



BESS
A CHŁONNOŚĆ
POLSKIEGO RDN

18.11.2025

dr inż. Paweł Włoch



O EnergyAI

NINIEJSZA ANALIZA ZOSTAŁA PRZYGOTOWANA Z WYKORZYSTANIEM DANYCH I SILNIKA ANALITYCZNEGO ENERGYAI — PLATFORMY SAAS WYKORZYSTUJĄCEJ ALGORYTMY AI I MACHINE LEARNING DO MODELOWANIA I EKSPLOWANIA PRACY KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO ORAZ RYNKÓW ENERGII.

ENERGYAI UMOŻLIWIA INWESTOROM, WYTWÓRCOM I TRADEROM PATRZEĆ GŁĘBIEJ, PRZEWIDYWAĆ ZACHOWANIA RYNKU ORAZ PODEJMOWAĆ BARDZIEJ ŚWIADOME DECYZJE INWESTYCYJNE.

ENERGYAI UMOŻLIWIA GMINOM, PODMIOTOM PRYWATNYM, PRZEDSIĘBIORCOM ŚWIADOMIEJ PODEJMOWAĆ DZIAŁANIA W ZAKRESIE OGRANICZANIA KOSZTÓW ZWIĄZANYCH Z ZAKUPEM ENERGII ELEKTRYCZNEJ.

PLATFORMA DOSTĘPNA JEST NA: WWW.ENERGYAI.PL

DOSTĘP KOMERCYJNY OFEROWANY JEST W FORMIE MIESIĘCZNEGO ABONAMENTU

SERDECZNIE ZAPRASZAM DO WSPÓŁPRACY

DR INŻ. PAWEŁ WŁOCH

Spis treści

EXECUTIVE SUMMARY	2
Kluczowe wnioski strategiczne	3
Zakres analizy	4
Wyniki	6
Zapowiedziane realizacje BESS	8

EXECUTIVE SUMMARY

Celem przeprowadzonej analizy było określenie, w jakim stopniu polski Rynek Dnia Następnego (RDN) jest w stanie absorbować dodatkowe wolumeny energii wynikające z pracy dużych magazynów energii (BESS), oraz jaki wpływ te wolumeny mają na ceny rozliczeniowe. Dane obejmują okres 18–30 września 2025 r., charakterystyczny dla jesiennego przesilenia, a analiza koncentruje się na godzinach o skrajnych poziomach cen.

1. Polski rynek energii jest strukturalnie płytki

W godzinach minimalnych cen wolumen wynosił 597–13 296 MWh, a w godzinach maksymalnych – 286–3 349 MWh.

Nawet niewielkie przesunięcia wolumenu (o 400–700 MW) powodują gwałtowne zmiany cen.

- +500 MW popytu → wzrost cen do +50 EUR/MWh
- +3 000 MW popytu → ceny mogą rosnąć nawet o +2 300 EUR/MWh
- +400 MW podaży → spadek cen o ok. –100 EUR/MWh
- +700 MW podaży → spadki nawet do –700 EUR/MWh

To jasno wskazuje, że przy większych wolumenach ładowania i rozładowania rynek bardzo szybko zmienia poziom cen, co ogranicza możliwości stabilnego arbitrażu.

2. Duże moce BESS błyskawicznie kanibalizują własne przychody

Zarówno ładowanie (popyt), jak i rozładowanie (podaż) przesuwają punkt równowagi:

- BESS podnosi ceny, gdy ładuje,
- BESS obniża ceny, gdy rozładowuje.

Efekt: im większa moc magazynu, tym niższe realne marże arbitrażowe, bo system sam „zjada” spread, na którym ma zarabiać.

3. Pipeline BESS w Polsce (> 1 GW) dodatkowo ograniczy opłacalność arbitrażu

Aktualnie potwierdzone projekty:

- PGE EO – 200 MW / 800 MWh, Żarnowiec
- GreenVolt – 2 × 200 MW / 800 MWh, Turośń Kościelna & Nowa Wieś Etcka
- Orlen – 400 MW / 800 MWh, Dolna Odra

Łącznie: **1 000 MW / 3 200 MWh**.

Wprowadzenie tych jednostek na RDN spowoduje dalsze:

- pogłębienie kanibalizacji cen,
- zacieśnianie spreadów,

- wzrost zmienności cenowej w „płytkich” godzinach.

Kluczowe wnioski strategiczne

1. Arbitraż samodzielny nie uzasadnia inwestycji w duże BESS w Polsce — rynek jest zbyt płytki.

Polski RDN reaguje gwałtownie nawet na stosunkowo niewielkie wolumeny ładowania i rozładowania. W efekcie duże magazyny (≥ 300 MW) niemal natychmiast deformują krzywe podaży i popytu, ograniczając własne marże arbitrażowe.

2. BESS > 300 MW są szczególnie narażone na autokanibalizację oraz rosnącą konkurencję innych magazynów.

Budowany pipeline >1 GW sprawi, że arbitraż stanie się grą o sumie zerowej, w której wartość szybko migruje z DAM do usług systemowych lub produktów lokalizacyjnych.

3. Mniejsze jednostki (50–200 MW) mają najwyższy potencjał wartości — zwłaszcza przy wyższym C-rate.

To kluczowe w kontekście faktu, że zdecydowana większość obecnie projektowanych magazynów ma konfigurację 4-godzinną (C-rate = 0,25).

Jednostki o tak niskim C-rate mają bardzo ograniczoną zdolność świadczenia usług systemowych, a wiele najbardziej dochodowych produktów elastyczności wymaga szybszego cyklu pracy (C-rate ≥ 1).

Jednak nawet najbardziej optymalna moc — 50–200 MW — może stracić opłacalność, jeżeli rynek zostanie zdominowany przez kilka magazynów >200 MW pracujących synchronizowane na tych samych godzinach.

4. Przyszłe przychody będą zależeć głównie od usług systemowych, lokalnych usług elastyczności i zarządzania przeciążeniami sieci — a nie od arbitrażu na RDN.

Jednak również w tych segmentach konieczna jest **daleko idąca ostrożność**, ponieważ:

- konkurencja BESS rośnie szybciej niż zapotrzebowanie na usługi,
- 4-godzinne magazyny nie kwalifikują się do części produktów (np. niektóre FFR/FFL),
- regulacje są wciąż w fazie kształtowania i mogą przynieść niekorzystną segmentację rynku.

5. BESS powinny być analizowane jako element optymalizacji portfela IPP — nie jako niezależny business case.

Magazyny mogą podnieść wartość:

- profilu generacji (firming),
- sprzedaży w ramach PPA,
- ekspozycji cross-border,
- lokalnych projektów narażonych na ograniczenia sieciowe.

Nawet tu jednak należy zachować ostrożność, bo wartość dodana zależy od miejsca, profilu generacji oraz integracji z tradingiem, a nie od samej technologii BESS.

Zakres analizy

Celem niniejszej analizy była ocena wpływu zwiększenia wolumenów energii oferowanych do sprzedaży i zakupu na zagregowane krzywe podaży i popytu Towarowej Giełdy Energii (TGE) w okresie 18–30 września 2025 r. (tzw. przesilenie jesienne). Zestaw danych obejmuje ceny z Rynku Dnia Następnego z Fixing I (handel krajowy) oraz Fixing II (market coupling).

Analiza koncentrowała się na godzinach o skrajnych poziomach cen (najniższa i najwyższa cena godzinowa każdego dnia). W badanym okresie wolumeny w godzinach minimalnych cen mieściły się w przedziale od 597 do 13 296 MWh, natomiast w godzinach maksymalnych cen — od 286 do 3 349 MWh. Wartości te odzwierciedlają głębokość rynku w godzinach, w których oczekuje się udziału magazynów energii BESS w handlu arbitrażowym.

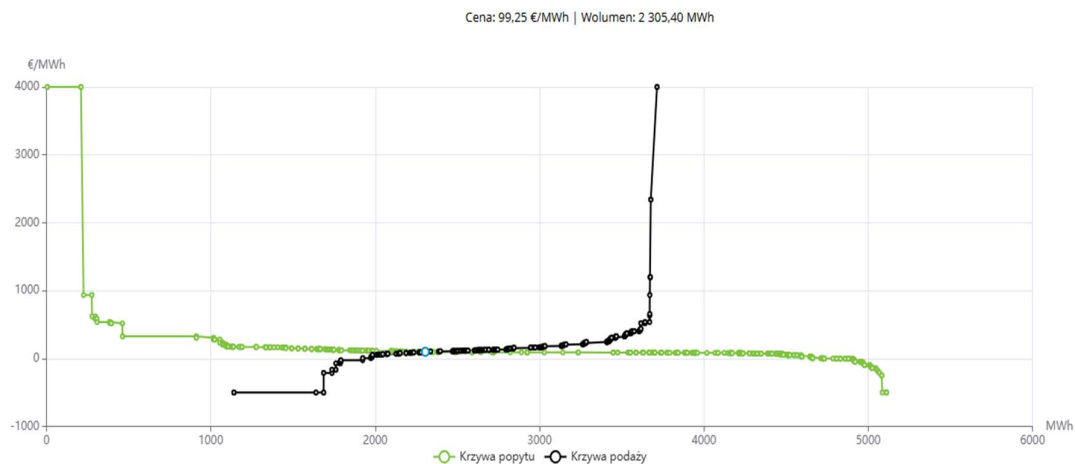
Celem analizy było określenie, w jaki sposób różne moce magazynów energii wpływają na ceny rozliczeniowe Rynku Dnia Następnego, a tym samym na potencjalne przychody z arbitrażu energii.

Przeanalizowano dwa scenariusze:

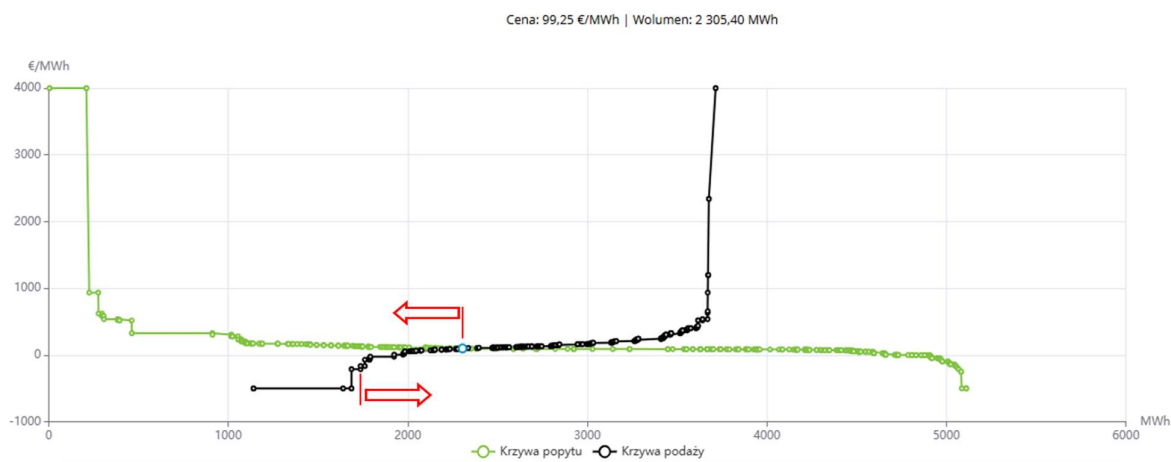
- Scenariusz spadku ceny: ocena wpływu dodatkowej podaży oferowanej po cenach niższych niż cena równowagi rynkowej.
- Scenariusz wzrostu ceny: ocena wpływu dodatkowego popytu oferowanego po cenach niższych niż cena równowagi rynkowej.

Takie podejście jest zgodne ze strategiami traderów oraz mechanizmem zasady merit order. Intencją było składanie ofert po cenach niższych niż cena równowagi, aby zagwarantować ich realizację, co w zależności od operacji — ładowania (popyt) lub rozładowania (podaż) — przesunęło punkt równowagi.

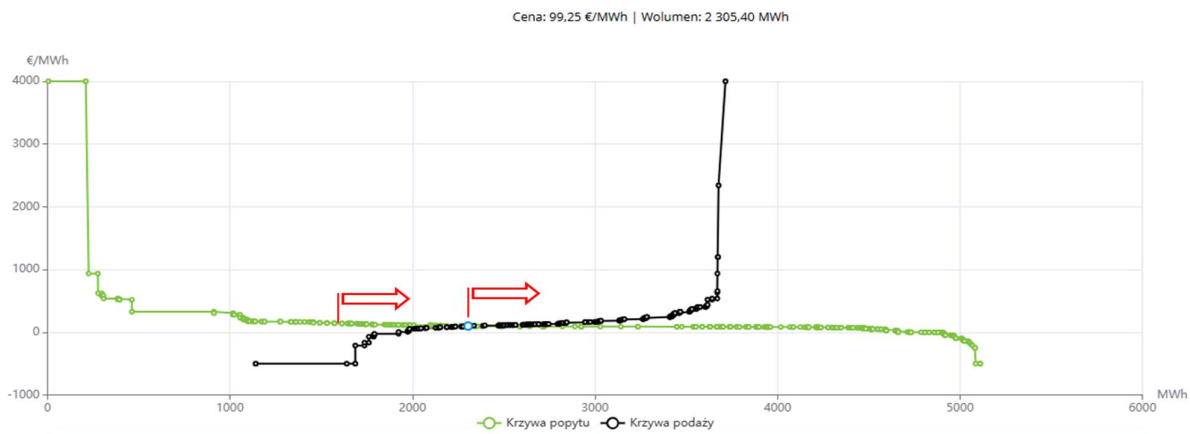
Poniżej przedstawiono przykładową zagregowaną krzywą podaży i popytu, gdzie zielona linia reprezentuje popyt, a czarna — podaż.



Wykres 1. Przykładowe krzywe zagregowane



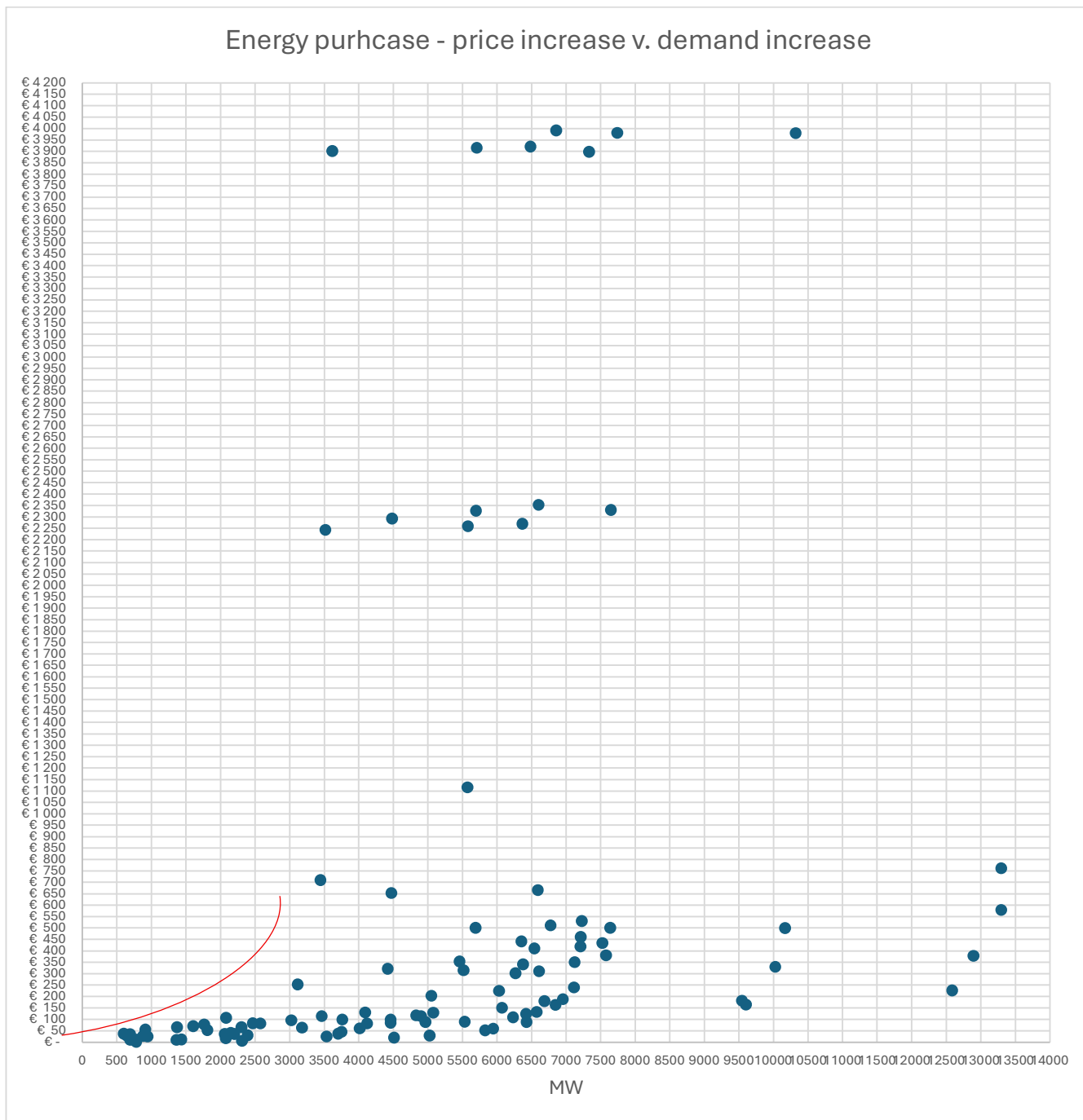
Wykres 2. Wprowadzenie wolumenu podaży oferowanego po cenie niższej niż cena punktu równowagi



Wykres 3. Wprowadzenie wolumenu zakupu oferowanego po cenie niższej niż cena punktu równowagi

Wyniki

Poniższy wykres przedstawia wzrost cen energii elektrycznej wynikający z dodatkowego zwiększenia wolumenu zakupu. Scenariusz ten odzwierciedla warunki rynkowe obserwowane podczas obecnych minimów cenowych występujących w godzinach 11:00–14:00.

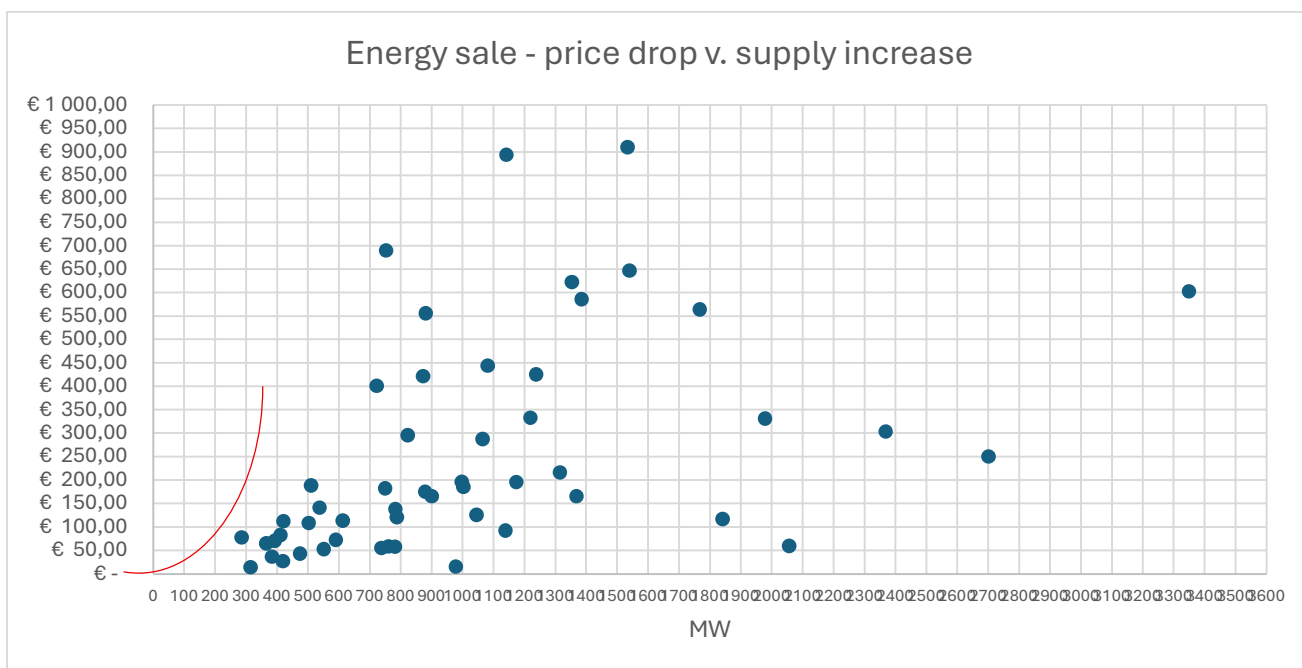


Wykres 4. Ładowanie energii – wzrost ceny zakupu w wyniku zwiększenia popytu

Jak przedstawiono na Wykresie 4, zwiększanie mocy ładowania ma istotny wpływ na ceny na Rynku Dnia Następnego:

- Przy mocy ładowania na poziomie 500 MW ceny zakupu mogą wzrosnąć nawet o 50 EUR/MWh.
- W przedziale od 500 MW do 3 000 MW wpływ cenowy może sięgać około 100 EUR/MWh.
- Powyżej 3 000 MW ceny mogą rosnąć gwałtownie, w niektórych przypadkach osiągając poziom nawet do 2 300 EUR/MWh.

Powyższe wyniki pokazują, że polski rynek energii elektrycznej cechuje się stosunkowo niewielką głębokością w sytuacji wystąpienia dużego zapotrzebowania na ładowanie ze strony magazynów energii.



Wykres 5. Rozładowanie energii – spadek ceny sprzedaży w wyniku zwiększenia podaży

Jak przedstawiono na Wykresie 5, zwiększenie mocy rozładowania wywiera wyraźny wpływ na ceny rozliczeniowe Rynku Dnia Następnego:

- Przy rozładowaniu na poziomie 400 MW ceny sprzedaży mogą obniżyć się o około 100 EUR/MWh.
- W przedziale od 400 MW do 700 MW spadek cen może osiągać 200 EUR/MWh.
- Powyżej 700 MW ceny rozliczeniowe mogą gwałtownie spadać — nawet o 700 EUR/MWh w niektórych godzinach.

Wyniki te jednoznacznie wskazują, że polski rynek energii elektrycznej jest strukturalnie płytki w odniesieniu do dużych wolumenów rozładowania magazynów energii. Interpretując łącznie Wykresy 4 i 5, kluczowe jest zwrócenie uwagi na tzw. krzywą odejścia — czyli tempo, w jakim przyspieszają zmiany cen wraz ze wzrostem mocy ładowania lub rozładowania BESS. Krzywa ta pokazuje, jak szybko marże arbitrażowe ulegają degradacji, gdy moc magazynów przekracza naturalną głębokość polskiego Rynku Dnia Następnego.

Dla porównania, średnia cena na Rynku Dnia Następnego w okresie od 1 stycznia do 12 września 2025 r. wynosiła około 100 EUR/MWh. W związku z tym nawet zmiany cen rzędu 50 EUR/MWh mają istotny wpływ na rentowność arbitrażu.

Zapowiedziane realizacje BESS

Kwestia ta staje się jeszcze bardziej istotna w kontekście dużych projektów BESS już ogłoszonych w Polsce, w tym:

- PGE EO – 200 MW / 800 MWh (Żarnowiec)
- GreenVolt – dwa magazyny po 200 MW / 800 MWh (Turośń Kościelna, Nowa Wieś Etcka)
- Orlen – 400 MW / 800 MWh (Dolna Odra)

Łączny pipeline tych projektów wynosi około 1 000 MW / 3 200 MWh mocy magazynowej.

Wejście tych jednostek na rynek prawdopodobnie jeszcze bardziej ograniczy przychody z arbitrażu, pogłębi zjawisko kanibalizacji cen oraz zwiększy zmienność w godzinach charakteryzujących się już obecnie niewielką głębokością rynku. Dla inwestorów podkreśla to konieczność opierania się na zróżnicowanych źródłach przychodów wykraczających poza arbitraż, w szczególności na usługach systemowych oraz produktach związanych z zarządzaniem ograniczeniami sieciowymi.

Niniejszy raport został przygotowany wyłącznie w celach informacyjnych. Zawarte w nim dane, analizy i wnioski opierają się na publicznie dostępnych informacjach, modelach analitycznych oraz interpretacji autora. Dokument nie stanowi rekomendacji inwestycyjnej, porady prawnej, podatkowej ani finansowej i nie powinien być traktowany jako jedyna podstawa do podejmowania decyzji biznesowych lub inwestycyjnych.

Autor dokłada wszelkiej staranności, aby przedstawione treści były rzetelne i aktualne, jednak nie ponosi odpowiedzialności za ewentualne błędy, pomyłki, braki danych ani za decyzje podjęte na podstawie niniejszego dokumentu.

Wszelkie prognozy i scenariusze mają charakter szacunkowy i mogą ulec zmianie w wyniku czynników rynkowych, regulacyjnych lub technologicznych.

Kopiowanie, rozpowszechnianie lub wykorzystywanie raportu bez zgody autora jest zabronione.