

Reliability of Power Units in Poland and the World

Author

Józef Paska

Keywords

reliability, power units, reliability indices

Abstract

One of a power system's subsystems is the generation subsystem consisting of power units, the reliability of which to a large extent determines the reliability of the power system and electricity supply to consumers. This paper presents definitions of the basic indices of power unit reliability used in Poland and in the world. They are compared and analysed on the basis of data published by the Energy Market Agency (Poland), NERC (North American Electric Reliability Corporation – USA), and WEC (World Energy Council).

Deficiencies and the lack of a unified national system for collecting and processing electric power equipment unavailability data are also indicated.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015306

1. Introduction

Studying the unavailability of power devices has a well-established tradition. The reliability of large (≥ 120 MW) power units has always had and continues to have a significant meaning to the operation of the Polish Power System [5–9]. The first attempt to implement a system for gathering and processing unavailability data (called SENE) in power plants goes back to the late 1970s. Power plants unanimously rejected the system because of the enormous quantity of information which needed to be entered into it. The rejection was also caused by the computer equipment used at that time which necessitated the completion of very unpopular templates.

The publication of the "Instruction for the assessment of unavailability in power plants and power grids" [3] in 1987 gave rise to the creation of a new computer system called AWARYJNOŚĆ (unavailability) – which was different for power grids and power plants.

The system for the assessment of unavailability data in power plants began to be implemented on 1 January 1989, at three levels of the organisational structure of electrical power engineering: in power plants; in power industry regions; and in the Energy Information Centre (CIE), operating on behalf of the Energy and Brown Coal Authority. The system was in operation for all power plants for only one year until the power engineering industry's decentralisation. The power unit section of the system operates to this day. In return for data and financing of the databases, power plants receive in individually selected cycles: summary reports, other information collected in the extensive database and new versions of the software.

The massive power outage (black-out) which took place in 1965 in the north-eastern part of USA and Canada, left approx. 30 million people without electricity.

This led to the creation of the *North American Electric Reliability Corporation* (NERC). Demonopolisation and deregulation of electrical power engineering have become a threat to the reliability of the electrical energy supply. The Californian lesson from 2000-2001 and further massive power outages in the USA, Great Britain and Italy have highlighted the importance of the reliability of the electrical energy supply. NERC maintains the Generating Availability Data System (GADS) on behalf of all American and Canadian power companies and other members of NERC participating in this enterprise. GADS participation is voluntary and its members represent nearly 90% of the capacity installed in North America [1–2, 10].

The data submission manual prepared by NERC includes procedures and templates for the provision of information which is required by the GADS system. These procedures aim at harmonising the methods of submitting information on the design of power units, outages, operation of the units with reduced output, and selected general information on the units' output. All the requirements and definitions were based on 762 ANSI/IEEE standard "Definitions for Reporting Electrical Generating Unit Reliability, Availability and Productivity".

The supply of data from the currently used GADS template began in 1982, replacing the procedures which had been in operation since the beginning of the 1960s. The GADS data record sheet includes the description of the types and reasons for outages and periods of operation with reduced output, both for the

entire power unit and for the element subject to failure. This can also be supplemented with a description of the type and nature of the failure, its direct cause, contributing factors and the corrective (remedial) measures implemented. The output data includes information on the power unit's capacity, generated energy, power unit load and descriptions of the fuel used.

All GADS participants receive annual GADS publications and a data submission manual. The annual publications are also available to non-associated power engineering companies and other interested parties.

2. Indices calculated by AWARYJNOŚĆ and GADS systems

Energy Market Agency (previously Energy Information Centre) assesses failures and availability rates of large capacity power units (≥ 120 MW) in thermal power plants and large cogeneration power units (in Siekierki CHP Plant and Kraków-Łęg CHP Plant) for the appropriate periods [4, 9, 12]. For every power unit and groups of power units with specific capacities belonging to a particular scale, appropriate reliability and operational parameters are calculated.

First, numbers and the duration of specific states are calculated:

$(T_p, T_r, T_{kp}, T_s, T_b, T_a, T_k, L_r, L_{kp}, L_s, L_b, L_a, L_w)$

where:

T_p – run (service) time of the power unit or a group of power units within the analysed period of time, T_r – outage on stand-by time of the power unit or a group of power units within the analysed period of time, T_{kp} – outage during a general overhaul time of the power unit or a group of power units, T_s – outage during a medium-scale overhaul time of the power unit or a group of power units, T_b – outage during routine maintenance time of the power unit or a group of power units, T_a – outage during emergency repairs time of the power unit or a group of power units, T_k – time to which the calculations apply (this value is calculated by the system but is only used to calculate indices and is not printed anywhere), L_r – number of outages on stand-by, L_{kp} – number of outages during a general overhaul, L_s – number of outages during a medium-scale overhaul, L_b – number of outages during routine maintenance, L_a – number of outages during emergency repairs, and L_w – number of all outages.

Based on the above-mentioned values, the following indices are calculated [4]:

- Availability index (factor),

$$AF = \frac{T_p + T_r}{T_k} \cdot 100$$

- Share of the outage time in the calendar time,

$$FOF = \frac{T_a}{T_k} \cdot 100$$

- Failure index (rate),

$$FOR = \frac{T_a}{T_p + T_a} \cdot 100$$

- Utilisation index of the capacity installed,

$$GCF = \frac{A_n}{T_k P_z} \cdot 100$$

where:

A_n – electrical energy produced,

P_z – capacity installed

- Utilisation index of the achievable capacity,

$$GOF = \frac{A_n}{T_p P_{os}} \cdot 100$$

where P_{os} – achievable capacity

- Index of scheduled overhauls,

$$SOF = \frac{T_{kp} + T_s + T_b}{T_k} \cdot 100$$

- Utilisation factor of the calendar time,

$$SF = \frac{T_p}{T_k} \cdot 100$$

- Average run time (calculation),

$$ART = \frac{T_p}{L_w} \cdot 100$$

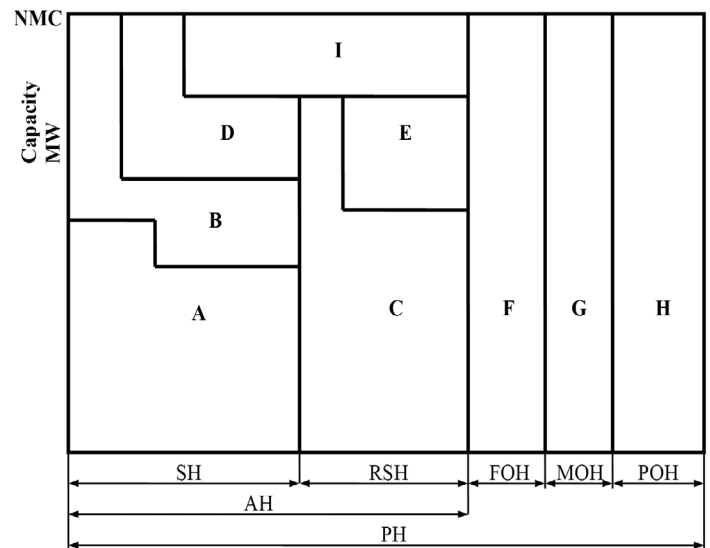


Fig. 1. Illustration of the values used in the calculation of reliability indices for a power unit in the GADS system: SH – run time (service hours); RSH – standby time; FOH – forced outage time; MOH – maintenance outage time; POH – scheduled outage time; AH – availability time; PH – period of time; I – permanent capacity loss (faults in the technological system); D – run time of the power unit with decreased capacity due to external factors (e.g. temperature increase in natural reservoirs with cooling water); B – run time of the power unit with decreased capacity due to the fact that the power plant must cooperate with other units in the system (necessity to follow the load); A – run time of the power plant, actual generation of energy; E – this area illustrates a decrease in stand-by capacity due to the reasons listed in D; C – stand-by capacity; F – forced outage; G – maintenance outage; H – scheduled outage

The approach and the values comprising the GADS system are presented in Fig. 1, which illustrates power unit capacity as a function of time. The total height of the chart is the net maximum (achievable) capacity (NMC), while its total width is the period of time (PH). Therefore, the total area of the field, $Y = NMC \times PH$, constitutes the total energy which could be produced within a particular period of time, if the power unit operated continuously with maximum capacity.

On the basis of the values relating to the duration of the different states of the power units, their capacity levels and quantities of energy, it is possible to calculate the reliability and operational indices of these power units. Some of these indices are calculated on the basis of hours in the period of time analysed.

Area Y ($NMC \times PH$) of the chart is divided into several vertical sections. The sections covering the availability time are further divided to illustrate the energy related to particular levels of capacity decrease. Power unit indices may be expressed as percentage parts of the total area from Fig. 1. Currently, there are 17 “direct” and 7 “weighted” (only for groups of power units) indices calculated for power units within the GADS system: ART (*Average Run Time*), SR (*Starting Reliability*), NCF (*Net Capacity Factor*), NOF (*Net Output Factor*), SF (*Service Factor*), AF (*Availability Factor*), EAF (*Equivalent Availability Factor*), FOR (*Forced Outage Rate*), EFOR (*Equivalent Forced Outage Rate*), EFORd (*Equivalent Forced Outage Rate demand*), SOF (*Scheduled Outage Factor*), FOF (*Forced Outage Factor*), UOF (*Unplanned Outage Factor*), EUOF (*Equivalent Unplanned Outage Factor*), EUOR (*Equivalent Unplanned Outage Rate*), POF (*Planned Outage Factor*), MOF (*Maintenance Outage Factor*), WSF (*Weighted Service Factor*), WAF (*Weighted Availability Factor*), WEAFF (*Weighted Equivalent Availability Factor*), WFOR (*Weighted Forced Outage Factor*), WEFOR (*Weighted Equivalent Forced Outage Rate*), WSOF (*Weighted Scheduled Outage Factor*), and WFOF (*Weighted Forced Outage Factor*). As a “scale”, the maximum net capacity is used (*Net Maximum Capacity – NMC*), and special attention is due to the indices SR, EAF, EFOR, which are not calculated within the AWARYJNOŚĆ system, in which (EAF, EFOR) capacity losses are also considered (scheduled, seasonal, emergency).

3. Values of reliability indices of power units in Poland in recent years

Tab. 1 presents a cumulative breakdown of reliability and operational parameters of power units in Poland for the years 2011–2013. Data presented in Tab. 1 confirms that the lowest failure rate (FOR) within the analysed period belonged to the power unit 858 MW fuelled with brown coal, while the highest failure rate belonged to the power units with capacity 200–299 MW fuelled with brown coal. The highest availability (AF) was achieved by the modern 858 MW power unit, while the lowest by 200–299 MW power units fuelled by brown coal.

Fig. 2 present changes in the selected reliability indices of condensing power units against the capacity margin in the Polish Power System in the years 1978–2013.

Groups of units	Indices							
	AF	FOF	FOR	GCF	GOF	SOF	SF	ART
	%							
Brown coal – condensing power units (33 units)								
	82.2	4.3	5.4	67.7	86.5	13.6	75.5	331.6
120–199 MW (5 units)	84.6	1.9	2.8	60.8	91.6	13.4	66.4	291.0
200–299 MW (14 units)	80.7	7.6	9.4	60.4	81.2	11.7	73.2	292.0
300–499 MW (13 units)	82.4	1.8	2.2	71.5	88.5	15.8	80.7	398.0
> 500 MW (1 unit)	88.6	1.6	1.8	79.5	90.1	9.8	88.2	374.0
Biomass – condensing power units (1 unit)								
200–299 MW (1 unit)	83.4	4.5	5.5	74.6	97.3	12.1	76.7	222.4
Hard coal – condensing power units (66 units)								
	84.9	2.9	4.2	51.4	74.6	12.2	66.3	208.5
120–199 MW (14 units)	87.5	3.0	5.6	37.5	70.6	9.5	51.4	170.3
200–299 MW (45 units)	84.4	2.8	3.8	54.4	75.3	12.8	70.7	211.8
300–499 MW (5 units)	81.7	3.3	4.4	55.0	74.9	15.0	72.1	260.6
> 500 MW (2 units)	85.6	3.4	5.7	43.3	73.3	11.0	55.9	306.4
Hard coal – cogeneration power units (8 units)								
120–199 MW	73.4	3.5	5.4	49.2	80.2	23.1	61.7	349.8
TOTAL CONDENSING AND COGENERATION POWER UNITS (108)								
	83.3	3.4	4.7	57.8	79.7	13.3	68.9	245.8
120–199 MW (27 units)	83.2	2.9	4.9	47.3	78.8	13.8	57.1	224.7
200–299 MW (60 units)	83.5	4.0	5.3	55.8	76.7	12.5	71.3	227.0
300–499 MW (18 units)	82.2	2.2	2.8	66.8	84.8	15.6	78.3	350.7
> 500 MW (3 units)	86.4	2.9	4.3	56.9	81.2	10.7	64.5	327.9

Tab. 1. Reliability and performance parameters of power units in the years 2011–2013 [4]

The power (capacity) margin from Fig. 2 was defined as:

$$M = \frac{P_{os} - Z_s}{P_{os}} \cdot 100$$

where:

P_{os} – average annual achievable capacity of the public power industry in the evening peak time on working days, Z_s – annual

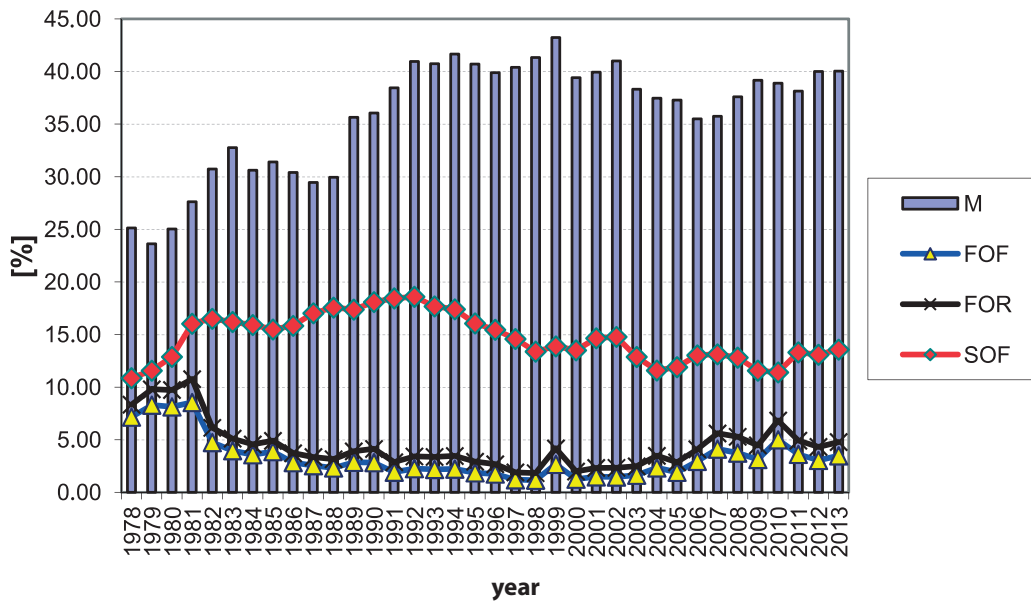


Fig. 2. Changes in the capacity (power) margin and selected indices of reliability of condensing power units in the years 1978–2013

average power demand in the evening peak time (on working days).

Until 1980, the annual average power margin did not exceed 25%. This means that in the winter this margin fell on critical days even below 10%. During peak demands for electrical energy the power units were at times overloaded. Outside the peak hours, some power units were put on stand-by or allocated for routine maintenance. This mode of operation had a negative effect on the technical condition of the devices. Moreover, the situation was made worse by the lack of peak sources in the Polish Power System. The continuous lack of power in the system also contributed to the lack of time required for the correct performance of scheduled overhauls. In these circumstances, the failure index (FOR) was close to 10%, and the average run time of a power unit, from outage to outage (ART), was approx. 171 hours.

The situation was improved after the start-up of the hydro pumped storage power plant in Żarnowiec (1982 and 1983) and after the gradual start-up of new power units at Połaniec and Bełchatów power stations. The power margin in the 1980s exceeded 30%, and at the beginning of the 1990s it first reached the level of 40% and later exceeded that value. The failure index at that time fell to approx. 2.5% (the larger value of the failure index in 1999 is the result of a blackout at power unit no. 5 at the Turów power plant), and the average run time increased to approx. 250 hours. The improvement of these indices took place alongside a decrease in the use of the capacity installed of the units (GCF) to approx. 54%, i.e. by over 10% when compared to the numbers from the end of the 1970s. At the time, the outage time on stand-by increased, while the scheduled overhaul outage time increased in the 1980s, right until 1992, at which point it started to drop.

After 2000, the maximum power margin varies between 35% and 40%, and power shortages causing limitations are not highly probable. The situation may deteriorate because of scheduled

withdrawals from use of “old” (in operation for a long period of time) generating units, and the absence of investments into new power units. Nonetheless, starting with 2005, one can notice an increase in the value of FOR and FOF indices to the level from the years before the transformation of the economy, with the SOF index stabilisation at the level of 12–14%.

4. Comparison of reliability and operational indices relating to Polish and American power units

Tab. 2 presents the GADS system indices which have their equivalents in the AWARYJNOŚĆ system, while Fig. 3, 4 and 5 compares their values with the values for the Polish power units from Tab. 1 (condensing and cogeneration power units).

The power units in Poland feature:

- the AF availability is similar to the American value, also the utilisation level of the installed capacity NCF and maximum capacity NOF is similar

Units with capacity, MW	AF	FOF	FOR	NCF	NOF	SOF	SF	ART
	%							h
100–199 (275)*	88.02	3.38	5.16	44.31	70.36	8.6	62.13	206.13
200–299 (130)	84.14	5.17	6.99	50.72	73.18	10.68	68.89	493.44
300–399 (74)	85.97	4.12	5.15	58.43	76.77	9.91	75.99	544.75
400–599 (163)	84.91	4.7	5.55	67.95	81.36	10.48	79.99	505.78
800–899 (44)	84.82	3.98	4.71	69.03	85.58	11.2	80.57	833.01

* – in brackets the number of units included in the statistics is shown

Tab. 2. Indices of American coal power units in the years 2009–2013 [2]

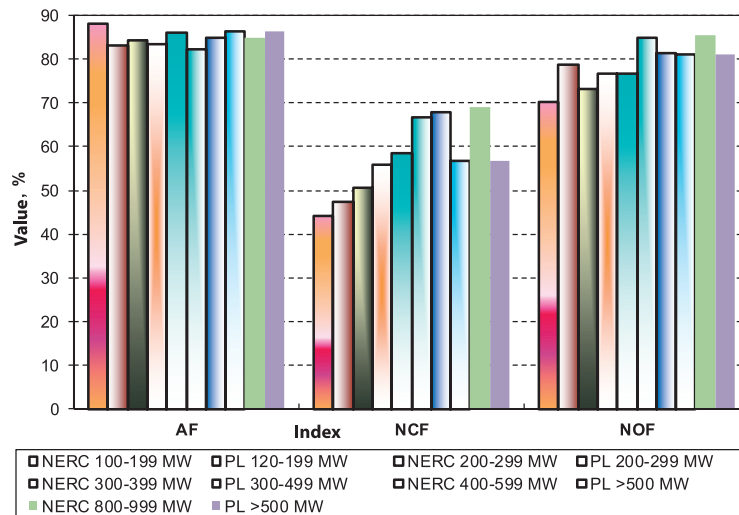


Fig. 3. Indices AF, NCF and NOF for American (NERC) and Polish (PL) power units

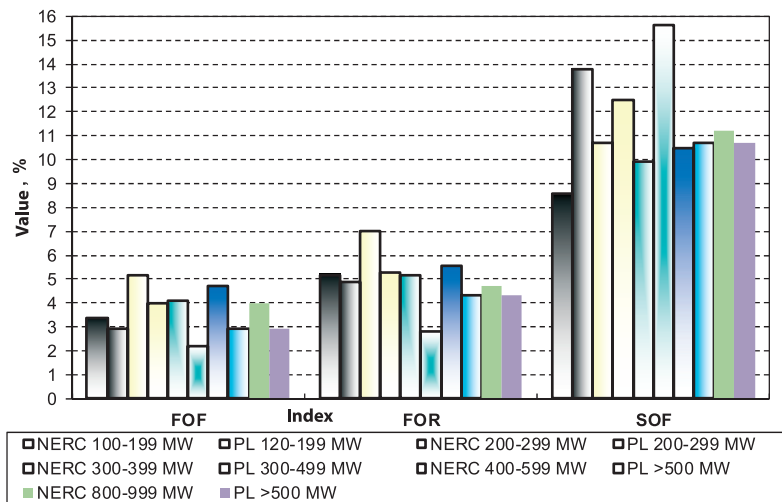


Fig. 4. Indices FOF, FOR and SOF for American (NERC) and Polish (PL) power units

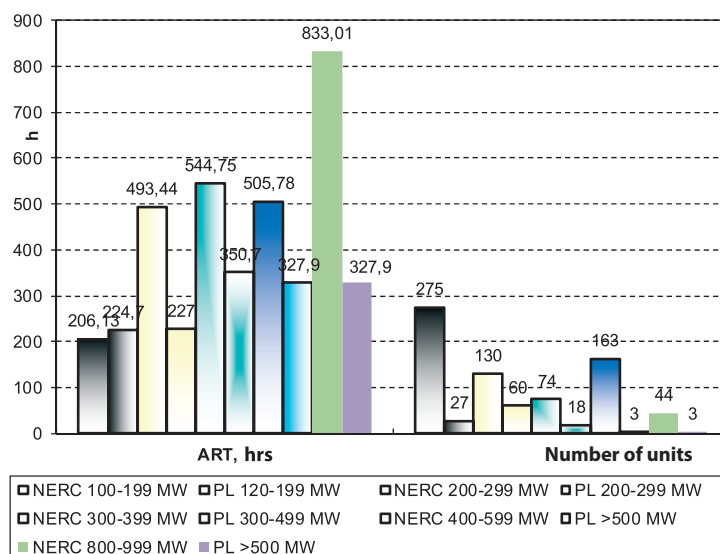


Fig. 5. Average run time and number of American (NERC) and Polish (PL) power units

- the failure rate FOR (except for 300–499 MW and >500 MW units) and FOF (except for 300–499 MW units) are similar
- the scheduled overhaul index SOF is higher
- the average run time ART is lower.

It should be emphasized that the national statistics cover a much lower number of units, and therefore, the set of specified indices is also much less numerous.

5. Reliability indices of generating units acc. to the World Energy Council

There is another source of information on the values of reliability indices of generating units – the publication “Performance of a Generating Plant: New Metrics for Industry in Transition” [11] issued by the World Energy Council.

Amongst the essential reliability and operational indices of generating units monitored by the appropriate Committee of the World Energy Council, the following two indices should be considered and implemented:

- *Planned Capability Loss Factor* (PCLF) – the relative decrease of the production capacity because of planned energy losses (such as scheduled maintenance repairs). Energy losses are considered planned if they are scheduled at least four weeks in advance. PCLF is equal to IEEE 762 *Weighted Equivalent Planned Outage Factor* (WEPOF).
- *Unplanned Capability Loss Factor* (UCLF) – the relative decrease in production capacity because of unplanned energy losses (such as emergency repairs, extensions of planned outages or reductions of production capacity). Energy losses are considered unplanned if they are not scheduled at least four weeks in advance. UCLF is equal to IEEE 762 *Weighted Equivalent Unplanned Outage Factor* (WEUOF).

Examples of values of the UCLF index for selected nuclear technologies, taken from the study [3], are shown in Tab. 3.

6. Overview and conclusions

When looking at the current situation of the power engineering sector in Poland, apart from the obligatory public statistics

system (GUS), there are practically no voluntary central systems for the collection and processing of technical and economic data. An exception is an unavailability data collection and processing system operated by the Energy Market Agency which relates to power units ≥ 120 MW. This system covers 108 power units with total capacity constituting approx. two-thirds of the production capacity of the Polish Power System.

Analysis of the unavailability statistics of the Polish power units confirms that in 1982–2000, the reliability indices of generating units with an installed capacity ≥ 120 MW were systematically improving. After the 2000, this trend reversed and the unavailability rate of the power units became worse.

The lowest failure rate (FOR and FOF) within a period of three years (2011–2013) belonged to a 858 MW power unit fuelled with brown coal, while the highest belonged to power units with a capacity of 200–299 MW fuelled with brown coal. The highest availability (AF) was achieved by the modern 858 MW power unit, and the lowest by 200–299 MW power units fuelled by brown coal.

The power units in Poland feature: AF availability is similar to the American value, also the utilisation level of the installed capacity NCF and the maximum capacity NOF is similar; the failure rate FOR (except for 300–499 MW and > 500 MW units) and FOF (except for 300–499 MW units) are similar; the scheduled overhaul index SOF is higher while the average run time, ART, is lower.

The AWARYJNOŚĆ system provides a lot of valuable information, but also has many faults, for instance [6, 8–9]:

- The system covers only large power units in thermal power plants (units with capacities ≥ 120 MW) and large cogeneration power units. The system does not include generating units with total capacity equal to approx. one-third of the capacity installed of the electrical power system
- The system does not consider defects of the power units’ components which result in a decrease in its production capacity, but not in the unit’s outage
- Only “point” indices are calculated, while there is a demand for empirical distributions of durations of selected operational

Types of power units	2005		2006		2007		2008		2009		2005–2009
	Number of units	UCLF, %	Number of units	UCLF, %	Number of units	UCLF, %	Number of units	UCLF, %	Number of units	UCLF, %	UCLF, %
BWR	93	5.06	93	5.90	94	6.39	94	5.11	94	7.70	6.032
FBR	2	2.90	2	4.44	2	4.60	2	4.21	2	0.38	3.306
GCR	22	13.42	22	18.58	18	25.99	18	33.97	18	17.19	21.83
LWGR	16	0.83	16	3.16	16	2.97	16	2.06	16	4.18	2.640
PHWR	41	4.64	42	5.91	44	7.01	44	6.35	44	4.56	5.694
PWR	267	3.17	267	2.96	265	3.71	265	4.36	264	4.41	3.722
TOTAL	441	3.91	442	4.25	439	5.05	439	5.29	438	5.45	4.790

Tab. 3. Summary of values of UCLF indices for nuclear power units

modes of power units and its components, technological centres and subsystems. Also, it would be beneficial for the set of “point” indices to become wider (for instance, analogous to the indices in the GADS system).

Without doubt, the need for further operation of the AWARYJNOŚĆ system is unquestionable – the following issues, however, are still to be answered: are there risks to the system in its present shape, is its development possible and is there a possibility of creating an analogous, improved system for the collection and processing of reliability data relating to power network components?

An opportunity for the expansion of the functions of the current IT system AWARYJNOŚĆ, i.e. ensuring that the previously unmonitored generating devices are covered by the system, and consideration of reduced production capacities (emergency and planned), would be the creation of a council for reliability and safety of the power engineering system in Poland, following the example set by America. On the request of this council, it would be possible not only to expand the scope of the reliability monitoring system for power plants, but also the reconstruction of a system supervising the unavailability of power grids, which only recently was still in operation.

REFERENCES

1. Generating Availability Data System, Data Reporting Instructions, North American Electric Reliability Corporation, 1 January 2015, Atlanta.
2. Generating Unit Statistical Brochure – 2009-2013, Generating Availability Data System (GADS), NERC, July 2014,
3. Instrukcja badania zakłóceń w elektrowniach i sieciach elektroenergetycznych [Instruction for the assessment of disturbances in power plants and power grids], Part II, Ministry of Mining and Energy, Warsaw 1987.
4. Katalog parametrów niezawodnościowych bloków energetycznych w latach 2011–2013 [Catalogue of reliability parameters of power units in the years 2011–2013], Agencja Rynku Energii S.A., April 2014, Warsaw.
5. Paska J., Generation system reliability and its assessment, *Archiwum Energetyki* 1999, No. 1–2.
6. Paska J., Niezawodność podsystemu wytwórczego systemu elektroenergetycznego [Reliability of the generation subsystem of the power system], *Prace Naukowe PW – Elektryka* 2002, p. 120.
7. Paska J., Reliability and Performance Indices of Power Generating Units in Poland, 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems – PMAPS 2004, Aimes – Iowa, USA, 12–16 September 2004.
8. Paska J., Niezawodność systemów elektroenergetycznych [Reliability of electric power systems], Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warsaw 2005.
9. Paska J., Parciński G., Wskaźniki niezawodnościowe i eksploatacyjne krajowych bloków energetycznych [Reliability and Operation Indices of Polish Power Units], *Energetyka* 2001, No. 12.
10. Paska J. i in., Ewidencja i analiza awaryjności jednostek wytwórczych w systemie elektroenergetycznym (SEE) za pomocą relacyjnej bazy danych [Record keeping and analysis of the unavailability of generating units within a power system (SEE) using a relational database], *Elektroenergetyka – Technika, Ekonomia, Organizacja* 1996, No. 1.
11. Performance of Generating Plant: New Metrics for Industry in Transition. World Energy Council, 2010.
12. Statystyka elektroenergetyki polskiej 2013 [Polish Energy Statistics], Agencja Rynku Energii S.A., Warsaw 2014.

Józef Paska

Warsaw University of Technology

e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

Graduate of the Warsaw University of Technology. Since 2007, Professor of Technical Sciences. He is currently a full professor and Head of the Division of Electric Power Plants and Economics of Electrical Power Engineering at the Warsaw University of Technology, Member of the Power Engineering Problems Committee of the Polish Academy of Sciences (PAN), and the Chairman of the Nuclear Power Committee of the Association of Polish Electrical Engineers (SEP).

His research interests relate to electricity generation technologies, including distributed generation and use of renewable energy resources, power economy and utility economics, power system reliability and energy supply security. Author of over 270 articles and papers and 11 monographs and academic textbooks.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 59–65. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Niezawodność bloków energetycznych w Polsce i na świecie

Autor

Józef Paska

Słowa kluczowe

niezawodność, bloki energetyczne, wskaźniki niezawodności

Streszczenie

Jednym z podsystemów systemu elektroenergetycznego jest podsystem wytwórczy, złożony z bloków energetycznych, których niezawodność determinuje w dużym stopniu niezawodność systemu elektroenergetycznego i pewność zasilania energią elektryczną odbiorców.

W artykule przedstawiono definicje podstawowych wskaźników niezawodności bloków energetycznych, stosowanych w Polsce i na świecie. Dokonano porównania i analizy ich wartości na podstawie danych publikowanych przez Agencję Rynku Energii (Polska), NERC (Północnoamerykańska Korporacja ds. Niezawodności w Elektroenergetyce – USA) i WEC (Światowa Rada Energetyczna).

Zasygnalizowano również niedostatki i brak jednolitego krajowego systemu zbierania i przetwarzania danych o awaryjności urządzeń elektroenergetycznych.

1. Wstęp

Badanie awaryjności urządzeń elektroenergetycznych ma bardzo bogatą tradycję. Niezawodność dużych (≥ 120 MW) bloków energetycznych zawsze miała i nadal ma duże znaczenie dla pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [5–9]. Próbę wdrożenia w elektrowniach systemu gromadzenia i przetwarzania danych o awaryjności (o nazwie SENE) podjęto pod koniec lat 70. XX wieku. Elektrownie jednak zgodnie odrzuciły system ze względu na ogromną ilość wprowadzanych do niego informacji. Drugą przyczyną niechęci elektrowni do systemu był ówczesny sprzęt komputerowy, który wymagał wypełniania bardzo nieulubianych formularzy.

Ukazanie się w 1987 roku „Instrukcji badania zakłóceń w elektrowniach i sieciach elektroenergetycznych” [3] dało podstawy do opracowania nowego systemu komputerowego o nazwie AWARYJNOŚĆ – odmiennego dla sieci elektroenergetycznych i dla elektrowni.

System badania awarii w elektrowniach został wdrożony od 1 stycznia 1989 roku, na trzech poziomach struktury organizacyjnej elektroenergetyki: w elektrowniach; w okręgach energetycznych; w Centrum Informatyki Energetyki, działającym w imieniu Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego.

System dla wszystkich elektrowni działał tylko jeden rok, do czasu decentralizacji elektroenergetyki. Część blokowa systemu działa do dzisiaj. W zamian za dane oraz finansowanie bazy elektrownie otrzymują w wybranych przez siebie cyklach: zestawienia zbiorcze, wszelkie inne informacje pochodzące z bogatego zbioru oraz nowe wersje oprogramowania systemu.

Blackout, który miał miejsce w 1965 roku w północno-wschodniej części USA i w Kanadzie, pozbawił elektryczności ok. 30 mln ludzi. W konsekwencji tego faktu utworzono NERC (ang. *North American Electric Reliability Corporation*) – Północnoamerykańską Korporację ds. Niezawodności w Elektroenergetyce. Demonopolizacja i deregulacja elektroenergetyki przyniosły ze sobą zagrożenie

niezawodności dostarczania energii elektrycznej. Lekcja kalifornijska z lat 2000/2001 i kolejne *blackouty* w USA, Wielkiej Brytanii i Włoszech potwierdziły wagę niezawodności systemu elektroenergetycznego.

Północnoamerykańska Korporacja ds. Niezawodności w Elektroenergetyce prowadzi System Danych o Dyspozycyjności Jednostek Wytwórczych (ang. *Generating Availability Data System – GADS*) w imieniu wszystkich amerykańskich firm energetycznych oraz kanadyjskich i innych członków NERC, uczestniczących w tym przedsięwzięciu. Uczestnictwo w GADS jest dobrowolne, a uczestnicy reprezentują prawie 90% mocy zainstalowanej w Ameryce Północnej [1–2, 10].

Opracowana przez NERC instrukcja zgłaszania danych zawiera procedury i formaty przedkładania informacji na potrzeby systemu GADS. Mają one na celu ujednoczenie zgłaszania informacji o konstrukcji bloku, postojach i pracy z obniżoną mocą oraz wybranych informacji ogólnych na temat osiągow bloku. Wszystkie wymagania i definicje oparto na normie 762 ANSI/IEEE „Definitions for Reporting Electrical Generating Unit Reliability, Availability and Productivity”.

Dostarczanie danych przy użyciu aktualnego formularza GADS rozpoczęło się w 1982 roku, zastępując procedury będące w użyciu od początku lat 60. Forma rejestracji danych dla GADS zapewnia opis typów i przyczyn postojów oraz pracy z obniżoną mocą, zarówno dla całego bloku, jak i dla elementu, który uległ awarii. Można to jeszcze uzupełnić poprzez opis typu i charakteru awarii, bezpośredniej przyczyny awarii i czynników, które się do niej przyczyniły oraz przedsięwziętych działań zaradczych. Informacja o osiągniętych mocach, wytworzonej energii, charakterystyce obciążenia bloku oraz opis zużytych paliw. Wszyscy uczestnicy otrzymują roczne publikacje GADS oraz instrukcje przekazywania danych. Roczne publikacje są też dostępne dla firm energetycznych niezrzeszonych w NERC i osób zainteresowanych.

2. Wskaźniki obliczane w systemach AWARYJNOŚĆ i GADS

W Agencji Rynku Energii SA (dawnie Centrum Informatyki Energetyki) dokonuje się oceny awaryjności i dyspozycyjności bloków energetycznych dużej mocy (≥ 120 MW) w elektrowniach cieplnych i dużych bloków ciepłowniczych (w EC Siekierki i EC Kraków-Lęg) za odpowiedni okres [4, 9, 12]. Dla każdego bloku oraz grup bloków o mocy jednostkowej należącej do określonego przedziału są obliczane odpowiednie parametry niezawodnościowe i eksploatacyjne.

W pierwszej kolejności są obliczane liczby i czasy trwania wyróżnionych stanów:

(T_p , T_r , T_{kp} , T_s , T_b , T_a , T_k , L_r , L_{kp} , L_s , L_b , L_a , L_w)

gdzie:

T_p – czas pracy bloku lub grupy bloków w rozpatrywanym okresie, T_r – czas postojów bloku lub grupy bloków w rezerwie w rozpatrywanym okresie, T_{kp} – czas postojów bloku lub grupy bloków w remoncie kapitalnym, T_s – czas postojów bloku lub grupy bloków w remoncie średnim, T_b – czas postojów bloku lub grupy bloków w remoncie bieżącym, T_a – czas postojów bloku lub grupy bloków w remoncie awaryjnym, T_k – czas okresu, za który wykonywane są obliczenia (wartość ta jest w systemie obliczana, ale służy tylko do obliczenia wskaźników, nie jest więc nigdzie drukowana), L_r – liczba postojów w rezerwie, L_{kp} – liczba postojów w remoncie kapitalnym, L_s – liczba postojów w remoncie średnim, L_b – liczba postojów w remoncie bieżącym, L_a – liczba postojów w remoncie awaryjnym, L_w – liczba wszystkich postojów.

Na podstawie wyżej wymienionych wielkości są obliczane następujące wskaźniki [4]:

- Wskaźnik dyspozycyjności,

$$AF = \frac{T_p + T_r}{T_k} \cdot 100$$

- Udział czasu awarii w czasie kalendarzowym,

$$FOF = \frac{T_a}{T_k} \cdot 100$$

- Wskaźnik awaryjności,

$$FOR = \frac{T_a}{T_p + T_a} \cdot 100$$

- Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej,

$$GCF = \frac{A_n}{T_k P_z} \cdot 100$$

gdzie:

A_n – wyprodukowana energia elektryczna,
 P_z – moc zainstalowana

- Wskaźnik użytkowania mocy osiągalnej,

$$GOF = \frac{A_n}{T_p P_{os}} \cdot 100$$

gdzie:

P_{os} – moc osiągalna

- Wskaźnik remontów planowych,

$$SOF = \frac{T_{kp} + T_s + T_b}{T_k} \cdot 100$$

- Wskaźnik wykorzystania czasu kalendarzowego,

$$SF = \frac{T_p}{T_k} \cdot 100$$

- Średni czas ruchu (obliczeniowy),

$$ART = \frac{T_p}{L_w} \cdot 100$$

Ilustrację podejścia i wielkości występujących w systemie GADS stanowi rys. 1, przedstawiający moc w funkcji czasu. Całkowitą wysokością wykresu jest moc osiągalna netto (NMC), zaś jego całkowitą szerokość stanowi czas okresu (PH). Zatem całkowite pole powierzchni, $Y = NMC \times PH$, stanowi łączną energię, jaką można byłoby wytworzyć w danym okresie, gdyby blok pracował nieprzerwanie z maksymalną mocą.

Na podstawie wartości czasu trwania różnych stanów bloku, poziomów mocy oraz ilości energii można obliczyć wskaźniki niezawodnościowe i eksploatacyjne bloku. Niektóre z tych wskaźników są obliczane na podstawie godzin rozpatrywanego okresu.

Pole Y ($NMC \times PH$) wykresu dzieli się na kilka segmentów pionowych. Segmenty obejmujące czas dyspozycyjności podzielono jeszcze na sekcje w celu pokazania energii związanej z poszczególnymi poziomami obniżek mocy. Wskaźniki bloku można wyrazić jako procentowe części powierzchni całkowitej z rys. 1.

W systemie GADS obecnie oblicza się dla bloków energetycznych 17 wskaźników „bezpośrednich” i 7 wskaźników „ważonych” (tylko dla grup bloków), są to: ART (ang. *Average Run Time*), SR (ang. *Starting Reliability*), NCF (ang. *Net Capacity Factor*), NOF (ang. *Net Output Factor*), SF (ang. *Service Factor*), AF (ang. *Availability Factor*), EAF (ang. *Equivalent Availability Factor*), FOR (ang. *Forced Outage Rate*), EFOR (ang. *Equivalent Forced Outage Rate*), EFORD (ang. *Equivalent Forced Outage Rate demand*), SOF (ang. *Scheduled Outage Factor*), FOF (ang. *Forced Outage Factor*), UOF (ang. *Unplanned Outage Factor*), EUOF (ang. *Equivalent Unplanned Outage Factor*), EUOR (ang. *Equivalent Unplanned Outage*

Rate), POF (ang. *Planned Outage Factor*), MOF (ang. *Maintenance Outage Factor*), WSF (ang. *Weighted Service Factor*), WAF (ang. *Weighted Availability Factor*), WEAFA (ang. *Weighted Equivalent Availability Factor*), WFOR (ang. *Weighted Forced Outage Factor*), WEFOR (ang. *Weighted Equivalent Forced Outage Rate*), WSOFA (ang. *Weighted Scheduled Outage Factor*), WFOFA (ang. *Weighted Forced Outage Factor*). W charakterze „wagi” wykorzystuje się moc osiągalną netto (ang. *Net Maximum Capacity – NMC*), a na szczególną uwagę zasługują wskaźniki SR, EAF, EFOR, nieobliczane w systemie AWARYJNOŚĆ, w których (EAF, EFOR) uwzględnia się też ubytki mocy (planowe, sezonowe, awaryjne).

3. Wartości wskaźników niezawodności krajowych bloków energetycznych w ostatnich latach

W tab. 1 przedstawiono zbiorcze zestawienie parametrów niezawodnościowych

i eksploatacyjnych krajowych bloków energetycznych z lat 2011–2013.

Z tab. 1 wynika, że najniższą awaryjność (FOR) w analizowanym okresie miał blok 858 MW na węgiel brunatny, najwyższą zaś bloki o mocy 200–299 MW na węgiel brunatny. Najwyższą dyspozycyjność (AF) osiągnął nowoczesny blok 858 MW, natomiast najniższą – bloki o mocy 200–299 MW na węgiel brunatny.

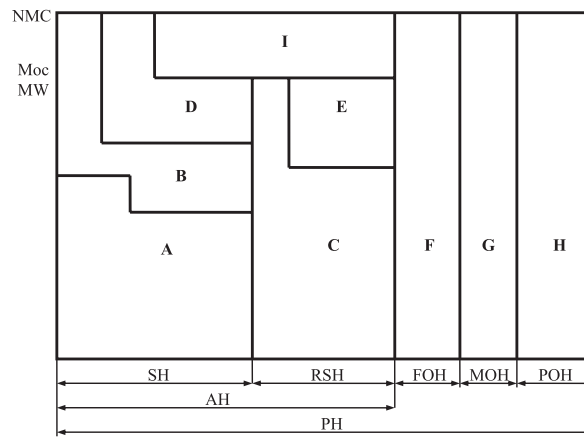
Na rys. 2 przedstawiono zmiany wybranych wskaźników niezawodności bloków kondensacyjnych na tle marginesu mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w latach 1978–2013.

Margines mocy z rys. 2 został zdefiniowany jako:

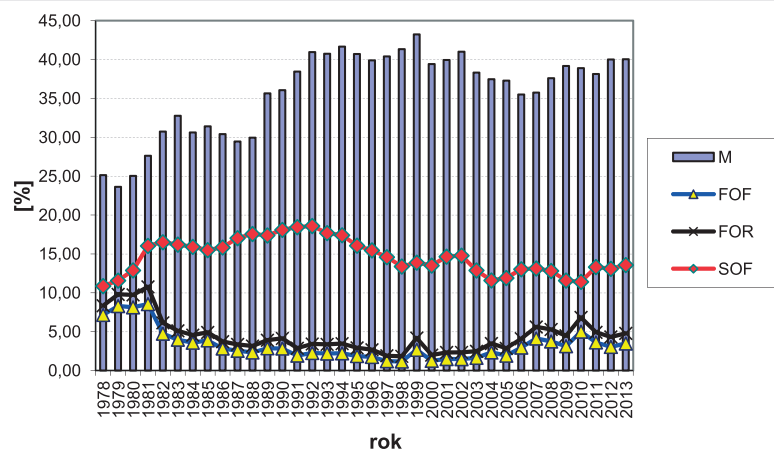
$$M = \frac{P_{os} - Z_s}{P_{os}} \cdot 100$$

gdzie:

P_{os} – średnia roczna moc osiągalna energetyki



Rys. 1. Ilustracja wielkości wykorzystywanych przy obliczaniu wskaźników niezawodnościowych bloku energetycznego w systemie GADS: SH – czas pracy; RSH – czas odstawienia do rezerwy; FOH – czas postój wymuszony; MOH – czas postój na obsługę techniczną; POH – czas postój planowany; AH – czas dyspozycyjności; PH – czas okresu; I – trwałe ubytki mocy (wady układu technologicznego); D – praca bloku z obniżoną mocą ze względu na czynniki zewnętrzne (np.: wzrost temperatury w naturalnych zbiornikach wody chłodzącej); B – praca bloku z obniżoną mocą ze względu na to, że dana elektrownia musi współpracować w systemie z innymi jednostkami (konieczność podążania za obciążeniem); A – praca bloku, rzeczywiste wytwarzanie energii; E – ten obszar przedstawia obniżenie mocy będącej w rezerwie, ze względu na te same czynniki co w D; C – moc pozostająca w rezerwie; F – postój wymuszony; G – postój na obsługę techniczną; H – postój planowany



Rys. 2. Zmiany marginesu mocy i wybranych wskaźników niezawodności bloków kondensacyjnych w latach 1978–2013

zawodowej w szczycie wieczornym dni roboczych, Z_s – średnie roczne zapotrzebowanie na moc w szczycie wieczornym (z dni roboczych).

Do 1980 roku średni roczny margines mocy nie przekraczał 25%. Oznacza to, że zimą margines ten spadał w krytycznych dniach nawet poniżej 10%. W szczycie zapotrzebowania na moc elektryczną dochodziło do przeciążeń bloków kondensacyjnych. W godzinach poza szczytem obciążenia część bloków odstawiano do rezerwy lub napraw bieżących. Taki tryb pracy miał niekorzystny wpływ na stan techniczny urządzeń. Dodatkowo sytuację pogarszał brak źródeł szczytowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Ciągły brak mocy w systemie powodował również to, że brakowało czasu na właściwe wykonanie remontów planowych. W tej sytuacji wskaźnik awaryjności (FOR) był wówczas bliski 10%, a średni czas ruchu bloku, od postoju do postoju (ART), wynosił ok. 171 godz.

Poprawę sytuacji zanotowano po uruchomieniu elektrowni szczytowo-pompowej w Żarnowcu (1982 i 1983) oraz po stopniowym uruchamianiu nowych bloków w elektrowniach Połaniec i Bełchatów. Margines mocy w latach 80. przekroczył 30%, na początku lat 90. najpierw zbliżył się do 40%, a potem przekroczył tę wartość. Wskaźnik awaryjności w tym czasie spadł do ok. 2,5% (większa wartość wskaźnika awaryjności w 1999 roku jest wynikiem awarii katastrofalnej bloku nr 5 w Elektrowni Turów), a średni czas ruchu wzrósł do ok. 250 godz. Poprawa tych wskaźników nastąpiła przy jednoczesnym spadku stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej bloków (GCF) do ok. 54%, czyli o ponad 10% w stosunku do stanu z końca lat 70. W tym okresie wzrósł czas postojów w rezerwie, natomiast czas postojów w remontach planowych wzrastał w latach 80., aż do 1992 roku, po którym zaczął spadać.

Po 2000 roku margines mocy osiągalnej waha się pomiędzy 35% a 40% i deficyty mocy powodujące ograniczenia są mało prawdopodobne. Sytuacja może się pogorszyć w związku z przewidywanymi wycofaniami z eksploatacji „starych” (długo eksploatowanych) jednostek wytwórczych, przy jednoczesnym braku inwestycji w nowe bloki energetyczne. Niemniej jednak począwszy od 2005 roku da się zaobserwować wzrost wartości wskaźników FOR i FOF do poziomu z lat przed transformacją gospodarki, przy stabilizacji wskaźnika SOF na poziomie 12–14%.

4. Porównanie wskaźników niezawodnościowych i eksploatacyjnych krajowych i amerykańskich bloków energetycznych

W tab. 2 zestawiono wskaźniki z systemu GADS, mające swoje odpowiedniki w systemie AWARYJNOŚĆ, natomiast na rys. 3, 4 i 5 porównano ich wartości z wartościami dla krajowych bloków energetycznych z tab. 1 (bloki kondensacyjne i ciepłownicze).

Krajowe bloki energetyczne mają:

- zbliżoną do amerykańskich dyspozycyjność AF, podobny poziom wykorzystania mocy zainstalowanej NCF i osiągalnej NOF

Grupy bloków	Wskaźniki							
	AF	FOF	FOR	GCF	GOF	SOF	SF	ART
	%							
Węgiel brunatny – bloki kondensacyjne (33 bloki)								
	82,2	4,3	5,4	67,7	86,5	13,6	75,5	331,6
120–199 MW (5 bloków)	84,6	1,9	2,8	60,8	91,6	13,4	66,4	291,0
200–299 MW (14 bloków)	80,7	7,6	9,4	60,4	81,2	11,7	73,2	292,0
300–499 MW (13 bloków)	82,4	1,8	2,2	71,5	88,5	15,8	80,7	398,0
>500 MW (1 blok)	88,6	1,6	1,8	79,5	90,1	9,8	88,2	374,0
Biomasa – bloki kondensacyjne (1 blok)								
200–299 MW (1 blok)	83,4	4,5	5,5	74,6	97,3	12,1	76,7	222,4
Węgiel kamienny – bloki kondensacyjne (66 bloków)								
	84,9	2,9	4,2	51,4	74,6	12,2	66,3	208,5
120–199 MW (14 bloków)	87,5	3,0	5,6	37,5	70,6	9,5	51,4	170,3
200–299 MW (45 bloków)	84,4	2,8	3,8	54,4	75,3	12,8	70,7	211,8
300–499 MW (5 bloków)	81,7	3,3	4,4	55,0	74,9	15,0	72,1	260,6
>500 MW (2 bloki)	85,6	3,4	5,7	43,3	73,3	11,0	55,9	306,4
Węgiel kamienny – bloki ciepłownicze (8 bloków)								
120–199 MW	73,4	3,5	5,4	49,2	80,2	23,1	61,7	349,8
RAZEM BLOKI KONDENSACYJNE I CIEPŁOWNICZE (108)								
	83,3	3,4	4,7	57,8	79,7	13,3	68,9	245,8
120–199 MW (27 bloków)	83,2	2,9	4,9	47,3	78,8	13,8	57,1	224,7
200–299 MW (60 bloków)	83,5	4,0	5,3	55,8	76,7	12,5	71,3	227,0
300–499 MW (18 bloków)	82,2	2,2	2,8	66,8	84,8	15,6	78,3	350,7
>500 MW (3 bloki)	86,4	2,9	4,3	56,9	81,2	10,7	64,5	327,9

Tab. 1. Parametry niezawodnościowe i eksploatacyjne bloków energetycznych w latach 2011–2013 [4]

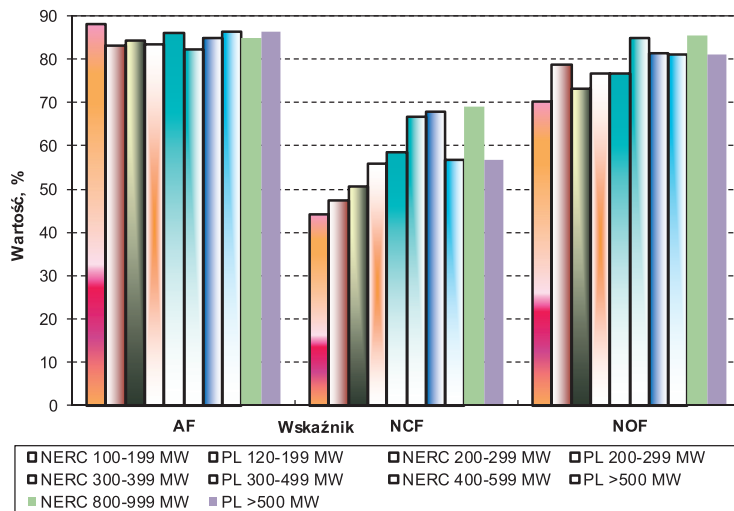
- zbliżoną awaryjność FOR (poza blokami 300–499 MW i >500 MW) oraz FOF (poza blokami 300–499 MW)
 - wyższy wskaźnik remontów planowych SOF
 - niższy średni czas ruchu ART.
- Warto podkreślić, że statystyką krajową jest objęta znacznie mniejsza liczba bloków, zestaw wyznaczanych wskaźników też jest mniej liczny.

5. Wskaźniki niezawodności jednostek wytwórczych według Światowej Rady Energetycznej

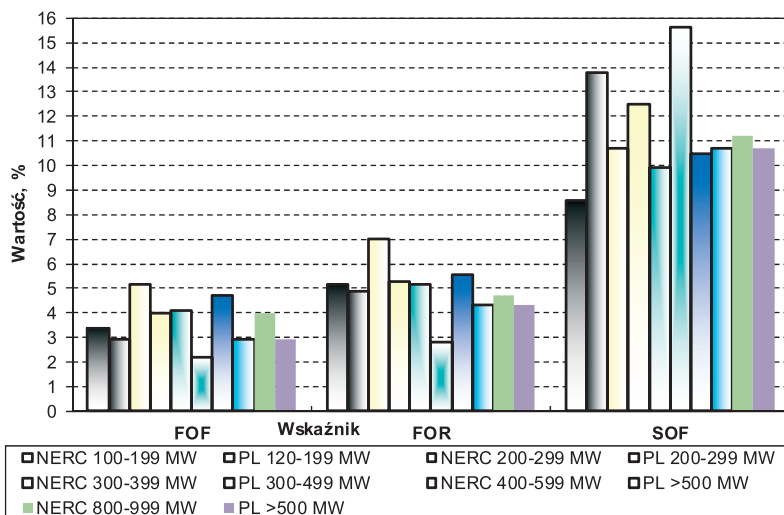
Jest jeszcze jedno źródło informacji o wartościach wskaźników niezawodności jednostek wytwórczych – sygnowane przez Światową Radę Energetyczną (WEC) opracowanie

„Performance of Generating Plant: New Metrics for Industry in Transition” [11]. Spośród monitorowanych przez odpowiedni Komitet WEC zasadniczych wskaźników niezawodnościowych i eksploatacyjnych jednostek wytwórczych godne uwagi i zastosowania są dwa:

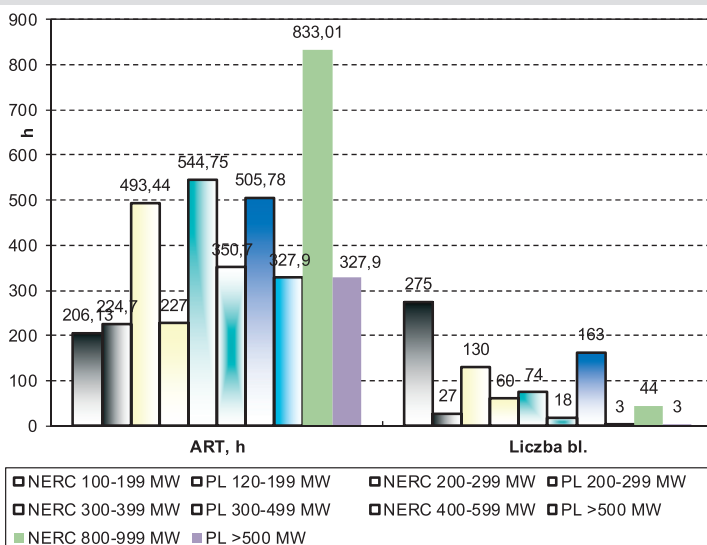
- Wskaźnik planowanych ubytków zdolności wytwórczej (ang. *Planned Capability Loss Factor* – PCLF), rozumiany jako względne zmniejszenie zdolności wytwórczej z powodu ubytków planowanych (np. odstawienie do remontów planowych). Ubytek uważa się za planowany, gdy jest on przewidywany z co najmniej 4-tygodniowym wyprzedzeniem. PCLF jest odpowiednikiem występującego w standardzie IEEE 762 ważonego



Rys. 3. Wskaźniki AF, NCF i NOF amerykańskich (NERC) i krajowych (PL) bloków energetycznych



Rys. 4. Wskaźniki FOF, FOR i SOF amerykańskich (NERC) i krajowych (PL) bloków energetycznych



Rys. 5. Średni czas ruchu oraz liczba amerykańskich (NERC) i krajowych (PL) bloków energetycznych

ekwiwalentnego wskaźnika ubytków planowanych (ang. *Weighted Equivalent Planned Outage Factor* – WEPOF)

- Wskaźnik nieplanowanych ubytków zdolności wytwórczej (ang. *Unplanned Capability Loss Factor* – UCLF), rozumiany jako względne zmniejszenie zdolności wytwórczej z powodu ubytków nieplanowanych (np. odstawienia do remontów awaryjnych, wydłużenie postoju planowanego, ograniczenie zdolności wytwórczej). Ubytek uważa się za nieplanowany, gdy nie jest on przewidywany z co najmniej 4-tygodniowym wyprzedzeniem. UCLF jest odpowiednikiem występującego w standardzie IEEE 762 ważonego ekwiwalentnego wskaźnika ubytków nieplanowanych (ang. *Weighted Equivalent Unplanned Outage Factor* – WEUOF).

Przykładowe wartości wskaźnika UCLF dla wybranych technologii jądrowych, pochodzące z opracowania [3], podano w tab. 3.

6. Podsumowanie i wnioski

W obecnej sytuacji sektora elektroenergetyki w Polsce, poza obowiązkową statystyką publiczną (GUS), praktycznie nie funkcjonują dobrowolne, centralne systemy gromadzenia i przetwarzania danych technicznych i ekonomicznych. Wyjątkiem w tym zakresie jest utrzymywany w Agencji Rynku Energii SA system gromadzenia i przetwarzania danych o awaryjności bloków energetycznych ≥ 120 MW. Systemem tym objęto 108 bloków energetycznych o łącznej mocy stanowiącej ok. 2/3 zdolności wytwórczej Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Z analizy statystyki awaryjności krajowych bloków energetycznych wynika, że w latach 1982–2000 systematycznie poprawiały się wskaźniki niezawodności jednostek wytwórczych o mocach zainstalowanych ≥ 120 MW. Po roku 2000 trend ten się odwrócił i następuje pogarszanie się wskaźników awaryjności bloków energetycznych.

Najniższą awaryjność (FOR i FOF) w okresie trzech lat (2011–2013) miał blok 858 MW na węgiel brunatny, najwyższą zaś bloki o mocy 200–299 MW na węgiel brunatny. Najwyższą dyspozycyjność (AF) osiągnął nowoczesny blok 858 MW, natomiast najniższą – bloki o mocy 200–299 MW na węgiel brunatny.

Krajowe bloki energetyczne mają: zbliżoną do amerykańskich dyspozycyjność AF, podobny poziom wykorzystania mocy zainstalowanej NOF, zbliżoną awaryjność FOR (poza blokami 300–499 MW oraz >500 MW) i FOF (poza blokami 300–499 MW), wyższy wskaźnik remontów planowych SOF; niższy średni czas ruchu ART.

System AWARYJNOŚĆ dostarcza wielu cennych informacji, ale ma też szereg niedostatków, jak np. [6, 8–9]:

- Systemem są objęte tylko duże bloki energetyczne w elektrowniach ciepłych (bloki o mocach ≥ 120 MW) oraz duże bloki ciepłownicze. Poza systemem znajdują się jednostki wytwórcze o łącznej mocy równej ok. 1/3 mocy zainstalowanej systemu elektroenergetycznego
- W systemie nie są uwzględniane uszkodzenia elementów bloku prowadzące do obniżenia jego zdolności wytwórczej, a nie do postoju bloku

- Obliczane są wyłącznie wskaźniki „punktowe”, natomiast daje się zauważyć zapotrzebowanie na empiryczne rozkłady czasów trwania wyróżnionych stanów eksploatacyjnych bloku oraz jego elementów, węzłów technologicznych i podukładów. Również zestaw wskaźników „punktowych” mógłby być szerszy (np. analogiczny jak w systemie GADS).

Bez wątpienia celowe jest dalsze funkcjonowanie systemu AWARYJNOŚĆ – otwarte jednak pozostają kwestie: czy nie ma zagrożeń dla systemu w obecnym kształcie i czy jest szansa na jego rozwój oraz czy możliwe jest powstanie analogicznego, doskonalszego systemu zbierania i przetwarzania danych niezawodnościowych elementów sieciowych?

Szansą na rozszerzenie funkcji obecnego systemu informatycznego AWARYJNOŚĆ, a więc: objęcia nim urządzeń wytwórczych

dotychczas przez system nieobjętych, uwzględnienie obniżonej zdolności wytwórczej (awaryjnych i planowych) byłoby utworzenie w Polsce na wzór Ameryki Północnej rady ds. niezawodności i bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Na wniosek rady możliwe byłoby nie tylko rozszerzenie zakresu systemu monitorowania niezawodności elektroenergetycznej, ale również odtworzenie działającego w niedalekiej przeszłości systemu monitorowania awaryjności sieci elektroenergetycznych.

Bibliografia

1. Generating Availability Data System, Data Reporting Instructions, North American Electric Reliability Corporation, 1 stycznia 2015, Atlanta.

2. Generating Unit Statistical Brochure – 2009-2013, Generating Availability Data System (GADS), NERC, lipiec 2014,
3. Instrukcja badania zakłóceń w elektrorowniach i sieciach elektroenergetycznych, część II, Ministerstwo Górnictwa i Energetyki, Warszawa 1987.
4. Katalog parametrów niezawodnościowych bloków energetycznych w latach 2011–2013, Agencja Rynku Energii SA, kwiecień 2014, Warszawa.
5. Paska J., Generation system reliability and its assessment, *Archiwum Energetyki* 1999, nr 1–2.
6. Paska J., Niezawodność podsystemu wytwórczego systemu elektroenergetycznego, *Prace Naukowe PW – Elektryka* 2002, z. 120.
7. Paska J., Reliability and Performance Indices of Power Generating Units in Poland, 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems – PMAAPS 2004, Aimes – Iowa, USA, 12–16 września 2004.
8. Paska J., Niezawodność systemów elektroenergetycznych, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
9. Paska J., Parciński G., Wskaźniki niezawodnościowe i eksploatacyjne krajowych bloków energetycznych, *Energetyka* 2001, nr 12.
10. Paska J. i in., Ewidencja i analiza awaryjności jednostek wytwórczych w systemie elektroenergetycznym (SEE) za pomocą relacyjnej bazy danych, *Elektroenergetyka – Technika, Ekonomia, Organizacja* 1996, nr 1.
11. Performance of Generating Plant: New Metrics for Industry in Transition. World Energy Council, 2010.
12. Statystyka elektroenergetyki polskiej 2013, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa 2014.

Bloki o mocy, MW	AF	FOF	FOR	NCF	NOF	SOF	SF	ART
	%							h
100–199 (275)*	88,02	3,38	5,16	44,31	70,36	8,6	62,13	206,13
200–299 (130)	84,14	5,17	6,99	50,72	73,18	10,68	68,89	493,44
300–399 (74)	85,97	4,12	5,15	58,43	76,77	9,91	75,99	544,75
400–599 (163)	84,91	4,7	5,55	67,95	81,36	10,48	79,99	505,78
800–899 (44)	84,82	3,98	4,71	69,03	85,58	11,2	80,57	833,01

* – w nawiasie podano liczbę bloków objętych statystyką

Tab. 2. Wskaźniki amerykańskich węglowych bloków energetycznych w latach 2009–2013 [2]

Bloki typu	2005		2006		2007		2008		2009		2005–2009
	Liczba bloków	UCLF, %	Liczba bloków	UCLF, %	Liczba bloków	UCLF, %	Liczba bloków	UCLF, %	Liczba bloków	UCLF, %	UCLF, %
BWR	93	5,06	93	5,90	94	6,39	94	5,11	94	7,70	6,032
FBR	2	2,90	2	4,44	2	4,60	2	4,21	2	0,38	3,306
GCR	22	13,42	22	18,58	18	25,99	18	33,97	18	17,19	21,83
LWGR	16	0,83	16	3,16	16	2,97	16	2,06	16	4,18	2,640
PHWR	41	4,64	42	5,91	44	7,01	44	6,35	44	4,56	5,694
PWR	267	3,17	267	2,96	265	3,71	265	4,36	264	4,41	3,722
RAZEM	441	3,91	442	4,25	439	5,05	439	5,29	438	5,45	4,790

Tab. 3. Zestawienie wartości wskaźników UCLF dla jądrowych bloków energetycznych

Józef Paska

prof. dr hab. inż.
Politechnika Warszawska
e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

Absolwent Politechniki Warszawskiej. Od 2007 roku jest profesorem nauk technicznych. Profesor zwyczajny, kierownik Zakładu Elektroenergetyki i Gospodarki Elektroenergetycznej PW, członek Komitetu Problemów Energetyki PAN, przewodniczący Komitetu Energetyki Jądrowej SEP. Zainteresowania naukowe dotyczą technologii wytwarzania energii elektrycznej, w tym wytwarzania rozproszonego i wykorzystania odnawialnych zasobów energii, gospodarki elektroenergetycznej i ekonomii elektroenergetyki, niezawodności systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną. Autor ponad 270 artykułów i referatów oraz 11 monografii i podręczników akademickich.