany danych z oprogramowaniem dyspozytorskim SCADA – WindEx

zostaje przetworzona na sygnał analogowy z rozdzielczością przetwornika cyfrowo-analogowego i przesłana w formie napięcia do koncentratora Ex-MST2 [5].

System SCADA, za pośrednictwem koncentratora danych Ex-MST2, odczytuje sygnały analogowe i dokonuje przetwarzania analogowo-cyfrowego z rozdzielczością właściwą dla przetworników. Przesyłanie sygnałów w formie elektrycznej pozwala na modelowanie różnego rodzaju błędów, niedokładności i zniekształceń, jakie powstają przy pomiarach najważniejszych wielkości. Błędy te powodują, że do określenia spójnego stanu systemu elektroenergetycznego niezbędna staje się estymacja stanu, bez czego niemożliwa jest skuteczna optymalizacja.

2.2. Komputerowy układ regulacji optymalnej – sposób integracji i wymiany danych

Zadaniem podsystemu estymacji i optymalizacji jest określenie najbardziej prawdopodobnego stanu sieci elektroenergetycznej i określenie optymalnych wartości mocy, zadanych dla grupy farm wiatrowych w celu znielowania przeciążeń linii, zachowując jednocześnie maksymalną generację w farmach wiatrowych. Wobec powyższego układ optymalnej regulacji pracuje w układzie zamkniętym, a wykonywanie obliczeń przez poszczególne moduły oprogramowania wykonuje się w sposób sekwencyjny, po uzyskaniu wyników z modułu poprzedzającego. Uruchomienie sekwencji obliczeniowych rozpoczyna się od rozwiązania zadania, w którym zdefiniowano punkt startowy i końcowy. Algorytm działania komputerowego układu regulacji został zilustrowany na rys. 2 i 3.

Pracę układu rozpoczyna się od wczytania w estymatorze modelu optymalizowanej

sieci. Na potrzeby prób i badań nad opracowywanym systemem wykorzystano zmodyfikowany model sieci testowej CIGRE. Elastyczność i skalowalność systemu pozwala na wykorzystanie modelu sieci krajowej w ogólnie przyjętym formacie *.kdm. Należy podkreślić, że bardzo istotne jest dysponowanie dokładnym modelem estymowanej sieci/systemu. Model ten jest podstawą obliczeń estymacyjnych i rzutu na dokładność uzyskiwanych wyników. Zgodnie z przedstawionym algorytmem estymacji (rys. 5) oraz sposobem integracji z systemem SCADA (rys. 3) uruchomienie aplikacji estymacyjno-optymalizacyjnej skutkuje cyklicznym pobraniem wyników pomiarów z systemu SCADA, wykonaniu obliczeń estymacyjnych na podstawie których uzyskuje się najbardziej prawdopodobny stan sieci elektroenergetycznej, a uzyskany model zostaje przekazany do modułu optymalizatora. Wyznaczone wartości mocy zadanych dla grupy FW, zoptymalizowanych pod względem zadanej funkcji celu w module optymalizatora, zostają przekazane do systemu dyspozytorskiego. Po zakończeniu opisanego cyklu aplikacja odlicza czas określony przez użytkownika. Po upływie zadanego czasu cykl obliczeniowy jest powtarzany do momentu przerwania pracy aplikacji przez dyspozytora. W warunkach rzeczywistych o zmianie mocy zadanej dla FW będzie decydował dyspozytor, natomiast na potrzeby niniejszego projektu symulator automatycznie uwzględni nowe optymalne wartości zadane FW.

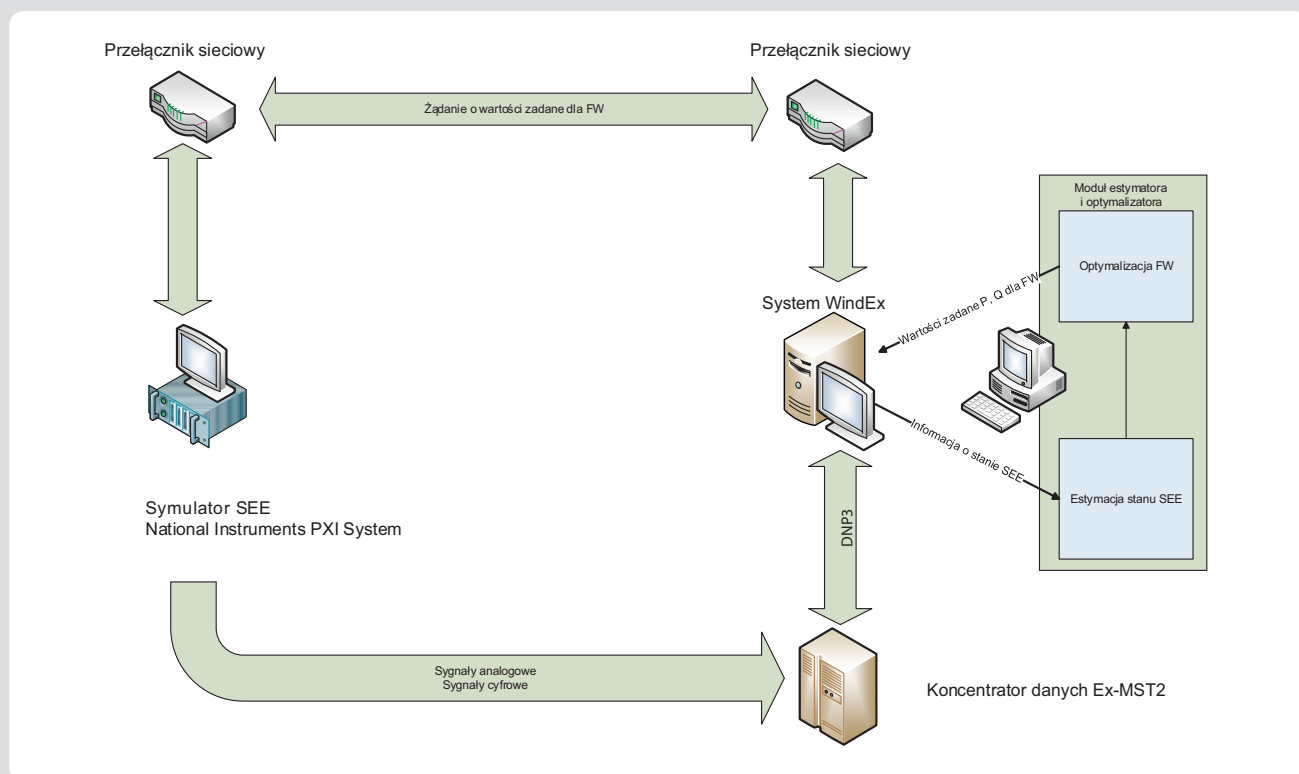
2.3. Etapy estymacji stanu SEE i optymalizacji generacji wiatrowej w warunkach przeciążeń linii

Celem estymacji jest określenie najbardziej prawdopodobnego ustalonego wektora stanu

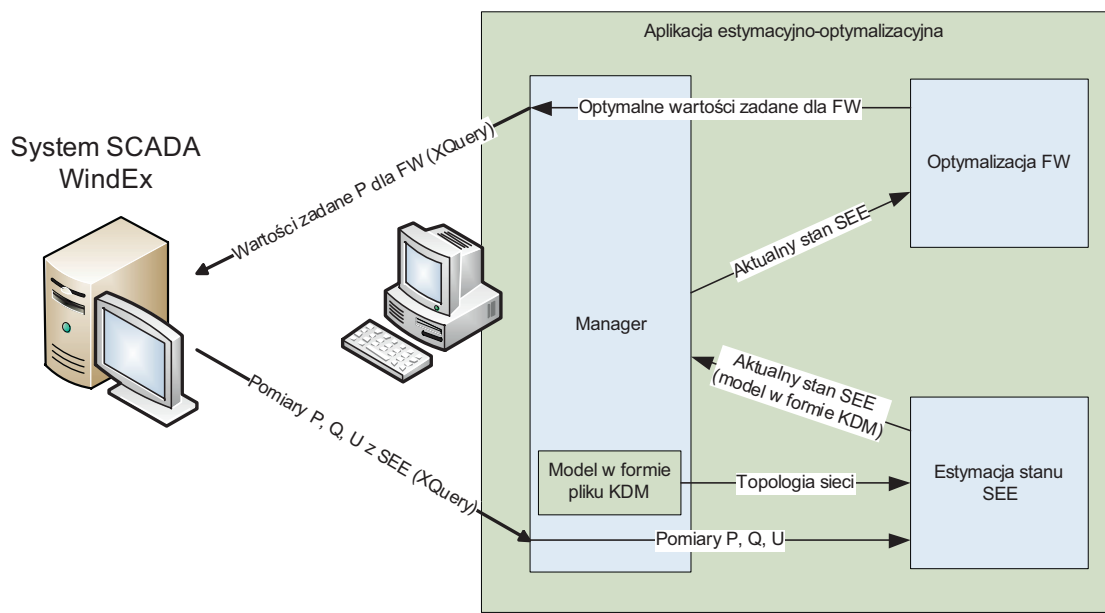
zespolonych napięć węzłowych, z którego można wyznaczyć dowolne zmienne w systemie. Statyczny model sieci jest opisany przez topologię sieci wraz z parametrami w postaci macierzy admittancejnej węzłowej Y_{WZ} , uzyskiwanej z modelu nadzorowanego systemu. W estymacji zakłada się, że topologia jest najczęściej dobrze zidentyfikowana na podstawie stanów łączników uzyskiwanych z telemechaniki poszczególnych stacji.

Wektor mocy węzłowych stanowi podstawowy zbiór pomiarów niezbędnych do estymacji, obejmując moce czynne i bierne tak samo w węzłach generatorowych, jak również w węzłach odbiorczych. W praktyce moce węzłowe mogą być wyznaczone poprzez pomiary przepływów mocy w gałęziach sieci, tzn. liniach, kablach oraz mocach generowanych i odbieranych. Dodatkowo odczytuje się pomiary napięć w poszczególnych węzłach sieci, co dopełnia zbiór danych wejściowych. Oczywiście głównym elementem udostępniającym powyższe dane jest system SCADA. Moduł estymacji odpytuje system dyspozytorski z częstotliwością zadanego interwału czasu i dokonuje estymacji stanu.

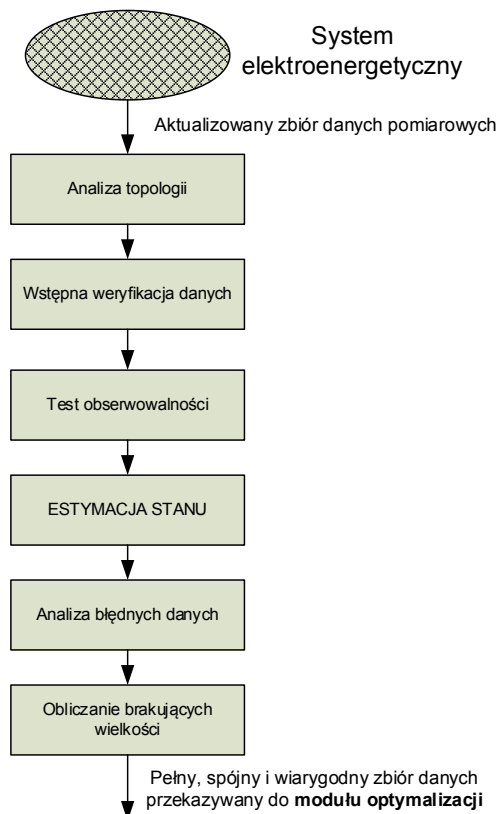
W istocie punkty pomiarowe pochodzące z pomiarów w systemie tworzą pewien zbiór punktów opisujący stan systemu. W sytuacji, gdy nie występowałyby błędy pomiarowe, wszystkie punkty spełniałyby jeden układ równań, którego rozwiązaniem jest jeden punkt, a w zasadzie wektor w rozpatrywanej przestrzeni o współrzędnych $x = [U; \delta]^T$, gdzie: U – wektor napięć węzłowych, δ – wektor kątów fazowych we wszystkich węzłach rozpatrywanej sieci. Patrząc szerzej na zagadnienie modelowania systemu elektroenergetycznego w czasie rzeczywistym, można stwierdzić, że estymacja stanu jest centralnym elementem



Rys. 2. Stanowisko badawcze przeznaczone do testowania układu regulacji optymalnej na podstawie systemu dyspozytorskiego WindEx [1]



Rys. 3. Cykl obliczeniowy układu regulacji o zadanych interwałach czasowych [1]



Rys. 4. Etapy estymacji stanu systemu elektroenergetycznego

większego procesu (rys. 5), na który składają się moduły, tj.:

- analiza topologii i badanie spójności sieci
- weryfikacja danych, w tym analiza zgodności telemetrii i telesygnalizacji
- test obserwowalności ze względu na dysponowany zbiór pomiarów

- estymacja stanu
 - detekcja i identyfikacja błędnych danych, odtworzenie wielkości niemierzonych lub odrzuconych jako błędne [2].
- Szczególnie interesujący może stać się ostatni moduł (rys. 4), który w przypadku awarii ważnego licznika energii,

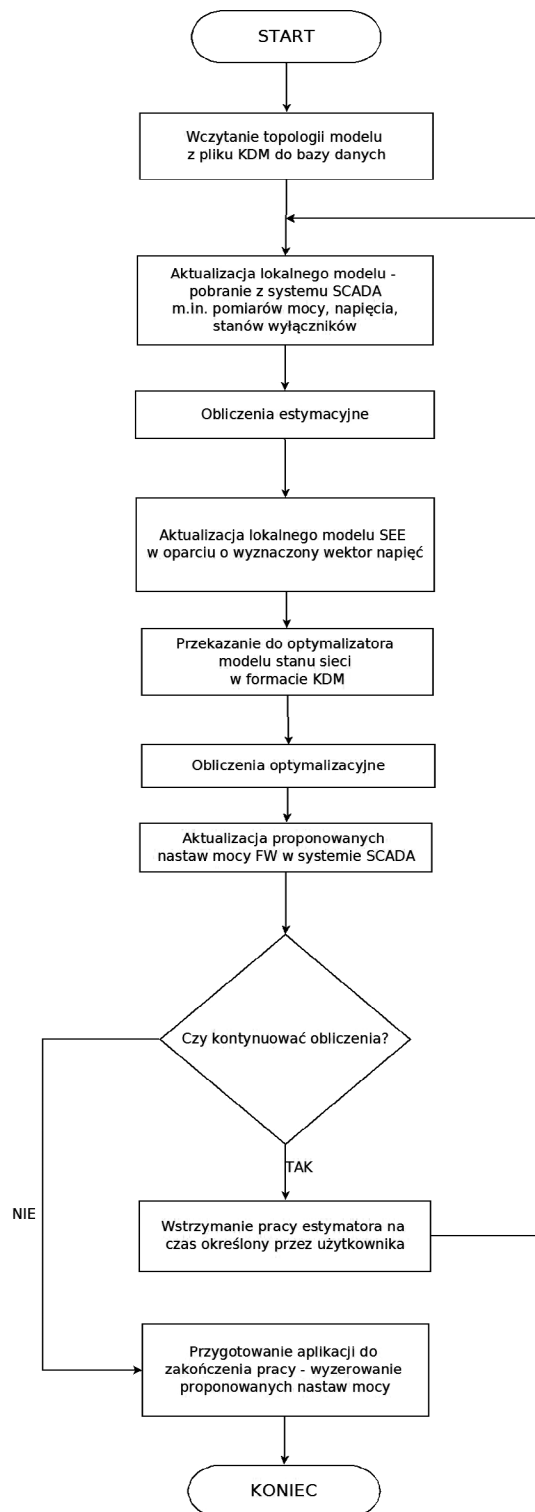
np. licznika wymiany między obszarami lub dużego odbioru, może dokonywać dokładnego szacowania pobranej energii. Zakładając, że w systemie dyspozytorskim SCADA zostały zapisane parametry systemu, tzn. parametry linii elektroenergetycznych, transformatorów i obciążalności, moduł estymacji może pobrać parametry elementów sieci i wykonać kolejno ww. procedury obliczeniowe. Szybkość realizacji całego procesu estymacji stanu jest uzależniona od rozmiaru estymowanego systemu, a co za tym idzie ilości pomiarów uzyskiwanych z terenu oraz wydajności komputera, na którym działa proces estymacji. W sytuacji, gdy możliwe jest łączenie komputerów w wysoko wydajne klastry lub chmury obliczeniowe, autorzy skłaniają się do stwierdzenia, że proces estymacji stanu, przy założeniu dysponowania pomiarami, może być zakończony nawet w ciągu 1 minuty.

Obliczenia optymalizacyjne mają za zadanie wyznaczenie takiego wektora wartości mocy czynnych dla grupy farm wiatrowych, aby zlikwidować przeciążenia linii, zachowując maksymalną możliwą do uzyskania w danym przypadku sumaryczną moc generowaną w farmach wiatrowych. Z powyższych założeń wynika zadanie optymalizacyjne, w którym poszukuje się minimum sumy wektora poszczególnych ograniczeń mocy grupy farm wiatrowych, powodującego likwidację przeciążeń w linii/liniach. Powyższy problem optymalizacyjny może zostać przedstawiony jako zadanie maksymalizacji mocy farm wiatrowych z ograniczeniami:

$$P_{FW} = \max \sum_{j=1}^k P_j \quad (1)$$

$$\{P_j \leq P_g; I_l \leq I_{\max}\} \quad (2)$$

gdzie: P_j – wektor mocy zadanych dla



Rys. 5. Algorytm cyklicznej pracy estymatora stanu oraz optymalizatora

poszczególnych farm wiatrowych, P_g – wektor mocy farm wiatrowych uzyskiwanych przy obecnych warunkach wiatrowych, I_l – wektor prądów płynących w liniach dla P_p , $I_{l,max}$ – wektor maksymalnych dopuszczalnych wartości prądów w liniach. Przedstawiony powyżej problem rozwiązuje moduł optymalizacyjny. Całość procesu przedstawiono na rys. 5.

3. Wnioski końcowe

W artykule przedstawiono sposób rozszerzenia funkcjonalności systemu dyspozytorskiego WindEx na podstawie usługi WebSVC. Zaprezentowano system współpracujący z oprogramowaniem dyspozytorskim uzyskującym dane pomiarowe z poszczególnych punktów nadzorowanego obszaru sieci, dokonującym na podstawie

tych danych estymacji stanu sieci i optymalizacji generacji mocy farm wiatrowych. System WindEx, udostępniający usługę wymiany danych WebSVC, pozwala na rozszerzanie funkcjonalności systemu SCADA o moduły zewnętrzne, pracujące na fizycznie odrębnych jednostkach obliczeniowych, stanowiących obciążenie dla jednego serwera bądź wielu serwerów SCADA. Tym samym uniezależnia się od miejsca zainstalowania komputerów świadczących inne usługi lub funkcje. Prezentowany układ traktuje system SCADA jako element nadrzędny, dzięki czemu utrata komunikacji z modulem estymacyjno-optymalizacyjnym nie powoduje zakłóceń w działaniu systemu elektroenergetycznego. Przedstawiony układ może być traktowany także jako system wspomagania decyzji dyspozytora w sytuacji pojawiających się przeciążeń linii w nadzorowanym obszarze.

Dodatkowo autorzy chcą zaakcentować, że realizacja układu optymalnej generacji mocy farm wiatrowych pozwoliła na stworzenie narzędzia (stanowiska laboratoryjnego wraz z symulatorem) umożliwiającego symulację wielu działań związanych z zarządzaniem pracą systemu elektroenergetycznego. Zbudowany układ pozwala na testowanie wielu rozwiązań z zakresu modelowania pracy sieci elektroenergetycznych, estymacji stanu systemów czy optymalizacji pracy jednostek wytwórczych w warunkach przeciążeń. Pozwala również na testowanie nowych sposobów z zakresu wymiany i transmisji danych. Opracowane w przedstawionym układzie rozwiązania pozwalają na przeniesienie opracowanych metod do rzeczywistych systemów SCADA, zarządzających pracą systemów elektroenergetycznych. Należy jednocześnie stwierdzić, że podstawą działania estymatora i optymalizatora jest dokładny model sieci elektroenergetycznej nadzorowanego obszaru. Zbudowanie takiego modelu może stwarzać pewne kłopoty i fakt ten należy zaliczyć do mankamentów systemu.

Bibliografia

1. Kacejko P., Wydra M., Energetyka wiatrowa w Polsce – analiza potencjalnych ograniczeń bilansowych i oddziaływania na warunki pracy jednostek konwencjonalnych, *Rynek Energii*, 2011, nr 2(93), s. 25–30.
2. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych, Warszawa 1996.
3. Kacejko P., Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym, Lublin 2004.
4. Kacejko P., Machowski J., Pijarski P., Redukcja kąta załączenia w operacjach łączeniowych sieci przesyłowej, *Rynek Energii*, 2011, nr 5(96), s. 24–35.
5. Kacejko P. i in., Modelowanie współpracy farm wiatrowych z siecią elektroenergetyczną, *Rynek Energii*, 2012, nr 1(98), s. 28–32.

Piotr Kacejko

prof. dr hab. inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: p.kacejko@pollub.pl

Rektor Politechniki Lubelskiej i kierownik Katedry Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń. Stopień doktora habilitowanego uzyskał na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (1999). Tytuł profesora w 2006 roku. Specjalizuje się w analizie systemów elektroenergetycznych, szczególnie w stanach awaryjnych oraz metodach numerycznych związanych z ich analizą.

Michał Wydra

dr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: m.wydra@pollub.pl

Adiunkt w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń Politechniki Lubelskiej. Od 2002 roku jest pracownikiem Wydziału Elektrotechniki i Informatyki. Stopień doktora uzyskał w 2008 roku. Specjalizuje się w modelowaniu dynamiki jednostek wytwórczych pracujących na potrzeby systemu elektroenergetycznego oraz estymacji stanu.

Robert Jędrychowski

dr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: r.jedrychowski@pollub.pl

Adiunkt w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń Politechniki Lubelskiej. Absolwent Politechniki Lubelskiej. Od 1995 roku pracuje na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń. Jego zainteresowania naukowe koncentrują się wokół problemów związanych z funkcjonowaniem systemów sterowania i nadzoru, sieci inteligentnych oraz automatyki zabezpieczeniowej.