

# Biuletyn

nr 2/2024

Zespół redakcyjny: mgr inż. Jerzy Dobosiewicz,  
dr inż. Jerzy Trzeszczyński



System zarządzania  
ISO 9001:2015  
ISO 14001:2015  
ISO 45001:2018  
www.tuv.com  
ID 9000012483



POLSKA  
NAGRODA  
JAKOŚCI  
XXII edycja 2016  
LAUREAT  
w kategorii:  
średnia organizacja  
naukowo-techniczna

nr LB-003/09

**pronovum**<sup>®</sup>  
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES  
Centrum Badawczo – Rozwojowe  
— od 1987 r. —

## Szanowni Państwo,

Dobiega końca rok, który trudno uznać za dobry dla polskiej energetyki. Zapowiedziom wyłączenia z eksploatacji kolejnych bloków klasy 200 MW, a nawet całych elektrowni towarzyszy zamiar przedłużenia rynku mocy do 2028 roku z możliwością uczestniczenia w aukcjach jednostek wytwórczych o emisji powyżej 550 kg CO<sub>2</sub> na MWh. To nie dziwi, gdyż liczba ryzyk, które związane są z realizacją tzw. polityki klimatycznej Unii Europejskiej sprawia, że uwzględniając klasyczną logikę oraz reguły ekonomii, których ignorowanie przez dłuższy czas jest niemożliwe, trudno wierzyć w jej sukces w czasie, który sobie wyznaczono i który co jakiś czas... jest skracany. Mijmy nadzieję, że nastąpi czas głębszej refleksji przed popełnieniem kolejnych błędów, zwłaszcza takich, których nie da się naprawić. Gigantycznym kosztem ekonomicznym zaczynają towarzyszyć także koszty polityczne.

Zwykło się mówić, że bezpieczeństwo energetyczne jest „bezcenne”. Wzniosłe hasła nie powinny wykluczać realizmu, który znacznie częściej prowadzi do trwałego sukcesu, a ten wskazuje na potrzebę dbałości o kompetencje, zwłaszcza w obszarze utrzymania stanu technicznego bloków i urządzeń energetycznych. W zakresie budowy nowych urządzeń czy ogólnie rzecz biorąc technologii energetycznych, kompetencji i możliwości technicznych dawno się pozbyliśmy. Diagnostyka jeśli jest źródłem wiedzy, a nie tylko kolejnych informacji, powinna odgrywać ważną rolę zarówno w zapewnieniu dyspozycyjności długo eksploatowanych bloków i urządzeń energetycznych jak również nowych, które standardowo wyposaża się w wieloletnie serwisy w formule LTSA (Long Time Service Agreement). Koszty wynikające z serwisów w tej formule istotnie rzutują na efektywność eksploatacji i całej inwestycji.

Jak pokazały to dyskusje i referaty wygłoszone podczas XXVI Sympozjum Pro Novum, z którego relacja zamyka niniejszy Biuletyn, coraz mniej jednostek wytwórczych pracuje stabilnie. Dotyczy to nawet bloków atomowych. Bloki konwencjonalne, w tym także gazowe, pracują coraz bardziej regulacyjnie, a nawet elastycznie. To skutek zarówno stabilizowania KSE destabilizowanego przez pogodozależne źródła OZE, jak również nadszycia za najbardziej atrakcyjnymi taryfami.

Zaprezentowane podczas Sympozjum referaty wskazują na potrzebę nowelizacji diagnostyki czy szerzej utrzymania stanu technicznego bloków elastycznie eksploatowanych. Z racjonalnie niedających się zrozumieć powodów nie sięgnięto dotąd po rozwiązania z Programu Bloki 200+, zwłaszcza do tych przeznaczonych do bieżącej kontroli trwałości elementów krytycznych, pozwalających elastyczną pracę bloków węglowych uczynić bezpieczną i dyspozycyjną. Nie ma to nic wspólnego z głośnym hasłem, że bloki węglowe powinny polskiej energetyce zapewnić bezpieczną transformację. Stały się takim samym obszarem ryzyka jak dalsza ekspansja źródeł OZE, budowa atomowych elektrowni oraz bloków gazowych. Znowelizowana diagnostyka powinna być wykonywana w formie nadzoru w celu bieżącego aktualizowania oceny stanu technicznego i weryfikacji prognozy trwałości nie tylko elementów krytycznych. Powinna także towarzyszyć blokom przeznaczonym do tzw. zimnej rezerwy we wszystkich fazach tego procesu. Taką diagnostykę rekomendujemy od wielu lat ze zmiennym skutkiem. Niestety nadal obowiązuje czasowe kryterium bezpieczeństwa, podczas gdy pełzanie przestaje być dominującym procesem niszczącym, natomiast rośnie udział uszkodzeń o charakterze termozmęczeniowym oraz wywołanych przez środowisko fizykochemiczne.

Dostosowanie diagnostyki, czy szerzej utrzymania technicznego, do zmienionych warunków pracy wydaje się nieodpowiednie, zwłaszcza gdy bloki klasy 200 MW nie będą miały już remontów i diagnostyki o charakterze zapobiegawczo-profilaktycznym. Nie tylko koncepcja ich modernizacji najprawdopodobniej została zaniechana, nawet czas ich pracy nie będzie przedłużany, a w niektórych przypadkach wręcz skracany. Identyfikować zagrożenia powinna odpowiednio wykonywana diagnostyka, a nie... kolejne awarie. Taką diagnostykę od lat lansuje Pro Novum, a nawet z ograniczonym sukcesem ją wdraża. Stabilizowanie KSE ma swoją cenę. Powinni to uwzględniać zarówno Operator, jak i osoby odpowiedzialne za bezpieczeństwo i dyspozycyjność majątku produkcyjnego. Istnieje dająca się określić zależność pomiędzy ceną sprzedanej energii a intensywnością elastycznej pracy bloków oraz kosztami maintenance'u.

Zachęcając do przeczytania niniejszego Biuletynu życzę jego Czytelnikom, aby Nowy 2025 Rok przybliżył nas do normalności w polskiej energetyce, a w każdym razie zapoczątkował ten proces.

Jerzy Trzeszczyński

# Możliwości wykorzystywania bloków klasy 200 MW w okresie transformacji KSE

## Possibilities of using 200 MW class units during the transformation of the National Power System

Wiele wskazuje na to, że w perspektywie lat 2030-2040 bloki węglowe nadal będą pełniły istotną funkcję w stabilizacji KSE. Wśród nich ważną rolę do odegrania będą miały bloki klasy 200 MW. Dlatego niezwykle istotne jest właściwe ich utrzymanie i modernizacja, aby mogły nadal efektywnie wspierać bezpieczeństwo energetyczne kraju w przejściowym okresie transformacji. W tym celu należy możliwie szybko opracować spójny, realistyczny i zapewniający bezpieczeństwo energetyczne plan transformacji energetycznej.

**Słowa kluczowe:** transformacja KSE, bloki klasy 200 MW, bezpieczeństwo energetyczne

There are many indications that in the years 2030-2040, coal fired power units will continue to play an important role in the stabilization of the National Power System. Among them, 200MW class units will play an important role. Therefore, it is extremely important to properly maintain and modernize them so that they can continue to effectively support the country's energy security in the transitional period of transformation. To this end, a coherent, realistic and energy-secure energy transformation plan should be developed as quickly as possible.

**Keywords:** transformation of the National Power System, 200 MW class units, energy security

### Wyzwania transformacji energetycznej

Rozwój odnawialnych źródeł energii stawia nowe, trudne wymagania przed elektrowniami konwencjonalnymi i całym systemem energetycznym. Aby system funkcjonował poprawnie, obecnie pracujące elektrownie, w większości dysponujące blokami energetycznymi 200 MW, muszą całkowicie zmienić reżym ich pracy i je „uelastyczyć”.

Obecnie w KSE pozostało 45 bloków klasy 200 MW, z których 6 zasilanych jest węglem brunatnym. Wszystkie jednostki mają już za sobą lata świetności (jak wynika z listopadowego raportu PSE, 58% wszystkich JWCD ma już ponad 40 lat), jednak wciąż wspierają stabilność KSE. Wiele z nich przeszło gruntowne remonty i modernizacje w celu dostosowania się do wymogów BAT.

Ze względu na potrzebę utrzymania niezbędnych mocy sterowalnych dla zapewnienia bezpiecznej pracy KSE oraz dalszy rozwój źródeł OZE konieczne jest opracowanie obiektywnych kryteriów i harmonogramu sukcesywnego odstawiania wybranych jednostek. Aby ograniczyć zbędne wydatki na remonty i modernizacje bloków przeznaczonych do wyłączenia, właściciele aktywów wytwórczych powinni rozważyć stworzenie szerokiego planu dla całego sektora wytwarzania. Plan taki powinien z jednej strony zapewniać odpowiednią ilość mocy sterowalnych, a z drugiej uwzględniać efektywność ekonomiczną i ograniczenie kosztów inwestycyjnych. Efektem byłoby przygotowanie harmonogramu trwałych wyłączeń bloków węglowych, uszeregowanych według obiektywnych parametrów technicznych i ekonomicznych, z możliwością modyfikacji na podstawie innych czynników, np. systemowych.

### Problemy ekonomiczne i techniczne

Rosnące koszty emisji CO<sub>2</sub>, wzrost kosztów zmiennych oraz spadająca produkcja energii, ze względu na rynek OZE powoduje, że praca bloków węglowych klasy 200 MW staje się nieoptymalna ekonomicznie. Potwierdza to między innymi raport prezesa URE – „Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2020-2034” czy raport Ministerstwa Klimatu – „Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej”. W obu tych dokumentach zawarto prognozy, że w najbliższych latach w KSE wystąpią luki mocy.

### Trzecie życie dla elektrowni węglowych

Rozwiązaniami, które mogą pomóc w efektywnym wykorzystaniu bloków klasy 200 MW, jak i samym zapobiegnięciu luki mocy może być konwersja kotłów węglowych na gaz, biomasę, implementacja wyników programu „Bloki 200+”, ewentualne wprowadzenie CCU/S czy wypracowanie mechanizmu rezerwy strategicznej.

### Konwersja bloków węglowych na gaz

Jednym z rozwiązań jest konwersja istniejących bloków 200 MW na paliwo gazowe. Taka modernizacja pozwala na obniżenie emisji CO<sub>2</sub> do poziomu poniżej 550 g/kWh, poprawę sprawności oraz zachowanie niezmiennych osiągnięć technicznych kotła

i bloku. Gaz traktowany jest w polskiej energetyce jako paliwo przejściowe, co czyni tę opcję szczególnie atrakcyjną. Proces konwersji wymaga minimalnej ingerencji w istniejącą infrastrukturę, co pozwala uniknąć wysokich kosztów budowy nowych jednostek gazowych i efektywnie wykorzystać aktywa węglowe, które w innym przypadku byłyby przeznaczane do odstawienia.

### Konwersja bloków węglowych na biomasę

Podobnym, już stosowanym, chociażby w przypadku kotła K7 w Elektrowni Konin rozwiązaniem jest konwersja kotłów węglowych na biomasę. Rozwiązanie to również pozwala na redukcję emisji CO<sub>2</sub>, przystosowując bloki do wymagań rynku mocy po okresie derogacji. Potencjał takich konwersji istnieje szczególnie w jednostkach kogeneracyjnych. Konieczne jest jednak zabezpieczenie dostaw tego paliwa najlepiej wykorzystując programy zaopatrzenia w lokalną biomasę.

### Magazyny solne

Kolejnym pomysłem na wykorzystanie wygaszanych kotłów węglowych jest ich konwersja na magazyny solne. Technologia ta, stosowana głównie w elektrowniach typu Concentrated solar power, pozwala na konwersję energii elektrycznej wyprodukowanej w okresach nadprodukcji z OZE w ciepło, zmagazynowanie w magazynach solnych i w późniejszym okresie użycie do wytworzenia pary, w klasycznym obiegu Rankine'a z wykorzystaniem już istniejących instalacji blokowych.

Podobnie jak poprzednie idee, takie rozwiązanie pozwala na uniknięcie znacznej części kosztów budowy podobnych rozwiązań „od zera”, jednocześnie wykorzystując zdadne do pracy instalacje bloków przeznaczonych do odstawienia.

### Implementacja wyników programu „Bloki 200+”

Warte uwagi mogą być też konkluzje z Programu „Bloki 200+”, takie jak skupienie się na ograniczeniu zakresu modernizacji w celu redukcji kosztów oraz przystosowanie bloków do wymagań rynku mocy, m.in. poprzez obniżenie minimalnego obciążenia technicznego, skrócenie czasu rozruchu i dostosowanie parametrów eksploatacyjnych do współpracy z systemem elektroenergetycznym.

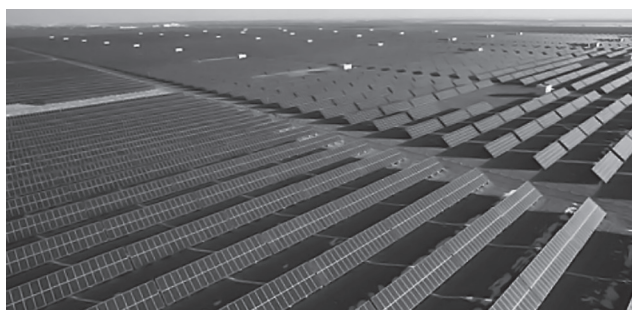
### Inne rozwiązania

Koncepcji wykorzystania odstawianych bloków węglowych jest bardzo wiele, istnieją koncepcje instalacji podgrzewu elektrycznego wody zasilającej w celu wirtualnego obniżenia minimum technicznego i „uelastycznienia” bloków czy rozwiązania konwersji generatorów na kompensatory synchroniczne mocy biernej.

### Konieczność krajowego planu transformacji energetycznej

**Niezależnie od przyjętych rozwiązań, kluczowe jest opracowanie spójnego, realistycznego i zapewniającego bezpieczeństwo energetyczne planu transformacji energetycznej.** Nie ulega wątpliwości, że w perspektywie lat 2030 – 2040 bloki węglowe nadal będą pełniły istotną funkcję w stabilizacji KSE. Dlatego niezwykle istotne jest właściwe ich utrzymanie i modernizacja, aby mogły nadal efektywnie wspierać bezpieczeństwo energetyczne kraju w okresie przejściowym.

**pronovum**<sup>®</sup>  
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES  
Centrum Badawczo - Rozwojowe  
od 1987 r.



# Projekt BLOKI 2025+ Jak wykorzystać ostatnią fazę eksploatacji bloków klasy 200 MW dla wsparcia bezpiecznej transformacji polskiej energetyki?

## Podsumowanie

### Project Power Units 2025+

## How to use last phase of operation of 200 MW class power units to support the transformation of the Polish energy sector?

### Summary

Kontynuowanie eksploatacji bloków klasy 200 MW nie ma nadal racjonalnej alternatywy. Stwarza nadzieję na pokrycie prognozowanego, ujemnego bilansu mocy w polskim systemie elektroenergetycznym po 2025 roku oraz może zapewnić bezpieczne dla KSE znaczne zwiększenia generacji ze źródeł OZE. Sprostanie temu wyzwaniu wymaga pilnego opracowania strategii eksploatacji bloków 200 MW, w tym zwłaszcza utrzymania stanu technicznego na poziomie zapewniającym bezpieczeństwo i dyspozycyjność, z uwzględnieniem coraz bardziej regulacyjnego charakteru ich eksploatacji, w perspektywie ok. 2035 roku, jak również finansowania tych jednostek, po wprowadzeniu opłat ETS 550.

**Słowa kluczowe:** Projekt BLOKI 2025+, bloki klasy 200 MW, strategia eksploatacji

Continuation of the operation of 200 MW class power units currently has no rational alternative. It gives hope to cover the projected negative power balance in the Polish power system after 2025 and may ensure a significant increase in generation from renewable sources, which will be safe for the National Power System. Meeting this challenge requires an urgent development of a strategy for the operation of 200 MW units, including in particular maintaining the technical condition at a level ensuring safety and availability, taking into account the increasingly regulatory nature of their operation, in the perspective of around 2035, as well as financing these units, after the introduction of ETS 550 fees.

**Keywords:** Project Power Units 2025+, 200 MW class power units, operation strategy

Kontynuowanie eksploatacji bloków klasy 200 MW nie ma nadal racjonalnej alternatywy. Stwarza nadzieję na pokrycie prognozowanego, ujemnego bilansu mocy w polskim systemie elektroenergetycznym po 2025 roku oraz może zapewnić bezpieczne dla KSE znaczne zwiększenie generacji ze źródeł OZE co najmniej do czasu wybudowania bloków gazowych o mocy odpowiedniej do potrzeb oraz magazynów energii o odpowiedniej pojemności. Możliwości te powinny powstać do 2028 roku, gdy bloki węglowe, zwłaszcza niespełniające limitu emisji CO<sub>2</sub> poniżej 550 kg na MWh utracą wsparcie z Rynku Mocy, co aktualnie jest całkiem prawdopodobne.

### Geneza Projektu

- Projekt BLOKI 2025+ zainspirowany przez kilku, o dużym doświadczeniu zawodowym, przedstawicieli elektrowni powstał z rozpaczy, gdy uświadomiliśmy sobie 3 lata temu, że brakuje strategii dla polskiej energetyki po wygaśnięciu w 2025 roku Rynku Mocy [1].

- Konsultowany od tego czasu z przedstawicielami większości polskich grup energetycznych oraz specjalistami/inżynierami o dużym doświadczeniu zawodowym zbierał na ogół pochlebne opinie.
- Projekt BLOKI 2025+ miał dotąd pięć wersji, niniejszą można potraktować jako siódmą, bo jego wersja szósta zaprezentowana w październiku bieżącego roku podczas Sympozjum Pro Novum znacznie się zdezaktualizowała pod wpływem coraz bardziej dynamicznych zmian, nie tylko w polskiej energetyce.
- Transformację polskiej energetyki, której nadal brakuje strategii, postanowiono jednak... przyspieszyć poprzez m.in. wyłączenie z eksploatacji kolejnych bloków 200 MW, a nawet całych elektrowni wyposażonych w tej klasy bloki, gdy jednocześnie wiadomo, że niedobór mocy w 2026 roku może wynieść 4,2 GW, a w kolejnych latach będzie się powiększał.
- Brak strategii transformacji polskiej energetyki „ratują” doraźne działania, wśród nich projekt nowelizacji rynku mocy, który powstał w grudniu bieżącego roku. Gdy ustawa wejdzie w życie pozwoli to także blokom węglowym

niespełniającym limitu emisji CO<sub>2</sub> (poniżej 550 kg na MWh) uczestniczyć w corocznych aukcjach mocy organizowanych do 2028 roku.

- Bloki nadal eksploatowane będą w coraz większym stopniu stabilizować pracę systemu elektroenergetycznego, co oznacza, że powinny być bardziej niż dotąd elastyczne, a dyspozycyjność będzie ich najbardziej pożądaną cechą. Wymaganiom tym mogą sprostać tylko bloki sprawne technicznie, co może zapewnić personel o odpowiednich kompetencjach w zakresie utrzymania stanu technicznego (remonty i diagnostyka) na odpowiednim poziomie.
- Przedłużenie eksploatacji starszych bloków węglowych w nowych reżimach pracy wymaga ich modernizacji, a co najmniej dostosowania do pracy elastycznej, poprzez sprawowanie bieżącego nadzoru nad stanem technicznym i prognozą żywotności [2-5]. Trudno więc zrozumieć, skąd wzięto opinię, że... większość z tych bloków „kończy żywot techniczny w 2030 roku”. Bloki 200 MW wyłączano dotąd z powodów prawnych oraz ekonomicznych. Z tych samych powodów będą wyłączone w przyszłości.
- Ich miejsce mają wypełnić źródła OZE oraz spalające gaz ziemny, które w większości będą pracować w podobnym trybie jak bloki węglowe, co oznacza, że bez wsparcia na Rynku Mocy będą nierentowne pewnie bardziej niż bloki węglowe, bo będą spalać droższe, importowane paliwo, możliwe że także zielony wodór.
- Program modernizacji/przystosowania bloków węglowych nie tylko klasy 200 MW, do przedłużonej eksploatacji oraz do szybszego reagowania na zmienną produkcję źródeł OZE, dotąd nie powstał, możliwe że już nie powstanie, a przyspieszoną w związku z tym utratę trwałości będzie paradoksalnie można uznać za działanie wspierające dekarbonizację polskiej energetyki.
- Koszty funkcjonowania Rynku Mocy dla bloków węglowych, a także gazowych to dodatkowy koszt transformacji z rosnącym udziałem źródeł OZE bez wielkoskalowych magazynów energii, których koszt budowy oraz funkcjonowania... na Rynku Mocy to kolejny koszt obecności w KSE pogodozależnych źródeł energii.
- Podczas gdy grozi nam deficyt mocy, jednocześnie rośnie okresowa nadwyżka OZE, która sprawia, że tylko w tym roku liczba godzin z cenami ujemnymi wyniosła blisko 200 godzin.
- Jednocześnie w coraz większym stopniu także do polskiej opinii publicznej dociera świadomość, że transformacja energetyki według polityki klimatycznej Unii Europejskiej może nie zostać uwieńczona sukcesem. Nie można wykluczyć jej głębszej modyfikacji niż ta, która jak dotąd jest tylko werbalnie deklarowana od paru miesięcy. Czy potrafilibyśmy skorzystać na takiej korekcie?

## Polityka klimatyczna Unii Europejskiej

- Transformacja energetyki to naturalny proces, który towarzyszy jej tak długo, jak ona istnieje. Dotąd przebiegał głównie w celu poprawy efektywności wytwarzania energii z uwzględnieniem geopolityki w zakresie dostępu do paliw oraz technologii. Od ponad 30. lat modernizacji sektora energetycznego opartego na paliwach kopalnych towarzyszy redukcja emisji.

Klasycznie rozumianą ochronę środowiska zastąpiła „ochrona klimatu”... naszej Planety. Koszty tak ambitnego działania wzrosły wykładniczo. Nic dziwnego, że jak dotąd jest to projekt głównie Unii Europejskiej, nie traktując poważnie dużej liczby deklaracji, zwłaszcza składanych przez największych emitentów CO<sub>2</sub>, mających charakter *greenwashingu*. Polityka klimatyczna UE w zakresie energetyki stanowi szczególne wyzwanie dla państw, których generacja energii elektrycznej i ciepłej uzależniona jest w dużym stopniu od węgla, bo to on spośród paliw kopalnych stał się wrogiem nr 1 klimatu. W UE do takich państw należą praktycznie Polska i Niemcy. Jak nietrudno było przewidzieć nawet nasz zachodni Sąsiad ma problemy, aby w deklarowanych terminach zredukować emisję CO<sub>2</sub> w energetyce do poziomów wyznaczonych przez strategię opracowywane przez KE w terminach skracanych przez Parlament Europejski. Według różnych ośrodków do sukcesu unijnej transformacji brakuje ok. 1 bln euro rocznie do końca dekady. Co nie skłania jednak nie tylko do rewizji polityki klimatycznej, ale wręcz przeciwnie ogłasza się kolejne przyspieszenie jej realizacji, ostatnio także w Polsce. Należy pamiętać, że bariery, trudne do pokonania, dotyczą nisko- i zeroemisyjnych technologii, wielkoskalowych magazynów energii, rozwoju sieci przesyłowych, czasu realizacji oraz gigantycznych kosztów. Wszystkie te problemy stoją przed transformacją polskiej energetyki, tylko... w znacznie większym stopniu niż u naszego zachodniego Sąsiada, uwzględniając różnice potencjałów ekonomicznych i technologicznych.

- Od prawie trzech lat na wschodzie Europy trwa pełnoskalowa wojna, ze znacznym ryzykiem jej eskalacji w kierunku Polski (Pan premier Donald Tusk publicznie określił nasze czasy jako „przedwojenne”). Czy przyspieszanie procesu dekarbonizacji energetyki polskiej jest racjonalne ze względu na bezpieczeństwo, nie tylko energetyczne, naszego Państwa?
- Coraz powszechniejsza jest opinia [6-8], że polityka energetyczna EU wymaga rewizji. Istnieje uzasadnione ryzyko, że nie da się zrealizować prawie żadnego z jej celów. Olbrzymie jej koszty ukryte w licznych subwencjach, „mrożeniach” cen oraz kosztach przerzuconych na energetykę konwencjonalną przekładają się na wysokie ceny energii. Energię z paliw kopalnych (węgiel kamienny i brunatny) można zastąpić w dającej się przewidzieć przyszłości wyłącznie przez energię z innych paliw kopalnych, zwłaszcza z gazu ziemnego oraz atomu i uzupełnić ją przez generację z OZE w rozsądnym zakresie, jaki wymusza brak wielkoskalowych magazynów energii.
- Zasady kształtowania się cen za energię zostały ustalone w taki sposób, że hurtowe ceny energii w Polsce są jedne z najwyższych w Europie, podczas gdy porównanie cen w Europie i w USA wygląda następująco:
  - w pierwszej połowie tego roku cena kilowatogodziny prądu dla przemysłu w Niemczech wynosiła 0,23 USD, we Francji 0,17 USD, a w Polsce 0,42 USD; to rezultat obniżania ceny prądu na różne sposoby;
  - gospodarstwa domowe w Polsce płaciły za prąd mniej niż niemieckie, ale tylko na skutek mrożenia jego cen; szacuje się jednak, że jeśli strategia nowego prezydenta zadziała, to ceny energii elektrycznej w USA mogą być 3-5 razy niższe niż w Europie; w podobnej relacji mogą być ceny prądu w Europie i Chinach;
  - skutki w utracie konkurencyjności Europy i Polski można łatwo sobie wyobrazić; ten proces już jest widoczny.

- Uwzględniając wiele ryzyk związanych z realizacją Klimatycznej Polityki UE przyspieszanie tego procesu jest najprawdopodobniej najmniej realistycznym scenariuszem, zwłaszcza dla energetyki polskiej, która niskoemisyjną energetykę miałaby zrealizować w skali nieporównywalnej z żadnym innym państwem europejskim.

## Polska energetyka w tzw. przejściowym okresie transformacji

Tzw. przejściowy okres transformacji energetyki to w uproszczeniu czas, w którym niesterowalne źródła OZE oraz przedkomercyjnie rozwiązania wielkoskalowych magazynów energii są wspierane przez bloki gazowe, które w przyszłości miałyby spalać wodór. Po uszkodzeniu rurociągów Nord Stream I i II przejściowa faza transformacji będzie dłuższa i jeszcze droższa. W Polsce koszty tej fazy transformacji energetycznej można złagodzić przez wydłużenie eksploatacji bloków węglowych, zwłaszcza na węgiel kamienny [4, 5], bo złoża węgla brunatnego, bez nowych odkrywek, wyczerpią się ok. 2035 roku. Wymaga to zgody UE, także na ograniczenie mechanizmów restrikcji finansowych (koszty ETS, wydłużenie Rynku Mocy, polityka banków).

Znaczna część bloków węglowych, zwłaszcza tych najbardziej nadających się do stabilizacji systemu elektroenergetycznego, weszła w ostatnią fazę eksploatacji. Z dużą dozą pewności należy przyjąć, że nowe nie zostaną wybudowane. Te dotąd jeszcze niewyłączone z eksploatacji, nawet długo eksploatowane, mogłyby wesprzeć racjonalną transformację naszego systemu elektroenergetycznego w tzw. przejściowym jej okresie. Ich wycofywanie z eksploatacji powinno być odpowiednio zsynchronizowane nie tylko z budową nowych źródeł nisko- czy zeroemisyjnych, ale także z potwierdzeniem ich jakości i praktycznej przydatności.

Należy pamiętać, że ważnym warunkiem bezpieczeństwa energetycznego są kompetencje, zwłaszcza w zakresie utrzymania stanu technicznego majątku produkcyjnego elektrowni. Dotąd koniecznymi możliwościami wykonawczymi oraz kompetencjami w zakresie utrzymania stanu technicznego znacznej części bloków węglowych dysponują polskie firmy remontowe i diagnostyczne oraz polscy specjaliści. Można mieć obawy, czy ten fakt jest brany pod uwagę przy budowie nowych bloków, którym nie towarzyszy offset technologiczny, za to towarzyszy 10–12-letni serwis w formule LTSA (*Long Time Service Agreement*) dostawcy.

Polska swoicie rozumianą dekarbonizację realizuje od ok. 30 lat, o czym m.in. może świadczyć:

- zmarginalizowanie własnych dostawców głównych urządzeń energetycznych,
- upadek znacznej części biur projektowych i instytutów o profilu energetycznym,
- likwidacja wydziałów energetyczno-mechanicznych uczelni technicznych,
- likwidacja części kopalń węgla kamiennego,
- brak nowych odkrywek węgla brunatnego,
- odstąpienie od budowy elektrowni atomowej w Żarnowcu,
- postępujący spadek kompetencji w zakresie utrzymania stanu technicznego.

Wraz z realizacją polityki energetycznej UE polska energetyka znalazła się w bardzo trudnym położeniu. Po 2028 roku bloki węglowe, zwłaszcza klasy 200 MW, mogą utracić nie tylko wsparcie na Rynku Mocy, ale także pogorszyć swój stan techniczny do poziomu ograniczającego ich dalszą eksploatację z powodów technicznych. Spotęguje to także dalsza utrata kompetencji i możliwości w zakresie utrzymania technicznego. Te ostatnie wyczerpują się coraz szybciej i wpływają na możliwość przywracania stanu technicznego urządzeń.

Procesom tym towarzyszy słabnąca kondycja finansowa konwencjonalnej części energetyki, w tym firm zapewniających dostawy, modernizacje, remonty, diagnostykę i projektowanie.

## Stan polskiej energetyki oraz próba prognozy

Wszystkie długoterminowe prognozy wskazują na szybki wzrost zapotrzebowania na energię, który przyspieszy po przezwycięzeniu obecnego spowolnienia, a nawet recesji w niektórych państwach Unii Europejskiej. Przemysł i obywatele oczekują ciągłych dostaw taniej energii. Wytwarzanie energii można zapewnić eksploatując nadal elektrownie węglowe zastępując sukcesywnie węgiel gazem ziemnym i może atomem w odległej przyszłości.

Na rysunku 1 przedstawiono prawdopodobny scenariusz zmiany miksu energetycznego. Możliwych scenariuszy jest więcej, bo zagrożeń dla transformacji energetycznej ciągle przybywa przy dużej skali opóźnień i zaniedbań.

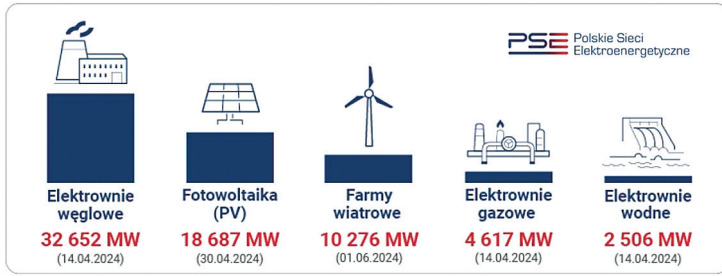
Przyszły mikس energetyczny należy rozpatrywać łącznie z ceną energii oraz bezpieczeństwem energetycznym (rys. 4). Subsidia na potrzeby budowy i eksploatacji źródeł OZE oraz dodatkowe koszty związane z zakupem uprawnień ETS dla generacji energii elektrycznej z węgla sprawiają, że Polska ma jedną z najdroższych energii w Europie, która z kolei ma cztery i pół razy droższą energię niż Stany Zjednoczone, natomiast gaz w UE jest trzy razy droższy niż w USA. To najważniejszy powód droższej energii w UE, czego nie zmieni istotnie ani wzrost generacji z OZE, ani integracja unijnego rynku energii.

Z bezpieczeństwem energetycznym będzie nie lepiej:

- a) farmy wiatrowe i rurociągi gazowe na Bałtyku będą częścią infrastruktury wojskowej wobec wojny hybrydowej w tym rejonie,
- b) zmieniając naszą energetykę, rezygnując z własnych paliw kopalnych oraz korzystając z technologii zewnętrznych uzależniać się będziemy dodatkowo od jej dostawców także z powodu kredytowania praktycznie wszystkich inwestycji w energetyce.

Rysunek 1 prezentuje aktualny mikс energetyczny. Zwolniony szybkiego przyrostu generacji energii ze źródeł OZE z satysfakcją odnotowują szybko malejący udział węgla. Jeśli jednak uwzględnić, w jaki sposób KSE zaspokajają potrzeby, gdy generacja ze źródeł pogodozależnych jest mniejsza, zapotrzebowanie na energię normalne, tj. na poziomie 23 GW, bo jest zima i temperatura powietrza wynosi +1,0°C, to wtedy okazuje się, że bez energetyki cieplnej, dodatkowo wspieranej importem, ani rusz (tab. 1).

### Moc zainstalowana w poszczególnych źródłach energii



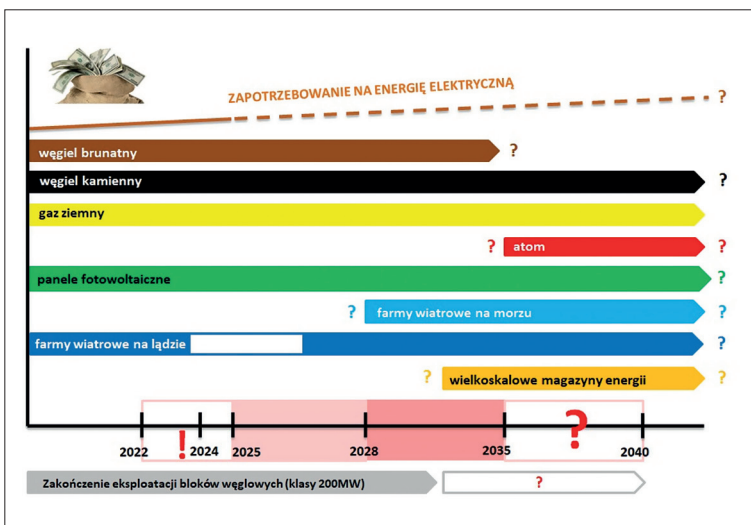
Rys. 1.

Tabela 1

PRACA KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	
<b>CHWILOWE:</b>	
ZAPOTRZEBOWANIE [MW]	23 299
<b>GENERACJA [MW]</b>	
Elektrownie Ciepłne	21 537
Elektrownie Wodne	167
Elektrownie Wiatrowe	325
Fotowoltaika	1 030
Import [MW]	240

PSE Polskie Sieci Elektroenergetyczne

Grudzień 2024



Rys. 2.

Rysunek 2 ilustruje, w pewnym uproszczeniu, aktualną i dającą się prognozować sytuację polskiej elektroenergetyki w latach 2025-2035/2040. To mogą być trudne lata, począwszy od 2026 roku, a zwłaszcza po 2028 roku, gdy w najbliższym czasie nie zostaną podjęte odpowiednie decyzje i stosowne działania. Gdy po 2028 roku wygaśnie wsparcie na Rynku Mocy dla bloków węglowych, a jednocześnie nie zostanie wprowadzony mechanizm wsparcia zapewniający rentowność bloków gazowych, Operator nie będzie mógł zaspokoić krajowego popytu z polskich źródeł generacji, co będzie szczególnie groźne w okresach niskiej produkcji energii ze źródeł zależnych od pogody. Wsparcia z Rynku Mocy wymagają także magazyny energii, które konkurują na tym rynku... z blokami gazowymi. Wsparcie z Rynku Mocy traktowane jest przez prawo UE jako pomoc publiczna.

Gaz nadal będzie towarzyszył transformacji polskiej energetyki, natomiast nie będzie można zbudować na nim tylu mocy wytwórczych, by w okresie przejściowym zastąpić węgiel. Jest paliwem droższym od węgla. Jego spalanie jest także źródłem CO<sub>2</sub>, którego emisję można ograniczyć współpalając zielony wodór, który podniesie cenę energii do nieakceptowalnego przez rynek poziomu.

Projekt atomowy to dopiero początek bardzo trudnej realizacji i kosztownej drogi. Jeśli UE do końca 2025 roku da zgodę na budowę pierwszej w Polsce elektrowni atomowej za 3-4 lata będzie można powiedzieć czy ok. 2035 roku energia z atomu będzie mogła być częścią miks energetycznego.

Wielkoskalowe magazyny energii dotąd nie zostały zbudowane, natomiast wiadomo, że są bardzo drogie.

OZE – zwłaszcza morskie farmy wiatrowe mogą istotnie zasilić system energetyczny ok. 2030 roku, o ile ich budowa na Morzu Bałtyckim zostanie uznana za bezpieczną w obliczu toczącej się na tym akwenie wojny hybrydowej, a wzrost kosztów budowy nie wpłynie na ekonomiczny sens tego przedsięwzięcia.

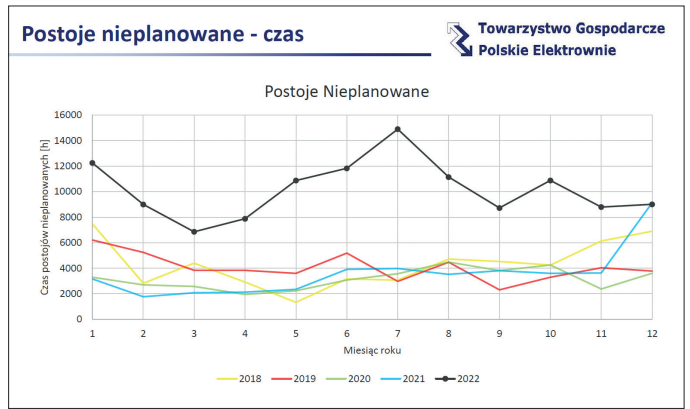
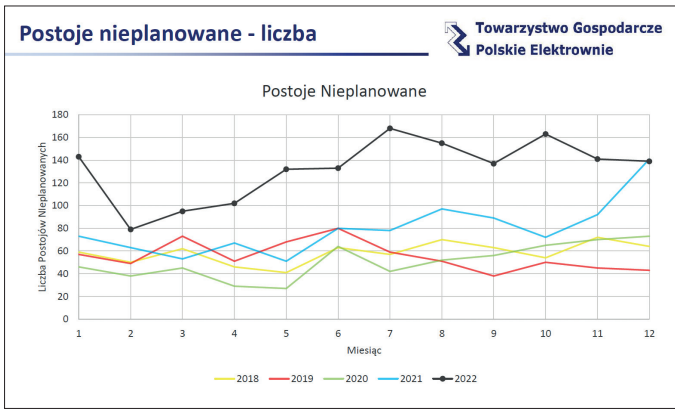
Ustawa dotycząca budowy lądowych farm wiatrowych rodzi się bardzo długo. Nawet jeśli zostanie uchwalona w I kwartale 2025 roku na jej znaczące rezultaty możemy długo poczekać. Równolegle powinny zostać rozbudowane sieci przesyłowe na co potrzeba czasu. Koszty tych projektów będą olbrzymie. W znacznym stopniu zostaną sfinansowane z kredytów. Wielu liczy na wsparcie ze środków UE. Fundusz Odbudowy wygaśnie w 2026 roku. Uruchomienie kolejnego instrumentu finansowego na miarę potrzeb okaże się zapewne sporym wyzwaniem dla jego interesariuszy.

Coraz lepiej uświadamiamy sobie także, że redukcja mocy w elektrowniach węglowych przekłada się na warunki rynkowe. Coraz bardziej ograniczony czas pracy oraz coraz intensywniej regulacyjny jej tryb sprawiają, że koszty zapewnienia dyspozycyjności tych jednostek będą rosły, gdy tymczasem brakuje środków na pokrycie wszystkich kosztów funkcjonowania elektrowni węglowych, nawet w połączeniu z przychodami z rynku mocy. Moce wytwórcze stają się trwale nierentowne. To spore wyzwanie dla inżynierów elektrowni oraz firm zajmujących się utrzymaniem stanu technicznego, remontowych i diagnostycznych.

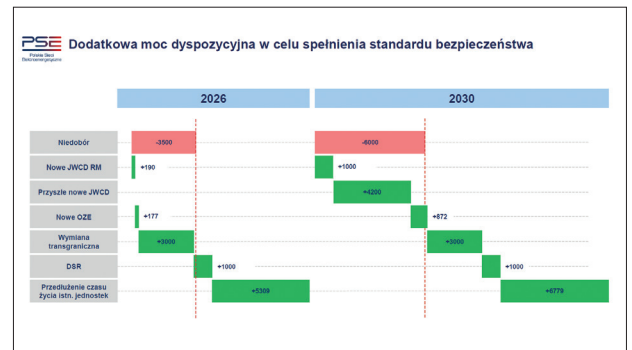
Kontynuowanie eksploatacji bloków węglowych związane jest z szeregiem ograniczeń:

- prawnych, finansowych i organizacyjnych,
- technicznych – zapewnienie bezpieczeństwa i dyspozycyjności,
- dostępu do paliwa z polskich kopalń po atrakcyjnej cenie

Kontynuowanie eksploatacji bloków węglowych jeszcze nie napotyka ograniczeń związanych z ich stanem technicznym. To zagrożenie jednak systematycznie wzrasta (rys. 3).



Rys. 3.



Rys. 4.

Ważnym składnikiem oceny aktualnej sytuacji w energetyce konwencjonalnej jest stan techniczny jej majątku produkcyjnego, zwłaszcza w zakresie dyspozycyjności (rys. 3), jak również możliwości zapewnienia dostaw ze źródeł własnych (rys. 4).

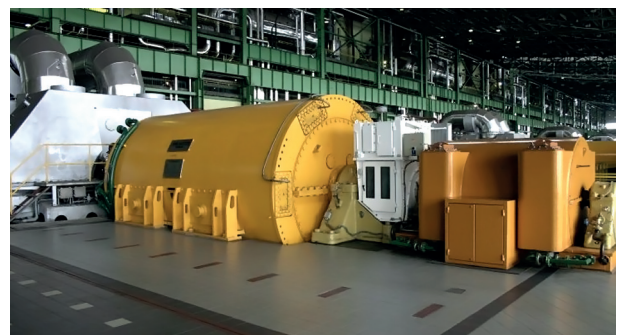
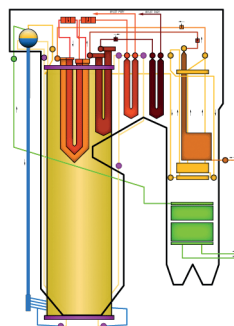
Informacje dotyczące wystarczalności zasobów wytwórczych polskiej energetyki (rys. 4) wskazują, że w podejmowaniu ważnych decyzji jesteśmy spóźnieni.

Sprawność tych bloków jest niższa niż nowych bloków węglowych na parametry nadkrytyczne. Trzeba jednak pamiętać o tym, że w coraz większym stopniu pełnią funkcję regulacyjną, gdzie priorytetem jest ich elastyczność oraz dyspozycyjność. Regulacyjnie pracujący nowoczesny blok na parametry nadkrytyczne może mieć sprawność porównywalną z blokiem klasy 200 MW eksploatowanym w trybie podstawowym; utrata trwałości jego elementów i węzłów konstrukcyjnych może zachodzić szybciej, a naprawy mogą być bardziej kosztowne.

Bloki klasy 200 MW wyłącza się nie ze względu na utratę trwałości, tylko kierując się wcześniej opisaną „strategią”. Niestety nie podejmuje się działań, aby zachować je w rezerwie operacyjnej, w najlepszym przypadku stanowią rezerwę części zamiennych, co dodatkowo praktycznie uniemożliwia przywrócenie ich do dalszej eksploatacji.

## Bloki 200 MW w polskim systemie elektroenergetycznym

Bloki 200 MW nie zastępują na często używane określenie jako bloki „stare”. Stare są ich numery stacyjne. Prawie wszystkie były wielokrotnie modernizowane, a ich główne urządzenia (kotły, turbiny, rurociągi) oraz elementy krytyczne/grubościenne zostały w wielu przypadkach wymienione na nowe lub zrewitalizowane (uzyskały trwałość elementów nowych). Większość bloków klasy 200 MW należy uznać za przyjazne dla środowiska, zgodnie ze standardami UE.



Rys. 5.

Podstawę do opracowania założeń strategii kontynuowania eksploatacji bloków węglowych zwłaszcza klasy 200 MW na węgiel kamienny stanowi wiedza oraz prawie 40-letnie doświadczenia zdobyte podczas badań 42 bloków tej klasy, a także podczas zakończonego sukcesem Programu Bloki 200+ [4,5].



Wiedza zdobyta w wyżej opisanym sposobie wskazuje, że elementy krytyczne (grubościenne) niewymienione dotąd na nowe oraz poddane rewitalizacji wykazują znaczny zapas trwałości pozwalający na ich eksploatację co najmniej do 350 tys. godzin, nawet jeśli warunki pracy ulegną zmianie w odpowiedniej relacji do posiadanych zapasów trwałości [2].

Bloki 200MW są względnie łatwo i tanio naprawialne. Polskie firmy remontowe i diagnostyczne ciągle jeszcze dysponują w tym zakresie potrzebną wiedzę, doświadczeniem oraz możliwościami wykonawczymi.

„Wysłużone węglówki” nazywane także „brudnymi aktywami” przez swoją liczbę oraz niższą moc i niższe projektowe minima techniczne lepiej nadają się do stabilizacji KSE niż bloki (względnie) nowe o dużej mocy (400 MW – 1100 MW), które przy pracy elastycznej tracą większość swoich atutów oraz... w przyspieszonym sposobie, trwałość.

### Diagnostyka wspierająca dyspozycyjność bloków 200 MW w nowych reżimach pracy

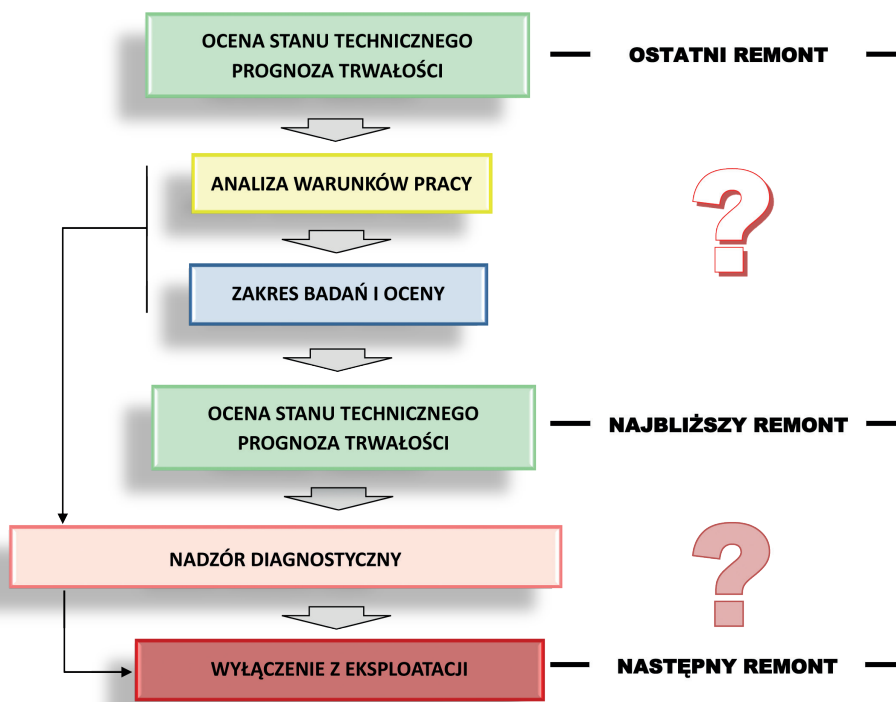
Warunki eksploatacji bloków energetycznych czy całych elektrowni wskazują na potrzebę nowelizacji diagnostyki, czy szerzej utrzymania stanu technicznego bloków elastycznie eksploatowanych. Z racjonalnie niedających się zrozumieć powodów nie osiągnięto dotąd po rozwiązaniu z Programu Bloki 200+, zwłaszcza tych dotyczących bieżącej kontroli trwałości elementów krytycznych pozwalających elastyczną pracę bloków węglowych uczynić bezpieczną i dyspozycyjną [4]. Nie ma to nic wspólnego z głośnym hasłem, że bloki węglowe powinny pol-

skiej energetyce zapewnić bezpieczną transformację. Stały się takim samym obszarem ryzyka jak dalsza ekspansja źródeł OZE, budowa atomowych elektrowni oraz bloków gazowych.

Znowelizowana diagnostyka powinna być wykonywana w formie nadzoru w celu bieżącego aktualizowania stanu technicznego i weryfikacji prognozy trwałości nie tylko elementów krytycznych (rys. 6). Powinna także towarzyszyć blokom przeznaczonym do tzw. zimnej rezerwy we wszystkich fazach tego procesu. Taką diagnostykę rekomendujemy od wielu lat ze zmiennym skutkiem. Niestety nadal obowiązuje czasowe kryterium bezpieczeństwa, podczas gdy pełzanie przestaje być dominującym procesem niszczącym, natomiast rośnie udział uszkodzeń o charakterze termozmęczeniowym oraz wywołanych przez środowisko fizykochemiczne.

Nadzorowi diagnostycznemu powinna towarzyszyć odpowiednio wykonywana analiza awaryjności identyfikująca bezpośrednio i pośrednio przyczyny nieprawidłowości oraz badania elementów wycofanych z eksploatacji. Wyniki badań elementów krytycznych bloku 200 MW wycofanego z eksploatacji po przepracowaniu 250 tys. godzin oraz ich analiza, interpretacja i wniosek pozwoliły opracować *Pro Novum* prawie 10 lat temu wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 100-360 MW do 350 000 godzin pracy [2], których poprawność potwierdziła dotychczasowa praktyka eksploatacyjna i które do chwili obecnej zachowują swoją przydatność.

Dostosowanie diagnostyki, czy szerzej utrzymania technicznego, do zmienionych warunków pracy wydaje się nieodzowne, zwłaszcza jeśli czas pracy bloków miałby być kolejny raz przedłużany, podczas gdy koncepcja ich modernizacji najprawdopodobniej została zaniechana. Identyfikować zagrożenia powinna odpowiednio wykonywana diagnostyka, a nie... kolejne awarie.



Rys. 6. Diagnostyka zapewniająca bezpieczeństwo i dyspozycyjność w końcowym okresie eksploatacji bloków energetycznych, urządzeń i instalacji minimalizująca nakłady na jej wykonywanie i przygotowanie obiektów do badań

## Podsumowanie

1. Od kiedy ochrona środowiska stała się tylko częścią ochrony klimatu naszej Planety, a strategia transformacji energetyki europejskiej przybrała postać polityki klimatycznej, podejście do przyszłej energetyki w Europie, a za jej pośrednictwem w Świecie, weszło w konflikt z ekonomią, a nawet logiką.
2. Energia to poza siłą militarną najważniejszy obszar rywalizacji od kiedy zaczęto posługiwać się ogniem. Tak jest do dzisiaj.
3. Odnawialne, pogodozależne źródła energii uzupełnione o wielkoskalowe jej magazyny mogą być, w pewnym zakresie, alternatywą dla sterowalnych źródeł generacji opartych na spalaniu paliw kopalnych pod warunkiem, że uwzględną się wszystkie koszty oraz ich przydatność w dłuższym czasie.
4. Wdrażanie OZE nie powinno stwarzać zagrożeń dla bezpieczeństwa energetycznego, gospodarki oraz obywateli Państwa co oznacza, że musi uwzględniać jego specyfikę i autonomię.
5. Sygnałem do korekty polityki opartej na przesłankach ideologicznych są rzeczywiste koszty transformacji, ich wpływ na gospodarkę oraz koszty polityczne. Polityka klimatyczna UE przynosi negatywne skutki we wszystkich tych dziedzinach.
6. Sytuacja Polski, w tym jej gospodarki i energetyki, są prawie pod wszystkimi istotnymi względami specyficzne. Jeśli w dostatecznym stopniu nie zostaną uwzględnione, transformacja naszej energetyki przysporzy nam więcej strat niż korzyści.
7. Wyżej wymienione względy każą nam strategię transformacji przede wszystkim zrationalizować zaczynając od przywrócenia jej klasycznie rozumianej logiki.
8. Odnawialne źródła energii osiągnęły skalę i znaczenie systemowe przekraczając pewną masę krytyczną, w związku z tym powinny zostać obciążone obowiązkami i kosztami bilansowania systemu. Pozwoli to zweryfikować korzyści z OZE, zwłaszcza przed zapowiadany, dalszym wzrostem ich udziału w KSE.
9. Redukcja mocy w elektrowniach węglowych przekłada się na warunki rynkowe. Coraz bardziej ograniczony czas pracy oraz coraz intensywniej regulacyjny jej tryb sprawiają, że koszty zapewnienia dyspozycyjności tych jednostek będą rosły, gdy tymczasem brakuje środków na pokrycie wszystkich kosztów funkcjonowania elektrowni węglowych, nawet w połączeniu z przychodami z rynku mocy. Moce wytwórcze stają się trwale nierentowne.
10. Podstawie naszego systemu energetycznego, tj. blokom węglowym zwłaszcza klasy 200 MW, należy nadać specjalny status zwłaszcza dlatego, że nowe nie będą już budowane, a te nadal eksploatowane stanowią wciąż realną podstawę naszego bezpieczeństwa energetycznego, bo:
  - nie korzystają z importowanego paliwa,
  - nadal posiadamy, niestety szybko topniejące, kompetencje w zakresie utrzymania stanu technicznego oraz modernizacji,
  - mogą zapewnić stabilizację KSE przez swoją liczbę oraz elastyczność pod warunkiem, że zostaną zmodernizowane, a przynajmniej dostosowane do nowych reżimów pracy,
  - są przyjazne dla środowiska, bo spełniają na ogół wszystkie przepisy środowiskowe, a także dla klimatu przez tryb pracy (szczytowej), ponieważ ilość CO<sub>2</sub>, jaką będą emitować zagrażać będzie klimatowi mniej niż bloki gazowe pracujące w podstawie (zwłaszcza jeśli uwzględnić kilkuprocentowy wyciek metanu podczas transportu gazu).
11. Ogromnym atutem bloków klasy 200 MW jest możliwość przedłużania ich eksploatacji nie tylko za pomocą wymian elementów o wyczerpanej trwałości, ale także poprzez ich rewitalizację, regenerację i naprawy przy wykorzystaniu krajowych możliwości i kompetencji inżynierskich. Ich zachowanie do czasu budowy bloków jądrowych pozwoliłoby na zaoferowanie polskiego zaawansowanego technicznie wkładu własnego:
  - dostawcom technologii jądrowych podczas ich budowy elektrowni i ich utrzymania stanu technicznego,
  - dostawcom bloków gazowych udziału w offsecie technologicznym.
12. Dalsza eksploatacja bloków węglowych w nowych reżimach pracy może być sporym wyzwaniem dla inżynierów, co daje nadzieję podtrzymania kompetencji technicznych, które możemy zaoferować dostawcom technologii gazowych i jądrowych. W przeciwnym przypadku będziemy mogli zaoferować nasz udział głównie w robotach ziemnych i budowlanych.
13. Bloki wyłączone z eksploatacji powinny zostać poddane przeglądowi pod kątem przywrócenia im przydatności. Te, które zostały zaplanowane do wyłączenia w najbliższym czasie powinny zostać poddane takiemu przeglądowi przed wyłączeniem, a po wyłączeniu zakonserwowane stanowić zimną, rezerwę operacyjną w okresie uzależnionym od dalszego tempa transformacji.
14. Bloki nadal eksploatowane powinny dysponować:
  - remontami w zakresie dostosowanym do aktualnego i przewidywanego trybu pracy,
  - diagnostyką dostosowaną do pracy elastycznej,
  - procedurą przygotowania do zakonserwowania na potrzebę zimnej, operacyjnej rezerwy.
15. Diagnostyka nie powinna generować nadmiernych kosztów. Koszt badań to często tylko ich ułamek. Zatrzymanie pracy urządzenia/bloku oraz jego przygotowanie do badań może w ostatniej fazie eksploatacji stanowić powód wyłączenia urządzenia z eksploatacji. Wiedza i doświadczenie inżynierskie wsparte procesem diagnostycznego nadzoru pozwalają znacznie ograniczyć koszty diagnostyki bez szkody dla jej jakości i przydatności.

16. Diagnostyka bloku, nie tylko eksploatowanego elastycznie, to coś więcej niż badania towarzyszące remontowi czy rewidze stanu urządzeń podlegających UDT, tak jak remont „średni skrócony” to nie najlepszy sposób na zapewnienie dyspozycyjności do 2028 roku, a zwłaszcza po tej dacie, gdyż takiego scenariusza nie powinno się wykluczać. Z technicznego pktu widzenia blok przestaje być produkcyjnym aktywem nie wtedy, gdy się go fizycznie wyłączy, lecz wtedy, gdy zakończy się utrzymanie jego stanu technicznego lub nadmiernie je ograniczy sprowadzając remonty do formuły tzw. remontów „awaryjno-planowych”.

17. Za najbardziej korzystną należy uznać formułę remontów LTSA (*Long Time Services Agreement*). Remonty w tej formule użytkownikowi bloku/urządzenie dają pewność, że przynajmniej do następnego remontu będzie mógł liczyć na profesjonalne wsparcie techniczne, a firmom remontowym i diagnostycznym zapewnią pozostanie na rynku usług z wyposażeniem i zatrudnieniem gwarantującym własny, profesjonalny potencjał technologiczny.

Część techniczna strategii dalszej eksploatacji bloków węglowych, w tym bloków klasy 200 MW, powinna wynikać z realistycznie opracowanej strategii transformacji polskiej energetyki. Jej podstawą nie powinny być przesuwane co jakiś czas i o parę lat derogacje czy wsparcia eksploatacji z Rynku Mocy. Takie działania mogą przynieść raczej odwrotny skutek.

Nie powiódł się nie tylko **Projekt BLOKI 2025+**. Nadal nie powstała także strategia transformacji polskiego sektora elektroenergetycznego.

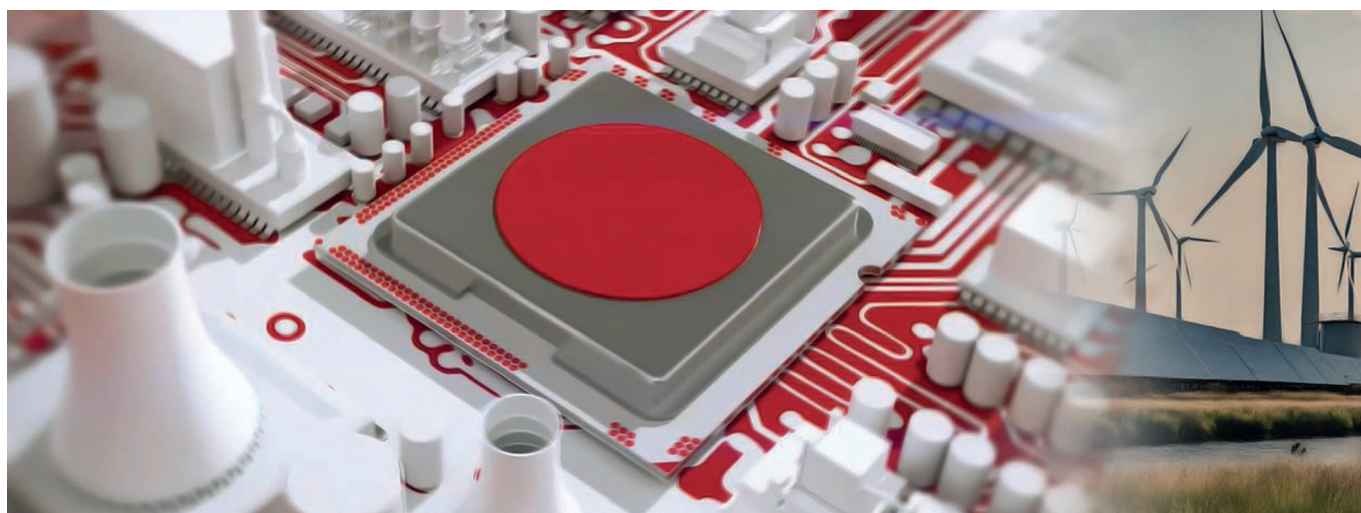
Może powiedzie się

## Projekt **BLOKI 2028+**

lub jeszcze lepiej z wcześniejszym indeksem (**2026+**)?  
Zachęcamy do współpracy.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] Trzszczyński J., Projekt BLOKI 2025+. Założenia do strategii kontynuowania bloków 200 MW. Aktualny stan implementacji Projektu. „Energetyka” 2023, nr 2, Biuletyn Pro Novum 2/2023.
- [2] PN/045.3360/2016: Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 100-360 MW. *Pro Novum*. Katowice 2013/2016.
- [3] Trzszczyński J., Trzszczyńska E., *Diagnostic as a source of knowledge and strategy for units of coal flexible fired power plants*. “VGB PowerTech” 2020, No 9.
- [4] Trzszczyński J., *Poprawa elastyczności bloków klasy 200 MW poprzez wykorzystanie możliwości i rezerw po stronie sterowania oraz zapasów trwałości*. „Energetyka” 2022, nr 6, Biuletyn Pro Novum 2/2022.
- [5] Trzszczyński J. i inni, Adaptation of coal-fired units for further operation in the transitional period of transformation of the Polish energy sector, – „vgbe energy journal” 2023, No12.
- [6] Prof. dr. rer. oec. Kai van de Loo, *Suspend coal phase-out-keep existing plants in operation and reactivate available capacities, give transition more time*. *Forschungszentrum Nachbarbau (FZN); TH Georg Agricola (THGA), Bohum, Germany*. „Energetyka” 2023, nr 12, Biuletyn Pro Novum 2/2023.
- [7] Christoph Weselmann, Energy transition and security of supply, *vgbe Congres 2023, 20 and 21 September 2023*. Berlin.
- [8] Prof. Dr. Ing. Markus J.Loffer, Systemic gray areas of the energy transition, *vgbe Congres 2023, 20 and 21 September 2023*. Berlin.



# Przygotowanie i nadzór nad stanem technicznym bloków energetycznych pozostających w rezerwie operacyjnej

## Preparation and supervision of the technical condition of power units remaining in operational reserve

Potrzeba wspierania mocy pojawiła się w związku z błyskawicznym rozwojem subsydiowanych źródeł odnawialnych, zwłaszcza wiatraków i fotowoltaiki, które wypierają z rynku elektrownie konwencjonalne. Konwencjonalne jednostki wytwórcze, nie pracując wymaganej liczby godzin w roku, stają się nierentowne, jednocześnie jednak są nadal potrzebne, aby zapewnić pokrycie zapotrzebowania, gdy słabo wieje i świeci, a także w szczytach zapotrzebowania. Kwestie ekonomiczne związane z nierentownością to jedno, kwestie techniczne związane z koniecznością zagwarantowania odpowiedniej dyspozycyjności i elastyczności źródeł konwencjonalnych w warunkach „pracy” daleko odległej od pierwotnie zakładanej to drugie, ale bardzo istotne i trudne do realizacji zagadnienie. Postępujące zmiany na rynku energii związane z rosnącym udziałem mocy ze źródeł odnawialnych i ich uprzywilejowana pozycja w kolejce do operatora sieci elektroenergetycznej, przy koniecznym poziomie zabezpieczenia systemu gwarantowanym przez wytwórców eksploatujących konwencjonalne źródła energii, wymagają zmiany podejścia do zarządzania majątkiem produkcyjnym przewidywanym do pracy w ramach rezerwy operacyjnej. W artykule przedstawiono zarys problemów z obszaru fizykochemicznych warunków pracy i postojów urządzeń oraz możliwych rozwiązań związanych z utrzymaniem dobrego stanu technicznego urządzeń wytwórczych pozostających w rezerwie operacyjnej.

**Słowa kluczowe:** bloki energetyczne, nadzór nad stanem technicznym bloków, rezerwa operacyjna

The need to support capacity has arisen in connection with the rapid development of subsidized renewable sources, especially wind turbines and photovoltaics, which are pushing conventional power plants out of the market. Conventional generating units, not working the required number of hours per year, are becoming unprofitable, but at the same time they are needed to ensure that demand is met when the wind and light are weak, as well as during peak demand. Economic issues related to unprofitability are one thing, technical issues related to the need to guarantee appropriate availability and flexibility of conventional sources in „working” conditions far removed from the originally assumed are another, but very important and difficult to implement issue. The ongoing changes in the energy market related to the growing share of capacity from renewable sources and their privileged position in the queue to the power grid operator with the necessary level of system security guaranteed by producers using conventional energy sources require a change in the approach to the management of production assets planned for operation within the operational reserve. The paper presents an outline of problems in the area of physicochemical operating and downtime conditions of equipment and possible solutions related to maintaining good technical condition of production equipment remaining in operational reserve.

**Keywords:** power units, supervision of the technical condition of power units, operational reserve

### Wstęp

Postępujące zmiany na rynku energii związane z rosnącym udziałem mocy ze źródeł odnawialnych i ich uprzywilejowana pozycja w kolejce do operatora sieci elektroenergetycznej, przy koniecznym poziomie zabezpieczenia systemu gwarantowanym przez wytwórców eksploatujących konwencjonalne źródła energii, wymagają zmiany podejścia do zarządzania majątkiem produkcyjnym przewidywanym do pracy w ramach rezerwy operacyjnej.

Rezerwa mocy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego zainstalowanej w źródłach odnawialnych, pokrywająca przynajmniej w teorii całość chwilowego zapotrzebowania, staje się niewystarczająca w okresach „niedoboru” zasobów naturalnych odpowiedzialnych za generację zielonej energii. Konieczność pokrycia niedoborów w dalszym ciągu niezmiennie spada na konwencjonalne jednostki wytwórcze, w tym jednostki węglowe, których charakterystyka eksploatacyjna jest dalece odległa od tej, do jakiej zostały zaprojektowane od strony technicznej i utrzymaniowej.

Oprócz kwestii czysto ekonomicznych związanych z otoczeniem, w jakim przyszło eksploatować konwencjonalne bloki węglowe, kwestie techniczne, związane z koniecznością zagwarantowania odpowiedniej dyspozycyjności i elastyczności źródeł konwencjonalnych w warunkach „pracy” daleko odległej od pierwotnie zakładanej, są bardzo istotne i trudne do realizacji. Określenie „praca” może dawać jednak błędne wyobrażenie o obecnej rzeczywistej formule pracy bloków węglowych. Słowo „postój”, w tym postój długotrwały bez określonego horyzontu uruchomienia, dużo lepiej opisuje stan „pracy” przynajmniej części urządzeń wytwórczych.

### Nowa sytuacja na rynku wytwarzania energii elektrycznej

Zachodzące zmiany na rynku wytwarzania energii elektrycznej stworzyły sytuację, w której tryb pracy jednostek wytwórczych związany jest z:

- pracą w intensywnej regulacji, zgodnie z zapotrzebowaniem rynku, daleko od założeń projektowych,
- krótkoterminowymi i długoterminowymi postojami w rezerwie,
- odstawieniami z koniecznością zapewnienia dyspozycyjności, ale bez znanego czasu postojów.

Wymagania dotyczące elastyczności różnią się w zależności od elektrowni. Dla niektórych ważne jest osiągnięcie możliwie niskiego minimum technicznego, podczas gdy dla innych liczy się szybki rozruch i szybkie tempo naboru mocy. Nie ma uniwersalnego rozwiązania, które uczyniłoby elektrownię węglową elastyczną.

Elastyczna eksploatacja elektrowni może mieć znaczący wpływ na wszystkie obszary elektrowni węglowej ze względu na wzrost naprężeń zmęczeniowych, termicznych i mechanicznych w różnych częściach, które wraz z innymi efektami, w tym chemicznymi, często występującymi w synergii, skracają żywotność komponentów. W wielu przypadkach intensywność procesów niszczenia w mechanizmach korozyjnych może mieć decydujący wpływ na dyspozycyjność jednostek eksploatowanych w trybie elastycznym. Obszar elementów zagrożonych procesami korozyjnymi związany ze zmianą parametrów fizykochemicznych środowiska jest szerszy niż w normalnych warunkach. Duża część awarii w trakcie pracy wynika z możliwych do uniknięcia uszkodzeń powstałych w okresach postoju. Ryzyko jest wyższe w przypadku jednostek pracujących cyklicznie, gdzie częste rozruchy/wyłączenia i postoje w gotowości zakłócają warunki fizyczne i chemiczne w obiegu wodno-parowym, co prowadzi do korozji i innych uszkodzeń.

Fizykochemicznymi konsekwencjami stanu związanego ze zmienionym trybem pracy bloków konwencjonalnych są zwykle:

- zdecydowane pogorszenie fizykochemicznych warunków pracy urządzeń, związane z cykliczną zmianą parametrów czynnika obiegowego,
- pogorszona ochrona antykorozyjna w trakcie pracy i postoju,
- pojawienie się nietypowych przypadków uszkodzeń, niespotykanych przy normalnym trybie pracy oraz intensyfikacja charakterystycznych dla sytuacji przed zmianą,
- potrzeba zmiany metod obróbki chemicznej czynnika obiegowego w układzie wodno-parowym.

Wzrost elastyczności jednostek wytwórczych przy konieczności zagwarantowania wymogów ochrony środowiska związany jest z szerokim zakresem działań obejmujących modernizację, wdrażanie nowych i modyfikację istniejących technologii, nowe procedury operacyjne czy szkolenie personelu. Dla elektrowni o stosunkowo długiej perspektywie dalszej pracy modernizacje mogą i powinny, z uwagi na czynniki ekonomiczne, obejmować wiele obszarów. W przypadku elektrowni o ograniczonym pozostałym okresie eksploatacji budowa nowych czy modernizacja istniejących nowych systemów może nie być opłacalna, a przy najmniej w pełnym zakresie.

Rozwiązania związane z szeroko rozumianą chemią energetyczną są jednym z obszarów stosunkowo „niskobudżetowego” wsparcia procesów uelastycznienia jednostek wytwórczych, w tym ograniczenia negatywnych zjawisk związanych z pogorszeniem stanu technicznego elementów bloków energetycznych, nie tylko krytycznych, ale w głównej mierze odpowiadających za niezawodność instalacji.

Problemy korozyjne nieodłącznie towarzyszą pracy bloków energetycznych niezależnie od trybu ich pracy. Rozpoznane i opanowane w stopniu wystarczającym zjawiska korozyjne na blokach pracujących w trybie normalnym, w przypadku bloków pracujących w trybie intensywnej regulacji i zwiększonej

elastyczności nabierają nowego wymiaru. Do typowych mechanizmów niszczenia dochodzą czynniki charakterystyczne dla elastycznego trybu pracy bloków, istotne z punktu widzenia intensyfikacji procesów niszczenia korozyjnego. Nowe warunki eksploatacji, powstałe w związku z uelastycznieniem pracy bloków, generują nowy zakres zjawisk o potencjale korozyjnym. Jeżeli przez uelastycznienie zrozumiemy również rozszerzenie lub zmianę rodzaju spalanego paliwa, również w układzie mieszanek paliwowych, obszar elementów zagrożonych korozją ulega znaczącemu rozszerzeniu.

Praca elastyczna jest ściśle związana z przewijającymi się cyklicznie, charakterystycznymi etapami – stanami ruchowymi obejmującymi m.in. wyłączenie z ruchu, krótszy lub dłuższy postój w rezerwie, ze zmiennym w zależności od sytuacji zakresem zmian parametrów obiegu, uruchomienie do ponownej eksploatacji z ponownym formowaniem parametrów obiegu aż do momentu ponownej synchronizacji z siecią energetyczną i dalszą pracą w regulacji.

## Fizykochemiczne konsekwencje pracy elastycznej

Wraz ze zmianami parametrów wydajnościowych związanych z pracą elastyczną oraz wielokrotnie zwiększoną liczbą rozruchów ponownych, mamy do czynienia z cyklicznymi zmianami kluczowych parametrów (odczyn pH, potencjał utleniająco-redukcyjny i in.) wpływających niekorzystnie na trwałość warstw ochronnych w obiegu wodno-parowym oraz z intensyfikacją emisji zanieczyszczeń stałych do czynnika obiegowego. Szczególnie istotnych niekorzystnych zmian należy spodziewać się w związku z intensyfikacją zjawisk związanych z FAC (*Flow Accelerated Corrosion*), normalnie związanych z turbulentnością przepływu i zmianami parametrów kluczowych. W układach z wymiennikami ze stopów miedzi (kondensator, regeneracja NP) wzrasta ryzyko emisji związków miedzi do czynnika obiegowego, z wtórnymi problemami związanymi z jej obecnością na elementach obiegu wodno-parowego.

Z uwagi na ogólny, wyższy poziom zanieczyszczeń korozyjnych w obiegu, intensyfikacja odkładania się osadów korozyjnych na powierzchniach ogrzewalnych (korozja podosadowa) może być przyczyną powtarzających się uszkodzeń elementów w części wodnej. Szybkie zmiany wydajności to również ryzyko pogorszenia się jakości produkowanej pary związane z unosem mechanicznym i chemicznym zanieczyszczeń wody kotłowej do pary. Każdorazowo, niezabezpieczony antykorozyjnie postój, niezależnie od jego długości, to okres przyrostu zawartości produktów korozji i degradacji materiałów konstrukcyjnych.

Praca elastyczna, praca w intensywnej regulacji, związana jest z szeregiem stanów przejściowych, których efektem oprócz „produkcji” korozji mogą być uszkodzenia elementów urządzeń. Wachlarz mechanizmów niszczenia elementów w obszarze kotła i turbiny jest bardzo szeroki. Do rzadkości należą takie, na które wpływ mają pojedyncze czynniki. Większością rządzą zespoły czynników o charakterze fizycznym jak i chemicznym. W warunkach pracy elastycznej dochodzą dodatkowe czynniki związane z cykliczną zmianą parametrów wrażliwych. Redukcja negatywnego wpływu jest możliwa poprzez podjęcie wielopłaszczyznowych działań korekcyjnych (tab. 1).

Efekty przejściowe	Redukcja wpływu
Korozja elementów w trakcie postoju. Transport produktów korozji w trakcie uruchomienia	Prawidłowe odstawienie, zabezpieczenie antykorozyjne, filtracja – czyszczenie obiegu po uruchomieniu
Transport zanieczyszczeń tlenkowych wraz z wodą wtryskową do SH, RH i turbiny	Odsalanie/odmulanie kotła, oczyszczanie wody zasilającej
Zmiany odczynu pH, redox, temperatury – wzrost zawartości zanieczyszczeń stałych w czynniku	Utrzymanie jakości czynnika zgodnie z reżimem
Obecność osadów w układzie przepływowym turbiny, wilgoć, korozja wżerowa	Suszenie układu przepływowego, mycie turbin
Dopływ zanieczyszczeń gazowych – korozja wżerowa, spadek pH, FAC	Doszczelnienie układu
Słaba efektywność odgazowania czynnika w trakcie uruchomienia	Modernizacja układu odgazowania
Wysokie przejściowe naprężenia w elementach grubościennych wynikające ze zmian parametrów w stanach nieustalonych, naprężenia w rurach ścian kotłowych, zaburzenia cyrkulacji. Drgania, wzrost naprężeń w elementach wirujących. Przyspieszona korozja naprężeniowa i propagacja pęknięć korozyjno-zmęczeniowych	Kontrola stanu naprężeń i drgań. Utrzymanie parametrów czynnika. Zmiana korekcji chemicznej
Złuszczenie warstw tlenkowych z powierzchni przegrzewaczy. Ograniczenie przepływu czynnika, awarie armatury, erozja w układzie przepływowym, transport tlenków	Ograniczenie szybkości zmian temperatury metalu. Efektywne odwadnianie układu. Filtracja kondensatu
Korozja przegrzewaczy SH / RH – rozpuszczanie osadzonych soli	Zabezpieczenie antykorozyjne
Hide-out	Optymalizacja korekcji chemicznej

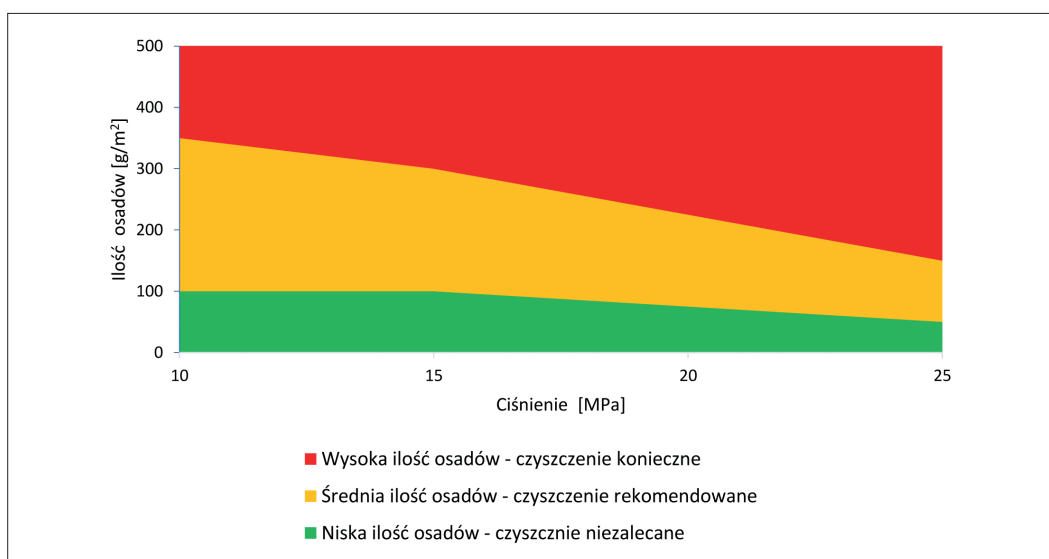
## Przygotowanie bloków do pracy elastycznej

### Stan powierzchni wymiany ciepła

Stan powierzchni elementów wymiany ciepła kotłów, rur podgrzewaczy wody, parowników, przegrzewaczy pary czy orurowania wymienników ciepła w zakresie ilości i składu chemicznego osadów jest jednym z istotnych elementów warunkujących odpowiedni poziom niezawodności elementów oraz zjawisk związanych z wymianą ciepła. Parametr ilości osadów przypadających na jednostkę powierzchni ogrzewalnej informuje raz – o stopniu zagrożenia korozyjnego, dwa, biorąc pod uwagę statystykę eksploatacyjną – o dynamice przyrostu ilości osadów związanej z aktualnym trybem pracy urządzeń. Dotrzymanie dopuszczalnego poziomu osadów, charakterystycznego dla danej powierzchni ogrzewalnej ilustruje rysunek 1.

Wymagania dla rur parowników kotłów, istotne dla jednostek pracujących w podstawie, są również istotne, a nawet ważniejsze dla jednostek pracujących w zmiennych warunkach eksploatacji z okresami, w których przyrost ilości zanieczyszczeń oraz ich niekontrolowany transport w obiegu może prowadzić do szybszego niż zwykle zanieczyszczenia powierzchni ogrzewalnych.

Realizacja operacji czyszczeniowych w technologiach chemicznych (chemiczne czyszczenie, trawienie, alkaliczne gotowanie) jak i niechemicznych (np. dmuchanie przegrzewaczy pary) w odpowiednich, określonych na podstawie prowadzonej diagnostyki interwałach czasowych pozwala na redukcję zagrożenia związanego z ponadnormatywną ilością osadów, bezpośredniego i pośredniego.



Rys. 1.

## Optymalizacja programów obróbki chemicznej czynnika obiegowego

Obiegi wodno-parowe bloków energetycznych generalnie „nie lubią” zmian w zakresie modyfikacji systemów korekcji chemicznej, w tym zmian rodzaju środków korekcyjnych. Właściwie dobrany i zoptymalizowany reżim chemiczny powinien gwarantować dotrzymanie odpowiednich z punktu widzenia trwałości elementów obiegu warunków fizykochemicznych czynnika obiegowego (odczyn pH, przewodnictwo elektrolityczne, zawartość tlenu i inne). Sam proces wdrożenia i optymalizacji reżimu chemicznego jest procesem długotrwałym, a efekty podjętych zmian są zwykle widoczne po dłuższym czasie.

Zdecydowana większość systemów korekcji chemicznej czynnika obiegowego konwencjonalnych jednostek węglowych, w tym bloków klasy 200 MW, została wdrożona i zoptymalizowana dla zupełnie odmiennego trybu pracy bloków niż obecnie funkcjonujący. Szczególne wymagania, jakie generuje zmieniony tryb pracy bloków energetycznych (praca cykliczna, praca elastyczna) może w wybranych lokalizacjach wymagać podjęcia działań mających na celu optymalizację systemu korekcji. Cel optymalizacji pozostaje niezmienny – ograniczenie przypadków uszkodzeń elementów związanych z jakością czynnika obiegowego, zmieniają się jedynie wagi zagrożeń, jakie generuje praca w warunkach intensywnej regulacji czy praca cykliczna.

Biorąc pod uwagę obecną charakterystykę pracy bloków, z bardzo krótkimi okresami pracy bez możliwości dojścia do parametrów reżimowych, optymalizacja powinna obejmować również możliwość uproszczenia kontroli fizykochemicznej obiegu z postawieniem znaku ważności na parametry, których kontrola ma sens techniczny lub wprowadzenie nowych, dających bezpośrednią, szybką informację o stanie pracy obiegu i stopniu zagrożenia korozyjnego (np. pomiar mętności, liczniki cząstek).

Jedną z najważniejszych kwestii, jaka wiąże się ze zmienionym trybem pracy bloków energetycznych jest problem zabezpieczenia antykorozyjnego elementów obiegu wodno-parowego w trakcie postojów wymuszonych sytuacją ruchową. Postoje te obejmują różnego rodzaju przypadki, z których wszystkie krótkie, nie dłuższe jak 2 tygodnie, powinny być zabezpieczone antykorozyjnie ze strony stosowanego reżimu chemicznego. Dłuższe, w tym postoje remontowe, wymagają osobnego podejścia, adekwatnego do rodzaju postoju. Zabezpieczenie antykorozyjne krótkich postojów powinno być jednym z głównych wyzwań stawianym zadaniom związanym z optymalizacją systemów korekcji chemicznej czynnika obiegowego.

## Nadzór nad stanem technicznym bloków w rezerwie operacyjnej

### Zabezpieczenie antykorozyjne urządzeń w okresach postoju

Odstawienie urządzeń do postoju w rezerwie operacyjnej, z uwagi na jego długotrwałość, jest poważnym zagadnieniem decydującym o pewności ruchowej. Pewność ta zdecydowanie maleje, kiedy mamy do czynienia z odstawieniem bez konserwacji, co niestety jest dość powszechną praktyką. Ten okres

„żywołności” urządzeń na wielu obiektach energetycznych jest niestety niedoceniony lub uważany za mało istotny. Niewykonanie zabiegu konserwacji na okres postoju może być przyczyną – po pierwsze – występowania awarii w węzłach technologicznych o różnym stopniu uprzywilejowania, bezpośrednio po lub w dalszym okresie po uruchomieniu – po drugie – zdecydowanego wydłużenia lub nawet niemożności uruchomienia urządzeń po postoju.

Częste przypadki zaniechania konserwacji na czas mogą wynikać z niedoceniań skutków, a często błędnej kwalifikacji awarii nie jako wyniku korozji postojowej, a innego mechanizmu, np. związanego ze złym reżimem chemicznym czynnika obiegowego.

Każdemu postojowi urządzeń, niezależnie od jego długości ani celu odstawienia (do remontu/do rezerwy), towarzyszą zagrożenia wystąpienia uszkodzeń spowodowanych korozją postojową. Przyjmuje się, biorąc pod uwagę dane dotyczące szybkości korozji poszczególnych materiałów konstrukcyjnych w różnych środowiskach, że 2-tygodniowy postój bez specjalnej konserwacji nie stwarza znaczącego zagrożenia dla dyspozycyjności urządzeń z uwagi na postęp korozji postojowej. Wszystkie dłuższe, w tym postoje w rezerwie operacyjnej, powinny być poprzedzone procesem konserwacji, w zakresie właściwym biorąc pod uwagę:

- przedmiot konserwacji,
- planowany czas postoju,
- lokalne uwarunkowania techniczne,
- zakres prowadzonych prac remontowych – opcjonalnie.

Generalnie, im czas postoju urządzeń niezabezpieczonych antykorozyjnie jest dłuższy, tym większe negatywne skutki procesów korozyjnych będą obserwowane w czasie ich eksploatacji. Zagadnienia związane z konserwacją krótkoterminową, w tym konserwacji urządzeń na okres postojów remontowych, są od lat dość dobrze opanowane tak od strony teoretycznej jak i technicznej, z bardzo licznymi aplikacjami i dobrymi referencjami, praktycznie od wszystkich, świadomych problemów z tym związanych, eksploatorów urządzeń wytwórczych.

Osobnym problemem, który wymaga bardzo poważnego podejścia do konserwacji postojowej są prawdopodobne odstawienia urządzeń wytwórczych do tzw. rezerwy operacyjnej – na czas przekraczający zwykle (choć nie musi być to regułą) okres typowego postoju w remoncie kapitalnym – od kilku do kilkunastu miesięcy, z gwarancją nieskomplikowanego uruchomienia w czasie od kilku do kilkunastu dni, oczywiście z utrzymaniem właściwego poziomu zabezpieczenia antykorozyjnego chronionych powierzchni. Brak działań związanych z konserwacją oznacza tylko i wyłącznie stworzenie magazynów części zamiennych o ograniczonym czasie przydatności do użytku.

Uszkodzenia metalu w wyniku korozji postojowej (jednostkowych mechanizmów jw. lub ich kombinacji) mogą mieć charakter korozji ogólnej (równomiernej), która jest relatywnie mało groźna, z uwagi na to, że jej skutki są policzalne i możliwe do uwzględnienia w powszechnie stosowanych strategiach utrzymaniowych. Niestety, korozja ogólna nigdy nie występuje sama, a zwykle z uszkodzeniami korozyjnymi przebiegającymi w skali lokalnej, których efekty są dużo bardziej niebezpieczne i generalnie nie do wykrycia przed momentem wystąpienia uszkodzenia.

## Metody konserwacji urządzeń

Wybór metody konserwacji zależy z jednej strony od lokalnych uwarunkowań technicznych, a z drugiej od czasu i częstotliwości planowanych odstawień. Podejmując decyzję o wyborze metody konserwacji trzeba wziąć pod uwagę m.in.:

- szacowany czas odstawienia do rezerwy,
- maksymalny dostępny czas na ponowne uruchomienie,
- obsługę i wydatki na „technikę” samego procesu konserwacji,
- wtórne oddziaływanie na człowieka i elementy zabezpieczonego układu,
- utylizację środków konserwujących,
- zagrożenie mrozem,
- efektywność ekonomiczną.

W trakcie długotrwałego postoju niezmiernie ważne, a często decydujące o sukcesie procesu konserwacji, jest prowadzenie dokładnych pomiarów parametrów środowiska i efektywności procesu konserwacji z ciągłym ich monitorowaniem i odpowiednią reakcją na zmiany.

Dla urządzeń bloku energetycznego, wśród różnych metod konserwacji mamy do wyboru:

- konserwację mokrą,
- konserwację suchą,
- konserwację z wykorzystaniem gazów obojętnych,
- konserwację z wykorzystaniem lotnych inhibitorów korozji.

Wybór metody konserwacji, a w przypadku całego bloku kombinacji metod, musi odbywać się na podstawie dokładnego rozeznania konstrukcji grup urządzeń w poszczególnych węzłach technologicznych, możliwości hermetyzacji, warunków klimatycznych, lokalnych uwarunkowań technicznych. Możliwość hermetyzacji lub nie elementów bloku w dużym stopniu decyduje o wyborze metody konserwacji.

Część urządzeń bloku energetycznego (m.in. wentylatory, dmuchawy, układ wyprowadzenia spalin, układ odpopielenia, układ rozpałkowy, układy olejowe, różnego rodzaju pompy technologiczne, w tym zasilające i inne) nie podlega konserwacji, głównie ze względu na brak wiarygodnej informacji o przewidywanym czasie postoju, ale również ze względu na ograniczenia techniczne oraz brak skutecznej i racjonalnej ekonomicznie metody zabezpieczenia. Niemniej jednak w okresie długotrwałego postoju powinny być one objęte nadzorem obejmującym wykonanie określonych działań właściwych dla danej grupy urządzeń.

Oprócz wymienionych grup urządzeń nadzorem na okres długotrwałej eksploatacji powinny zostać objęte również układy technologiczne niezwiązane bezpośrednio z danym blokiem energetycznym, ale krytyczne dla jego pracy (np. układ przygotowania wody). Ma to szczególne znaczenie w przypadku, kiedy wyłączenie do długotrwałej rezerwy oznacza praktycznie zatrzymanie zakładu.

## Podsumowanie

- Z uwagi na sytuację na rynku energii podstawowym trybem pracy części konwencjonalnych urządzeń wytwórczych może stać się postój.
- Zmiana trybu pracy urządzeń wytwórczych w bardzo istotnym stopniu zaburza fizykochemiczne warunki pracy obiegu wodno-parowego. Trwałość elementów obiegu może ulec redukcji do poziomu decydującego o dyspozycyjności.
- Część systemów korekcji chemicznej czynnika obiegowego może wymagać zmian pozwalających na zbuforowanie negatywnych czynników związanych ze zmienionym trybem pracy urządzeń.
- Negatywne efekty długotrwałego postoju urządzeń energetycznych w rezerwie operacyjnej wpływające na ich stan techniczny są zdecydowanie mniej przewidywalne niż negatywne efekty związane z pracą.
- Konserwacja urządzeń na okres postoju w rezerwie w połączeniu z właściwym poziomem kontroli i obsługi w tym czasie jest jedyną gwarancją ponownego i efektywnego uruchomienia urządzeń do ruchu.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] Cycling, Startup, Shutdown, and Layup Fossil Plant Cycle Chemistry Guidelines for Operators and Chemists, Electric Power Research Institute, 1998.
- [2] Brad Burns, Doug Hubbard, *The Role of Human Performance Science in Cycle Chemistry Improvement – Is This the Missing Link?*, "PPCHEM" 2021, No 1, Fossil Cycle Chemistry.
- [3] Trzeszczyński J., *Diagnostyka wspierająca bezpieczeństwo i dyspozycyjność bloków klasy 200 MW podczas kontynuowania ich eksploatacji*, „Dozór Techniczny” 2023, nr 2.



# Rework and repair of steam turbine components subject to flexible operation

## Obróbka i naprawa elementów turbin parowych pracujących w warunkach elastycznej eksploatacji

The increase in renewable energy penetration on the grid has accelerated the need to transition conventional fossil-based energy sources from their traditional base load operation to more flexible operational regimes. The mode of operation changed dramatically in terms of number of starts, operating hours per annum, and variation in load level. This results in greater thermal transients on operational equipment leading to an increase in low cycle fatigue damage. To ensure the continued integrity of the steam turbine components, it is essential to assess the lifetime status by applying residual lifetime analysis methods. Depending on the amount of lifetime consumption and the extent of potential crack findings, different component repair options are possible. The rework or repair options can be divided into two main groups, namely cold and hot rework. These two options can also be carried out consecutively. All rework or repair options provide the opportunity to improve the application of a component by applying profiling with improved stress fields and even superior materials, in the case of hot rework. The aim of the rework/reconditioning is to ensure that the steam turbine component is suitable for future operation. This ensures that plants are well placed to deliver more flexible operation in the energy industry through careful tailored refurbishments and reworks.

**Słowa kluczowe:** steam turbine, low cycle fatigue, weld repair, heat treatment

Wzrost znaczenia energii odnawialnych w sieciach energetycznych przyspieszył potrzebę przejścia konwencjonalnych źródeł energii bazujących na paliwach kopalnych z tradycyjnej pracy w podstawie na bardziej elastyczne reżimy pracy. Warunki eksploatacji uległy drastycznej zmianie w zakresie liczby uruchomień, rocznych godzin pracy oraz zakresu zmian mocy. Skutkuje to występowaniem zwiększonych obciążeń termicznych elementów przewodzących do wzrostu zużycia z tytułu zmęczenia niskocyklowego. W celu zapewnienia dalszej wytrzymałości elementów turbin parowych podstawową kwestią staje się ocena stanu żywotności z zastosowaniem metod analizy trwałości resztkowej. W zależności od poziomu wyczerpania żywotności i zakresu potencjalnego występowania pęknięć możliwe są różne opcje naprawy elementów. Obróbki i naprawy można generalnie podzielić na dwie grupy: naprawy na zimno i naprawy na gorąco. Te operacje mogą być również wykonywane kolejno jedna po drugiej. Obie opcje dają możliwość poprawy własności użytkowych elementów poprzez zastosowanie zoptymalizowanych kształtów poprawiających rozkład naprężeń, a nawet użycie lepszych materiałów w przypadku napraw na gorąco. Celem proponowanych obróbek i napraw jest zapewnienie przydatności elementów turbin parowych do dalszej eksploatacji. Umożliwia to elektrowniom oferowanie rynkom energii bardziej elastycznej eksploatacji właśnie dzięki wykonaniu starannie dobranych obróbek i napraw.

**Keywords:** turbina parowa, zmęczenie małocyklowe, naprawa spawaniem, obróbka cieplna

### Introduction

The demand for more flexible operation modes from conventional power plants has increased significantly during the last couple of years. The typical mode of operation for bituminous coal units, for example, has shifted from a base load oriented regime towards cycling operation. This is due to deregulation of the energy market and the increasing influence of fluctuating renewable energy production [1].

Consequences of this trend are depicted in Fig. 1 [2]. Besides the increasing number of starts, there is a demand for faster start-ups and increased load gradients. Additionally, the minimum load for stable plant operation has to be reduced to allow for low load operation.

The new operating conditions of steam turbines have resulted in changed contribution of different damage mechanisms to the total component life exhaustion. Reduced operation times at nominal conditions give rise to less creep damage as compared with design specifications. Unpredictable operation can lead to more intensive standstill corrosion while more transient operation brings about worse physicochemical conditions for steam turbines. Finally, faster and more frequent start-ups result in increased low-cycle fatigue damage [3, 4].

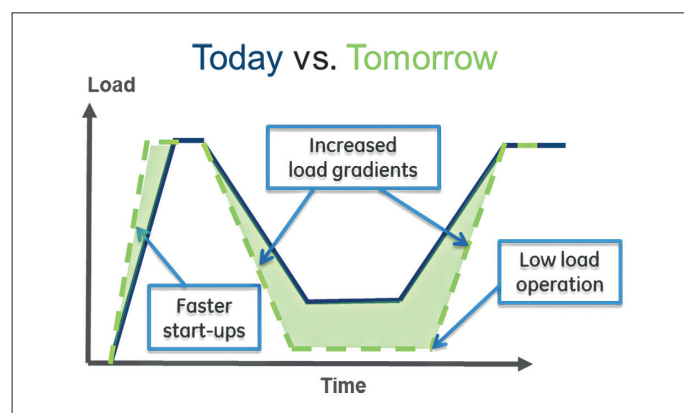


Fig. 1. Flexibility Requirements for Thermal Power Plants

It has been a common engineering practice to monitor creep damage using replica tests [5] while the low-cycle fatigue is practically impossible to monitor by non-destructive inspection methods before crack initiation [6]. Damage assessment is possible by means of theoretical calculations performed using the finite element method [7, 8]. If damage or cracking develop, they are localized on component surface in small areas which make them easy to remove and repair.

The paper presents the most typical locations of steam turbine components cracking due to low-cycle fatigue and describes practical methods of repair under different conditions. Particular emphasis is placed on repair of the most critical thick-walled components like rotors, valves and casings which are among the most expensive components of steam turbines and have long delivery times.

## Cold repair

Progressive transient operation may lead to the accumulation of LCF damage. Depending on the location and the severity of the damage, a repair by mechanical rework can be applied. The main focus of the cold repair is to remove LCF damaged material including cracked material and pre-damaged areas. As the overhauling experience shows such damages occur in the hot region of steam turbine rotors [6].

An example of such a rework is depicted in Fig. 2. End of life was determined by a remaining lifetime assessment and recommendation given to perform inspection. Inspection was performed after 2160 starts. The rotating blades from the respective stages were removed and magnetic particle inspection revealed crack like indications. A metallographic investigation of samples removed during turning operations confirmed the findings to be

cracks of max. 3 mm in depth. A stress optimized contour at the location with the highest thermal stresses was developed and applied to enable increased flexibility. The rotor material containing the crack and some material ahead of the crack tip was removed. The rework enabled the LCF-damaged material to be removed and regained this portion of the lifetime.

The rework depth was determined by finite element calculations. This was to ensure machining away enough material to remove the pre-damaged area but not too much to run into an issue with rotating bending stresses. Due to the rework of the blade groove and shoulder new blades were installed.

This type of repair is applicable during major overhaul.

The second example is cold repair of a combined IP-LP rotor (Fig. 3). Contour plot from lifetime assessment shows LCF damage: blue color indicates areas with highest LCF damage located in 1<sup>st</sup> blade groove and undercut in transition area to labyrinth seals. The rework consisted of two machining steps with magnetic particle inspection in between:

- 1) removal of cracked area,
- 2) further machining to machine the pre-damaged material ahead of the crack tip.

Re-work contour was determined with finite element methods (FEM) considering allowable thermo-mechanical stresses, rotating bending stresses and improvement of stress profile.

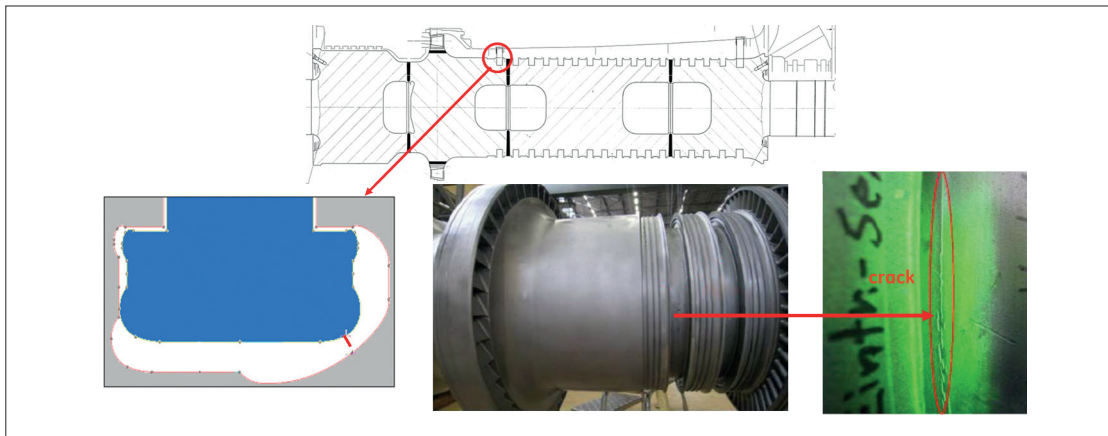


Fig. 2. Rework of an HP rotor

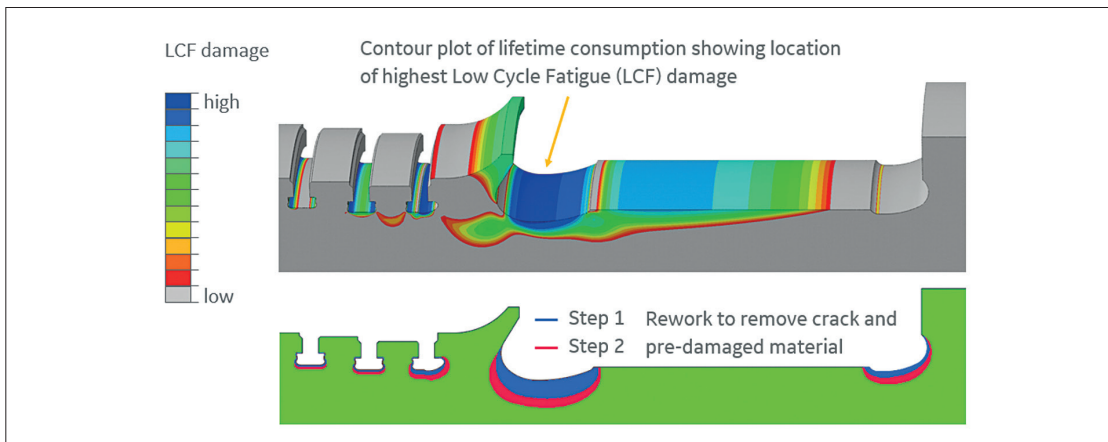


Fig. 3. Rework of an IP-LP rotor

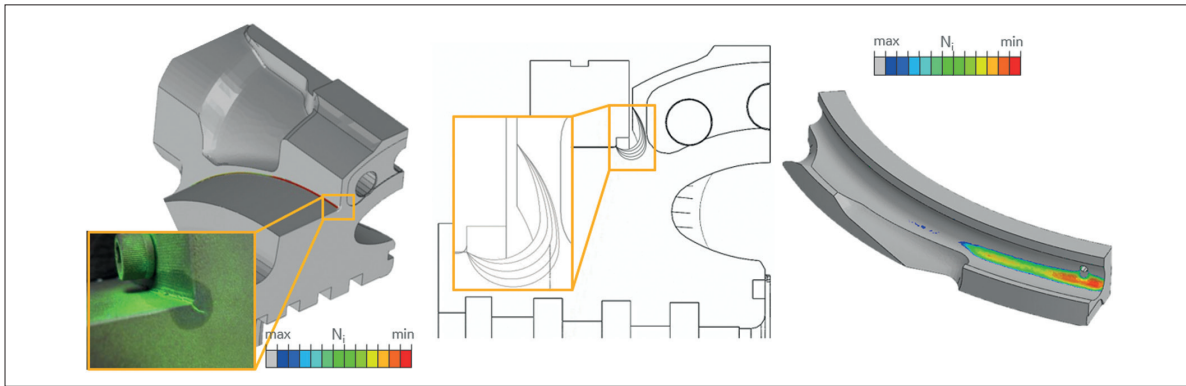


Fig. 4. Rework of an HP inner casing with shrink rings

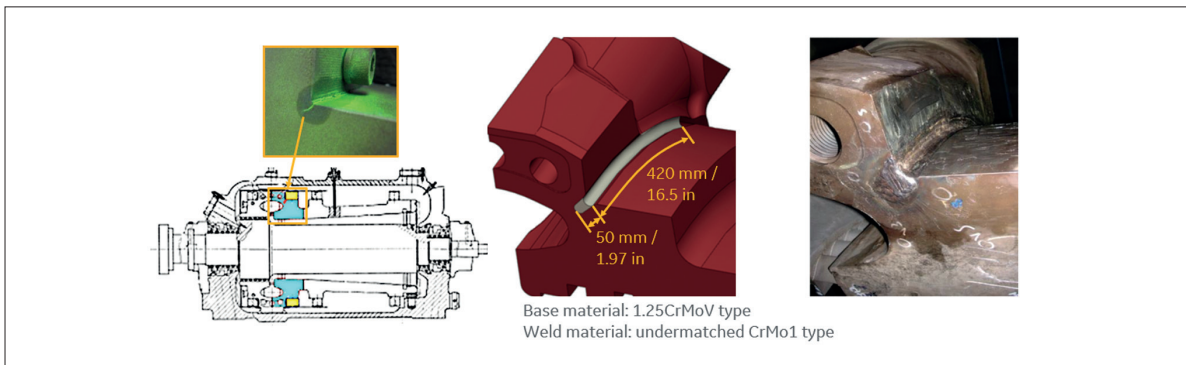


Fig. 5. Hot repair without PWHT of an HP inner casing with shrink rings

The last example of cold repair is for an HP inner casing with shrink rings where crack findings were detected on the ring seats (Fig. 4). Due to sharp corner a crack formed after relatively low number of start-ups and remaining lifetime assessment confirmed the low number of cycles to crack initiation. Rework solution for different rework depths was developed with stress improved geometries. The stress improved rework geometry shows contour plot with a smooth stress or cycle profile in contrast to the original geometry. Full potential of stress improved geometry is only possible with numerically controlled tools. Manual rework in this stress improved geometry due to remaining crack indications can lead to a reduction in the number of cycles to crack initiation by 90%.

### Hot repair without post-weld heat treatment

For final machined components hot repair including post-weld heat treatment (PWHT) bears the risk of producing distortions which exceed the capabilities of a simple rework or spare parts with bigger diameters are not available. In such cases the approach of a hot repair without PWHT is desirable.

The first example of hot repair without PWHT is HP inner casing (Fig. 5). This is the same kind of HP inner casing with shrink rings as in the example of the cold repair. The function of the shrink ring is comparable with a flange but does not need the material accumulation like a flange and is therefore more thermally flexible in terms of faster starts and stops. This time the crack indication was partially much deeper and a local weld

repair was required. The weld preparation was approximately 50 mm deep and 420 mm long leaving a remaining wall thickness of approximately 25 mm. The hot repair without PWHT was successfully used. The advantages of this method are moderate weld stresses, less distortion and a ductile weld.

The second example of hot repair without PWHT is for IP inner casing of a 300 MW lignite unit (Fig. 6). Orange frame shows crack location within an old weld repaired area. First weld repair was conducted after 80 000 hours including PWHT with matching filler material. After another 270 000 hours the second weld repair without PWHT was conducted to bridge lead time for a new casing (replaced after 370 000 hours in total). The root cause of cracking was low-cycle fatigue.

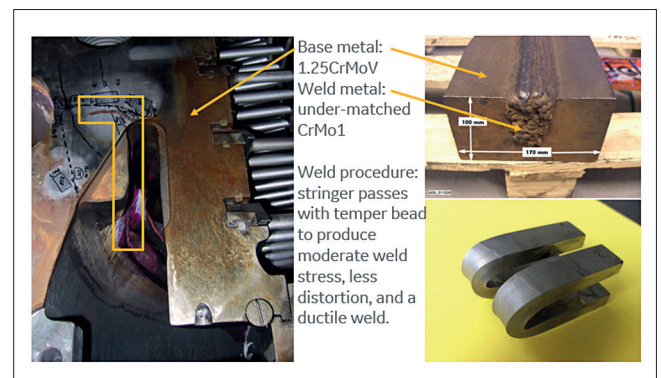


Fig. 6. Hot repair without PWHT of an IP inner casing

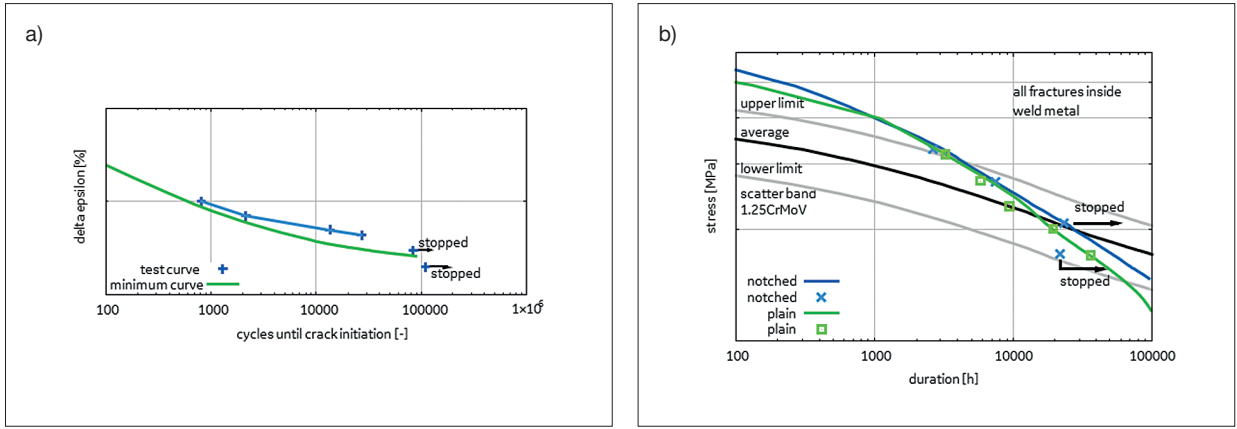


Fig. 7. Results of LCF (a) and creep (b) testing of test weld

Qualification of the weld without PWHT was done on a test specimen consisting of 1.25CrMoV base metal and under-matched CrMo1 weld metal. Stringer passes with temper bead were used to ensure moderate weld stresses, less distortion and ductile weld. Bending tests demonstrated the achieved high ductility of the test weld without PWHT.

Creep and LCF tests were conducted on the test weld to investigate the lifetime at high temperatures (Fig. 7). Creep tests carried out at 500°C revealed creep rupture strengths to be above the upper limit of scatter band for shorter times and within the scatter band for intermediate times. LCF tests performed at 500°C showed better results than the minimum curve of the base material.

### Hot repair with post-weld heat treatment

Hot repair allows restoration of a component area due to damage or bigger rework. One example of such a repair is shown in Fig. 8. This is a double flow intermediate pressure rotor which experienced damage at inlet area and shoulder of 1<sup>st</sup> blade groove. This failure occurred at a 300 MW lignite power plant. Area of 1<sup>st</sup> blade groove was completely removed including some part of the steam inlet. The entire area was restored

with a material of superior properties (increased Cr-content) and buffer layer with intermediate Cr content required due to carbon migration and difference in thermal expansion coefficient of the low and high chromium materials. Afterwards post weld heat treatment was conducted followed by machining of the original groove geometry. Mechanical integrity calculations of the weld were required to demonstrate sufficient strength in weldment.

Hot repair aims at the restoration and reconstruction of the affected component areas. But also gives the possibility to introduce far-reaching improvements.

After 2500 starts leakage in the outlet chamber of a bypass valve was detected and confirmed to be through-wall crack indication starting at interior wall (Fig. 9). Water hammering was found to be the main contributing factor. The valve casing is made of 1.25CrMoV casting. Weld repair was done in a GE workshop. A 3D CAD model for work preparation and specification of in-kind forged steel plate was prepared. Insert was tack welded in place and weld repair conducted based on a welding procedure specification for in-kind welding with PWHT. The procedure included root pass by TIG welding, filler and cover pass by manual arc welding, NDT and PWHT with resistance heating technology. The unit was returned to service after 8 weeks of repair. Due to the long lead time for a new component, hot repair was a viable solution for the power plant.

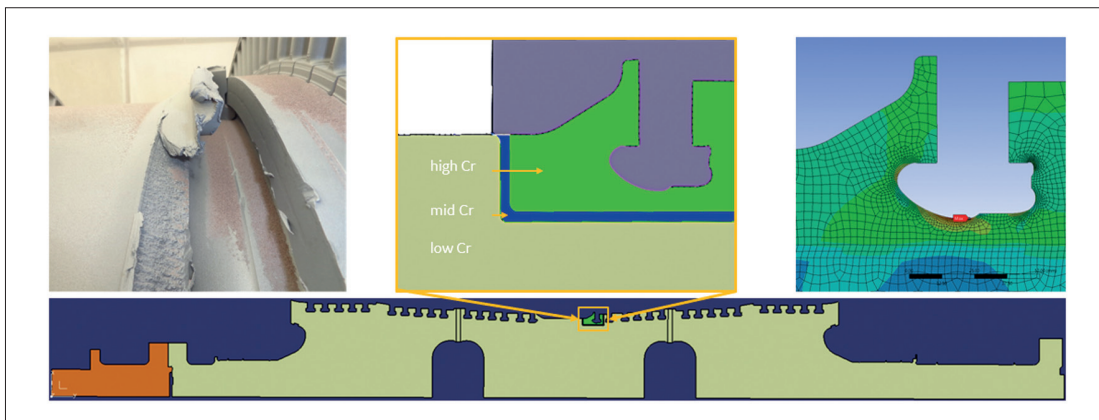


Fig. 8. Hot repair with PWHT of an IP rotor

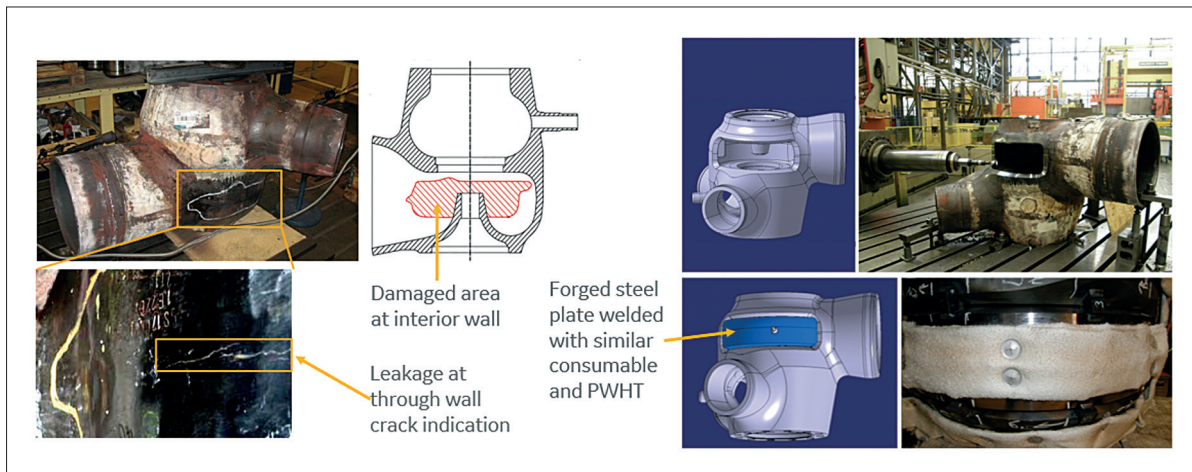


Fig. 9. Hot repair with PWHT of a bypass valve

## Summary

The adverse effects of more flexible operation, such as pronounced LCF damage, can be predicted with the remaining lifetime assessment. This is the basis for recommendations for component rework or repair in case of failure.

The proposed rework and repair solutions are designed with the help of numerical calculations done using the finite element method. This is required to ensure optimum stress and strain distributions in the repaired areas, confirm that the mechanical integrity criteria are fulfilled and predict the component lifetime. Whenever required, material tests are performed to validate the applied repair method.

Repair solutions are tailored to current component condition and take into account the long-term experience with overhauls of reaction and impulse steam turbines. The presented examples of repairs successfully performed on various components show the extensive capabilities GE Vernova has in repair technologies to support lifetime extension and increase flexibility of steam turbines.

## BIBLIOGRAPHY

- [1] Helbig K., *Steam Plant Case Study: Plant Flexibility Improvements focus ST – minimize variable plant costs*. In Power Plant Flexibility Europe, Vienna 2013.
- [2] Helbig K., *Betrieboptimierung von Kraftwerken im Kontext vom Lebensdauermanagement*, „VDI Wissensforum“, Wiesbaden 2015.
- [3] Schaaf T., Vogt J., Mohr W., Helbig K., *Flexibility Improvement of Steam Turbines for Conventional and CCPPs*, “PowerGen Europe”, Vienna 2013.
- [4] Helbig K., Banaszekiewicz M., Mohr W., *Advanced lifetime assessment and stress control of steam turbines*, “PowerGen Europe”, Milan, 2016.
- [5] Kolan C., Brunné K., Sobczyszyn A., Noworyta S., Szczepek A., Gała D., *Wykorzystanie badań metalograficznych w diagnostyce elementów pracujących w warunkach pełzania*, „Energetyka” 2022, nr 12.
- [6] Biesinger F., Lorini H., Banaszekiewicz M., *Steam turbines for flexible operation*, “Energetyka” 2023, nr 12.
- [7] Trzeszczyński J., Rajca S., Murzynowski W., Stanek R., Hattas M., *Modelowanie MES elementów krytycznych bloków energetycznych w celu identyfikacji zapasów trwałości i bezpiecznego ich wykorzystania*, „Energetyka” 2024, nr 6.
- [8] Banaszekiewicz M., Bzymek G., Radulski W., *Zarządzanie i optymalizacja żywotności turbiny parowej poprzez zastosowanie systemu monitoringu on-line*, „Energetyka” 2015, nr 8.

© 2024, GE Vernova and/or its affiliates. GE Vernova Proprietary Information – This document contains GE Vernova proprietary information. It is the property of GE Vernova and shall not be used, disclosed to others or reproduced without the express written consent of GE Vernova, including, but without limitation, in the creation, manufacture, development, or derivation of any repairs, modifications, spare parts, or configuration changes or to obtain government or regulatory approval to do so, if consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document may also be controlled by the US export control laws. Unauthorized export or re-export is prohibited. This presentation and the information herein are provided for information purposes only and are subject to change without notice. NO REPRESENTATION OR WARRANTY IS MADE OR IMPLIED AS TO ITS COMPLETENESS, ACCURACY, OR FITNESS FOR ANY PARTICULAR PURPOSE. All relative statements are with respect to GE Vernova technology unless otherwise noted.

# XXVI Sympozjum

## DIAGNOSTYKA URZĄDZEŃ ENERGETYCZNYCH I INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH

### Diagnostyka wspierająca elastyczną pracę elektrowni

W dniach **9-11 października 2024 r.** w Bystrej odbyło się – zorganizowane przez *Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” sp. z o.o.* – XXVI Sympozjum **DIAGNOSTYKA URZĄDZEŃ ENERGETYCZNYCH I INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH**, którego tematem przewodnim w tym roku była **Diagnostyka wspierająca elastyczną pracę elektrowni**.

Partnerami merytorycznymi tegorocznego Sympozjum byli: Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska, *vgbe*, *TAURON Wytwarzanie SA*, *Veolia Energia Poznań SA*, *ENEA Elektrownia Połaniec SA.*, *Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.* oraz *Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o.*

Wszystkie najważniejsze czasopisma branżowe objęły Sympozjum Patronatem medialnym, a były to: *Energetyka*, *Śląskie Wiadomości Elektryczne*, *Dozór Techniczny*, *Nowa Energia*, *Ochrona przed Korozją*, *Kierunek energetyka*.

Podczas trzech dni odbyło się 6 sesji, w ramach których wygłoszonych zostało 19 referatów. W Sympozjum wzięło udział ok. 100 przedstawicieli wszystkich grup energetycznych, firm remontowych i diagnostycznych oraz innych firm i instytucji związanych z energetyką.

Otwarcia Sympozjum dokonała Ewa Trzeszczyńska – członek Zarządu i Zastępca Dyrektora ds. Administracyjnych i Finansowych w *Pro Novum sp. z o.o.*, która przedstawiła partnerów Sympozjum, jego tematykę i program. Następnie powitalne adresy do uczestników skierowali przedstawiciele partnerów merytorycznych Sympozjum, którzy podkreślali rolę Sympozjów *Pro Novum* dla branży i znaczenie technicznych, inżynierskich dyskusji w obecnej sytuacji polskiej elektroenergetyki.





Michał Piecha,  
TAURON Wytwarzania SA



Paweł Woszczyk,  
TGPE



Jerzy Król,  
Enea Elektrownia Polaniec S.A.



Jan Skórski, Polenergia  
Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.



Herbert Leopold Gabrys



Tomasz Sygnarski  
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.



Jerzy Rażny,  
Veolia Energia Poznań SA



Mariusz Saratowicz,  
Oddział Zagłębia Węglowego SEP

Sesje poprowadzili: prof. Politechniki Częstochowskiej dr hab. inż. Rafał Kobytecki, Paweł Woszczyk – Zastępca Dyrektora ds. technicznych, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, Sławomir Rajca – Wiceprezes i Główny Specjalista ds. Badań i Serwisu Turbin, *Pro Novum sp. z o.o.*, Krzysztof Brunné – Zastępca Dyrektora ds. Technicznych, *Pro Novum sp. z o.o.*, Paweł Gawron – Główny specjalista ds. Chemii Energetycznej, *Pro Novum sp. z o.o.*

Symposium towarzyszyła dyskusja związana z tematyką tegorocznego Sympozjum, którą poprowadził Paweł Woszczyk (TGPE). Uczestnicy dyskusji: Michał Piecha (TAURON Wytwarzanie SA),

Tomasz Sygnarski (Elektrociepłownia Stalowa Wola SA), Jan Skórski (Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o.), Jerzy Rażny (Veolia Energia Poznań SA), Stanisław Siedlecki (ELBIS sp. z o.o.), Herbert Leopold Gabrys oraz Jerzy Trzesczyński (Pro Novum sp. z o.o.), mając na uwadze, że transformacja polskiej energetyki zdaje się przyspieszać, szybko rośnie ilość energii generowanej przez źródła OZE, niektóre bloki węglowe, a nawet całe elektrownie mogą zostać wyłączone z eksploatacji w ciągu najbliższych paru lat, co wiąże się z tym, że jeszcze jakiś czas eksploatowane będą w większym niż dotąd stopniu regulacyjnie/elastycznie, odpowiadali na pytania:



Uczestnicy dyskusji

- czy bloki węglowe powinny zostać zmodernizowane lub dostosowane do takiej pracy?, a jeśli tak, to w jaki sposób i w jakim czasie to powinno nastąpić?
- czy wyłączając bloki z eksploatacji zakłada się ich wykorzystanie, w formie rezerwy strategicznej/operacyjnej, a może w inny sposób?
- czy dla bloków węglowych, ale także gazowo-parowych, zwłaszcza starszych, praca elastyczna może wiązać się z problemami technicznymi lub innymi?
- czy stopniowa redukcja kompetencji kadry inżynierskiej odpowiedzialnej za utrzymanie stanu technicznego majątku produkcyjnego elektrowni oraz możliwości technicznych firm remontowych i diagnostycznych mogą stanowić zagrożenie dla bezpiecznego przeprowadzenia procesu transformacji polskiej energetyki?

Dyskusję poprzedziło wystąpienie Jerzego Trzeczcyńskiego, który zaprezentował podsumowanie PROJEKTU BLOKI 2025+. Projekt został zainicjowany w 2022 roku, miał kilka wersji i na ogół pozytywne opinie, ale dotąd nie został wdrożony, podobnie jak strategia dla polskiej energetyki, której transformacja przebiega... mimo jej braku.

Podczas Sympozjum zaprezentowano wiele interesujących referatów. Wszystkie dotyczyły tematyki tegorocznego Sympozjum. Prelegenci byli zgodni co do tego, że wszystkie sterowalne źródła energii w rosnącym, z roku na rok, stopniu uczestniczą w stabilizacji systemów elektroenergetycznych. Taka sytuacja ma miejsce nie tylko w Polsce. Dotyczy nie tylko bloków węglowych, ale także gazowo-parowych, a nawet atomowych. Stanowi to wyzwanie zarówno techniczne jak i ekonomiczne. Bloki te pracują bowiem nie tylko w rytm generacji źródeł pogodozależnych, ale także dynamicznie zmieniających się taryf z cenami ujemnymi włącznie. Powinien to uwzględniać system utrzymania technicznego bloków energetycznych zarówno w zakresie diagnostyki jak i remontów, gdyż ich zmieniony tryb pracy przyspiesza wyczerpanie trwałości elementów krytycznych jak i pozostałych elementów głównych urządzeń ciepłno-mechanicznych oraz urządzeń pomocniczych kotła i turbozespołu.

W referatach specjalistów *Pro Novum*, a także reprezentujących inne firmy i instytucje zwracano uwagę, że z nowym trybem pracy bloków konwencjonalnych, nie tylko węglowych, wiąże się potrzeba dostosowania diagnostyki, remontów oraz zachowania wysokich kompetencji kadry inżynierskiej. Pełzanie przestaje być dominującym procesem niszczącym, rośnie udział uszkodzeń o charakterze termozmęczeniowym oraz wywołanych przez środowisko fizykochemiczne. Wykrywane nieprawidłowości nie zawsze występują w miejscach, które uznawane były za potencjalne strefy uszkodzeń w okresie bardziej stabilnej pracy urządzeń energetycznych.



Jerzy Trzeczcyński zaprezentował opracowany w *Pro Novum* i stopniowo wdrażany system diagnostyczny wspierający bezpieczeństwo i dyspozycyjność elastycznie eksploatowanych bloków klasy 200 MW, które spośród aktualnie eksploatowanych bloków w krajowej energetyce najlepiej nadają się do stabilizacji systemu elektroenergetycznego w tzw. przejściowym okresie transformacji, na co zwrócił uwagę w swoim ciekawym wystąpieniu Paweł Woszczyk z Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie.

Podczas tegorocznej edycji Sympozjum nie zabrakło ponownie uczestników i prelegentów z zagranicy. Przedstawiciel *vgbe*, Christian Ullrich zaprezentował wystąpienie na temat roli elastyczności w przyszłym systemie energetycznym – i jej konsekwencje.

Andre de Bache, przedstawiciel firmy *Kurita Europe GmbH* na przykładzie korekcji Cetamine na blokach HRSG w Hiszpanii w swojej prezentacji przedstawił nowoczesne metody obróbki chemicznej czynnika obiegowego w jednostkach energetycznych pracujących w warunkach intensywnej regulacji.

**The value of flexibility in the future energy system – and its consequences**

Dr Oliver Then, Dr Christian Ullrich  
26<sup>th</sup> ProNovum Symposium  
10 October 2024







Andre de Bache, Kurita Europe GmbH



## Modern methods of chemical treatment of the circulating medium in power units operating under intensive regulation conditions – Cetamine® correction on HRSG units in Spain

Energy & Water Savings through Total Iron Control  
IAPWS FFS2023  
Andre de Bache, Montse Pallares, Javier Martinez

October 2024, Prato, Katowice

© 2022 KURITA WATER INDUSTRIES LTD. All Rights Reserved.

## REWORK AND REPAIR OF STEAM TURBINE COMPONENTS SUBJECT TO FLEXIBLE OPERATION

F. Biesinger, H. Lorini, M. Banaszekiewicz  
10 October 2024

© 2024 GE Vernova and/or its affiliates. All rights reserved.



Mariusz Banaszekiewicz, GE Power

## FLEXIBLE OPERATION OF A NUCLEAR FLEET

EDF Experience

October 2024

Prezentacja firmy EDF Experience

Podczas Sympozjum przedstawiciel EDF Experience – Ollivier Hugues w wystąpieniu online zaprezentował referat na temat elastycznej eksploatacji francuskich elektrowni jądrowych, omówił aspekty techniczne, operacyjne, remontowe i systemowe. Komentarz do tego wystąpienia wygłosiła Tatiana Salnikova z Framatome (Senior Expert Flexible operatin NPPs).

Interesujący referat na temat naprawy elementów turbin parowych pracujących w warunkach elastycznej eksploatacji wygłosił przedstawiciel GE Power Mariusz Banaszekiewicz (GE Power Sp. z.o.o.), a współautorami tego referatu byli Frank Biesinger, Huascar Lorini (GE Power GmbH).

Sympozjum Pro Novum po raz kolejny pokazało, że w branży energetycznej istnieje potrzeba wszechstronnej dyskusji na tematy techniczne i wymiany doświadczeń z udziałem nie tylko polskich specjalistów. W ten sposób możemy poszerzyć i zweryfikować własną wiedzę, ale także uniknąć błędów, które przydarzyły się innym.



Sala obrad