

Warszawa, 25.10.2022 r

Szanowna Pani
Maria Koc
Przewodnicząca Komisji
Gospodarki Narodowej i Innowacyjności
Senat Rzeczypospolitej Polskiej

Szanowna Pani Przewodnicząca,

W związku z planowanym na dzień dzisiejszy rozpatrzeniem *Ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku*, który w trybie ekspresowym, bez konsultacji publicznych i po odrzuceniu większości poprawek zgłaszanych przez Posłów został przyjęty przez Sejm RP w dniu 20 października 2022 r, w imieniu Polskiej Izby Gospodarczej Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej chciałbym przedstawić najważniejsze obawy i wątpliwości, jakie proponowane w projekcie rozwiązania prawne wzbudziły wśród przedsiębiorców skupionych w naszej Izbie.

Chciałbym przy tym zaznaczyć na wstępie, że wszyscy w Izbie rozumiemy i akceptujemy potrzebę podjęcia ekstraordynaryjnych działań mających na celu *wprowadzenie rozwiązań ostonowych umożliwiających podejmowanie działań łagodzących negatywne skutki społeczno-gospodarcze związane ze znacznym wzrostem cen energii elektrycznej w 2023 roku*. Niemniej jednak należy dołożyć wszelkich starań, aby rozwiązania te, a w szczególności związane z nimi obciążenia wytwórców energii i podmiotów handlujących energią nie okazały się nadmierne i szkodliwe, a w konsekwencji de facto przeciw skuteczne w odniesieniu do tak określonego celu tej regulacji.

Rozważając jej skutki należy w szczególności pamiętać, że to nie źródła energii odnawialnej (OZE) odpowiadają za tak horrendalny wzrost cen! Wręcz przeciwnie, to dominujące w naszym kraju spółki energetyczne Skarbu Państwa, wykorzystujące paliwa kopalne, wywindowały je i swoje marże do niespotykanych wcześniej, niebezpiecznych dla całej gospodarki poziomów, natomiast w okresach zwiększonej produkcji z OZE ceny te zauważalnie spadają!

Dlatego też szczególna uwaga powinna zostać zwrócona na negatywne skutki jakie przyjęcie ustawy w proponowanej przez Rząd wersji może przynieść dla sektora OZE, ze szkodą dla całego systemu energetycznego kraju. Aby nie było jak w znanym przysłowiu o Kowalu i Cyganie!

Bardzo krótki czas, jaki mieliśmy na zapoznanie się i szczegółową analizę zaproponowanych w projekcie ustawy rozwiązań powoduje, że zaprezentowane poniżej uwagi i wątpliwości odnoszą się przede wszystkim do sfery wytwarzania i obrotu energią i mają niekiedy ogólny charakter. Niemniej jednak uważamy za swój obowiązek ich przedstawienie w nadziei, że w toku prac w Senacie uda się zasygnalizowane przez nas problemy rozwiązać, a obciążenia dla wytwórców tak wyważyć, aby stały się one racjonalne, przewidywalne i w konsekwencji akceptowalne i nie powodowały nieodwracalnych szkód.

Kwestią natury zasadniczej jest przy tym pytanie, czy zaproponowany w projekcie ustawy system rekompensat dla spółek obrotu i wytwórców sprzedających energię do odbiorców uprawnionych będzie się w ogóle mógł zbilansować?

Z treści projektu, ani z jego uzasadnienia nie można w sposób rzetelny wywieść ani odpowiedzi potwierdzającej, ani zaprzeczającej tej wątpliwości. Zapewnienia strony rządowej w tym zakresie nie zostały poparte żadnymi konkretnymi wyliczeniami, a przecież chodzić może o kwoty rzędu co najmniej 20 mld zł (warto przy tym pamiętać, że wartość całego obrotu energią na rynku hurtowym w 2021 r nie przekroczyła 40 mld zł). Można wątpić, czy niechronieni obiorcy energii będą w stanie zapłacić taką kwotę! A to z kolei rodzi wątpliwość, czy przyjmowanie tak skomplikowanego i chyba niepraktycznego systemu w tak pilnym trybie, bez pogłębionej analizy skutków ma w ogóle sens?

Nie można bowiem wykluczyć, a w zasadzie trzeba to założyć, jako pewnik, że podmioty uprawnione do otrzymywania rekompensaty będą zmuszone do sprzedawania, co najmniej części wolumenu energii będącej w ich dyspozycji po cenach niższych, niż koszty ich wytwarzania/nabycia, a jednocześnie będą zobowiązane do składania się na fundusz rekompensat, płacąc daninę za sprzedaż energii po wyższych cenach do pomiotów innych niż „uprawnione”. Biorąc pod uwagę, że kosztów nabycia energii, nie da się dziś w racjonalnej perspektywie określić, a wysokość daniny na fundusz rekompensat będzie znana dopiero po sprzedaży energii powstaje ryzyko, że działalność taka stanie się przedsięwzięciem trwale nierentownym. W perspektywie doprowadzi to załamania się systemu i permanentnych braków w dostawach energii!

Ryzyka tego, wobec niejasnych, zagmatwanych zapisów ustawy nie można rzetelnie oszacować. Co więcej zaproponowany w projekcie algorytm obliczania nadwyżek nad tzw. ceną rynkową w odniesieniu do kilku indeksów giełdowych tylko tą niepewność pogłębia. Trzeba bowiem pamiętać, że Sejm RP zaledwie kilka tygodni wcześniej zniósł w nowelizacji ustawy Prawo Energetyczne obowiązek sprzedaży energii elektrycznej w drodze transakcji giełdowych (tzw. *obligo giełdowe*). Twierdzenia strony rządowej, że po zniesieniu obliga TGE będzie dalej funkcjonować tak jak dotychczas trudno uznać niestety za wiarygodne. Bo jeżeli tak by było, to jaki był sens wprowadzania tej zmiany?

Oczywistym skutkiem zniesienia *obligo giełdowego* będzie przeniesienie istotnej części wolumenu sprzedaży energii (należy założyć, że raczej przeważającej większości tego wolumenu) poza Towarową Giełdę Energii do kontraktów bilateralnych, w szczególności w korporacjach pionowo zintegrowanych, takich jak Tauron, Energa, czy PGE. Rynek hurtowy na pewno stanie się wskutek tego mniej przejrzysty, ale jednocześnie nie ma żadnej gwarancji, że działanie to wywoła spadek cen energii w obrotach pozagiełdowych. Zwiększy się za to ryzyko w handlu energią, a to może odstręczać spółki energetyczne od rezygnacji z części swoich marży, a nie zachęcać je do ich ograniczania.

Jak będzie w rzeczywistości czas niebawem pokaże, ale jedno nie ulega wątpliwości – wskaźniki z Towarowej Giełdy Energii, przez którą przechodzić będzie zaledwie ułamek wolumenu dotychczas sprzedawanej tam energii, nie będą mogły być traktowane jako miarodajne dla ustalania jakichkolwiek poziomów referencyjnych. Zwiększy się także ryzyko generowania w ten sposób nieprawidłowych sygnałów systemowych (np. zawyżenia lub zaniżenia cen referencyjnych), w konsekwencji pokusa giełdowych manipulacji!

A przecież znane są z przeszłości i dotychczas nie wyjaśnione zjawiska nagłych spadków, a później wzrostu cen giełdowych, np. w odniesieniu do praw majątkowych powiązanych z tzw. świadectwami pochodzenia. Branża OZE wiele z tego powodu wycierpiała, a dziś znowu tworzone są warunki prawne, aby ewentualne manipulacje wskaźnikami giełdowymi były jeszcze łatwiejsze i zapewne jeszcze bardziej dotkliwe, bo wpływające nie tylko na ceny świadectw pochodzenia, ale dodatkowo na przychody ze sprzedaży energii z instalacji OZE.

Przechodząc do uwag szczegółowych należy wskazać co najmniej kilka kwestii, które również wzbudzają niepokój i wątpliwości po stronie wytwórców i innych uczestników rynku energii. I tak:

1. Obowiązek odpisu dla przedsiębiorstw obrotu dokonujących zakupu od wytwórców OZE

W Art. 22. Ustawy stanowi się, że obowiązku odpisu na Fundusz nie stosuje się do wytwórców wytwarzających energię elektryczną w jednostce wytwórczej o mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW lub będącej projektem demonstracyjnym lub będącej instalacją odnawialnego źródła energii, korzystającą z niektórych systemów wsparcia/systemów aukcyjnych.

Występuje tu jednak nierówność podejścia w stosunku do przedsiębiorstw obrotu, które dokonują zakupu energii elektrycznej (w szczególności jako sprzedawca zobowiązany) od ww. wytwórców. Właściwym rozwiązaniem byłoby zwolnienie ww. spółek z obowiązku dokonywania odpisu na Fundusz w zakresie obrotu energią elektryczną pozyskiwaną z jednostek wytwórczych spełniających kryteria art. 22. gdyż pozostawienie tych przepisów w dotychczasowym brzmieniu oznacza, że koszty odpisu na fundusz rekompensat i tak będą de facto obciążać wytwórców.

W art. 22 po ust. 1 należy dodać ust. 2 w następującym brzmieniu:

„2. Przepisu art. 21 ust. 2 nie stosuje się do przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną wytworzoną w jednostkach wytwórczych, o których mowa w art. 22 ust. 1.”

2. Obowiązek odpisu dla przedsiębiorstw obrotu dokonujących sprzedaży do odbiorców końcowych

W Art. 21. ust. 2 stanowi się, że obowiązek odpisu na Fundusz stosuje się do przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną. Nie został w nim uwzględniony fakt, że przedsiębiorstwa obrotu, dokonujące sprzedaży do odbiorców końcowych, niezaliczanych do odbiorców uprawnionych, o których mowa w art. 2 pkt. 2, powinny być zwolnione z odpisu na Fundusz w zakresie sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, którzy nie są sklasyfikowani jako odbiorcy uprawnieni.

W art. 22 po ust. 2 należy dodać ust. 3 w następującym brzmieniu:

„3. Przepisu art. 21 ust. 2 nie stosuje się do przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych niesklasyfikowanych jako odbiorcy uprawnieni, o których mowa w art. 2 pkt. 2.”

3. Umowa sprzedaży energii pomiędzy wytwórcą a odbiorcą końcowym

PIGEOR proponuje, aby kontrakty sprzedaży energii pomiędzy wytwórcą, a odbiorcą końcowym (tzw. umowy cPPA – corporate Power Purchase Agreement) zostały wyłączone z reżimu Ustawy. Kontrakty tego typu, w ostatnich latach coraz powszechniejsze, dają korzyści obu stronom, ponieważ gwarantują długoterminowo (w okresie nawet 10-15-letnim) stabilną i przewidywalną cenę zakupu/sprzedaży energii. Oznacza to przewidywalność kosztów po stronie odbiorcy, a jednocześnie stabilność przychodów po stronie wytwórców. Zarówno dla już zrealizowanych inwestycji w zakresie odnawialnych źródeł, jak i nowych, planowanych do wybudowania, kontrakty tego typu stanowią

zabezpieczenie udzielonego finansowania inwestycji. Są dzięki temu bardzo silnym impulsem dla rozwoju Odnawialnych Źródeł Energii bez potrzeby sięgania po wsparcie ze strony Państwa.

Objęcie takich umów reżimem limitu cen, doprowadzi do ich zerwania, całkowicie zmieni ekonomikę tych projektów, zniechęci inwestorów i w efekcie ograniczy ilość nowych, a tak potrzebnych inwestycji w zakresie OZE, pogłębiając zależność kraju od energetyki wykorzystującej paliwa kopalne.

4. Terminy obowiązywania umów objętych ustawą

W Art. 3. ust 2. stwierdza się, że w przypadku odbiorców uprawnionych, o których mowa w art. 2 pkt 2 lit. b–d, którzy zawarli po dniu 23 lutego 2022 r. umowę sprzedaży, albo umowę kompleksową, cenę maksymalną stosuje się również do rozliczeń z tymi odbiorcami obejmujących okres od dnia zawarcia przez nich tej umowy do dnia wejścia w życie ustawy.

Nie sprecyzowano, czy powyższa umowa musi obowiązywać również po dniu wejścia w życie Ustawy, aby miało to wpływ na zastosowanie ceny maksymalnej. Czy w przypadku, gdy umowa została zawarta po dniu 23 lutego 2022 r. i zakończona przed dniem wejścia w życie Ustawy, to zastosowanie ceny maksymalnej również obowiązuje?

Ponadto nie jest jasne, czy umowy zawarte przed dniem 23 lutego 2022 r. i kończące się po dniu wejścia w życie Ustawy będą podlegały zastosowaniu ceny maksymalnej dla odbiorcy uprawnionego od dnia wejścia w życie Ustawy? Jeżeli tak, to wg jakich zasad będą wypłacane rekompensaty dla podmiotów uprawnionych obsługujących takie Umowy?

5. Wniosek o wypłatę rekompensaty

W Art. 8 ust. 18 proponuje się, aby w przypadku, o którym mowa w art. 3 ust. 2 (odbiorca uprawniony, o którym mowa w art. 2 pkt 2 lit. b–d zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową po dniu 23 lutego 2022 r.) podmiotowi uprawnionemu przysługiwała rekompensata w kwocie stanowiącej iloczyn ilości energii elektrycznej zużytej w okresie od dnia 24 lutego 2022 r. do dnia wejścia w życie ustawy i różnicy między ceną wynikającą z umowy z odbiorcą uprawnionym a ceną maksymalną dla każdego punktu poboru energii elektrycznej.

W Ustawie nie zostało jasno sprecyzowane w jakiej formie/trybie oraz w jakim terminie podmiot uprawniony powinien złożyć wniosek o wypłatę rekompensaty, odpowiadającej ilości energii elektrycznej pobranej przez odbiorcę uprawnionego w okresie od 24 lutego 2022 r. do dnia wejścia w życie Ustawy.

6. Limit cen energii dla instalacji OZE

Z opublikowanego projektu Rozporządzenia w sprawie sposobu obliczania limitu cen wynika, że limit ceny dla wytwórcy z instalacji OZE będzie ustalany wg nieznanego mechanizmu, który będzie mógł zostać dowolnie zmieniony. Proponowane rozwiązanie, gdyby zostało przyjęte, wprowadziłoby ogromną niepewność co do ceny sprzedaży energii zarówno dla inwestorów już zrealizowanych projektów, jak i planowanych do wybudowania.

Ustalenie zbyt niskich limitów cenowych (dodatkowo wg nieznanym mechanizmów) może wpłynąć na problemy z obsługą zadłużenia projektów już zrealizowanych, które nadal spłacają swoje kredyty, a zasadniczym źródłem ich przychodów są przychody ze sprzedaży energii elektrycznej. Jeśli zaś chodzi o realizację nowych projektów OZE, brak jasnego limitu ceny i jego ustalenie na zbyt niskim poziomie negatywnie wpłynie na możliwość pozyskania finansowania nowych projektów i w konsekwencji ich powstanie w najbliższych latach.

Biorąc powyższe pod uwagę, PIGEOR postuluje, aby pułap cenowy dla instalacji OZE został ustalony w Ustawie i stanowił równowartość kwoty 180 EUR w nawiązaniu do limitu określonego w Rozporządzeniu Rady (UE) 2022/1854 w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii.

Limit ten został rzetelnie oszacowany przez Komisję Europejską i nie ma żadnego racjonalnego powodu, aby wytwórcy z innych krajów UE mogli z niego korzystać, a w tym samym czasie polscy operatorzy instalacji OZE byli ograniczani przez krajowe przepisy dające zbyt duże uprawnienia władzy wykonawczej, przy szacunkowym określeniu kryteriów jakim powinna się ona kierować przy ustalaniu limitu cen dla OZE. Niestety, gorzkie doświadczenia z lat ubiegłych pokazują, że ochrona inwestorów, którzy w dobrej wierze zrealizowali projekty w tym sektorze, jest ostatnim, jeżeli w ogóle jakimkolwiek czynnikiem, jaki Rząd bierze pod uwagę przy ustalaniu takich limitów.

Świadczy też o tym podejście do ustalania cen referencyjnych na potrzeby systemu aukcyjnego, gdzie Minister odpowiedzialny za te kwestie, wydaje się nie dostrzegać kilkudziesięcioprocentowego wzrostu cen materiałów i usług budowlanych, ponad 40% wzrostu cen jednostek wytwórczych, czy kilkuset procentowego wzrostu kosztów obsługi zobowiązań kredytowych.

Należy też przyjąć, że proponowany limit cenowy rzędu 180 euro/MWh, dla tzw. źródeł niestabilnych powinien być rozliczany nie dobowo, a co najmniej w układzie średniookresowym, np. średniomiesięcznie. Tym samym, zapewni on stały i znany poziom przychodów oraz będzie zbieżny z szacunkami przychodów określonymi już na tym polu przez Komisję Europejską.

Wyrażam nadzieję, że powyższe uwagi pomogą w wypracowaniu doskonalszej wersji rozwiązania, które tak jak wspominałem na wstępie uważamy za potrzebne polskiej gospodarce. Jednocześnie pragnę zadeklarować ze strony Izby wolę jak najdalej idącej współpracy w tym zakresie z kierowaną przez Panią Przewodniczącą Komisją.

Z poważaniem



Prof. dr hab. Andrzej Radecki
Prezes Zarządu PIGEOR

Do wiadomości:

Pani Anna Moskwa – Minister Klimatu i Środowiska;

Pan Ireneusz Zyska – Sekretarz Stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska; Pełnomocnik Rządu ds. OZE.