

Forum Gospodarki Energetycznej KRAKÓW 2019

Forum Gospodarki Energetycznej KRAKÓW 2019 odbyło się w dniach 17–19 marca 2019 roku w hotelu Qubus w Krakowie. Organizatorem konferencji był Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk we współpracy ze Stowarzyszeniem na rzecz Gospodarki Energetycznej Polski, będącym afiliacją prestiżowego International Association for Energy Economics (IAEE). Tegoroczna konferencja organizowana była pod hasłem „KRAJOWA ENERGETYKA I CIEPŁOWNICTWO W DOBIE WDRAŻANIA RYNKU MOCY”.

Sesję plenarną pt. „Przyszłość krajowego sektora paliwowo – energetycznego w świetle założeń Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku (PEP 2040)” prowadził dr hab. Mariusz Swora (kancelaria adwokacka) (fot.), a referat wprowadzający wygłosił prof. Waldemar Kamrat z Politechniki Gdańskiej.

Prof. Waldemar Kamrat stwierdził, że w perspektywie 20-letniej węgiel i gaz dalej będą głównymi źródłami energii w elektrociepłowniach. Udział energii jądrowej będzie wzrastał. Źródła odnawialne będą częścią mixu energetycznego w skali globalnej. Nastąpi zmniejszenie energochłonności gospodarki, natomiast emisja i koncentracja CO₂ będzie wzrastała. Niezależnie od tego co jest przyczyną ocieplenia klimatu (2/3 naukowców twierdzi, że to na skutek działalności człowieka) – powinniśmy dbać o naszą Ziemię.

Prof. Kamrat odniósł się też do założeń PEP 2040 – są mało realne, a częstokroć karkołomne. Polityka UE wytycza nam kierunki rozwoju, są też uwarunkowania krajowe i naturalne (zasoby węgla, gazu, OZE).

Przedstawiony do konsultacji Projekt PEP 2040 jest dokumentem ułomnym, gdyż z formalno-prawnego punktu widzenia nie zawiera choćby oceny realizacji polityki energetycznej państwa za poprzedni okres, czy programu działań wykonawczych zawierającego instrumenty realizacji, także choćby zgrubnego szacunku kosztów realizacji.

Projekt PEP 2040 zawiera szereg nieścisłości; przykładowo podane w części wstępnej wskaźniki, jako „globalna miara realizacji celu PEP 2040” różnią się od wartości prezentowanych w dalszej części projektu.



Wątpliwości budzą także: nadmierny optymizm w zakresie realizacji bloków jądrowych, marginalizacja roli gazu tylko do celów regulacyjnych, a także nierealistyczny program rozwoju fotowoltaiki. Dokument nawet nie próbuje odnieść się do prognoz w zakresie demografii Polski, które mogłyby istotnie wpływać na gospodarczy rozwój kraju. Brakuje zarysowanych w sposób zdecydowany programów w zakresie rozwoju magazynowania energii, a także wizji rozwoju energetyki wodorowej.

Ogólnie Projekt jest dokumentem wyjątkowo niespójnym, słabym w warstwie merytorycznej, a także pasywnym w zakresie osiągania celów Unii Europejskiej, dotyczących klimatu. Analitycy sceptycznie oceniają projekt polityki energetycznej do 2040 r. i prawdopodobieństwo jej realizacji w zaproponowanym kształcie. Wskazują m.in. na brak szczegółów w sprawie modelu finansowania elektrowni jądrowej i nieracjonalny plan rezygnacji z łądowych farm wiatrowych. Z projektu PEP – 2040 wynika, że w 2030 roku udział węgla w wytwarzaniu energii miałby spaść do 60 % przy stabilnym wykorzystaniu przez energetykę. W miksie coraz większą rolę miałyby odgrywać źródła odnawialne, zwłaszcza fotowoltaika i energetyka wiatrowa morska. Wygaszane miałyby być wiatraki na lądzie. W 2033 r. ma pojawić się energia atomowa (pierwszy blok o mocy ok. 1-1,5 GW). W latach 2033-2039 r. miałyby zostać zbudowane 4 bloki jądrowe o całkowitej mocy ok. 4-6 GW, zaś dwa kolejne w latach 2041 i 2043. Łączne nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040 są szacowane na ok. 400 mld zł. Z działań Rządu RP w ostatnim okresie dotyczących zamrożenia cen energii elektrycznej można wywnioskować,

że opcja atomowa to fikcja ekonomiczna dlatego, że EBITDA sektora energetycznego to 15 mld zł rocznie, a free cash flow to ok. 2-3 mld zł rocznie. Tymczasem zakładany CAPEX na transformację miksu energetycznego to 400 mld zł, a jednocześnie mówi się, że ceny energii mają nie rosnąć. EBITDA sektora przez 20 lat jest niższa niż planowane nakłady inwestycyjne, podczas gdy sektor już dziś jest relatywnie zadłużony. Budzi zdziwienie, że najtańsze technologie, na które nas stać, czyli gaz i wiatr na lądzie zostają – według projektu – porzucone, a w zamian mielibyśmy budować atom i fotowoltaikę, co jest bez rozwiązania problematyki magazynowania energii, działaniem mało racjonalnym.

W konkluzji prof. Waldemar Kamrat stwierdza, że nie ma w najbliższych dziesięcioleciach i nie będzie jednej dominującej technologii energetycznej – w rozwoju bazy paliwowej dla sektora wytwarzania energii należy być przygotowanym na umiejętność wykorzystania całego spektrum dostępnych i dobrze opanowanych rozwiązań technicznych od „czystej” energetyki węglowej, poprzez rozwijającą się energetykę odnawialną, aż po energetykę jądrową czy wodorową. Wybór konkretnych rozwiązań inwestycyjnych będzie wynikał tylko i wyłącznie z rachunku ekonomicznego i wzajemnej konkurencji poszczególnych paliw i technologii.

Następnie głos w dyskusji zabierali:

- prof. Adam Szurlej (Akademia Górniczo Hutnicza) – **gaz jako paliwo**: nasz rynek zużywa 18 mld m³ gazu ziemnego rocznie i popyt na niego rośnie. Gaz będzie też coraz bardziej wykorzystywany w energetyce. Jednak są problemy z dostępem do gazu – rozwiązaniem mogą być nowe stacje LNG oraz rozbudowa sieci gazowej.

Jeszcze przed 2030 rokiem gaz jako źródło energii zajmie drugie miejsce na świecie zastępując węgiel.

- prof. Marek Ściążko (Centrum Energetyki AGH/IchPW) – **co z wodorem?**: obecnie wodór rozpatrywany jest jako paliwo do transportu miejskiego, transportu publicznego, pojazdów magazynowych, pocztowych. LOTOS, ORLEN oraz Jastrzębska Spółka Węglowa wchodzi w ten temat. Profesor szacuje, że w latach 2040 – 2050 pojazdy elektryczne i wodorowe na świecie zrównają się w liczbie.
- Grzegorz Wiśniewski (Instytut Energetyki Odnawialnej) – **OZE**: odnośnie do OZE to jest rozdźwięk między Projektem PEP 2040, a tym co myśli społeczeństwo. W PEP nie ma odbiorców – zostali wyłączeni z dyskusji, a dokument ten jest wynikiem postanowień politycznych. Ponadto PEP nie ma związków z polityką UE. Kompletnie też pominięto w nim innowacyjność. Natomiast dobrze, że w PEP znalazło się ciepłownictwo w kierunku zastosowań OZE. Jeżeli chodzi o ciepłownictwo to brak jest w PEP mechanizmów jego finansowania, więc muszą być wprowadzone długoterminowe taryfy na ciepło, co umożliwi branie przez Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej pożyczek niskooprocentowanych na rozwój.
- Jerzy Kicki (Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN) – **węgiel jako paliwo dla energetyki** – węgla kamiennego będziemy wydobywali coraz mniej. W 2018 r. wydobyliśmy ok. 60 mln ton, import z Rosji wyniósł ok. 20 mln ton. Górnictwo węgla kamiennego powinno być zreformowane: nie wykorzystuje się w pełni majątku produkcyjnego kopalń (praca przez 5 dni w tygodniu), brak systemu motywacyjnego dla górników (oprócz Bogdanki). Jest jeszcze węgiel brunatny, jednak jego złoża kończą się i nie ma zgody na otwieranie nowych. Czyli węgla nie będzie więcej, natomiast zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie wzrastało. Powstaje zatem pytanie – czym tę lukę zastąpimy?

Następny panel dyskusyjny nosił tytuł „Jak rynek mocy zmieni polską energetykę? Wnioski i rekomendacje po pierwszych aukcjach mocy”. Uczestniczyli: Maciej Bando (Prezes Urzędu Regulacji Energetyki), Rafał Domaszewski (ENEA Trading), Sylwia Pawlak (ENERGA), Maciej Przybylski (Polskie Sieci Elektroenergetyczne), Marek Wadowski (Tauron Polska Energia), Grzegorz Wiliński (Polska Grupa Energetyczna), Grzegorz Żarski (Towarowa Giełda Energii).

Stwierdzono, że rynek mocy jest potrzebny między innymi po to, żeby ewentualni inwestorzy wiedzieli, że inwestowanie w energetykę może opłacać się i szkoda, że wszedł tak późno. Rynek mocy jest dodatkiem do rynku energii. Jednak jest szereg jego „ułomności”, jak np.:

- mały jest udział strony podaźowej i mała aktywność przemysłu w zakresie zakupów,
- słaba konstrukcja prawna umowy mocowej – nie wiadomo na co decyduje się kupujący energię,
- niedobrze jest, gdy zagadnienia regulacji rynku mocy i właścicielstwo są w jednym ręku (Ministerstwo Energetyki).

Następny panel dyskusyjny pt. „Dylematy wyboru optymalnego mechanizmu wsparcia rozwoju kogeneracji” prowadził Jacek Szymczak, prezes Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, a referat wprowadzający wygłosiła Małgorzata Mika – Bryska (Veolia Energia Polska). Podkreśliła planowane szybkie tempo wprowadzania w życie ustawy z dnia 14.12.2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji: została opublikowana w dniu 10.01.2019r., spodziewane zakończenie procesu jej notyfikacji – do końca kwietnia 2019 r., natomiast przyjęcie aktów wykonawczych (6 rozporządzeń) do ustawy – do 25.04.2019 r. Planowane uruchomienie instrumentów wsparcia (premie gwarantowane i aukcje) – połowa 2019 r. Jesień 2019 r. Podkreśliła też, że to konsument będzie w coraz większym stopniu kształtował rynek energii w tym ciepłownictwa.

Nowy system przewiduje trzy mechanizmy wsparcia: premię gwarantowaną, premię kogeneracyjną (aukcje), premię gwarantowaną indywidualną, premię kogeneracyjną indywidualną (nabór).

Dokonano klasyfikacji jednostek na: istniejące, zmodernizowane, znacznie zmodernizowane i nowe oraz pod względem wielkości na: małe jednostki (o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW), jednostki w przedziale 1 MW – 50 MW, jednostki powyżej 50 MW i ze względu na rodzaj paliwa: gazowe, stałe, biomasa, inne.

Wsparcie (dopłata w postaci premii kogeneracyjnej lub gwarantowanej) obejmuje całą wytworzoną, wprowadzoną do sieci i sprzedaną energię w jednostkach równych lub powyżej 1 MW pod warunkiem, że do publicznej sieci ciepłowniczej wprowadzono minimum 70% ciepła użytkowego w kogeneracji. Jeśli do publicznej sieci wprowadzono mniej niż 70%, to dopłata ma miejsce proporcjonalnie do udziału wy-

tworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji przez wytwórcę. Ustawa przewiduje okres wsparcia – 15 lat, ale nie dłużej niż do 31.12.2048 r. (źródła kogeneracji: nowe, znacznie zmodernizowane) i do 31.12.2035 r. (istniejące). Nie przewidziano pierwszeństwa dostępu do sieci (jak w poprzednim systemie wsparcia CHP).

Zasady uczestnictwa w systemie wsparcia w formie premii gwarantowanej:

Wytwórcy energii, którzy mogą wystąpić o wypłatę premii gwarantowanej:

- małe jednostki kogeneracji,
- istniejące jednostki kogeneracji od 1 MW do 50 MW,
- zmodernizowane jednostki kogeneracji od 1 MW do 50 MW

przy czym, wsparcie będzie przysługiwało jednostkom, dla których jednostkowy wskaźnik emisji CO₂ (EPS) będzie wynosił maksymalnie 450 kg/MWh wytwarzanej energii (elektrycznej i ciepła łącznie) – art. 29 ustęp 1 z zastrzeżeniem ustępu 4 (z wyłączeniem małych jednostek i jednostek wykorzystujących metan z kopalń). W przypadku jednostki kogeneracyjnej nowej, zmodernizowanej oraz znacznie zmodernizowanej wysokość premii gwarantowanej musi zostać skorygowana o wartość uzyskanej pomocy inwestycyjnej.

Jest też zakaz łączenia systemów wsparcia: rynek mocy, ustawa OZE, wsparcie CHP.

Jednak Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej powinny szybko zmieniać się w kierunku uzyskania statusu jednostek efektywnych energetycznie (obecnie ponad 80% z nich nie spełnia tego wymagania).

W panelu uczestniczyli: Jacek Boroń (Węglokoks Energia), Andrzej Goździkowski (Energetyka Ciepła Opolszczyzny), Remigiusz Nowakowski (PILE ELBUD/ DISE), prof. Zbigniew Plutecki (Politechnika Opolska), Tomasz Wilczak (PGNiG Termika).

Uczestnicy dyskusji stwierdzili dużą niepewność co do efektów funkcjonowania ustawy o wsparciu kogeneracji, a głównie z tytułu braku w chwili obecnej rozporządzeń wykonawczych do niej. Podkreślali, że w Polsce jest duży i nie wykorzystany potencjał kogeneracji. Technologia ta i położenie geograficzne Polski (długi sezon grzewczy) powodują, że nawet bez wsparcia powinna ona być korzystna ekonomicznie. Prowadzący sesję – Jacek Szymczak poinformował, że obecnie 12 – 14% energii elektrycznej w kraju pochodzi z kogeneracji, a jest potencjał na 25%. Ustosunkował się też do programu „Czyste powietrze” – jest on wadliwy, bowiem środki pomocowe powinny być skierowane do wsparcia technologii niskoemisyjnych.

Panel dyskusyjny pt. "Ceny energii elektrycznej – rentowność spółek energetycznych a konkurencyjność gospodarki" – prowadzący panel – Wojciech Jakóbiak (Biznes Alert). Referat wprowadzający wygłosił Marcin Roszkowski z Instytutu Jagiellońskiego. W dyskusji udział wzięli: Bartłomiej Derski (Wysokie Napięcie), Henryk Kaliś (Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii), Marek Mrówczyński (EC Będzin), Remigiusz Nowakowski (PILE ELBUD/DISE), Robert Uberman (Krakowska Akademia im. A.F. Modrzewskiego), Marcin Roszkowski (Instytut Jagielloński).

Panel "Klasy energii – pierwsze doświadczenia" – moderatorem był Maciej Sołtysik z PSE Innowacje, który wygłosił też referat wprowadzający. W dyskusji udział wzięli: Piotr Czopek (Ministerstwo Energii), Artur Dembny (CRK Energia), Ireneusz Perkowski (Control Proces), Grzegorz Podlewski (Górnośląsko – Zagłębiowska Metropolia), Daniel Raczkiwicz (IEN Energy), Sylwia Pawlak (Energa), Karol Wawrzyniak (Narodowe Centrum Badań Jądrowych).

Z dyskusji wynikało, że nie wszystkie samorządy są przygotowane na współpracę z klastrami. Ideą klastra jest dobrowolne przystąpienie do niego i współdziałanie. Sygnalizowano za mało przepisów dot. klastrów.

Grzegorz Podlewski omówił ideę Górnośląsko – Zagłębiowskiej Metropolii – od 1.01.2018r. należy do niej 41 miast i gmin. Mają koncepcję samowystarczalności energetycznej. Mają zamiar realizować za pomocą klastrów: elektromobilność, smart city, gospodarkę odpadami. Stworzyli grupę zakupową energii elektrycznej, ale nie są zbytnio zadowoleni z wyników jej działania. Stwierdził, że zainteresowanie samorządów klastrami energii jest umiarkowane.

Ireneusz Perkowski poruszył problem, gdy klastry nie ma własnej sieci oraz stwierdził, że obecnie obowiązująca ustawa o zamówieniach publicznych blokuje rozwój klastrów – wszelkie inwestycje powinny odbywać się w ramach przetargów, gdy nie ma pewności co do odbioru wytworzonej energii elektrycznej lub ciepła przez 10 lat.

Artur Dembny wskazał na konieczność współpracy klastrów energii z dużymi firmami energetycznymi (nikt sobie nie

wyobraża podwójnych sieci). Klasy powinny uzupełniać sektory nieopłacalne dla dużych firm.

Karol Wawrzyniak deklarował, że NCBJ ma narzędzia przydatne klastrami, oferują też tworzenie nowych, np. do prognozowania.

Piotr Czopek – Ministerstwo Energii stara się monitorować co dzieje się w zakresie klastrów. Co kwartał certyfikowane klasy składają do ME ankietę, jednak nie jest ona obowiązkowa i nie wszyscy w niej uczestniczą. Według niego głównymi barierami rozwoju klastrów są:

- środki finansowe – wszyscy oczekują na dotacje, jednak trzeba stwierdzić, że one zakłócają rynek,
- część zaangażowanych w klasy instytucji kierowało się modą lub np. potrzebami wyborczymi i nie bardzo wiedzieli co mają osiągnąć.

Klastry powinny opierać się na konkretnym problemie i wizji w jaki sposób chcemy go rozwiązać. Coraz więcej jest miejsc na energetykę rozproszoną, na prosumentów, ale to nie nastąpi z roku na rok, będzie to stopniowy rozwój, ale taki, aby nie zaburzał całego rynku. Z NCBJ realizujemy 3-letni projekt zmian legislacyjnych – dodał.

Pakiet "Innowacyjne technologie w energetyce – aspekty ekonomiczne i techniczne" – moderator – Bartłomiej Derski (Wysokie Napięcie). Uczestnikami panelu byli: Wojciech Drożdż (ENEA Operator/Uniwersytet Szczeciński), Dalida Gepfert (Veolia Energia Poznań), Mateusz Kieferling (PSE Innowacje), Sylwia Pawlak (ENERGA), Krzysztof Sadowski (Narodowe Centrum Badań i Rozwoju), Mirosław Wróblewski (MPEC Kraków), Robert Żmuda (SBB Energy).

Z dyskusji wynikało, że dopóki podejście państwa do innowacji nie zmieni się, innowacji nie będzie – oczekuje się wyników 1:1, czyli układu projekt: wynik pozytywny. Ponadto przedsiębiorstwa w Polsce za mało wydają pieniędzy na innowacje. Nauka nie jest przygotowana do szybkich zmian, które przychodzą z zagranicy. Np. były przypadki oferowania przez sektor nauki wdrożenia tematu w okresie 10 lat, gdy firmy oczekują szybkich efektów. Jednak są pojedyncze przypadki gdzie wielkie zespoły z małych ośrodków dobrze i szybko działają. Sygnalizowano też (głos

z sali), małe wykorzystywanie w Polsce start upów.

Przedstawiciel MPEC Kraków stwierdził, że to, iż nie są innowacyjni nie przeszkadza, że są przedsiębiorstwem nowoczesnym – tego oczekuje się od firmy komunalnej. Współpracują z uczelniami, np. realizowany jest projekt wykorzystania ciepła sieciowego do wytwarzania chłodu. Mają też zakład termicznej utylizacji odpadów (spalarnię) o mocy ok. 100 MW produkującą energię elektryczną i ciepło.

Krzysztof Sadowski deklarował, że NCBJ jest podmiotem, przez który można inwestować w innowacje. Firm zgłaszających projekty nie dzielą na państwowe i prywatne tylko na duże i małe. Stosują tzw. lejek innowacyjności wg modelu amerykańskiego. Sporządzenie oferty też jest finansowane. Ten co w konkursie odpada, nie zostaje "zapomniany", ci co przeszli dalej mogą korzystać z jego usług.

Forum kończyła Naukowa Sesja Tematyczna prowadzona przez Honoratę Nygę – Łukaszewską z Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie. Między innymi wygłoszono:

- Tomasz Iluk (Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla) – Zintegrowana energetyczno-ściekowa gospodarka na przykładzie Huty Cynku „Miasteczko Śląskie” S.A.,
- Nina Rędzia (Uniwersytet Jana Kochanowskiego w Kielcach) – Poprawa efektywności energetycznej na przykładzie hut szkła z Grupy Trend,
- Zbigniew Plutecki (Politechnika Opolska) – Prognozowane scenariusze zmian konfiguracji źródeł wytwarzania energii w przedsiębiorstwach sektora ciepłowniczego,
- Sławomir Sowa (Politechnika Poznańska) – Wpływ rynku mocy na rozwój źródeł rozproszonych,
- Piotr Suski (Kancelaria Adwokacka dr hab. Mariusz Swora) – Wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi – perspektywa regulacyjna.

Janusz Wróblewski
– miesięcznik Instal
Patron medialny
Forum Gospodarki Energetycznej



Jeszcze można zamówić prenumeratę miesięcznika Instal na 2019 rok.

Druk zamówienia na stronie www.informacijainstal.com.pl