

Dedicated Work Opportunities of Municipal CHP Blocks in a Catastrophic Failure of the Power System State

Authors

Ireneusz Grządzielski
 Krzysztof Sroka
 Jan Pic
 Arkadiusz Łacny

Keywords

defence and restitution of the power system, island systems load

Abstract

Under conditions of a catastrophic system failure developing, in the Polish Power System (PPS), the creation of island systems powered by municipal CHP generating units may be one way to maintain the units' production capacity. Block island load system BC 50 could create own and general EC Karolin and industrial plants located in the immediate vicinity of the thermal-electric power station receipts.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2013103

1. Introduction

Isolating the island systems under the failure operational conditions of the Polish Power System (PPS) can be an effective method for reducing the outreach and adverse effects of a system failure. The island systems in this case are understood as small, isolated portions of power systems with a power ranging from 50 to 150 MW. Locating CHP plants in the vicinity (or even within) urban conurbations is of significant importance from the point of view of high reliability of power supply to consumers. Conditions of these units operating with the system should be selected so that they facilitate their operational capabilities, especially in circumstances of failure, since in the event of extensive failure these plants may be the source of power supply for the urban conurbations. They can also be an auxiliary power supply when it comes to restoring major system power plants.

This paper presents a concept for creating isolated load islands powered by generating units in CHP Karolin (Karolin II CHP) owned by DALKIA Poznań ZEC SA under the conditions of a failure developing leading to a black-out in the Polish Power System. The starting point for these actions is a feasibility assessment of the single operational mode (with no synchronization with the system) of turbine sets as well as their available output which determine the extension of islands being formed. The most important role of isolated load islands is to ensure power supply to the critical power units for Karolin II CHP that guarantee protecting the technological system against damage and enable Karolin II CHP to actively protect and reconstruct the PPS. As part of the study, the possibility of switching the thermal unit operation to auxiliaries, and consequently switching the entire CHP to isolated operation, has been assessed. The operational

conditions for isolated load island (III), powered by heat units have been created based on analysis of the power demand of the consumers supplied by Karolin II CHP. The load of industrial plants located in the direct vicinity of CHP has been considered as the potential area of the isolated load islands. The analyses included changes to the configuration of the CHP technological system, dependent on the thermal power load degree and operational requirements of the Polish Power System (PPS).

2. Characteristics of generating units of the Karolin II CHP

Karolin II CHP is the primary thermal source for a municipal heat distribution network (HDN) for the Poznań agglomeration. The heat is co-generated with power in three CHP blocks:

1. CHP block No. 1 – BC50 that incorporates:
 - 1K1 (BFB-110) biomass fired boiler with a fixed fluidized bed, forestry mix (80%) – agricultural (20%)
 - 1K2 OP-140 boiler
 - 13UP65-0-8 turbine set with GTH63 generator
2. CHP block No. 2 – BC100 that incorporates:
 - 2K OP-430 boiler
 - 13UC105 turbine set with GTH125 generator
3. CHP block No. 3 – BK100 that incorporates:
 - 3K OP-430 boiler
 - 13UC105K turbine set with GTH125 generator and peak-load boiler house that incorporates:
 - two once-through water heating oil-fired boilers KW1 and KW2 – PTWM-180
 - light oil fired steam boiler KP1.

Thermal power as per license [MW]	
BLOCK 1	112
BLOCK 2	192
BLOCK 3	205
PTWM 180 No. 1	150
PTWM 180 No. 2	120
Oil fired	11.8
Total Karolin II CHP	790.8
Electric power as per licence [MW]	
BLOCK 1	49.0
BLOCK 2	100.0
BLOCK 3	120.5

Tab. 1. Figures of heat and power outputs of generating units in Karolin II CHP

Tab. 1 lists thermal and electrical power of Karolin II CHP according to a currently valid licence.

The total installed electric power of Karolin II CHP equals 269.5 MW while in block BC50 and block BC100 it is basically co-generated with heat, though in block BK100 it depends on the work mode (heat generation vs. condensation). The characteristics of turbine sets in this CHP are presented in Tab. 2.

Block No. 1 (BC50) incorporates: BFB-110 No. 1K1 steam boiler, biomass and heating oil (mazout) as a fuel base, the latter used only to fire up the boiler and OP-140 No. 1K2 steam boiler, hard coal as a fuel base and mazout used to fire up and stabilize the flame in boiler. Both boilers generate steam that is directed into a common header which feeds the 13UP65 turbine set. The BFB-110 No. 1K1 biomass-fired boiler was commissioned on December 7th, 2011 and operates in heat block No. 1 (BC50), equipped with another boiler, OP-140 No. 1K2. Both 1K1 and 1K2 boilers feed one extraction turbine 13UP65, which constitutes the so-called duoblock.

The BC100 block has an electric power output of 100 MW and maximum thermal power output of 260 MW. The block is equipped with an OP-430 (2K) steam boiler. The OP 430 is a single-drum, two-pass boiler with a natural water circuit, generating steam under a pressure of 13.5 MPa and a temperature of 540°C. The boiler operates in a heat block equipped with a 13UC105 turbine set.

The BK100 block has an electric power output of 125 MW and maximum thermal power output of 206 MW. The unit is equipped with an OP-430 (3K) steam boiler. The boiler operates in Block No. 3 fitted with a 13UK105 steam turbine and reducing and cooling down stations, an electrostatic precipitator and a flue gas desulphurization plant. The unit can operate either in condensation only mode or heat generation and condensation mode. In that case a significant portion of the electrical power is co-generated with heat, and at the same time the amount of electrical power is not directly dependent on heat generation and allows maintaining the stable operation of generation facilities during periods of significant variations of thermal and hydraulic loads coming from the municipal heat distribution system.

Besides the core business of Dalkia Poznań ZEC SA, which is heat delivery in water medium into the municipal heat distribution system (system heat), the company also supplies process steam for neighboring production plants. Steam with the required parameters is extracted from turbine sets or from reducing and cooling down stations installed in each of the three units.

The amount of heat extracted in hot water, but above all in the process steam, significantly influences the amount of generated electrical power. In block No. 1 and block No. 2, which operate as back-pressure units, the process steam extraction reduces the attainable electric power and the parameters of the system water in the post-turbine district heating heat exchangers alter the pressure distribution in the turbine, causing a change in the power generated in these units.

In unit No. 3, which in baseload operation works in the extraction condensing mode, the effect of thermal power extraction on the electrical power generation is significantly lower, and the demand for thermal power restricts the electrical power generation capacity.

The electric power generated in CHP units is supplied to the power grid over the Karolin CHP plant 110 kV switching station. This switching station operates in a two-system mode with an open- or closed crosswise coupler depending on the operation mode of generation units of the CHP plant.

Dalkia Poznań ZEC, as the Distribution System Operator, operates within its area 15 kV switching stations for industrial distribution consumers. A schematic diagram of connections of the Karolin 110 kV switching station to the generation units and the 15 kV MV distribution system of Dalkia ZEC and general CHP needs is presented in Fig. 1.

Block auxiliary switching stations are supplied from turbogenerator set branches through unit auxiliary transformers. General

No.	Type	Description	Max. electric power output	Max. thermal power output	Manufacturer Turbine/Generator		Year of installation
1.	13UP65	Back-pressure-extraction turbine	55 MW	126 MW	Zamech	Dolmel	1984
2.	13UC105	Extraction turbine	100 MW	192 MW	Zamech	Dolmel	1991
3.	13UC105K	Extraction condensing turbine	120.5 MW	200 MW	Zamech	Dolmel	1998

Tab. 2. General characteristics of turbine-generator sets in Karolin II CHP

auxiliaries are supplied from the 110 kV switching station through two 120/0.3 kV transformers: BT 1 and BT 2. Municipal 15 kV switching gear is supplied from 110 kV switching station through two T3 and T4 transformers. Operating reserve of the 6 kV switchgear is applied in Karolin II CHP. Two busbar bridges, which operate in the branch mode, connect all even and odd sections of BA, 1BB, 2BB and 3BBA switchgears accordingly.

Dalkia ZEC, within the operator's capacity in their distribution grid distributes electrical power to the consumers at a level of 15 kV. Pursuant to a decision of the Energy Regulatory Authority, Dalkia ZEC as the Distribution System Operator performs its duties towards PSE Operator (TSO) through ENEA Operator, being a distribution operator with direct connections to the transmission grid. Everyday operational cooperation between Dalkia Poznań ZEC SA and ENEA Operator sp. z o.o. is governed by the Instruction for Operational Cooperation, which is annexed to the Distribution Agreement concluded between the both entities. Covering of electrical loads is largely determined by the demand for thermal energy. This concerns, in particular, block No. 1 and block No. 2 that operate in the back-pressure mode. Block No. 3 is an exception as its operational characteristics arising from the extraction condensing mode allow generating electrical power independently even at the zero demand for thermal energy from this unit. For this reason Block No. 3 BK 100 is used as an intervention unit in the power system with forced electrical power generation, according to current system needs.

Since one of the boilers in the BC 50 dual unit system is 100% fired with biomass featuring zero emission of carbon dioxide, with the unit at the same time having the lowest technical minimum and thus fitting well in the process of covering the thermal load in the

summer season, a substantial growth in use of this unit should be expected in the next few years. Zero carbon dioxide emission and additional incomes from electrical power origin certificates (and in the future possibly also for thermal power) may cause that the utilization of BC 50 will exceed 7500 h/year. The other two units will form a standby in the summer season, while in the heating season their utilization will depend on the thermal load, supplementing the BC 50 block.

If the aforementioned scenario of unit utilization comes true, it will be reasonable to pay special attention to preparing the BC 50 block for active participation in maintaining the generating capacity of Karolin II CHP in the event of a blackout of the Polish Power System, as this unit is very likely to operate.

3. The Concept of Switching CHP Turbine-Generator Sets to Isolated Operation

The unit control system – of the boiler and the turbine – in all three Karolin II CHP units is adapted for tripping to auxiliaries of each of the units (unit operation for auxiliaries). However, multiple operational events, which have occurred at each of the units, apparently showed that although the unit control system correctly controls the unit loading process, the units cannot maintain operation with household load. This behaviour of the equipment is caused by executive components of boiler control system, which cannot properly control fast boiler load shedding. Based on the performed evaluations it can be stated that the effective tripping to auxiliaries of any of the three CHP units, followed by isolated operation of the plant, is very unlikely. It should be stated that this method of protecting the generating capacity of Karolin II CHP is infeasible in the current state

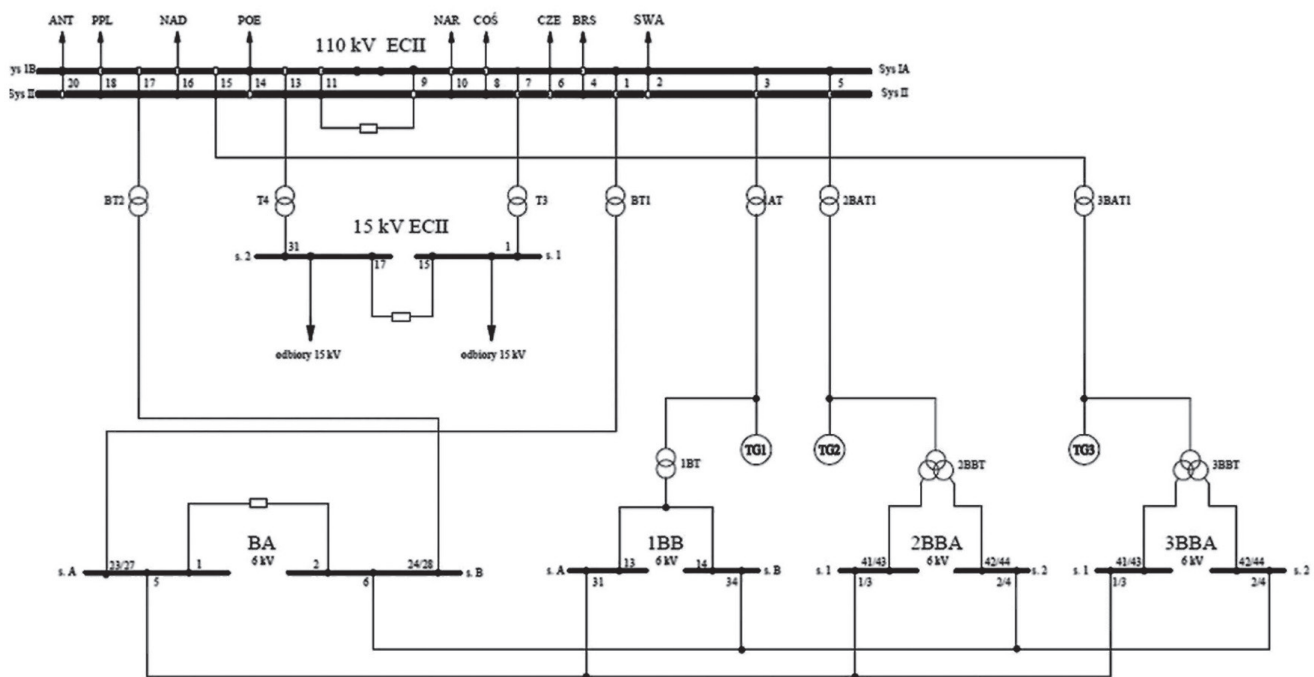


Fig. 1. Simplified electrical schematic diagram of Karolin II CHP

of technology. Achieving reliable switching of Karolin II CHP to island operation preceded by tripping of one or more units to auxiliaries would need multiple projects, including furnishing the units with boiler executive automation devices capable of controlling fast boiler load shedding, and equipping the units with quick operating by-pass stations capable of taking over excessive volumes of steam generated in the boiler during emergency unloading of the turbine-generator set, and ensuring the possibility of quick power supply to auxiliaries.

After the occurrence of a catastrophic blackout, priority is given to measures to maximise the operation time of generating units switched to auxiliaries or isolated operation due to the intervention of under-frequency and under-voltage protections, followed by preparing them for step loading by connected consumers. For Karolin II CHP, prior to the occurrence of the critical operating parameters of the power system ($f = 47.5$ Hz and $U = 0.8 U_N$), it is proposed to initiate the island operation earlier, covering consumers connected to a 15 kV switching station and auxiliaries, being supplied from the generator of block No. 1 or another generating unit, depending on the operation mode of Karolin II CHP when the catastrophic failure took place.

Switching the CHP system turbine-generator set to island operation with the 15 kV switching station and to auxiliary load is difficult but feasible at a relatively limited generating of power unbalanced with the load. Prioritized activation of the speed governor would be performed by enabling an additional signal "Island work mode", generated by frequency error monitoring or manually by the operator. The "Island operation" should precede the generator protection intervention and emergency tripping of the turbine-generator sets.

For isolating the load island the auxiliary load demand will depend on the configuration of equipment that supplies this island. In the most probable case the isolated load island will be formed based on the BC 50 unit. In such circumstances all auxiliary loads of the BC 50 unit and of the other units (if earlier operated in the heat generation mode and then had an emergency shut-down) concerning supply of system pump drives and general needs must be covered. Dalkia Poznań ZEC as the Distribution System Operator incorporates within its area 15 kV switching stations for industrial distribution consumers. It is planned to use those consumers in the process of switching to isolated load island. The ATS (Automatic Transfer Switch) system of the coupler in the 15 kV switching station may be blocked when the island needs to be balanced, which enables its load to be reduced by around 7-8 Mw. Blocking of the ATS system should be performed automatically based on the power balance in the adopted scenario of load island isolation. The power balance of power station internal consumers, distribution consumers of the 15 kV switching station and auxiliary loads of blocks No. 1, 2 and 3 is presented in Tab. 3.

The proposal of earlier initiation of isolated island operation, including the consumers connected to the 15 kV switching station and auxiliaries, supplied by the generator of unit No. 1 or another generation unit, depending on the operation mode of Karolin II CHP during the blackout occurrence, first of all

aims at protecting the thermal power plant process system by maintaining the supply of the equipment key to the process system safety. In addition, switching to isolated load island operation enables Karolin II CHP to take very active participation in the protection and reconstruction of the Polish Power System after the occurrence of a catastrophic failure. Especially useful may be providing the power supply to key consumers in the Poznań municipal agglomeration, including first and foremost ensuring the correct operation of the municipal heat distribution system.

Switching the heat generation turbine-generator set to isolated island operation with the 15 kV switching station and to supply auxiliaries is difficult but feasible at relatively limited unbalancing of the generated power with the load power. The above is particularly important for the BC 50 block, the power of which while switching to isolated operation will not differ significantly from the power of the island after its isolation. The power of the isolated island will range from 22.5 to 46 MW (Tab. 3), depending on the season, while the rated power of the BC 50 block is 49 MW. At present the BC 50 unit generates the rated power of 49 MW, including 19 MW from biomass (93 t/h of steam) and 30 MW from coal. This block uses two boilers – 8 BFB-110 and OP-140 – and, therefore, its technical minimum is very low and does not exceed 10 MW for operation with the BFB-110 boiler only.

The above observation indicates that the BC 50 block, while switching to isolated island operation, may operate with two boilers in the case of a higher demand for power within the island or operate with the BFB boiler if the island demand is low. Therefore, the BC50 power rejections while switching to isolated island operation will be mitigated. The main argument for using the BC 50 block in the isolated load island operation is that in the existing process system this block will be used at the highest degree.

Development of a blackout at its final stage is characterized by the occurrence of dynamic effects. The speed of taking measures, and thus the use of available technical means by automatic activation of the load island isolation, excluding the human factor, becomes essential. The method of automatic isolation of the load island should take into account which groups of consumers should be included in the island area. It is assumed that the following facilities would be supplied within the island: auxiliaries of the island unit (BC 50), thermal power station auxiliaries, and external consumers connected to the 15 kV switching station, and possibly auxiliaries of the other two units if there is an emergency shutdown as a consequence of the blackout. In addition to the BC 50 CHP unit, along with the 1BB unit internal switching station, it becomes necessary to isolate within the island the BA switching station for general load demand and cooperating switching stations as well as the 15 kV switching station also.

In order to perform this kind of isolation, the normal operation system of Karolin II CHP should be modified by switching the TG2 turbine-generator set of the BC 100 block and the CZE 110 kV power line to system II and begin operating with the closed coupler between the systems. All this will allow isolating system I for the needs of the island system being formed.

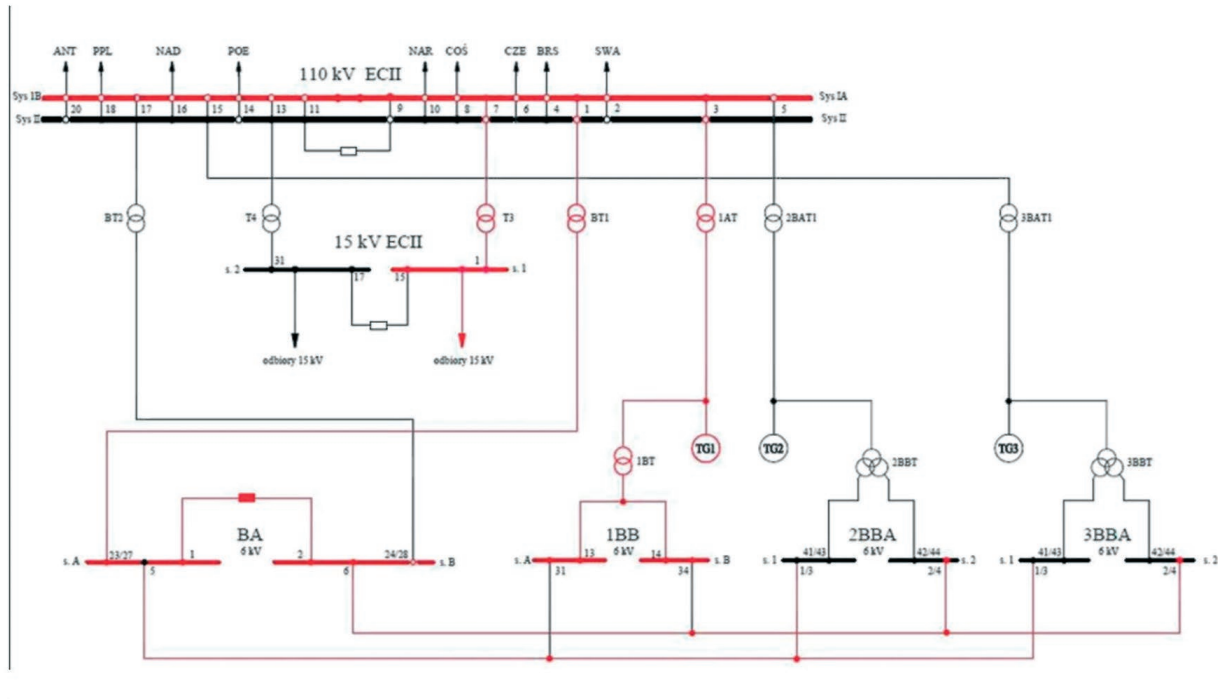


Fig. 2. Simplified schematic diagram of Karolin II CHP Dalkia ZEC SA

Automatic isolation of the load island would include the following switching functions:

- Switching off the lines connected to system I: ANT, POE and SWA
- Closing the bus systems coupler in the BA 6 kV switchgear
- Start-up and back up BT2 transformer shutdown
- Closing the bus systems coupler in 15 kV switchgear
- 15 kV switchgear feeding transformer T4 shutdown
- Opening of coupler between systems I and II in the 110 kV switching station.

Thus, an island system presented in Fig. 2 will be established, which comprises:

- BC 50 block connected to system I of 110 kV switching station
- the BC50 block 6 kV 1BB auxiliary switching station, supplied by the 1BT transformer
- System I of 110 kV switching station disconnected from 110 kV power line and system II
- General load requirements switchgear BA fed from BT1 transformer from system I and 110 kV switching station

- 15 kV switchgear fed by T3 transformer of 110 kV switching station of system I.

The proposed change in the mode of operation of generation units should be made in consultation with the competent dispatch authority, while in the case of a technical necessity to perform this change the dispatch authority should be notified immediately.

The independent operation of BC 50 block No. 1 is most likely in the summer season. Isolation of the load island according to the above-presented procedure is relatively simple. It should be noted that the whole CHP will stop being a power source for the Polish Power System, and potential maintaining of the power in system II of the 110 kV switching station will be dependent on external power lines. Thus, the former proposal of a change in the standard system to switch the CZE power line to system II of the 110 kV switching station as the power supply will probably come from this direction over system II to the lines PPL, NAD, NAR and BBR connected to this system. Another problem concerns the isolated load island return to the power system. In this situation it is necessary to synchronize the island with the Polish Power System by closing the coupler connecting both systems of the 110 kV switching station.

4. Conclusions

1. It is very likely that the BC 50 block, due to the applied technical solutions and operating characteristics, will operate with as maximised a time of its utilisation as possible. Thus, this unit becomes particularly suitable for active participation in maintaining the generating capacities of Karolin II CHP in conditions of a catastrophic failure of the power system.

Isolated load island version (being created)	CHP block internal load			CHP general load requirements		Power consumption 15 kV		Total
	Block No. 1	Block No. 2	Block No. 3	BT1	BT2	T3	T4	
Operation of 3 blocks	6.5	9	10	2.5	3	7	8	46

Tab. 3. Power consumption of isolated island loads in CHP Karolin [MW]

2. An analysis of operational characteristics of Karolin II CHP has shown little probability of effective tripping to auxiliaries of any of the three units, and then operation of an isolated CHP.
3. The protection of the process system of the CHP by maintaining the power supply of facilities that are crucial for the safety of the system may be provided by establishing conditions for an isolated load island. Operation of the isolated load island, covering consumers connected to the 15 kV switchgear and auxiliaries, supplied by the block No. 1 generator at the time of a blackout occurring should be initiated automatically when the frequency and/or voltage have reached critical values, as formerly agreed with the Polish Power System operator.
4. Establishing the isolated load island based on external consumers, connected to the 15 kV switchgear and CHP auxiliaries, will fairly easily help to balance the needs with the BC 50 block generating capacities, and to avoid difficult emergency load rejections.

REFERENCES

1. Rychlak J., Kuczyński R., Regulacyjne Usługi Systemowe – środki techniczne obrony i odbudowy KSE, II Konferencja Naukowo-Techniczna „Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny”, Poznań, April 2007, *Energetyka – Periodical* 2007, No. X.
2. Dudzik J., Kuczyński R., Strategia obrony i odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, rola wytwórców w planach odbudowy, III Konferencja Naukowo-Techniczna „Black-out a Krajowy System Elektroenergetyczny”, Poznań, October 2008, *Energetyka – Periodical* 2008, No. XVII.
3. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, Version 2.0, consolidated text effective since 1 January 2012.
4. Pasiut G., Rychlik J., Kielak R., Weryfikacja zdolności jednostek wytwórczych do udziału w procesie obrony i odbudowy zasilania KSE, w świetle zapisów IRIESP, *Energetyka – Periodical* 2010, No. XX.

Ireneusz Grządzielski

Poznań University of Technology

e-mail: ireneusz.grzadzieski@pbiat.pl

Graduate of the Electrical Department of Poznań University of Technology (1973). University teacher at the Institute for Electrical Power Engineering in the Electrical Department of Poznań Technical University. His field of interest concerns the issues of unsteady states, problems of protection and restoration of power systems during catastrophic failure, connecting distributed sources, in particular wind farms, to power systems.

Krzysztof Sroka

Poznań University of Technology

e-mail: krzysztof.sroka@put.poznan.pl

Graduate of the Electrical Department of Poznań University of Technology (1976). University teacher at the Institute for Electrical Power Engineering in Electrical Department of Poznań University of Technology. His area of interest concerns power plant operation in a power system, problems of protection and restoration of power systems during catastrophic failure, heat and electrical power co-generation.

Jan Pic

Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA

e-mail: JPic@dalkia.pl

Member of the Management Board, Technical Director. Majored in operating machines and vehicles at the Poznań University of Technology (1981). From 1982 employed in the Investment Division of the Poznań CHP Plant Group (now: Dalkia ZEC SA).

Arkadiusz Łacny

Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA

e-mail: ALacny@dalkia.pl

Graduate of the Electrical Department of Poznań University of Technology (1979). Since 1981 has been working for the Group of Poznań HCP SA; Dalkia Poznań Group of HCP SA. From the very beginning Mr Łacny has been involved in issues of operation of 110/15/6/0.4 kV electrical power appliances in HCP Group. Mr Łacny is a senior specialist in electrical protection and measurements.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 32–37. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Możliwości pracy wydzielonej bloków elektrociepłowni miejskiej w stanach rozległej awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego

Autorzy

Ireneusz Grządzielski
Krzysztof Sroka
Jan Pic
Arkadiusz Łacny

Słowa kluczowe

obrona i odbudowa systemu elektroenergetycznego, wyspowe układy obciążeniowe

Streszczenie

W warunkach rozwoju katastrofalnej awarii systemowej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) tworzenie wydzielonych układów wyspowych zasilanych z jednostek wytwórczych elektrociepłowni miejskich może być jednym ze sposobów utrzymania zdolności wytwórczych przedmiotowych jednostek. Wyspowy układ obciążeniowy bloku BC 50 mogą tworzyć odbiory potrzeb własnych i ogólnych EC Karolin oraz przemysłowe zakładów zlokalizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie elektrociepłowni.

1. Wprowadzenie

Wydzielanie układów wyspowych w stanach awaryjnych pracy KSE może być skutecznym sposobem ograniczenia zasięgu i skutków awarii systemowej. W tym przypadku pod pojęciem układów wyspowych rozumie się mniejsze, wydzielone części systemu, o mocach rzędu 50–150 MW. Usytuowanie elektrociepłowni w pobliżu (lub nawet wewnątrz) aglomeracji miejskich nadaje im istotne znaczenie z punktu widzenia zapewnienia odbiorcom na tym obszarze wysokiej pewności zasilania. Warunki współpracy tych jednostek z systemem powinny być tak dobrane, aby sprzyjały utrzymaniu ich w ruchu, szczególnie w warunkach awaryjnych. Mogą one bowiem, w przypadku rozległej awarii systemowej, stanowić źródło zasilania aglomeracji miejskich. Mogą także stanowić źródło pomocnicze do restytucji dużych elektrowni systemowych.

W artykule przedstawiono koncepcję tworzenia wydzielonych wysp obciążeniowych zasilanych z urządzeń wytwórczych Elektrociepłowni Karolin (EC II Karolin), należącej do DALKIA Poznań ZEC SA, w warunkach rozwoju awarii systemowej prowadzącej do zaniku napięcia w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Punktem wyjścia dla tych działań jest ocena możliwości pracy indywidualnej (bez synchronizacji z systemem) turbozespołów oraz ich mocy osiągalnych, decydujących o rozległości tworzonych wysp. Istotą wydzielanych wysp obciążeniowych jest zapewnienie zasilania niewrażliwych dla EC II Karolin urządzeń energetycznych, gwarantujących ochronę układu technologicznego przed uszkodzeniami oraz stworzenie warunków aktywnego uczestnictwa EC II Karolin w procesie obrony i odbudowy KSE. W ramach prowadzonych prac dokonano oceny możliwości przejścia bloków ciepłowniczych do pracy na potrzeby własne (PPW), a w konsekwencji całej elektrociepłowni do pracy wydzielonej (PWE). Na podstawie analizy potrzeb energetycznych odbiorców

zasilanych z EC II Karolin sformułowano warunki pracy wydzielonej wyspy obciążeniowej (WWO), zasilanej z bloków ciepłowniczych. Jako potencjalny obszar tworzenia wysp obciążeniowych wzięto pod uwagę odbiory przemysłowe zakładów zlokalizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie elektrociepłowni. Analizy uwzględniały zmiany w konfiguracji układu technologicznego elektrociepłowni, zależne od stopnia obciążenia mocą cieplną i od potrzeb ruchowych KSE.

2. Charakterystyka urządzeń wytwórczych EC Karolin

Elektrociepłownia EC Karolin stanowi podstawowe źródło ciepła dla miejskiej sieci ciepłej (MSC) aglomeracji poznańskiej. Produkcja ciepła realizowana jest w skojarzeniu z energią elektryczną w trzech blokach ciepłowniczych:

1. Blok ciepłowniczy nr 1 – BC50, w skład którego wchodzi:
 - kocioł 1K1 (BFB-110) fluidalny ze złożem stałym opalany biomasą, mieszanina leśna (80%) – agro (20%)
 - kocioł 1K2 OP-140
 - turbozespół 13UP65-0-8 z generatorem GTH63
2. Blok ciepłowniczy nr 2 – BC100, w skład którego wchodzi:
 - kocioł 2K OP-430
 - turbozespół 13UC105 z generatorem GTH125
3. Blok ciepłowniczy nr 3 – BK100, w skład którego wchodzi:
 - kocioł 3K OP-430
 - turbozespół 13UC105K z generatorem GTH125

oraz w kotłowni szczytowej, w skład której wchodzi:

- dwa kotły przepływowe wodne KW1 i KW2 – PTWM-180 opalane mazutem
- kocioł parowy KP1 opalany olejem lekkim.

W tab. 1 zestawiono moce cieplne i elektryczne EC II Karolin zgodnie z aktualną koncesją.

Całkowita moc elektryczna zainstalowana w EC II Karolin wynosi 269,5 MW, przy czym w blokach BC50 i BC100 podstawowo w całości wytwarzana jest w skojarzeniu z produkcją ciepła, natomiast w bloku BK100 zależy to od trybu pracy (praca ciepłownicza lub kondensacyjna). Charakterystyka turbozespołów tej elektrociepłowni zawarta jest w tab. 2.

Blok nr 1 (BC50) wyposażony w: kocioł parowy typu BFB-110 nr 1K1, którego paliwem podstawowym jest biomasa i olej opałowy (mazut), stosowany wyłącznie do jego rozpalania, oraz kocioł parowy typu OP-140 nr 1K2, opalany węglem kamiennym, stanowiącym paliwo podstawowe, i olejem opałowym (mazutem), stosowanym do jego rozpalania i podtrzymania płomienia. Oba kotły produkują parę na wspólny kolektor zasilający turbozespół typu 13UP65. Kocioł typu BFB-110 nr 1K1, opalany biomasą, oddany został do eksploatacji 7 grudnia 2011 roku i pracuje na bloku ciepłowniczym nr 1 (BC50), wyposażonym

Moc cieplna wg koncesji [MW]	
BLOK 1	112
BLOK 2	192
BLOK 3	205
PTWM 180 nr 1	150
PTWM 180 nr 2	120
Olejowy	11,8
Razem EC II Karolin	790,8
Aktualna moc elektryczna wg koncesji [MW]	
BLOK 1	49,0
BLOK 2	100,0
BLOK 3	120,5
Razem EC II Karolin	269,5

Tab. 1. Wielkości mocy cieplnych i elektrycznych poszczególnych jednostek wytwórczych EC II Karolin

Lp.	Typ	Opis	Maksymalna moc elektryczna	Maksymalna moc cieplna	Producent Turbina/Generator		Rok zainstalowania
1.	13UP65	Upustowo-przeciwprężna	55 MW	126 MW	Zamech	Dolmel	1984
2.	13UC105	Upustowo-ciepłownicza	100 MW	192 MW	Zamech	Dolmel	1991
3.	13UC105K	Upustowo-ciepłownicza-kondensacyjna	120,5 MW	200 MW	Zamech	Dolmel	1998

Tab. 2. Charakterystyka ogólna turbozespołów w EC II Karolin

w drugi kocioł OP-140 nr 1K2. Oba kotły 1K1 i 1K2 pracują na jedną turbinę upustowo-ciepłowniczą 13UP65, co powoduje, że układ ten tworzy tzw. duoblok.

Blok BC100 posiada moc elektryczną 100 MW oraz maksymalną moc cieplną 260 MW. Na wyposażeniu bloku znajduje się kocioł parowy OP-430 (2K). Kocioł OP-430 jest kotłem o naturalnym obiegu wody, jednowalczakowym, dwuciągowym, który wytwarza parę o ciśnieniu 13,5 MPa i temp. 540°C. Kocioł ten pracuje na bloku ciepłowniczym wyposażonym w turbinę 13UC105.

Blok BK100 posiada moc elektryczną 125 MW oraz maksymalną moc cieplną 206 MW. Na wyposażeniu bloku znajduje się kocioł parowy OP-430 (3K). Kocioł ten pracuje na bloku nr 3 wyposażonym w turbinę parową 13UC105 i stację redukcyjno-schładzającą, elektrofiltr, instalację odsiarczania spalin. Blok ten może realizować wyłącznie tryb pracy kondensacyjnej lub pracy ciepłowniczo-kondensacyjnej. Stwarza to sytuację, w której poważną część energii elektrycznej wytwarzana jest w skojarzeniu z ciepłem, a jednocześnie wielkość produkcji energii elektrycznej nie zależy bezpośrednio od produkcji ciepła i pozwala na utrzymanie stabilnej pracy

urządzeń wytwórczych w okresach dużej zmienności obciążeń cieplnych i hydraulicznych, pochodzących z miejskiego systemu ciepłowniczego.

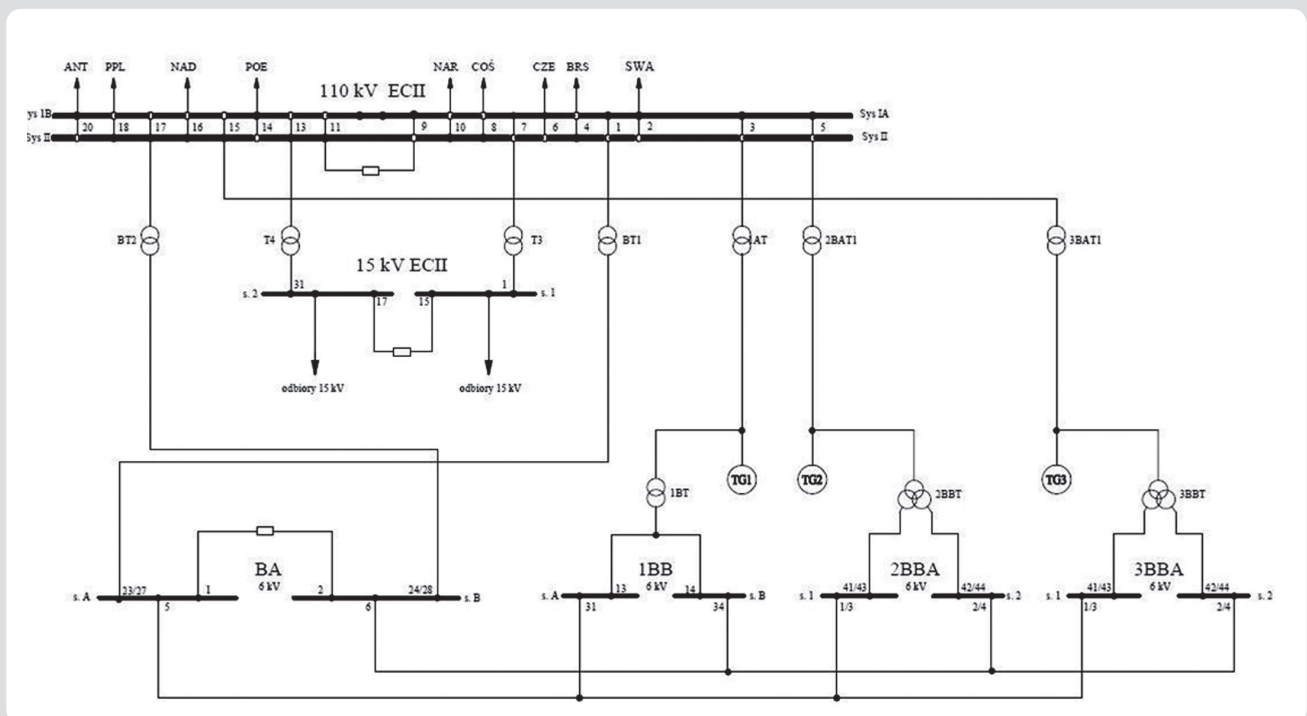
Poza podstawową działalnością Dalkia Poznań ZEC SA, jaką jest dostawa ciepła w wodzie do miejskiej sieci ciepłowniczej MSC (ciepło systemowe), firma jest również dostawcą pary technologicznej dla ościennych zakładów produkcyjnych. Parę o odpowiednich parametrach uzyskuje się z upustów turbin lub ze stacji redukcyjno-schładzających, zabudowanych na wszystkich trzech blokach.

Wielkość poboru ciepła w wodzie gorącej, a przede wszystkim w parze technologicznej, w istotny sposób wpływa na wielkość generowanej mocy elektrycznej. W blokach nr 1 i nr 2, pracujących jako jednostki przeciwprężne, pobór pary technologicznej powoduje zmniejszenie możliwości do osiągnięcia mocy elektrycznej, a parametry wody sieciowej w podturbinowych wymiennikach ciepłowniczych zmieniają rozkład ciśnień w turbinie, powodując zmianę mocy uzyskiwanej w takiej jednostce.

W bloku nr 3, pracującym podstawowo w układzie upustowo-kondensacyjnym, wpływ poboru mocy cieplnej na produkcję

energii elektrycznej jest zdecydowanie mniejszy, a zapotrzebowanie na moc cieplną ogranicza zdolności generacyjne energii elektrycznej.

Wyprodukowana energia elektryczna w blokach ciepłowniczych wyprowadzona jest do sieci elektroenergetycznej poprzez rozdzielnię 110 kV EC Karolin. Rozdzielnia ta pracuje w układzie dwusystemowym, ze sprzęgłem poprzecznym otwartym lub zamkniętym w zależności od układu pracy jednostek wytwórczych w elektrociepłowni. Dalkia Poznań ZEC jako OSDn posiada na swoim terenie rozdzielnię 15 kV z przemysłowymi odbiorcami dystrybucyjnymi. Układ połączeń rozdzielni 110 kV EC Karolin z jednostkami wytwórczymi i siecią dystrybucyjną SN 15 kV Dalkia ZEC oraz potrzebami ogólnymi EC przedstawiono na rys. 1. Zasilanie rozdzielni blokowych potrzeb własnych odbywa się z odczepów turbogeneratorów przez transformatory odczepowe. Ogólne potrzeby własne zasilane są z rozdzielni 110 kV przez dwa transformatory BT1 i BT2 120/6,3 kV. Rozdzielnia miejska 15 kV zasilana jest z rozdzielni 110 kV przez dwa transformatory T3 i T4. W EC II Karolin zastosowano utajone rezerwowanie rozdzielni 6 kV. Dwa mosty szynowe, pracujące w układzie odgałęźnym,



Rys. 1. Uproszczony schemat elektryczny EC II Karolin, Dalkia ECS SA

łącza odpowiednio wszystkie sekcje parzyste i nieparzyste rozdzielni BA, 1BB, 2BBA i 3BBA.

W ramach działalności operatorskiej w swojej sieci dystrybucyjnej Dalkia ZEC jest dystrybutorem energii elektrycznej dla odbiorców na poziomie 15 kV. Zgodnie z postanowieniami Urzędu Regulacji Energetyki IRIESP, Dalkia ZEC jako OSDn realizuje swoje obowiązki wobec PSE Operator za pośrednictwem ENEA Operator, która jest OSDp – operatorem posiadającym bezpośrednie połączenia z siecią przesyłową. Bieżąca współpraca ruchowa i eksploatacyjna pomiędzy Dalkia Poznań ZEC SA a Enea Operator sp. z o.o. przebiega na podstawie „Instrukcji współpracy eksploatacyjno-ruchowej”, która jest załącznikiem do umowy dystrybucyjnej zawartej pomiędzy tymi podmiotami.

Pokrywanie obciążeń elektrycznych w dużym stopniu jest zdefiniowane poziomem zapotrzebowania na ciepło. W szczególności dotyczy to bloków nr 1 i 2, pracujących w trybie przeciwnym. Wyjątek stanowi blok nr 3, którego własności eksploatacyjne, wynikające z trybu upustowo-kondensacyjnego, pozwalają na niezależne wytwarzanie energii elektrycznej nawet przy zerowym zapotrzebowaniu na ciepło z tego bloku. Z tego względu blok nr 3 BK100 jest wykorzystywany jako jednostka interwencyjna w systemie elektroenergetycznym z tzw. generacją wymuszoną energii elektrycznej, zgodnie z aktualnymi potrzebami systemowymi.

Ponieważ w duobloku BC50 jedna z jednostek kotłowych wykorzystuje 100% paliwo biomasowe obciążone zerową emisją dwutlenku węgla, a jednocześnie jednostka ta posiada najniższe minimum techniczne, przez co dobrze wpisuje się w proces pokrywania obciążeń cieplnych w okresie letnim, należy oczekiwać w najbliższych latach zdecydowanego wzrostu wykorzystania tego bloku. Zerowa emisja dwutlenku węgla i dodatkowe wpływy z tytułu świadectw pochodzenia energii elektrycznej (a w przyszłości może również ciepła) mogą spowodować, że stopień wykorzystania BC50 przekroczy 7500 godzin w roku. Pozostałe dwie jednostki będą stanowić rezerwę w okresie letnim, a w sezonie grzewczym będą wykorzystywane w stopniu zależnym od obciążeń cieplnych jako uzupełnienie bloku BC50.

Jeśli przedstawiony powyżej scenariusz wykorzystania bloków ciepłowniczych się potwierdzi, to uzasadnione jest zwrócenie szczególnej uwagi na przygotowanie bloku BC50 do aktywnego udziału w utrzymaniu zdolności wytwórczych EC II Karolin, w warunkach awarii katastrofalnej Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, ponieważ z dużym prawdopodobieństwem właśnie ta jednostka będzie pracować.

3. Koncepcja realizacji przejścia do pracy wydzielonej turbozespołów ciepłowniczych

Automatyka bloku – kotła i turbiny – na wszystkich trzech blokach w EC Karolin jest przystosowana do realizacji zrzutu mocy do poziomu potrzeb własnych każdego bloku (praca bloku na potrzeby własne – PPW). Jednak wielokrotne zdarzenia eksploatacyjne, które miały miejsce na każdym z trzech bloków, potwierdziły, że pomimo

prawidłowo realizującej proces odciążenia bloku automatyki regulacji blokowej bloki nie utrzymują się w pracy z obciążeniem potrzebami własnymi. Przyczyną takiego zachowania się urządzeń są elementy wykonawcze automatyki kotłowej, niepotrafiące prawidłowo opanować szybkiego zrzutu wydajności kotłów.

Na podstawie dokonanych ocen można stwierdzić, że prawdopodobieństwo skutecznego przejścia do pracy na potrzeby własne któregośkolwiek z trzech bloków ciepłowniczych, a następnie realizacja pracy wydzielonej elektrociepłowni, są mało prawdopodobne. Należy stwierdzić, że ten sposób obrony zdolności wytwórczych EC II Karolin jest nierealizowalny przy obecnym stanie technologicznym. Doprowadzenie do pewnego przechodzenia EC II Karolin do pracy wydzielonej, poprzedzonej przejściem jednego lub kilku bloków do pracy na potrzeby własne, wymagałoby wielu przedsięwzięć, między innymi wyposażenia bloków w urządzenia wykonawcze automatyki kotłowej potrafiące prawidłowo opanować szybkie zrzuty obciążenia kotłów, wyposażenia bloków w szybkie stacje zrzutowe zdolne do przejścia nadmiaru pary generowanej w kotle przy awaryjnym odciążeniu turbozespołu oraz zapewnienia możliwości szybkiego zasilania elektrycznego urządzeń potrzeb ogólnych.

Po wystąpieniu awarii katastrofalnej priorytetem są działania polegające na maksymalnym przedłużeniu pracy jednostek wytwórczych przełączonych w stan pracy na potrzeby własne (PPW) lub pracy wydzielonej (PWE) na skutek działania zabezpieczeń podczęstotliwościowych lub podnapięciowych, a następnie przygotowanie ich do skokowego obciążania dołączanymi odbiorcami. W przypadku EC II Karolin przed wystąpieniem krytycznych parametrów pracy systemu elektroenergetycznego ($f = 47,5$ Hz i $U = 0,8$ UN) proponuje się wcześniejsze zainicjowanie pracy na wydzieloną wyspę obciążeniową (WWO), obejmującą odbiorców przyłączonych do rozdzielni 15 kV i potrzeby własne, zasilaną z generatora bloku nr 1 lub innej jednostki wytwórczej, w zależności od wariantu pracy EC II Karolin w momencie wystąpienia awarii katastrofalnej.

Przejście turbozespołu ciepłowniczego do pracy wyspowej z rozdzielnią 15 kV oraz zasilanie potrzeb własnych jest procesem trudnym, jednak możliwym do zrealizowania przy stosunkowo ograniczonym niezbalansowaniu mocy generowanej z mocą obciążenia. Priorytetowe uaktywnienie regulatora obrotów następowaloby poprzez zainicjowanie dodatkowym sygnałem „praca wyspowa”, generowanym poprzez kontrolę uchybu częstotliwości lub włączanym ręcznie przez operatora. „Praca wyspowa” powinna nastąpić przed zadziałaniem zabezpieczeń generatorów i awaryjnym odstąpieniem turbozespołów. W przypadku wydzielenia wyspy obciążeniowej (WWO) moc zapotrzebowana przez urządzenia potrzeb własnych zależna będzie od konfiguracji urządzeń wytwórczych zasilających tę wyspę. W przypadku najbardziej prawdopodobnym wydzielenia wyspa obciążeniowa (WWO) tworzona będzie w oparciu o blok BC50. W takiej sytuacji pokryte muszą być potrzeby własne bloku

BC50 oraz potrzeby pozostałych bloków (jeśli wcześniej pracowały w trybie ciepłowniczym i zostały awaryjnie odstawione), związane z zasilaniem napędów pomp sieciowych i potrzebami ogólnymi. Dalkia Poznań ZEC jako OSDn posiada na swoim terenie rozdzielnie 15 kV z przemysłowymi odbiorcami dystrybucyjnymi. Zamierza się wykorzystać tych odbiorców w procesie przejścia do pracy na wydzieloną wyspę obciążeniową (WWO).

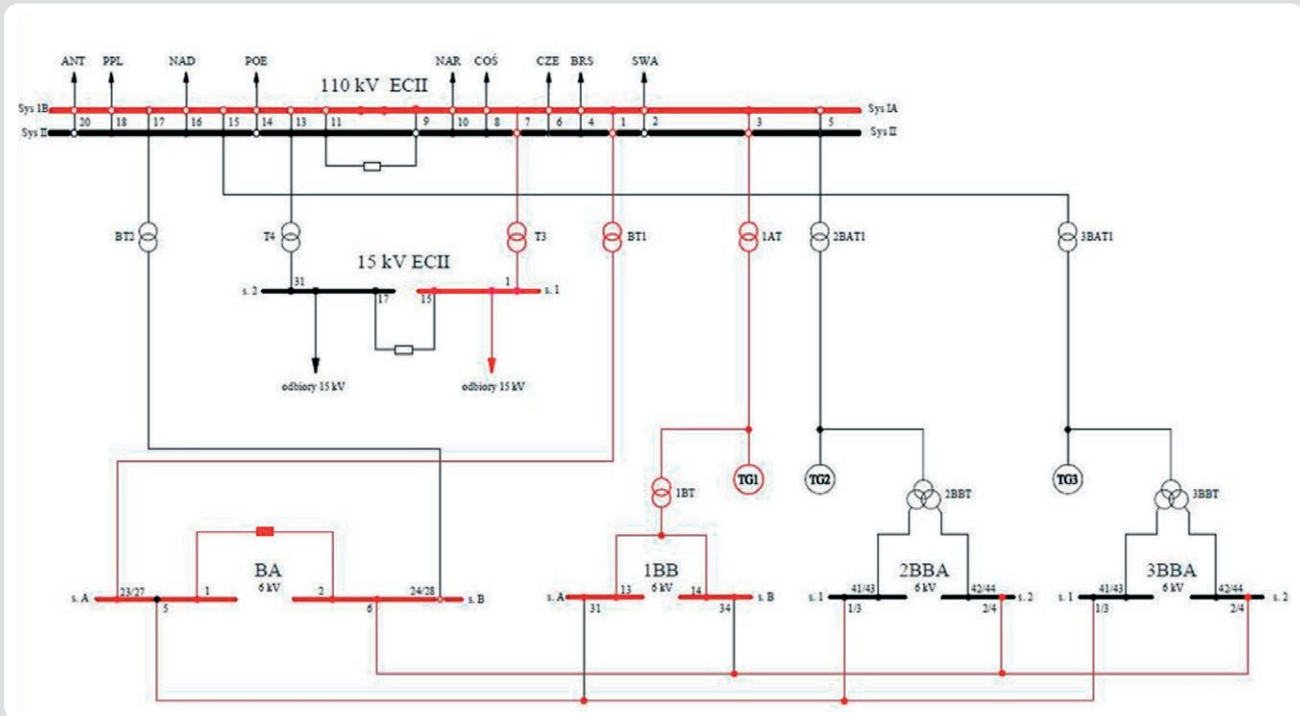
Automatyka SZR złączania sprzęgła w rozdzielni 15 kV może być blokowana w sytuacji potrzeby zbilansowania wyspy, co daje możliwość zmniejszenia jej obciążenia o ok. 7–8 MW. Blokowanie SZR powinno odbywać się automatycznie, na podstawie bilansu mocy w przyjętym scenariuszu wydzielenia wyspy obciążeniowej.

Bilans mocy odbiorów własnych elektrownianych, odbiorów dystrybucyjnych z rozdzielni 15 kV oraz potrzeb własnych bloków nr 1, 2, 3 przedstawiono w tab. 3.

Propozycja wcześniejszego zainicjowania pracy na wydzieloną wyspę obciążeniową (WWO), obejmującą odbiorców przyłączonych do rozdzielni 15 kV i potrzeby własne, zasilaną z generatora bloku nr 1 lub innej jednostki wytwórczej, w zależności od wariantu pracy EC II Karolin w momencie wystąpienia awarii katastrofalnej, ma na celu przede wszystkim ochronę układu technologicznego elektrociepłowni przez utrzymanie zasilania kluczowych dla jego bezpieczeństwa urządzeń. Poza tym przejście do pracy na wydzieloną wyspę obciążeniową stwarza możliwość bardzo aktywnego uczestnictwa EC Karolin w obronie i odbudowie KSE po awarii katastrofalnej. Szczególnie przydatne może być zasilanie kluczowych odbiorców aglomeracji poznańskiej, w tym przede wszystkim zapewnienie poprawnego funkcjonowania systemu ciepłowniczego miasta.

Przejście turbozespołu ciepłowniczego do pracy wyspowej z rozdzielnią 15 kV oraz zasilanie potrzeb własnych jest procesem trudnym, jednak możliwym do zrealizowania przy stosunkowo ograniczonym niezbalansowaniu mocy generowanej z mocą obciążenia. Dotyczy to w szczególności bloku BC50, którego moc w momencie przechodzenia do pracy wydzielonej (WWO) nie będzie istotnie odbiegać od mocy wyspy po jej wydzieleniu. Moc wydzielonej wyspy zawierać się będzie w przedziale 22,5–46 MW (tab. 3), w zależności od pory roku, a moc znamionowa bloku BC50 wynosi 49 MW. Blok BC50 aktualnie realizuje pracę z mocą nominalną 49 MW, przy ok. 19 MW z biomasy (93 t/h pary) i 30 MW z węgla. Dodatkowo blok ten wykorzystuje pracę dwóch kotłów: BFB-110 i OP-140, co powoduje, że jego minimum techniczne jest bardzo niskie i przy pracy tylko z kotłem BFB-110 nie przekracza 10 MW.

Powyższe uwagi wskazują na to, że blok BC50, przechodząc do pracy na wydzieloną wyspę, może pracować w układzie z dwoma kotłami w przypadku większego zapotrzebowania na moc w wyspie lub pozostać w pracy tylko z kotłem BFB przy małych zapotrzebowaniach na moc w wyspie. Wszystko to powoduje, że w przypadku bloku BC50 zrzuty mocy przy przechodzeniu do pracy wydzielonej będą bardzo łagodne. Argumentem przemawiającym za wykorzystaniem bloku



Rys. 2. Uproszczony schemat elektryczny EC II Karolin, Dalkia ZEC SA

Wariant tworzonej WWO	Potrzeby wł. bloków			Potrzeby ogólne EC		Odbiory 15 kV		Suma
	Blok nr 1	Blok nr 2	Blok nr 3	BT1	BT2	T3	T4	
Praca trzech bloków	6,5	9	10	2,5	3	7	8	46
Praca bloku BC50	5	2	3	2,5	3	7	blok. SZR	22,5

Tab. 3. Pobór mocy przez odbiory wydzielonej wyspy obciążeniowej (WWO) w EC Karolin [MW]

BC50 w realizacji pracy na wydzielonej wyspie obciążeniowej jest fakt, że blok ten w układzie technologicznym EC Karolin będzie wykorzystywany w największym stopniu.

Rozwój awarii katastrofalnej w swej końcowej fazie charakteryzuje się wystąpieniem zjawisk o charakterze dynamicznym. Istotna w związku z tym staje się szybkość podejmowanych działań, a tym samym wykorzystywanie dostępnych środków technicznych poprzez aktywację automatyczną wydzielenia wyspy obciążeniowej, z pominięciem czynnika ludzkiego. Sposób automatycznego wydzielenia wyspy obciążeniowej powinien uwzględniać to, które grupy odbiorów powinny znaleźć się w obszarze wyspy. Przyjęto, że w ramach wyspy zasilane będą: urządzenia potrzeb własnych bloków pracujących w wyspie (bloku BC50), urządzenia potrzeb ogólnych elektrociepłowni, zewnętrzne odbiory przyłączone do rozdzielni 15 kV i ewentualnie potrzeby własne pozostałych dwóch bloków, jeśli zostały one odstawione awaryjnie w następstwie awarii katastrofalnej. Konieczne staje się wydzielenie w ramach pracy, oprócz bloku ciepłowniczego BC50 wraz z rozdzielnią potrzeb blokowych 1BB, również rozdzielni potrzeb ogólnych BA i rozdzielni z nią współpracujących oraz rozdzielni 15 kV.

Żeby takie wydzielenie zrealizować, należy zmienić normalny układ pracy EC Karolin przez przełączenie turbozespołu TG2 bloku BC100 oraz linii 110 kV CZE na system II oraz wprowadzić pracę przy zamkniętym sprzęgle między systemami. Pozwoli to na możliwość wydzielenia systemu I na potrzeby tworzonego układu wyspowego.

Automatyczne wydzielenie wyspy obciążeniowej obejmowałoby następujące przełączenia:

- wyłączenie linii przyłączonych do systemu I: ANT, POE i SWA
- załączenie sprzęgła między systemami szyn w rozdzielni 6 kV BA
- wyłączenie transformatora rezerwowo-rozruchowego BT2
- załączenie sprzęgła między systemami szyn w rozdzielni 15 kV
- wyłączenie transformatora T4 zasilającego rozdzielnię 15 kV
- otwarcie sprzęgła między systemami I i II rozdzielni 110 kV.

Powstanie w ten sposób układ wyspowy przedstawiony na rys. 2, składający się z:

- bloku BC50 załączonego na system I rozdzielni 110 kV
- rozdzielni 6 kV 1BB potrzeb własnych bloku BC50, zasilanej przez transformator 1BT

- rozsprzęglonego z systemem II i uwolnionego z linii 110 kV systemu I rozdzielni 110 kV

- rozdzielni potrzeb ogólnych BA zasilanej przez transformator BT1 z systemu I rozdzielni 110 kV

- rozdzielni 15 kV zasilanej przez transformator T3 z systemu I rozdzielni 110 kV.

Proponowana zmiana trybu pracy jednostek wytwórczych powinna być dokonywana w uzgodnieniu z właściwym organem dyspozytorskim, zaś w przypadku technicznej konieczności realizacji takiej zmiany należy o jej dokonaniu bezzwłocznie powiadomić organ dyspozytorski.

Samodzielna praca bloku nr 1 BC50 jest najbardziej prawdopodobna w okresie letnim. Wydzielenie wyspy zgodnie ze scenariuszem przedstawionym powyżej jest stosunkowo łatwe. Należy jednak zwrócić uwagę na to, że cała elektrociepłownia dla systemu elektroenergetycznego przestanie być źródłem energii elektrycznej, a ewentualne utrzymanie napięcia w systemie II rozdzielni 110 kV zależne będzie od pracy linii zewnętrznych. Stąd wcześniejsza propozycja zmiany w układzie normalnym z przełączeniem linii CZE na system II rozdzielni 110 kV, ponieważ z tego kierunku prawdopodobne jest zasilanie poprzez system II przyłączonych do niego linii PPL, NAD, NAR i BRS. Osobnym problemem

jest ewentualny dalszy powrót wydzielonej wyspy obciążeniowej do systemu elektroenergetycznego. Konieczne w tej sytuacji staje się dokonanie synchronizacji tej wyspy z KSE za pomocą załączenia sprzęgła łączącego oba systemy rozdzielni 110 kV.

4. Wnioski

1. Z dużym prawdopodobieństwem można stwierdzić, że blok BC50, ze względu na zastosowane w nim rozwiązania techniczne oraz własności ruchowe, będzie pracował z możliwie maksymalnym czasem jego wykorzystania. Dlatego staje się jednostką szczególnie predysponowaną do aktywnego udziału w utrzymaniu zdolności wytwórczych EC Karolin w warunkach awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego.
2. Analiza własności eksploatacyjnych EC Karolin wykazała, że prawdopodobieństwo skutecznego przejścia do pracy na potrzeby własne któregośkolwiek z trzech bloków ciepłowniczych, a następnie realizacja pracy wydzielonej elektrociepłowni są mało prawdopodobne.

3. Ochronę układu technologicznego elektrociepłowni, przez utrzymanie zasilania kluczowych dla jego bezpieczeństwa urządzeń, można zapewnić, stwarzając warunki pracy na wydzieloną wyspę obciążeniową. Zainicjowanie pracy na wydzieloną wyspę obciążeniową (WWO), obejmującą odbiorców przyłączonych do rozdzielni 15 kV i potrzeby własne, zasilaną z generatora bloku nr 1 w momencie wystąpienia awarii katastrofalnej, nastąpić powinno w sposób automatyczny, przy osiągniętych wartościach krytycznych częstotliwości i/lub napięcia wcześniej uzgodnionych z operatorem KSE.
4. Tworzenie wydzielonej wyspy obciążeniowej w oparciu o odbiorców zewnętrznych, przyłączonych do rozdzielni 15 kV, i odbiory potrzeb własnych elektrociepłowni pozwoli na stosunkowo łatwe zbilansowanie potrzeb z możliwościami generacyjnymi bloku BC50 i uniknięcie trudnych awaryjnych zrzutów obciążenia.

Bibliografia

1. Rychlak J., Kuczyński R., Regulacyjne Usługi Systemowe – środki techniczne obrony i odbudowy KSE, II Konferencja Naukowo-Techniczna „Black-out a Krajowy System Elektroenergetyczny”, Poznań, kwiecień 2007, *Energetyka – zeszyt tematyczny 2007*, nr X.
2. Dudzik J., Kuczyński R., Strategia obrony i odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, rola wytwórców w planach odbudowy, III Konferencja Naukowo-Techniczna „Black-out a Krajowy System Elektroenergetyczny”, Poznań, październik 2008, *Energetyka – zeszyt tematyczny 2008*, nr XVII.
3. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. Wersja 2.0, tekst jednolity obowiązujący od 1 stycznia 2012.
4. Pasiut G., Rychlik J., Kielak R., Weryfikacja zdolności jednostek wytwórczych do udziału w procesie obrony i odbudowy zasilania KSE, w świetle zapisów IRiESP, *Energetyka – zeszyt tematyczny 2010*, nr XX.

Ireneusz Grządzielski

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: ireneusz.grzadzieski@pbiat.pl

Wychowanek Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1973). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmuje zagadnienia związane z pracą systemu elektroenergetycznego w stanach nieustalonych, problematyką obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego w stanach awarii katastrofalnych, przyłączaniem źródeł rozproszonych, w szczególności wiatrowych, do systemu elektroenergetycznego.

Krzysztof Sroka

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: krzysztof.sroka@put.poznan.pl

Wychowanek Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1976). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Zainteresowania naukowe obejmują zagadnienia związane z pracą elektrowni w systemie elektroenergetycznym, problematyką obrony i odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni i elektrociepłowni w stanach awarii katastrofalnych, skojarzonym wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła.

Jan Pic

mgr inż.

Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA

e-mail: JPic@dalkia.pl

Członek zarządu firmy, dyrektor ds. technicznych. Ukończył studia na kierunku maszyny robocze i pojazdy Politechniki Poznańskiej (1981). Od 1982 roku pracownik w pionie Inwestycji Zespołu Elektrociepłowni Poznańskich SA (obecnie: Dalkia ZEC SA).

Arkadiusz Łacny

mgr inż.

Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA

e-mail: ALacny@dalkia.pl

Ukończył Wydział Elektryczny Politechniki Poznańskiej (1979). Od 1981 roku pracuje w Zespole Elektrociepłowni Poznańskich SA (obecnie: Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA). Od początku zajmuje się eksploatacją urządzeń elektroenergetycznych 110/15/6/0,4 kV Zespołu EC. Pracuje na stanowisku starszego specjalisty ds. elektrycznych, zabezpieczeń i pomiarów.