

X kadencja



KANCELARIA SEJMU

Biuro Komisji Sejmowych

**Komisja
do Spraw
Energii,
Klimatu
i Aktywów
Państwowych**

PEŁNY ZAPIS PRZEBIEGU POSIEDZENIA

- **PODKOMISJI STAŁEJ DO SPRAW
TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ,
ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII
I ENERGETYKI JĄDROWEJ
(NR 12)
z dnia 5 grudnia 2024 r.**

Pełny zapis przebiegu posiedzenia Komisji do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych

– podkomisji stałej do spraw transformacji energetycznej, odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej (nr 12)

5 grudnia 2024 r.

Podkomisja stała do spraw transformacji energetycznej, odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej, obradująca pod przewodnictwem posła **Tomasza Piotra Nowak (KO)**, zrealizowała następujący porządek dzienny:

– dyskusja na temat – czy i jaką przyszłość ma gaz dla energetyki i ciepłownictwa w Polsce do 2050 r.?

W posiedzeniu udział wzięli: **Monika Gawlik** dyrektor Departamentu Spółek Paliwowo-Energetycznych Ministerstwa Aktywów Państwowych wraz ze współpracownikami; **Grzegorz Tobolczyk** dyrektor Departamentu Transformacji Ciepłowniczej i Efektywności Energetycznej Ministerstwa Klimatu i Środowiska wraz ze współpracownikami; **Renata Mroczek** wiceprezes Urzędu Regulacji Energetyki wraz ze współpracownikami; **Jan Michalski** wiceprezes zarządu ds. operacyjnych PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA; **Piotr Woźny** prezes zarządu ZE PAK SA; **Przemysław Bielecki** dyrektor Departamentu Regulacji Enea SA; **Marek Duk** dyrektor Departamentu Rozwoju Systemu PSE SA; **Damian Komar** dyrektor Działu Zarządzania Systemami Wsparcia i Rynkiem Mocy ORLEN SA wraz ze współpracownikami; **Mateusz Lewandowski** p.o. dyrektor wykonawczy ds. inwestycji TAURON Polska Energia SA; **Jerzy Mazurek** dyrektor Biura Technicznego Rafako SA; **Paweł Stępień** dyrektor Departamentu Inwestycji PGE SA; **Jakub Bigoszewski** kierownik produktu turbin gazowych CAT Polska Sp. z o.o.; **Krzysztof Łokaj** przedstawiciel Wartsila Polska Sp. z o.o.; **Artur Leśniak** główny specjalista ds. regulacji Veolia Energia Polska SA; **Michał Opozda** starszy menadżer sprzedaży Jenbacher Sp. z o.o.; **Maciej Stańczuk** przewodniczący Komisji Transformacji Energetycznej BCC; **Bogusław Reguński** wiceprezes zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie; **Dorota Jeziorowska** dyrektor Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej; **Piotr Borkowski** specjalista ds. regulacji w Polskiej Izbie Przemysłu Chemicznego; **Joanna Remiszewska-Michalak** ekspertka UN Global Compact Network Poland wraz ze współpracownikami; **Andrzej Sumionka** właściciel Andrzej Sumionka Consulting oraz **Maciej Szczepaniuk** i **Mikołaj Wójcik** przedstawiciele Agencji Heal Pro.

W posiedzeniu udział wzięli pracownicy Kancelarii Sejmu: **Cezary Gradowski** i **Łukasz Żylik** – z sekretariatu Komisji w Biurze Komisji Sejmowych.

Przewodniczący poseł **Tomasz Piotr Nowak (KO)**:

Dzień dobry, witamy państwa, otwieram posiedzenie podkomisji do spraw transformacji energetycznej, odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej. Chciałbym powitać panią Renatę Mroczek, wiceprezes Urzędu Regulacji Energetyki, pana Jana Michalskiego, wiceprezesa zarządu ds. operacyjnych PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA; panią Monikę Gawlik, dyrektor Departamentu Spółek Paliwowo-Energetycznych Ministerstwa Aktywów Państwowych; Rafała Szymańskiego, naczelnika w Departamencie Spółek Paliwowo-Energetycznych MAP; Grzegorza Tobolczyka, dyrektora Departamentu Transformacji Ciepłowniczej i Efektywności Energetycznej w Ministerstwie Klimatu i Środowiska; Annę Mielcarek, dyrektor Departamentu Rynku Energii i Ciepła w Urzędzie Regulacji Energetyki, Renatę Wysocką, naczelnik w Departamencie Rynku Energii i Ciepła URE... zdaje się nieobecna, ale jest pan Jacek Loret, dyrektor Departamentu Rynku Paliw Gazowych URE; jest także pan tak Bogusław Reguński, wiceprezes zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie; pan Marek Duk, dyrektor Departamentu Rozwoju Systemu

Polskich Sieci Elektroenergetycznych; Paweł Stępień, dyrektor Departamentu Inwestycji PGE SA; Przemysław Bielecki, dyrektor Departamentu Regulacji Enea SA; Mateusz Lewandowski, p.o. dyrektora wykonawczego ds. inwestycji TAURON Polska Energia SA; Damian Komar, dyrektor Działu Zarządzania Systemami Wsparcia Energetyki i Rynkiem Mocy ORLEN SA; Tomasz Prost, kierownik w Dziale Regulacji Elektroenergetyki i Ciepła ORLEN SA; Piotr Sosnowski, zastępca dyrektora Biura Regulacji i Wsparcia Handlu Gazem ORLEN SA; Maciej Stańczuk, przewodniczący Komisji Transformacji Energetycznej Business Centre Club; Jerzy Mazurek, dyrektor Biura Technicznego Rafako SA; Krzysztof Łokaj, przedstawiciel Wartsila Polska; Piotr Borkowski, specjalista ds. regulacji w Polskiej Izbie Przemysłu Chemicznego; Andrzej Sumionka z Andrzej Sumionka Consulting; Maciej Szczepaniuk i Michał Wójcik z Agencji Heal Pro; Paweł Kwasowiec, dyrektor sprzedaży CHP; Jakub Bigoszewski, kierownik produktu w zakresie turbin gazowych; Artur Leśniak, główny specjalista ds. regulacji w Veolia; Michał Opozda, starszy menadżer sprzedaży w Jenbacher Sp. z o.o.; Dorota Jeziorowska, dyrektor Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej; Joanna Remiszewska Michalak ekspertka UN Global Compact Network Polska oraz Filip Kucharczyk, specjalista ds. programów w UN Global Compact Network Polska.

Nie wiem, czy wymieniałem wszystkich gości, widziałem na liście jeszcze przedstawicieli ZE PAK SA, ale zdaje się, że ich jeszcze nie ma.

Szanowni państwo, stwierdzam kworum. Porządek posiedzenia przewiduje dyskusję na temat: czy i jaką przyszłość ma gaz dla energetyki i ciepłownictwa w Polsce do 2050 r.? Mamy na dziś przygotowane prezentacje i bardzo ciekawe materiały. Bardzo się cieszę z państwa obecności, ona jest o tyle istotna, że ostatnio niemal stale mieliśmy do czynienia z dylematem, co dalej z tym gazem? Gaz był i czasami wydaje się, że nadal jest naturalnym chłopcem do bicia, ale sytuacja jest chyba taka, że bez gazu nie damy sobie rady ze stabilizacją źródeł w procesie transformacji energetycznej Polski.

Ostatnio byliśmy w Finlandii i dzięki zaproszeniu firmy Wartsila mogliśmy zobaczyć ich propozycje gazowych rozwiązań. Dzisiaj mamy gości, którzy reprezentują inne firmy zajmujące się również tego typu rozwiązaniami. Z kolei wczoraj czy przedwczoraj byliśmy w Elektrociepłowni Siekierki, gdzie zobaczyliśmy przeszłość, tzn. to, co jest jeszcze teraźniejszością, ale będzie przeszłością, jak się wydaje, w niedalekiej przyszłości. Mają powstać Siekierki II, jak wynika z materiałów ORLEN, oczywiście o ile będzie akceptacja dla tej inwestycji, ale na razie tego nie wiem. W Siekierkach usłyszeliśmy, że tak, że będzie gazowe rozwiązanie dla tej elektrociepłowni.

Proponuję, żebyśmy zaczęli od wystąpienia przedstawiciela ministra klimatu i środowiska. Wiadomo, że mamy Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu i chcielibyśmy usłyszeć, jak to widzi Ministerstwo Klimatu. Później wysłuchamy przedstawicieli Ministerstwa Aktywów Państwowych i URE oraz Polskich Sieci Elektroenergetycznych. Mamy bowiem kolejny bardzo alarmistyczny raport PSE i wydaje się, że musimy bardzo poważnie podejść do tych wykrzykników, które stawia PSE.

Bardzo proszę, głos ma przedstawiciel ministra klimatu i środowiska.

Dyrektor Departamentu Transformacji Ciepłowniczej i Efektywności Energetycznej Ministerstwa Klimatu i Środowiska Grzegorz Tobolec:

Dzień dobry państwu. Panie przewodniczący, szanowni państwo, na ręce pana przewodniczącego została skierowana pisemna informacja podpisana przez panią minister Urszulę Zielińską, jest do państwa dyspozycji, więc ja postaram się ją tylko krótko streścić dla pozostałych uczestników dzisiejszego posiedzenia. W trakcie dyskusji, jeśli będzie taka konieczność, również będziemy zabierali głos w imieniu Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

We wspomnianej informacji przedstawiliśmy, nazwijmy to zaburzenia, które zostały odzwierciedlone w projekcie Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu. Do 15 listopada br. ten dokument podlegał konsultacjom, były zgłaszane uwagi i właściwie w tym momencie analizuje je resortowy departament odpowiedzialny za KPEiK.

Najważniejsze informacje, które znalazły się w projekcie, na nich bazujemy, dotyczyły m.in. tego, że w latach 2020–2023 zainstalowana moc wzrosła w systemie elektroenergetycznym z 47 GW do 66 GW, czyli o ponad 1/3, za co odpowiadały oczywiście źródła OZE, ale także nowe moce gazowe, które już zostały uruchomione i w tym momencie

znajdują się w eksploatacji. Jeśli chodzi o wyniki analiz, to w kontekście roku 2030 wskazują one na niewielki wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny do poziomu ok. 23 mld m³, a następnie na stopniowy spadek do ok. 13 mld m³ w 2040 r. W tym dokumencie zwracamy również uwagę na biometan, powołując się na jedno z opracowań, w którym potencjał biometanu jest oszacowany na ok. 8 mld m³ rocznie, przy czym potencjał ekonomiczny, i to również wskazujemy, jest niższy.

Zgodnie z projektem WAM do Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu do 2030 r. zużycie biometanu w tym okresie, tj. do roku 2030, może wynosić ok. 1,5 mld m³, a w perspektywie do 2040 r. ok. 3,8 mld m³. Tak kształtują się liczby.

Jeśli chodzi o wodór, to wskazujemy, że może znaleźć zastosowanie przede wszystkim w przemyśle, w tym w przemyśle ciężkim, odgrywając kluczową rolę w transformacji tego sektora. Zwracam uwagę właśnie na gazy zdekarbonizowane. W efekcie ilość gazu ziemnego, po niewielkim wzroście w okresie do 2030 r., będzie stopniowo spadać do 2040 r. właśnie z powodu zwiększającego się udziału gazów zdekarbonizowanych. Dlatego problem zastępowania gazu ziemnego innymi surowcami należy rozpatrywać w szerszej perspektywie czasowej.

Jeżeli chodzi o ciepłownictwo, opieraliśmy się na wynikach z 2022 r., być może nasi goście dysponują już danymi z roku 2023, ale według danych za 2022 r. udział paliw gazowych w ciepłownictwie systemowym koncesjonowanym wynosił 9,3%, w tym w kogeneracji 8,8%. W kontekście ciepłownictwa warto wspomnieć o dyrektywie o efektywności energetycznej, nad wdrożeniem której właśnie pracujemy. Definicja systemu efektywnego wskazuje, jaka jest rola wysokosprawnej kogeneracji, również w kontekście gazu ziemnego, bo tak należy tę technologię postrzegać, w osiągnięciu pożądanego statusu. Warto zwrócić uwagę, że wraz z kaskadową zmianą definicji rola jednostek wysokosprawnej kogeneracji będzie stopniowo zmniejszała się na rzecz źródeł odnawialnych i dlatego trajektoria wykorzystania tego typu technologii i surowca, jakim jest gaz ziemny, jest określona w tej definicji i warto z niej korzystać planując transformację oraz to, w jaki sposób dzisiaj realizowane inwestycje będą przyczyniały się do zgodności z tą postępującą definicją. Zwróciliśmy na to uwagę w informacji przedłożonej na piśmie.

Uwzględniając cel dekarbonizacji ciepłownictwa do 2050 r., warto zauważyć potrzebę popularyzacji wykorzystania wielkoskalowych pomp ciepła sprzężonych z magazynami ciepła. W tym kontekście dostrzegamy również rolę gazu ziemnego jako surowca wykorzystywanego w jednostkach szczytowych, które będą zabezpieczały stabilne i bezpieczne dostawy ciepła oraz uzupełniały niską podaż energii elektrycznej wykorzystywanej w systemie zelektryfikowanego ciepłownictwa.

To tyle, szanowni państwo. Postarałem się pokrótce przedstawić państwu najważniejsze elementy formalnej informacji, którą przygotował resort klimatu. Jeżeli w trakcie dyskusji pojawiają się pytania, jesteśmy do dyspozycji. Patrząc na skład uczestników, spodziewam się, że dyskusja będzie ożywiona.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Z pewnością będziemy mieli do państwa pytania. Teraz poproszę o zabranie głosu przedstawiciela Ministerstwa Aktywów Państwowych.

Dyrektor Departamentu Spółek Paliwowo-Energetycznych Ministerstwa Aktywów Państwowych Monika Gawlik:

Szanowny panie przewodniczący, szanowni państwo, jako Ministerstwo Aktywów Państwowych nadzorujące spółki Skarbu Państwa przyglądamy się również temu, co jest ogłaszane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne oraz przypatrujemy się założeniom, które zostały ujęte w planie KPEiK i oczywiście ściśle współpracujemy z ministerstwem klimatu, któremu przedstawiliśmy nasze uwagi. Dostrzegamy naturalnie bardzo dużą rolę źródeł odnawialnych, ale także, w związku z ostatnimi informacjami PSE, mamy świadomość potrzeby istnienia mocy dyspozycyjnych, które będą wspomagać system elektroenergetyczny, jego stabilności.

Spółki Skarbu Państwa, ciepłownie i elektrociepłownie, biorą oczywiście udział w transformacji elektroenergetycznej i ta transformacja zmierza naturalnie w kierunku jednostek kogeneracyjnych opalanych gazem. W posiedzeniu uczestniczą przedstawiciele

spółkę Skarbu Państwa, więc jeżeli państwo będziecie oczekiwać szczegółowych informacji na temat inwestycji, które są prowadzone przez poszczególne grupy kapitałowe, to oczywiście poproszę przedstawicieli spółek, aby opowiedzieli dokładnie o swoich inwestycjach.

Transformacja ciepłownictwa się dokonuje, ona trwa i musi trwać, zdajemy sobie z tego sprawę, ale jednocześnie mamy świadomość, że system elektroenergetyczny potrzebuje stabilnych źródeł, które zapewnią temu systemowi bezpieczeństwo. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Bardzo dziękuję. Zanim przejdziemy do prezentacji sytuacji w poszczególnych spółkach, to jeśli pani dyrektor pozwoli, wcześniej jeszcze ogólne spojrzenie na sprawę. Bardzo proszę o zabranie głosu przez przedstawicielkę URE, a później przedstawiciela PSE.

Wiceprezes Urzędu Regulacji Energetyki Renata Mroczek:

Dzień dobry, witam państwa. Panie przewodniczący, szanowna podkomisjo, odpowiem na pytanie pana dyrektora o dane za 2023 r. i trochę uzupełnię jego wypowiedź. Skupię się może także nieco bardziej na aspekcie ciepłowniczym, bo myślę, że to jest duże wyzwanie. Sfera elektroenergetyczna jest na sali bardzo mocno reprezentowana, więc zakładam, że dane dotyczące ciepłownictwa, mogą być dla państwa interesujące i mieć charakter komplementarny.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Przedstawiciele ciepłowników też są.

Wiceprezes URE Renata Mroczek:

Ciepłownicy też są, ale dane na pewno się przydadzą.

Szanowni państwo, jeżeli chodzi o dane statystyczne przedsiębiorstw ciepłowniczych na koniec 2023 r., to mieliśmy wtedy 398 koncesjonowanych przedsiębiorstw. Zwracam uwagę, że nie wszystkie przedsiębiorstwa, które produkują ciepło, muszą uzyskać koncesję na wytwarzanie. Koncesje obowiązują w przypadkach produkcji na dużą skalę, tj. powyżej 5 MW. Wspomnianych 398 przedsiębiorstw posiadało w ubiegłym roku 818 koncesji, ponieważ to są przedsiębiorstwa najczęściej działające wiele obszarowo, tzn. w zakresie wytwarzania ciepła, dystrybucji, a także obrotu. Dostępną informacją jest to, że to są głównie źródła wytwórcze małe, czyli do 50 MW, takich podmiotów mamy 227. Zaledwie 9 koncesjonowanych przedsiębiorstw, które zajmują się wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła, to są przedsiębiorstwa, których źródła przekraczają moc 1000 MW. 8 przedsiębiorstw produkuje ok. 1/3 mocy osiągalnej wszystkich źródeł koncesjonowanych.

Nie jest zaskoczeniem, że ciepło systemowe w Polsce jest bardzo rozwinięte i obejmuje swoim zasięgiem ponad 52% gospodarstw domowych. Spoglądając na rozwój ciepłownictwa w Polsce na przestrzeni ostatnich 2 lat, możemy zauważyć, że w zasadzie wszystkie parametry charakteryzujące ten rynek spadają, poza jednym. Odnotowaliśmy spadek liczby koncesjonowanych przedsiębiorstw, o 56%, spadek mocy tak zainstalowanej, jak i zamówionej, ilości ciepła dostarczanego do odbiorców – na przestrzeni 20 lat spadek o 28%. Jedyny parametr, który rośnie, to długość sieci ciepłowniczej. Tutaj odnotowaliśmy przyrost na poziomie 32%. Oczywiście to są wszystkie dane według stanu na koniec 2023 r.

Była już tutaj mowa o wyzwaniach, które stoją przed polskim ciepłownictwem i elektroenergetyką. Jeżeli chodzi o ciepło, to jest to oczywiście dyrektywa EED i definicja systemu ciepłowniczego i chłodniczego efektywnego energetycznie. Dla porządku powiem, że ten parametr, który mamy spełniać, to jest obecnie 50% energii z odnawialnego źródła energii lub 50% ciepła odpadowego lub 75% ciepła pochodzącego z kogeneracji, lub też 50% połączenia energii i ciepła wytwarzanego metodami, o których była mowa wcześniej. Dyrektywa dopuszcza także kryteria alternatywne, do wyboru państwa członkowskiego. Takim kryterium, które musielibyśmy spełnić w aspekcie maksymalnego udziału gazów cieplarnianych w systemie ciepłowniczym i chłodniczym na jednostkę ciepła dostarczanego do odbiorców – według stanu na koniec przyszłego roku – jest 200 g/kWh. Według danych posiadanych przez URE mamy obecnie ponad 700 systemów ciepłowniczych, z czego 20% to są systemy efektywne energetycznie. To jest jednak wielkość oparta na deklaracjach przedsiębiorstw i my te dane jeszcze weryfikujemy i analizujemy. W każdym razie tyle

procent przedsiębiorców uznało się za spełniające te kryteria w chwili obecnej, czyli widać, że jeszcze długa droga przed nami i niestety wiele wyzwań.

Jeżeli mówimy o osiągnięciu pułapu systemów efektywnych energetycznie, to oczywiście jest to proces powiązany z dekarbonizacją ciepłownictwa. Ona przebiega różnie i będzie przebiegała różnie, w zależności od tego, z jakim systemem mamy do czynienia. Jeśli chodzi bowiem o ciepłownictwo, to przedsiębiorstwa z tej branży charakteryzują się bardzo dużą różnorodnością i dlatego rozwiązania dla przedsiębiorstw muszą być szyte na miarę. Co się sprawdziło u jednego i będzie efektywne, u innego niekoniecznie musi się sprawdzić i nie może być wprost rekomendowane innym przedsiębiorstwom.

Lokalna specyfika przedsiębiorstw ciepłych będzie odgrywała dużą rolę w procesie transformacji energetycznej. Po pierwsze, chyba nie bardzo będziemy mogli uniknąć przejścia przez etap kogeneracji, ale oczywiście możliwe są także inne rozwiązania, jak tu już wspomniane wysokosprawne pompy ciepła zasilane energią pochodzącą z OZE, głównie wiatrową lub paneli fotowoltaicznych, wspomagane przez magazyny ciepła. Trzeba jednak mieć na względzie, że te inwestycje są niestety bardzo kosztochłonne. Możliwe jest wykorzystanie geotermii, biomasy, biometanu, ciepła odpadowego, natomiast w tym przypadku trzeba pamiętać, że to jest jednak powiązane z lokalną dostępnością danego rozwiązania.

Oceniamy, że w przyszłości wsparciem dla systemów ciepłowniczych mogą być technologie mieszania gazu ziemnego z wodorem lub też sam wodór, wykorzystanie biometanu lub współpalanie surowców kopalnych z odnawialnymi związkami chemicznymi. Trzeba się natomiast zastanowić, na ile tego typu rozwiązania będą ekonomicznie uzasadnione i na ile będą dostępne techniczne procedury, które można byłoby wprowadzić w ciepłownictwie.

Obecnie udział chemicznego gazu ziemnego, zaazotowanego i wysokometanowego w łącznej produkcji energii cieplnej ze wspomnianych 9,3% w 2022 r. wzrósł w ubiegłym roku do 13%. Wykorzystanie gazu ziemnego w ciepłownictwie zarówno do produkcji samego ciepła, jak i energii elektrycznej w kogeneracji, było w roku ubiegłym na poziomie 1,6 mld m³. Opierając się na dostępnych raportach i projekcjach zakładających transformację ciepłownictwa opartą głównie na kogeneracji gazowej, szacuje się, że wzrost zużycia gazu byłby czterokrotny, co biorąc pod uwagę m.in. plany inwestycyjne operatora systemu przesyłowego gazowego, wydaje się mało realne do zapewnienia. Spowodowałoby to także większe uzależnienie Polski od gazu importowanego. Z danych ORLEN-u wynika, chyba że tu panowie mnie poprawią, ale z danych, które były dla nas dostępne wynika, że import gazu w ubiegłym roku to 14,1 mld m³ przy zużyciu rocznym na poziomie 17 mld m³.

Na zakończenie jeszcze dane z rynku mocy jednostek gazowych, które zawarły kontrakty w aukcjach głównych na lata 2021–2028: 19 nowych jednostek, 9 jednostek zmodernizowanych i 31 jednostek istniejących. Dodatkowo pojawiło się tam 5 jednostek gazowych planowanych, nowych, które nie zawarły kontraktów w ramach aukcji.

Myślę, że na tym skończę, ale oczywiście pozostajemy do dyspozycji, jeśli będą jakieś pytania. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję. Poproszę o zabranie głosu pana dyrektora z PSE.

Dyrektor Departamentu Rozwoju Systemu PSE SA Marek Duk:

Dzień dobry państwu, przygotowaliśmy na to posiedzenie bardzo krótki materiał, nie będę go teraz streszczał ani nie będę o nim mówił, natomiast powiem o tym, czego w tym materiale nie ma, a o czym warto pamiętać, o czym warto wiedzieć przy takiej dyskusji, przynajmniej z naszego punktu widzenia. Jeżeli my publikujemy materiały, ostatnio publikowaliśmy Krajową ocenę wystarczalności kogeneracji, publikujemy różne raporty i różne dane, i jeżeli mówimy o gazie, to mówiąc w uproszczeniu, mamy na myśli gaz ziemny docelowo zdekarbonizowany poprzez wodór, biometan, biogaz, syngaz czy wszystkie inne rozwiązania, a więc jakie to będzie finalnie paliwo, to się dopiero okaże, w zależności od tego, jakie będą dostępne technologie. To jest pierwsza uwaga.

Druga uwaga. Jeżeli mówimy o gazie jako technologii, to nie wskazujemy na konkretne technologie. Zazwyczaj mówimy bardzo ogólnie. To mogą być turbiny gazowe w cyklu prostym lub w cyklu kombinowany, mogą to być silniki, mogą to być jeszcze

inne rozwiązania. Nie zamykamy się na te rozwiązania, bo to wszystko będzie zależało, jak powiedziała pani prezes, od lokalizacji, od miejsca, od funkcji, którą dana jednostka ma pełnić. Generalnie mówimy tylko o wielkościach, które są potrzebne.

Z punktu widzenia PSE, z tych ostatnich analiz, które przeprowadziliśmy, wynikają dwie bardzo ważne rzeczy: jednostek gazowych potrzebujemy wybudować bardzo dużo i bardzo szybko – mówimy tu o perspektywie 2031–2032. W tym czasie potrzebujemy, żeby powstało 6–9 GW nowych jednostek ponad te, które już mamy zakontraktowane w ramach rynku mocy. W perspektywie do roku 2040 mówimy nawet o 15 GW.

Dlaczego mówimy o takich wielkościach? Dlatego że jednostki gazowe szeroko rozumiane są jedyną technologią, która jest w stanie zapewnić parametry, które będą potrzebne do utrzymania systemu. W naszym systemie w perspektywie po roku 2030, bliżej roku 2040, będziemy mieli taką charakterystykę, że energii będziemy mieli za dużo, ale mocy będziemy mieli za mało. W tej chwili nie ma technologii magazynowania energii sezonowej, która pozwalałaby przechowywać energię przez 2–3 miesiące czy przez 5 miesięcy. Oczywiście mówię o ekonomicznie uzasadnionej technologii. Jedyną szansą jest magazynowanie gazu, dowolnego, czy to będzie wodór czy gaz ziemny to nie ma znaczenia przy tym rozumowaniu. Potrzebujemy bowiem mocy, którą będzie można odpalać na okoliczność suszy klimatycznych, dunkelflaute, którą będzie można odpalać w zimie lub na jesieni. Na początku listopada mieliśmy przykład, że coś takiego może się zdarzyć i że może dotknąć całą Europę. Właśnie na takie momenty będą potrzebne zapasy.

Jeżeli chodzi o dobór technologii gazowych, to w pierwszej fazie, kiedy rozwój OZE jest jeszcze taki, jaki jest, ale on będzie postępował, w tym celu będą wykorzystywane magazyny, jednostki które będą budowane, będą miały wyższe czasy wykorzystania i to mogą być jednostki w cyklu kombinowanym. One będą pracowały więcej, bo bezpośrednio będą wchodziły za wycofywane jednostki węglowe. Im dalej będziemy się posuwali w transformacji, tym jednostki gazowe szeroko rozumiane będą pracowały coraz mniej i będziemy potrzebowali coraz mniej paliwa gazowego, coraz mniej będziemy uzależnieni od gazu. Stopniowo dojdziemy do czasu wykorzystania na poziomie kilku procent mocy zainstalowanej, więc to nie będą duże wolumeny gazu. Założenie jest oczywiście takie, że będzie OZE i będą magazyny energii, czyli energia będzie w zasadzie dostępna cały czas, ponieważ w magazynach energii będziemy ją w stanie zebrać w szczycie generacji fotowoltaicznej na potrzeby szczytu wieczornego. W cyklu dobowym czy dwudniowym będziemy w stanie tę energię sobie przenosić, ale nadal będziemy potrzebowali tego, co nas zabezpieczy przed problemami długotrwałych niedoborów, tzn., kiedy one będą trwały tydzień lub dwa. W tej chwili jest dostępna tylko jedna technologia, która to zapewnia – szeroko rozumiane jednostki gazowe.

To tyle wprowadzenia z naszej strony. Potrzeby są bardzo duże i bardzo pilnie trzeba się brać do roboty. Może dodam jeszcze jedną rzecz odnośnie do raportu, na który pan przewodniczący zwrócił uwagę. On jest alarmistyczny w takim rozumieniu, że wykazaliśmy tam w zasadzie jedną podstawową rzecz, czy może dwie, tzn., że potrzebujemy dodatkowych jednostek mocy dyspozycyjnej – to jest pierwsza rzecz, i druga, że żadna taka jednostka sama na rynku energii się nie utrzyma, bo będzie miała zbyt małe wolumeny sprzedaży i nie będzie w stanie konkurować ekonomicznie, nie będzie w stanie się zbudować na rynku, dlatego potrzebujemy wydłużenia rynku mocy. W tej chwili mamy jedną aukcję mocy w przyszłym tygodniu oraz jedną aukcję mocy w przyszłym roku w grudniu, która jest ostatnią, jaką mamy notyfikowaną. Sądzymy, że wypadałoby rynek mocy przedłużyć i tak naprawdę to jest wniosek z naszego raportu. Na bazie tego raportu chcielibyśmy rozmawiać z Komisją Europejską, żeby na poziomie Unii było zrozumienie tego, że Polska potrzebuje wydłużenia mechanizmu mocowego. Bardzo dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję. To bardzo ważny wniosek. Proponuję, pani dyrektor, żebyśmy teraz przystąpili do prezentacji poszczególnych spółek. Wcześniej przywitam tylko jeszcze pana Piotra Woźnego, prezesa ZE PAK SA, który w tej chwili inwestuje w gazową elektrownię... czy elektrociepłownię?

Prezes zarządu ZE PAK SA Piotr Woźny:

Elektrownię.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję, panie prezesie. W takim razie może od razu zadam pytanie państwu, którzy realizujecie tego rodzaju projekty. Rozumiem, że na pytanie „czy?” odpowiedź brzmi – tak. Natomiast chciałby prosić o pokazanie na mapie czasu... Po pierwsze, rynek mocy jest niewątpliwie potrzebny i stąd pewnie będą wynikały wasze dalsze decyzje inwestycyjne, ale chciałbym wiedzieć, jaka będzie w latach amortyzacja waszych inwestycji, podejmowanych przy założeniu, że będzie rynek mocy? Kiedy, waszym zdaniem, zacznie spadać zapotrzebowanie na gaz? Bardzo proszę, pani dyrektor.

Dyrektor departamentu MAP Monika Gawlik:

Proszę o wypowiedź przedstawiciela ORLEN-u.

Dyrektor Działu Zarządzania Systemami Wsparcia i Rynkiem Mocy ORLEN SA Damian Komar:

Panie przewodniczący, państwo posłowie, szanowni państwo, postaram się zmierzyć z tymi wszystkimi pytaniami, które tutaj padły, również we wstępie, odnośnie do choćby bloków w Siekierkach i postaram się też umiejscowić to, tak jak pan przewodniczący przed chwilą wskazał, na osi czasu. Parafrazując trochę temat dzisiejszej podkomisji, można powiedzieć, że to jest pytanie, tak naprawdę, z jakim miksem dotrzeć do dużej energetyki jądrowej i małych SMR-ów? Oczywiście my mamy na to odpowiedź mamy i chciałbym ją zaprezentować na konkretnych inwestycjach, konkretnych liczbach, a w drugiej części wypowiedzi odniosę się do tych uwarunkowań, takich jak rynek mocy, ponieważ dzisiaj brakuje jeszcze jednego uwarunkowania w tej dyskusji, przynajmniej do tej pory ono się nie pojawiło, czyli kwestia unijnej taksonomii.

Zacznę od tego, co mamy obecnie. Mamy blisko 2 GW bloków gazowych w Grupie ORLEN. Na tę wartość składają się głównie 4 bloki dużej skali, tj. Płock – 600 MW i 3 bloki klasy 500, czyli Włocławek, Żerań i 50% udziału wraz z kolegami z TAURON-a w Stalowej Woli. Obecnie budujemy 2 duże bloki o łącznej mocy ok. 1300 MW, tj. Ostrołęka – 760 MW brutto oraz Grudziądz – 570 MW. Te bloki oddamy w 2026 r. Wiemy, że będzie to istotny rok z punktu widzenia bilansów mocy, dlatego dokładamy wszelkich starań, żeby te bloki zostały oddane bez opóźnień lub z takimi opóźnieniami, które nie wpłyną na krajowy bilans mocy.

Teraz przechodzę do projektów. Przyglądamy się obecnie czterem projektom, o dwóch jeszcze nie mogę mówić z uwagi na tajemnicę przedsiębiorstwa, ponieważ nie było to jeszcze komunikowane, ale powiem o dwóch pozostałych. To jest kwestia bloku gazowo-parowego w Gdańsku oraz bloku gazowo-parowego w Siekierkach. Pan dyr. Duk wspomniał o dwóch aukcjach mocy, które nam jeszcze zostały – 12 grudnia br. oraz grudzień przyszłego roku. Teraz odnoszę się do pytania pana przewodniczącego zadanego na wstępie: co z Siekierkami? Tak naprawdę decyzje inwestycyjne są w dużej mierze uzależnione od wyników aukcji mocy. Jeśli spojrzymy na wszystkie inwestycyjne, nie tylko w mojej Grupie, ale zrealizowane w całej Polsce w zakresie elektroenergetyki w ostatnich latach, to się okaże, że żadna z nich nie została podjęta bez wygrania aukcji mocy. Tak więc to jest bardzo istotny element. Jest jeszcze oczywiście system wsparcia kogeneracji, niemniej jednak duże bloki zazwyczaj patrzą na rynek mocy.

Kwestia uwarunkowań. W przypadku rynku mocy czekamy na decyzję, ale nie tylko w sensie odpowiedzi na pytanie, czy będzie, ale również, w jakim kształcie? Pan dyr. Duk w sumie wskazał na zakres wykorzystania mocy na przestrzeni lat. Jako inwestorzy będziemy w nowym rynku mocy podejmować decyzje, czy budować bloki w technologii CCGT, czy w OCGT, czyli w cyklu prostym. Przypomnę, że obecnie żadna grupa energetyczna nie ma w swoim portfolio bloku OCGT, przynajmniej ja nie znam takiej grupy, a bloki OCGT to są te bloki, z którymi bardzo ambitne plany wiążą nasi zachodni sąsiedzi Niemcy. Dlaczego? Z dwóch powodów. Pierwszy wymienił pan dyr. Duk. Chodzi o to, że jeżeli planujemy blok gazowy, to finansowania nie zamknie się w 5 czy 10 latach, tylko będzie wymagać perspektywy 25 lat. Zgodnie z tym, co powiedział pan dyr. Duk, taki blok gazowy będzie pracował intensywnie przez pierwsze lata, powiedzmy w pierwszej

dekadzie, natomiast wraz z oddaniem każdego bloku jądrowego, nieważne czy w małej, czy w dużej skali, czas wykorzystania mocy zainstalowanej w bloku gazowym będzie systematycznie spadać. To właśnie jest korzystniejsze w przypadku bloków OCGT.

Drugi element to unijna taksonomia, o której wspomniałem na samym początku. Jeżeli dzisiaj rozważamy, w jakiej skali inwestować i w jakiej technologii inwestować w energetykę gazową, to musi tutaj wybrzmieć, że 2 lata temu został przyjęty akt derogowany przez Komisję Europejską, w którym znalazł się okres przejściowy dla inwestycji w źródła gazowe, które można uznać za energetykę zrównoważoną, środowiskową. Tam została zapisana magiczna data: 31 grudnia 2030 r. Jeżeli do tego czasu zostaną podjęte decyzje inwestycyjne, to wówczas nie obowiązuje wskaźnik emisyjności 100 g/kWh, którego bloki gazowej nie są w stanie spełnić, natomiast obowiązują dwa inne wskaźniki: jeden to 270 g/kWh – ten wskaźnik są w stanie spełnić tylko bloki gazowo-parowe ucieplowniczone, ponieważ blok klasyczny ma emisyjność ok. 340 g/kWh; drugi wskaźnik z kolei nie jest wskaźnikiem na wolumen energii, tylko na moc – 550 kg/kW. Co on pokazuje, bo pewnie sama liczba niewiele państwu mówi? To jest wskaźnik stricte pod bloki OCGT, ponieważ żeby spełnić taki wskaźnik na przestrzeni 20 lat, bo tak jest zapisane w unijnej taksonomii, średnią liczymy przez 20 lat, to blok OCGT może pracować 600, 700 albo 800 godzin w ciągu roku. Wiadomo, że jeżeli podejmujemy decyzje o inwestycji w bloki CCGT, tak jak w przypadku Ostrołęki czy Grudziądza, to tam wskaźniki są znacznie wyższe, rzędu 300–4000 godzin w ciągu roku. Dlatego unijna taksonomia i ta data 31 grudnia 2030 r. stanowią naprawdę istotny element dyskusji.

Teraz czekamy teraz na nowych kształt rynku mocy. Zgodnie z ustawą jeszcze bieżącym roku do Sejmu ma trafić raport przygotowany przez ministra klimatu i środowiska i tak jak na wstępie wspomniałem, nie czekamy na decyzję, czy będzie, bo wiemy, że będzie, czujemy, że będzie, bo jak wcześniej wskazałem, żadne decyzje inwestycyjne z ostatnich 5 lat, czy nawet dłużej, nie zostały w Polsce podjęte bez rynku mocy. Czekamy więc na decyzję, w jakim ostatecznie kształcie będzie ten rynek, czy będzie szedł w unijną taksonomię, czyli preferował bloki OCGT, a wtedy jako spółki będziemy szybko przystosowywać swoje portfolio inwestycyjne do wymogów rynku. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję bardzo. Proszę, pani dyrektor.

Dyrektor departamentu MAP Monika Gawlik:

To może teraz PGE.

Dyrektor Departamentu Inwestycji PGE SA Paweł Stępień:

Dzień dobry państwu, Paweł Stępień. Szanowny panie przewodniczący, szanowni państwo, podpisuję się pod tym, co przed chwilą powiedział dyr. Komar z ORLEN-u. Mamy podobną strategię, ale ona jest jednak dużo szersza w zakresie ciepłownictwa, ponieważ jesteśmy w sumie w 16 lokalizacjach, w największych miastach w Polsce oprócz Warszawy i dlatego mamy trochę inną strategię na budowę mocy gazowych. De facto widzimy jednostki gazowe, biorąc pod uwagę wymogi dyrektywy EED i głównie pakietu *Fit for 55*, czyli zapisy dotyczące efektywnego systemu ciepłowniczego. Bierzemy to pod uwagę i widzimy, że gaz ma swoją rolę do 2040 r., a po 2040 r. ta rola przestaje już mieć znaczenie w takim sensie, że system ciepłowniczy oparty na takiej technologii przestaje być efektywny.

Biorąc pod uwagę zarówno kwestie sieciowe od strony energii elektrycznej, jak i kwestie sieciowe od strony dystrybucji ciepła, warto zauważyć, że dzisiaj nasze systemy ciepłownicze są wysokotemperaturowe, to nie są systemy niskotemperaturowe, więc żeby móc pójść totalnie w źródła odnawialne typu pompy ciepła, kotły elektrodowe, które – mamy nadzieję – jeżeli będą produkować ciepło, to niedługo zostaną uznane za źródła OZE, musimy w tym momencie wypełnić techniczne wymogi sieci ciepłowniczych, czyli musimy osiągnąć temperatury ponad 100° C, nawet do 120° C, a to powoduje, że w tym momencie jesteśmy de facto skazani na produkcję ciepła opartą na paliwach konwencjonalnych.

Idąc dalej tym tropem rozumowania, korzystamy dzisiaj z systemu wsparcia, jakim jest wsparcie wysokosprawnej kogeneracji i bardziej rozdrabniamy nasze jednostki ciepłownicze. Biorąc pod uwagę to, że rynek i regulacje dotyczące rynku często się zmieniają i są bardzo nieprzewidywalne na poziomie Unii Europejskiej, wolimy bardziej

elastycznie móc dostosowywać nasze portfolio aktywów do wymagań regulacyjnych. W tym momencie pod każdą podstawę systemu ciepłowniczego, rozumianą jako zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową, czyli coś co w długiej perspektywie nie powinno maleć, budujemy i chcemy budować jednostki kogeneracyjne oparte na gazie.

Biorąc pod uwagę zapisy dyrektywy budynkowej, które określają, że termomodernizacja budynków i w ogóle możliwość przyłączenia nowych budynków jest warunkowana spełnieniem przez te budynki odpowiednich wskaźników jakościowych pod względem zużycia energii pierwotnej, prognozujemy, że zapotrzebowanie szczytowe, czyli zapotrzebowanie dotyczące centralnego ogrzewania, będzie spadać i tu jesteśmy zgodni z tym, co powiedziała przed chwilą pani prezes URE. To zapotrzebowanie spada już zresztą od lat i nadal będzie spadać i pod takie prognozy planujemy rozwiązania oparte na *Power to Heat*, czyli zarówno pompy ciepła, kotły elektrodowe, jak również źródła gazowe. Oczywiście w zależności od lokalizacji, bo nie można jednego rozwiązania kopiować w każdym miejscu głównie z uwagi na uwarunkowania systemu dystrybucyjnego ciepła, rozpyłów w systemie dystrybucyjnym i możliwości wpięcia się do tego systemu.

Główny problem, który dzisiaj widzimy, jest taki, że warunki przyłączeniowe do operatorów systemów dystrybucyjnych bądź przesyłowych nie są łatwe do uzyskiwania dla tych źródeł, czyli nie tylko od strony wytwórczej, ale również od strony sieciowej konieczne są niezbędne nakłady inwestycyjne, żeby móc uwolnić potencjał tych źródeł. Z tego powodu moce, które chcielibyśmy budować, mamy często ograniczane z uwagi na to, że sieć nie jest w stanie w danym miejscu przyjąć takiej mocy. To jest dodatkowy element, który niestety musimy dorzucić do tej układanki, bardzo istotny z punktu widzenia dekarbonizacji systemów ciepłowniczych.

Z punktu widzenia energetyki wielkoskalowej systemu elektroenergetycznego jesteśmy zaraz po dodaniu dwóch bloków gazowo-parowych w Dolnej Odrze – niespełna 1,4 GW mocy, oraz budujemy prawie 900 MW w oparciu o technologię CCGT w Rybniku, które zamierzamy do końca 2026 r. oddać do eksploatacji. Ten blok ma wygrany kontrakt rynku mocy, czyli stosujemy podobne podejście jak koledzy z ORLEN-u, w przypadku zagwarantowania bankowalności danego projektu podejmujemy finalną decyzję inwestycyjną.

Nawiązując do tego, co w swojej wypowiedzi zawarł dyr. Duk, w przyszłości, jeżeli *load factors* bloków gazowych mają spadać do pojedynczych procentów, z punktu widzenia inwestorów niezasadnym jest inwestowanie w dużo większe, kapitałochłonne inwestycje typu CCGT, natomiast należy pójść w kierunku OCGT. Dzisiaj nie mamy jednak dostosowanych do tych do tego regulacji. Czekamy na to i jeżeli pojawi się tylko możliwość ofertowania OCGT na jakimś systemie wsparcia gwarantującym, że ktoś da na to finansowanie, to jako Grupa PGE jesteśmy gotowi do realizacji tych projektów. Obecnie oglądamy każdą naszą lokalizację, w której takie jednostki mogą być posadowione, przygotowujemy potencjalne harmonogramy, jednak niezbędnym elementem jest czynnik regulacyjny, który dopiero umożliwi de facto konkretny development tych projektów. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję. Przedstawiciel kolejnej spółki, bardzo proszę.

Dyrektor departamentu MAP Monika Gawlik:

Pan dyrektor z Enei, proszę bardzo.

Dyrektor Departamentu Regulacji Enea SA Przemysław Bielecki:

Dzień dobry, Przemysław Bielecki, Enea. Jeżeli chodzi o plany naszej spółki, to w tej chwili przygotowujemy się z dwoma blokami gazowo-parowymi w elektrowni w Koźlenicach, planujemy tam moce po ok. 700 MW w każdym bloku, natomiast kluczowy dla podjęcia decyzji inwestycyjnej będzie wynik aukcji rynku mocy, która się rozstrzygnie 12 grudnia. Jeżeli nie uda się pozyskać kontraktu mocowego długoletniego z odpowiednim poziomem ceny, to taka decyzja niestety nie będzie mogła być podjęta. Jeżeli chodzi o drugą naszą elektrownię w Połańcu, to tam również, w ramach strategii, którą opublikowaliśmy w ostatnich dniach, mamy aspirację zbudowania 2 bloków o podobnej mocy zainstalowanej, tzn. dwa razy po ok. 700 MW.

Oczywiście mogę się podpisać pod tym, co powiedzieli moi przedmówcy. Po pierwsze. absolutnie konieczny jest jakiś mechanizm mocowy po 2030 r., po zakończeniu tego rynku

mocy, który mamy w tej chwili. Ten mechanizm jest niezbędny do tego, żeby uruchamiać wskazane wcześniej inwestycje. Dodałbym jeszcze jedną rzecz, nawiązując do wypowiedzi pana dyr. Duka z PSE – oczywiście również widzimy to, że będą bardzo potrzebne nowe moce gazowe, natomiast pytanie jest następujące: na jakich założeniach była robiona analiza PSE i skąd wzięły się te wielkości? W tej chwili w trakcie procedowania są regulacje, które dotyczą tzw. derogacji dla rynku mocy, czyli umożliwienia jednostkom węglowym korzystania z kontraktów mocowych w latach 2026–2028. W naszej ocenie, jeżeli te regulacje wejdą w życie w takim kształcie, w jakim w tej chwili jest to proponowane, wystąpi duże ryzyko, że odstawienia bloków węglowych będą następowały wcześniej niż to do tej pory zakładaliśmy. Wydaje mi się, że w krótkim terminie to jest chyba najbardziej kluczowe ryzyko, jeżeli chodzi o wystarczalność mocy. Wtedy moce gazowych będzie potrzebnych jeszcze więcej.

Jeżeli chodzi o nasze plany w ramach ciepłownictwa, to w Białymstoku w Elektrociepłowni Zachód jesteśmy obecnie w trakcie budowy dwóch bloków po 35 MW, przystosowujemy je również do spalania paliwa gazowego. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Kto będzie kolejnym mówcą, pani dyrektor?

Dyrektor departamentu MAP Monika Gawlik:

Przedstawiciel TAURON-a.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Proszę bardzo.

P.o. dyrektor wykonawczy ds. inwestycji TAURON Polska Energia SA Mateusz Lewandowski:

Dzień dobry państwu, Mateusz Lewandowski, TAURON Polska Energia. Panie przewodniczący, szanowni państwo, zacznę od tego, co aktualnie posiadamy w naszej flocie aktywów wytwórczych. Udział gazu jest stosunkowo niewielki, bo zaledwie ok. 450 MW mocy termicznej zainstalowanej, już z uwzględnieniem naszego *joint venture* z PGNiG ORLEN, więc to, co nam zostaje, to są tak naprawdę niewielkie jednostki o charakterze rezerwowym, czy też ciepłownie lokalne. W dalszym ciągu, głównie w obszarze ciepła, ale także energetyki zawodowej, nasza generacja jest oparta na węglu.

W zaawansowanym planie realizacyjnym mamy trzy inwestycje w obszarze ciepła: budowę kotła gazowego o mocy 140 MW w ZW Katowice, budowę kotłowni gazowo-olejowej Cieszyn i budowę kotłowni gazowo-olejowej w Bielsku-Białej.

Jeżeli chodzi o nasze podejście do paliwa gazowego, to ono jest inne w obszarze ciepła i trochę inne w obszarze energetyki zawodowej. Zacznę od tego pierwszego obszaru, bo jesteśmy na świeżo po opracowaniu szczegółowego programu dekarbonizacji. Wyszliśmy z poziomu zastanego planu inwestycyjnego, który zakładał ok. 80% udziału paliwa gazowego w docelowym miksie wytwórczym. Dla nas ten udział był troszeczkę za duży. Paliwo gazowe, w ogóle inwestycje gazowe mają trochę inny, bardziej złożony profil ryzyka niż na przykład inwestycje OZE. Dlatego zadaliśmy sobie pytanie, czy te parametry, na podstawie których podejmowaliśmy decyzje, są odpowiednie i sprawią, że profil ryzyka będzie na tyle dobry, iż zapewni naszym odbiorcom ciepło po akceptowalnych społecznie cenach? Jednocześnie powinien on gwarantować pewność zasilania. Taka jest bowiem specyfika segmentu ciepłownictwa – pewność zasilania musi występować. Po analizach doszliśmy do wniosków, że na ile to możliwe zmaksymalizowaliśmy wykorzystanie potencjału odnawialnych źródeł energii czy też technologii *Power to Heat*. W rozmowach z dostawcami słyszeliśmy i takie prognozy, że biorąc pod uwagę rozpiętość cen energii ok. 2035 r., udział technologii *Power to Heat* w generacji ciepłowniczej może wynosić już nawet powyżej 20%. Wzięliśmy to oczywiście pod uwagę, ale nawet pomimo tego udział paliwa gazowego w docelowym miksie cały czas jest istotny, mieści się w granicach 40–50% przewidywanego miksu na 2035 r.

Jeżeli chodzi o same inwestycje, to warto wspomnieć nasz przypadek bloku gazowo-palowego w Łagiszy. Jesteśmy tam po istotnej rekonfiguracji wariantu technicznego. Wychodziliśmy z poziomu planu budowy bloku CCGT, mogę o tym mówić, ponieważ to było już

komunikowane w raportach bieżących, w każdym razie, z uwagi na to, że nie otrzymaliśmy ofert w naszym postępowaniu na wybór generalnego wykonawcy, mieliśmy trochę czasu na zastanowienie się, przeszliśmy proces myślowy, o którym mówili zarówno koledzy z ORLEN-u, jak i z PGE oraz Enei, że jednostki CCGT, biorąc pod uwagę to, co się będzie działo, co przewidujemy, że może się dziać z cenami energii i cenami uprawnień do emisji oraz z obciążeniem tego typu jednostek, doszliśmy do wniosku, że na ten moment to nie jest dla nas optymalna konfiguracja. Dlatego zdecydowaliśmy, że zaczniemy konfigurować tę jednostkę z perspektywy *stricte* ciepłowniczej, tzn. ona będzie dopasowana do potrzeb ciepłych obszaru, na którym ma funkcjonować i będzie tak skonfigurowana, że zapewni nam utrzymanie statusu systemu efektywnego energetycznie na obszarze naszej sieci. Jednostka zostanie także oczywiście istotnie przeskalowana w dół. To, o czym teraz mówimy, to jest układ kogeneracyjny na poziomie ok. 120 MW i raczej takie mniejsze układy kogeneracyjne oraz silniki gazowe będą stanowiły podstawę naszej floty wytwórczej w ciepłe, jeżeli mamy na myśli paliwo gazowe.

Przychodząc do segmentu energetyki zawodowej, chcę poinformować, że w tym obszarze jesteśmy na etapie przygotowania, w zasadzie chyba w każdej z naszych lokalizacji, projektów jednostek OCGT, które potencjalnie mogłyby zafunkcjonować w systemie. Oczywiście pod pewnym warunkiem, było już o tym wspomniane, ponieważ charakterystyka pracy tych jednostek jest na tyle trudna, że po pierwsze, nie jest prostą rzeczą zapewnić bankowalność, a po drugie, przy wykorzystaniu mocy na poziomie kilku procent to trudno mówić o satysfakcjonującym poziomie zwrotu z inwestycji. Jeżeli pojawią się odpowiednio mechanizmy wsparcia, będziemy oczywiście gotowi, żeby takie projekty uruchomić i przekazać do eksploatacji gdzieś w granicach 2030 lub 2031 r. To jest aktualnie 4–6 projektów.

Kończąc, chcę jeszcze wskazać, wydaje mi się to istotne, że we wszystkich naszych projektach, które teraz konfigurowujemy, zakładamy, że infrastruktura gazowa, którą przygotowujemy, będzie przystosowana do wykorzystania niskoemisyjnych paliw, takich jak wodór albo biometan, i mamy tutaj na myśl nie tylko kluczowe komponenty, kluczowe maszyny, które będą tam pracowały, ale też jakby cały *laundry* inwestycji, który też musi być do tego dostosowany.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję bardzo. Rozumiem, że to już cała prezentacja przedstawicieli spółek Skarbu Państwa. Ponieważ jest z nami dzisiaj pan prezes Piotr Woźny, który w rynku mocy już jest, chciałbym zapytać, panie prezesie, jak pan widzi amortyzację tego nowego bloku, który powstanie? Czy on się spłaci w firmie?

Prezes zarządu ZE PAK SA Piotr Woźny:

Myślę, że jeżeli chodzi o perspektywę inwestowania w tego typu jednostki i o te wszystkie dylematy... Rozumiem, że jest jasne, bo to bardzo wyraźnie tutaj wybrzmiało, że Polska po prostu potrzebuje dużej liczby jednostek gazowych w bardzo krótkim czasie. W takim razie rozmawiamy szczerze. Mam okazję zarządzać spółką, która w jakimś sensie może być papierkiem lakmusowym stanu energetyki węglowej w Polsce. Mój ulubiony blok nr 5, który z końcem tego roku przestanie już być eksploatowany, to jest blok, który jak był budowany w latach 70-tych ubiegłego wieku, to przewidywano, że będzie pracował 180 tys. godzin, natomiast on przepracował 300 tys. godzin. Od 2 czy 3 lat jedzie sobie w trybie warunkowych, kwartalnych dopuszczeń przez Urząd Dozoru Technicznego. Nie sędzę, żeby to była jakaś szczególnie wyjątkowa jednostka w systemie. Myślę, że takich jednostek jest wiele.

Moim zdaniem, jest jedna rzecz, którą warto zapamiętać z dzisiejszego spotkania. W Polsce na gwałt potrzebujemy dużej liczby jednostek gazowych, które po prostu obrobnią nas, że tak powiem, przed atomowym Eldorado, które czeka nas w czwartej dekadzie XXI wieku. To punkt pierwszy.

Punkt drugi – od półtora roku prowadzimy prace związane z pozyskaniem finansowania bankowego na budowę bloku gazowego i nad tym chciałbym się chwilę zatrzymać, bo wszystko inne co ważne, zostało już powiedziane. Szanowni państwo, bardzo ważna kwestia to unijne reguły taksonomii, które powodują, że jeżeli chce się – to jest wiadomą

rzeczą – pozyskać pieniądze bankowe, to trzeba pokazać taki model, z którego będzie wynikało, że działalność, którą zamierzamy prowadzić, nie będzie działalnością deficytową, tylko że jest to działalność, na której się zarabia, przede wszystkim na to, żeby oddać kapitał i odsetki. Jeżeli takie modele stroi się na 20 lat przy spadających cenach energii... Zwróćcie państwo uwagę, że żyjemy w czasach dynamicznych zmian ceny energii na rynku. Jak się popatrzy na ceny kontraktów bazowych, to widzimy, jak one wyglądały na rok 2023, wiemy, jak wyglądają na 2024 r., natomiast chodzi o rok 2025, to w tej chwili pewnie jesteśmy na poziomie jakichś 430–440 zł, jeżeli chodzi o cenę kontraktu bazowego. Kiedy to wszystko włożymy do modeli finansowych i nałożymy na to ograniczenia wynikające z taksonomii, to się okazuje, że rentowność przedsięwzięcia... My próbujemy akurat zrobić taki model, w którym chcemy się zmieścić w limicie 550 g/kW w okresie 20 lat, ale niezwykle trudno jest pokazać rentowność takiej inwestycji. Żeby pokazać rentowność, trzeba do tego modelu wprowadzić założenie, że zajmuje się w jakimś roku handlowym określoną pozycję, sprzedając energię po jakiejś cenie, a następnie korzystając ze zjawiska, które pojawiło nam się w tym roku, czyli z ujemnych cen energii, że się optymalizuje tę zajętą pozycję handlową i na tej optymalizacji zarabia się pieniądze. Niestety bardzo trudno jest przewidzieć, ile pieniędzy będzie można zarobić na takiej optymalizacji.

Szanowni państwo, nawet mając wygrany bardzo dobry kontrakt mocy, wygraliśmy taki kontrakt mocy w grudniu 2021 r., praktycznie mamy tu rekordowe wsparcie, bo wtedy takie zostało uzyskane, niezwykle trudno jest przekonać instytucje bankowe do finansowania takiego projektu, ponieważ trudno jest zbudować taki model uwzględniający rygory czy kajdany taksonomii, który byłby modelem satysfakcjonującym banki z punktu widzenia rentowności prowadzonej działalności, chociażby przez okres żywotności kontraktu bazowego.

Ostatnia rzecz, o której powiem, jest dla mnie jednym z ciekawszych podsumowań procesu pozyskiwania finansowania. Przez 9 miesięcy prowadziliśmy bardzo obiecujące rozmowy, które niestety się skończyły, z parą Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju i IFC, czyli inwestycyjną odnogą Banku Światowego. To była para podmiotów, we współpracę z którą zainwestowaliśmy bardzo dużo czasu i energii, próbując ich przekonać do sfinansowania naszej inwestycji. Te instytucje..., tzn. przede wszystkim EBOiR był bardzo zainteresowany, ale na posiedzeniu zarządu EBOiR pod koniec czerwca tego roku została podjęta decyzja, że bank nie będzie finansował projektów gazowych w krajach Unii Europejskiej. W efekcie nasz projekt upadł, pomimo tego, że zespół EBOiR był przekonany do dofinansowania inwestycji, a Bank Światowy uzależniał swoją decyzję od decyzji EBOiR. Skutek jest taki, że ta para instytucji finansowych nam odpadła z dalszej współpracy.

Ciekawe w tym jest jednak to, że współpracując z EBOiR i IFC, nie byliśmy zmuszeni do pokazywania funkcjonowania naszego modelu w rytmie unijnej taksonomii, natomiast teraz, kiedy rozmawiamy z polskimi instytucjami bankowymi, bo musimy z nimi o tym rozmawiać, to te instytucje, polskie banki, zobowiązują nas do pokazania rentownego funkcjonowania naszej jednostki w rytmie taksonomii. Od tego jest uzależnione finansowanie.

Bardzo dobrze, że rozmawiamy o potrzebie bloków gazowych w systemie. To, że konieczny jest rynek mocy – oczywiście. Bez rynku mocy, umówmy się, nie powstanie w Polsce żaden blok gazowy, nie ma szansy, żeby powstał. Dlatego niezwykle ważne jest, aby wyraźnie powiedzieć, że bez przedłużenia rynku mocy tych bloków gazowych nie będzie.

Trzecim ramieniem tego trójkąta jest finansowanie bankowe. Jeżeli jest ktoś, kto może sfinansować taką inwestycję ze środków własnych, to fajnie, natomiast pamiętajmy, że koszt realizacji takiej inwestycji, bloku ok. 570–600 MW, to pewnie jakieś 3 mld zł. Wydaje mi się, że na polskim rynku energetycznym mało jest podmiotów, które w tej chwili są w stanie zrealizować taką inwestycję z własnych środków. A tak jak sobie powiedzieliśmy na początku, my tych bloków potrzebujemy, bo bez tego po prostu światło zgaśnie.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję, panie prezesie. Wskazał pan na bardzo ważny aspekt, o którym na razie jeszcze nie rozmawialiśmy z przedstawicielami grup energetycznych. Może w dyskusji wrócimy do tej sprawy.

Do tej pory mówimy o blokach gazowo-parowych bądź gazowych, natomiast pojawia się też propozycja wykorzystania silników gazowych. Mamy takie silniki gazowe, jak widzę PGE SA ma takie propozycje w Gdyni, w Krakowie, w Szczecinie i w Gdańsku. To jest zarazem moc energetyczna i ciepła, a więc coś się w tym zakresie dzieje. Dlatego chciałbym teraz poprosić o zabranie głosu przedstawiciela firmy Wartsila, który zaprezentuje rozwiązania, które proponuje Wartsila. Są dzisiaj z nami także przedstawiciele innych firm, które tym się w Polsce zajmują. Proszę bardzo.

Przedstawiciel Wartsila Polska Sp. z o.o. Krzysztof Łokaj:

Dzień dobry, Krzysztof Łokaj, Wartsila Polska. Proszę państwa, jeżeli chodzi o rolę gazu ziemnego w polskiej energetyce i w ciepłownictwie, to Wartsila przygotowała kilka analiz, którymi chciałbym się dzisiaj z państwem podzielić.

Na slajdzie jest pokazany obraz polskiego systemu elektroenergetycznego z początku października. Jak widać, cena energii elektrycznej dosyć dramatycznie skakała, w pewnej chwili osiągając zero, co wynikało z dużego udziału OZE w miksie w danym momencie. Miesiąc później mieliśmy z kolei 10 dni ciemnej flauty, gdzie udział OZE w miksie energetycznym spadł poniżej 7%, jeżeli chodzi o wytwarzaną energię. Można powiedzieć, że tu jesteśmy teraz, ale gdzie będziemy później? Później będziemy w miejscu, w którym Niemcy były już kilka lat temu, gdzie udział energii odnawialnej w miksie energetycznym dramatycznie wzrósł, a co za tym idzie wzrosła także bardzo zmienność cen energii i pojawiły się coraz częstsze okresy, o których już dzisiaj ktoś wspominał, kiedy cena spadała poniżej zera, a także mieliśmy do czynienia z *containment'em* źródeł OZE.

System tego rodzaju będzie wymagał dużego bilansowania i bardzo dużych inwestycji w zbilansowanie, aby był stabilny, o czym, jeżeli dobrze pamiętam, wspominał przedstawiciel Ministerstwa Klimatu i Środowiska. Gdzie szukać tej elastyczności? Należy jej szukać w systemach ciepłowniczych. Polska jest jednym z największych krajów, jeżeli chodzi o ciepłownictwo i moc tam zainstalowaną oraz posiadamy także bardzo dużą ilość systemów o małej lub średniej mocy. W związku z powyższym te systemy mogą się wręcz idealnie nadawać do bilansowania.

Aby przyjrzeć się, jak będzie wyglądało połączenie ciepłownictwa i energetyki w przypadku dekarbonizacji i stabilizacji systemów, przy wykorzystaniu oprogramowania PLEXUS i we współpracy z PSE, jakiś czas temu przygotowaliśmy serię modeli rozwoju polskiej energetyki i ciepłownictwa z uwzględnieniem istniejących źródeł. To jest perspektywa 2032 r., więc niezbyt daleka, dlatego wiemy, co jeszcze wtedy będzie włączone ze starych źródeł węglowych, wiemy, jakie inwestycje gazowe w turbinę były zrealizowane albo będą, więc te wszystkie informacje zostały w modelu uwzględnione. To, co pozwoliliśmy zrobić PLEXUS-owi, to było dostosowanie wszystkich pozostałych elementów, czyli tego, czego nie wiemy, co nie jest jeszcze wpisane do systemu i żeby w przyszłości poszukał najbardziej optymalnego rozwiązania. Łącząc ze sobą te dwa systemy PLEXUS wskazał przede wszystkim na dwie technologie. Z jednej strony pompy ciepła, o których dzisiaj już wspomniano, które służyły do konsumpcji nadmiaru energii elektrycznej w momencie, w którym wytwarzanie OZE było zbyt wysokie, a z drugiej strony silniki kogeneracyjne – nie turbiny, co podkreślam – tylko silniki, które pozwalały w dynamiczny sposób reagować na niedobory mocy w momencie, w którym przestawało wiać albo świecić. Trzecią kluczową technologią, która też była dzisiaj już wspomniana, jest magazynowanie ciepła, które pozwalała rozciągnąć w czasie dostawę energii elektrycznej i ciepła.

Taki układ, według naszych szacunków, pozwoli na modernizację i jednocześnie na obniżenie kosztów modernizacji polskiego ciepłownictwa i energetyki. Jeżeli porównamy modernizację przy wykorzystaniu optymalizacją tych dwóch systemów ze zwykłą modernizacją, to różnica w kosztach wyniesie ok. 4 mld euro, czyli powiedzmy w zaokrągleniu 16 mld zł. Wszystko zależy od przyjętego kursu. Równocześnie dokonujemy redukcji udziału węgla w energetyce z 60% do około 26%, a w ciepłownictwie z 80% do 8%.

Bardzo podobne analizy przeprowadziliśmy na poziomie poszczególnych miast i instalacji, m.in. dla Grudziądza przeprowadziliśmy serię różnych analiz, przyjmując różne parametry, przede wszystkim jeżeli chodzi o ceny energii elektrycznej, gazu, uprawnień do emisji. Wykorzystując miks różnych źródeł, przechodząc z kotłów węglowych na miks

kilku różnych technologii, byliśmy w stanie osiągnąć niższą taryfę niż była w czasie przeprowadzenia tej analizy, przy jednoczesnym zachowaniu IRN na poziomie 10%, co było jednym z warunków brzegowych, jakie wrzuciliśmy do PLEXUS-a. W zależności od przyjętych scenariuszy zmieniał się stosunek mocy zainstalowanej w poszczególnych technologiach, ponieważ w niektórych miejscach nie ma dostępu do ciepła, które można wykorzystać w pompie ciepła, czasami gdzieś pojawi się biomasa, jeżeli takowa jest dostępna itd. Scenariuszy przeanalizowaliśmy dużo, ale kluczowe w nich było to, że każdy zawierał jakieś źródło, które pozwalało odbierać nadmiary energii elektrycznej, czyli pompę albo kocioł elektrodowy, silnik kogeneracyjny, który bardzo szybko, w ciągu minuty jest w stanie reagować na zmiany cen energii na rynku, i magazyn ciepła, który wyprodukowane ciepło potrafi rozprzestrzenić w czasie.

I jeszcze jedna istotna rzecz – taka praca systemu ciepłowniczego wymaga zmiany podejścia do patrzenia, jak taki system generacji ciepła powinien pracować, tzn. nie wobec krzywej zapotrzebowania na ciepło, ale wobec cen energii elektrycznej, bo to cena będzie decydowała, które źródło jest włączone, a nie ile ich musimy na sobie poukładać, żeby zapewnić dostawę ciepła. W momencie, w którym energia jest tania lub wręcz cena jej jest ujemna, możemy operować pompami ciepła, kotłami elektrodowymi, a w momencie, w którym cena energii zaczyna skakać, możemy włączyć silnik kogeneracyjny i zarobić na tych wysokich szczytach. To jest mniej więcej taka sytuacja, o której, jeśli dobrze pamiętam, wspominał z jednej strony przedstawiciel URE, a z drugiej strony przedstawiciel Ministerstwa Klimatu i Środowiska – gaz będzie elementem szczytowym, elementem, który będzie stabilizował nasz system. Żeby taka sytuacja mogła zaistnieć, potrzebujemy źródeł, które są elastyczne i mogą w bardzo krótkiej perspektywie czasowej, liczonej w minutach, reagować na zapotrzebowania systemu.

To wszystko z mojej strony. Dziękuję uprzejmie.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję bardzo. Czas na ostatnie wystąpienie przed dyskusją. Chcielibyśmy teraz usłyszeć o możliwości wykorzystania kotłów węglowych, które mamy w tej chwili. Czy jest szansa, żebyśmy mogli je przerobić na kotły gazowe? Proszę bardzo.

Przewodniczący Komisji Transformacji Energetycznej BCC Maciej Stańczuk:

Dzień dobry państwu. Rzeczywiście dużo mówiło się na ten temat w ostatnim czasie. Plany koncernów energetycznych, jak słyszeliśmy, są wyjątkowo ciekawe i bogate, niemniej jednak biorąc pod uwagę to, gdzie się znajdujemy, czyli tu i teraz, sytuacja jest naprawdę krytyczna. Potrzebujemy pilnych rozwiązań, ponieważ do 2030 r. z mocy dyspozycyjnej wypadnie nam masa gigawatów. Według tego, co mówią Polskie Sieci Elektroenergetyczne, do 2031 r. będzie to, o ile dobrze pamiętam, ok. 8 GW. W związku z tym trzeba postawić pytanie, czy zaledwie w ciągu 6 lat wybudujemy tyle bloków parowo-gazowych, żeby wypełniły lukę w mocy dyspozycyjnej? Znając realia, w jaki sposób funkcjonuje rynek generalnego wykonawstwa, choćby z komunikatów bieżących spółek energetycznych wiemy, że nawet ogłoszenie przetargu nie kończy się wyborem generalnego wykonawcy, uwzględniając dodatkowo jeszcze problemy generalnych wykonawców – przykład Enei i Kozienic, to zaczyna do nas docierać, że naprawdę mamy do czynienia z bardzo krytyczną sytuacją.

Oczywiście nie kwestionuję tego, że projekty inwestycyjne powinny być przygotowywane i one muszą powstawać, chociaż ich efektywność pozostawia trochę do życzenia, bo jeśli bloki mają pracować, wykorzystując niewielką część mocy, to znaczy, że aby zapewnić odpowiednim inwestorom odpowiednią stopę zwrotu, to poziom wsparcia ze strony rynku mocy musi być znacznie większy. To z kolei będzie wpływać na cenę energii i może stanowić duże zagrożenie dla polskiego modelu gospodarczego, który, jak wiemy, jest oparty na przemyśle. Jeśli będziemy mieć drogą energię, to ten przemysł sukcesywnie będzie po prostu z Polski uciekał.

Co w takiej sytuacji można zrobić? Nie będziemy oczywiście proponować jakiegoś rewolucyjnego rozwiązania, tylko chcemy zaproponować takie rozwiązanie, które mogłoby deficyt mocy... musimy tutaj rozróżnić moc i energię, to są dwa różne produkty... Chodzi o to, żeby deficyt mocy dyspozycyjnej, który do 2030, 2031 r. stanie się czymś absolutnie

realnym, można było przynajmniej spróbować zniwelować. Sytuacja teraz wygląda tak, że rynek mocy w przypadku instalacji węglowych mamy do 2025 r., ewentualne jego wydłużenie do 2028 r. to jest maximum tego, czego możemy oczekiwać od regulatora i Komisji Europejskiej. Po 2028 r. wydaje mi się, że nie ma już takiej opcji i musimy zakładać, że bloki węglowe, te stare 200-tki najpóźniej w 2028 r. zostaną wyłączone, gdyż ich utrzymywanie będzie się wiązało z gigantycznymi kosztami i stratami dla koncernów energetycznych, które w końcu są przecież spółkami prawa handlowego i nie mogą sobie pozwolić na taką sytuację.

Co można zrobić? Wydaje się, że na rynek mocy mogą liczyć instalacje gazowe. Jest relatywnie proste rozwiązanie, chcemy państwu kilka słów na ten temat powiedzieć, a mianowicie pomysł na przekonwertowanie jednostek węglowych, nawet tych mających 40 lat i więcej, pochodzących z lat 70-tych ubiegłego wieku, na inne paliwa, dzięki którym emisyjność tych jednostek spadłaby poniżej 550 g/kWh. Taka możliwość istnieje i jest to całkowicie wyobrażalne, technicznie nie jest to jakimś specjalnym wyzwaniem. Przedstawiając rzecz na osi czasu – od momentu podjęcia decyzji, zrobienie projektu wykonawczego włącznie z realizacją wymagałoby odstawienia danej jednostki na ok. 6 miesięcy, może troszkę dłużej. A zatem taką inwestycję można byłoby zrealizować w ramach normalnej eksploatacji, normalnego odstawienia.

Chciałbym jeszcze raz podkreślić, że tutaj nie chodzi o to, żeby przedstawiać jakieś rewolucyjne pomysły, tylko żeby uzupełnić model transformacji polskiej energetyki o wydłużenie funkcjonowania bloków węglowych. Najprawdopodobniej, wszystko na to wskazuje, bez wydłużenia ich działania, będziemy mieli deficyty mocy dyspozycyjnej, czego za wszelką cenę powinniśmy uniknąć. Wobec tego chcieliśmy państwu zaproponować, z niektórymi z państwa już prowadzimy jakieś indywidualne rozmowy na ten temat, żeby spróbować rozważyć konwersję bloków węglowych na gaz, ewentualnie na biomasę, bo taka możliwość też istnieje. Dodatkowo przy biomasie, jak wiadomo, możemy nawet zejść z emisyjnością do zera, bo takie regulacje mamy w Europie.

O konkretach, na czym to dokładnie polega, opowie mój kolega.

Dyrektor Biura Technicznego Rafako SA Jerzy Mazurek:

Szanowny panie przewodniczący, szanowni państwo, chciałbym przedstawić kilka technicznych cech, które charakteryzują naszą propozycję. W wystąpieniach poprzedników była mowa o budowie nowych bloków w technologii CCGT lub OCGT, natomiast zasadniczym problemem, z którym borykamy się przy tej okazji, jest wysoki koszt inwestycji, a może co ważniejsze, bardzo długi czas jej realizacji. Obecnie stabilizację parametrów zapewniają bloki węglowe, które de facto powinny przestać funkcjonować w przyszłym roku ze względu na brak wsparcia w rynku mocy, ponieważ przekraczają wielkość emisji CO₂ ustaloną na 550 g/kWh. W efekcie do 2030 r. powstanie bardzo istotna luka mocowa, którą trzeba wypełnić, aby bezpieczeństwo sieci było gwarantowane. Dodatkowo w Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu zostały pokazane inwestycje w zakresie 12 GW do roku 2030. To jest bardzo trudne do policzenia, wydaje mi się, że to będzie niemożliwe, uwzględniając wszystkie inwestycje. W kolejnych 10 latach ma być kolejnych 13 GW i to już jest oczywiście bardziej realne, ale to jest jednak dalsza perspektywa. Zwracamy też uwagę na to, co zostało powiedziane wcześniej, że relatywnie produkcja energii z tych jednostek będzie niska, bo to jest 2000–2500 godzin w roku, a zapewne, o czym tu już w tej chwili wiemy, to się ograniczy do kilku procent wykorzystania energii.

W związku z tym proponujemy, żeby wypełnić tę lukę tym, czym obecnie dysponujemy, czyli stosunkowo dużą flotą jednostek węglowych. Najwięcej jest bloków 200 MW na węgiel kamienny, w różnych lokalizacjach, i te bloki można w określonym zakresie, oczywiście nie wszystkie, bo to nie ma sensu, ale należy powybierać określone jednostki i skonwertować je na gaz. Chodzi o całkowite zastąpienie paliwa węglowego węglowodorem, gazem. Wtedy uzyskujemy emisję CO₂ poniżej 550 g/kWh, jednocześnie wykorzystujemy istniejącą infrastrukturę produkcyjną wysyłową energii elektrycznej i ciepła w niektórych lokalizacjach, mamy gotowy, istniejący potencjał pracowniczy i obsługowy. Dodatkowo w ramach konwersji możemy wprowadzić ulepszenia, m.in. te, które były badane w ramach programu „Bloki 200+”, związane z obniżeniem minimum technicznego, poprawą dynamiki

i skróceniem czasu rozruchu. To można wszystko zrobić, znika problem emisji do atmosfery składników kwaśnych i znika problem emisji pyłów do atmosfery.

Proponowane przez nas rozwiązanie ma wielokrotnie niższy CAPEX w porównaniu do nowego bloku gazowego, niezależnie od tego, czy to będzie technologia CCGT czy OCGT, dotyczy wyłącznie przebudowy po stronie niektórych komponentów instalacji, radykalnie zmniejsza się moc na potrzeby własne, ponieważ odpadają instalacje młynowe i w większej części instalacje ochrony środowiska, rośnie sprawność kotła. Kocioł przerobiony na gaz jest kotłem czystym, znikają problemy eksploatacyjne związane z erozją popiołową, z awaryjnością urządzeń, bo bloki energetyczne są awaryjne, ale oczywiście w większej części dotyczy to obszarów, gdzie pojawia się popiół, szlaka, przesyłanie materiałów stałych.

Gdybyśmy dzisiaj mieli przyłącza gazowe i decyzję któregoś z inwestorów, że chce to zrobić, to pierwsza jednostka byłaby możliwa do uruchomienia już w 2026 r. Oczywiście na tych lokalizacjach, gdzie jest gaz, i to jest problem, ponieważ jest on tylko w niektórych lokalizacjach, a w innych tego gazu nie ma. Doprowadzenie gazu może okazać się zasadniczym czynnikiem wykluczającym w ogóle to rozwiązanie, jednak tam gdzie gaz jest, można je wziąć pod uwagę. Jeżeli z obliczeń wynikałoby, że w 2026 r. będziemy mieć jakąś lukę, to jest możliwość stosunkowo szybkiego przeprowadzenia takiej inwestycji. Dlaczego? Na slajdzie widzicie państwo cztery zasadnicze elementy i dwa elementy komplementarne – musimy usunąć istniejące palniki, zastąpić je niskoemisyjnymi palnikami węglowymi, musimy oczywiście doprowadzić instalację gazową, zaadaptować kanały gorącego powietrza do spalania, bo generalnie komora spalania ulega zmianie, bo gaz ma większą kaloryczność w porównaniu z obecnymi paliwami, więc to wymaga pewnych zmian. Natomiast komplementarnie, gdybyśmy chcieli poprawić dynamikę bloku, skrócić czasy rozruchu, to trzeba wprowadzić rozwiązania wypracowane w ramach projektu „Blok 200+”, czyli grzanie walcaka elementów grubościennych i ewentualnie zabudować nowy emitor, który jeszcze dodatkowo poprawia sprawność.

Co uzyskamy? W takiej sytuacji uzyskujemy blok 200 MW, on nadal taki będzie. Skupiam się na blokach 200 MW, bo ich jest najwięcej, ale konwersja może oczywiście dotyczyć każdego bloku, nawet takiego, powiedzmy, 460 MW na węgiel brunatny, który stoi w Pątnowie, relatywnie nowego, który ma być odstawiony wkrótce z eksploatacji z powodu problemów z paliwem. To też jest możliwe, ponieważ wielkość nie ma znaczenia. Palenisko po prostu da się przerobić, tylko że inaczej trzeba to zrobić dla węgla kamiennego, a inaczej dla węgla brunatnego. Po konwersji uzyskujemy emisję poniżej 550 g/kWh, czyli obiekt może dalej uczestniczyć w rynku mocy. Oprócz zmiany paliwa po konwersji uzyskujemy cały szereg korzyści eksploatacyjnych. Paliwo jest oczywiście droższe, ma inną cenę niż węgiel, ale po stronie pozostałych kosztów wyłącznie zyskujemy, ponieważ wyłączamy układ oczyszczania gazu, elektrofiltry, odsiarczanie spalin, ograniczamy pobór mocy przez wentylatory, młyny i urządzenia pomocnicze – energetycy wiedzą o czym mówię, bo to są duże urządzenia, nie ma reagentów do systemu oczyszczania spalin, czyli na przykład kamienia wapiennego, wapna hydratyzowanego, amoniaku itd. Ograniczamy także koszty remontów, które są bardzo istotne, ponieważ jednostka, nie będąc narażona na popiół, erozję, szlakowanie, zatykanie urządzeń wyprowadzających, po prostu będzie wymagała znacznie mniej dodatkowej obsługi, zresztą oczyszczenie całego układu wymiany ciepła jest podstawową czynnością, którą trzeba zrobić w trakcie konwersji.

Żeby nie było tak różowo, kilka zdań krytyki. Nie zamierzam tego rozwiązania konfrontować z technologią CCGT czy OCGT. W przypadku nowych realizacji, zwłaszcza CCGT, uzyskujemy bardzo wysokie sprawności rzędu 60% i więcej, a tutaj będziemy się ciągle obracali w granicach 36-39%. Nie uzyskamy także emisyjności CO₂ w ilości 300 g/kWh, ale to będzie poniżej 550 g/kWh, gdyby była domieszka wodoru, to trochę mniej, ale to jest pieśń przyszłości. Nie będziemy mieli również tak dobrego tempa zmiany mocy, jak przy blokach parowych, bo tam jest 12%, my dojdziemy maksymalnie do 4%. Ale już na przykład rozruch ze stanu zimnego będzie trwać 4 godziny i to jest według mnie wystarczające, z punktu widzenia planowania zjawisk pogodowych, żeby taki blok istniał jako źródło dyspozycyjne dla wspierania OZE w przypadku zaniku produkcji lub ograniczenia produkcji źródeł odnawialnych.

To, co jest najważniejsze w tej propozycji bezsprzecznie wartej rozważenia, to krótki czas realizacji inwestycji. On jest trzykrotnie krótszy od realizacji nowej inwestycji gazowej o takiej samej mocy, a dodatkowo konwersja jest pięciokrotnie tańsza. Dla bloku 200 MW oszacowaliśmy koszty na ok. 200 mln zł, przy czym 100 mln zł to koszt różnych prac odtworzeniowych. Ponieważ te bloki przepracowały 200 tys. godzin więcej, niż zakładano, to one wymagają nieustannych prac utrzymaniowych. Zakładamy, że tyle trzeba wydać na różne prace utrzymaniowe, wymianę elementów itd., ale zasadniczą część konwersji, czyli palniki, doprowadzenie gazu itd. to jest koszt ok. 100 mln zł. Podsumowując – 200 mln zł to wystarczająca kwota na konwersję bloku 200 MW.

No ekranie widzicie państwo sylwetkę kotła przed konwersją i po konwersji. Kocioł zachowujemy taki sam kształt, znikają leje węgla, młyny itd. – to wszystko znika. Zysk polega natomiast na tym, że zmiana nie ulega wytwornica pary.

To tyle z naszej strony. Jeżeli trzeba byłoby, zwracam się teraz do przedstawicieli koncernów energetycznych, przedstawić szczegóły tego rozwiązania, to jesteśmy oczywiście gotowi do odpowiedzi na takie pytania.

Przewodniczący Komisji Transformacji Energetycznej BCC Maciej Stańczuk:

Jeśli można, to jeszcze jedno zdanie z mojej strony. Pan prezes Woźny mówił o problemach związanych z finansowaniem inwestycji przez banki komercyjne. W przypadku ewentualnej konwersji na paliwa niskoemisyjne albo bezemisyjne, możliwa jest konwersja na biomasę, rentowność skonwertowanych jednostek też musi być zagwarantowana przez rynek mocy. Z bardzo wstępnych rozmów, które przeprowadzaliśmy z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi konkluzja jest taka, że jest możliwość uzyskania wsparcia w postaci rynku mocy na okres do 10 lat na takie skonwertowane jednostki. Tak się składa, że akurat to jest dokładnie ten czas, którego potrzebujemy, bo te 10 lat będzie krytyczne. Wydaje się, że zanim jądrowe Eldorado w Polsce nastąpi, to jakoś do tego Eldorado musimy dotrzeć i ten pomysł wykorzystania jednostek węglowych, zamiast ich odstawiania i zamykania, miałby temu służyć. Jestem przekonany, że jeśli chodzi o finansowanie takich projektów, to one okażą się 6-, 7-krotnie tańsze i dodatkowo dużo mniej skomplikowane technologicznie niż budowa nowych jednostek. Przy odpowiednim wsparciu z rynku mocy finansowanie konwersji nie stanowiłoby jakiegś istotnej, zasadniczej kwestii. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję bardzo panu Maciejowi Stańczukowi, przewodniczącemu Komisji Transformacji Energetycznej BCC, bo zdaje się, że wcześniej pana nie przedstawiłem.

Szanowni państwo, rozpoczynamy dyskusję. Jeśli pozwolicie, to wrócimy na początek do Ministerstwa Klimatu i Środowiska. Co z tym rynkiem mocy? Czy mamy szansę na wydłużenie rynku mocy? Czy on może obowiązywać i na jakich warunkach po 2030 r.? Jakiego rodzaju będzie to rynek mocy? Istotna jest odpowiedź, czy to będzie kocioł gazowy, czy to będzie kocioł gazowo-parowy? Co z taksonomią?

Z kolei do pani dyrektor Gawlik dwie sprawy, ale to chwilę później – czy w ogóle rozważacie taką konwersję gazową? Czy myślicie o tym w poszczególnych spółkach, czy też nie? Czy na to jest jeszcze czas, czy już nie jest za późno? Czy faktycznie jest to rozwiązanie problemu?

I jeszcze proste pytanie do przedstawiciela Wratsili. Czy to jest tańsze, czy wasze rozwiązanie jest tańsze? I druga rzecz – czy możecie zrobić większe jednostki niż moce, które mamy na przykład w Katowicach proponowane przez TAURON, chyba 40 MW?

Tyle z mojej strony, a jeśli panowie posłowie nie mają innych pytań, to bardzo proszę o udzielenie odpowiedzi.

Dyrektor Departamentu Transformacji Ciepłowniczej i Efektywności Energetycznej MKiŚ Grzegorz Tobolczyk:

Szanowni państwo, jeśli chodzi o rynek mocy, to aktualnie jesteśmy na etapie przygotowywania oceny. Ocena funkcjonowania rynku mocy została przygotowana zgodnie z ustawą o rynku mocy i została skierowana na posiedzenie Komitet Stałego Rady Ministrów. W najbliższym czasie, zgodnie z ustawą do końca roku, jesteśmy zobowiązani przedstawić tę ocenę Sejmowi. Wszystko jest na dobrej drodze i naszym celem jest, aby to zostało

zrealizowane, tym bardziej że to jest istotny kamień milowy oceny tego, co udało się uzyskać i jaka jest informacja zwrotna z tego mechanizmu.

Jednocześnie skupiamy się na tym, odnośnie do nowej ustawy, nowego mechanizmu, aby uniknąć luki w funkcjonowaniu tych nowych mechanizmów. To jest naszym celem. Do końca 2025 r. czeka nas przygotowanie projektu ustawy i uzgodnienie tego z Komisją Europejską. Mamy czas, aby wszystko przygotować i uniknąć wystąpienia luki. Ciągłość jest tutaj niezwykle ważna, co zresztą wybrzmiało dzisiaj bardzo wyraźnie w wystąpieniach przedstawicieli spółek Skarbu Państwa.

Druga istotna informacja jest taka, że jest przygotowywana tzw. mała nowela funkcjonującej ustawy o rynku mocy. Dotyczy ona właśnie derogacji dla jednostek węglowych odnośnie do lat 2025–2028. Jesteśmy obecnie na etapie po SKRM-ie i projekt za chwilę trafi na posiedzenie Rady Ministrów i jeszcze w tym miesiącu do państwa do Sejmu. Myślę, że to też koresponduje z oczekiwaniami, które tutaj zostały przedstawione.

To są właściwie trzy ważne inicjatywy, które wychodzą naprzeciw oczekiwaniom odnośnie do funkcjonującego mechanizmu, jego noweli oraz tego, co nas czeka, jeśli chodzi o przyszłość. Myślę, że to będą bardzo ważne regulacje, które staną się także przedmiotem publicznej dyskusji.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Bardzo dziękuję. Proszę, pani dyrektor.

Dyrektor departamentu MAP Monika Gawlik:

Zacznę od tego, że wszelkie decyzje odnośnie do inwestycji podejmują zarządy spółek. My działamy generalnie w ramach uprawnień wynikających z posiadania akcji.

Szanowni państwo, trzeba zauważyć, że mamy do czynienia jakby z dwoma rynkami mocy. Po pierwsze, mamy do czynienia i rozmawiamy o rynku mocy dla jednostek gazowych, a drugi rynek mocy to rynek tzw. aukcji uzupełniających dla jednostek węglowych i tutaj oczywiście jak najbardziej współpracujemy i ze spółkami, i z Ministerstwem Klimatu, a aukcje uzupełniające naturalnie się odbędą. Ustawa jest przygotowywana i tak jak powiedział pan dyrektor, niebawem ona się pokaże. Na tę chwilę walczymy o to, aby jak najwięcej jednostek węglowych, które są potrzebne w systemie, o czym mówił m.in. przedstawiciel PSE, wzięło udział w rynku mocy i mogło stanowić tzw. uzupełnienie, jeżeli chodzi o system elektroenergetyczny i o całe, że tak powiem, zapotrzebowanie na moc.

Jeżeli chodzi o konwersję, to trudno jest mi się wypowiadać na ten temat, ponieważ tak jak mówię, to jest decyzja zarządów spółek, a z drugiej strony należy wziąć pod uwagę to, że nasze jednostki mają już kilka ładnych lat, one sporo popracowały, nawet więcej niż przewidywał ich cykl życia, funkcjonowanie tych jednostek było przedłużane. Ponieważ nie znam się na sprawach technicznych, to nie wiem do końca, czy technicznie taka konwersja jest wykonalna, ani nie potrafię porównać teraz zalet i wad odtworzenia oraz nowej inwestycji, a to wszystko musimy brać pod uwagę, rozważając rodzaj inwestycji. Czasami coś się opłaca ratować, a czasami bardziej opłaca się wybudować coś nowego. *Summa summarum* może to różnie wyglądać. W tej chwili nie wiem, jak wyglądałoby to całościowo w tym przypadku.

Kończąc moją wypowiedź, powiem tylko, że zapraszam do spółek Skarbu Państwa, do ich zarządów, aby z nimi porozmawiać o tych sprawach. I ostatnia uwaga – to nie jest do końca tak, jak zostało powiedziane chyba przez pana z Rafako, że w 2025 r. kończy się rynek mocy. Nie, tak nie jest, są aukcje uzupełniające. Co więcej, rozmawiamy jeszcze z Ministerstwem Klimatu i Środowiska i mówimy głośno, że musi zostać wypracowane jakieś wsparcie dla jednostek węglowych po 2028 r., skoro one są potrzebne w systemie. Mówi o tym m.in. PSE. Wszyscy doskonale wiemy, że sprzedaż z tych jednostek będzie malała, a więc i przychody będą coraz mniejsze, dlatego w tej sytuacji jakieś wsparcie dla tych jednostek musi się pojawić, musi zostać wypracowane i o tym też rozmawiamy z Ministerstwem Klimatu. Chcemy też, aby ministerstwo klimatu rozmawiało na ten temat z Unią Europejską. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję, pani dyrektor. Przedstawiciel Wartsili, bardzo proszę.

Przedstawiciel Wartsila Polska Sp. z o.o. Krzysztof Łokaj:

Dziękuję za pytania, panie przewodniczący. Zacznę od tego prostszego. Jeśli chodzi o skalowalność, to generalnie technologia silników gazowych jest bardzo skalowalna. Dostępne są już jednostki od poniżej 1 MW, a największa elektrownia, która wykorzystuje nasze silniki ma niecałe 600 MW i tam jest zainstalowanych 38 jednostek zainstalowanych. Jeżeli więc chodzi o skalowalność, to tak, jak najbardziej ona występuje.

Natomiast jeżeli chodzi o koszty i opłacalność, to wróciłbym do tego, co zostało wcześniej powiedziane przez przedstawicielkę URE, jeśli dobrze pamiętam. Każdy system ciepłowniczy jest inny, w związku z powyższym nie ma jednego złotego rozwiązania, że ten system postawimy na kotłach, a ten postawimy na pompach ciepła. Takie podejście się nie sprawdzi. W naszej opinii konieczny będzie miks technologii dostosowany do każdej konkretnej lokalizacji. Gdzieś będzie źródło ciepła odpadowego, z którego skorzysta pompa, gdzieś będzie biomasa itd.

Poza dopasowaniem miks technologii kluczową kwestią jest dostosowanie, niestety, także polskiego prawa, żeby tego typu inwestycje były wspierane i żeby do nich zachęcano. W tej chwili mamy bardzo duży problem z taryfami na ciepło. W momencie, kiedy ciepłownicy przeprowadzą tego typu inwestycje z nadzieją obniżenia swoich kosztów i poprawę parametrów finansowych, oni niestety stracą za chwilę te korzyści finansowe, ponieważ ich taryfa na ciepło zostanie obniżona. Dlatego potrzebujemy rozwiązań systemowych, które wesprą tego typu inwestycje, które pozwolą jednocześnie obniżyć albo utrzymać koszty ciepła dla mieszkańców na stałym poziomie, a jednocześnie nie będą karać przedsiębiorców obniżeniem taryfy za modernizację i redukcję emisji.

Uważam, że tutaj kluczową rolę macie do odegrania państwo, jako legislacyjna, która powinna wesprzeć modernizację polskiego ciepłownictwa. Mając do dyspozycji nowe albo istniejące mechanizmy, czy to krajowe czy unijne, oraz system prawny, który wspiera tego typu inwestycje, możemy dekarbonizować polskie ciepłownictwo i jednocześnie wspierać stabilizację polskiego systemu elektroenergetycznego. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Bardzo panu dziękuję. Miałbym jeszcze pytanie związane z wypowiedzią pana prezesa Woźnego. Czy u państwa też obserwujecie kłopot z finansowaniem tych inwestycji, czy może jest to trochę prostsze? A jeśli jest trudne, to co wtedy? Powiedzmy, że mamy ten trójkąt: rynek mocy, taksonomia i finansowanie.

Przedstawiciel Wartsila Polska Sp. z o.o. Krzysztof Łokaj:

Pośród naszych inwestycji, które prowadzimy na całym świecie, Europa jest dosyć szczególna ze względu na wymagania, jeśli chodzi, ogólnie mówiąc, o ochronę środowiska, czyli tu konkretnie o taksonomię. Natomiast jeżeli chodzi o same źródła finansowania, to po pierwsze, system wspierający podobny czy taki sam mechanizm jak rynek mocy, jest niezbędny w każdym kraju, w którym rośnie udział OZE w miksie energetycznym, ponieważ jednostki, które mają wesprzeć system w trakcie ciemnej flauty, nie mogą pracować, nie mogą zarabiać normalnie, pracując w podstawie, więc potrzebują innego systemu, innego mechanizmu wsparcia. Każdy kraj, który ma duży udział OZE, wprowadza tego typu mechanizm lub podobny. Bardzo szczególnym przypadkiem jest Wielka Brytania, gdzie mechanizmów wspierających utrzymanie stabilizacji systemu elektroenergetycznego jest kilka, jeśli nie kilkanaście. Pozwalają one naprawdę bardzo płynnie operować operatorom tego typu jednostek, którzy źródła dochodu mają z kilku lub nawet kilkunastu różnych systemów, nie tylko ze sprzedaży energii elektrycznej plus samego rynku mocy.

Ostatnia część pytania, jeśli dobrze pamiętam, dotyczyła finansowania. Europa jest szczególna pod kątem wymagań, jeśli chodzi o taksonomię. Wspominał o tym pan prezes Woźny. Są instytucje, które wymagają tego typu deklaracji. My także mieliśmy kontakt i IFC, jeżeli chodzi o finansowanie naszych inwestycji i oni, jeśli mogą to tak ująć, zdecydowanie spokojniej podchodzą do technologii gazowych niż instytucje stricte zorientowane na Europę. Natomiast w perspektywie świata inwestycje gazowe są bardzo dobrze finansowane, bardzo mocno opłacalne w Stanach Zjednoczonych, w Azji Południowo-Wschodniej oraz coraz bardziej w Australii, która cechuje się tym, czym Europa, tzn. ma bardzo duży

udział odnawialnych źródeł energii. Europa jest szczególnym przypadkiem, ale podobne trendy obserwujemy na całym świecie.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję bardzo. Zapytam w takim razie ORLEN i PGE – czy macie takie kłopoty?

Dyrektor Działu Zarządzania Systemami Wsparcia i Rynkiem Mocy ORLEN SA Damian Komar:

Myszę, że pan prezes Woźny poruszył bardzo istotny problem polskiej energetyki w ogóle, bo jeżeli popatrzymy sobie na naszych konkurentów na rynkach zachodnich, to taksonomia nie do końca ich dotyka, tak jak nas, ponieważ większość zachodnich koncernów energetycznych stać na to, żeby finansować inwestycje ze swojego equity, a wówczas technologia i problemy finansowania schodzą na drugi plan.

Jeśli chodzi o moją Grupę, to jest nasz plus i nasze szczęście, że akurat jeden z takich projektów jesteśmy w stanie finansować ze swojego equity, to jest projekt w Grudziądzu, i kwestia taksonomii w tym przypadku również zeszła na drugi plan. Niemniej jednak, jeżeli mówimy o inwestycjach rzędu 6–9 GW w skali kraju, to taksonomia zaczyna nam już doskwierać, co słusznie zauważył prezes Woźny. Sfinansowanie z equity 6–9 GW w krótkim okresie jest dosyć trudne, mając choćby na uwadze fakt, że jedna inwestycja w farmę morską wiatrową, którą prowadzimy, kosztuje blisko 20 mld zł. W takiej sytuacji, jeśli realizuje się takie megaskalowe inwestycje jak *offshore*, trudno jest w jednym momencie znaleźć equity również na realizację inwestycji w źródła gazowe. Dlatego ta taksonomia jest dosyć istotna. Ale tak jak powiedziałem, pod tym względem jesteśmy trochę w gorszej pozycji niż spółki zachodnie, ponieważ tam więcej inwestycji może być realizowanych z equity i wówczas taksonomia spółkom zachodnim tak bardzo nie doskwiera. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Czyli projekty mogą być zagrożone także z tego punktu widzenia, tak?

Dyrektor Działu Zarządzania Systemami Wsparcia i Rynkiem Mocy ORLEN SA Damian Komar:

Tak.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Proszę, Polska Grupa Energetyczna.

Dyrektor Departamentu Inwestycji PGE SA Paweł Stępień:

Szanowny panie przewodniczący, z punktu widzenia finansowania podzieliłbym to na dwa odrębne wątki. Wątek, o którym mówi pan z Wartsili, dotyczy wysoko sprawnej kogeneracji, która spełnia wszystkie wymagania taksonomii na dziś i finansowanie tego typu inwestycji pod profil ciepłowniczy, wpisane idealnie w rynek ciepłowniczy, to zupełnie coś innego niż to, o czym mówią pan prezes ZE PAK oraz pan dyrektor z ORLEN-u.

Jeśli chodzi o ciepłownictwo i to, co się dzisiaj wpisuje w wymogi pakietu *Fit for 55*, to na to są fundusze pomocowe w ramach NFOŚiGW, w ramach KPO, na to można uzyskiwać finansowanie. Jeżeli zatem mówimy o jednostkach o mniejszej skali, które działają w wysokosprawnej kogeneracji, czyli ich poziom emisyjności łącznej zarówno energii elektrycznej, jak i energii cieplnej, jest poniżej 250 g/kWh, to dużo łatwiej jest uzyskać preferencyjne bądź nawet rynkowe finansowanie niż dla jednostek czysto kondensacyjnych, pracujących wyłącznie w kondensacji na potrzeby systemu elektroenergetycznego. W tym momencie mówimy de facto o kwestiach finansowania jednostek o dużo większej skali i o problemach związanych z tego typu jednostkami.

Szanowni państwo, jak najbardziej zgadzam się z tym, co powiedzieli przedstawiciele ORLEN-u i ZE PAK, jeśli chodzi o duże jednostki kondensacyjne. My też widzimy potencjalne problemy. Rozwiązanie, które panowie przed chwilą zaproponowali, też zostanie dotknięte tymi problemami, bo nie możemy zabezpieczyć długoterminowym kontraktem tego typu jednostek, a to jest wymóg banków, żeby długoterminowy kontrakt gwarantował zwrot kapitału i odsetek. Nie widzimy natomiast tego problemu w przypadku małych jednostek dostosowanych do profilu, gdzie de facto ich emisyjność jest na odpowiednim poziomie. Pokrycie kosztów tego rodzaju inwestycji zapewniają systemy

preferencyjnego finansowania bądź w ogóle finansowania w ramach dostępnych środków publicznych.

Tak jak powiedziałem, to są dwa oddzielne tematy. W przypadku małych jednostek możemy otrzymać pożyczki, dotacje, te środki są dostępne, ale w przypadku dużych jednostek nie ma tego typu środków pomocowych. Na dziś jest rynek mocy, który – przypomnę – jest dla technologii CCGT, a nie OCGT. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Bardzo dziękuję. Czy przedstawiciel TAURON-a coś by jeszcze dopowiedział? Albo przedstawiciel Enei?

P.o. dyrektor wykonawczy ds. inwestycji TAURON Polska Energia SA Mateusz Lewandowski:

Nie będę powtarzał argumentów, które wymienili przedmówcy, natomiast mogę skomentować, że trudny do pominięcia jest wpływ wykreowania szansy pozyskania takiego finansowania na CAPEX dla takiej inwestycji. W rozmowach z bankami spotykamy się też często z takim wymogiem, mówiłem o tym w mojej pierwszej wypowiedzi, żeby te inwestycje były przystosowane do wykorzystania – w perspektywie 2035 r. – wodoru bądź innych paliw zdekarbonizowanych. To ma oczywiście wpływ na CAPEX inwestycji. Podstawowe urządzenia w portfolio producentów niejako z definicji są dostosowane do takiego wariantu, natomiast kluczowe jest to, że cały ten projekt techniczny też był dostosowany do tego, aby w przyszłości móc tam posadzić magazyn wodoru. Według naszych szacunków przekłada się na ok. 10–15% wzrostu CAPEX-u z uwagi na wymagane sekcje.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję bardzo. I jeszcze Enea, bardzo proszę.

Dyrektor departamentu Enea SA Przemysław Bielecki:

O finansowaniu już chyba wszystko zostało powiedziane. Oprócz rynku mocy i finansowania dodałbym jeszcze jedno ryzyko, które my widzimy szczególnie dla projektów, które znajdują się w bardzo wstępnej fazie analitycznej. Mam tutaj na myśli dostęp do wykonawców. O wykonawców rywalizujemy z krajami, w których te inwestycje mają znacznie większą skalę i dlatego te kraje są dla wykonawców bardziej atrakcyjne. W związku z tym już w tej chwili widzimy na horyzoncie potencjalny problem z dostępnością wykonawców takich inwestycji, które są dopiero w fazie planowania, tak jak nasza inwestycja gazowa w Połańcu.

Jeśli można, to chciałbym się jeszcze odnieść do kwestii biomasy. Wydaje mi się, że to jest bardzo dobry kierunek, jeżeli mówimy o horyzoncie kilku najbliższych lat i zapewnieniu sterowanej mocy w systemie. W naszej ocenie zazielenianie bloków zrównoważoną biomasą to jest ten kierunek, na który powinniśmy patrzeć i chcielibyśmy, żeby w tym zakresie ministerstwo określiło racjonalne regulacje, ponieważ tutaj również identyfikujemy obszar ryzyka. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję, panie dyrektorze i wracam teraz do prezesa Woźnego. Panie prezesie, czy w tym momencie projekt w Adamowie jest zagrożony?

Prezes zarządu ZE PAK SA Piotr Woźny:

Nie, projekt w Adamowie nie jest zagrożony. Po prostu tylko opowiadałem o realiach związanych z dostępem do finansowania. Prowadzimy bardzo zaawansowane rozmowy z trzema instytucjami bankowymi, natomiast generalnie mówię o pewnej drodze krzyżowej, którą przez półtora roku przechodzimy. Myślę, że to każdy, kto będzie chciał finansować długiem tego typu historię, będzie musiał tę ścieżkę przejść.

Chciałbym się jeszcze odnieść do jednej rzeczy, którą powiedziała pani dyrektor Gawlik. Zrozumiałem, że ja się mylę, co do co do aukcji głównych w rynku mocy. Pani dyrektor, w tym roku mamy przedostatnią, a w przyszłym roku mamy ostatnią aukcję główną. Rozumiem, że nowelizacja jest szykowana po to, żeby... To znaczy inaczej – rozumiem, że na poziomie Komisji Europejskiej będzie trzeba zadziałać, ponieważ system wsparcia

jest notyfikowany na poziomie Komisji Europejskiej. Tak czy inaczej, aukcję główną mamy w tym roku przedostatnią, a w przyszłym roku będziemy mieli ostatnią.

I jeszcze jedna rzecz à propos podanego czasu, 36–37 miesięcy, który jest potrzebny na zbudowanie bloku gazowego. Potwierdzam to z mojej praktyki. Umowa, którą mamy zawartą z wykonawcą, z konsorcjum, przewiduje 38-miesięczny termin na realizację, więc to jest prawda, tylko że tyle trwa samo budowanie, natomiast trzeba pamiętać o tym, że jedną rzeczą jest zbudować, ale drugą rzeczą jest przygotować taką inwestycję do realizacji. Mam wrażenie, że my zrobiliśmy to jakoś ekstremalnie szybko i sprawnie, ponieważ najpierw wygraliśmy kontrakt na rynku mocy, a potem zaczęliśmy przygotowywać wszystkie dokumenty, typu raport oddziaływania na środowisko, pozwolenie na budowę, następnie zorganizowanie procedury przetargowej, tu jesteśmy akurat elastyczni, bo nie musimy tego robić w trybie zamówień publicznych, ale i tak cała ta formalno-proceduralna ścieżka zajęła nam, przy działaniu naprawdę sprawnym i w szybkim tempie, jakieś 36 miesięcy. Czyli do tych 36–38 miesięcy na budowę trzeba dodać 3 lata, nawet jeśli działa się ekstremalnie sprawnie, która de facto stanowi fundament realizowanej inwestycji.

Spotkałem się ostatnio z takimi opiniami, że w Polsce w tej chwili nasze koncerny energetyczne, spółki Skarbu Państwa, realizują ileś tych inwestycji, super, że to się dzieje. Rozumiem także, że wszyscy będą brali udział w aukcji, która będzie w tym miesiącu, już za chwilę, natomiast spotkałem się z taką opinią, że w Polsce jest bardzo mało projektów w fazie, powiedziałbym przygotowywania segregatorów. Moim zdaniem to jest kolejny czynnik wpływający na naszą sytuację. Nawet bowiem jak będzie finansowanie, nawet jak będą wykonawcy, to jeszcze muszą być uzyskane wcześniej zgody środowiskowe, pozwolenie na budowę itd. Pamiętajmy też o tym, że pozwolenia środowiskowe czy pozwolenie na budowę są regularnie skarżone przez różnego rodzaju organizacje zajmujące się ochroną środowiska albo przynajmniej mające wpisane w swoje cele statutowe, że zajmują się ochroną środowiska, a więc to nie jest taka prosta historia.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję bardzo. Widzimy wiele znaków zapytania nad tymi projektami, które zostały tutaj zaprezentowane jako projekty potencjalne, i to musi budzić bardzo duży niepokój.

Proszę państwa, za chwilę przejdziemy do wypowiedzi posłów, ale wcześniej poprosił o głos przedstawiciel firmy Jenbacher, pan Michał Opozda. Bardzo proszę.

Starszy menadżer sprzedaży Jenbacher Sp. z o.o. Michał Opozda:

Dziękuję, panie przewodniczący. Szanowni państwo, chciałbym troszeczkę dopowiedzieć do wypowiedzi jednego z przedmówców, pana dyr. Łokaja z firmy Wartsila. Podobnie jak on, ja też pracuję dla firmy, która produkuje silniki gazowe. Od lat 90-tych ubiegłego wieku w sumie dostarczyliśmy do Polski urządzenia o łącznej mocy przeszło 0,5 GW. Wiele z tych silników pracuje w polskich przedsiębiorstwach energetyki ciepłej. To są urządzenia od zupełnie małych, które mają kilkaset kilowatów, aż do całkiem dużych, bo aktualnie największy blok, jaki realizujemy w Polsce, ma 50 MW.

Na przestrzeni minionych lat zaobserwowaliśmy pewne tendencje. Kiedy pojawiło się wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji, bodajże w 2017 r., układy, które były realizowane, miały za zadanie pracować w całorocznej podstawie zapotrzebowania na ciepło, czyli przez przeszło 8000 godzin w roku i wpisywały się głównie pod zapotrzebowanie na ciepło systemowe w miastach i miasteczkach. Natomiast od paru lat widzimy znaczący zwrot. Wielkość układów realizowanych przez nas znacząco rośnie, są to coraz większe jednostki, nawet rzędu 240 MW w niektórych krajach europejskich, szczególnie na rynkach, gdzie od pewnego czasu istnieje wsparcie w postaci rynku mocy, na przykład na rynku brytyjskim. Widzimy też to, o czym wcześniej wspominał pan dyr. Duk, że ilość godzin pracy tych jednostek spada, czyli to nie są już układy projektowane pod zapotrzebowanie całoroczne na ciepło. To są układy, które dostarczają również ciepło systemowe, ale przede wszystkim mają możliwość natychmiastowego dostarczenia energii elektrycznej w czasie tzw. dolin pogodowych, czyli kiedy nie ma wiatru i kiedy nie ma słońca.

Inna staje się w związku z tym charakterystyka takich układów. Efektywnie mogą pracować od 1000 do 2000–3000, może 4000, a może nawet 6000 godzin rocznie, ale mają

dużo więcej startów. Wcześniej silnik w zasadzie pracował bez zatrzymań, dzisiaj pracuje bardziej interwencyjnie. Również w Polsce widzimy w tym zakresie pewne zmiany, nawet w miejscach, gdzie silniki zostały już zainstalowane parę lat temu, czyli w ciepłowniach. Te ciepłownie są doposażone w urządzenia, takie jak kotły elektrodowe, jak akumulator ciepła, jak pompy ciepła, co powoduje, że całościowo taki układ zyskuje na elastyczności, zyskuje na zakresie regulacji, ponieważ jest w stanie dzięki kotłom elektrodowym odbierać nadwyżkę energii z OZE po cenach ujemnych, a produkować energię silników gazowych w dolinach pogodowych. Pierwsze takie projekty mają już miejsce w Polsce i tutaj prekursorami są również spółki Skarbu Państwa. Następuje stopniowa zmiana profilu naszych urządzeń, natomiast ich charakterystyczną cechą jest to, że pozwalają w czasie krótszym niż 5 minut dostarczyć moc do systemu. Nie mówię tu o energii, ale o mocy.

I ostatnia rzecz – ponieważ silniki to są synchroniczne urządzenia wytwórcze, to one pozwalają również na stabilizowanie parametrów sieci, zarówno dystrybucyjnej, jak i sieci przesyłowej na przykład na końcówkach. W Europie pojawiają się już pierwsze systemy wsparcia, chociażby w takim kraju jak Estonia. Ich inicjatorami są lokalne odpowiedniki polskich sieci przesyłowych, które zamawiają usługi sieciowe, takie jak regulacja napięcia i częstotliwości w sieci. Silniki pozwalają zapobiegać problemom generowanym przez falowniki w instalacjach fotowoltaicznych, których mamy w Polsce już parę milionów czy w innych urządzeniach, które zaburzają jakość prądu w sieci w systemie elektroenergetycznym i w sieciach dystrybucyjnych. To tyle z mojej strony, bardzo dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję. Mamy jeszcze jedno zgłoszenie, bardzo proszę.

Kierownik produktu turbin gazowych CAT Polska Sp. z o.o. Jakub Bigoszewski:

Dzień dobry państwu, nazywam się Jakub Bigoszewski, reprezentuję amerykańską konkurencję dla Wartsili, czyli firmę Caterpillar. My na polskim rynku działamy troszeczkę inaczej, ponieważ jesteśmy także generalnym wykonawcą tego rodzaju inwestycji. Przysłuchuję się dyskusji i chcę państwu powiedzieć, że to prawda, są problemy z generalnym wykonawstwem. Nam również brakuje podwykonawców do naszych prac i to jest duże ograniczenie.

W dyskusji pojawiał się wielokrotnie skrót OCGT. Wyjaśniam, że chodzi o turbinę gazową pracującą w cyklu otwartym bez odbioru ciepła, bo to może nie dla wszystkich jest jasne. Oferujemy takie instalacje, ale ponieważ oferujemy i silniki gazowe, i turbiny gazowe, to mam troszkę inne podejście do tych tematów, bo nie widzę wszędzie na siłę jednej konkretnej technologii, tylko raczej poszukuję rozwiązań.

Problemem u nas jest to, że trzeba działać szybko. Mamy miasta z uciepłowionymi blokami węglowymi typu Jaworzno, na przykład, gdzie blok będzie za jakiś czas wyłączany, wcale niedługo, ale zastąpienie 100 MW mocy cieplnej w sieci 80 MW nie jest takie proste i szybkie. Dla tego rozmiaru jednostek nie trwa to wprawdzie 36 miesięcy, jak tu była mowa, ale mamy teraz przetarg na turbinę gazową, która będzie pracowała 6000 godzin rocznie w ciepłowni i samo przygotowanie do przetargu trwało rok – dokumentacja, wszelkie zgody: TAURON-a na eksport energii do sieci, zgoda URE itd. Realizacja pod klucz to z kolei 18 miesięcy. Dla mniejszych jednostek ten czas można oczywiście skrócić, jak najbardziej jest to wykonalne.

Jeżeli ktoś z państwa jest zainteresowany na przykład wodorem, to ja zajmuję się również ogniwami paliwowymi. W naszym serwisie w Łomiankach robimy pokazy, jak działa energetyka wodorowa, więc jeśli ktoś chce zobaczyć, jak wygląda rzeczywiście prąd z wodoru, chce go dotknąć, to serdecznie zapraszam. Niebawem ma do nas przyjechać Termika z Warszawy na taki pokaz. Jeżeli ktoś z państwa chciałby również w nim uczestniczyć, to nie ma problemu. To jest trudna technologia, ale ciekawa i przyszłościowa, tylko że na razie na pewno raczej nie wielkoskalowa – aktualnie rozmawiamy wyłącznie o mniejszych jednostkach.

Jeśli chodzi o poruszony wątek rosnących kosztów, to chcę państwu powiedzieć, że jeśli na przykład składałam w tym momencie ofertę na jednostkę, turbinę albo silnik gazowy, na rok 2026, to mam nieprzewidywalność kosztów po mojej stronie. Z tego powodu niektórzy klienci są później nieprzyjemnie zaskoczeni, że coś, co 2 lata temu wyceniałam

na ok. 35 mln zł, nagle kosztuje teraz 45 mln zł. Nierzadko wtedy słyszę, że to są koszty robione z powietrza.

I jeszcze jedna rzecz, jeśli chodzi o bloki gazowo-parowe, czyli CCGT. To jest droga technologia, proszę państwa, i ona się spina dopiero, kiedy pracuje przynajmniej 5000 godzin rocznie. Mniej to jest średni biznes. Technologia pokazana przez panów z Rafako jest droga, ponieważ kotły wysokociśnieniowe są strasznie drogie i to one bardzo podnoszą nam cenę bloków gazowo-parowych. Po stronie generalnego wykonawstwa w tym momencie po prostu koszmarnie droga. Ja nie miałem nigdy do czynienia z Rafako jako podwykonawcą czy dostawcą kotła, bo oferujemy trochę za małe jednostki. Największy blok gazowo-parowy, jaki mamy w Polsce to jest KGHM: 2 razy po 42 MW, a więc to są maleństwa w porównaniu z tym, co robią panowie z Rafako.

Jak najbardziej natomiast podpisuję się obydwoma rękoma, że kogeneracja gazowa na turbinach czy na silnikach jest nam niezbędna do stabilizacji systemu, do stabilizacji częstotliwości oraz mocy, o czym wspomniał pan z Jenbachera, z którym też miałem do czynienia pracując w GE Gas Power, dlatego całkiem przyzwyczajam się do zielonych silników. Osobiście uważam, potwierdza to zresztą CAT, że do 10 MW silnik jest przeważnie lepszym wyborem, a później powinno się przechodzić na turbiny gazowe, ale to jest kwestia projektu, a nie technologii, więc tu się nie warto zamykać na alternatywne rozwiązania.

Prowadzimy rozmowy i TAURON-em, i z PGE, wiem, że jesteśmy porównywani do Wartsili. Nasze rozwiązania wychodzą taniej, ale mają na przykład mniejszą sprawność elektryczną, co jest ważne dla niektórych klientów. Z kolei u nas mniej jednostek jest w stanie zrobić dużą moc, czyli jest większa elastyczność po stronie naszych silników. Do rozwiązania jest oczywiście mnóstwo różnych problemów, natomiast cel ćwiczenia jest jeden – wystabilizowanie systemu. Jak do tego dojdziemy, to już w tym głowa nasza, dostawców technologii i naszych partnerów, czyli spółek energetycznych i ciepłowniczych. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Pan poseł Komarewicz, bardzo proszę.

Poseł Rafał Komarewicz (Polska2050-TD):

Mam pytanie do pana dyr. Tobolczyka. Na dzisiejszym spotkaniu z ust przedstawicieli ciepłownictwa i elektroenergetyki usłyszeliśmy, tak zrozumiałem, że nie ma transformacji bez przejścia przez gaz. Kilka tygodni temu mieliśmy spotkanie tylko z przedstawicielami rynku ciepłowniczego i wtedy ministerstwo przekonywało, że od razu przeskoczmy od węgla do odnawialnych źródeł energii, jeżeli chodzi o ciepłownictwo. Czy resort podtrzymuje tamto swoje stanowisko, czy może jednak uważa, że bez gazu nie przeprowadzimy transformacji? Czy podejmujecie jakieś działania w tym temacie? Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

I jeszcze jedno. W Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu do 2030 r. zakłada się, że maksymalne zapotrzebowanie na energię wystąpi w 2030 r. Czy rzeczywiście tak będzie, czy może – jak widzimy na innych wykresach – ten szczyt to będzie raczej rok 2035, a zejście nastąpi w 2040 r.?

Jeszcze pytanie ma pan poseł Lamczyk, bardzo proszę.

Poseł Stanisław Lamczyk (KO):

Dziękuję, panie przewodniczący. Przerazają mnie koszty ceny nakładów inwestycyjnych w ciepłownictwie systemowym. Do jakiego momentu one będą akceptowane społecznie? Jeśli weźmiemy pod uwagę analizę... Myślałem, że zabiorą głos panie z Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej, bo to w raporcie tego towarzystwa jest podana kwota ok. 500 mld zł i jeśli weźmie się pod uwagę metry w tym systemie ciepłowniczym, czyli ok. 230 mln m², to w przypadku mieszkania o powierzchni 50 m² koszt ogrzania metra wychodzi w wysokości ok. 4,6 tys. zł. To jest bardzo dużo. Czy będzie społeczna akceptacja dla takich kosztów?

Z drugiej strony wiem, m.in. pan mówił o przełomie w technologii ogrzewania, że są analizy, które pokazują, po zastosowaniu odpowiednich urządzeń, maksymalny koszt w wysokości 200 zł/m². Jak podejść do tych cen? Czy przypadkiem nie wylejemy dziecka

z kąpielą, jeżeli będą takie wysokie koszty? To są pieniądze nas wszystkich, to są bardzo istotne programy. Dlatego czy nie jest lepszy kierunek nieprzyrostowy, ale właśnie przełomowy? Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Pojawiła się jeszcze informacja o Jaworznie, że za chwilę będzie elektrociepłownia, tak? Czy ciepłownia?

P.o. dyrektor wykonawczy ds. inwestycji TAURON Polska Energia SA Mateusz Lewandowski:

Jaworzno II. Mamy przygotowany kompleksowy plan jednostki, która ma to zastąpić w systemie ciepłowniczym. W tej chwili trwa etap planowania, ale to nie jest jednostka oparta na gazie.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Co zastąpi?

P.o. dyrektor wykonawczy ds. inwestycji TAURON Polska Energia SA Mateusz Lewandowski:

Tam mamy miks kotłów elektrodowych, biomasy.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję. Pan dyr. Tobolczyk, bardzo proszę.

Dyrektor departamentu MKiŚ Grzegorz Tobolczyk:

W trakcie dyskusji pojawiło się dużo wskazówek, ale kilka z nich było istotnych z punktu widzenia transformacji ciepłownictwa. Mam na myśli zarówno uwagi pani prezes URE, jak i dyrektorów reprezentujących spółki Skarbu Państwa oraz pozostałych uczestników dyskusji. Pierwsza rzecz – nie ma jednego rozwiązania dla wszystkich, są rozwiązania szyte na miarę. Dla oceny, na ile możliwe jest wdrożenie konkretnych technologii kluczowe są lokalne uwarunkowania. Dobrze wiemy, że nie wszędzie uwarunkowania są identyczne i pozwolą na wdrożenie zarówno gazu, biomasy, jak i pompy ciepła. Dzisiaj borykamy się także z lokalnymi uwarunkowaniami, kiedy chcemy postawić jednostki gazowe, ponieważ akurat na danym terenie nie ma dostępu do sieci.

Z drugiej strony dostrzegamy oczywiście potencjał nowych rozwiązań i to wyraźnie wybrzmiało w prezentacji przedstawiciela firmy Wartsila, kiedy pokazywał, w jaki sposób może współpracować jednostka gazowa, jednostka kogeneracyjna, ale również kotłowa z pompami ciepła, kotłami elektrodowymi i magazynami ciepła, czyli rozszerzamy pakiet technologii, która jest możliwa do zaimplementowania w danym systemie, po to aby wykorzystać warunki optymalne ekonomicznie, które taki pakiet tworzy.

Jeżeli chodzi o KPEiK i rolę gazu, to udział tego surowca w produkcji ciepła w 2030 i 2035 r. wcale nie jest taki duży. W 2030 r. mamy 78 tys. TJ, a w 2035 r. 76,6 tys. TJ. Te lata pod tym względem są do siebie podobne, natomiast zwróćmy uwagę, że w Polsce znajdujemy się w bardzo wczesnej fazie wdrażania elektryfikacji. Znamy swoje warunki, ale oczywiście obserwujemy, co się dzieje w innych krajach, gdzie są zupełnie inne możliwości, także dzisiaj, ponieważ na przykład tam istnieją magazyny ciepła, których u nas brakuje, a każdy system ciepłowniczy powinien być zaopatrzony w magazyn ciepła i to wybrzmiało dzisiaj w dyskusji, zarówno jeśli chodzi o ciepłownictwo, ale jeśli chodzi o elektrownie, które częściowo były, są, a może także będą wykorzystywane do celów ciepłowniczych. To, w jaki sposób będą one obciążane z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego, będzie rzutowało również na to, co się będzie działo z ciepłem odpadowym, które być może będzie tam powstawało. Na pewno identyfikujemy taką potrzebę i bardziej zwracamy uwagę na to, aby akcent położyć na nowe rozwiązania, ponieważ tam tkwi dodatkowa możliwość wykorzystania warunków lokalnych, bo my wracamy do warunków lokalnych. Tradycyjne źródła, takie jak biogaz czy biomasa, są wyczerpywalne i w wielu lokalizacjach ich praktycznie albo nie ma, albo już brakuje. Mamy takie informacje od państwa z ciepłowni, z izby gospodarczej i dlatego szukamy nowych rozwiązań. Jest konsensus, że jeśli chodzi o energię elektryczną z OZE, to można powiedzieć, że ten zasób jest nieograniczony.

Problemem jest przesył, ale to jest już kwestia wyzwań sieciowych. Ten wątek też się dziś pojawił – wyzwania po stronie dostępu do sieci nie tylko wytwórców, ale również odbiorców. Chodzi o zwiększony popyt ze strony elektryfikujących się jednostek ciepłowniczych, aby było możliwe przesyłanie na dalsze odległości. Wtedy zyskujemy na poziomie lokalnym dostęp do zielonej energii elektrycznej, aby dekarbonizować i dążyć do neutralności klimatycznej.

Szanowni państwo, docelowo mamy oczywiście pewną wizję, jak ten system ma wyglądać, ale jesteśmy cały czas na bardzo wczesnym etapie, więc rola gazu jako surowca stabilizującego, szczytowego... Tu jest jeszcze ważne wyjaśnienie, co rozumiem poprzez szczyt, bo możemy mówić o kilkuset godzinach, a może to być 1500–2000 godzin nominalnego obciążenia jednostek, więc to wszystko jest uzależnione, chociażby od tego, jaki system magazynowania będziemy w stanie zaimplementować. Dzisiaj w Polsce istnieje pilotażowy model, w którym są 3 stopnie magazynowania, ale nie będzie on wszędzie stosowany w taki modelowy sposób. Wszystko wynika bowiem z analiz, która metoda okaże się być optymalna. Na ten moment tyle możemy powiedzieć.

Startujemy w zupełnie nową rzeczywistość. Kilka miesięcy temu uruchomiliśmy program, w którym dofinansowujemy m.in. pompy ciepła, farmy czy może raczej instalacje wykorzystujące kolektory słoneczne, geotermię, ale wyposażone również w magazyn ciepła. Za kilka dni kończy się nabór i też jesteśmy ciekawi, jaką informację zwrotną otrzymamy, tzn. czy warunki, które zaoferowaliśmy są na tyle atrakcyjne i potencjalnie do wykorzystania w ciepłownictwie, że zyskały akceptację. Zostało jeszcze kilka dni, skończy się nabór i myślę, że warto będzie wyciągnąć wnioski, ponieważ środki po raz pierwszy zostały przeznaczone na tego typu instalacje.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję bardzo. Odpowiedź na pytanie o akceptowalność ceny musimy chyba zawiesić, bo państwo chyba nie odpowiecie w tej chwili, ponieważ jest za dużo jest zmiennych. Jednak to o czym powiedział pan poseł Lamczyk jest niewątpliwie podstawą naszego działania. Prąd musi być, ciepło musi być, ale w cenie akceptowalnej społecznie.

Zgłasza się jeszcze przedstawicielka Towarzystwa Energetyki Ciepłej, bardzo proszę.

Dyrektor Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej Dorota Jeziorowska:

Dziękuję, panie przewodniczący. Dorota Jeziorowska, Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej. W odniesieniu do tematów poruszonych w dyskusji przez szanownych przedmówców chciałabym zwrócić uwagę na dwie kwestie: w kontekście transformacji sektora ciepłownictwa systemowego oraz wykorzystania gazu w tym procesie.

Jako towarzystwo, czy generalnie jako sektor uważamy, że gaz ziemny jest bardzo istotnym paliwem przejściowym, a technologia kogeneracji jest jedną z kluczowych technologii, która będzie wykorzystana w tym procesie. Chcę jednak zwrócić uwagę, że drugim takim paliwem będzie biomasa. W materiale, który przywołał przed momentem pan przewodniczący Lamczyk, na podstawie wielowariantowych analiz i modelowania procesu transformacji całego sektora do 2050 r. podjęliśmy próbę określenia poziomu zapotrzebowania na gaz po stronie systemów ciepłowniczych. W tym kontekście i w nawiązaniu do tego, o czym wcześniej mówiła pani prezes URE, czyli szacowanego poziomu zapotrzebowania na gaz ziemny, zwracam uwagę na to, że jeżeli potencjalnie jedno z tych źródeł, czyli gaz ziemny albo biomasa zostałyby w jakiś sposób wyeliminowane z udziału w miksie energetycznym, w kontekście dzisiejszej dyskusji na temat wykorzystania gazu ziemnego, zwłaszcza jeżeli biomasa nie mogłaby z jakiegoś powodu być wykorzystywana w tym procesie, to poziom zapotrzebowania na gaz ziemny po stronie ciepłownictwa systemowego w pierwszym okresie wyniesie około 12 mld m³, a osiągnięcie takiej podaży gazu ziemnego praktycznie jest niemożliwe biorąc pod uwagę, jakie jest w tym momencie wykorzystanie gazu ziemnego w sektorze. Dlatego w pełni identyfikujemy się, biorąc pod uwagę wyniki naszych analiz, ze scenariuszem WAM z projektu aktualizacji KPEiK-u i przewidywaniami przebiegu trajektorii wykorzystania poszczególnych paliw w transformacji sektora. Mamy nadzieję, że podobna rola biomasy i gazu ziemnego zostanie również podtrzymana w finalnej wersji tego dokumentu.

Drugi aspekt, na który chcę zwrócić uwagę w kontekście jednostek kogeneracji wykorzystujących gaz ziemny, jest taki, że zwłaszcza w perspektywie po 2035 r., kiedy zmieni się definicja efektywnego systemu ciepłowniczego i konieczne będzie zwiększenie udziału ciepła z odnawialnych źródeł energii, konieczne będzie zmniejszenie produkcji energii elektrycznej i ciepła z wysokosprawnej kogeneracji. Stosowany obecnie mechanizm wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji nie będzie już wystarczający do tego, żeby pokryć lukę finansową w przypadku tych jednostek, ze względu na konieczność spełnienia wskaźników, takich jak sprawność ogólna czy wskaźnik PES. Widzimy natomiast bardzo duży potencjał, i to we wcześniejszych prezentacjach również było podkreślane, współpracy jednostek kogeneracji z systemów ciepłowniczych również z krajowym systemem elektroenergetycznym. Biorąc pod uwagę powstawanie tych kosztów osieroconych w przypadku tych jednostek wydaje się, że byłoby konieczne, aby nie tworzyć efektu przeniesienia kosztów na odbiorców końcowych ciepła systemowego, powstanie mechanizmu równoległego trochę do rynku mocy, takiego mechanizmu elastyczności, ponieważ jednostki tego typu mają naprawdę duży potencjał w bilansowaniu KSE.

Jako towarzystwo wraz z Komitetem Energii Elektrycznej pracujemy obecnie nad założeniami takiego mechanizmu opartego o dyrektywę EMD i mamy nadzieję, że takie rozwiązanie w przyszłości będzie mogło zostać wprowadzone. Bardzo dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję bardzo. Nie wiem, czy się rozstajemy optymistycznych nastrojach czy pesymistycznych, bo to wszystko się jeszcze waży. Bardzo liczę na Ministerstwo Klimatu i to, że będziemy realizowali ten rynek mocy. Liczę też na państwa, że w momencie, w którym prawo będzie dla was jasne i kiedy będzie ten rynek mocy, to przystąpicie do dynamicznych działań. Jeżeli byłyby jakieś problemy natury prawnej, to bardzo proszę o kontakt z nami. Dziękuję bardzo, do zobaczenia następnym posiedzeniu podkomisji.