Elektrownia węglowa w Ostrołęce vs. fotowoltaika

Instytut Energetyki Odnawialnej przeprowadził symulację wpływu wzrostu cen i taryf energii elektrycznej na opłacalność inwestycji w OZE

Obecna sytuacja

Obecny miks paliwowy oparty na węglu spowodował, że przez szybko rosnące ceny uprawnień do emisji CO_2 rosną koszty wytwarzania, przekładające się bezpośrednio na koszty zaopatrzenia w energię elektryczną.

Rynek uprawnień do emisji regulowany jest zgodnie ze wspólnotową doktryną klimatyczno-energetyczną, poprzez którą wyrażane jest dążenie całej UE do głębokiej dekarbonizacji systemów energetycznych państw członkowskich, m.in. poprzez wzrost kosztów emisji dwutlenku węgla.

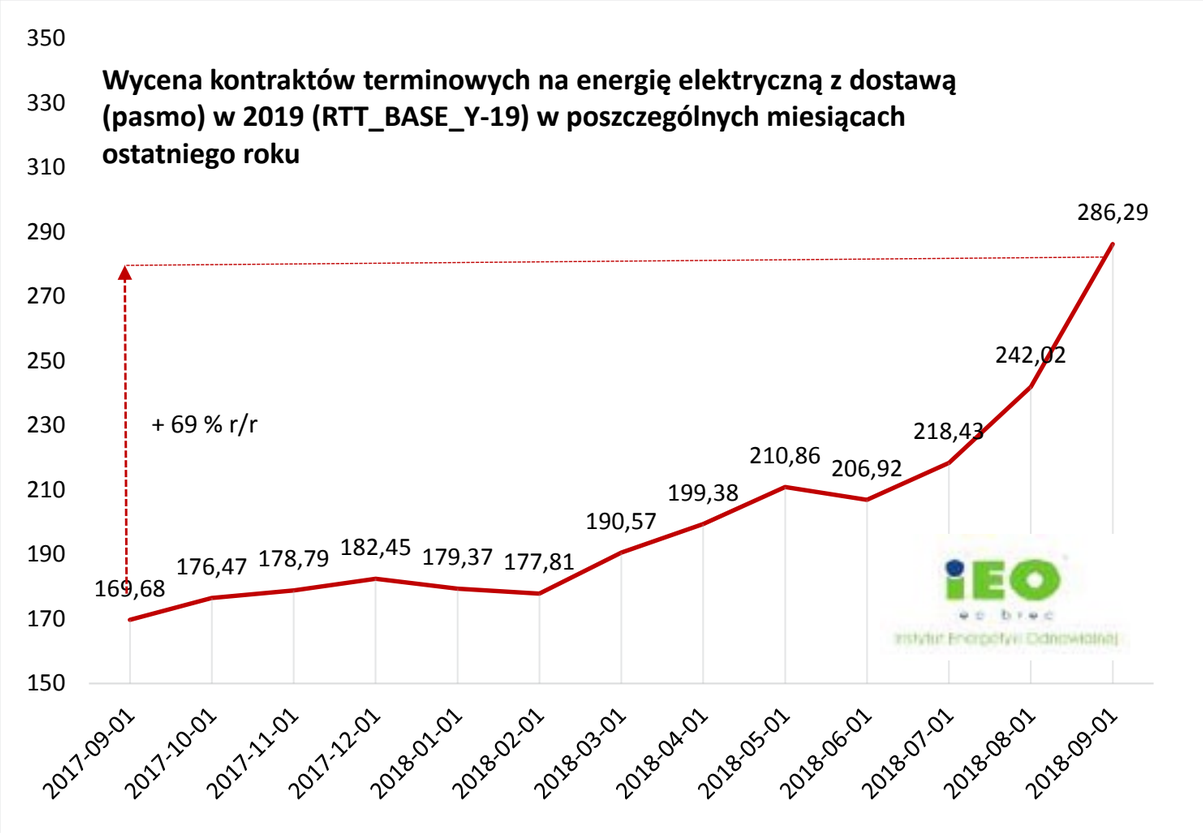
W 2017 roku na szczeblu rady UE ustalono ramy polityki klimatycznej UE do 2016 roku, a w roku 2016 został opublikowany scenariusz Komisji Europejskiej (KE), który uwzględniał założenia dotyczące przyszłych cen uprawnień do emisji. Wiadomym było więc w jakim kierunku będzie prowadzony system ETS i jakiego poziomu cen uprawnień do emisji CO_2 i takich należało się spodziewać się w przyszłości po przyjęciu w maju 2018 roku nowych dyrektywy składających się na tzw. klimatyczno-energetyczny „Pakiet zimowy".

Warto postawić pytanie, czy w tej sytuacji dalsze prowadzenie inwestycji w moce wytwórcze oparte na spalaniu węgla jest uzasadnione?

Decyzje polityczne już wkrótce przesądzą o kosztach energii

W najbliższym czasie zostanie podjętych wiele istotnych decyzji politycznych (m.in. dotyczących funkcjonowania tzw. rynku mocy, przyszłości gospodarki węglowej oraz wpływu emisji CO_2 na gospodarkę). Decyzje strategiczne będą przekładały się na kształt miksu paliwowego w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE) oraz na przyszłe inwestycje, które odbiją się na cenach energii elektrycznej. Brakuje jednak przejrzystej debaty na ten temat oraz szczegółowej, kompleksowej analizy dotyczącej możliwego wpływu opracowanych polityk energetycznych na koszty u odbiorców końcowych energii i ich skutków dla poszczególnych sektorów gospodarki. Koncepcje energetyczne państwa są formułowane bez oceny wpływu na koszty i ceny energii oraz bez analizy wrażliwości kluczowych decyzji dotyczących politycznych prób kształtowania przyszłego miksu energetycznego.

Ponadto, brakuje narzędzi do prognozowania, które umożliwiałyby analizę i testowanie założeń polityki państwa w zakresie kształtowania miksu energetycznego oraz pozwalały na ocenę zasadności podejmowanych decyzji inwestycyjnych i analizę ich wpływu na dynamikę cen energii elektrycznej.



Wysokie ceny hurtowe energii elektrycznej w 2018 roku

Konieczność zmiany tego stanu jest niezwykle pilna. W I kwartale 2018 roku średnia hurtowa cena energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego (RDN) wyniosła 184 zł/MWh i była wyższa o 19% od średniej ceny notowanej w analogicznym okresie ubiegłego roku. W II kwartale bardzo mocno wzrosły ceny energii w kontraktach terminowych na sierpień, wrzesień oraz cały trzeci kwartał 2018. Ceny przekraczały 330 zł za MWh. Władze krajowe (Urząd Komisji Nadzoru Finansowego, Urząd Regulacji Energetyki, Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów) ogłosiły kontrole na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) oraz kontrole głównych uczestników rynku energii, o dominującej pozycji, ich celem będzie zbadanie ewentualnych nieprawidłowości w zachowaniu podmiotów gospodarczych. Pomimo tego istnieje szereg przesłanek, aby postawić tezę, że przyczyny wzrostu cen energii mają realne podstawy (wzrost cen węgla i szybki wzrost cen uprawnień do emisji CO_2) i, przede wszystkim, mają charakter fundamentalny, związany z polityką energetyczną. Wskazuje na to fakt, że ceny

energii elektrycznej wciąż rosną. Średnioważony wolumenem kurs rozliczeniowy kontraktów BASE-Y_19 wyniósł we wrześniu 2018 r. 286,29 PLN/MWh, co oznaczało ponowny wzrost o ponad 18% miesiąc do miesiąca.

Wzrosty cen energii elektrycznej odbiją się negatywnie na kosztach prowadzenia działalności gospodarczej. Wiele przedsiębiorstw ze względu na diametralne zmiany na rynku energii utraci konkurencyjność oferowanych towarów i usług, stając jednocześnie w bardzo trudnej sytuacji (mowa tu o małych przedsiębiorstwach odznaczających się dużym udziałem kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej np. przedsiębiorstwa chłodnicze). Wzrost cen energii elektrycznej, oprócz pogorszenia sytuacji przedsiębiorstw, przyniesie za sobą nowe możliwości. Wytwórcy energii elektrycznej z OZE po raz pierwszy stają w obliczu możliwości urynkowienia swojej działalności i wyjścia poza ramy systemów wsparcia.

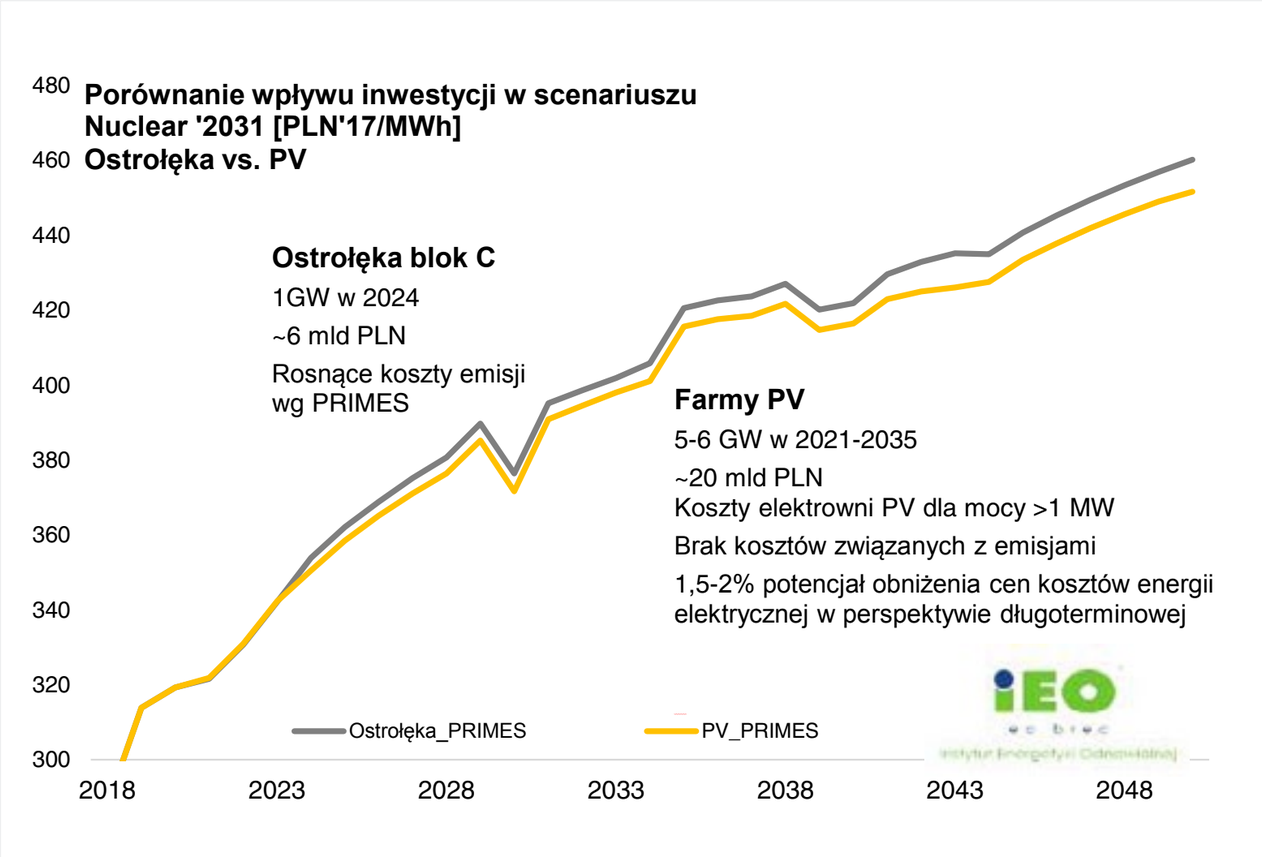
Analiza IEO

IEO przeprowadził analizę, w której na podstawie modelu kosztowego sektora elektroenergetycznego oszacowano przyszły poziom ceny energii elektrycznej wynikający ze scenariusza rozwoju mixu elektroenergetycznego uwzględniającego budowę bloku węglowego w Ostrołęce o mocy 1000 MW. W ramach analizy wrażliwości przeanalizowano hipotetyczny wariant, w którym zamiast planowanego bloku w Ostrołęce do systemu wprowadzono farmy fotowoltaiczne o mocy pozwalającej na pokrycie generacji z planowanego bloku węglowego. Zasymulowano budowę 5 GW farm o mocach 1 MW włączanych do sieci w okresie 2019-2024 roku, z dalszą kompensatą spadku ich wydajności oraz dodatkowymi inwestycjami aż do 2050 roku.

Przyjęto też niezwykle korzystne założenie, że blok węglowy w Ostrołęce utrzyma pełną konkurencyjność na rynku energii z możliwością pracy w tzw. podstawie w całym analizowanym okresie. W analizowanym scenariuszu hipotetycznym zastąpiono planowany blok węglowy rozłożonymi w czasie inwestycjami w farmy PV. Rosnące koszty finansowania elektrowni węglowych (kolejne banki wycofują się z finansowania inwestycji węglowych), rosnące nakłady inwestycyjne związane z koniecznością dostosowania nowych źródeł do rosnących wymagań środowiskowych, a przede wszystkim rosnące koszty zmienne związane z emisjami oraz pozyskaniem surowca energetycznego powodują, że tańsze eksploatacyjnie źródła OZE, takie jak fotowoltaika (której koszty inwestycyjne ciągle spadają) stanowią rozsądną alternatywę dla do niedawna uchodzącego za najtańszej elektroenergetyki węglowej węgla, dzięki której możliwym byłoby obniżenie przyszłych kosztów energii elektrycznej. Zdaniem prezesa IEO Grzegorza Wiśniewskiego został przekroczony punkt zwrotny w energetyce i nastąpiła zmiana dotychczasowego paradygmatu pojęciowego: dalsza „karbonizacja" energetyki podnosi koszty energii dla odbiorców końcowych, a dekarbonizacja realizowana dzięki OZE je obniża.

OZE panaceum na wzrost kosztów energii elektrycznej

Preferowany przez rząd scenariusz rozwoju energetyki nazwany przez IEO „scenariuszem węglowo-atomowym" nie jest rozwiązaniem problemu wzrostu kosztów. Szczegółowa analiza tego scenariusza i kryjącego się za nim planu inwestycyjnego (rewitalizacja bloków węglowych, kogeneracja węglowa i budowa elektrowni jądrowej) prowadzi do wniosku, że co prawda Polska teoretycznie może zejść z emisjami do 550 kg/MWh w 2030 roku, ale energia elektryczna (w stosunku do jej – już podniesionych – cen z września 2018 roku) będzie kosztowała w 2030 roku (bez inflacji) o ponad 30% więcej niż obecnie, a w perspektywie 2050 roku skala wzrostów przekroczy 60%



w stosunku do 2018 roku. Przeprowadzone analizy wskazują na to, że hipotetyczny wariant PV mógłby ograniczyć koszty generacji o 1,5-2% w perspektywie długoterminowej. Potencjał obniżania cen energii elektrycznej poprzez stosowanie źródeł OZE jest tym wyższe, im wyższe są poziomy cen uprawnień do emisji i paliw.

Rosnące koszty wytwarzania w miksie energetycznym opartym na źródłach wysoce emisyjnych, a co za tym idzie – ceny energii elektrycznej skłaniają do szukania alternatyw i poszukiwania tańszych rozwiązań opartych na OZE, a zwłaszcza w inwestycje w najtańsze OZE (PV i farmy wiatrowe). Inwestycje w OZE są podstawowym środkiem zaradczym na rosnące koszty w przedsiębiorstwach. Obecna sytuacja rynkowa sprawia, że inwestowanie w OZE ograniczające zużycie energii w przedsiębiorstwach staje się coraz bardziej rynkowo opłacalne.

Dodatkowe informacje

- Powyższy scenariusz był po raz pierwszy zaprezentowany i podany dyskusji z ekspertami podczas debaty „Scenariusz cen energii elektrycznej do 2030 roku – wpływ wzrostu cen i taryf energii elektrycznej na opłacalność inwestycji w OZE" Warszawa, 11 października 2018 roku https://www.ieo.pl/pl/raporty/92--31
- Pełna wersja analizy „Ostrołęka vs. PV" jest dostępna odpłatnie, zainteresowanych prosimy o kontakt: biuro@ieo.pl

Źródło: Instytut Energii Odnawialnej