

Multi-criterion Optimisation of Energy Generation in Multi-unit Hydroelectric Power Plants

Authors

Adam Adamkowski
Mariusz Lewandowski
Stanisław Lewandowski

Keywords

water power, optimisation of hydroelectric power plant operation, optimisation studies on hydro units

Abstract

Maintaining variable operating conditions of water barrage, imposed upon the owners of hydroelectric power plants by various acts and administrative decisions, requires proper adjustment of power plant water discharge by variable opening of turbine control components. This changes the generated power and thus shifts the hydro units operating point, which alters the power generation efficiency. In power plants equipped with two or more hydro units, it is possible to configure operation of hydro units and load each of them with such active power as to obtain the best possible electrical energy generation efficiency with the available hydroelectric potential of the barrage.

In this paper, the method of optimising an example multi-unit hydroelectric power plant using various criteria was described, i.e. the efficiency criterion or the revenue criterion. Particular attention was paid to the maximisation of generation efficiency to ensure the maximum use of the inflow and head available at the barrage under the restrictions due to current conditions.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2018107

Received: 17.08.2017

Accepted: 18.08.2017

Available online: 31.08.2018

1. Introduction

In hydroelectric power plants it is very important to optimise the adjustment of operation of hydro units to variable conditions, mainly hydrological, technical, formal and legal, and commercial, according to established criteria. The most obvious and common optimisation criterion should be the maximisation of electrical energy generation, which consists in the operation of power plant machinery at the maximum energy efficiency, while meeting existing restrictions. At this point, one should consider not only the optimisation of operation of the individual hydro units, but also in the case of multi-unit hydroelectric power plants, the so-called group optimisation, consisting in the optimum loading of hydro units according to the energy efficiency. An important criterion is the maximisation of revenues from power plant operation, considering commercial, technical, hydrological, administrative and other conditions. This criterion can be applied in power plants that have energy storage capacity [6, 7]. When the energy price is the highest, the power plant should operate at the maximum load; however, when the energy price is the lowest, the power plant should operate at the lowest permissible

power. In both cases the power plant should not operate at the maximum energy efficiency, but at a specific load with optimum efficiency. Furthermore, in flood periods it becomes profitable for the power plant to operate at the maximum load, without optimisation.

In this paper, multi-unit hydroelectric power plant operating issues, related to the optimisation of their operation, are addressed. The following three optimisation methods were investigated and applied, i.e. according to the criteria of: (1) maximum generation efficiency, (2) maximum revenue and (3) maximum load. The most attention was given to optimisation according to the criterion of the maximum generation efficiency, due to having the most personal experience in this area [1-5]. An example of the individual optimisation of a selected hydro unit, equipped with dual adjustment, is presented with a short description of the applied and recommended research methods. An algorithm was developed and proprietary computer software for group optimisation of power plant hydro units, according to the criterion of the maximum energy efficiency, was applied. The power plants involved on the electrical energy market were

recommended to extend the developed software by a module for optimisation according to the maximum revenue criterion. In the end, the issues of power plant operation at the maximum load were presented. It is assumed that the prepared optimisation tools will facilitate the maximum use of the hydroelectric potential available in a multi-unit power plant, considering the necessary internal and external restrictions.

2. Optimisation according to the maximum generation efficiency criterion

In hydroelectric power plants located on barrages with high flow variability, hydro units with double-regulated turbines should be installed. They enable obtaining high energy efficiency of the machinery, in a wide range of loads, subject to optimum efficiency control settings, according to the so-called optimum cam curve (blade angle to wicket gate relation). Besides the optimisation of operation of individual hydro units (individual optimisation) in multi-unit hydroelectric power plants¹, in which hydro units installed have even slightly different energy characteristics, the highest possible generation efficiency can be additionally obtained by applying a suitable configuration of operating machinery and proper loading of it with active power (group optimisation). To be able to apply generation optimisation, first of all it is necessary to know the energy (efficiency) characteristics of the individual hydro units, and while in the power plant double-regulated hydro units have been installed, these characteristics should be determined at the optimum settings of turbine control components, i.e. optimum cam curves.

In conclusion, it should be stated that in the case of a power plant equipped with multiple hydro units with double-regulated turbines, its operation should be conducted in two stages:

- stage I – Individual optimisation
- stage II – group optimisation.

At the first stage, based on the conducted optimisation tests, optimum cam curves (optimum relations between and of rotor blade and wicket gate openings) are determined for all turbines installed in the power plant, depending on the power plant head, which are entered into the control systems of the individual hydro units. Then, for these optimum settings, energy characteristics of hydro units are determined depending on the variable power plant head. These characteristics are the basis of the group optimisation algorithm, the implementation of which ensures the maximum efficiency of the power plant by proper configuration and load of the operating hydro units.

2.1. Individual optimisation of double-regulated hydro units

Among double-regulated turbines, the most common are Kaplan or Deriaz type turbines, of which the control component is the adjustable blades of both the guide wheel and rotor. These machines enable converting the potential energy of water into mechanical energy with high efficiency, in a wide range of load variation. The basic condition for using the technical capabilities of such machines for electrical energy generation is proper control of the openings of these components, i.e. the implementation of their settings according to the so-called optimum cam curve. The operation of double-regulated machines with optimum cam curve results not only in increased generation of electrical energy from the same available hydraulic energy, but also in increased durability of structural components of such machines due to reduced dynamic loads (pressure and vibration pulsation) [4].

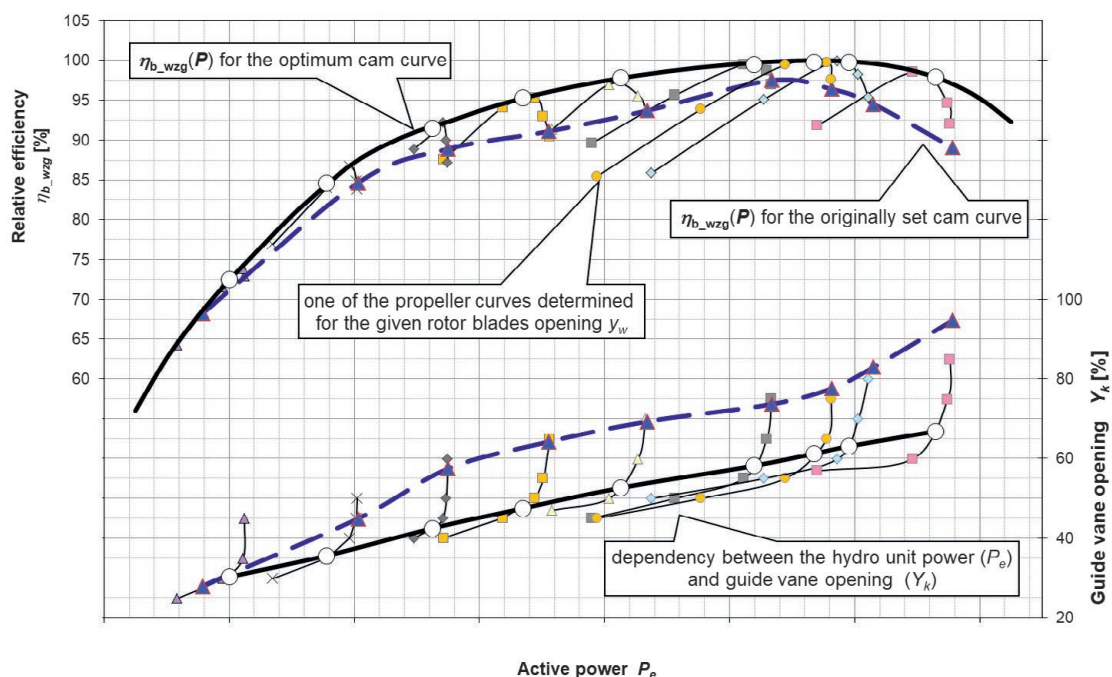


Fig. 1. Relative characteristics determined for a hydro unit with double-regulated turbine (with variable guide vane and rotor blade openings) for optimisation tests

¹ Hydroelectric power plants, in which at least two hydro units are installed.

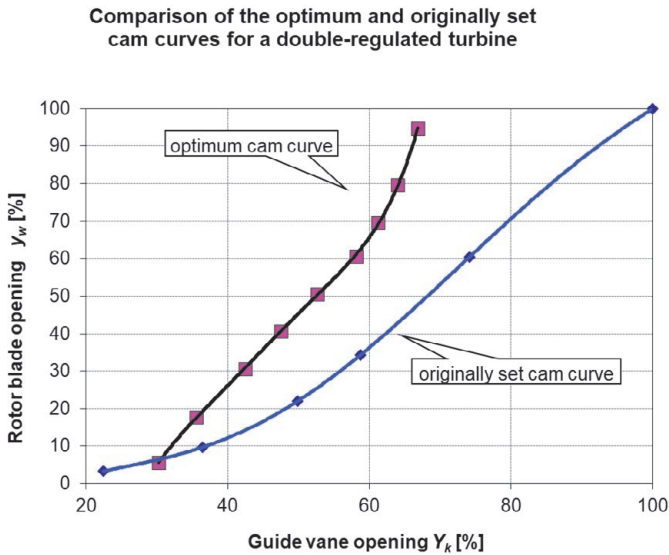


Fig. 2. Cam curves (dependency between guide vane and rotor blade openings) for a hydro unit with double-regulated turbine

As part of implementation of a programme to increase the energy efficiency of one of the major Polish multi-unit power plants, the two above-mentioned stages of optimisation of the operation of the hydro units installed there were completed. At the first stage, optimisation studies of each hydro unit under established conditions were conducted, consisting in determining several so-called propeller characteristics, i.e. efficiency curves of the examined machine, based on varied openings of guide vanes at constant opening of turbine rotor blades. The curve constituting the envelope of the determined propeller characteristics is a collection of the machine operating points at the maximum possible efficiency and forms the basis for determining the optimum cam curve of the examined machine.

During optimisation tests, the efficiency of examined machinery is determined based on the measurements of electrical power, gross head and flow. For flow measurements, it is beneficial (due to the costs) to use the index test method e.g. based on the measurement of the average water flow rate at a given point of the turbine inlet section. In this method, the optimisation is based on the hydro unit efficiency indicator $\eta_{b\ wsk}$, which is proportional to the following dependency:

$$\eta_{b\ wsk} \propto P_e / [\rho g H_h \cdot v_{sr}] \quad (1)$$

where: P_e – hydro unit active power [W], ρ – water density [kg/m³], g – gravitational acceleration [m/s²], H_h – hydro unit head [m], v_{sr} – average water flow rate at the given point of the turbine inlet section [m/s].

During optimisation tests, the obtained values of the efficiency indicator $\eta_{b\ wsk}$ are related to its maximum value obtained during the determination of propeller characteristics $\eta_{b\ wsk\ max}$, thus obtaining the relative efficiency of the hydro unit $\eta_{b\ wzg}$.

Example results of optimisation studies are shown in Fig. 1 and 2. In Fig. 1, the method of determining the optimum cam curve is

presented and compared to the cam curve set originally in the hydro unit regulator. This comparative analysis proved that in the case of the analysed power plant, the estimated hydro unit efficiency increase obtained as a result of optimisation studies was 1–3 percentage points, depending on the hydro unit and its load. It means that the replacement of cam curve set originally in the regulator with optimum cam curve translates directly to an average, amounting to several percentage points' increase of generation from the hydroelectric potential available at the barrage. At this point it should be added that this yield can be significantly higher, amounting to a dozen percentage points, which confirms the experience of the authors [4].

2.2. Hydro unit group under optimisation

In the case discussed, the electrical energy consumer requires the power plant to prepare a power plant load plan covering the next one to seven days. To prepare such a schedule, it is necessary to know (as of the day for which the load schedule is being prepared) hydrological conditions in the form of forecast water inflow to the barrage, as well as other conditions (e.g. obligations towards other barrage users) that have an impact on the quantity of inflow part available to the power plant. The planner, based on this knowledge and considering the power plant operating conditions resulting from the water law permit, as well as hydro unit availability (known for the days covered by the schedule), prepares the power plant load schedule and provides the power plant operator with the active power load value P_{el} for the entire power plant on the given day or in a period of the given day. This power is the power contracted with the energy consumer and any deviation from the schedule results in specific consequences of failure to meet it.

During ongoing operation, the power plant operator determines the load of individual hydro units so as to meet the established load schedule, while fulfilling all obligations of the hydroelectrical power plant as a hydrotechnical system component. Therefore, at the second stage of power plant optimisation works, an algorithm and suitable computer programme for optimum flow distribution among hydro units in operating availability were developed, considering the criterion of maximum efficiency of use of the available hydrological potential (head H and flow through power plant Q_{el}) and active power of the power plant (P_{el}). Ultimately, this algorithm enables determining the active power load of individual hydro units at these optimum flows.

In this case, the objective function was derived from the equation:

$$P_{el} = \rho g H \eta_{b\ el} \cdot Q_{el} = \rho g H \sum (\eta_{b_i} \cdot Q_i) [W] \quad (2)$$

which, after simple transformation, takes the following form:

$$F_{cel} = \eta_{b\ el} = \frac{\sum_i \eta_{b_i} \cdot Q_i}{\sum_i Q_i} \rightarrow \max \quad (3)$$

where: $Q_{el} = \sum Q_i$ is the total flow through power plant [m³/s], $\eta_{b\ el}$ – power plant efficiency (energy efficiency of processing of the available hydroelectric potential) [–], H – power plant head

height [m], Q_i – flow through the i -th hydro unit of the power plant [m^3/s], $\eta_{b,i}$ – gross efficiency of the i -th hydro unit of the power plant [–], g – gravitational acceleration [m/s^2], ρ – density of the water flowing through water turbines [kg/m^3].

The purpose of group optimisation is to deliver information on the optimum operating configuration and load of hydro units, considering the current conditions, defining the restrictions on the possible operating range of the power plant. Thus, such optimisation is reasonable anywhere the equipment includes more than one hydro unit and the more justified, the more differentiated the technical parameters and energy characteristics of these hydro units are.

When determining the objective function, restrictions were considered related to the minimum and maximum permissible power and the corresponding minimum and maximum flows for each hydro unit with the given power plant head.

The input data for the computer programme, necessary to perform calculations in accordance with the assumed objective function, are thus:

Energy characteristics of individual hydro units in the form of: dependency of the hydro unit efficiency η_b [–] on the head H [m] and flow Q [m^3/s]:

$$\eta_{b,i} = \eta_{b,i}(H, Q_i) \quad (4)$$

dependency of the hydro unit active power P [W] on the head H [W] and flow Q [m^3/s]:

$$P_i = P_i(H, Q_i) \quad (5)$$

Permissible range of hydro unit active power load P [W] depending on the head H [m]:

$$P_i \in \langle P_{i,min}(H); P_{i,max}(H) \rangle \quad (6)$$

It was estimated that for the examined power plant, the developed and implemented group optimisation of hydro unit operation yields an annual average increase of electrical energy generation of at least 1.5% from the same hydraulic energy available on the barrage, compared to the state before applying such optimisation, i.e. hydro unit operation with an intuitive (arbitrary) distribution of loads of individual hydro units and operating configurations. The analyses show that the most energy benefits are obtained in the case of multi-unit power plant operation under partial load, i.e. the periods in which the natural inflow volume is lower than the currently available power plant flow capacity (total flow capacity of turbines in operating availability). In Fig. 3, the determined estimated energy yield after implementing group optimisation in the analysed multi-unit power plant, depending on the power plant load, is shown. The diagram confirms that a non-optimum selection of the configurations of operating hydro units differing significantly in efficiency characteristics may materially contribute to the potential loss of production from the hydroelectric potential available at the given barrage.

2.3. Additional internal and external inputs as restrictions in the task of optimisation according to the criterion of maximum power plant efficiency

In the operation of the power plant, apart from proper selection of load of the individual hydro units, which is forced by variable hydrological conditions at the barrage, there are cases of additional inputs resulting from the obligations imposed on power plant owners in acts of law, administrative decisions, provisions and operating instructions, in various situations, which may occur during power plant operation. Fulfilling these obligations is very often connected with restrictions on the use of production capacities. Hydrological and weather situation, natural and social conditions, as well as unexpected events occurring in the power system force appropriate adjustment of the technical parameters of power plant hydro units to requirement changes, sometimes very often. This applies above all to maintaining a specific upper and lower water level of the power plant and maintaining specific values of water flow through the power plant, while maintaining permissible rates of change of these values. At this point, it should be added that the levelling difference of upper and lower water levels of the power plant and water flow through power plant turbines determine the power generated at the given moment and thus the generated electrical energy, which translates to revenues and, ultimately, into power plant profitability.

The hydrological parameters established in formal documents that the power plant operation is obliged to maintain at the barrage are in most cases variable and change according to the seasons of the year, as well as the current and forecast short-term hydrological and weather situation. The required dates of season changes are usually strictly defined in water use decisions and barrage water management instructions. However, often these changes are introduced in the administrative mode, depending on the dates of the season field works (e.g. hay-cutting, harvesting) defined for the given year or works on fish ponds (maintenance works), as well as in connection with the necessity of maintaining the environmental values of tourism and recreation sites. Meeting variable conditions in the process

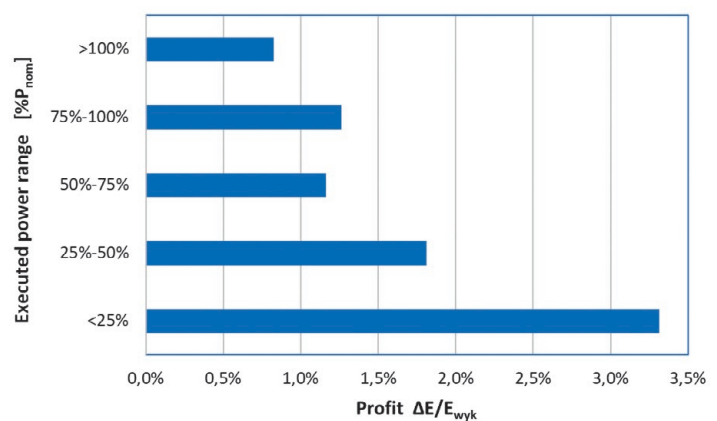


Fig. 3. The estimated electrical energy generation increase under the conditions of optimum group operation of power plant hydro units for the given power plant power range

of using the hydroelectric potential of the barrage results in generated power changes and, most importantly, changes of hydro unit operating points, which usually translates into deteriorated efficiency of energy generation. Therefore it is reasonable to implement programmes to optimise power plant operation to meet the imposed power plant operating conditions with the maximum possible generation efficiency.

3. Optimisation according to the maximum revenues criterion

Besides the criterion of maximum efficiency with internal and external restrictions, another frequently used criterion is maximum revenues. Optimisation programmes, in which the objective function is maximum revenue from electrical energy sales, are often selected by power plant owners that sell generated energy on the electrical energy market. This criterion may be applied with great success, in particular to power plants that enable energy storage. During the hours of the day when the energy price is predicted to be the highest, power plant hydro units should operate at the maximum possible load, restricted only by the technical condition of equipment, hydrological conditions and administrative restrictions. However, during the hour of the day when the energy price is predicted to be the lowest, power plant hydro units should operate at the minimum possible power, restricted by the same conditions. In both cases it is important for the power plant not to use the maximum hydroelectric potential of the barrage, but – which should be highlighted – under a certain load, imposed by the operator, to be able to operate in an optimum manner, i.e. with the maximum efficiency possible for the set total power of its hydro units.

The algorithm optimising the revenue from electricity sales, encoded as a suitable computer programme, should have an electrical energy market analysis module, with the purpose of assisting the commercial operator in preparing an energy sale quote for the energy market in accordance with its applicable operating principles. This forms guidelines for the personnel preparing the daily generation schedule. The electrical energy market analysis module requires an appropriately high reliability and objectivity of input data. Any deviation from these principles opens a possibility of drawing wrong conclusions and generating wrong guidelines for the commercial operator. This may result in the loss of higher revenues which could have been obtained if the data entered into the programme was correct. This applies not only to the information obtained directly from the electrical energy market, but also to the current, and predicted for the coming days, technical condition of the power plant equipment impacting its generation capacity.

A particular case is the optimisation according to the maximum revenue criterion of conventional multi-unit power plants referring to hydroelectric dams, equipped with a pump section. The optimisation programme must also include the variable purchase price of energy consumed to pump water into the upper reservoir of the power plant. Since the energy price shows high variability in time, it can be assumed for illustration that the upper reservoir holds water volumes in layers of different market value.

Among those layers, the cost of natural inflow water is the lowest, while the cost of pumped water depends on the price of energy purchased on the energy market and in most cases (except for a market situation in which the energy price is negative due to excess supply), is appropriately higher than the natural inflow water. Group optimisation of power plant operation must also include the cost of water accumulated in the upper reservoir.

4. Power plant operation at maximum power

During the operation of the power plant, there are periods in which maximum power is required for various reasons. In conventional power plants referring to hydroelectric dams, such need occurs mainly before the predicted flood wave, when both at the request of water management and to maximise the use of such wave in the power plant, maximum turbine water flow capacity is activated. In such a situation, quick emptying of the operating layer of the tank ensures the maximum flattening of the flood wave and maximum power use of the water rise. There are also emergency situations in which the main tank level lowering rate may reduce or even completely prevent the negative impact of failure. However, power plant operation at maximum power is most often introduced in the case of high inflow, exceeding the flow capacity of the power plant, when water sinks (surface or bottom) must be activated in addition. In such an operation mode, the maximum energy generation efficiency optimisation module and the maximum revenue optimisation module in the programme assisting the operator remains off, while the module covering additional inputs and restrictions is active. Thus, in the maximum power operation mode the programme does not serve optimisation functions, only control functions.

5. Conclusions

A full optimisation of the operation of a multi-unit hydroelectric power plant requires individual optimisation of each hydro unit, if equipped with multi-regulated turbines, and determination of their efficiency characteristics in the fullest possible operating range based on studies.

Software utilities optimising the operation of a multi-unit power plant through group optimisation of hydro units according to various criteria set by the power plant operators are perfect tools for maximising the hydroelectric potential of the barrage.

The implementation of a full range of works aiming at optimising power plant operation (individual optimisation in the form of so-called optimisation tests of hydro units and software implementing group optimisation of power plant hydro units) enables obtaining a higher efficiency of energy generation. In the presented case of a multi-unit power plant, the total yield of implementation of such a program was estimated at 3–4 percentage points, which translates directly into increased electrical energy generation in the power plant and, as a result, increased revenues. In particular, it is recommended to implement and use the software in hydroelectric power plants with hydro units with varied power characteristics and power plants operating in cascades. In the case of the power plants participating in the electrical energy market, it is recommended to

use the optimisation software with a module for optimisation according to the maximum revenue criterion. Optimisation software should also include changes in the regulatory environment. This applies in particular to changes in the energy and renewable energy sources laws, but also environmental protection, water law permit and the power market act. However, in any case, power plant owners are required to use the hydroelectrical potential of the barrage, at which the power plant is located, to the maximum possible extent.

REFERENCES

1. Adamkowski A., Lewandowski M., Lewandowski S., "Energetyka wodna w poszukiwaniu szans na rynku energii elektrycznej" [Water power in search of opportunities on the electrical energy market], *Rynek Energii*, topic volume, 2013.
2. Adamkowski A., Lewandowski M., Tęsa A., "Poszukiwanie szans utrzymania rentowności elektrowni wodnych w projektowanych nowych uwarunkowaniach" [Searching for opportunities to maintain hydroelectric power plant profitability under new projected conditions], *Rynek Energii*, topic volume, 2012.
3. Adamkowski A., Lewandowski M., "Some Experiences with Flow Measurement in Bulb Turbines Using the Differential Pressure Method", *Institute of Physics Conference Series, Earth and Environmental Science*, Vol. 15, 2012, p. 8.
4. Adamkowski A., Lewandowski M., Lewandowski S., "Selected Experiences with Optimization Tests of the Kaplan-Type Hydraulic Turbines", *The International Small Hydropower Congress and Fairs "Hydroenergia"*, Wrocław 23–26 May 2012.
5. Kwiesielewicz M., Cicholski W., Lewandowski S., "Optymalizacja pracy elektrowni szczytowo-pompowej pracującej w systemie regulacji wtórnej mocy czynnej (ARCM)" [Optimisation of pumped storage power plant operation under the secondary active power control system], Conference "Optymalizacja w energetyce" OPE '99 ["Optimisation in Power Engineering" OPE '99].
6. Lewandowski S., Kielbasa W., Stachowicz Z., "A multi-unit power plant as an integrated unit of power system control – the case of Żarnowiec", *Hydropower into the next century 1997*.
7. Lewandowski S., Lubocki W., Stachowicz Z., "Elektrownia wieloblokowa jako zintegrowana jednostka regulacji systemu elektroenergetycznego" [Multi-unit power plant as an integrated power system control unit], Conference "Aktualne problemy w elektroenergetyce" APE '97 ["Current problems in power engineering" APE,97].

Adam Adamkowski

R. Szewalski Institute of Fluid-Flow Machinery of the Polish Academy of Sciences

e-mail: aadam@imp.gda.pl

Graduated from Gdańsk University of Technology. Currently Head of the Hydropower Department at the Institute of Fluid-Flow Machinery of the Polish Academy of Sciences. His primary professional interests are, e.g. the analysis and investigation of non-stationary phenomena in flow systems of vortex pumps and water turbines, vortex water machinery design and operation issues, power studies and diagnostics of such machinery under operating conditions.

Mariusz Lewandowski

R. Szewalski Institute of Fluid-Flow Machinery of the Polish Academy of Sciences

e-mail: mariusz.lewandowski@gmail.com

Graduated from Gdańsk University of Technology. Currently assistant professor at the Hydropower Department at the Institute of Fluid-Flow Machinery of the Polish Academy of Sciences. His main professional interests are non-stationary flows in closed ducts, examination of fluid-flow machinery.

Stanisław Lewandowski

LS HydroConsult

e-mail: hydroconsult@gmail.com

A graduate of the Electrical Engineering Department of Wrocław University of Technology. Employed in the power sector since 1973: manager at the Turów Power Plant, maintenance manager at the Żarnowiec Pumped Storage Power Plant, assistant director at Hydromex sp. z o.o., director at ESP SA (at present: PGE Energia Odnawialna), director at Elektrownie Górnej Odry sp. z o.o., director at ENERGA Zakład Elektrowni Wodnych sp. z o.o. Currently running his own consulting company, LS HydroConsult, which delivers services to the hydropower sector. Actively involved in the activities of Towarzystwo Elektrowni Wodnych (Hydroelectric Power Plant Association) since its establishment, as vice-president (1992–1996) president (2003–2008). Currently representative of the Management Board. Author of numerous papers related mainly to the hydropower sector.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 66–71. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wielokryterialna optymalizacja wytwarzania energii w wieloblokowych elektrowniach wodnych

Autorzy

Adam Adamkowski
Mariusz Lewandowski
Stanisław Lewandowski

Słowa kluczowe

energetyka wodna, optymalizacja pracy elektrowni wodnej, badania optymalizacyjne hydrozespołów

Streszczenie

Dotrzymanie zmiennych warunków użytkowania stopnia wodnego, narzuconych właścicielom elektrowni wodnych w różnego rodzaju aktach i decyzjach administracyjnych, wymaga odpowiedniego dostosowania przełyku elektrowni poprzez zmianę stopnia otwarcia elementów regulacyjnych turbin. Skutkuje to zmianą generowanej mocy i tym samym przesunięciem punktu pracy hydrozespołów powodującym zmianę sprawności wytwarzania energii. W elektrowniach wyposażonych w dwa lub więcej hydrozespołów można tak dobrać konfigurację pracujących hydrozespołów i każdy z nich obciążyć taką mocą czynną, aby uzyskać najwyższą możliwą sprawność wytwarzania energii elektrycznej z dostępnego potencjału hydroenergetycznego stopnia wodnego.

W artykule opisano sposób optymalizacji przykładowej wieloblokowej elektrowni wodnej z wykorzystaniem różnych kryteriów, tj. kryterium sprawnościowego czy też przychodowego. Szczególną uwagę poświęcono zagadnieniu maksymalizacji sprawności wytwarzania gwarantującej maksymalne wykorzystanie dopływu i spadku dostępnego na stopniu przy narzuconych ograniczeniach wynikających z aktualnych uwarunkowań.

Data wpływu do redakcji: 17.08.2017

Data akceptacji artykułu: 18.08.2017

Data publikacji online: 31.08.2018

1. Wprowadzenie

W elektrowniach wodnych bardzo ważne jest optymalne dostosowywanie pracy hydrozespołów do zmiennych warunków, głównie hydrologicznych, technicznych, prawno-formalnych oraz rynkowych, według przyjętych kryteriów. Oczywistym i najczęściej stosowanym kryterium optymalizacyjnym powinno być zapewnienie maksymalizacji produkcji energii elektrycznej, co sprowadza się do pracy maszyn elektrowni z maksymalną sprawnością energetyczną, z uwzględnieniem istniejących ograniczeń. Należy tutaj wziąć pod uwagę nie tylko optymalizację pracy poszczególnych hydrozespołów, a również, w przypadku wieloblokowych elektrowni wodnych, tzw. optymalizację grupową, polegającą na optymalnym obciążeniu hydrozespołów ze względu na sprawność energetyczną. Ważnym kryterium jest maksymalizacja przychodów z pracy elektrowni z uwzględnieniem uwarunkowań rynkowych, technicznych, hydrologicznych, administracyjnych i innych. Kryterium to można stosować w elektrowniach, które dysponują możliwością magazynowania energii [6, 7]. W czasie, gdy cena energii jest najwyższa elektrownia powinna pracować z możliwym maksymalnym obciążeniem, natomiast w czasie, w którym cena energii jest najniższa, elektrownia powinna pracować z najniższą, dopuszczalną mocą. Zarówno w jednym, jak i w drugim przypadku elektrownia nie powinna pracować z maksymalną sprawnością energetyczną, ale przy określonym obciążeniu ze sprawnością optymalną. Ponadto w okresie powodzi opłacalna staje się praca elektrowni

z możliwym maksymalnym obciążeniem, bez stosowania optymalizacji.

W artykule zajęto się zagadnieniami eksploatacyjnymi wieloblokowych elektrowni wodnych, dotyczącymi optymalizacji ich pracy. Rozpatrzono i zastosowano trzy wymienione sposoby optymalizacji, tj. według kryteriów: (1) maksymalnej sprawności wytwarzania, (2) maksymalizacji przychodów oraz (3) maksymalnego obciążenia. Najwięcej uwagi poświęcono optymalizacji wg kryterium maksymalnej sprawności wytwarzania, z racji posiadanych największych własnych doświadczeń w tym zakresie [1–5]. Przedstawiono przykład przeprowadzonej optymalizacji indywidualnej wybranego hydrozespołu, wyposażonego w podwójną regulację wraz z krótkim opisem zastosowanej i zalecanej metodyki badań. Opracowano algorytm i stosowne autorskie oprogramowanie komputerowe służące do realizacji optymalizacji grupowej hydrozespołów elektrowni według kryterium maksymalizacji sprawności energetycznej. Elektrowniom, które uczestniczą w rynku energii elektrycznej, zalecono rozszerzenie opracowanego oprogramowania o moduł optymalizacji według kryterium maksymalizacji przychodów. Na końcu przedstawiono zagadnienia pracy elektrowni z maksymalnym obciążeniem. Zakłada się, że przygotowane narzędzia optymalizacyjne będą ułatwiać maksymalne wykorzystywanie potencjału hydroenergetycznego, dostępnego w elektrowniach wieloblokowych z uwzględnieniem koniecznych ograniczeń wewnętrznych i zewnętrznych.

2. Optymalizacja według kryterium maksymalnej sprawności wytwarzania

W elektrowniach wodnych lokalizowanych na stopniach wodnych (SW) o dużej zmienności przepływów powinny być instalowane hydrozespoły z turbinami wyposażonymi w układy z podwójną regulacją. Umożliwiają one uzyskiwanie wysokiej sprawności energetycznej maszyn w szerokim zakresie obciążeń, pod warunkiem optymalnych ze względu na sprawność nastaw regulacyjnych, zgodnie z tzw. optymalnymi zależnościami (charakterystykami) kombinatorskimi. Poza optymalizacją pracy poszczególnych hydrozespołów (optymalizacja indywidualna) w wieloblokowych elektrowniach wodnych¹, w których zainstalowane są hydrozespoły o nawet nieznacznie różniących się między sobą charakterystykach energetycznych, najwyższą sprawność wytwarzania można dodatkowo uzyskać, stosując odpowiednią konfigurację pracujących maszyn i odpowiednie ich obciążenie mocą czynną (optymalizacja grupowa). Aby móc stosować optymalizację wytwarzania, konieczna jest przede wszystkim znajomość charakterystyk energetycznych (sprawnościowych) poszczególnych hydrozespołów, a w przypadku zainstalowania w elektrowni hydrozespołów z podwójną regulacją charakterystyki te powinny zostać wyznaczone przy optymalnych nastawach elementów regulacyjnych turbin, tj. optymalnych zależnościach kombinatorskich. Podsumowując, należy stwierdzić, że w przypadku elektrowni wyposażonej w kilka hydrozespołów z turbinami o podwójnej regulacji zagadnienie

¹ Elektrownie wodne, w których zainstalowane są nie mniej niż dwa hydrozespoły.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 66–71. When referring to the article please refer to the original text.

PL

optymalizacji jej pracy przeprowadza się dwuetapowo:

- etap I – optymalizacja indywidualna
- etap II – optymalizacja grupowa.

W pierwszym etapie na podstawie przeprowadzonych badań optymalizacyjnych wyznacza się optymalne zależności kombinatoryowe nastaw otwarć wirnika i kierownicy wszystkich turbin elektrowni, w zależności od spadku elektrowni, które następnie wprowadza się do układów regulacji poszczególnych hydrozespołów. Następnie dla tych nastaw optymalnych wyznacza się charakterystyki energetyczne hydrozespołów w zależności od zmieniającego się spadku elektrowni. Charakterystyki te są podstawą algorytmu optymalizacji grupowej, którego implementacja zapewnia maksymalizację sprawności elektrowni poprzez odpowiednią konfigurację i obciążenia pracujących hydrozespołów.

2.1. Optymalizacja indywidualna hydrozespołów o podwójnej regulacji

Spośród turbin o podwójnej regulacji najczęściej spotykanymi są turbiny typu Kaplana lub Deriaza, w których elementami (organami) regulacyjnymi są nastawialne łopaty zarówno kierownicy, jak i wirnika. Maszyny te umożliwiają przetwarzanie energii potencjalnej wody na energię mechaniczną z wysoką sprawnością, w szerokim zakresie zmian obciążenia. Podstawowym warunkiem wykorzystania możliwości technicznych tych maszyn do produkcji energii elektrycznej jest odpowiednie sterowanie otwarciami tych organów, czyli realizacja ich nastaw wg tzw. optymalnej zależności kombinatorywej. Praca maszyn o podwójnej regulacji, z optymalną zależnością kombinatorywą, skutkuje nie tylko zwiększeniem produkcji energii elektrycznej z takiej samej dysponowanej energii hydraulicznej, ale także zwiększeniem trwałości elementów konstrukcyjnych tych maszyn wskutek zmniejszenia obciążeń dynamicznych (pulsacji ciśnień i drgań) [4].

W ramach realizacji szeroko zakrojonego programu, mającego na celu m.in. podniesienie sprawności energetycznej jednej z większych polskich elektrowni wieloblokowych, zrealizowano dwa wspomniane wyżej etapy optymalizacji pracy hydrozespołów w niej zainstalowanych. W pierwszym z nich przeprowadzono badania optymalizacyjne każdego z hydrozespołów w warunkach ustalonych, polegające na wyznaczeniu kilku tzw. charakterystyk śmigłowych, czyli krzywych sprawności badanej maszyny, wynikających z różnych otwarć łopatek kierownicy przy stałym otwarciu łopatek wirnika turbiny. Krzywa stanowiąca obwiednię wyznaczonych w ten sposób charakterystyk śmigłowych określiła punkty pracy maszyny z maksymalną możliwą do uzyskania sprawnością i stała się podstawą do określenia optymalnej zależności kombinatorywej badanej maszyny.

Podczas badań optymalizacyjnych sprawność badanych maszyn wyznacza się na podstawie pomiarów mocy elektrycznej, spadku brutto oraz przepływu. Do pomiaru przepływu korzystnie jest (ze względu na koszty) wykorzystać metodę wskaźnikową opartą na pomiarze średniej prędkości przepływu wody w wybranym miejscu

przekroju wlotowego turbin. W tej metodzie optymalizacja oparta jest na wskaźniku sprawności hydrozespołu $\eta_{b\text{ wsk}}$ proporcjonalnym do następującej zależności:

$$\eta_{b\text{ wsk}} \propto P_e / [\rho g H_h \cdot v_{sr}] \quad (1)$$

gdzie: P_e – moc czynna hydrozespołu [W], ρ – gęstość wody [kg/m^3], g – przyspieszenie ziemskie [m/s^2], H_h – spad hydrozespołu [m], v_{sr} – średnia prędkość przepływu wody w wybranym miejscu przekroju wlotowego turbiny [m/s].

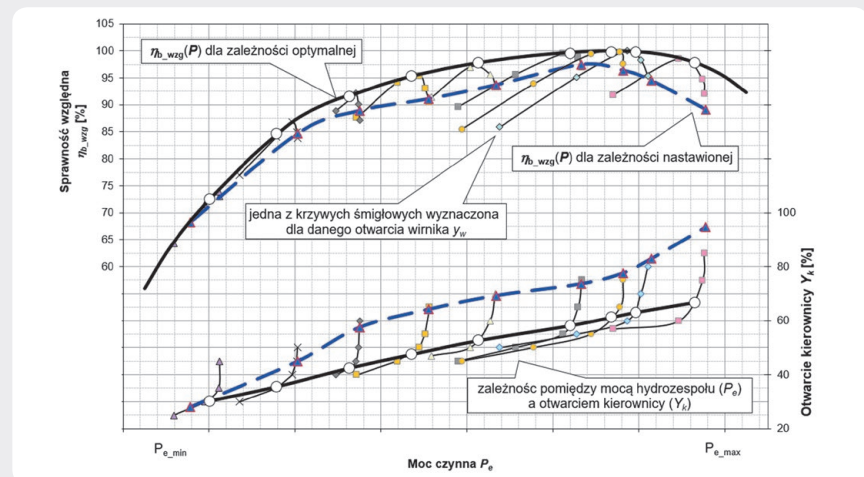
W trakcie badań optymalizacyjnych otrzymane wartości wskaźnika sprawności $\eta_{b\text{ wsk}}$ odnoszone są do jego maksymalnej wartości osiągniętej podczas wyznaczania charakterystyk śmigłowych $\eta_{b\text{ wsk max}}$, uzyskując w ten sposób sprawność względną hydrozespołu $\eta_{b\text{ wskg}}$.

Przykładowe wyniki badań optymalizacyjnych przedstawiono na rys. 1 i 2. Na rys. 1 zobrazowano sposób wyznaczania optymalnej zależności kombinatorywej i zestawiono ją z zależnością pierwotnie nastawioną w regulatorze hydrozespołu. Dzięki tej analizie porównawczej wykazano,

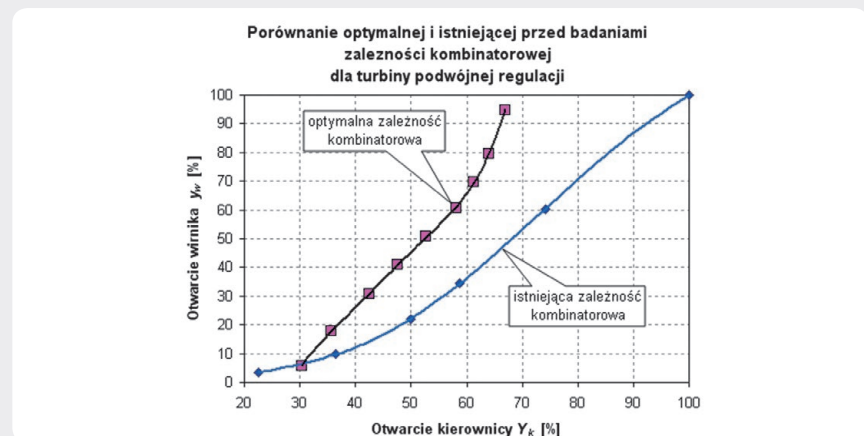
że w przypadku analizowanej elektrowni szacunkowy przyrost sprawności hydrozespołów uzyskany w wyniku badań optymalizacyjnych wyniósł 1–3 punkty procentowe zależnie od hydrozespołu i jego obciążenia. Oznacza to, że zastąpienie zależności kombinatorywej pierwotnie nastawionej w regulatorze zależnością optymalną przekłada się bezpośrednio na średni, wynoszący kilka punktów procentowych, wzrost produkcji z dostępnego na stopniu potencjału hydroenergetycznego. Należy przy tym dodać, że uzysk ten może być znacznie większy, sięgający nawet kilkunastu punktów procentowych, co potwierdzają doświadczenia autorów [4].

2.2. Optymalizacja grupowa hydrozespołów

W dyskusowanym przypadku odbiorca energii elektrycznej od elektrowni wymaga przygotowywania planu obciążenia elektrowni w horyzoncie od jednej do siedmiu następnych dob. Do przygotowania takiego planu niezbędna jest znajomość (na dzień, na który przygotowujemy plan obciążenia) warunków hydrologicznych w postaci prognozy wielkości dopływu wody



Rys. 1. Charakterystyki względne wyznaczone dla hydrozespołu z turbiną podwójnej regulacji (zmiennie otwarcia kierownicy i wirnika) w ramach badań optymalizacyjnych



Rys. 2. Zależność kombinatorywa (zależność pomiędzy otwarciem łopatek kierownicy i wirnika) dla hydrozespołu z turbiną podwójnej regulacji

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 66–71. When referring to the article please refer to the original text.

PL

do stopnia, jak również innych uwarunkowań (np. zobowiązań wobec innych użytkowników stopnia), które mają wpływ na zmianę wielkości części dopływu pozostającej w dyspozycji elektrowni. Planista, wykorzystując tę wiedzę oraz uwzględniając warunki pracy elektrowni wynikające z pozwolenia wodno-prawnego, a także uwzględniając dyspozycyjność hydrozespołów (w zakresie, w którym jest ona znana na doby objęte planowaniem), przygotowuje plan obciążenia elektrowni i dostarcza operatorowi elektrowni wielkość obciążenia mocą czynną P_{el} całej elektrowni w danej dobie lub okresie danej doby. Moc ta jest mocą zakontraktowaną z odbiorcą energii i odejście od planu rodzi określone konsekwencje wynikające z jego niedotrzymania. Podczas bieżącej eksploatacji operator elektrowni decyduje o obciążeniu poszczególnych hydrozespołów, tak aby zrealizować ustalony plan obciążenia przy jednoczesnym dopełnieniu wszelkich zobowiązań leżących po stronie elektrowni wodnej jako elementu hydrowęzła. Biorąc powyższe pod uwagę, w drugim etapie prac nad optymalizacją elektrowni przygotowano algorytm i stosowny program komputerowy służący do optymalnego rozdziału przepływów na poszczególne hydrozespoły będące w dyspozycji ruchowej, z uwzględnieniem kryterium maksymalizacji sprawności wykorzystania dostępnego potencjału hydrologicznego (spad H i przepływ przez elektrownię Q_{el}) i mocy czynnej elektrowni (P_{el}). Ostatecznie algorytm ten pozwala na wyznaczenie wartości obciążenia mocą czynną poszczególnych hydrozespołów dla tych optymalnych przepływów. Funkcję celu w tym przypadku wprowadzono z równania:

$$P_{el} = \rho g H \eta_{b_el} \cdot Q_{el} = \rho g H \sum (\eta_{b_i} \cdot Q_i) \quad [W] \quad (2)$$

która, po prostym przekształceniu przyjmuje następującą postać:

$$F_{cel} = \eta_{b_el} = \frac{\sum \eta_{b_i} \cdot Q_i}{\sum Q_i} \rightarrow \max \quad (3)$$

gdzie: $Q_{el} = \sum Q_i$ oznacza sumaryczny przepływ przez elektrownię [m^3/s], η_{b_el} – sprawność elektrowni (sprawność energetyczna przetwarzania dostępnego potencjału hydroenergetycznego) [-], H – wysokość spadu elektrowni [m], Q_i – przepływ przez i -ty hydrozespół elektrowni [m^3/s], η_{b_i} – sprawność brutto i -tego hydrozespołu elektrowni [-], g – przyspieszenie ziemskie [m/s^2], ρ – gęstość przepływającej przez turbiny wody [kg/m^3].

Celem optymalizacji grupowej jest dostarczenie informacji, w jakiej konfiguracji i z jakim obciążeniem powinny pracować hydrozespoły przy uwzględnieniu aktualnych uwarunkowań, definiujących ograniczenia możliwego zakresu pracy elektrowni. W związku z tym taka optymalizacja jest racjonalna wszędzie tam,

gdzie na wyposażeniu jest więcej niż jeden hydrozespół i jest ona tym bardziej zasadna, im bardziej hydrozespoły te są zróżnicowane pod kątem parametrów technicznych i charakterystyk energetycznych. Przy wyznaczaniu funkcji celu uwzględniono ograniczenia dotyczące dopuszczalnej mocy minimalnej i maksymalnej oraz odpowiadających im minimalnych i maksymalnych przepływów dla każdego hydrozespołu przy danej wysokości spadu elektrowni. Danymi wejściowymi do programu komputerowego, które są niezbędne do realizacji obliczeń zgodnie z przyjętą funkcją celu, są zatem:

- Charakterystyki energetyczne poszczególnych hydrozespołów w postaci:
 - zależności sprawności hydrozespołu η_b [-] od spadu H [m] i przepływu Q [m^3/s]:

$$\eta_{b_i} = \eta_{b_i}(H, Q_i) \quad (4)$$

- zależności mocy czynnej hydrozespołu P [W] od spadu H [W] i przepływu Q [m^3/s]:

$$P_i = P_i(H, Q_i) \quad (5)$$

- Zakres dopuszczalnych obciążeń hydrozespołu mocą czynną P [W] w zależności od spadu H [m]:

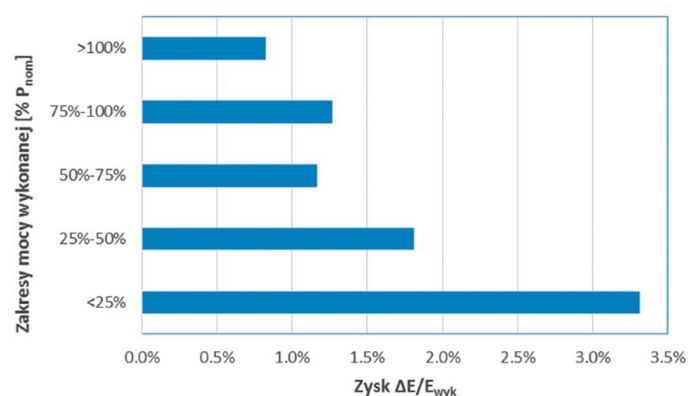
$$P_i \in (P_{i_min}(H); P_{i_max}(H)) \quad (6)$$

Oszacowano, że dla rozważanej elektrowni opracowana i wprowadzona optymalizacja grupowa pracy hydrozespołów daje średniorocznie co najmniej 1,5-procentowy wzrost produkcji energii elektrycznej z tej samej dysponowanej na SW energii hydraulicznej w porównaniu ze stanem sprzed jej zastosowania, tj. pracy poszczególnych hydrozespołów w warunkach intuicyjnego (dowolnego) rozdziału obciążeń poszczególnych hydrozespołów i konfiguracji ich pracy. Z analiz wynika, że największe energetyczne korzyści uzyskuje się w warunkach pracy elektrowni wieloblokowej z częściowym jej obciążeniem, tj. w okresach, kiedy wartość dopływu naturalnego jest niższa od aktualnie dysponowanej przepływności elektrowni (sumarycznej przepływności turbin będących w dyspozycji ruchowej). Na rys. 3 przedstawiono wyznaczony szacunkowy uzysk energetyczny po

wprowadzeniu optymalizacji grupowej w analizowanej elektrowni wieloblokowej, w zależności od obciążenia elektrowni. Wykres potwierdza, że nieoptymalny dobór konfiguracji pracujących hydrozespołów przy znaczących różnicach w ich charakterystykach sprawnościowych może w sposób istotny wpływać na potencjalną utratę produkcji z potencjału hydroenergetycznego dostępnego na danym stopniu wodnym.

2.3. Dodatkowe wymuszenia wewnętrzne i zewnętrzne jako ograniczenia w zadaniu optymalizacji według kryterium maksymalnej sprawności elektrowni

W eksploatacji elektrowni oprócz odpowiedniego doboru obciążenia poszczególnych hydrozespołów, które jest wymuszone zmiennymi warunkami hydrologicznymi na SW, występują przypadki dodatkowych wymuszeń, wynikające z obowiązków nakładanych na właścicieli elektrowni wodnych w aktach prawnych, decyzjach administracyjnych, postanowieniach i instrukcjach postępowania eksploatacji w różnych sytuacjach, jakie mogą wystąpić podczas ruchu elektrowni. Wypełnianie tych obowiązków bardzo często jest związane z ograniczeniami wykorzystania możliwości produkcyjnych. Sytuacja hydrologiczna i meteorologiczna, uwarunkowana przyrodnicze i społeczne, a także nieoczekiwane zdarzenia, jakie występują w systemie elektroenergetycznym, wymuszają odpowiednie dostosowanie parametrów technicznych hydrozespołów elektrowni do zmieniających się – niejednokrotnie bardzo często – wymagań. Dotyczy to przede wszystkim utrzymywania określonego poziomu wody na górnym i dolnym stanowisku elektrowni oraz utrzymywania określonych wielkości przepływu wody przez elektrownię z zachowaniem dopuszczalnych szybkości zmian tych wielkości. Należy przy tym dodać, że niwelacyjna różnica poziomów wody na górnym i dolnym stanowisku elektrowni oraz przepływ wody przez turbiny elektrowni decydują o wielkości generowanej w danym momencie mocy i tym samym o wielkości produkowanej energii elektrycznej, co przekłada się na przychody i w końcowym efekcie decyduje o rentowności elektrowni. Ustalone w formalnych dokumentach parametry hydrologiczne, jakie eksploatacja elektrowni zobowiązana



Rys. 3. Szacunkowy przyrost produkcji energii elektrycznej w warunkach optymalnej pracy grupowej hydrozespołów elektrowni dla danego zakresu mocy elektrowni

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 66–71. When referring to the article please refer to the original text.

PL

jest utrzymywać na stopniu wodnym, w większości przypadków nie są stałe i mogą się zmieniać w zależności od zmieniających się pór roku, a także od aktualnej i przewidywanej w bliskim horyzoncie czasowym sytuacji hydro-meteorologicznej. Wymagane terminy sezonowych zmian są z reguły ściśle określone w decyzjach wodno-prawnych i instrukcjach gospodarowania wodą na stopniu wodnym. Często jednak zmiany wprowadzane są w trybie administracyjnym, zależnie od przypadających w danym roku terminów określonych sezonowych prac polowych (np. sianokosy, żniwa) czy też prac na stawach hodowlanych (prace konserwacyjne), a także w związku z koniecznością zachowania walorów środowiskowych ośrodków turystyki i rekreacji. Dotrzymanie zmiennych warunków w procesie wykorzystywania potencjału hydroenergetycznego ŚW skutkuje zmianą generowanej mocy i – co najważniejsze – zmianą punktów pracy hydrozespołów przekładających się z reguły na pogorszenie sprawności wytwarzania energii. Dlatego też zasadne jest wdrażanie programów optymalizujących pracę elektrowni po to, aby wymuszone warunki pracy elektrowni realizować z maksymalną możliwą sprawnością wytwarzania.

3. Optymalizacja według kryterium maksymalizacji przychodów

Poza kryterium maksymalnej sprawności z uwzględnieniem ograniczeń wewnętrznych i zewnętrznych stosowane jest często kryterium maksymalizacji przychodów. Po programy optymalizacyjne, w których funkcją celu jest maksymalny przychód ze sprzedaży energii elektrycznej, chętnie sięgają właściciele elektrowni, którzy lokują sprzedaż produkowanej energii na rynku energii elektrycznej. Kryterium to może być z dużym sukcesem stosowane w szczególności w elektrowniach, które dysponują możliwością magazynowania energii. W godzinach doby, w których przewidywana jest najwyższa cena energii, hydrozespoły elektrowni powinny pracować z maksymalnym możliwym obciążeniem, ograniczonym jedynie stanem technicznym urządzeń oraz uwarunkowaniami hydrologicznymi i ograniczeniami administracyjnymi. Natomiast w godzinach doby, w których przewidywana jest najniższa cena energii, hydrozespoły elektrowni powinny pracować z najniższą możliwą mocą, ograniczoną tymi samymi uwarunkowaniami. Ważne jest, aby zarówno w jednym, jak i w drugim przypadku elektrownia nie wykorzystywała w sposób maksymalny potencjału hydroenergetycznego ŚW, ale – co należy podkreślić – przy określonym, narzuconym przez operatora obciążeniu, elektrownia mogła pracować w sposób optymalny, czyli z maksymalną możliwą sprawnością dla zadanej mocy sumarycznej jej hydrozespołów.

Algorytm optymalizujący przychód ze sprzedaży energii elektrycznej zakodowany w postaci odpowiedniego programu komputerowego powinien posiadać moduł analizy rynku energii elektrycznej, którego zadaniem będzie wspomaganie operatora handlowego w sporządzaniu oferty sprzedaży energii na rynku energii zgodnie

z obowiązującymi zasadami jego funkcjonowania. Oferta ta stanowi wytyczne dla personelu opracowującego dobowy plan produkcji. Moduł analizy rynku energii elektrycznej wymaga odpowiednio wysokiej rzetelności i obiektywności wprowadzanych danych. Każde odstępstwo od tych zasad stwarza możliwość wyprowadzenia niewłaściwych wniosków i wygenerowanie przez program niewłaściwych wytycznych dla operatora handlowego. Może to prowadzić do utraty wyższych przychodów, które mogłyby być uzyskane, gdyby informacje wprowadzone do programu były prawidłowe. Dotyczy to nie tylko informacji pozyskiwanych bezpośrednio z rynku energii elektrycznej, ale także aktualnej i przewidywanej na doby następne informacji o stanie technicznym urządzeń elektrowni mających wpływ na możliwości produkcyjne elektrowni.

Szczególny przypadek stanowi optymalizacja według kryterium maksymalizacji przychodów w zbiornikowych elektrowniach wieloblokowych wyposażonych w człon pompowy. Program optymalizacji musi uwzględniać także zmienność ceny zakupu energii zużywanej na pompowanie wody do zbiornika górnego elektrowni. Ze względu na to, że cena energii wykazuje dużą zmienność w czasie, można w sposób obrazowy przyjąć, że w zbiorniku górnym występują warstwy wody o różnej wartości rynkowej. W układzie tych warstw koszt wody z dopływu naturalnego jest najniższy, natomiast koszt wody dopompowanej jest zależny od ceny energii kupowanej na rynku energii i w większości przypadków (poza sytuacją rynkową, w której występuje cena ujemna energii z powodu jej nadpodaży) jest odpowiednio wyższy od kosztu wody z dopływu naturalnego. Optymalizacja grupowa pracy elektrowni musi uwzględniać również koszt wody zakumulowanej w zbiorniku górnym.

4. Praca elektrowni wodnej z mocą maksymalną

W eksploatacji elektrowni zdarzają się również okresy, w których z różnych przyczyn wymagana jest praca z mocą maksymalną. W elektrowniach zbiornikowych taka potrzeba zachodzi przeważnie przed przewidywanym nadejściem fali powodziowej, kiedy to zarówno na żądanie gospodarki wodnej, jak i ze względu na możliwie maksymalne wykorzystanie tej fali w elektrowni uruchamiane są maksymalne możliwości przepuszczania wody przez turbiny. W takiej sytuacji szybkie opróżnienie warstwy użytkowej zbiornika zapewnia największe spłaszczenie fali powodziowej i największe energetyczne wykorzystanie tego przyboru. Zdarzają się też sytuacje awaryjne, w których szybkość obniżenia poziomu w zbiorniku górnym może ograniczyć, a nawet pozwolić całkowicie uniknąć negatywnych skutków awarii. Najczęściej jednak wprowadzana jest praca elektrowni z mocą maksymalną w warunkach wysokich dopływów, przekraczających przepływność elektrowni, podczas których muszą być dodatkowo uruchamiane upusty wody (powierzchniowe lub dennne). Podczas realizacji takiego trybu pracy moduł optymalizacji według maksymalnej sprawności wytwarzania energii oraz moduł

maksymalizacji według kryterium maksymalizacji przychodów w programie wspomagającym operatora pozostaje wyłączony, aktywny jest natomiast moduł uwzględniający dodatkowe wymuszenia i ograniczenia. Dlatego też, w trybie pracy z mocą maksymalną wspomniany program nie pełni funkcji optymalizacyjnych, a jedynie funkcje kontrolne.

5. Wnioski

Pełna optymalizacja pracy wieloblokowej elektrowni wodnej wymaga przeprowadzenia optymalizacji indywidualnej każdego z jej hydrozespołów, gdy są wyposażone w kilkustopniową regulację, oraz wyznaczenia na podstawie badań ich charakterystyk sprawnościowych w możliwie pełnym obszarze ich pracy.

Oprogramowania optymalizujące pracę elektrowni wieloblokowej poprzez optymalizację grupową ich hydrozespołów według różnych, zadawanych przez eksploatację elektrowni kryteriów, stanowią doskonałe narzędzia ułatwiające maksymalne wykorzystanie potencjału hydroenergetycznego ŚW.

Wdrożenie pełnego zakresu prac zmierzających do optymalizacji pracy elektrowni (optymalizacja indywidualna w postaci przeprowadzenia tzw. badań optymalizacyjnych hydrozespołów oraz oprogramowanie realizujące optymalizację grupową hydrozespołów elektrowni) pozwala osiągnąć wyższą sprawność wytwarzania energii – w przedstawionym przypadku elektrowni wieloblokowej sumaryczny zysk z realizacji takiego programu oszacowano na średnio 3–4 punkty procentowe, co przekłada się wprost na wzrost ilości produkowanej w elektrowni energii elektrycznej i w rezultacie zwiększenie jej przychodów.

Szczególnie zaleca się wdrożenie i stosowanie oprogramowania w elektrowniach wodnych z hydrozespołami o różnych charakterystykach energetycznych oraz w elektrowniach pracujących w kaskadach. W przypadku elektrowni, które uczestniczą w rynku energii elektrycznej zaleca się stosowanie oprogramowania optymalizującego z modułem optymalizacji według kryterium maksymalizacji przychodów.

Oprogramowanie optymalizacyjne powinno również uwzględniać zmiany w otoczeniu prawnym. Dotyczy to w szczególności zmian w prawie energetycznym i odnawialnych źródłach energii, ale także w prawie ochrony środowiska, prawie wodnym oraz w ustawie o rynku mocy. W każdym jednak przypadku od właścicieli elektrowni wodnych wymaga się, aby wykorzystywali w maksymalnie możliwym stopniu potencjał hydroenergetyczny ŚW, przy którym zlokalizowana jest elektrownia wodna.

Bibliografia

- Adamkowski A., Lewandowski M., Lewandowski S., Energetyka wodna w poszukiwaniu szans na rynku energii elektrycznej, *Rynek Energii* 2013, zeszyt tematyczny.
- Adamkowski A., Lewandowski M., Tęsa A., Poszukiwanie szans utrzymania rentowności elektrowni wodnych

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 66–71. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- w projektowanych nowych uwarunkowaniach, *Rynek Energii* 2012, zeszyt tematyczny.
3. Adamkowski A., Lewandowski M., Some Experiences with Flow Measurement in Bulb Turbines Using the Differential Pressure Method, Institute of Physics Conference Series, *Earth and Environmental Science* 2012, Vol. 15, s. 8.
 4. Adamkowski A., Lewandowski M., Lewandowski S., Selected Experiences with Optimization Tests of the Kaplan-Type Hydraulic Turbines, Międzynarodowy Kongres i Targi Małej Energetyki Wodnej „Hydroenergia”, Wrocław 23–26 maja 2012.
 5. Kwiesielewicz M., Cicholski W., Lewandowski S., Optymalizacja pracy elektrowni szczytowo-pompowej pracującej w systemie regulacji wtórnej mocy czynnej (ARCM), Konferencja „Optymalizacja w energetyce” OPE '99.
 6. Lewandowski S., Kiełbasa W., Stachowicz Z., A multi – unit power plant as an integrated unit of power system control – the case of Żarnowiec, Hydropower into the next century 1997.
 7. Lewandowski S., Lubocki W., Stachowicz Z., Elektrownia wieloblokowa jako zintegrowana jednostka regulacji systemu elektroenergetycznego, Konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '97.

Adam Adamkowski

prof. dr hab. inż.

Instytut Maszyn Przepływowych im. R. Szwalskiego Polska Akademia Nauk

e-mail: aadam@imp.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej. Obecnie kierownik Zakładu Hydroenergetyki w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN. Główne zainteresowania zawodowe to m.in. analizy i badania zjawisk niestacjonarnych w układach przepływowych pomp wirowych i turbin wodnych, zagadnienia projektowania i eksploatacji wirowych maszyn wodnych, badania energetyczne i diagnostyczne tych maszyn w warunkach eksploatacyjnych.

Mariusz Lewandowski

dr inż.

Instytut Maszyn Przepływowych im. R. Szwalskiego Polska Akademia Nauk

e-mail: mariusz.lewandowski@gmail.com

Absolwent Politechniki Gdańskiej. Obecnie adiunkt w Zakładzie Hydroenergetyki w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN. Główne zainteresowania zawodowe to m.in.: przepływy niestacjonarne w przewodach zamkniętych, badania maszyn przepływowych.

Stanisław Lewandowski

mgr inż.

LS HydroConsult

e-mail: hydroconsult@gmail.com

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej. Pracuje w sektorze elektroenergetycznym od 1973 roku: kierownik w Elektrowni Turów, kierownik ruchu w Elektrowni Szczytowo-Pompowej Żarnowiec, zastępca dyrektora w firmie Hydromex sp. z o.o., dyrektor w ESP SA (obecnie PGE Energia Odnawialna), dyrektor w Elektrowniach Górnej Odry sp. z o.o., dyrektor w ENERGA Zakład Elektrowni Wodnych sp. z o.o. Obecnie prowadzi własną firmę konsultingową LS HydroConsult, oferującą usługi dla szeroko rozumianego sektora energetyki wodnej. Od momentu powstania Towarzystwa Elektrowni Wodnych zaangażowany w działalność tego stowarzyszenia, gdzie pełnił funkcję wiceprezesa (1992–1996) i prezesa (2003–2008). Aktualnie jest pełnomocnikiem zarządu. Jest autorem licznych publikacji dotyczących głównie sektora hydroenergetycznego.