

# Conceptual Introduction to Smooth Control of Active Power for Thermal Power Units Operating in National Power System

## Authors

Mariusz Lipiński  
Włodzimierz Fennig  
Tadeusz Mączka  
Edward Ziaja

## Keywords

power system, power and frequency control, smooth control, boiler follow, turbine follow

## Abstract

This paper describes the control modes (boiler follow and turbine follow) commonly used in the operation of thermal power units for automatic active power control of power plants in the Polish National Power System. The benefits and disadvantages of both control modes are discussed. A novel concept is presented for a so-called smooth control of active power, which is based on real-time grouping of several power units to operate as one (in the so-called substitute unit) in both control modes discussed here and with boiler follow as the predominant mode. As demonstrated by initial research and simulation, this novel approach to power unit group control (operated to one bus bar) meets the accuracy of active power control specified by the Transmission System Operator (TSO). The completed simulations and studies also reveal that application of smooth active power control will help reduce the negative effects present in currently applied individual power unit control (with each power unit operated independently in turbine follow). The novel concept will also reduce the number of control processes and eliminate a considerable part of internal disturbances of the substitute unit is eliminated so they will not be transferred to the power system. Furthermore, implementation of the novel concept can help reduce fuel combustion, meet the environmental protection targets by reducing harmful gas and particulate emissions, and extend the operating life of power unit thermal and pressure equipment.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2018302**

Received: 29.03.2017

Accepted: 12.07.2017

Available online: 15.02.2019

The objective of central regulator of National Electric Power System – NPS (which cooperates also with power systems of neighbouring countries) is taking part in frequency control and to maintain prescribed balance of power exchange in national and cross-border lines. Accuracy of frequency control and of power exchange balance is especially dependent on the accuracy of active power control for thermal solid-fuel fired power units operating in this system.

Stringent operating accuracy is demanded for active power control for thermal power units (admissible control deviation of power unit active power is to be less than 1% of the rated power of the unit). This requirement is hardly to achieve as various internal and external disturbances affect the control process. Internal disturbances are usually of random and transient nature.

First and foremost they are caused by clogging the mills, coal hanging up on silo walls and chutes and by heterogeneity of fired fuel, especially during co-burning of coal and biomass (imperfect mixing). In order to maintain demanded accuracy of active power control: primary, secondary and tertiary (control signals determined and measurable as concerns their values and the rate of change), anticipative control actions with fuel stream (forcing) are used. Furthermore, these signals allow the boiler accumulative capacity to be used in advance by transient change of the set value of live steam pressure.

In general, the active power control for thermal power units is executed with “boiler follow” and “turbine follow” modes. For the sake of current Operator’s requirements for settlement of individual units (but not a group of units in Power Plant), admissible

control deviation for active power of an individual power unit must be less than 1% of its rated power. Therefore, the “turbine follow” mode of control is not used in practice as it cannot meet such requirements [1].

The control modes for power units used by the Institute in power facilities are outlined below:

**1. PK 1 Mode** – turbine follow, 1-st type of operation.

The live steam pressure controller in the turbine regulator operates in pressure loop with constant set point. The unit power is maintained with power regulator by modifying the fuel stream. In this mode, the control cannot be made with secondary and primary (df) power control signal. Operation is possible with the tertiary power control signal (of the current operating point). A transfer from any operating mode to the “turbine follow PK 1” mode will cause returning to the set point of the live steam pressure. When all control stations of the speed of feeder are on manual mode, this operating mode will be turned on automatically.

**2. PK 2 Mode** – turbine follow, 2-nd type of operation.

The live steam pressure controller in the turbine regulator operates in pressure loop with preset steam pressure temporarily modified by a signal dependent on the rate of change of the secondary and primary power control signals (df). The temporary changes of pressure are to accelerate the response of active power as required by Operator. The changes of pressure force the fuel stream accordingly. The power of the unit is maintained by power regulator which has an impact on the fuel stream.

**3. PT 1 Mode** – boiler follow, 1-st type of operation.

The live steam pressure controller in the turbine regulator operates in pressure loop with preset steam pressure temporarily modified by two correcting signals. One of them is outlined in the “TURBINE FOLLOW 2” mode. The other is related to precise

maintenance of unit power at the preset power value. The boundary value for this signal is set on the station of the unit operator. When this value is reached, the system withdraws from maintaining the preset unit power, while at the same time, it does not let the preset deviations of live steam pressure to be exceeded. The sum of both signals correcting the pressure is the value by which the steam pressure will change with respect to the set point on the turbine regulator. By appropriate influencing the fuel, the system tries to cause the pressure correction signal to be close to zero.

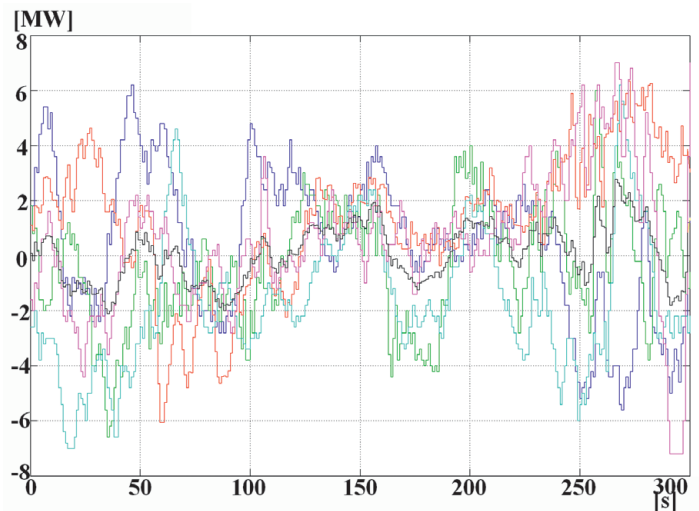


Fig. 1. Time waveforms of power deviations as compared with averaged waveform of power deviation – in black (as the average value of presented deviations)

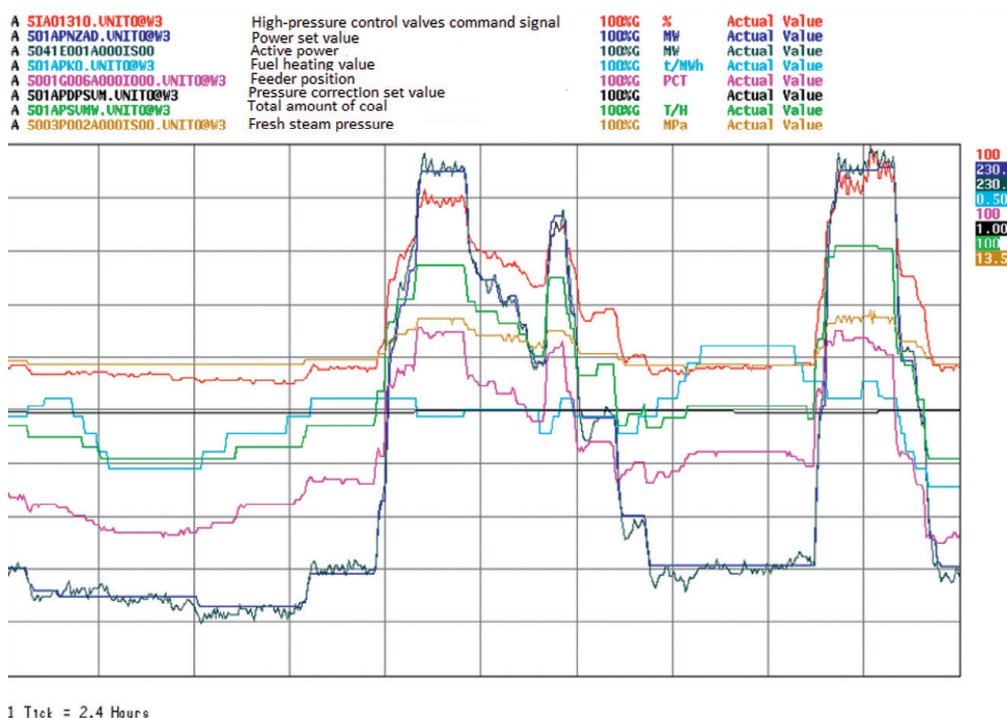


Fig. 2. Operation of 200 MW power unit in PK2 mode for various operating conditions

**4. PT 2 Mode** – boiler follow, 2-nd type of operations.

The turbine regulator automatically goes to operations in the preset power loop and maintains the preset power by means of turbine valves. The system, by controlling the stream of fuel fed to the boiler, tries to maintain the live steam pressure at the level set by operator on the control station. Prior to switching over to this operating mode, the value on this control station follows up the pressure set point on the turbine regulator. When the live steam pressure comes within the admissible deviations, the system withdraws from maintaining the preset unit power.

No. of units	Averaged mean square error
1	4.01
2	1.38
3	1.01
4	0.83
5	0.87

Tab. 1. Averaged mean square error of power deviations depending on the number of power units considered

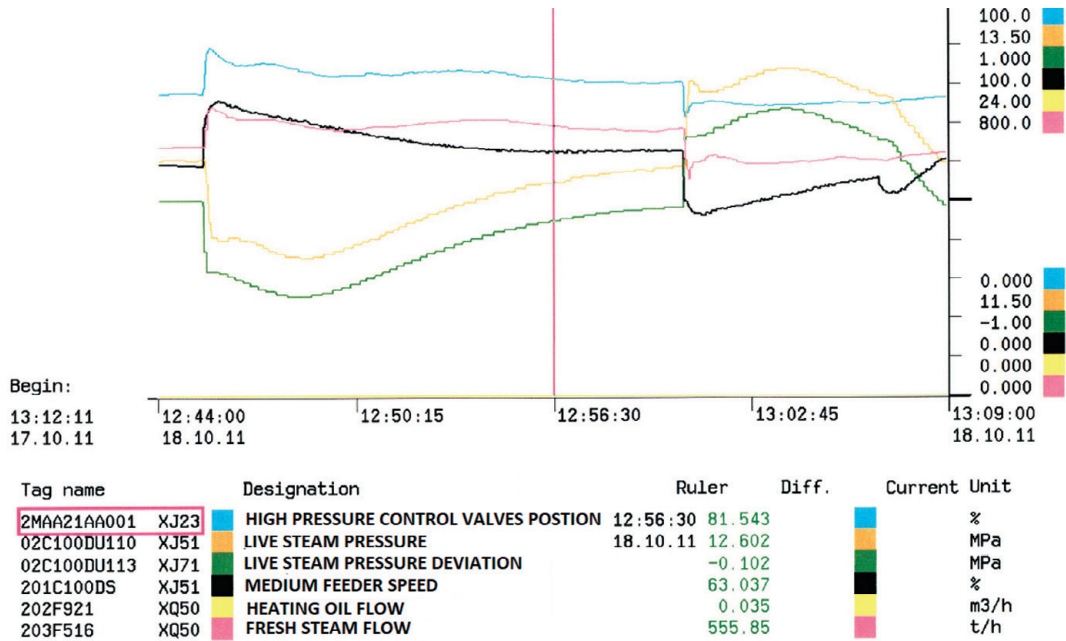


Fig. 3. Response of 200 MW unit to primary control in "turbine follow" mode at power level 175 MW using unit accumulation (orange and green) and fuel flow (black)

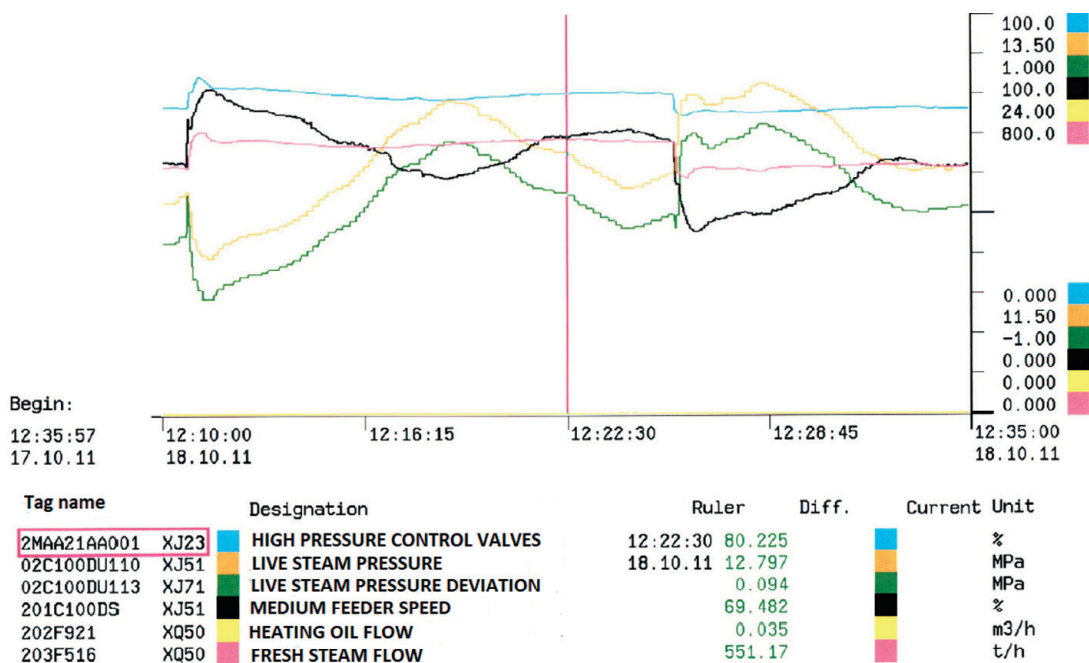


Fig. 4. Response of 200 MW unit to primary control in "boiler follow" mode at power level 175 MW using unit accumulation (orange and green) and fuel flow (black)

In case of both “boiler follow” modes the fuel stream and boiler accumulation capacities are used to the maximum extent. Such regulation ensures the operating accuracy required, however the combustion process is permanently disturbed by transient mismatching the fuel and air streams, causing that environmentally friendly results can hardly be achieved and that some power unit control circuits subject to disturbances.

No aforementioned drawbacks appear for both „turbine follow” modes, however these modes do not meet the active power accuracy required for each unit separately, but the accuracy of the active power control can be attained as required by statutory rules for the substitute unit (the units operating to one bus bar), and simultaneously, the advantage is taken of the positive features of control for units operating in “turbine follow” mode

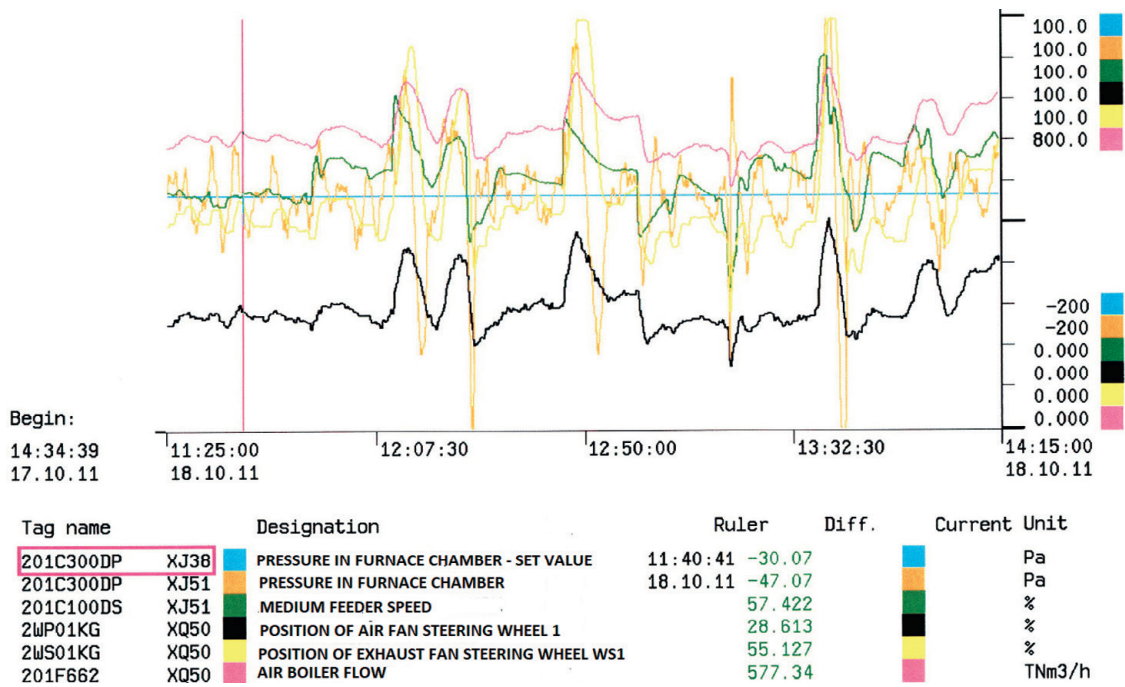


Fig. 5. Response of 200 MW unit to primary control – comparison between “boiler follow” and “turbine follow” modes – operation of automatic control system for pressure in furnace chamber (set point – blue, real value – orange)

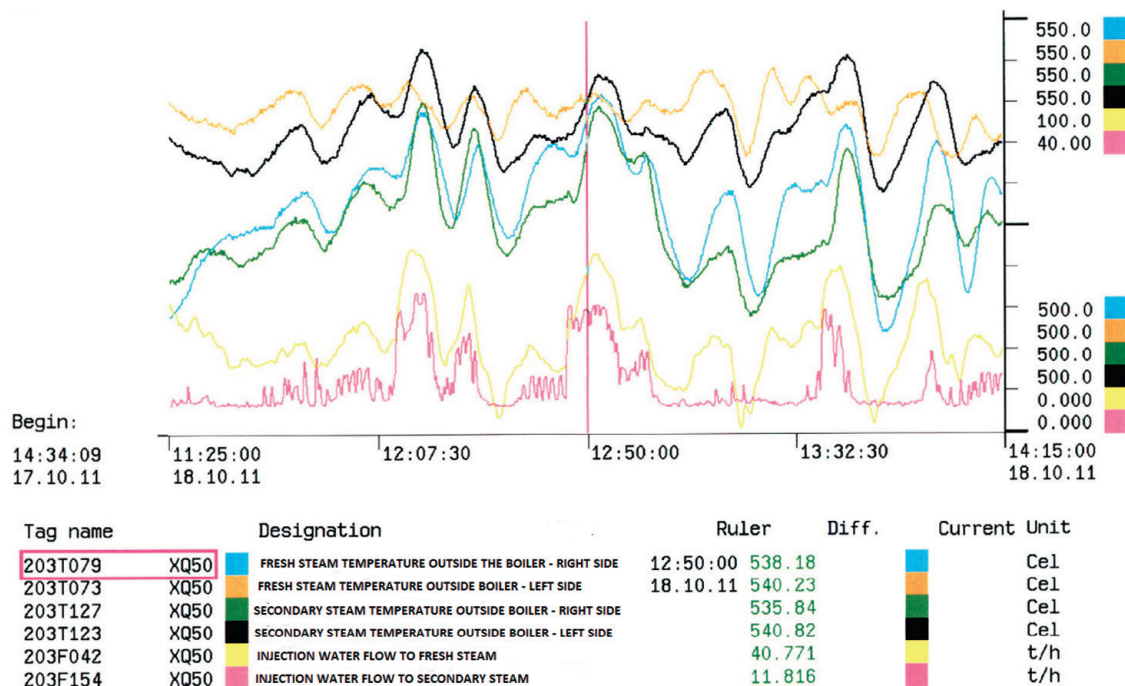


Fig. 6. Response of 200 MW unit to primary control – comparison between “boiler follow” and “turbine follow” modes – operation of automatic control system for live steam and secondary steam



because an essential portion of random and transient internal disturbances compensate each other and no strong intervention of fuel regulator is required and related negative effects are avoided. In this way the necessary control processes can be reduced, the ecological requirements can be met more easily and a considerable part of internal disturbances of the substitute unit is eliminated so they are not transferred to the power system. The substitute unit is created by operating personnel of the power plant from a group of units operating to the common bus bar. Figure 1 shows exemplary time waveforms of power deviations

which can be found in power facilities (for the PK2 mode, the maximum power deviation is about 3% of the rated power, which is shown in Fig. 2 – operation of 200 MW unit) and averaged waveform of the power deviation – in yellow (as an average of shown deviations). The mean square error of the average deviation calculated from the following waveform is over four times less than the average means square error from particular deviations, which confirms the mutual compensation of deviations [2]. The table 1 shows averaged mean square error for power deviations depending on the number of units considered.

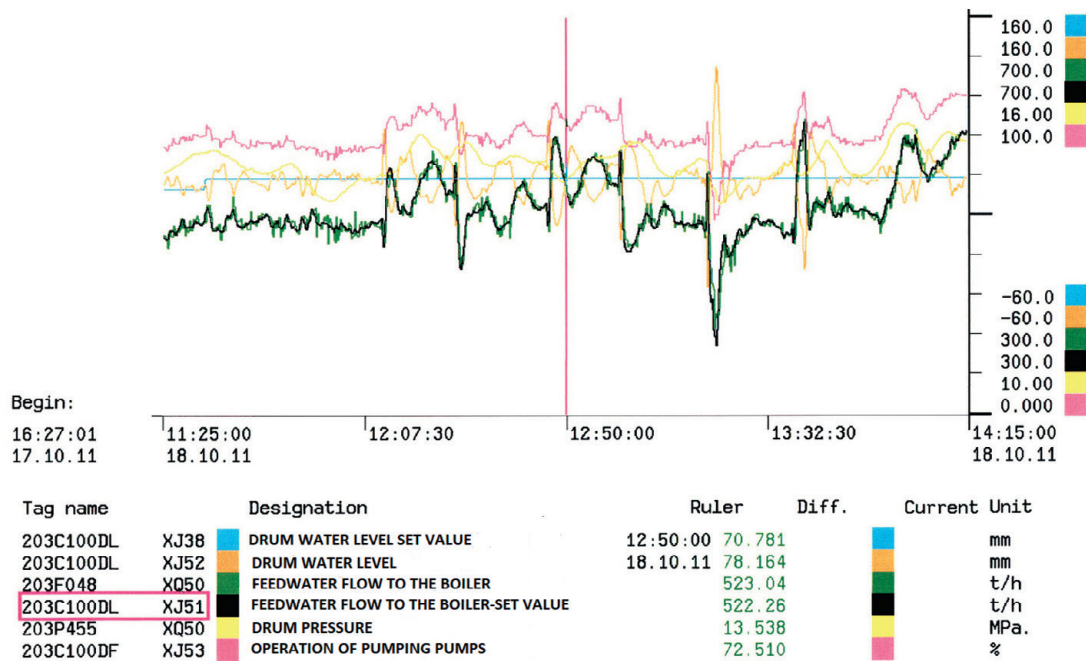


Fig. 7. Response of 200 MW unit to primary control – comparison between “boiler follow” and “turbine follow” modes – operation of automatic control system for water level in boiler drum (set point – blue, real value – orange)

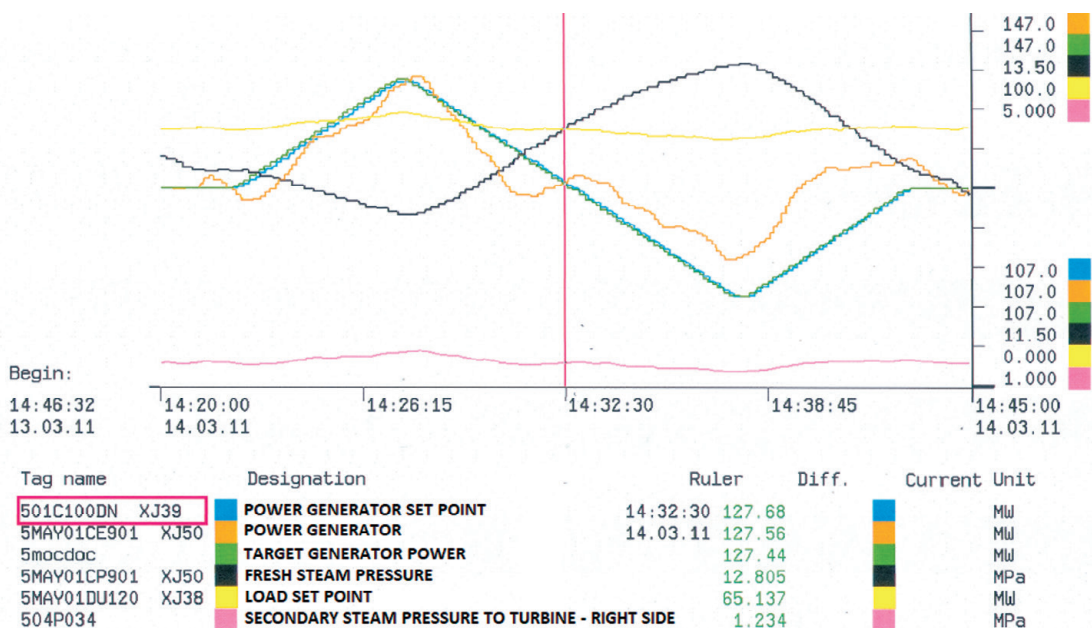


Fig. 8. Response of 200 MW unit to secondary control in “turbine follow” mode from the power level 127 MW using unit accumulation

The results shown illustrate the mutual compensation of power deviations. They also present that the minimum three units operating to a common bus bar are required for the conception given below to ensure expected results.

The following Fig. 3–15 illustrate and compare these operation modes (either boiler follow or turbine follow) on one of 200 MW power facility under similar conditions (time, compared power levels, type of fuel, etc.) as the unit response to external disturbances caused by primary and secondary control [3, 4].

The above Fig. 3–15 [3, 4] show the differences in operations for the modes outlined previously. For the ‘turbine follow’ mode there are much less forced actions for the fuel stream, the boiler accumulation resources are used in a controlled manner correcting transitionally the set point of live steam pressure by signal proportional to the rate of changes of control signals for primary and secondary control, and fluctuations and oscillations of essential parameters affecting operation of power unit: water level in boiler drum, pressure in furnace chamber, live and secondary steam temperatures, oxygen content in flue gases

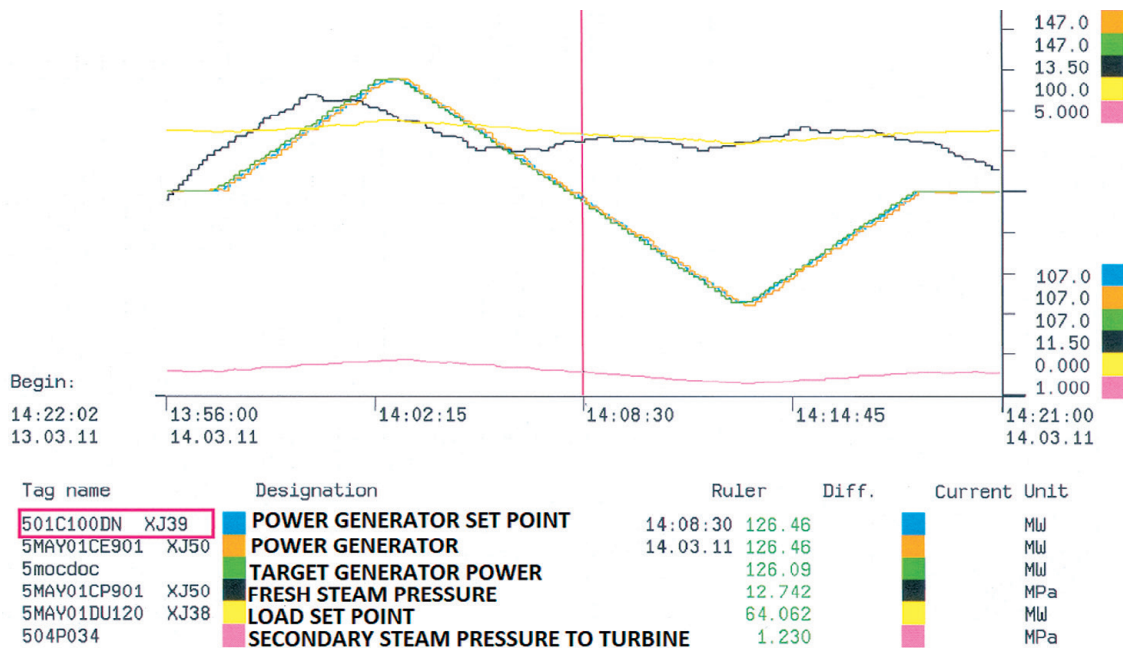


Fig. 9. Response of 200 MW unit to secondary control in ‘boiler follow’ mode from the power level 127 MW using unit accumulation

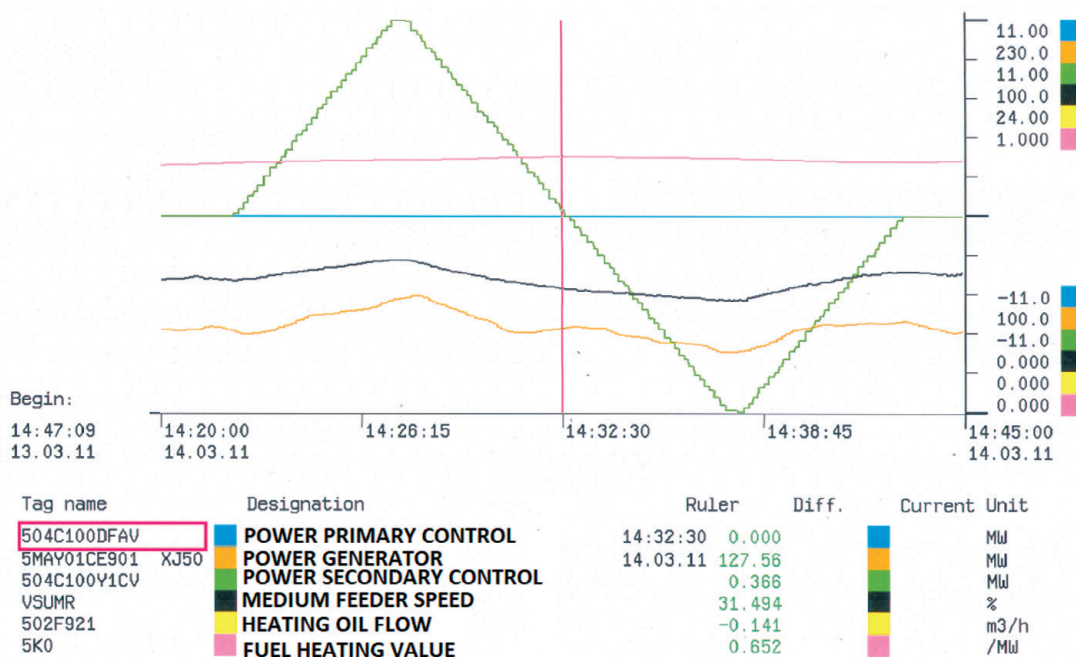


Fig. 10. Response of 200 MW unit to secondary control in ‘turbine follow’ mode from the power level 127 MW – fuel flow curve (black)

(combustion process stability), which is of essential influence on the operational use of actuators. Rational management of accumulation resources, so lower frequency and amplitude of steam pressure fluctuations, which results in more quiet operation of the unit on the pressure side which will reduce the influence of control on stresses in thick-walled pressure components. Hence, we can say that we are dealing with a smooth power control. Due to disturbances in combustion process, ecological goals are more difficult to attain for load control systems operating in

the “boiler follow” mode. It relates to higher dynamics of media streams under control (fuel, air, flue gases, water, steam) in this control mode.

The availability for “boiler follow” mode is reduced by limiters which do not allow for excessive deviations of live steam pressure and which, while in operation, block the power control. The limiters are unnecessary in the “turbine follow” mode. Hence, better solution is to control a unit in “turbine follow” mode for the substitute unit composed of no less than three units, but it

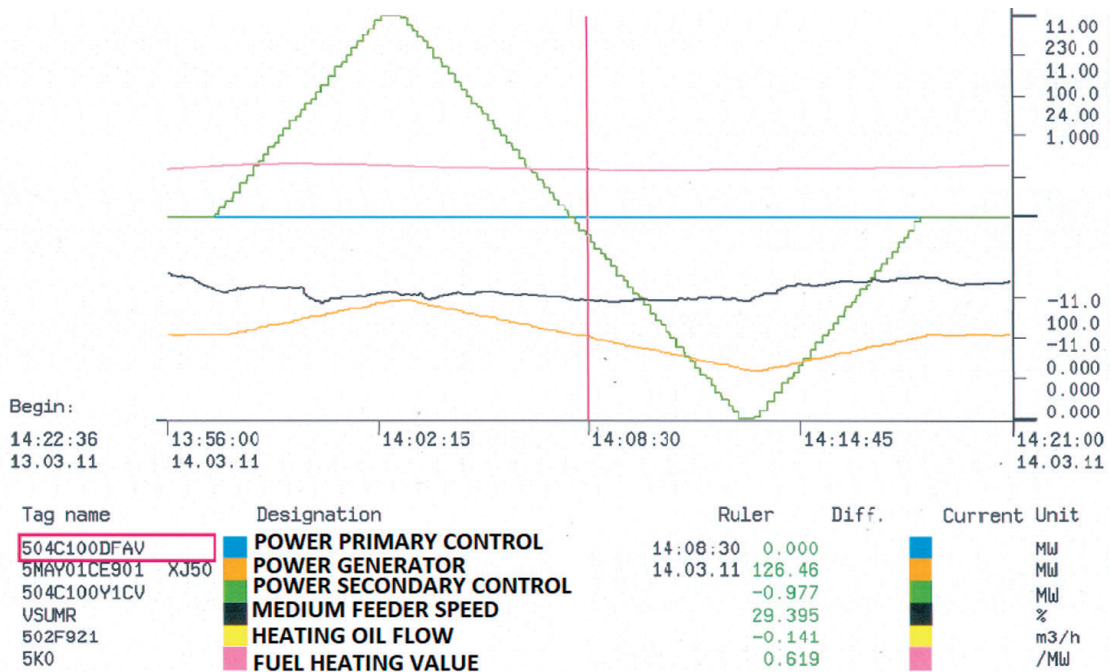


Fig. 11. Response of 200 MW unit to secondary control in “boiler follow” mode from the power level 127 MW – fuel flow curve (black)

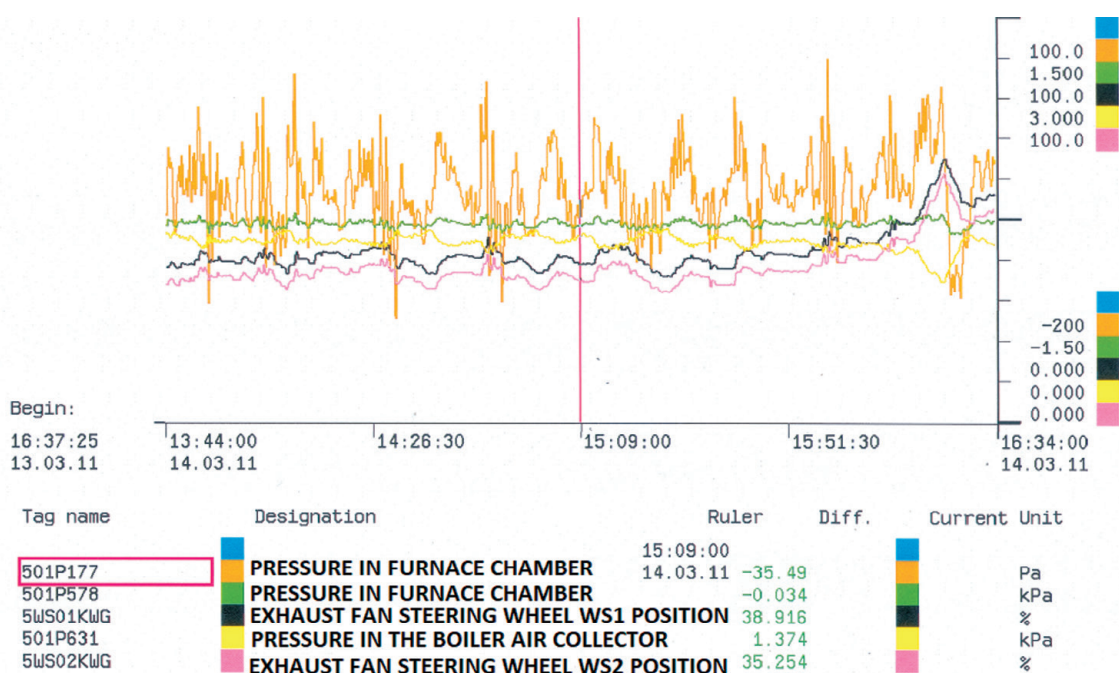


Fig. 12. Response of 200 MW unit to secondary control – comparison between “boiler follow” and “turbine follow” modes – operation of automatic control circuit of pressure in furnace chamber (set point – green, real value – orange)



will be associated with a change of settling the power units on the balancing market.

For identical external disturbances, the changes of fuel stream are more intense for the control in „boiler follow” mode, with the resulting interaction in the remaining circuits. This is a sharp power control (large and fast changes of media under control, including the fuel) with accompanying, so called unnecessary control (reaction of control circuit to transient random internal disturbances). [1].

When an unit operates in sharp control mode (boiler follow mode), it affects essentially physical and chemical conditions over the whole unit (the systems of fuel, water/steam, flue gas treatment and solid residue system). Sudden and cyclical changes of physical/chemical conditions during operation of power units affect adversely the technical condition of equipment (in the longer term of expected lifetime, and especially when older units are used). According to our own observations and literature reviews, including the recent ones about operation

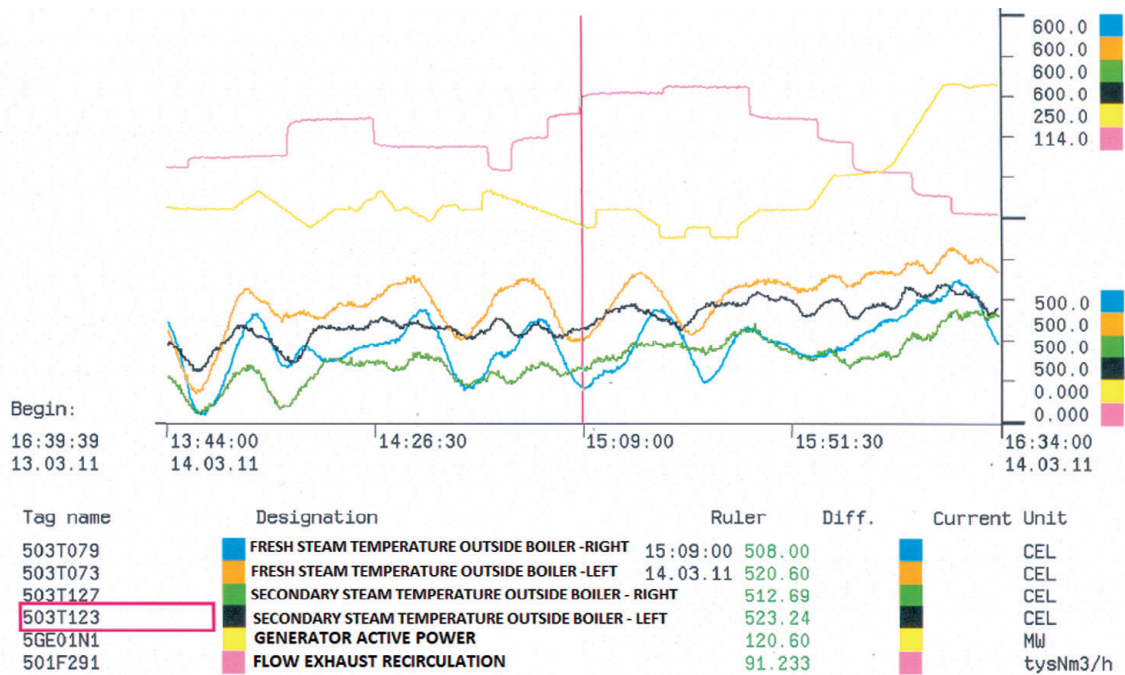


Fig. 13. Response of 200 MW unit to secondary control – comparison between “boiler follow” and “turbine follow” modes – operation of automatic control circuit of live and secondary steam temperatures

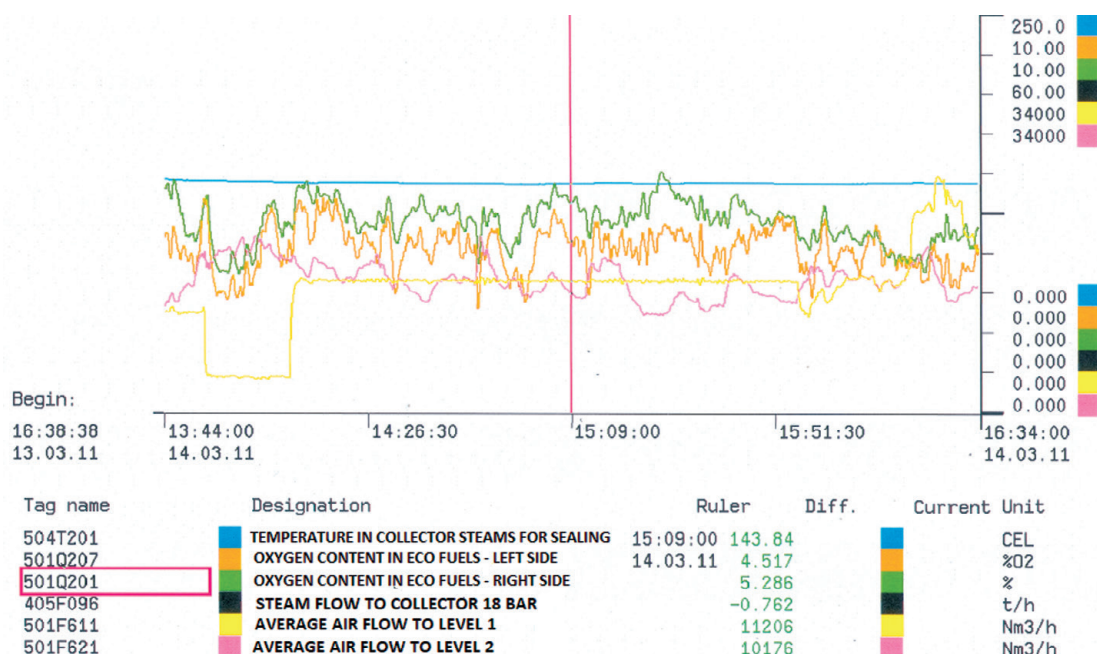


Fig. 14. Response of 200 MW unit to secondary control – comparison between “boiler follow” and “turbine follow” modes – operation of automatic control circuit of oxygen content in flue gas (green)



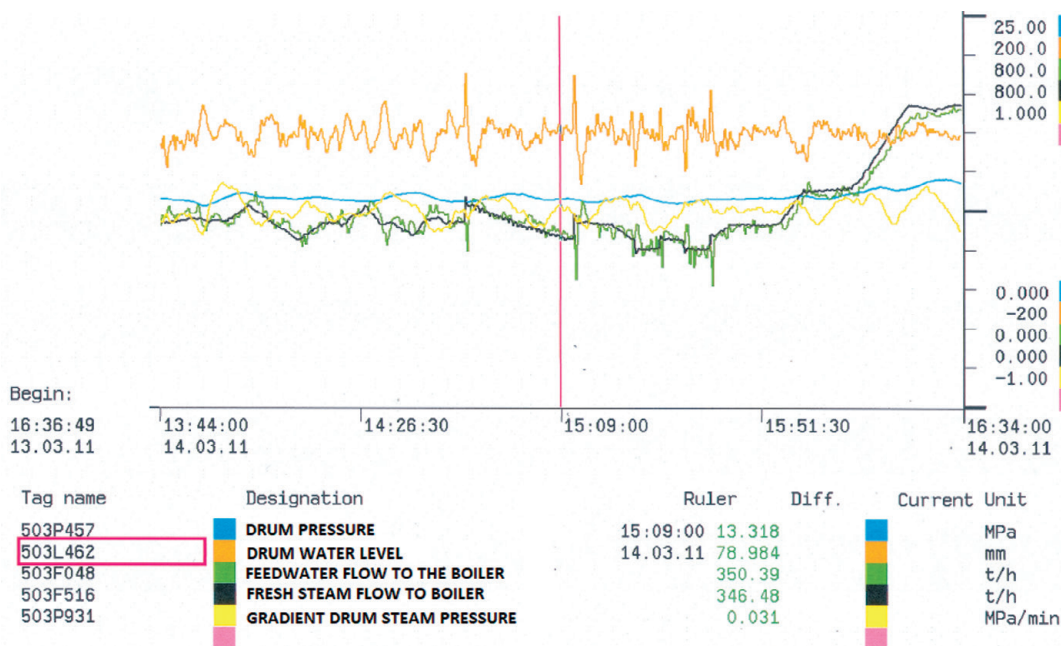


Fig. 15. Response of 200 MW unit to secondary control – comparison between “boiler follow” and “turbine follow” modes – operations of water level in boiler drum (pressure in boiler drum – blue, water level in boiler drum – orange)

of 200 MW units [5, 6], conclusions are drawn that when units operate in sharp control (boiler follow) the following phenomena are frequently revealed:

- disorders of circulation in the boiler
- overheating of boiler waterwalls
- deterioration of dry steam quality
- worse boiler water management
- changed temperature distribution in the boiler
- more intense high-temperature corrosion
- intensification of fatigue processes for heat loaded materials
- failures caused by thermal shocks in steam turbines (fractures in stuffing boxes, deformations and fractures in rotor blades).

The “boiler follow” operation characterizes also by increased amount of burnt fuel (excessive forcing), which is reflected in higher unburned coal. Also the change of temperature profiles in the boiler impacts greatly on higher emissions of harmful pollutants, especially nitrogen oxides. Reducing emissions of harmful substances to atmosphere is important for environmental control issues and refers also to the EU requirements implemented to Polish law by the Ordinance of the Minister of Environment in 2014 [7]. Furthermore, the reference document BREF (issued in June 2016) for Large Combustion Plants, including the draft of BAT conclusion, envisages further tightening of emission limits for harmful substances.

Bearing in mind what was said before, conclusion should be drawn that present operation of individual power units in sharp control (boiler follow) within NPS system will not be able to meet the statutory regulations [8, 9]. Hence, it seems that the method proposed by applicants, i.e. of smooth control for substitute power unit composed of a group of at least 3 units is current alternative for the units operating in NPS system which can meet the requirements of quality of power control in the system, availability of reserves in case of system disturbances (breakdowns),

and new environmental control challenges (especially for emissions of  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  and mercury).

Hence, an advisable argument is that ineffective is to use the “boiler follow” control of individual units for regular operating conditions of the power system, since the substitute unit composed of several units operating in “turbine follow” smooth control can meet the criteria of NPS and UCTE valid so far.

In order to confirm technical and financial benefits from application of the smooth control of active power, as proposed in this application, using group control of units, operational trials should be run over a full power cycle (at least for 18 months) on selected group of units using the “turbine follow” mode, switchable, in case the NPS and UCTE requirements are not met, to “boiler follow” mode, and operating to the same bus bars, according to the patent which was taken out by the Institute [2] and which was awarded by the Minister of Science and Higher Education in 2014.

The work being the subject of application is an initial stage of optimizing the operations of power units. The successive stage can refer to economical distribution of loads – maintaining the loads of units operating to one bus bar at such levels that the total power if their group was as preset value at the minimum amount of fuel consumed. The preset powers for individual units are selected so as the highest preset power is assigned to the unit with the lowest increase of cost function, while relative lower preset value to be assigned to the unit with the highest increase of this function. In this way, the electricity production costs can be reduced for the whole Power Plant [10].

What should be also pointed out, the Institute is also experienced in controlling the net power of power plants. The control is made by one of turbogenerator set. It also allows for gross power control of individual turbogenerators. The net power control of a power station takes into account the power shortages and tries

to rebalance it smoothly by increasing the set power so as the sum of generated energy is equal to that preset. Analogously, in case of excess power, it is reduced. This feature is absent in gross power regulators of particulate turbines which control just the power and do not consider the energy. Such control was implemented in the CEZ Skawina Power Plant [11].

## REFERENCES

- Ziaja E. et al., "Active power thermal energetic units smooth control", *Energetyka*, No. 12/2011, pp. 794–798.
- Institute of Power Systems Automation Ltd Wrocław – Poland, "The method of automatic control of active power and frequencies of thermal power units", patent, exclusive rights UP RP No. 219712, Publication date BUP 2012.
- "Reception measurements report of primary, secondary control systems, with Y1 (Y1i) signal and tripod with Y0 or using BPP signal on block 5 at Dolna Odra Power Plant", documentation no 68/ZC/2011, Power Research & Testing Company „ENERGOPOMIAR” Ltd, March 2011.
- "Reception measurements report of primary, secondary control systems, with Y1 (Y1i) signal and tripod with Y0 or using BPP signal on block 2 at Dolna Odra Power Plant", documentation no 241/ZC/2011, Power Research & Testing Company „ENERGOPOMIAR” Ltd, October 2011.
- Staszalek K., Stanek R., "Monitoring of operating conditions of boilers of 200 MW power units to assess the impact of cycle load on the technical condition of selected components and construction nodes", *Energetyka*, No 12/2016 (750), pp. 800–804.
- Grzesiczek E., Rajca S., "Damage caused by flexible operation and long standstills of turbine sets" *Energetyka*, nr 12/2016 (750), pp. 804–807.
- Kordyaczny H., Śpiewak I., "Modern flue gas denitrification technologies for power industry and other industrial branches vs changing environmental regulations", *Energetyka*, No 12/2016 (750), pp. 723–727.
- Regulation of the Minister of the Environment of 4 November 2014 on emission standards for certain types of installations, sources of fuel combustion and devices for incineration or co-incineration of waste. Dz.U. 2014 poz. 1546 [online], <http://isap.sejm.gov.pl/DetailsServlet?id=WDU20140001546> [access: 5.11.2018].
- "Best Available Techniques (BAT). Reference Document for Large Combustion Plants Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control)", JOINT RESEARCH CENTRE Institute for Prospective Technological Studies Sustainable Production and Consumption Unit European IPPC Bureau Final Draft, June 2016 [online], [http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/LCP\\_FinalDraft\\_06\\_2016.pdf](http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/LCP_FinalDraft_06_2016.pdf) [access: 5.11.2018].
- Kuliński W., Tomkiewicz R., "The group power regulator with the economical load distribution function (ERO)", *Energetyka*, No 12/1996, pp.693–696.
- "Modernization of ARCZ controller (RTM-4) system for regulating the generated power on the power plant", documentation No 2875-P-3, Institute of Power Systems Automation Ltd Wrocław – Poland, July 2016.

## Mariusz Lipiński

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: [mariusz.lipinski@iase.wroc.pl](mailto:mariusz.lipinski@iase.wroc.pl)

Graduated from the Faculty of Mechanical and Power Engineering at Wrocław University of Science and Technology (study: mechanical engineering; specialization: thermal power engineering; Master's field: automatic engineering). Defended and graduated with a Master's thesis titled "Live steam control at superheating stage four P4 in boiler BP1150 (at Opole Power Plant)" [Regulacja temperatury pary świeżej na czwartym stopniu przegrzewu P4 w kotle BP1150 (Elektrownia Opole)] (2002), which won the 1st Special Award for Power Engineering and Environmental Protection in a Poland-wide competition of university theses carried out by the General Management of SIMP (the Polish Association of Mechanical Engineers and Technicians) and the Best Power Engineering Dissertation distinction in a competition by Vattenfall Heat Poland. Between 2005 and 2006, Mariusz Lipiński completed a postgraduate studies study at Wrocław University of Science and Technology in power and heat engineering management and novel technologies (Faculty of Mechanical and Power Engineering, and Faculty of Computer Science and Management) by defending a thesis titled "Concept for the establishment of the Lower Silesian Power Security Centre" [Koncepcja powołania Dolnośląskiego Centrum Bezpieczeństwa Energetycznego]. Since 2002, employed at the Power Plant Automation Division of Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. as a senior research and engineering specialist. Mariusz Lipiński's professional focus is research and engineering of diagnostics and automation of industrial and power generating plants. Former member of the Scientific Council at Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o. (years 2012–2016). Distinguished with an honourable badge of Merit in Power Engineering. An author and co-author of 20 works published in Polish and foreign peer-reviewed periodicals, and 5 patents and patent applications. Has registered for conferment of his doctoral degree at the Faculty of Mechatronics of Warsaw University of Technology.

## Włodzimierz Fennig

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: [wlodzimierz.fennig@iase.wroc.pl](mailto:wlodzimierz.fennig@iase.wroc.pl)

Since 1979, employed at the Power Plant Automation Division of Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. as a senior research and engineering specialist. Włodzimierz Fennig's professional focus is research and engineering of automation of industrial and power generating plants. A very experienced automation engineer who enjoys great recognition from Polish power engineers, and an author of more than 10 patents and patent applications with a track record of many published works.

### **Tadeusz Mączka**

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: tadeusz.maczka@iase.wroc.pl

Has been investigating electrical power engineering in general for over 20 years. The main focus of his research work is power engineering applications of electric heating engineering. A researcher pioneering in the applications of thermal plasma for organic waste to energy processing and the application of plasma engineering for starting and steady-state control of pulverized-fuel power boilers. Currently employed at Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. in Wrocław, where he specialises in the process engineering of power block automation solutions. His research work is also focused on fire and explosion protection of industrial plants (due to which he headed Explosion Studies Laboratory W-9 at Wrocław University of Science and Technology in the years 2009–2013). Between 2013 and 2016, Tadeusz Mączka headed the Small Series Processing Team at the Electrical Engineering Institute (Instytut Elektrotechniki) in Wrocław. An author and co-author of over 50 works published in Polish and foreign peer-reviewed periodicals and conference proceedings, with one monograph to credit. A partner in the development of more than 60 technical files under statutory work and commercial survey reports. Supervised many Engineering and Master's theses during his teaching work at Wrocław University of Science and Technology. A lead developer of several projects for the National Centre for Research and Development and the National Science Centre, and headed a development project at the former body. Currently a member of the Combustion Section of the Committee on Thermodynamics and Combustion at the Polish Academy of Sciences.

### **Edward Ziąja**

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: edward.ziaja@iase.wroc.pl

President of Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. (since 2007). His commitment to scientific and engineering invention was recognized with the Belgian Cross of the Order of Invention. During the transformation of the Institute into an LLC, Edward Ziąja restored its market position. For this effort, he received the Laur Białego Tygrysa (the White Tiger Laurel) award in 2008. An author and co-author of 3 patents and utility models, implementation of 10 patents in the Polish power engineering industry, and 25 works published in industry magazines. Recognized with 8 Rector's Awards of Merit for scientific research and invention at Wrocław University of Science and Technology. A member of the Polish Committee at the World Energy Council, PKWSE (Large Power Networks Committee), Karkonoski Klub Techniki i Racjonalizacji (the Karkonosze Club of Engineering and Streamlining), and SEP (the Association of Polish Electrical Engineers).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 15–25. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Koncepcja łagodnej regulacji mocy czynnej bloków ciepłych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

### Autorzy

Mariusz Lipiński  
Włodzimierz Fennig  
Tadeusz Mączka  
Edward Ziąja

### Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, regulacja mocy i częstotliwości, łagodna regulacja, wiodący kocioł, wiodąca turbina

### Streszczenie

Opisano powszechnie stosowane tryby pracy bloków ciepłych („prowadzący kocioł” i „prowadząca turbina”) wykorzystywane do automatycznej regulacji mocy czynnej w elektrowniach pracujących w KSE. Omówiono zarówno wady, jak i zalety obu trybów pracy. Przedstawiono nowatorską koncepcję tzw. łagodnej regulacji mocy czynnej, opartą na tworzeniu w czasie rzeczywistym grupy złożonej z kilku bloków pracujących jako całość (wieloblok) w omówionych trybach pracy, z przewagą trybu wiodący kocioł. Jak wykazały prace wstępne i symulacje, przedstawione nowatorskie podejście do regulacji grupą bloków (pracującą na wspólne szyny) spełnia wymagania dotyczące dokładności regulacji mocy czynnej wymaganej przez operatora systemu przesyłowego (Polskie Sieci Energetyczne – PSE). Ponadto wykonane analizy i symulacje wskazują, że zastosowanie tej regulacji pozwoli na ograniczenie negatywnych skutków występujących przy obecnie stosowanej regulacji indywidualnej dla każdego bloku (bloki pracują indywidualnie w trybie „prowadzącej turbiny”). Proponowane rozwiązanie ograniczy liczbę wymaganych procesów regulacji i zlikwiduje znaczną część zakłóceń bloku, nie przenosząc ich do systemu elektroenergetycznego. Wprowadzenie proponowanego rozwiązania będzie skutkowało ograniczeniem ilości spalanej paliwa, zmniejszeniem emisji szkodliwych gazów i pyłów oraz wydłużeniem czasu eksploatacji urządzeń ciepłych i ciśnieniowych bloków.

Data wpływu do redakcji: 29.03.2017

Data akceptacji artykułu: 12.07.2017

Data publikacji online: 15.02.2019

Celem regulatora centralnego w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), który współdziała również z systemami elektroenergetycznymi państw ościennych, jest współdziałanie w regulacji częstotliwości w KSE oraz utrzymaniu określonego bilansu (saldo) wymiany energii liniami sieci krajowej i liniami transgranicznymi. Dokładność regulacji częstotliwości w sieci i saldo wymiany energii zależy szczególnie od precyzji regulacji mocy czynnej bloków ciepłych opalanych paliwami stałymi, działających w KSE.

Regulacja mocy czynnej bloków ciepłych wymaga bardzo ścisłej dokładności (dopuszczalne odchyłki regulacji mocy czynnej bloku energetycznego nie mogą przekraczać 1% jego mocy znamionowej). Na proces regulacji wpływa wiele różnorodnych zakłóceń ze źródeł zewnętrznych i wewnętrznych, stąd bardzo trudno osiągnąć jest dokładność regulacji takiego rzędu. Zakłócenia pochodzenia zewnętrznego zwykle mają charakter losowy i przejściowy. Ich źródłami są przede wszystkim spadki wydajności (zakopania) młynów węglowych zasilających kotły bloków energetycznych, zawieszanie się węgla na ścianach silosów i zyspów oraz stopień jednorodności spalanej paliwa, zwłaszcza w procesach współspalania węgla z biomasą (problem niepełnego zmieszania paliwa). Chcąc zachować pożądaną dokładność regulacji mocy czynnej: pierwotnej, wtórnej i trójnej (sygnałów sterujących określonych i mierzalnych pod względem wartości i szybkości zmiany), prowadzi się wyprzedzające sterowanie strumieniem

paliwa dla bloków energetycznych (jego wymuszenie). Sygnały sterujące umożliwiają wykorzystanie zdolności akumulacyjnej kotła z wyprzedzeniem dzięki przejściowym zmianom wartości zadanej ciśnienia pary świeżej kotła.

Regulacja mocy czynnej bloków ciepłych zasadniczo realizowana jest w trybach „prowadzącego kotła” i „prowadzącej turbiny”. Ze względu na obecne wymagania PSE (operatora systemu przesyłowego) wobec bilansowania mocy poszczególnych bloków energetycznych w każdej elektrowni lub elektrociepłowni (nie zaś grup bloków w każdej elektrowni), dopuszczalne odchyłki regulacji mocy czynnej jednego bloku energetycznego muszą być mniejsze od 1% mocy znamionowej bloku. Z tego względu w praktyce nie korzysta się z trybu „prowadzącego kotła”, ponieważ nie jest on w stanie spełnić powyższego warunku [1].

Poniżej wymieniono tryby regulacji bloków energetycznych stosowane przez wrocławski Instytut Automatyki Systemów Energetycznych (IASSE) w obiektach elektroenergetycznych:

1. **Tryb PK 1** – prowadzący kocioł, 1. rodzaj pracy.

Regulator ciśnienia pary świeżej w zespole regulacji turbiny pracuje ze stałą wartością zadaną w układzie pętli ciśnienia. Blok energetyczny utrzymuje zadaną moc dzięki pracy regulatora mocy sterującego strumieniem paliwa. W tym trybie nie można realizować regulacji wtórnej i pierwotnej sygnałem sterującym mocy (df). Można prowadzić natomiast regulację za pomocą sygnału

trójnej regulacji mocy (bieżącego punktu pracy bloku). Przejście z dowolnego trybu pracy w tryb „prowadzący kocioł, PK 1” powoduje powrót do zadanego ciśnienia pary świeżej. Gdy wszystkie stacyjki prędkości podajnika paliwa pracują w trybie ręcznym, opisany tryb pracy włącza się automatycznie.

2. **Tryb PK 2** – prowadzący kocioł, 2. rodzaj pracy.

Regulator ciśnienia pary świeżej w regulatorze turbiny pracuje w pętli ciśnienia z wartością zadaną zmienianą sygnałem zależnym od szybkości zmiany sygnału pierwotnej i wtórnej regulacji mocy (df). Chwilowe zmiany nastawy ciśnienia mają przyspieszyć zmiany mocy czynnej w reakcji na występowanie regulatorów wedle wymagań PSE. Zmiany ciśnienia wymuszają odpowiednie zmiany strumienia paliwa. Moc bloku energetycznego utrzymywana jest przez regulator mocy, który oddziałuje na strumień paliwa.

3. **Tryb PT 1** – prowadząca turbina, 1. rodzaj pracy.

Regulator ciśnienia pary świeżej na turbinie pracuje w pętli ciśnienia, zaś wartość zadana ciśnienia pary jest chwilowo zmieniana dwoma sygnałami korygującymi. Jeden z nich opisano powyżej dla trybu PK 2. Drugi służy precyzyjnemu utrzymaniu wartości zadanej mocy bloku energetycznego. Wartość graniczna jest zadawana na stanowisku dyspozytora bloku. Gdy wartość ta zostanie osiągnięta, układ przestaje utrzymywać nastawę mocy bloku energetycznego, jednocześnie uniemożliwiając przekroczenie



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 15–25. When referring to the article please refer to the original text.

PL

nastawionych granic odchylenia ciśnienia pary świeżej. Sumą obu sygnałów korygujących ciśnienie jest wielkość, o którą ciśnienie pary zmienia się względem jego nastawy na regulatorze turbiny. Układ stara się sprowadzić sygnał korekty ciśnienia pary do zera i w tym celu odpowiednio reguluje dopływ strumienia paliwa do kotła.

**4. Tryb PT 2** – prowadząca turbina, 2. rodzaj pracy.

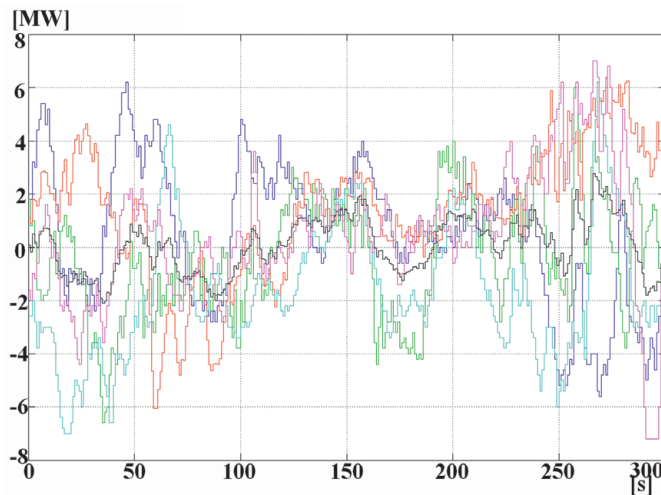
Regulator turbiny automatycznie pracuje w pętli mocy, utrzymując nastawę mocy poprzez sterowanie pracą zaworów na turbinie. Układ reguluje dopływ strumienia paliwa do kotła, aby podtrzymać ciśnienie pary świeżej na poziomie nastawy wprowadzonej przez operatora w dyspozytorni bloku. Przed przejściem w ten tryb pracy wartość sygnalizowana w tej dyspozytorni nadaje za nastawę ciśnienia na regulatorze turbiny. Gdy ciśnienie pary świeżej wejdzie w granice dopuszczalnych odchylenia, układ przestaje utrzymywać nastawę mocy bloku.

W obu trybach „prowadząca turbina” strumień paliwa podawanego na kocioł i zdolność akumulacyjna kotła są wykorzystywane w maksymalnym stopniu. Ten sposób regulacji gwarantuje wymaganą jej dokładność, choć w sposób ciągły zakłóca proces spalania w kotle ze względu na chwilowe rozbieżności między dopływem paliwa i powietrza, bardzo utrudniając osiągnięcie niskiego poziomu emisji spalin, przy czym niektóre układy regulacji bloków energetycznych stają się podatne na zakłócenia.

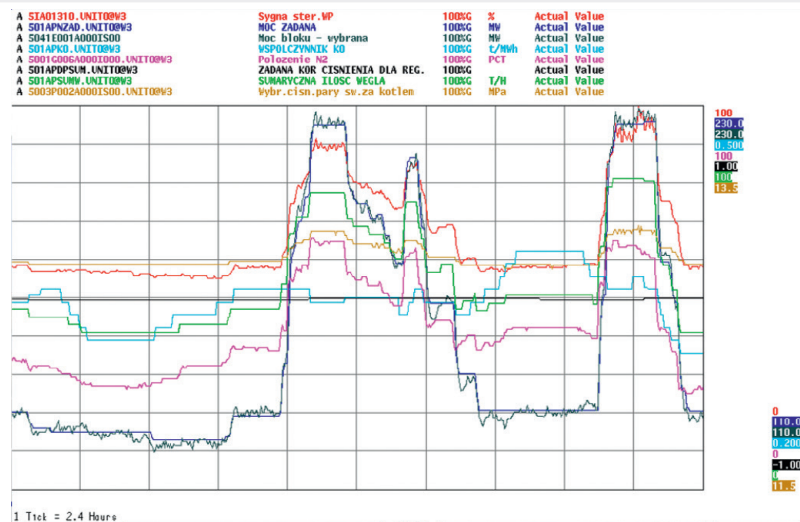
Powyzszych wad nie mają dwa omówione powyżej tryby „prowadzący kocioł” i choć nie osiągają one dokładności regulacji mocy czynnej dla każdego bloku z osobna, da się osiągnąć tę dokładność zgodnie z wymaganiami ustawowymi dla tzw. wielobloku (tj. grupy bloków pracujących na jedną szynę) i jednocześnie wykorzystać zalety regulacji bloków w trybie „prowadzącej turbiny”, ponieważ zasadnicza część losowych i przejściowych zakłóceń będzie się wzajemnie znosiła, nie wymagając znaczącej interwencji ze strony regulatora strumienia paliwa. To pozwoli uniknąć związanych z nią negatywnych skutków. Można zatem ograniczyć liczbę potrzebnych procesów regulacji, łatwiej zmniejszyć poziomy emisji szkodliwych gazów i pyłów oraz zlikwidować znaczną część wewnętrznych zakłóceń wielobloku, które nie przenoszą się do systemu elektroenergetycznego. Wieloblok jest tworzony przez dyspozytorów elektrowni z grupy bloków pracujących na wspólną szynę.

Liczba bloków	Uśredniony średni błąd kwadratowy
±1	±4,01
±2	±1,38
±3	±1,01
±4	±0,83
±5	±0,87

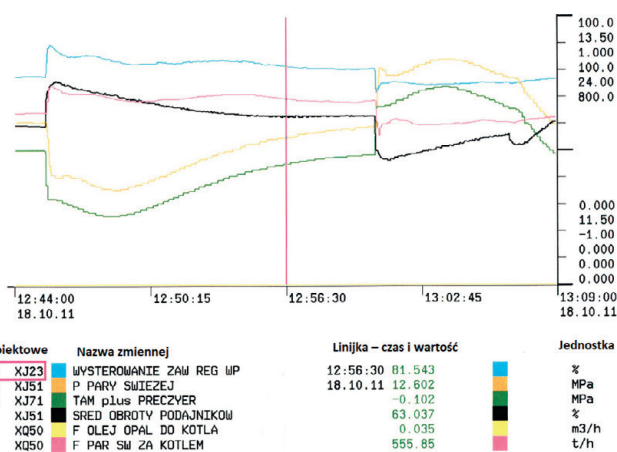
Tab. 1. Wartości uśrednionego błędu kwadratowego odchylenia mocy w zależności od liczby uwzględnionych bloków energetycznych



Rys. 1. Przebiegi czasowe odchylenia mocy porównane z uśrednionym przebiegiem odchylenia mocy – czarny kolor na wykresie (odpowiadający średniej wartości przedstawionych odchylenia)



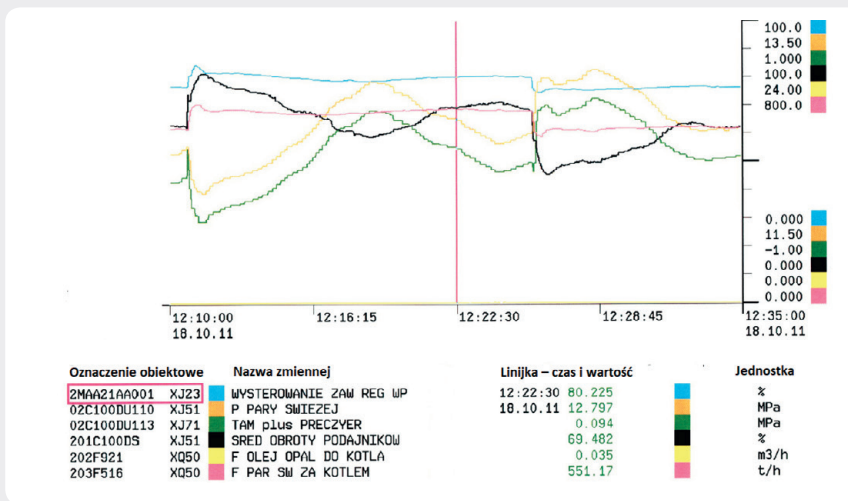
Rys. 2. Ruch bloku energetycznego 200 MW w trybie PK 2 w różnych warunkach pracy



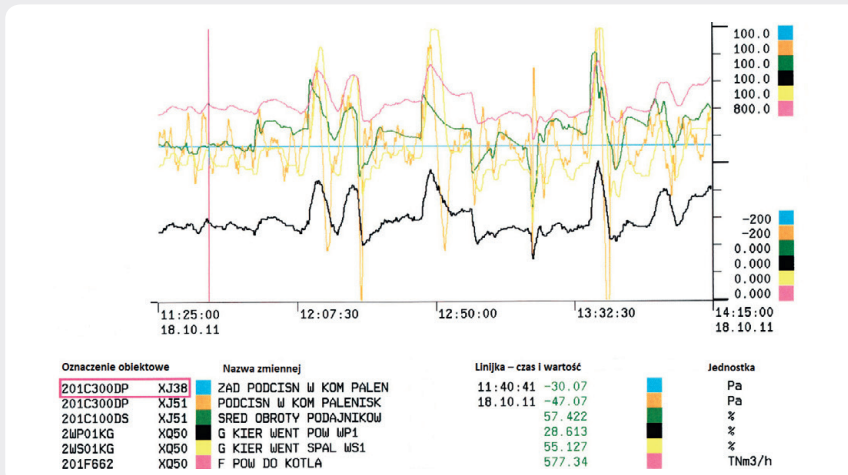
Rys. 3. Reakcja bloku 200 MW na regulację pierwotną w trybie „prowadzący kocioł” na poziomie mocy 175 MW z wykorzystaniem akumulacji bloku (wykres pomarańczowy i zielony) oraz strumień paliwa (wykres czarny)

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 15–25. When referring to the article please refer to the original text.

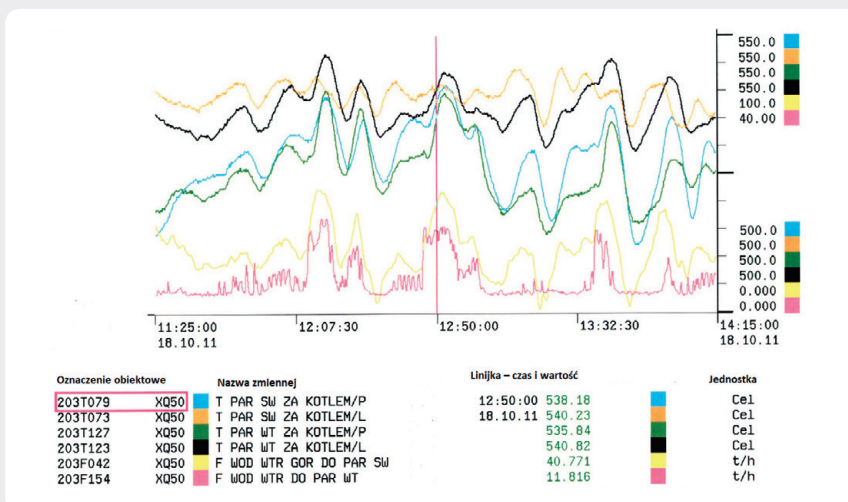
PL



Rys. 4. Reakcja bloku 200 MW na regulację pierwotną w trybie „przewodząca turbina” na poziomie mocy 175 MW z wykorzystaniem akumulacji bloku (wykres pomarańczowy i zielony) oraz strumień paliwa (wykres czarny)



Rys. 5. Reakcja bloku 200 MW na regulację pierwotną – porównanie trybu „przewodzącego kotła” z trybem „przewodzącej turbiny” – działanie automatycznego układu regulacji ciśnienia w komorze paleniskowej (nastawa – kolor niebieski, wartość rzeczywista – kolor pomarańczowy)



Rys. 6. Reakcja bloku 200 MW na regulację pierwotną – porównanie trybu „przewodzącego kotła” z trybem „przewodzącej turbiny” – działanie automatycznego układu regulacji temperatury pary świeżej i pary wtórnej

Na rys. 1 przedstawiono przykładowe przebiegi odchyleń mocy w funkcji czasu, spotykane w elektrowniach (w trybie PK 2 maksymalne odchylenia wynoszą około 3% mocy znamionowej, co pokazano na rys. 2 – ruch bloku energetycznego o mocy 200 MW) z przebiegiem uśrednionych odchyleń mocy – czarny kolor na wykresie (będącym wykresem średniej wartości pokazanych odchyleń). Średni błąd kwadratowy średnich odchyleń obliczony z poniższego przebiegu jest ponad czterokrotnie mniejszy od średniego błędu kwadratowego poszczególnych przebiegów odchyleń, co potwierdza, że odchylenia znoszą się wzajemnie [2].

W tab. 1 podano wartości uśrednione błędów kwadratowych odchyleń mocy w zależności od liczby uwzględnionych bloków.

Przedstawione tu wyniki ilustrują występowanie wzajemnego znoszenia się odchyleń mocy. Można z nich wywnioskować, że zaprezentowana niżej koncepcja regulacji daje spodziewane wyniki pod warunkiem pracy przynajmniej trzech bloków na jedną szynę.

Na rys. 3–15 zilustrowano i porównano tryby pracy (tj. „przewodzący kocioł” lub „przewodząca turbina”) wybranego bloku 200 MW w podobnych warunkach ruchu (pod względem czasu, porównanych poziomów mocy, rodzaju paliwa itp.) w funkcji reakcji bloku na zakłócenia zewnętrzne, zależne od regulacji pierwotnej i wtórnej [3, 4].

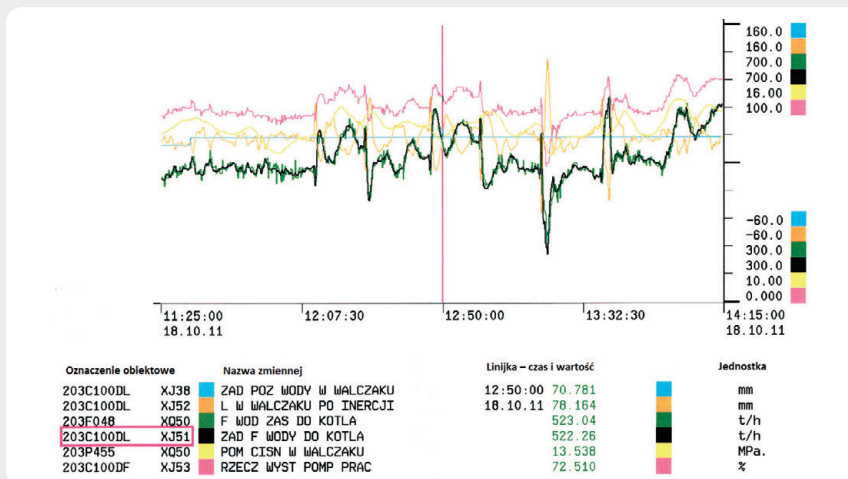
Na powyższych rysunkach od 3 do 15 [3, 4] przedstawiono różnice w działaniu omówionych trybów regulacji. W trybie „przewodzący kocioł” zachodzi znacznie mniejsze wymuszenie zmian strumienia paliwa zasilającego kocioł. Zasób energii zakumulowanej przez kocioł wykorzystywany jest w sposób kontrolowany, by chwilowo korygować wartość zadaną ciśnienia pary świeżej sygnałem o wartości proporcjonalnej do szybkości zmian sygnałów regulacji pierwotnej i wtórnej oraz wahań i oscylacji wartości podstawowych parametrów pracy bloku energetycznego: poziomu wody w walczaku, ciśnienia w komorze paleniskowej, temperatury pary świeżej i wtórnej, zawartości tlenu w spalinach (tj. stabilności procesu spalania). Wartości te mają zasadniczy wpływ na pracę elementów wykonawczych regulatorów. Racjonalna gospodarka zasobami zakumulowanej energii przekłada się na niższą częstotliwość i amplitudę wahań ciśnienia pary, co skutkuje spokojniejszą pracą bloku energetycznego po stronie ciśnieniowej, zmniejszając wpływ regulacji na naprężenia w grubościennych podzespołach obiegu ciśnienia. Stąd właśnie mowa o łagodnej regulacji mocy.

Ze względu na występowanie zakłóceń w procesie spalania trudniej jest osiągnąć niski poziom emisji zanieczyszczeń w spalinach w układach regulacji obciążenia pracujących z „przewodząca turbina”. Związane jest to z większą dynamiką przepływu czynników regulowanych (tj. paliwa, powietrza, spalin, wody i pary) w tym trybie regulacji. Możliwość działania w trybie „przewodzącej turbiny” jest zmniejszona ogranicznikami, które uniemożliwiają występowanie znacznych odchyleń ciśnienia pary świeżej i których praca blokuje regulację mocy. Praca tych ograniczników jest zbędna w trybie

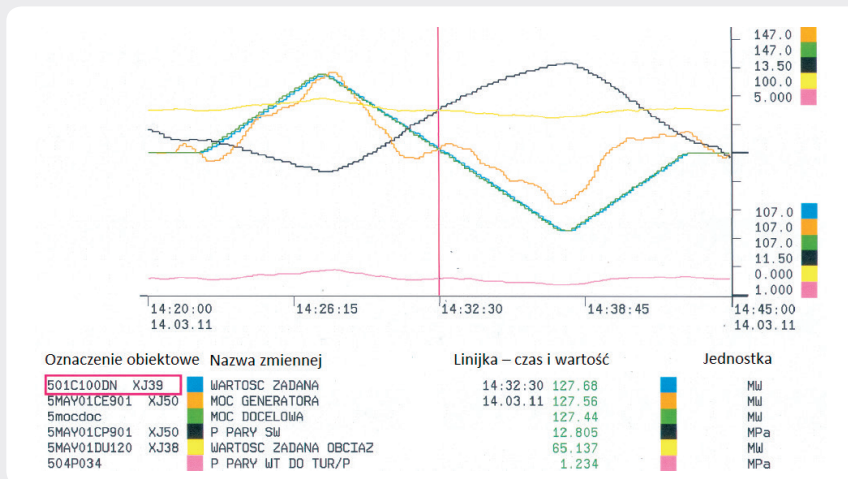


This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 15–25. When referring to the article please refer to the original text.

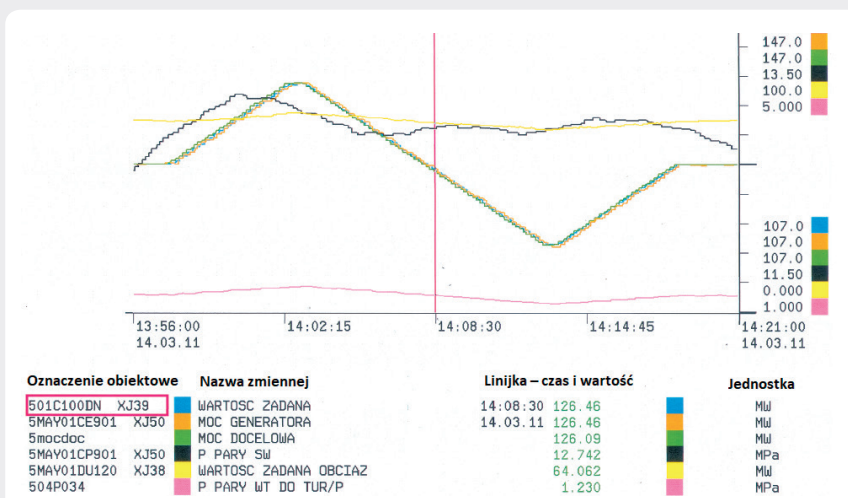
PL



Rys. 7. Reakcja bloku 200 MW na regulację pierwotną – porównanie trybu „prowadzącego kotła” z trybem „prowadzącej turbiny” – działanie automatycznego układu regulacji poziomu wody w walczaku (nastawa – kolor niebieski, wartość rzeczywista – kolor pomarańczowy)



Rys. 8. Reakcja bloku 200 MW na regulację wtórną w trybie „prowadzi kocioł” od poziomu mocy 127 MW z wykorzystaniem akumulacji bloku



Rys. 9. Reakcja bloku 200 MW na regulację wtórną w trybie „prowadzi turbina” od poziomu mocy 127 MW z wykorzystaniem akumulacji bloku

„prowadzącego kotła”. Lepszym rozwiązaniem jest zatem regulować ruch bloku energetycznego w trybie „prowadzącego kotła”, działając na wieloblok składający się z minimum trzech bloków, co jednak wiąże się ze zmianą sposobu bilansowania bloków energetycznych na rynku bilansowym.

W warunkach identycznych zakłóceń zewnętrznych zmiany w strumieniu paliwa są znacznie większe w trybie „prowadzącej turbiny”, jak również intensywniejsza jest interakcja pozostałych układów regulacji. Mówimy tu o ostrej regulacji mocy (polegającej na znacznych i szybkich zmianach regulowanych czynników, w tym paliwa), której towarzyszy tzw. regulacja nadmierna (tj. reakcja obwodu regulacji na chwilowe, losowe zakłócenia wewnętrzne) [1].

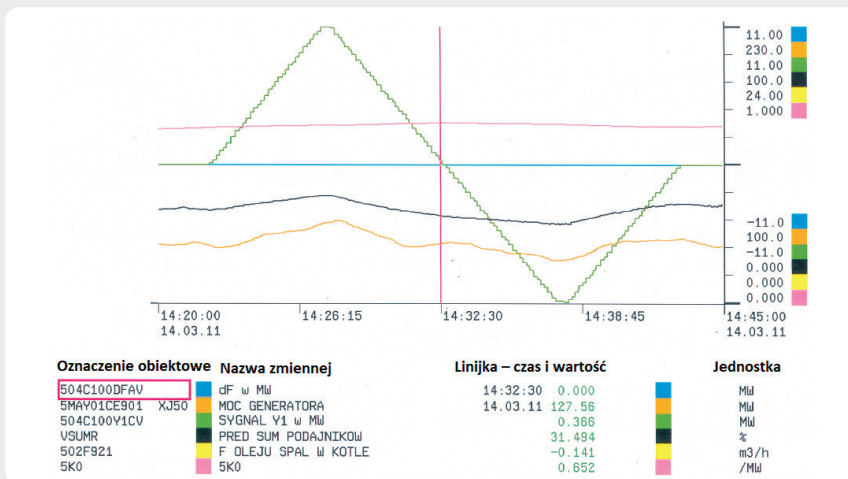
Praca bloku w trybie ostrej regulacji mocy (tj. trybie „prowadzącej turbiny”) wpływa zasadniczo na warunki fizyczne i chemiczne całego bloku (układy paliwa, wody i pary, oczyszczania spalin i usuwania żużla). Gwałtowne, cykliczne zmiany warunków fizycznych i chemicznych podczas pracy bloków energetycznych wpływają negatywnie na stan techniczny urządzeń (czego skutki są długofalowe w perspektywie oczekiwanego czasu eksploatacji, zwłaszcza dla wysłużonych bloków energetycznych). Zgodnie z obserwacjami autorów i przeprowadzonymi badaniami źródeł bibliograficznych, w tym najnowszych doniesień o pracy bloków energetycznych 200 MW [5, 6], można wyciągnąć wniosek, że praca bloków w trybie ostrej regulacji mocy (tj. z turbiny prowadzącej) skutkuje często poniższymi zjawiskami:

- zakłóceniami obiegu w kotle
- przegrzewaniem się ekranu wodnego kotła
- spadkiem jakości pary suchej
- pogorszeniem gospodarki wodnej kotła
- zmianami w rozkładzie temperatury w kotle
- intensywniejszą korozją wysokotemperaturową
- nasileniem procesów zmęzeniowych w materiałach obciążonych cieplnie
- awariami od wstrząsów cieplnych w obrębie turbin parowych (tj. pęknięciami łopatek, odształceniami i pęknięciami łopatek wirników).

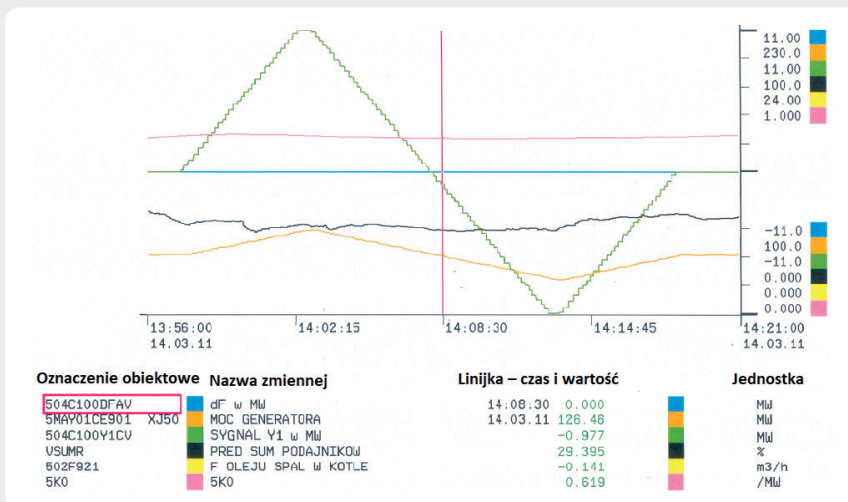
Praca w trybie „prowadzącej turbiny” wyróżnia się również większą ilością spalnego paliwa (nadmiernym wymuszeniem), na co wskazują większe ilości niedopalonego węgla. Zmiana charakterystyk temperatury kotła powoduje znaczny wzrost poziomu emisji szkodliwych zanieczyszczeń, zwłaszcza tlenków azotu. Zmniejszenie emisji substancji szkodliwych do atmosfery jest istotne ze względów ochrony środowiska oraz związane z wprowadzeniem wymagań UE w tym zakresie do prawa polskiego w postaci rozporządzenia ministra środowiska opublikowanego w 2014 r. [7]. Dokument referencyjny BREF (wyd. w czerwcu 2016 r.) dla dużych obiektów spalania energetycznego, uwzględniający projekt wniosków wobec BAT (najlepszych dostępnych technologii), przewiduje jeszcze ostrzejsze ograniczenia poziomów emisji substancji szkodliwych.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 15–25. When referring to the article please refer to the original text.

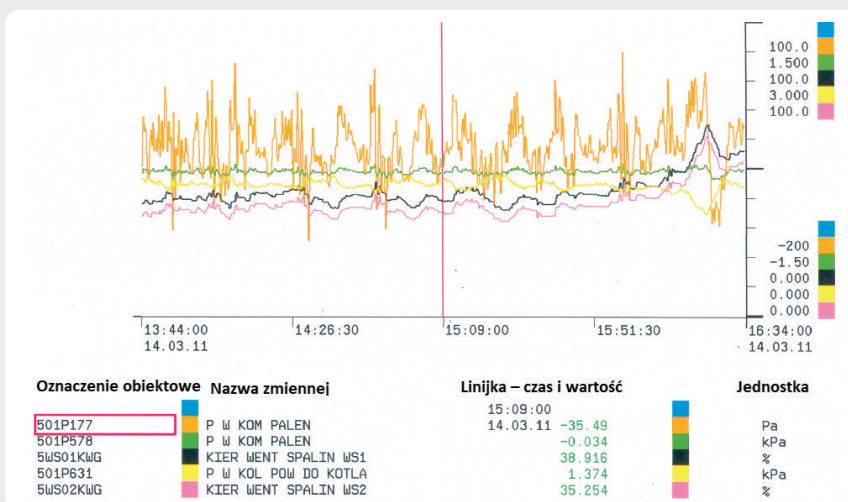
PL



Rys. 10. Reakcja bloku 200 MW na regulację wtórną w trybie „przewodzący kocioł” od poziomu mocy 127 MW – krzywa przepływu paliwa (kolor czarny)



Rys. 11. Reakcja bloku 200 MW na regulację wtórną w trybie „przewodzący turbiną” od poziomu mocy 127 MW – krzywa przepływu paliwa (kolor czarny)



Rys. 12. Reakcja bloku 200 MW na regulację wtórną – porównanie trybu „przewodzącego kotła” z trybem „przewodzącej turbiny” – działanie automatycznego układu regulacji ciśnienia w komorze paleniskowej (wartość zadana – kolor zielony, wartość rzeczywista – kolor pomarańczowy)

Uwzględniając powyższe, można postawić wniosek, że obecnie realizowana praca poszczególnych bloków energetycznych w trybie ostrej regulacji mocy (tj. „przewodzącej turbiny”) w KSE nie spełni wymagań ustawowych [8, 9]. Wydaje się jednak, że metoda regulacji proponowana przez autorów wniosku, czyli łagodnej regulacji wielobloku będącego grupą co najmniej trzech bloków, jest obecnie alternatywą dla bloków pracujących w KSE, która może sprostać wymaganiom wobec jakości regulacji mocy w systemie elektroenergetycznym, dostępności rezerw mocy w razie zakłóceń systemowych (tj. awarii) oraz wyższych norm emisji zanieczyszczeń do środowiska (zwłaszcza  $SO_2$ ,  $NO_x$  i rtęci).

Argumentem przemawiającym za łagodną regulacją mocy jest fakt, że nieskuteczne okazuje się korzystanie z regulacji w trybie „przewodzącej turbiny” pojedynczych bloków energetycznych w warunkach regularnej pracy systemu elektroenergetycznego, ponieważ wieloblok składający się z kilku bloków łagodnie regulowanych w trybie „przewodzącej turbiny” może spełnić obecnie obowiązujące kryteria prowadzenia ruchu KSE i ÜCTE.

Aby potwierdzić techniczne i finansowe zalety zastosowania łagodnej regulacji mocy czynnej w sposób proponowany w niniejszym wniosku, czyli z wykorzystaniem sterowania grupą bloków energetycznych, należałoby przeprowadzić próby eksploatacyjne w pełnym cyklu mocy (trwającym przynajmniej 18 miesięcy) na wybranej grupie bloków energetycznych w trybie „przewodzącego kotła”, przełączalnym w razie niespełnienia wymagań KSE i ÜCTE na tryb „przewodzącej turbiny”, pracujących na wspólne szyny, zgodnie z patentem wniesionym i udzielonym w 2014 roku przez Instytut Automatyki Systemów Energetycznych (IASSE) [2].

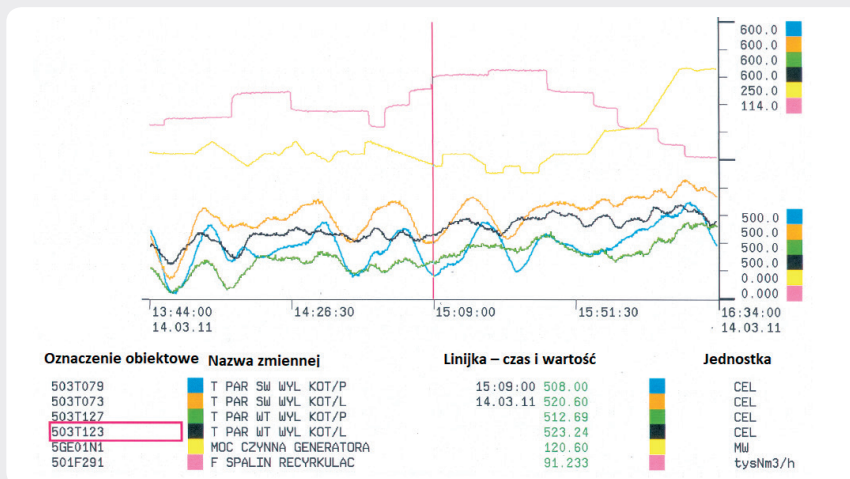
Praca będąca przedmiotem wniosku jest pierwszym etapem optymalizacji eksploatacji bloków energetycznych. Następnym etapem optymalizacji może odnosić się do ekonomicznego rozdziału obciążeń – utrzymania obciążeń bloków pracujących na jedną szynę na takich poziomach, aby moc całkowita grupy tych bloków odpowiadała nastawie przy minimalnej wielkości zużycia paliwa. Nastawy mocy poszczególnych bloków energetycznych dobiera się tak, aby najwyższą moc nastawić na bloku o najmniejszym wzroście funkcji kosztów, zaś względnie niższą moc nastawić na bloku z najwyższym wzrostem funkcji kosztów. W ten sposób można zmniejszyć koszt produkcji energii elektrycznej dla całej elektrowni [10].

Należy również zauważyć, że IASSE posiada doświadczenie w problematyce regulacji mocy netto elektrowni. Regulację tę realizuje się za pomocą jednego turbozespołu. Umożliwia ona również regulację mocy brutto poszczególnych turbogeneratorów. Regulacja mocy netto elektrowni uwzględnia braki mocy i próbuje je ponownie zbilansować w sposób łagodny, poprzez zwiększanie wartości nastawy mocy w taki sposób, aby była równa sumie energii wytwarzanej. Nastawa jest analogicznie zmniejszana w razie nadprodukcji mocy. Nie oferują takiej możliwości regulatory mocy brutto poszczególnych turbin, które regulują

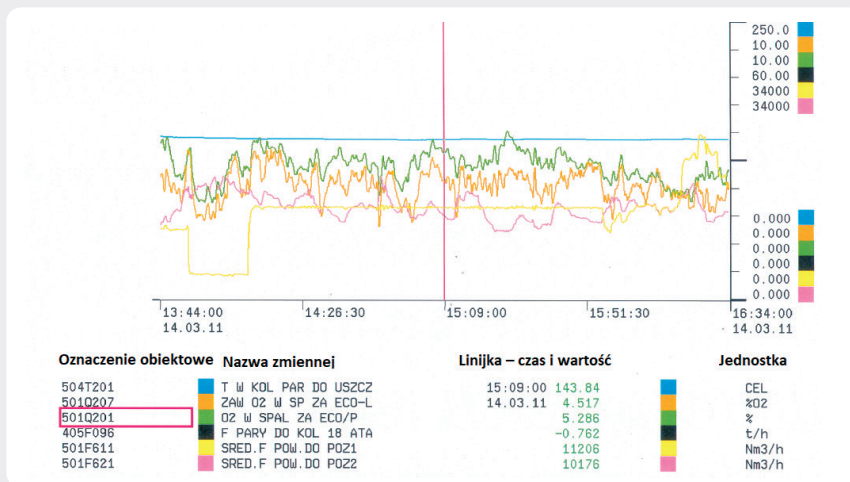


This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 15–25. When referring to the article please refer to the original text.

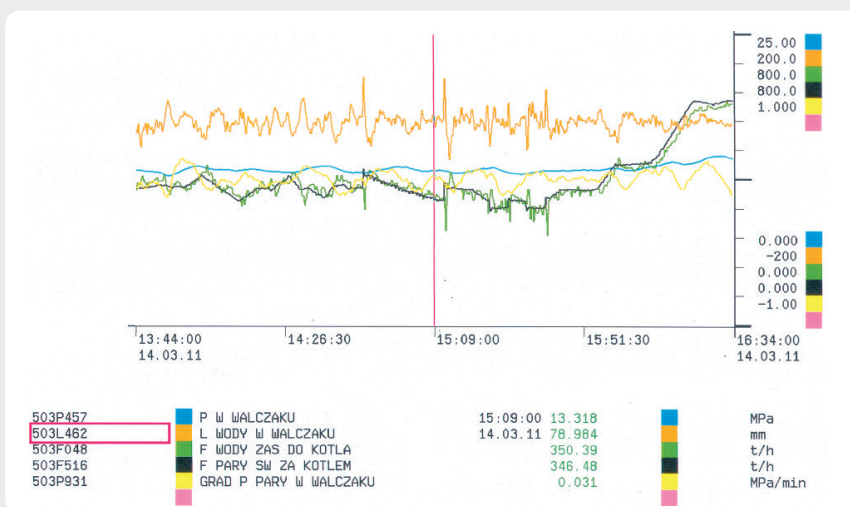
PL



Rys. 13. Reakcja bloku 200 MW na regulację wtórną – porównanie trybu „prowadzącego kotła” z trybem „prowadzącej turbiny” – działanie automatycznego układu regulacji temperatury pary pierwotnej i wtórnej



Rys. 14. Reakcja bloku 200 MW na regulację wtórną – porównanie trybu „prowadzącego kotła” z trybem „prowadzącej turbiny” – działanie automatycznego układu regulacji zawartości tlenu w spalinach (zielony wykres)



Rys. 15. Reakcja bloku 200 MW na regulację wtórną – porównanie trybu „prowadzącego kotła” z trybem „prowadzącej turbiny” – wpływ poziomu wody w walczaku kotła (ciśnienie w walczaku – niebieski wykres, poziom wody w walczaku – pomarańczowy wykres)

wyłącznie moc, nie uwzględniając energii. Taki sposób regulacji wprowadzono w elektrowni CEZ Skawina [11].

### Bibliografia

- Ziaja E. i in., Active power thermal energetic units smooth control [Łagodna regulacja mocy czynnej ciepłych bloków energetycznych], *Energetyka* 2011, nr 12, s. 794–798.
- Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o., The method of automatic control of active power and frequencies of thermal power units [Sposób automatycznej regulacji mocy czynnej i częstotliwości ciepłych bloków energetycznych], patent, nr prawa wyłącznego 219712, data publikacji BUP 2012.
- Reception measurements report of primary, secondary control systems, with Y1 (Y1i) signal and tripod with Y0 or using BPP signal on block 5 at Dolna Odra Power Plant [Protokół pomiarów odbiorczych układów regulacji pierwotnej i wtórnej z sygnałem Y1 (Y1i) i trójnożem Y0 lub za pomocą sygnału BPP na bloku nr 5 w Elektrowni Dolna Odra], nr dokumentu 68/ZC/2011, Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki „ENERGOPOMIAR” sp. z o.o., marzec 2011.
- Reception measurements report of primary, secondary control systems, with Y1 (Y1i) signal and tripod with Y0 or using BPP signal on block 2 at Dolna Odra Power Plant [Protokół pomiarów odbiorczych układów regulacji pierwotnej i wtórnej z sygnałem Y1 (Y1i) i trójnożem Y0 lub za pomocą sygnału BPP na bloku nr 2 w Elektrowni Dolna Odra], nr dokumentu 241/ZC/2011, Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki „ENERGOPOMIAR” sp. z o.o., październik 2011.
- Staszałek K., Stanek R., Monitoring of operating conditions of boilers of 200 MW power units to assess the impact of cycle load on the technical condition of selected components and construction nodes [Monitorowanie warunków eksploatacji kotłów na blokach 200 MW w celu oceny wpływu pracy regulacyjnej na stan techniczny ich wybranych elementów i węzłów konstrukcyjnych], *Energetyka* 2016, nr 12, s. 800–804.
- Grzesiczek E., Rajca S., Damage caused by flexible operation and long standstills of turbine sets [Uszkodzenia turbozespołów powodowane pracą regulacyjną oraz długotrwałymi postojami], *Energetyka* 2016, nr 12, s. 804–807
- Kordyaczny H., Śpiwak I., Modern flue gas denitrification technologies for power industry and other industrial branches vs changing environmental regulations [Nowoczesne technologie odzotowania spalin dla przemysłu i energetyki a zmieniające się regulacje środowiskowe], *Energetyka* 2016, nr 12, s. 723–727.
- Regulation of the Minister of the Environment of 4 November 2014 on emission standards for certain types of installations, sources of fuel combustion

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 15–25. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- and devices for incineration or co-incineration of waste [Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów], Dz.U. z 2014 r. poz. 1546 [online], <http://isap.sejm.gov.pl/DetailsServlet?id=WDU20140001546> [dostęp: 5.11.2018].
9. Best Available Techniques (BAT). Reference Document for Large Combustion Plants Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control) [Najlepsze dostępne techniki – dokument referencyjny dla dużych obiektów spalania energetycznego – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola)], WSPÓLNE CENTRUM BADAWCZE, Instytut Perspektywicznych Studiów Technologicznych – Jednostka ds. Produkcji i Zużycia Zrównoważonego, Europejskie Biuro IPPC, projekt ostateczny, czerwiec 2016 [online], [http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/LCP\\_FinalDraft\\_06\\_2016.pdf](http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/LCP_FinalDraft_06_2016.pdf) [dostęp: 5.11.2018].
  10. Kuliński W., Tomkiewicz R., The group power regulator with the economical load distribution function (ERO) [Grupowy regulator mocy elektrowni z funkcją ekonomicznego rozdziału obciążeń (ERO)], *Energetyka* 1996, nr 12, s. 693–696.
  11. Modernization of ARCZ controller (RTM-4) system for regulating the generated power on the power plant [Modernizacja układu regulatora ARCZ (RTM-4) na potrzeby regulacji generowanej mocy czynnej elektrowni], Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o., nr dokumentacji 2875-P-3, lipiec 2016.

### Mariusz Lipiński

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: [mariusz.lipinski@iase.wroc.pl](mailto:mariusz.lipinski@iase.wroc.pl)

Absolwent Wydziału Mechaniczno-Energetycznego Politechniki Wrocławskiej (kierunek: mechanika i budowa maszyn; specjalność: termooenergetyka; kierunek dyplomowania: automatyka). Obronił pracę magisterską pod tytułem: „Regulacja temperatury pary świeżej na czwartym stopniu przegrzewu P4 w kotle BP1150 (Elektrownia Opole)” (2002), która została wyróżniona I nagrodą specjalną w zakresie energetyki i ochrony środowiska (ufundowana przez prezesa Elektrowni Bełchatów) w ogólnopolskim konkursie prac dyplomowych przeprowadzonym przez zarząd główny Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Mechaników Polskich oraz wyróżniona w konkursie Vattenfall Heat Poland na najlepszą pracę magisterską z dziedziny energetyki. W latach 2005–2006 był słuchaczem studiów podyplomowych na Politechnice Wrocławskiej z zakresu: systemy zarządzania i nowe technologie w energetyce i ciepłownictwie (Wydział Mechaniczno-Energetyczny oraz Wydział Informatyki i Zarządzania), uwieńczonych pracą dyplomową: „Koncepcja powołania Dolnośląskiego Centrum Bezpieczeństwa Energetycznego”. Od 2002 roku jest zatrudniony w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. na stanowisku starszego specjalisty badawczo-technicznego w Zakładzie Automatyzacji Elektrowni. Przedmiotem jego zainteresowań są głównie zagadnienia naukowo-badawcze i techniczne związane z automatyzacją obiektów przemysłowych i energetycznych. Należał do Rady Naukowej Instytutu Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. (2012–2016). W roku 2014 został odznaczony odznaką honorową „Za zasługi dla energetyki”. Jest autorem lub współautorem ponad 20 publikacji w czasopiśmie krajowych i zagranicznych, 5 patentów i zgłoszeń patentowych. Posiada otwarty przewód doktorski na Wydziale Mechatroniki Politechniki Warszawskiej.

### Włodzimierz Fennig

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: [wlodzimierz.fennig@iase.wroc.pl](mailto:wlodzimierz.fennig@iase.wroc.pl)

Od 1979 roku jest zatrudniony w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. na stanowisku starszego specjalisty badawczo-technicznego w Zakładzie Automatyzacji Elektrowni. Przedmiotem jego zainteresowań są głównie zagadnienia naukowo-badawcze i techniczne związane z automatyzacją obiektów przemysłowych i energetycznych. Jest wysokiej klasy automatykiem uznanym w środowisku energetyków polskich, autorem i współautorem ponad 10 patentów i zgłoszeń patentowych oraz licznych publikacji naukowych.

### Tadeusz Maczka

dr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: [tadeusz.maczka@iase.wroc.pl](mailto:tadeusz.maczka@iase.wroc.pl)

Od ponad 20 lat zajmuje się zagadnieniami szeroko rozumianej elektroenergetyki. Głównym nurtem jego zainteresowań naukowych są zastosowania elektrotermii w celach energetycznych. Jest pionierem w wykorzystaniu plazmy termicznej do przetwarzania odpadów organicznych oraz w zastosowaniu techniki plazmowej do rozruchu i stabilizacji pracy energetycznych kotłów pyłowych. Obecnie w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych we Wrocławiu zajmuje się automatyzacją pracy bloków energetycznych od strony technologicznej. W swojej działalności badawczej zajmuje się również zagadnieniami bezpieczeństwa pożarowo-wybuchowego w obiektach przemysłowych (w latach 2009–2013 był kierownikiem Laboratorium Wybuchowości Politechniki Wrocławskiej W-9). W latach 2013–2016 był kierownikiem Zespołu Technologii Małoseryjnej w Instytucie Elektrotechniki we Wrocławiu. Jest autorem i współautorem ponad 50 artykułów opublikowanych w czasopiśmie krajowych i zagranicznych oraz materiałach konferencyjnych, w tym jednej monografii. Brał udział w opracowaniu ponad 60 dokumentacji technicznych realizowanych jako prace statutowe oraz ekspertyzy dla podmiotów rynkowych. W swoim dorobku naukowym jako pracownik dydaktyczny Politechniki Wrocławskiej ma promotorstwo licznych prac inżynierskich i magisterskich. Jest głównym wykonawcą kilku projektów NCBiR i NCN, był też kierownikiem projektu rozwojowego NCBiR. Jest członkiem Sekcji Spalania Komitetu Termodynamiki i Spalania PAN.

### Edward Ziąja

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: [edward.ziaja@iase.wroc.pl](mailto:edward.ziaja@iase.wroc.pl)

Prezes zarządu w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. (od 2007). Jest zaangażowany w działalność wynalazczą, za co został odznaczony Krzyżem Wynalazczości Królestwa Belgii. W okresie przekształcania instytutu w spółkę z o.o. doprowadził do odbudowania pozycji rynkowej firmy, za co został odznaczony w 2008 roku Laurem Białego Tygrysa. Jest autorem i współautorem 3 patentów oraz wzorów użytkowych, wdrożeń 10 patentów w elektroenergetyce polskiej oraz 25 prac publikowanych w prasie branżowej. Otrzymał 8 nagród rektora za działalność naukową i wynalazczą na Politechnice Wrocławskiej. Należy do Polskiego Komitetu Światowej Rady Energetycznej, Komitetu Wielkich Sieci Elektrycznych, Karkonoskiego Klubu Techniki i Racjonalizacji, SEP.