



TERAZ ŚRODOWISKO.pl

DRUGA EDYCJA

Wrzesień 2023

ENERGETYKA

SŁONECZNA

W POLSCE 2023

KIERUNKI DALSZEGO
ROZWOJU

SAMORZĄDY

Lokalny rozwój
energetyki
słonecznej

BIZNES

Zielone ciepło,
recykling, rynek pracy,
walka o przestrzeń

ROLNICTWO

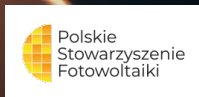
Pierwsze doświadczenia
w obszarze
agrofotowoltaiki

ISBN : 978-83-957177-6-5

Współpraca merytoryczna:



www.ieo.pl



www.stowarzyszeniepv.pl



www.spiug.pl



Zielona energia ze słońca dla zrównoważonej przyszłości

Realizujemy i zarządzamy
wielkopowierzchniowymi elektrowniami PV

1,3 GWp
O&M

700+ MWp

obsługiwanych przez
autorskie oprogramowanie
SCADA Nomad NX

286 MWp
EPC



www.nomadelectric.com

OD REDAKCJI



EFEKTYWNOŚĆ PRZYBIERA NA ZNACZENIU



Marta Wierzbowska-Kujda,
Redaktor naczelna Teraz Środowisko

Na koniec 2022 r. Polska zajmowała 14. miejsce na świecie pod kątem mocy zainstalowanych w fotowoltaice (ponad 12 GW). W czerwcu 2023 r. przekroczyła już 14 GW, a prognozy mówią o łącznym przyroście 5 GW na koniec br. Wzrost ma swoje źródła. Do boomu prosumenckiego, wspieranego programem „Mój Prąd”, dołączają prężnie instalacje wielkoskalowe (974,5 MW w czerwcu br.). Rośnie liczba mikroinstalacji nieprosumenckich i tych poniżej 1 MW. Łącznie stanowią cztery silniki rozwoju PV w Polsce, o których opowiada **Grzegorz Wiśniewski**, prezes Instytutu Energetyki Odnawialnej (s. 12). Do dalszego „lotu” jest im potrzebna dobrze rozwinięta sieć elektroenergetyczna, co podkreśla **Ewa Magiera**, prezes Polskiego Stowarzyszenia Fotowoltaiki (s. 22). Nie obędzie się też bez zmiany modeli biznesowych i bez magazynowania energii. To ostatnie, choć częściej kojarzone z energią elektryczną, potrzebne jest również w zakresie energii cieplnej. Pierwsze pilotażowe magazyny ciepła już pojawiają się na krajowym podwórku (s. 36). A to być albo nie być dla poszanowania energii. Zwłaszcza produkowanej w źródłach słonecznych, mających swoje dzienne i sezonowe szczyty. W duecie z kolektorami sezonowe magazyny ciepła mogą stać się silnym wsparciem w dekarbonizacji ciepłownictwa (s. 20). Perspektywy i możliwości wykorzystania kolektorów omawia szerzej **Janusz Starościk**, prezes Stowarzyszenia Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych (s. 32).

Patrząc na trendy, widać większe zainteresowanie agrofotowoltaiką i instalacjami hybrydowymi. Polscy naukowcy pracują nad recyklingiem paneli, a rekruterzy nad wyłowieniem stosownych kadr (s. 44). Jeśli chodzi o produkcję paneli PV, dumping cenowy ze strony Chin powoduje spadek cen, ale i uderza w europejską produkcję z bezprecedensową siłą (s. 12).

Wraz z naszymi patronami, IEQ, PSF i SPIUG, zapraszamy do przyjrzenia się statystykom i tendencjom w polskiej energetyce słonecznej. Podczas dziennikarskiego przeglądu Teraz Środowisko nie mogło zabraknąć spojrzenia na planowanie przestrzenne, przykłady z samorządów i dane o rynku pracy. Całość uzupełnia głos biznesu, który rozwija się dynamicznie, mimo niezwykle szybko zmieniającego się otoczenia. **📌**



SPIS TREŚCI



FAKTY

- 6 LICZBY ENERGETYKA SŁONECZNA NA ŚWIECIE**
- 8 LICZBY ENERGETYKA SŁONECZNA W POLSCE**

OTOCZENIE

- 12 WYWIAD CZTERY SILNIKI DLA PV I MAGAZYNY CIEPŁA DLA KOLEKTORÓW**
- 16 LEGISLACJA SPORO ZMIAN W SEKTORZE OZE – NIEKTÓRE WYCZEKIWANE**
- 18 SYSTEM SIECI NIE NADAŻAJĄ ZA OZE**
- 20 CIEPŁO ZIELONE CIEPŁO. ZE SŁOŃCA?**

FOTOWOLTAIKA

- 22 WYWIAD PROJEKTY SĄ, BRAKUJE MIEJSCA W SIECI**
- 24 TECHNOLOGIE AGROFOTOWOLTAIKA W POLSCE BEZ PODSTAW DO ROZWOJU**
- 26 ENERGIA MOCE NIE WYSTARCZA. POTRZEBNE NOWE MODELE KONSUMPCJI**
- 28 WSPÓŁPRACA KLASTRY ENERGII SIĘGAJĄ PO FOTOWOLTAIKĘ**
- 30 GMINY SŁONECZNA REMOLUCJA – ZNACZENIE DLA SAMORZĄDÓW**



Wydawca: Cogiterra sp. z o.o., z siedzibą przy ul. Twardej 44, 00-831 Warszawa, wpisana do KRS numerem 0000576774, Kapitał zakładowy 5000 zł, NIP 7010508637. Cogiterra jest wydawcą internetowego dziennika Teraz Środowisko – www.teraz-srodowisko.pl – redakcja@teraz-srodowisko.pl +48 570 178 707.

ZESPÓŁ: Redaktor naczelna: MARTA WIERZBOWSKA-KUJDA – Dyrektor ds. komunikacji: KATARZYNA ZAMOROWSKA – Koordynator redakcji: ZUZANNA GABREL – Asystentka redakcji: IDA SAKOWICZ – Dziennikarze i redaktorzy: SZYMON MAJEWSKI, PATRYCJA RAPACKA – Prezes spółki: DAVID ASCHER.

W oparciu o przepisy prawa dotyczące własności intelektualnej, żaden z elementów niniejszej publikacji nie może zostać zwielokrotniony, zmodyfikowany, reprodukowany, odtworzony lub udostępniony w jakikolwiek sposób przy pomocy jakiegokolwiek nośnika, w całości lub częściowo bez wcześniejszej pisemnej zgody wydawcy.

Poglądy zawarte w publikowanych materiałach są osobistymi opiniami ich autorów i niekoniecznie muszą odzwierciedlać poglądy Redakcji i Wydawcy. Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za treść zamieszczanych reklam i ogłoszeń.

Zdjęcie na okładce: © Martin Lang – stock.adobe.com – Projekt graficzny: HUGUES JACQUEMIN – Skład i łamanie: MAŁGORZATA KAŁOŁ – Korekta: MAGDALENA MAFFIOLI

Wydrukowano na papierze ekologicznym przez Quad Graphics – ISBN: 978-83-957177-6-5 – Warszawa, 2023 – ©Cogiterra



KOLEKTORY

- 32** WYWIAD RYNEK PRZECHODZI WSTRZĄSY, ALE ZAINTERESOWANIE KOLEKTORAMI ROŚNIE
- 34** CASE STUDY POWRÓT KOLEKTORÓW SŁONECZNYCH. JAK WYGLĄDA W PRAKTYCE?
- 36** DEKARBONIZACJA KOLEKTORY W CIEPŁOWNICTWIE

ODDZIAŁYWANIE

- 38** WIZJA POLSKA POTRZEBUJE STRATEGII SŁONECZNEJ
- 40** PRZESTRZEŃ W POGONI ZA GRUNTEM
- 42** GOZ TRWAJĄ BADANIA NAD RECYKLINGIEM PANELI
- 44** KADRY ROŚNIE POPYT NA NOWE UMIEJĘTNOŚCI
- 46** IDEKSY OZE SŁOŃCE W OBROTCIE

ZESPÓŁ:

Redaktor naczelna:
MARTA WIERZBOWSKA-KUJDA

Dyrektor ds. komunikacji:
KATARZYNA ZAMOROWSKA

Dziennikarka:
PATRYCJA RAPACKA



© Prawa zastrzeżone

Koordinator redakcji:
ZUZANNA GABREL



© Prawa zastrzeżone

Prezes spółki:
DAVID ASCHER



© Vincent Collin

Dziennikarz:
SZYMON MAJEWSKI



© Prawa zastrzeżone

Asystentka redakcji:
IDA SAKOWICZ



© Prawa zastrzeżone



© Cezary Kaaroud



© Prawa zastrzeżone

NA OTWARCIE

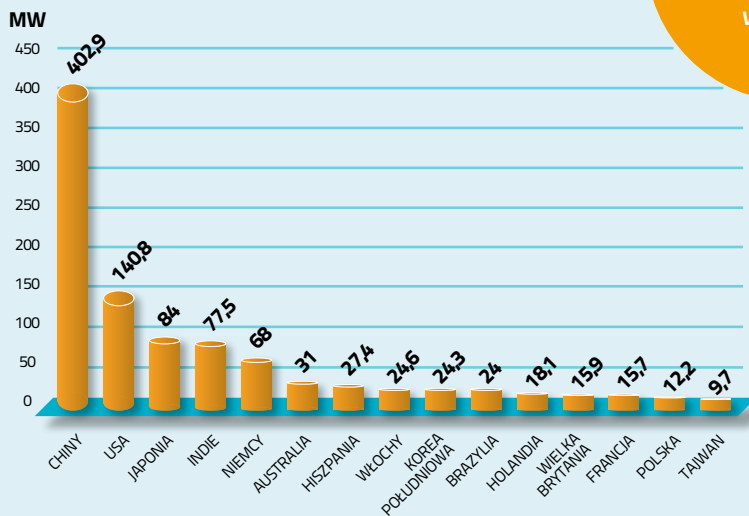
ENERGETYKA SŁONECZNA NA ŚWIECIE

WEDŁUG SOLARPOWER EUROPE*

W samym 2022 r. zainstalowano **239 GW** nowych mocy. SolarPower Europe prognozuje, że w 2023 r. przybędzie kolejnych **341 GW**.

TOP-15 ŚWIATOWA CZOŁÓWKĄ

MOC ZAINSTALOWANA W PV NA ŚWIECIE W 2022 R.



1177 GW
moc zainstalowana
w PV na świecie
w 2022 r.

Według Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA) **0,049 \$/kWh** wyniósł LCOE dla nowych instalacji PV na skalę przemysłową, a koszty projektów PV spadły z 917 \$/kW w 2021 r. do **876 \$/kW** w 2022 r.**

Międzynarodowa Agencja Energetyczna wskazuje, że produkcja energii z fotowoltaiki wzrosła w 2022 r. o 26% r/r, osiągając poziom niemal **1300 TWh**. Prognozuje, że w 2027 r. łączna moc PV potroi się i przewyższy moce zainstalowane w elektrowniach węglowych.***

W samym 2022 r. przybyło **46,1 GW** nowych mocy (wzrost o 44% r/r).

W EUROPIE

WEDŁUG SOLARPOWER EUROPE*

Polska w **2022 r.** była na czele europejskich przyrostów mocy PV.

252 GW
moc zainstalowana
w PV w UE
w 2022 r.

* SolarPower Europe "Global Market Outlook For Solar Power 2023-2027"

** IRENA: <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>

*** IEA: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>

RAPORT

„RYNEK FOTOWOLTAIKI W POLSCE 2023”

**KOLEJNA
EDYCJA**
już w maju
2024!



Raport stanowi kompletne podsumowanie stanu i trendów na rynku fotowoltaiki w Polsce. Rynek fotowoltaiczny pozostaje głównym obszarem inwestycji w całej energetyce. Moc zainstalowana przekroczyła 12,4 GW, co w porównaniu z rokiem 2021 (7,7 GW) oznaczało rekordowy przyrost ponad 4,7 GW nowych mocy i imponujące tempo wzrostu rynku – 61%. W 2022 r. Polska ponownie znalazła się na 2. miejscu w Europie pod względem przyrostu mocy zainstalowanej w fotowoltaice. Zachęcamy do zapoznania się z raportem.



WERSJA POLSKA:



WERSJA ANGIELSKA:



Instytut Energetyki Odnawialnej

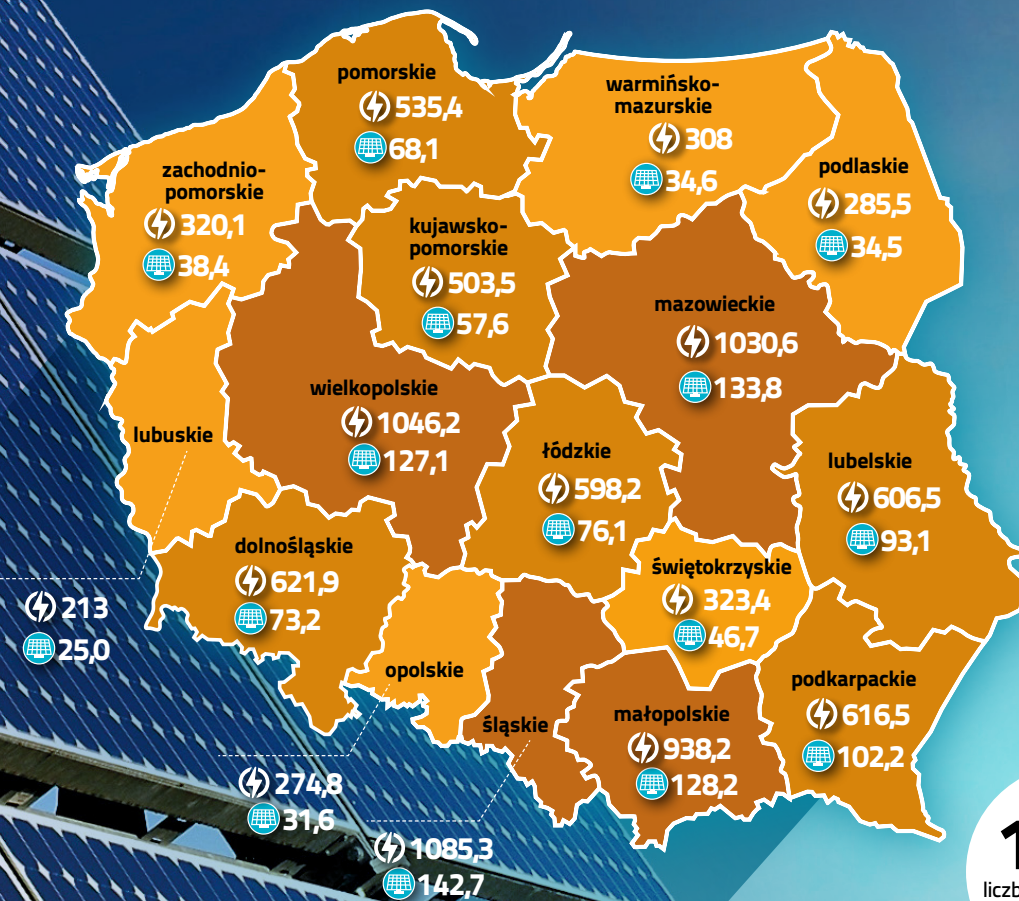
FAKTY

▼ LICZBY

ENERGETYKA SŁONECZNA W POLSCE

▼ MIKROINSTALACJE PV O MOCY ZAINSTALOWANEJ DO 0,05 MW

Dane URE, oprac. Teraz Środowisko (stan na 31.12.2022 r.)



NIE TYLKO PROSUMENCI

Polskie TOP-3 mikroinstalacji nieprosumenckich

woj. śląskie

2,368
71,5

woj. małopolskie

1,593
48,2

woj. dolnośląskie

1,287
41,7

1,2 MLN
liczba mikroinstalacji
w 2022 r.

9,3 GW
MOC ZAINSTALOWANA
MIKROINSTALACJI
W 2022 R.

Moc zainstalowana (MW)

Liczba instalacji (tys.)

3771

Liczba instalacji
(RMIOZE)

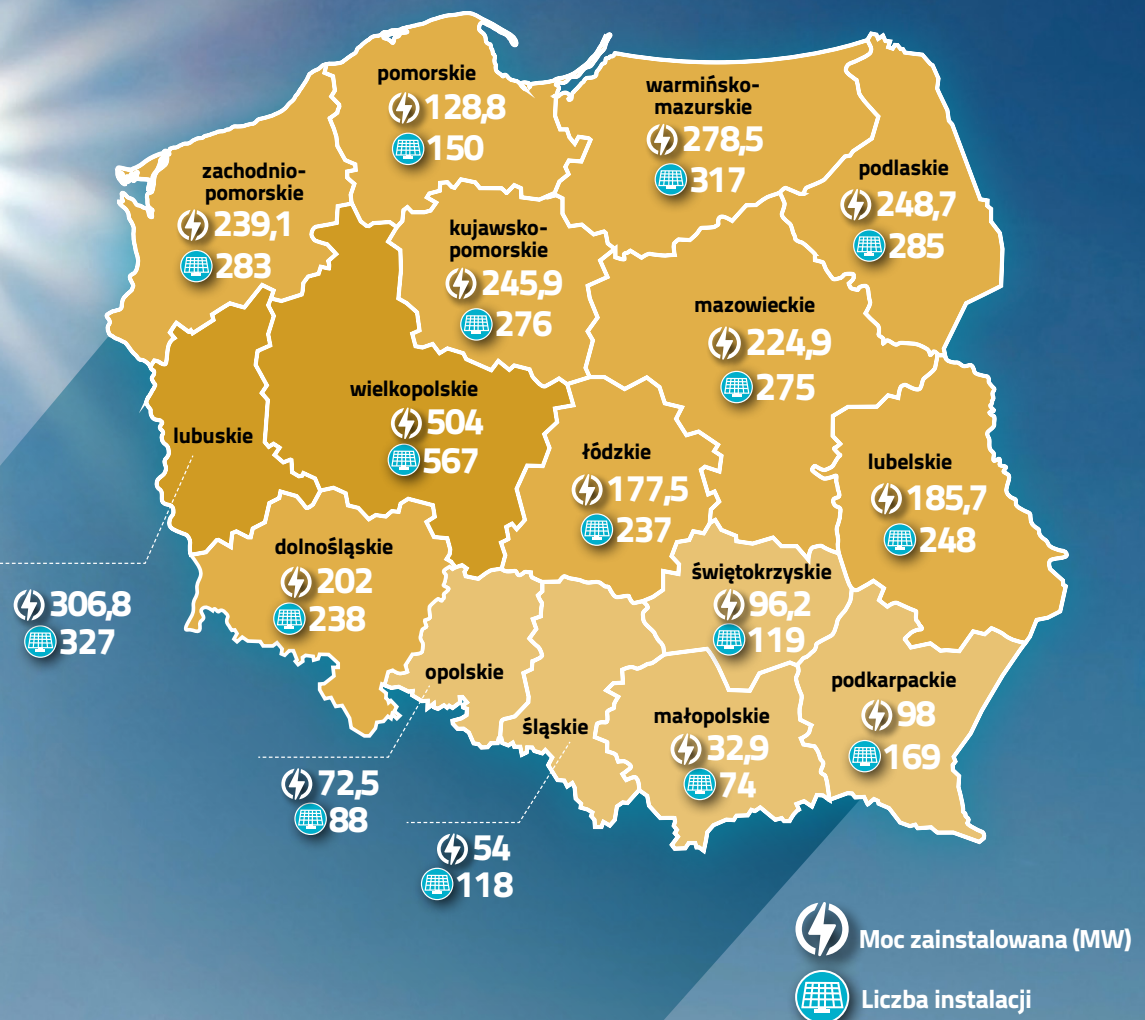
3095

MW

ŁĄCZNA MOC
ZAINSTALOWANA
(RMIOZE)

MAŁE INSTALACJE [MW] PODLEGAJĄCE WPISOWI DO REJESTRU MIOZE

Dane URE, oprac. Teraz Środowisko (stan na 30.06.2023 r.)



FAKTY

Łącznie moc zainstalowana na koniec 2022 r. wyniosła **12,4 GW** (wobec 7,7 GW w 2021 r.), co oznacza przyrost o **4,7 GW***.

Wzrost postępuje: łączna moc zainstalowana na koniec lipca 2023 r. to już **14,6 GW****.

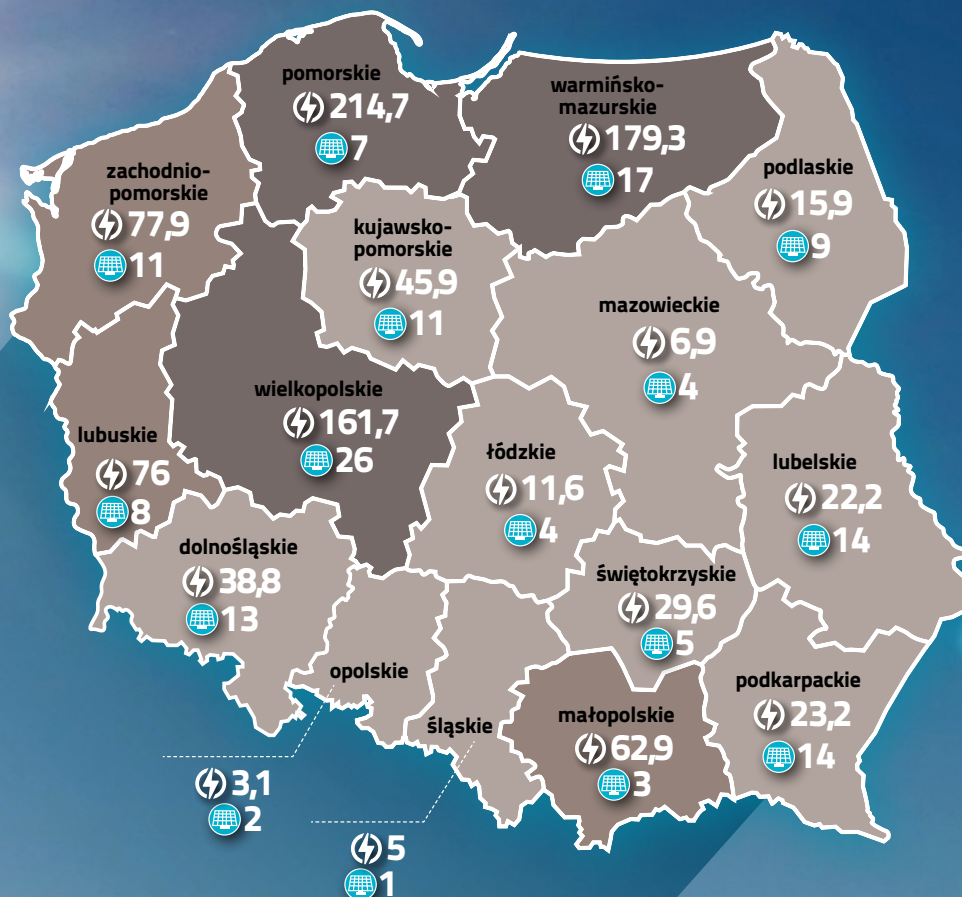
149


Liczba instalacji

974,5
MWMOC ZAINSTALOWANA
FARM PV

▶ FARMY WIELKOSKALOWE INSTALACJE O MOCY ZAINSTALOWANEJ PONAD 1 MW (PODLEGAJĄCE KONCESJONOWANIU)

Dane URE, oprac. Teraz Środowisko (stan na 30.06.2023 r.)


 Moc zainstalowana (MW)

 Liczba instalacji

* IEO „Rynek fotowoltaiki w Polsce 2023”.

** ARE, Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej nr 7.



Unikatowa **USŁUGA HR** NA POLSKIM RYNKU

doświadczony partner w rekrutacji
branżowa społeczność Teraz Środowisko
usługa rekrutacyjna i komunikacyjna w jednym

◆ SZUKASZ PRACY?

Utwórz KONTO KANDYDATA
Zgłoś się do Bazy CV

◆ SZUKASZ PRACOWNIKÓW?

Utwórz konto PRACODAWCY
Zamieść bezpłatnie oferty pracy
Korzystaj z profesjonalnego
konsultanta HR

OTOCZENIE

— Rozwój energetyki słonecznej jest możliwy na różnych polach, ale produkcja rodzimych komponentów jest zagrożona. Co powinno się zmienić w uwarunkowaniach prawno-rynkowych mówi **Grzegorz Wiśniewski**, prezes Instytutu Energetyki Odnawialnej.

▼ WYWIAD

CZTERY SILNIKI DLA PV I MAGAZYN CIEPŁA DLA KOLEKTORÓW



© PRAWA ZASTRZEŻONE

TERAZ ŚRODOWISKO: W ub. roku branża fotowoltaiczna przeżyła boom, notując przyrost mocy zainstalowanej o 4,7 GW. Na jakim etapie jest obecnie rozwój rynku?

GRZEGORZ WIŚNIEWSKI: Moment jest ciekawy, a sytuacja dynamiczna. Dotąd sektor w wybranych segmentach był wspierany publicznie. Teraz wchodzi na rynek, na którym jest potężne zamieszanie. Preregulowanie, dość chaotyczne wdrażanie przepisów unijnych, koncentracja aktywów i monopolizacja (towarzysząca utworzeniu w br. Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego). Nie są to zmiany sprzyjające z perspektywy z gruntu prywatnej fotowoltaiki.

TŚ: Jakie znaczenie ma tu mrożenie cen energii?

GW: Brzemienne w skutkach, bo odbywa się nie dla wszystkich wytwórców energii, ale dla źródeł zeroemisyjnych, czyli wiatrowych i słonecznych. Zgodnie z przepisami UE mrożenie miało trwać do czerwca br., jako reakcja na inwazję Rosji na Ukrainę. W Polsce zostało jednak wydłużone co najmniej do grudnia i oznacza uderzenie w branżę z dwóch stron. Zamrożono bowiem też ceny za energię elektryczną dla odbiorców indywidualnych, sztucznie hamując trend wzrostowy dla prosumentów (od 2021 r. ceny rosły, stąd boom PV). To powoduje, że motywacja do zwiększania efektywności energetycznej, ale także inwestycji prosumenckich spada. Zablokowanie ceny za

produkcję z fotowoltaiki na zasadach rynkowych do poziomu cen w systemie aukcyjnym na poziomie 300 zł/MWh przy cenach na rynku rzędu 600 zł/MWh, z których korzystają źródła gazowe i węglowe, to odebranie branży słonecznej potencjalnego dochodu. Do tego dochodzi sytuacja ekonomiczna w Polsce. Inflacja w przypadku starych inwestycji ma mniejsze znaczenie, a nawet przynosi zyski koncernom energetycznym. Jednak dla instalacji PV, które są nowe, zaciągnięto kredyty inwestycyjne, zależne od stóp procentowych. W fotowoltaice wzrost kosztu kredytu o 2% oznacza wzrost kosztu energii o 8%.

TŚ: Czy uwolnienie cen energii pozwoliłoby fotowoltaice się rozwijać?

GW: Rynek, gdy działa, jest bardzo dobry dla fotowoltaiki jako technologii, ale niekoniecznie dla producentów energii słonecznej, którzy rozwijali swoje projekty w systemie dotacji lub częściowo gwarantowanych cen za energię na ustabilizowanym rynku. Tymczasem rynek trzeba znać, rozumieć i umieć na nim działać. Szczególnie wymagający jest koszt profilu cenowego PV: w godzinach, w których daje najwięcej energii ceny już nie są najwyższe. Wcześniej, szczyty południowe i letnie wywoływały najwyższą cenę energii. Od 2021 r. widać niższe ceny w szczytach generacji (inni w tym czasie zarabiali, a PV nie). Taki kanibalizm cen „czym więcej energii



z fotowoltaiki, tym jest tańsza” wymaga działań mitygujących, by nie produkować energii wtedy, gdy cena jest najniższa i zużywać ją lub sprzedawać gdy cena jest najwyższa. To typowa zasada rynku energii oparta na tzw. merit order (z ang. najtańsze najpierw), ale wcale nie tak prosta do zastosowania przez wytwórców energii z fotowoltaiki.

TŚ: Jakie stąd wnioski dla producentów?

GW: Powinni magazynować nadwyżki w szczytach południowych. W takim kierunku poszedł program „Mój Prąd”. Małe, kilkusetlitrowe zasobniki do zastosowań domowych są już obecnie wspierane, ale np. wykorzystanie energii słonecznej w ciepłownictwie systemowym jest opóźnione. A to ono dzięki sezonowym magazynom ciepła mogłoby

przesunąć nie tylko szczyt generacji dziennej na wieczorny, ale też sezonowo umożliwić dzięki podgrzewaniu grzałkami nadwyżek energii letniej generacji w okresie zimowym.

Po pierwsze zatem fotowoltaika powinna się otworzyć na ciepłownictwo. Pierwsze magazyny ciepła dopiero powstają i to współpracy z nimi powinna się uczyć. Drugi kierunek to współpraca z energetyką wiatrową – w ramach wspólnego przyłączenia do sieci (ang. cablepooling), ale też ze względu na komplementarność profili produkcji słonecznego i wiatrowego. Po trzecie, należy stopniowo wprowadzać magazyny energii elektrycznej. Powoli, gdyż dotychczas są w Polsce opłacalne tylko z olbrzymim wsparciem przez to, że nasz profil cenowy jest całkiem płaski, ceny są sztuczne (płaski profil świadczy o tym, że nie działa prawo popytu i podaży), nie ma obliiga giełdowego. W tych warunkach wielkoskalowe magazyny bateryjne jako wsparcie dla wyłącznie fotowoltaiki nie mają na razie wielkiego sensu. Z dużymi magazynami o mocy powyżej 2 MW możliwe jest wchodzenie na rynek mocy. Ostatnia kwestia to temat przyłączy: kluczowa dla firm wchodzących teraz na rynek. Rozwój sieci zależy od funduszy unijnych, opóźnionych, oraz od planów rozwoju sieci, od dawna nieaktualnych, gdyż polityki energetyczne nie uwzględniały branży PV. Skala odmów warunków przyłączeniowych w PV to 50 GW mocy.



OTOCZENIE

► **TŚ: Cel 600 GW mocy zainstalowanej w fotowoltaice do 2030 r. wpisany w unijnej strategii solarnej to jednak optymistyczna perspektywa.**

GW: Pod kątem uniezależnienia się od paliw kopalnych, w tym importu gazu – tak. Perspektywa gospodarcza to jednak łyżka dziegciu. Strategia przemysłowa mówi, że przy spodziewanych przyrostach 50 GW mocy rocznie, minimum 25-50 % powinno być produkowane w UE. Tymczasem Unia Europejska nie chroni wystarczająco własnego przemysłu stojącego za produkcją fotowoltaiki. Chiny, mając kłopoty wewnętrzne (przeinwestowanie technologii PERC), wiedząc, że od 2026 r. wejdzie CBAM¹, przyjęły dramatyczną strategię niespotykanego dotąd dumpingu cenowego. Dumping stosują od 2009 i dostarczają 90% modułów i 99% ogniw PV, ale w tym roku ceny spadły o niemal 50% (z 30 euro do 15), dlatego z rynku powoli wypadają ostatni rodzimi producenci modułów. Przejściowo skutki są pozytywne: jeśli ceny spadają, panele są bardziej dostępne. Jeśli jednak w ciągu pół roku obecna i planowana produkcja europejska, w tym polska, nie dostanie wsparcia, to do 2026 r. Chiny będą spijały rentę: podniosą ceny i zaburzą kompletnie rynek. Choć w 2012 r. UE wprowadziła cła antydumpingowe i antysubsydyjne, były one nieszczerne. W 2018 r. się z nich wycofała. Efekt? W 2007 r. UE miała 50% własnej produkcji, teraz – poniżej 10%, a w ogniwach jedynie 0,3%.

TŚ: Trzeba zatem przyspieszyć wprowadzenie tzw. podatku węglowego?

GW: Jeśli CBAM będzie tak ostrożny (np. polikrzem nie został nim objęty), to trzeba podjąć działania mitygujące już teraz, w latach 2024-2025 r. UE powinna wziąć przykład z Ameryki czy Indii, które potrafią skutecznie bronić się przed agresywną polityką gospodarczą Chin. Polscy producenci już przechodzą na import, stają się dystrybutorami lub szukają niewielkich nisz, aby przetrwać. Ceny odbijają, to pewne, ale trudno będzie ratować firmy, które dziś tracą grunt pod nogami.

TŚ: Nie skorzystamy zatem na strategii solarnej?

GW: Strategia solarne ma znaczenie, bo w oparciu o nią w 2024 r. będzie przyjęte głównie wsparcie OPEX-owe (związaną z codzienną działalnością przedsiębiorstw) w ramach tzw. Net-zero Industry Act. Po drugie, dała możliwość zwiększenia środków przydzielanych w ramach Krajowych Planów Odbudowy preferencją dla przemysłu słonecznego (ogółem o 27 mld euro, a Polska w końcu wystąpiła o przyznane nam 7 mld, ale niekoniecznie na przemysł PV). Niemcy przyjęły krajową strategię solarne, może to zrobić i Polska, bo pod unijną strategię ustawione są instrumenty finansowania (np. system aukcyjny i kontrakty różnicowe czy wsparcie dla prosumenów oraz wsparcie dla przemysłu).

Gdy zaczęła się pandemia, dzięki temu, że zaczął działać system aukcyjny oraz pojawił się program „Mój Prąd”, fotowoltaika przeszła przez kryzys suchą nogą. Obecnie czegoś takiego nie widzę. Należy wzmocnić net-billing, wprowadzić taryfy dynamiczne i uwolnić ceny energii – to da oddech dla całego rynku. Kolejna sprawa to system aukcyjny, który sprawdził się do tej pory, ale dziś należałoby uzupełnić go o aukcje na instalacje hybrydowe i cablepooling, dodanie wszelkiego

rodzaju magazynów oraz o agrofotowoltaikę, która byłaby najlepszą odpowiedzią na suszę w polskim rolnictwie (zacienianie i tanie nawadnianie). Należy też uaktualnić strategiczne dokumenty. Według naszych prognoz, 27 GW, które planowane jest w fotowoltaice na 2040 r. wg założeń KPEiK, osiągniemy już w 2025 r.

TŚ: Przy premierze Raportu IEO mówiliśmy o trzech silnikach, napędzających rozwój PV: prosumenckim, biznesowym i wielkoskalowym. Który działa najprężniej?

GW: W tym roku fotowoltaika odnotuje ok. 5 GW przyrostu mocy, ale silnik prosumencki powoli zwalnia. Do 2026 r. będą realizowane duże farmy i to tu zobaczymy główny wzrost (obecne moce zbliżają się do 4 GW i osiągną 8 GW w ciągu dwóch lat). Trzeci silnik to energetyka przemysłowa, gdzie w prosty sposób można przyłączyć do sieci ok. 10 GW. Sektor przemysłowy, energochłonny i firmy eksportujące, baczące na ślad węglowy (mamy tylko 20-25% zielonej energii w miksie energetycznym) to pole do wielkiego rozwoju. Potrzebne jest tylko wdrożenie zasady „go to areas” z planu REpowerEU, czyli skrócenie

procedur inwestycyjnych tam, gdzie to możliwe.

Jest jeszcze czwarty silnik, małych firm, który wyodrębnia się z prosumenckich instalacji do 50 kW. W tym segmencie tradycyjnie zdominowanym przez „Kowalskich” zbliżamy się już do 1,4 mln instalacji, ale przyszłość należy do małych firm. Tych jest w Polsce ponad 2 mln, na koniec 2022 r. notowały tylko 12,6 tys. instalacji (ok. 380 MW), ale w przyszłości możemy tu się spodziewać setek tysięcy.

TŚ: Czy w polskiej energetyce jest miejsce na kolektory słoneczne?

GW: Jest wręcz czas na kolektory słoneczne. Dlaczego?

Są 2-3 razy tańsze niż instalacje PV, nie wpływają negatywnie na sieć i są niewrażliwe na skutki zaniechań w jej rozwoju. Sieć stała się deficytowym dobrem i problemem transformacji energetycznej, a inwestora w kolektory omija biurokracja związana z przyłączaniem instalacjami PV do sieci elektroenergetycznej. Jeśli ktoś ma niewielkie środki i dach południowy, to moim zdaniem powinien wybierać kolektory słoneczne, a instalacje fotowoltaiczną zainstalować na elewacji ze strony wschód-zachód.

Największy rynek dla kolektorów widzę jednak w instalacjach wielkowieściowych, m.in. przeznaczonych dla ciepłownictwa. Jeśli połączy się je z sezonowymi magazynami ciepła, to może oznaczać przeskok na kolejny poziom dekarbonizacji. Zwłaszcza że to ciepłownictwo, a nie elektroenergetyka, jest zobligowane prawnie do realizacji konkretnych celów udziału OZE na najbliższe lata. **Ⓜ**

Rozmawiała **Marta Wierzbowska-Kujda**

1/ CBAM – Carbon Border Adjustment Mechanism, czyli tzw. mechanizm regulowania cen na granicach, który ma uwzględnić koszt emisji gazów cieplarnianych w łańcuchu produkcyjnym produktów importowanych spoza Unii Europejskiej.

50%
spadek cen
chińskich modułów
w 2023 r.

Prosument a taryfy dynamiczne



© PRAWA ZASTRZEŻONE

— Taryfy dynamiczne zaczną obowiązywać w Polsce w lipcu 2024 r. W większym niż dotąd stopniu będzie premiowane świadome zarządzanie energią ze źródeł OZE, ale pojawią się też ceny ujemne. Jak sprostać tym wyzwaniom, wyjaśnia **Michał Marona**, Country Manager w SolarEdge Technologies Poland.

W lipcu 2024 r. zaczną obowiązywać taryfy dynamiczne. Co to oznacza dla prosumentów?

Michał Marona (MM): Taryfy dynamiczne – w przeciwieństwie do taryf sztywnych – odzwierciedlają rzeczywiste koszty wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej w danym momencie. Możemy je określić mianem inteligentnych i mogą one pomóc odbiorcom zaoszczędzić na rosnących kosztach energii elektrycznej, ale wymagają aktywnego zaangażowania w zarządzanie bilansem energetycznym domu lub firmy. Sytuacja staje się jeszcze bardziej skomplikowana, gdy w grę wchodzi system fotowoltaiczny i system magazynowania energii. Najtańszą energią jest energia zaoszczędzona i energia, którą sami produkujemy. Kluczem do maksymalizacji korzyści jest zwiększenie zużycia własnego energii generowanej przez fotowoltaikę oraz przekierowywanie lub magazynowanie jej nadwyżek w okresie, kiedy cena energii jest najniższa. Rozliczanie w ramach taryf dynamicznych może sprawić, że okresowo korzystniejszy będzie zakup energii z sieci, tylko po to, aby zmagazynowaną energię słoneczną wykorzystać w momencie, kiedy cena energii jest najwyższa. Taryfy dynamiczne dają możliwość optymalizacji kosztów energii. To od odbiorcy zależy, czy zapłaci mniej czy więcej za energię. Wymaga to świadomego działania, więc myślenie o fotowoltaice i magazynowaniu w prosty sposób przechodzi do lamusa.

W Polsce mamy przeszło milionową grupę prosumentów. Czy są zainteresowani magazynowaniem energii?

MM: Jesteśmy w pewnego rodzaju okresie przejściowym, po zmianie systemu opłat na net-billing i przed wprowadzeniem taryf dynamicznych w lipcu 2024 r. Ta sytuacja sprawia, że duża część prosumentów jest zdezorientowana i nie do końca rozumie, jak to wszystko będzie wyglądać w systemie taryf dynamicznych i cen ujemnych. Obecnie cena jest ustalana raz na miesiąc, co sprawia, że prosument jeszcze nie jest w stanie skorzystać z tych wszystkich benefitów, które pojawiają się przy pełnej elastyczności i taryfie dynamicznej roku 2024. Systemy, które będą w lepszy sposób wykorzystywać i zwiększać efektywność całej instalacji pomagają także stabilizować sieć. I właśnie za tę stabilizację

sieci, operator sieci dystrybucyjnej (OSD) będzie nam płacił właśnie taryfami dynamicznymi. Natomiast już dzisiaj beneficjentem jest to, że im bardziej zbilansowany system, tym będzie mniej wyłączeń instalacji. Choć trzeba jasno powiedzieć, że i teraz, przy dobrej konfiguracji magazynów przydomowych z systemem PV, z wykorzystaniem możliwości, jakie daje program dotacyjny Mój Prąd 5.0, jest to ekonomicznie uzasadniona inwestycja.

Jakie rozwiązania warto rozważyć?

MM: Rozwiązaniem, które proponuje nasza firma, jest narzędzie SolarEdge ONE. SolarEdge ONE podejmie za nas decyzję w sprawie zarządzania energią, ponieważ łączy w sobie wiodące w branży zoptymalizowane rozwiązanie fotowoltaiczne SolarEdge z wysokowydajnym, sprzężonym po stronie prądu stałego magazynem energii SolarEdge Home wraz z innowacyjnym, zgłoszonym do opatentowania rozwiązaniem do zarządzania baterią.

System zarządzania bateriami SolarEdge ONE może być postrzegany jako osobisty asystent energetyczny AI, który każdego dnia podejmuje setki optymalnych decyzji energetycznych w oparciu o inteligentne prognozy produkcji energii słonecznej, wzorce zużycia energii i taryfy energii elektrycznej.

W oparciu o te prognozy SolarEdge ONE umożliwi właścicielom domów maksymalne wykorzystanie nadwyżek PV, skorzystanie z okresów poza szczytem cenowym i optymalizację kontroli obciążenia domu w czasie rzeczywistym, oszczędzając energię i koszty. Taryfy dynamiczne są jednym z najbardziej złożonych produktów na rynku konsumenckim energii elektrycznej, ponieważ przenoszą cały ciężar zarządzania ryzykiem na odbiorcę. Ceny energii mogą się drastycznie zmienić w ciągu kilku godzin, w zależności od udziału energii odnawialnej w krajowej sieci, a także od popytu, pogody i innych czynników.

Jest to rozwiązanie dedykowane dla naszych rozwiązań mieszkaniowych i będzie również częścią naszych rozwiązań komercyjnych. Już w przyszłym kwartale będzie ono dostępne dla systemów mieszkaniowych, a później dla systemów komercyjnych.

Więcej
w wywiadzie
online:



solaredge

OTOCZENIE

▼ LEGISLACJA

SPORO ZMIAN W – NIEKTÓRE WYCZEK



© PRAWA ZASTRZEŻONE

— Otoczenie prawne branży OZE ulega licznym transformacjom. Dużej nowelizacji prawa energetycznego towarzyszą zmiany ustawy o OZE oraz regulacji dotyczących procesu inwestycyjno-budowlanego.

/ **MICHAŁ DROZDOWICZ, RADCA PRAWNY, PARTNER, KIERUJĄCY ZESPOŁEM ENERGETYKI/OZE W KANCELARII JDP DRAPAŁA & PARTNERS SP. J.**

Część przyjętych rozwiązań wynika z implementacji regulacji unijnych, część stanowi odpowiedź na potrzeby uczestników rynku, część wyraża kierunek ekspansji energetyki pożądaną głównie przez ustawodawcę. Modyfikacje miały dość szeroki zasięg, dotycząc m.in. funkcjonowania obecnych systemów wsparcia FIT/FIP, systemu aukcyjnego, zmian w obszarze gwarancji pochodzenia, zagadnień dotyczących biometanu, klastrów energii i spółdzielni energetycznych. Znane wszystkim faktyczne ograniczenia w przyłączaniu do sieci stawiają jednak w centralnym punkcie przynajmniej dwie konstrukcje, które w zamierzeniu ustawodawcy oraz oczekiwaniach sektora mogą uwolnić część potencjału drzemącego w OZE. Mowa oczywiście o współkorzystaniu z jednego miejsca przyłączenia do sieci (tzw. cable pooling) oraz linii bezpośredniej. O ile regulacja o linii bezpośredniej była obszernie dyskutowana, to niektóre praktyczne aspekty cable poolingu zasługują na większą uwagę. Dotyczy to w szczególności wariantu współdzielenia, w którym dochodzi do współpracy między co najmniej dwoma różnymi posiadaczami odrębnych instalacji OZE. Dla uproszczenia wariant ten można roboczo określić jako „konsorcjum” cable poolingowe.

Od porozumienia do odpowiedzialności na zasadzie ryzyka

Cable pooling polega na tym, że do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, w jednym miejscu przyłączenia można przyłączyć dwie lub większą liczbę instalacji OZE należących do jednego

lub więcej podmiotów, przy czym możliwość ta nie dotyczy instalacji OZE, dla których miejscem przyłączenia jest instalacja odbiorcy końcowego. Przygotowanie struktury cable poolingu wymaga uwzględnienia z góry przynajmniej pięciu obszarów. Po pierwsze, w omawianym wariantcie, niezbędne będzie zawarcie dość rozbudowanego, długoterminowego porozumienia między posiadaczami instalacji OZE. Warunkuje ono możliwość określenia warunków przyłączenia, zawarcie umowy o przyłączenie, jak również pociąga za sobą doniosłe skutki w obrębie umów o usługi umowy o usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. Gdy tytuły prawne do instalacji posiadają różne podmioty, niezbędne będzie bowiem złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia przez jeden podmiot. Także jeden podmiot porozumienia musi zostać upoważniony do reprezentowania stron porozumienia wobec OSP/OSD oraz Prezesa URE w kwestiach objętych treścią porozumienia. Zgodnie z ogólnymi regułami, podmiot upoważniony może działać przez pełnomocnika (np. wspólnie ustalonego), ale powyższe oznacza, że porozumienie cable poolingowe, dla bezpieczeństwa prawnego, powinno szczegółowo określać zasady uzgadniania i podejmowania decyzji przez wszystkich zainteresowanych i przedstawiania ich OSP/OSD, względnie Prezesowi URE. Druga okoliczność, którą należy rozplanować polega na tym, że dla wszystkich instalacji OZE określa się jedne warunki przyłączenia oraz zawiera się jedną umowę o przyłączenie do sieci. Zasady wspólnej realizacji praw i obowiązków wynikających z warunków przyłączenia i umów muszą również określone zostać w porozumieniu. Po trzecie, jeżeli moc przyłączeniowa będzie w zamierzeniu niższa niż suma mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE, umowa

W SEKTORZE OZE KWIWANE

Artykuł
zaproponowany przez:
Kancelarię JDP DRAPAŁA
& PARTNERS Sp. j.


JDP

o przyłączenie będzie określać zobowiązania stron porozumienia w przedmiocie tzw. strażnika mocy, czyli sposobu zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej oraz nadzoru OSP/OSD nad funkcjonowaniem „strażnika mocy”. Koszt zakupu i zainstalowania urządzeń w tym zakresie obciążą podmioty przyłączane. OSP/OSD pobierać będzie opłaty za przekroczenie mocy przyłączeniowej w wysokości odpowiadającej opłacie za nielegalny pobór energii względem energii nadmiarowo wprowadzonej do sieci. Co więcej, w razie przekroczenia mocy przyłączeniowej OSP/OSD będą uprawnieni ograniczyć lub całkowicie wstrzymać dostarczanie energii do sieci bez ponoszenia z tego tytułu odpowiedzialności, a wznowić je po wdrożeniu rozwiązań wskazanych przez OSP/OSD. Z praktycznego punktu widzenia, wskazane konsekwencje prawne będą wymagały ustalenia zasad rozliczeń stron porozumienia cable poolingowego na wypadek zaistnienia takich zdarzeń.

Czwarta kwestia, umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, zawarta z użytkownikiem systemu-stroną wspomnianej umowy przyłączeniowej będzie zawierać dodatkową, obligatoryjną treść. Obejmie to m.in. odpowiedzialności na zasadzie ryzyka za naruszenie zobowiązań w zakresie wymagań związanych z korzystaniem z jednego przyłącza, spowodowanych działaniem lub zaniechaniem któregokolwiek z wytwórców w instalacji przyłączonych w tym miejscu. Z odpowiedzialności na zasadzie ryzyka zasadniczo uwolnić się można w razie zaistnienia siły wyższej, wystąpienia szkody wyłącznie z winy osoby trzeciej, za którą nie ponosi się odpowiedzialności lub samego poszkodowanego (OSP/OSD).

Piąty element dotyczy solidarnej odpowiedzialności uczestników porozumienia za zobowiązania wynikające z umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji. Plus stanowi tutaj ograniczenie, według którego odpowiedzialność limitowana jest wysokością rzeczywistej szkody doznanej przez OSP/OSD (tzw. *damnum emergens*), powiększonej o bonifikaty i odszkodowania za szkody powstałe w wyniku tego działania lub zaniechania wytwórcy należne użytkownikom systemu przyłączonym do sieci operatora. Również i te konsekwencje prawne skutkują praktyczną koniecznością ustalenia w porozumieniu kwestii ewentualnych roszczeń regresowych. Naszkicowane następstwa pokazują, że porozumienie cable poolingowe to po prostu krok o fundamentalnym znaczeniu, który wymaga starannego zaplanowania i przygotowania.

Poza nowelizacjami

W świetle zmieniającego się otoczenia rynkowego, inwestorów, instytucje finansujące oraz wykonawców czeka zapewne test z realistycznego i odpowiedzialnego podejścia do waloryzacji kontraktów. Ponadto, niemal wszystkich uczestników procesu inwestycyjnego czekają wyzwania, ale aby sobie z nimi poradzić i przeobrazić naszą energetykę w ustalonym kierunku potrzebna będzie odpowiedzialność. W prawie funkcjonuje pojęcie racjonalny prawodawca. Energetyka, a energetyka odnawialna szczególnie potrzebuje, aby był on jeszcze bardziej odpowiedzialny. Rozmach, jakiego doświadczyliśmy w mikroinstalacjach pokazuje, że sektorowi OZE można pozwolić działać pełniej, pilnując przy tym standardów. 

OTOCZENIE

SYSTEM

SIECI NIE NADĄŻAJĄ

ZA OZE

— Wolne tempo inwestycji, brak transparentności w wydawaniu warunków przyłączeniowych czy nieprzewidywalność – to powiązane z systemem elektroenergetycznym ryzyka wokół inwestycji w fotowoltaikę. / **PATRYCJA RAPACKA**

Zgodnie ze scenariuszem analizowanym w prekonsultacjach nowej Polityki Energetycznej Polski do 2040 r., największy przyrost mocy wystąpi w elektrowniach słonecznych, osiągając poziom ok. 27 GW w 2030 r. i 45 GW w 2040 r. Rozwój rynku stymulują dotacje, taniejąca technologia oraz system aukcyjny. Choć brzmi to obiecująco, rozwój fotowoltaiki już dziś boryka się z barierą techniczną – niewydolnymi sieciami elektroenergetycznymi. Inwestycje w system sieciowy są stale realizowane, ale wciąż niewystarczające. Rozwój fotowoltaiki może wyhamować.

– Nowo wprowadzone przepisy prawdopodobnie odblokują w skali kraju potencjał kilku dodatkowych gigawatów zielonych mocy – głównie fotowoltaicznych, umiejscowionych przy istniejących farmach wiatrowych. Długofalowo na pewno nie obejdzie się bez inwestycji w sieć dystrybucyjną – konieczny jest kosztowny i czasochłonny rozwój infrastruktury – wyjaśnia ekspert.

Aktualizacja planów sieciowych

System należy dostosować do zwiększonej penetracji OZE w Krajowym Systemie Energetycznym. Jak informowało Ministerstwo Klimatu i Środowiska, operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD) mają przedstawić aktualizację planów rozwoju na lata 2023-2028 „późną jesienią br.”. W latach 2016-2019 nakłady na inwestycje sieciowe OSD i Operatora Sieci Przesyłowych wyniosły łącznie 30,5 mld zł. Z kolei w latach 2020-2025 spółki zainwestują w sieć prawie 52 mld zł. Szacuje się, że całkowite nakłady inwestycyjne w sieci dystrybucyjne wyniosą 130-140 mld zł do 2030 r. Odpowiedzią na potrzebę usprawnienia inwestycji w sieci ma być Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki, podpisana 7 listopada 2022 r. przez operatorów sieciowych pod auspicjami prezesa URE.

Problem techniczny, ale i regulacyjny

Jan Ruskowski z Departamentu Energii i Zmian Klimatu Konfederacji Lewiatan wskazuje, że obok zagrożeń sieciowych należy wskazać ryzyka regulacyjne.

Fala odmów

W 2022 r. przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły do Prezesa URE 7 023 odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla instalacji o łącznej o mocy ponad 51 GW. To znacznie więcej niż w 2021 r., kiedy to zgłoszono 3 751 przypadków odmowy na łączną moc 14,45 GW. W większości przypadków powodem były ograniczenia techniczne.

– *Zainteresowanie zielonymi inwestycjami w Polsce gwałtownie wzrasta i głównie dotyczy prosumenckich instalacji PV. Możliwości techniczne przyłączeń nie nadążają jednak za tym trendem* – stwierdza dr inż. Sławomir Skwierz, dyrektor Departamentu Prognoz i Analiz Rynkowych w Agencji Rynku Energii. Odmowy dotyczą głównie małych, rozproszonych źródeł PV, ale i duże projekty napotykają tę barierę. Jednym z rozwiązań poprawiających sytuację jest tzw. cable pooling, którego podstawy uwzględniono w najnowszej nowelizacji ustawy o OZE.

Fotowoltaika sieciom pomaga, bo jej rozwój następuje równomiernie w całym kraju.

51 GW
Łączna moc odmów
przyłączeniowych
w 2022 r.

– Wiąże się ono nie tylko z brakiem spójnej strategii energetycznej, ale przede wszystkim z wielokrotnie demonstrowaną w ostatnich latach całkowitą nieprzewidywalnością zmian regulacyjnych, a więc i warunków rynkowych. Liczne, nagłe, nieuzasadnione, zmieniane na ostatniej prostej i idące w poprzek konsultacjom publicznym ingerencje czynią rynek OZE w Polsce nieprzewidywalnym. Stale pogarszające się w ten sposób warunki inwestycyjne upośledzają naszą konkurencyjność w UE i zamiast przyspieszać – spowalniają realizację celów dekarbonizacyjnych mającej się coraz bardziej elektryfikować gospodarki – wyjaśnia.

Zauważa, że ograniczenie sieciowe są na tym tle poniekąd „przewidywalne”, gdyż ich wieloletniego niedoinwestowania nie da się szybko nadrobić. Należy sięgnąć po rozwiązania jak instalacje hybrydowe, linie bezpośrednie czy cable pooling. – Są to najprostsze, najtańsze, najrozsądniejsze i długo wyczekiwane przez polską gospodarkę rozwiązania, które dostosowują nasze prawo stanowione do praw fizyki i przyrody, a konkretnie do doskonale znanej charakterystyki pracy źródeł pogodozależnych. I co ważne – będą wdrażane przez inwestorów niezależnie od tempa modernizacji i rozbudowy infrastruktury sieciowej – zauważa. Ruzszkowski wskazał też na nietransparentny proces wydawania decyzji o warunkach przyłączenia, co utrudnia rzetelną prognozę ewentualnych odmów.

Trzeba patrzeć szerzej

Bernard Swoczyna, główny ekspert programu badawczego „Energia&Klimat” w Fundacji InStrat,

zauważa, że cable pooling odblokowuje pewien potencjał fotowoltaiki, ale Polska potrzebuje szerszego rozwoju sieci energetycznych, w tym średniego i niskiego napięcia.

– Rewolucja nadchodzi z dwóch stron – po stronie odbiorców energii nastąpi elektryfikacja ogrzewania, transportu, ale też większych odbiorców prądu z przemysłem włącznie. Produkcja energii z kolei przeniesie się w znacznej części z dużych, konwencjonalnych elektrowni do rozproszonych źródeł OZE, często należących do prosumentów. Dzisiejsza sieć nie jest do tego przystosowana – wskazuje.

Potrzebne będzie zwiększenie przepustowości sieci w miastach i miejscach ładowania pojazdów elektrycznych. Rzadziej zaludnione obszary czeka zmodernizowanie sieci, często liczącej ponad 30 lat, najlepiej połączone ze skablowaniem, czyli zakopaniem przewodów pod ziemią, by uniknąć awarii podczas anomalii pogodowych. W skali makro kluczowe jest dostosowanie krajowej sieci najwyższych napięć do innego kierunku przepływu prądu – z północy na południe kraju za sprawą morskich farm wiatrowych czy elektrowni jądrowej. Do tej pory większość energii wytwarzana była na południu kraju i przesyłana na północ. W wietrzne dni tego prądu może być lokalnie nadmiar. Swoczyna podkreśla, że fotowoltaika sieciom pomaga, bo jej rozwój następuje równomiernie w całym kraju, często bardzo blisko odbiorcy – np. na dachu budynku.

– Do jej rozwoju potrzebna jest możliwość przyłączania do sieci, dobry system rozliczeń, a także przyjazne i stabilne prawo – podkreśla. ①

OTOCZENIE

▼ CIEPŁO Z OZE

ZIELONE CIEPŁO.
ZE SŁOŃCA?

— Polskie ciepłownictwo stoi przed wielkim wyzwaniem. By zrealizować wymogi unijne, udział OZE w zużyciu ciepła musi rosnąć o min. 2,1% rocznie. / MARTA WIERZBOWSKA-KUJDA

Dyrektywa o odnawialnych źródłach energii RED III i Dyrektywa o efektywności energetycznej rzucają ciepłownictwu rękawicę. – Obecnie nie mamy dalszych celów dla OZE w obszarze energii elektrycznej, ale w ciepłownictwie już tak. Przyjmując za GUS, że w 2020 r. mieliśmy 22% ciepła z OZE w całkowitym zużyciu ciepła, aby zrealizować wymogi unijne, udział ten musi rosnąć o minimum 2,1% rocznie. Do tego dochodzi wymóg posiadania efektywnych systemów energetycznych, który staje się ostrzejszy od 2028 r., gdy z wspieranych technologii wypadnie nie tylko kogeneracja węglowa, ale także gazowa. Ciepłownictwo, tak jak obecnie elektroenergetyka, będzie przechodzić na OZE – mówi Grzegorz Wiśniewski, prezes Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO).

Brak złotego środka

Polskie ciepłownictwo systemowe musi się zmierzyć z koniecznością przyspieszenia transformacji – podkreślają eksperci IEO. Adaptacja do zmian regulacyjnych i rynkowych może się odbyć przez inwestycje w OZE i efektywność energetyczną.

– Przechodzenie z węgla na zeroemisyjne OZE w ciepłowniach miejskich powinno być dobrze zaplanowane, spełniony powinien zostać wymóg bezpieczeństwa pracy ciepłowni, i akceptowalne ekonomicznie (wymóg odbiorców ciepła) – podkreśla IEO. Solar Heat Europe szacuje, że w zależności od lokalizacji, system solarny o mocy 1,4 MW_{th} (2000 m²) może wygenerować równowartość 1,1 GW_{th} rocznie, co oznacza oszczędność ok. 175 kg CO₂. Nie da się jednak znaleźć uniwersalnego rozwiązania i wybrać jednej technologii, rozwiązującej problem wysokiej emisyjności polskiego ciepłownictwa.

– Do analiz konieczna jest szersza lista technologii i szersza paleta działań inwestycyjnych rozpisanych i modyfikowanych w czasie, stosownie do rosnących wymogów prawnych, regulacji i dostępu do źródeł finansowania – zaznacza IEO. Jakże to rozwiązania? W raporcie „Projektowanie i optymalizacja systemu ciepłowniczego z OZE i magazynami energii. Wykorzystanie metodologii „digital twin” i modelowania >>TRNSYS<< IEO wymienia kolektory słoneczne, Power-to-Heat (m.in. kotły elektrodowe, pompy ciepła i PV), magazyny ciepła, ciepło odpadowe, kogenerację gazową i biomasę. Jednocześnie, wskazuje kolektory jako jedno z najefektywniejszych odnawialnych źródeł ciepła na jednostkę powierzchni przeznaczonej pod instalację. Szybkie, bezpieczne, dobrze zaplanowane, ekonomicznie akceptowalne zmiany są w zasięgu: IEO prezentuje scenariusze wzrostu udziału OZE w produkcji ciepła do 35-50% już w 2025 r.

Ze słonecznej palety można wybrać kolektory i panele PV. Decyzja zależy od charakterystyki ciepłowni i dostępności terenów wokół.

– Farma PV zajmuje około trzy razy więcej powierzchni niż kolektory słoneczne, ale koszt instalacji z kolektorami słonecznymi jest około 40% droższy niż dla instalacji PV (dla systemu ciepłowniczego instalacja PV potrzebuje jeszcze pompy ciepła lub kotła elektrodowego, co podwyższa koszt), dla równorzędnej produkcji energii – informuje nas zespół IEO. Rekomenduje kolektory, gdy dane Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej (PEC) ma wystarczającą powierzchnię terenów w sąsiedztwie swojej kotłowni (mała odległość to niskie straty na przesył). W innym przypadku – należy rozważyć fotowoltaikę i pompy ciepła.

Finanse i potrzeby

Jak wskazuje Urząd Regulacji Energetyki, w 2022 r. koszty paliwa dla ciepłowni wzrosły kilkukrotnie, a zakupu uprawnień do emisji – o ponad 20%. Poza przestrzenią wyzwaniem jest więc kondycja finansowa PEC i możliwość pozyskania kapitału.

– Rozwiązaniem może być pozyskanie dotacji na transformację ciepłownictwa z nowych programów Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej „OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa”, „Digitalizacja sieci ciepłowniczych”, „Kogeneracja powiatowa”. Można także pozyskać dofinansowanie na przygotowanie dokumentacji technicznej w ramach inicjatywy Elena – wylicza IEO. Jak informuje nas NFOŚiGW, środki na instalacje PV popłyną m.in. w z programu „Ciepłownictwo Powiatowe” – podpisano cztery umowy na ponad 6 mln zł (dwie dotacje i dwie pożyczki). Kolejny projekt jest na etapie negocjacji (na kwotę 3,2 mln zł).

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju wskazuje, że energia słoneczna, zaraz po wiatrowej, ma największy potencjał dla produkcji energii OZE w Polsce.

– W ciepłownictwie energia ta może zostać zagospodarowana bezpośrednio przy pomocy kolektorów słonecznych lub pośrednio np. energia elektryczna wytworzona w PV może posłużyć do zasilenia pomp ciepła – komentuje NCBR. Możliwe jest uzyskanie nawet 90% ciepła z OZE. Zarówno IEO, jak i NCBR przypominają, że instalacje słoneczne wytwarzają najwięcej energii latem, gdy potrzeby ciepłownicze są najmniejsze, stąd kluczowe jest magazynowanie energii i wykorzystanie jej w okresie zwiększonego zapotrzebowania. Wskazują, że ilość ciepła uzyskiwanego z energii słonecznej będzie rosła. ①



Sprawdź raport IEO

o optymalizacji ciepłownictwa:



Kluczem jest dialog – także w obszarze sieci



© PRAWA ZASTRZEŻONE

– W Hiszpanii obowiązują aukcje warunków przyłączenia organizowane przez operatorów sieci dystrybucyjnych. Być może takie rozwiązanie warto wprowadzić w Polsce, jako remedium na wysoką liczbę odmów przyłączenia do sieci. **Daniel Larsson**, Country Manager i **Paweł Maciejewski**, Head of Development Eolus Poland.

Co Panów zdaniem oznacza dobry development?

Daniel Larsson (DL): Odpowiedzialny, cierpliwy, działający tu i teraz, więc reagujący na bieżące zmiany, ale jednocześnie z silnie nakreśloną wizją przyszłości. Wewnętrznie określamy to jako „stay power”.

Porozmawiajmy o słońcu w pokoju, czyli o sieci.

Paweł Maciejewski (PM): Sieć jest przeciążona, a brak inwestycji w nowe sieci energetyczne spowalnia całą transformację energetyczną. Modernizacja postępuje bardzo powoli i fragmentarycznie, wiele jest tzw. martwych projektów blokujących przyłączenia, które mogłyby być przyznane kolejnym inwestycjom etc. Oczywiście cała branża zdaje sobie z tego sprawę, ale im częściej będziemy o tym mówić i to jednym głosem, tym większa będzie szansa na realną zmianę w tej kwestii. Jako możliwe i być może kontrowersyjne rozwiązanie widzimy aukcje warunków przyłączenia organizowane przez operatorów. Aby przystąpić do takiego procesu, trzeba by spełnić konkretne warunki i już na tym etapie pod uwagę byłoby brani tylko deweloperzy, którzy mają środki i możliwości, by faktycznie zrealizować inwestycje. Cały proces byłby przejrzysty i ustrukturyzowany. Takie rozwiązania działają już np. w Hiszpanii.

Kolejny, kluczowy punkt to otwarty dialog z operatorami sieci. Obecnie większość podmiotów otrzymuje negatywną odpowiedź bez szczegółowego uzasadnienia czy ram czasowych. Gdyby jednak dialog z operatorem był jednym z pierwszych etapów w procesie ubiegania się o przyłączenie do sieci, inwestycje PV byłyby obciążone mniejszym ryzykiem dla inwestora, więcej gmin mogłoby skorzystać z czystej energii, przestoje decyzyjne byłyby mniejsze, instytucje nie byłyby zasypywane wnioskami dla inwestycji na różnych etapach etc.

Jako Eolus Poland jesteśmy także gotowi na analizowanie warunków komercyjnych. Jeśli będą one uzasadnione na tle całego projektu i inwestycji, chętnie będziemy inwestować. Oczywiście będą to dodatkowe nakłady finansowe, ale jesteśmy je w stanie

ponieść, jeżeli rzeczywiście poprawi to infrastrukturę energetyczną i może inni deweloperzy pójść naszym śladem.

Czy w Polsce możliwe jest współistnienie wielkoskalowej energii odnawialnej z mieszkańcami?

DL: Jak najbardziej i udowadniamy to na każdym kroku. Podstawą każdego naszego działania jest dialog. Bez dobrej komunikacji nie ma porozumienia i zrozumienia. Zależy nam na tym, aby gmina i lokalne społeczności rozumiały nasze intencje. Jesteśmy transparentni w omawianiu naszych planów, przedstawiamy długofalowe podejście i poczucie odpowiedzialności za projekt od początku do końca. Poruszamy temat korzyści finansowych dla lokalnego biznesu, gminy i samych mieszkańców. Rozmawiamy o możliwościach oddalenia inwestycji od budynków mieszkalnych i dróg, podkreślamy wspieranie ochrony i wzmacnianie bioróżnorodności oraz lokalnego środowiska. Cierpliwie słuchamy i rozmawiamy, bo wiemy, że opory i niechęć przed inwestycjami PV wynikają często z niewiedzy. A finalnie inwestujemy tylko tam, gdzie ludzie czują potrzebę naszej obecności i są otwarci na czystą energię.

Czy rynek jest przesycony projektami fotowoltaicznymi?

PM: Zdecydowanie tak. Niestety w Polsce działa dużo podmiotów, które nie są nastawione na doprowadzenie projektu do końca, tylko na szybki zarobek. Oczywiście biznes to biznes, ale przy okazji cierpi na tym rynek i takie praktyki dodatkowo utrudniają pracę odpowiedzialnym deweloperom, którzy inwestycje PV rozumieją jako długofalowy proces składający się z wielu mniejszych etapów. Wiąże się to m.in. z rozczarowaniem i niechęcią właścicieli gruntów do prowadzenia rozmów z kolejnymi podmiotami, często z wpisami w księgach wieczystych, które potem trzeba porządkować etc.

Obecnie szukamy projektów z warunkami przyłączenia, ale jeśli nie są one korzystne, jesteśmy w stanie zoptymalizować taki projekt. Zależy nam na współpracy z partnerami o podobnej misji i wspólnych wartościach.

Więcej

w wywiadzie
online:



FOTOWOLTAIKA

— Po latach rozwoju fotowoltaiki w Polsce branża zderzyła się z barierą techniczną nie do przeskoczenia. Czy niedoinwestowany system sieciowy znacznie ograniczy potencjał fotowoltaiki? Czy sprawę rozwiąże cable pooling? Rozmawiamy z **Ewą Magierą**, prezes Polskiego Stowarzyszenia Fotowoltaiki (PSF).

▼ WYWIAD

“

PROJEKTY SĄ, BRAKUJE MIEJSCA W SIECI

”



© PRAWA ZASTRZEŻONE

TERAZ-ŚRODOWISKO: Jak ocenia Pani obecną sytuację rynku fotowoltaiki (PV) w Polsce? Co jest największym sukcesem branży?

EWA MAGIERA: Ostatnie lata to pasmo sukcesów całej branży PV w Polsce. Rok 2018 kończyliśmy z zaledwie 557 MW mocy zainstalowanej w fotowoltaice, a od 2019 r. obserwujemy dynamiczny i stały wzrost. Na koniec czerwca br. fotowoltaika w Polsce przekroczyła 14,2 GW i obecnie jesteśmy szóstym, pod względem zainstalowanej mocy, rynkiem fotowoltaicznym w Europie. Prawdziwy potencjał warto ocenić, ukazując dane per capita. W takim zestawieniu Polska zajmuje dopiero 14. miejsce z 323,7 MW na mieszkańca. Dla przykładu, przodująca tu Holandia ma 1071,5 MW per capita, natomiast średnia UE to 437,6 MW. W zestawieniu ze stosunkowo niską gęstością zaludnienia w naszym kraju, pokazuje to ogromny potencjał dalszego rozwoju polskiej energetyki słonecznej. Z naszej perspektywy, czyli stowarzyszenia zrzeszającego firmy działające w obszarze tzw. dużej fotowoltaiki, sukcesem jest z pewnością skok rozwojowy wielkoskalowych instalacji. Bo za wielkim boorem energetyki słonecznej w Polsce stali dotąd przede wszystkim prosumenci. Instalacje PV montowane na dachach stały się bardzo popularne, przede wszystkim dzięki do niedawna obowiązującemu korzystnemu sposobowi rozliczania energii i dotacjom. Dynamiczny przyrost nowych mocy w przydomowych instalacjach PV usytuował Polskę w europejskiej czołówce i przyciągnął dużych inwestorów, którzy ruszyli z budową instalacji wielkoskalowych. Właściwie nie ma dziś gminy w Polsce, w której

nie byłoby widać instalacji na dachach. Zresztą regularnie zlecane przez PSF badania opinii społecznej pokazują, że ze wszystkich technologii produkcji energii elektrycznej to energetyka słoneczna – zarówno w małej, przydomowej, jak i dużej, przemysłowej skali – jest uważana za najbezpieczniejszą i najbardziej przyjazną.

TŚ: Kto najbardziej korzysta z fotowoltaiki w Polsce i kto jej najbardziej potrzebuje?

EM: Przemysł. Wysokie koszty energii i korporacyjne CSR, wreszcie wizerunek ekologicznej firmy – przemysł musi i chce korzystać z zielonej energii, zwłaszcza fotowoltaiki, która ma stosunkowo krótki proces inwestycyjny. Produkuje tanio i przyczynia się do obniżenia hurtowych cen energii w letnich szczytach. Coraz częściej na własne instalacje PV decydują się przedsiębiorstwa energochłonne, które chcą produkować energię na własny użytek, co im się bardziej opłaca. Generalnie rozwój OZE i zmniejszenie emisyjności produkcji będzie mieć pozytywny wpływ na gospodarkę naszego kraju i pomoże utrzymać jej konkurencyjność.

TŚ: Co jest obecnie największym wyzwaniem dla rynku PV w Polsce?

EM: Niezmiennie największą barierą w rozwoju energetyki słonecznej (i w ogóle odnawialnej) są problemy z dostępnością

„Na koniec czerwca br. fotowoltaika w Polsce przekroczyła 14,2 GW”.



mocy przyłączeniowych. W ubiegłym roku OSD zgłosiły ponad 7 tys. odmów wydania warunków przyłączenia na łączną moc 51 059 MW, co pokazuje m.in. innymi skalę niedoinwestowania infrastruktury przesyłowej. Spotykamy się też ze skargami na bardzo nieprzejrzysty proces wydawania technicznych warunków przyłączenia. Dzisiejszy sposób zarządzania siecią elektroenergetyczną wyhamował tempo rozwoju wielkoskalowych projektów OZE, ale coraz częściej dotyka też prosumentów, którzy również mają trudności z przyłączeniem swoich instalacji. Powszechnie znanym problemem jest również długotrwałość postępowań o wydanie warunków przyłączenia, czego doświadczają przedsiębiorstwa, które decydują się na instalację PV. I mimo, że nie deklarują eksportu energii do sieci, zmuszeni są latami czekać na realizację swoich inwestycji.

TŚ: Co trzeba zrobić, by usprawnić rozwój rynku w Polsce?

EM: Oczywiście największą przeszkodą rozwojową energetyki słonecznej jest bariera sieciowa. Dzisiaj już nikogo nie trzeba przekonywać, że potrzebujemy w Polskim miksie energetycznym jak najwięcej źródeł odnawialnych, a każde nowe źródło wytwarzania wymaga nakładów, w tym czasowych, po stronie operatorów sieci. Horyzont czasowy, który wskazują operatorzy w warunkach technicznych przyłączenia jest jednak bardzo odległy, wieloletni. Tempo rozwoju nowej, jak i modernizacja istniejącej infrastruktury,

pozostawia wiele do życzenia. Pozostaje mieć nadzieję na bardziej odważne i ambitne decyzje rządzących.

TŚ: Jakie są w Pani ocenie perspektywy rozwoju rynku farm słonecznych i rynku mikroinstalacji w Polsce?

EM: Spodziewamy się, że dzięki możliwości wykorzystania cable pooling branża dużej fotowoltaiki znów mocno ruszy. Projekty są, brakuje miejsca w sieci. Dlatego na dłuższą metę nie da się uniknąć jej modernizacji i rozwoju. Rynek prosumencki, mimo zmiany systemu rozliczania energii na nieco mniej korzystny, wciąż ma się dobrze. Do tego, dzięki nowemu programowi, instalowanie paneli słonecznych na częściach wspólnych w blokach wielorodzinnych będzie teraz łatwiejsze. Nowe przepisy budzą spore zainteresowanie w spółdzielniach i wspólnotach, więc zapewne wkrótce widok fotowoltaiki na dachach czy balkonach w dużych miastach będzie coraz częstszy. ①

Rozmawiała **Patrycja Rapacka**

FOTOWOLTAIKA

TECHNOLOGIE

AGROFOTOWOLTAIKA W POLSCE

BEZ PODSTAW DO ROZWOJU

— Agrofotowoltaika jest z powodzeniem stosowana na świecie, łącząc bezpieczeństwo energetyczne z żywnościowym. Dlaczego w Polsce nie zagościła jeszcze na stałe?

/ PATRYCJA RAPACKA

Technologia agrofotowoltaiczna (APV) to połączenie produkcji energii elektrycznej oraz uprawy roślin lub hodowli zwierząt na tym samym obszarze. Rozwiązanie podbija rynki europejskie (np. Niemcy, Niderlandy) i azjatyckie (np. Chiny, Japonię, Indie). Skąd ta popularność?

Poza argumentem taniejącej technologii, wskazać można brak ograniczenia wykluczenia gruntowego jak w „tradycyjnej” fotowoltaice, tanią energię dla rolników i sadowników czy ochronę upraw roślin i schronienie dla zwierząt przy ekstremalnych warunkach pogodowych.

Korzyści jest wiele

Co jakiś czas pojawiają się wyniki kolejnych badań wpływu APV na otoczenie i roślinność. W zależności od zastosowanego systemu, instalacja może służyć jako dodatkowa osłona chroniąca wrażliwe uprawy rolne przed nadmiernym nasłonecznieniem, deszczem czy gradem. Instalacja tworzy pod modułami swoisty mikroklimat korzystny dla rozwoju roślin, ograniczając parowanie wody z gruntu i utrzymując większą wilgotność. Wdrażanie instalacji na polach uprawnych oraz w sadach może przełożyć się na zwiększenie lokalnego bezpieczeństwa żywnościowego w dobie zmiany klimatu. Produkcja własnej energii elektrycznej to dla rolników droga do zmniejszenia kosztów energii i niezależności od cen na rynkach energii. Jest to szczególnie ważne wobec kryzysu energetycznego i drożących na polskich targach owoców i warzyw. Instalacje APV mogą być też źródłem dodatkowych dochodów dla rolników. Nadwyżki produkowanej energii mogą być sprzedawane do zakładów energetycznych. Jako zalety wskazuje się też nowe miejsca pracy, w sektorze rolniczymi w branży fotowoltaicznej, a także ograniczanie śladu węglowego produktów rolnych.

Potrzebne są ramy prawne i efekt skali

Technologia PV została dobrze przyjęta przez Polaków, o czym świadczy dynamiczny przyrost mocy zainstalowanej w energetyce słonecznej. Rolnicy mogą już instalować moduły PV i uzyskiwać dofinansowania do inwestycji,

ale instalacja ogranicza się do tradycyjnych systemów dachowych lub na gruncie, bez łączenia systemów z uprawami.

Pierwsze projekty APV są już wdrażane, najczęściej w formie badawczej lub pilotażowej. Za pierwszą instalację agrofotowoltaiczną w Polsce uznaje się farmę Zenona Żukowskiego, położoną w miejscowości Woźuczyn w powiecie tomaszowskim. Na jej terenie, gruncie klasy I, prowadzona jest także hodowla i wypas owiec. Z kolei w powiecie zgorzeleckim między modułami zasadzono ok. 10 tys. sadzonek czosnku niedźwiedziego. Zdarza się rozwój pasiek na terenie farm fotowoltaicznych, co praktykują więksi inwestorzy jak np. Polska Grupa Energetyczna czy Polenergia. Stawianym ulom towarzyszą łąki kwietne. Dlaczego, mimo dużego sektora rolnego, APV działa póki co eksperymentalnie? Kluczowe na razie są koszty początkowe, które mogą być wysokie. Rolnicy mogą mieć dystans do inwestycji w tej dziedzinie, gdyż nie widzą szybkich korzyści finansowych.

Produkcja własnej energii elektrycznej to dla rolników droga do zmniejszenia kosztów.

– *Rozwój APV wymaga stabilnych ram prawnych, dając pewność inwestorom i właścicielom terenów, że inwestycja ma szanse funkcjonować bez większych problemów. W ślad za tym powinno iść stabilne finansowanie, odmienne niż w przypadku standardowych instalacji PV. By zaobserwować dynamiczny rozwój tej technologii, potrzebujemy być może osobnego koszyka aukcyjnego OZE. Jak zawsze w przypadku nowych zastosowań warto je wspierać w sposób „ponad rynkowy” tak, aby by zainicjować dynamiczny rozwój* – mówi Roman Karbowy, przewodniczący Grupy ds. AgroPV w Polskim Stowarzyszeniu Fotowoltaiki.

Wspierająca polityka rządowa czy programy zachęcające do inwestycji w agrofotowoltaikę również przyspieszyłyby jej rozwój w Polsce.

– *Innowatorzy powinni być nagradzani za odwagę i za ponoszenie ryzyka. W Polsce jest zainteresowanie instalacjami APV. Wszystko rozbija się o brak stabilności i odpowiedniego finansowania* – mówi Karbowy. Dodaje, że wielu rolników może nie być jeszcze świadomych korzyści związanych z wdrożeniem rozwoju APV. Wskazuje brak dostępu do odpowiednich informacji i edukacji w zakresie stosowania nowych rozwiązań. Potrzebne są też dalsze badania w zakresie skutków wdrożenia systemu APV oraz wpływu na uprawy i hodowlę w warunkach polskich. **1**



© PRAWA ZASTRZEŻONE

Grunt to dobra konstrukcja – także w AgroPV

– Inwestorzy oczekują systemów pod moduły PV gwarantujących najwyższą jakość i bezpieczeństwo farmy przez długie lata. O kulisach produkcji stalowych konstrukcji oraz certyfikacji DNV rozmawiamy z **Markiem Pokrzywką**, Dyrektorem ds. Kluczowych Projektów z firmy Corab.

Pierwsza farma fotowoltaiczna w Polsce została zbudowana na konstrukcjach Corab. Jakie są obecne moce produkcyjne?

Marek Pokrzywka (MP): Od tego czasu minęło 12 lat, a Corab działa na polskim rynku już ponad 30 lat, będąc także największym producentem anten satelitarnych w Europie. Nasze moce produkcyjne konstrukcji stalowych pod farmy PV przekraczają 4 GW rocznie (działamy w 22 krajach Europy). Główna fabryka mieści się w Bartoszycach i ma 12 linii produkcyjnych. Nie korzystamy z pomocy podwykonawców. 100% komponentów, począwszy od małej śrubki, czy nakrętki, jest produkowane u nas, co oznacza, że w pełni kontrolujemy cały proces. Do produkcji używamy stali najwyższej jakości, pokrytej powłoką antykorozyjną (tzw. Magnelis) o niespotykanej nigdzie indziej grubości nawet 800 mikronów. Na życzenie klienta wykorzystujemy także tzw. zieloną stal, wyprodukowaną w 100% z materiałów pochodzących z recyklingu.

Ciągle poszerzamy zespół i kompetencje naszych działów: konstruktorskiego i badawczo-rozwojowego, a kluczowym celem jest bezkompromisowa jakość i stałe poszukiwanie optymalnych rozwiązań. Dlatego to od nas wychodzą takie produkty, jak systemy ruchome, podążające za promieniami słonecznymi (trackery), czy nowatorskie konstrukcje pod agrofotowoltaikę.

Jakie rozwiązania dla AgroPV proponujecie?

MP: Stworzyliśmy dwa modele konstrukcji sadowionych na gruntach rolnych. Pierwszy to konstrukcja pionowa Corab System WS-A10, dedykowana pod uprawy np. rzepaku i stawiana jak płoty, w rzędach co 7-8 metrów (by mógł między nimi przejechać kombajn). Drugi wariant, poziomy Corab System WS-A20, polecamy producentom owoców miękkich, np. malin, porzeczek czy borówek amerykańskich, a więc upraw potrzebujących dobrej osłony przed warunkami atmosferycznymi.

Mimo iż prace na regulacjami prawnymi, które zezwolą na instalowanie agrofotowoltaiki na gruntach rolnych, wciąż nie znalazły finału, rynek jest zainteresowany tymi rozwiązaniami

z powodów zarówno ekonomicznych, jak i optymalizacji produkcji rolnej. Już podpisaliśmy umowę z największym w Polsce producentem borówki amerykańskiej, który ma 180-hektarową plantację i planuje 30 MW zainstalowanej mocy. Corab znany jest jako firma do zadań specjalnych, co ważne w momencie, gdy najlepsze grunty pod farmy PV już się skończyły. Teraz inwestorzy myślą o zagospodarowaniu terenów trudnych, takich jak hałdy górnicze czy miejsca po rekultywacji składowisk odpadów, a my jesteśmy w stanie dostarczyć konstrukcje wytrzymałe agresywnym warunkom byłej kopalni siarki. Nasze produkty muszą być stabilne, by żadne czynniki i żywioły – czy to śnieg, czy wiatr – ich nie naruszyły.

Przechodzimy zatem do sedna: jak ważne są konstrukcje w całej inwestycji?

MP: Ich jakość jest kluczowa dla żywotności i efektywności pracy farmy słonecznej przez długie lata. Udział konstrukcji w całym CAPEX-ie farmy to ok. 8-10%, a zauważmy, że konstrukcja dźwiga na sobie moduły i falowniki, czyli pozostałe 90% wartości inwestycji (rzędu 300-400 mln zł przy projektach wielkoskalowych). Rachunek wydaje się prosty – nie warto oszczędzać na jakości konstrukcji, bo to może słono kosztować. Nasze konstrukcje nie odlecają, ani nie zawałają się. Dbamy o ich wytrzymałość.

Co to znaczy w praktyce?

MP: Nasze konstrukcje są projektowane według tzw. Eurokodów, co oznacza że nie idziemy na skróty, budujemy solidnie, wg norm europejskich. Ma to swoje koszty, rozmowy z inwestorami bywają trudne, ale finalnie każdy rozumie, że najważniejsze jest bezpieczeństwo.

I jeszcze mocny akcent na koniec rozmowy. Właśnie dostaliśmy raport firmy DNV, który potwierdza, że nasze metody obliczeniowe statyczne, dynamiczne etc. będące podstawą produkcji konstrukcji stalowych Corab, są zgodne ze wszystkimi normami europejskimi. Jako jedyny w Polsce producent uzyskaliśmy certyfikację DNV, co mówi samo za siebie.

FOTOWOLTAIKA

ENERGIA

MOCE NIE WYSTARCZĄ. POTRZEBNE NOWE MODELE KONSUMPCJI

— Szybki przyrost mocy w energetyce słonecznej zmusza do znalezienia sposobu na bardziej efektywne wykorzystanie jej potencjału. Kluczem jest efektywność i elastyczność. / **PATRYCJA RAPACKA**



M

oc zainstalowana fotowoltaiki w Polsce wynosi ok. 14 GW. W 2023 r. doszło do pierwszych poleceń redukcji mocy farm fotowoltaicznych, co miało związek z niskim zapotrzebowaniem na energię

w wolne dni od pracy. Dotkliwie dostrzeżono, że w kraju brakuje magazynów energii i elektrolizerów, które mogłyby przyjąć nadwyżki energii. Ekspertki wskazują na potrzebę elastyczności systemowej, także o stronie popytowej.

– *Sieci dystrybucyjne i przesyłowe są ważne, pełnią jednak ograniczoną rolę w wielkim, elektroenergetycznym systemie, którego jednym z największych obecnie wyzwań jest zbilansowanie popytu i podaży energii elektrycznej, pokrywanej w coraz większym stopniu z najtańszych, ale pogodozależnych instalacji OZE. Sieci – rozumiane jako element infrastrukturalny – są jak szyny, umożliwiające realizację dostaw energii, na trasach dalekobieżnych, jak i lokalnych. Pomagają tę energię dostarczać, nie sterują jednak popytem i podażą – nie zapewniają bilansowania. Do tego potrzebujemy spójnej, przemyślanej strategii rozwoju polskiego rynku OZE, dialogu społecznego i – koniecznie – zmniejszenia ryzyka regulacyjnego, a z tym, szczególnie ostatnio, nie jest różowo – mówi Jan Ruszkowski z Departamentu Energii i Zmian Klimatu Konfederacji Lewiatan.*

Po stronie inwestorów pojawiają się pytania o opłacalność inwestycji, skoro instalacje mogą być wyłączane częściej wraz z rozwojem OZE, a równocześnie brakuje działań na rzecz zwiększenia efektywności energetycznej w skali kraju. Inwestorzy uwzględniają w projektach słonecznych hybrydowe instalacje połączone z magazynami, przy czym wzrost optyimizmu dała najnowsza nowelizacja ustawy o OZE. – *Mamy jednak w zasięgu ręki również „nisko wiszące owoce”. Są to wszelkie rozwiązania mogące poprawić efektywność istniejącej już infrastruktury sieciowej, jak np. rozwój instalacji hybrydowych, linii bezpośrednich, czy cablepoolingu – dodaje.*

Systemowe rozwiązanie poza zasięgiem

Dr Katarzyna Jabłońska-Przywecka, project manager w spółce OZE.pl wskazuje, że polecenia wyłączenia farm PV oraz pojawienie się cen ujemnych na rynku energii w Polsce dają jasny sygnał o dojrzałości tego rynku oraz konieczności dostosowania modeli produkcji energii elektrycznej pod konkretne zapotrzebowanie – rozumiane na poziomie klienta, przedsiębiorstwa, zrzeczenia konsumentów czy klastra energii.

– *Ponieważ rozwój OZE w Polsce nie przebiegał w sposób zrównoważony, koncentrując się wyłącznie na stronie wytwórczej, z pominięciem znaczących inwestycji w sieci oraz elastyczność, dzisiaj jesteśmy zmuszeni szukać możliwości rozwoju w innych obszarach. Tym bardziej, że systemowe rozwiązanie tego problemu jest poza naszym zasięgiem – zauważa.*

W ocenie ekspertki rozsądnym kierunkiem rozwoju są wszelkie modele współpracy lokalnej, tworzące społeczności energetyczne, efekty synergii i współdzielenie infrastruktury, oraz formuły bazujące na autokonsumpcji. Takie nowe modele biznesowe autokonsumpcji to działania na rzecz zwiększenia efektywności energetycznej oraz zrozumienia własnych potrzeb energetycznych.

– *Czekamy, aż zostaną wyeliminowane utrudnienia w powstawaniu oraz organizacji klastrów i spółdzielni energetycznych. Ponadto, z pomocą nadchodzą dwa rozwiązania: cable pooling i linia bezpośrednia – wskazuje.*

Rozwiązaniem oczywistym są magazyny energii. Jest to bezsprzeczny kierunek rozwoju energetyki odnawialnej dopełniający źródła pogodozależne. Ekspertka uściśla, że jest to nadal rozwiązanie drogie, wymagające zrozumienia potrzeb oraz funkcjonowania rynku energii.

❶

Mamy w zasięgu ręki „nisko wiszące owoce” jak cable pooling czy instalacje hybrydowe.

Magazynowanie energii a polski rynek (mocy) – szanse i wyzwania



© PRAWA ZASTRZEŻONE

— Magazyny energii są koniecznym elementem systemu elektroenergetycznego, bez którego nie będzie możliwe szybkie i wydajne wdrożenie energetyki odnawialnej w Polsce. O potrzebach rynku i doświadczeniach OX2 w rozmowie z **Katarzyną Suchcicką**, Dyrektorem Generalnym OX2 w Polsce.

Magazynowanie energii jest świętym Graalem w sektorze OZE. Co na tym polu robi OX2?

Katarzyna Suchcicka: Nasze zainteresowanie magazynowaniem energii wynika z rozwoju energetyki odnawialnej i potrzeby bilansowania systemu energetycznego w całej Europie. W grudniu 2022 r., w Aukcji Głównej Rynku Mocy na rok dostaw 2027, firma OX2 w Polsce zakontraktowała 21 MW obowiązku mocowego dla magazynu energii o mocy zainstalowanej 50 MW i pojemności 100 MWh. Kontrakt podpisano na 17 lat. Oferujemy też kompleksowe zarządzanie magazynami energii dla klientów i inwestorów. W przemyśle widzimy duży potencjał oraz rosnące zainteresowanie rozbudową własnych systemów produkcji energii w oparciu o źródła odnawialne. Magazyny, obok farm wiatrowych i fotowoltaicznych, stanowią istotną składową efektywnych systemów hybrydowych. Wspomagają też transformację systemów energetycznych, na wielu poziomach. Mam na myśli efektywną integrację różnych rodzajów OZE z siecią, zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii czy elastyczność sieci. Ta ostatnia wzrasta dzięki takim usługom magazynów dla sieci, jak regulacja częstotliwości i napięcia czy oszczędzanie energii w godzinach szczytu. Moc obecnie rozwijanych przez OX2 magazynów energii wynosi blisko 500 MW, co stanowi około 2% całego portfela projektów.

Jakie czynniki przemawiają za pilnym rozwojem magazynowania energii?

KS: Istnieje szereg czynników determinujących wzrost zainteresowania magazynowaniem energii. Dynamiczny rozwój OZE wymaga sięgania po bardziej zaawansowane mechanizmy bilansowania, na które odpowiedzią mogą być właśnie magazyny energii elektrycznej. Planowany w szerszym horyzoncie czasowym spadek nakładów inwestycyjnych oraz ulepszanie algorytmów operacyjnych sprawiają, że magazyny energii stają się coraz bardziej atrakcyjne. Istotnym czynnikiem warunkującym możliwość rozwoju systemów magazynowych jest otoczenie prawne. W Polsce wciąż mierzymy się z barierami w tym obszarze.

Magazyny są potrzebne, ale wciąż drogie. Co uczyniłoby inwestycję w magazyn opłacalną?

KS: W większości przypadków BESS Stand-Alone (wolnostojące magazyny energii) potrzebują kilku źródeł przychodów, aby stać się technologią ekonomicznie opłacalną w obecnym otoczeniu regulacyjnym, dlatego planując lokalizację magazynu energii warto wziąć pod uwagę łączenie usług magazynowania w oparciu o cztery potrzeby. Po pierwsze, w przypadku magazynów energii zainstalowanych po stronie konsumenta (za licznikiem) magazynowanie jest wykorzystywane do zmniejszenia kosztów energii, głównie w systemie konsumpcji własnej z wytwarzaniem energii fotowoltaicznej lub wiatrowej. Druga z potrzeb dotyczy usług sieciowych – magazyny świadczą usługi wsparcia sieci lokalnej dla OSD celu rozwiązania problemów związanych z parametrami sieci elektroenergetycznej. W takim przypadku rozwiązaniem może być umowa bilateralna pomiędzy inwestorem a OSD. Kolejna możliwość to budowanie magazynów energii w otoczeniu istniejących instalacji OZE (co-location), gdzie magazynowanie energii służy poprawie wydajności farmy wiatrowej lub fotowoltaicznej, obrotu energią, zmniejszeniu kosztów sieci lub niezbilansowania. Magazyn stanowi wtedy doposażenie dla istniejącej farmy wiatrowej lub fotowoltaicznej.

Co dzieje się w tym obszarze w OX2 zagranicą?

KS: Obecnie OX2 koncentruje się na rozwoju zarówno wydzielonych systemów magazynowania energii, jak i systemów połączonych z projektami energetyki słonecznej lub wiatrowej. Obecnie planujemy magazyn energii elektrycznej w połączeniu z podstacją Uusnivala w Nivala w Finlandii, będzie on składał się z akumulatorów wykorzystujących technologię litowo-jonową o łącznej szacunkowej mocy 50 MW. Równolegle prowadzimy projekt Bredhälla BESS w Szwecji. Będzie to magazyn akumulatorów o mocy ok. 40 MW zlokalizowany w pobliżu dwóch realizowanych przez OX2 projektów energetyki wiatrowej. Projekt zapewni usługi pomocnicze na rzecz Svenska Kraftnät, państwowego operatora systemu przesyłowego, pomagając w stabilizacji sieci.

Więcej

w wywiadzie online:



www.ox2.com/pl/polska



FOTOWOLTAIKA

WSPÓŁPRACA

KLASTRY ENERGII SIĘGAJĄ
PO FOTOWOLTAIKĘ

— Rola klastrów energii w polskim systemie energetycznym zostanie wzmocniona dzięki nowelizacji ustawy o OZE. Rozwój energetyki słonecznej może zyskać nowy wymiar lokalny.

/ PATRYCJA RAPACKA

R

ozmieszczenie instalacji wytwórczych blisko odbiorców pozwala na efektywne wykorzystanie potencjału OZE, ograniczenie strat w przesyłce i dystrybucji energii elektrycznej oraz lokalny rozwój gospodarczy.

Prekursorami takich działań na rynku energii są klastry energii. W ramach nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii z 17 sierpnia 2023 r. wprowadzane są ramy prawne niezbędne do ich efektywnego funkcjonowania i wdrożenia specjalnego systemu wsparcia. Mimo iż sama definicja klastra energii pojawiła się w 2016 r., dotychczasowy kształt regulacji i brak zachęt nie przełożyły się na ich realny rozwój. Nowe rozwiązania zgodne z tzw. Dyrektywą RED II, mają pozwolić na jeszcze bardziej dynamiczny rozwój aktywów słonecznych w Polsce.

Premiowana autokonsumpcja

Rafał Czaja, prezes zarządu Stowarzyszenia na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego, wskazuje, że zdecydowaną zaletą klastrów energii, jak wszystkich inicjatyw energetyki obywatelskiej, angażujących grupy podmiotów, jest uelastycznianie popytu na energię elektryczną.

- Zasadniczym problemem związanym z użytkowaniem instalacji fotowoltaicznych jest konieczność zagospodarowania dużej nadwyżki w szczycie produkcji. Technologie magazynowania energii, z uwagi na ich wysoką cenę, nie są jeszcze dostatecznie rozpowszechnione, stąd planowanie i eksploatacja fotowoltaiki na rzecz większej grupy użytkowników pozwala na lepsze wykorzystanie energii – wyjaśnia.

Tomasz Marzec, także ekspert Stowarzyszenia, wskazuje, że wyzwaniem jest wciąż ujęcie tego typu współpracy w odpowiednie ramy. Zgodnie z ustawą o OZE, klastr energii to porozumienie cywilnoprawne. Jako struktura ma dać przestrzeń do współpracy w środowisku lokalnym. Sam klastr energii nie stanowi docelowej

konstrukcji i od jego uczestników zależy jaką formę prawną prowadzenia działalności przyjmą (spółka prawa handlowego, spółdzielnia, stowarzyszenie itd.).

- Wydaje się, że brakującym ogniwem w zakresie prawodawstwa dla klastrów był brak korzystnego systemu wsparcia. Przyjęta przez parlament nowelizacja ustawy o OZE w pewnym zakresie zmienia ten stan rzeczy, gdyż wprowadza system premiujący klastry o wysokim współczynniku autokonsumpcji – zauważa Marzec.

Przypomnijmy, że w sierpniu br. Minister Rozwoju i Technologii zatwierdził regulamin wyboru przedsięwzięć, którego celem jest wyłonienie 139 projektów klastrów energii, spółdzielni energetycznych i samorządów, dla których przygotowana zostanie dokumentacja dla inwestycji w OZE. Budżet wynosi blisko 187 mln zł.

Przykład Konina

Przykładem klastra wykorzystującego fotowoltaikę jest Klastr Energii Zielona Energia Konin, który tworzy Urząd Miejski w Koninie wraz ze spółkami komunalnymi. Koordynatorem jest Miejski Zakład Gospodarki Odpadami Komunalnymi (MZGOK). Energia elektryczna w klastrze pochodzi z dwóch źródeł: kogeneracji w procesie termicznego unieszkodliwiania odpadów komunalnych (uznawanej za OZE) oraz energetyki słonecznej usytuowanej w MZGOK i u pozostałych partnerów klastra. Obecnie w skład źródeł opartych na energii słonecznej wchodzi farma fotowoltaiczna o mocy 2,2 MW, dwie instalacje o mocach bliskich 100 kW oraz kilkadziesiąt instalacji o mocach od kilku do 50 kW. Fotowoltaika zapewnia około 2,6 tys. MWh rocznie.

Główną korzyść jaką przynosi PV w klastrze jest możliwość obniżania rachunków za energię. Maciej Dąbrowski, specjalista ds. projektów z MZGOK informuje, że z uwagi na profil generacji rozważane jest zastosowanie magazynów energii.

- Energetyka słoneczna ma istotną rolę w procesie tworzenia lokalnych systemów energetycznych jednak niezbędne są do tego przychylnie zapisy regulacyjne – podkreśla.

Obecnie klastr prowadzi prace, finansowane z Komisji Europejskiej z programu Target przy współpracy z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym, w zakresie nowelizacji strategii klastra i dalszego rozwoju źródeł energetyki słonecznej o łącznej mocy 3 MW. Zarządcy klastra dążą do stworzenia samowystarczalnego, lokalnego systemu elektroenergetycznego. ①

Planowanie i eksploatacja PV na rzecz większej grupy użytkowników pozwala na lepsze wykorzystanie energii.

KRAKÓW WIE, JAK STWORZYĆ SPOŁECZNOŚCI ENERGETYCZNE

— Niskie rezerwy energii, wzrost kosztów jej produkcji czy zmiany klimatyczne – kryzys energetyczny związany jest z wieloma czynnikami. Coraz więcej miast i społeczności szuka obecnie alternatywnych, zrównoważonych rozwiązań energetycznych. Kraków również. Dlatego podjął się stworzenia efektywnego, zrównoważonego i partycypacyjnego systemu energetycznego, pozwalającego na ograniczenie negatywnych skutków kryzysu energetycznego. Inicjatywa przebiega w ramach Programu doradczego „Możliwości utworzenia społeczności energetycznych w Krakowie”.

– Przygotowanie i wdrożenie, po wprowadzeniu odpowiednich przepisów prawa, pilotażowego projektu społeczności energetycznej w Krakowie wraz zaproponowaniem terenów do jej założenia, analizą korzyści, kosztów i ograniczeń oraz przeprowadzeniem kampanii informacyjnej – tak brzmiała 13. Rekomendacja Krakowskiego Panelu Klimatycznego i to ona dała impuls do otwarcia Programu.

Rozpoczęto od cyklu warsztatów, zorganizowanych przez Urząd Miasta Krakowa, dotyczących społeczności energetycznych. Wzięli w nich udział przedstawiciele spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych, mieszkańcy, a także administratorzy budynków użyteczności publicznej.

A wymiernym efektem jest Raport „Krakowska energetyka obywatelska”, czyli swoisty przewodnik, skierowany do osób zainteresowanych aktywnym udziałem w procesie lokalnej transformacji energetycznej. Cenne wskazówki znajdzie w nim zarówno osoba fizyczna, jak i zarządca budynku wielolokalowego czy prezes lokalnej spółki, myślący o założeniu klastra energii. Dokument jest wynikiem szerokich konsultacji z przedstawicielami różnych grup interesariuszy: mieszkańców, zarządców spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych, zarządców obiektów lokalnej aktywności społecznej, a także spółek i jednostek komunalnych.

Wypracowane rozwiązania i modele społeczności energetycznych uwzględniają obowiązujące obecnie przepisy, mające zastosowanie na terenie miast, a równocześnie są dopasowane do zmian, które wkrótce wejdą w życie.

Dzięki udziałowi tak szerokiego grona interesariuszy wypracowane zostały rozwiązania oparte o model prosumenta zbiorowego, lokatorskiego i indywidualnego, klastra energii, a także najnowszy w polskim ustawodawstwie model społeczności energetycznej – obywatelską społeczność energetyczną. Jak utworzyć społeczność energetyczną w dostępnych modelach? Jak może działać klastr? Skąd pozyskać środki na sfinansowanie inwestycji? Na te pytania odpowiedziano w raporcie. Przedstawiono też analizy wybranych przypadków np. budynków wielorodzinnych czy żłobka (w tym analizy opłacalności dla wybranych parametrów i przy założeniu różnych scenariuszy zmian na rynkach energii). *Program jest realizowany w ramach projektu LIFE EKOMAŁOPOLSKA „Wdrażanie Regionalnego Planu Działań dla Klimatu i Energii dla województwa małopolskiego” i finansowany ze środków programu LIFE Unii Europejskiej oraz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, a także projektu ATELIER.*



© GOSIA ZMYŚLIWSKA

Cały raport

wraz z załącznikami,
stanowiącymi studia
konkretnych
przypadków można
pobrać tutaj:



FOTOWOLTAIKA

▼ GMINY

SŁONECZNA REWOLUCJA – ZNACZENIE DLA SAMORZĄDÓW

— Czy rozwój energetyki słonecznej oznacza dla samorządów tylko wpływ z podatków i prestiżowe zaangażowanie w transformację energetyczną? Niekoniecznie. Korzyści jest znacznie więcej. / **PATRYCJA RAPACKA**

M

onika Niemczyk, naczelnik Wydziału Zarządzania Energią w Urzędzie Miasta Żory, przewodnicząca Komisja ds. Lokalnej Polityki Energetycznej Śląskiego Związku Gmin i Powiatów, wyjaśnia, że obecnie rozwój energetyki słonecznej jest jednym z priorytetowych działań samorządów w obliczu kryzysu energetycznego.

– *Czas ten znacząco uświadomił społeczeństwu i zarządzającym miastami, jak istotny może być brak dostępu do surowców energetycznych. Rozwój energetyki OZE staje się jednym z najbardziej ekologicznych oraz ekonomicznych rozwiązań. Do najważniejszych korzyści wynikających z rozwijania energetyki słonecznej można zaliczyć m.in.: wzrost bezpieczeństwa energetycznego poprzez budowanie samowystarczalności energetycznej gmin, ograniczenie emisji zanieczyszczeń do środowiska, obniżenie kosztów energii w obiektach komunalnych oraz stabilizacja cen energii czy propagowanie proekologicznych zachowań wśród społeczności lokalnej* – wskazuje.

Samorządy inwestorami

W ocenie Niemczyk samorządy powinny przejąć rolę inwestorów tworzących swego rodzaju huby energetyczne.

– *Dla społeczeństwa oraz przedsiębiorców samorządy powinny być wzorem dążenia do samowystarczalności energetycznej oraz uniezależnienia od ogólnopolskich koncernów energetycznych i węgla. W przyszłości kluczowym zadaniem powinna być lokalna stabilizacja systemów energetycznych z wykorzystaniem energii pochodzącej z OZE* – wyjaśnia.

Dr Agnieszka Wójcik-Czerniawska ze Szkoły Głównej Handlowej wskazuje, że samorządy mogą działać w zakresie rozwoju PV w różnych formach. Mogą instalować PV na budynkach własnych. Jeśli są właścicielami przedsiębiorstw

komunalnych albo TBS-ów, mogą wpłynąć na zarządy, aby zainstalowały moduły PV. Samorządy już pełnią rolę pośredników w organizacji programów dotacyjnych na bazie funduszy krajowy czy unijnych.

– *Samorządy mogą być wzorem instalowania modułów PV na swoich budynkach i w podległych im podmiotach komunalnych, zachęcać do podobnej praktyki mieszkańców. Po drugie, powinny inicjować w gminach, gdzie jest to możliwe (wiejskich i miejsko-wiejskich) tworzenie spółdzielni energetycznych* – mówi Wójcik-Czerniakowska. Tu przykładem są m.in. Błonie, Serock i Stawiska.

Samorządy jako społeczności energetyczne

Dr Krzysztof Szczepaniak, dyrektor Centrum Zrównoważonego Rozwoju Uniwersytetu Gdańskiego, podkreśla, że samorządy mogą przyczynić się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych poprzez promowanie rozwoju i budowy instalacji PV w Polsce. Co ważne, rozwój fotowoltaiki generuje miejsca pracy na poziomie lokalnym m.in. w branżach związanych z projektowaniem, montażem i utrzymaniem instalacji fotowoltaicznych.

– *Rola samorządów może także wzrosnąć w obszarze rozwoju tzw. społeczności energetycznych. Rozwój tych społeczności, na wzór państw skandynawskich, ma ogromny potencjał i może przynieść wiele korzyści w Polsce* – dodaje. To droga, by lokalnie kontrolować produkcję i sprzedaż energii oraz wspierać demokratyzację sektora energetyki – tego rodzaju inicjatywy promują partycypację społeczną i uczestnictwo obywateli w procesach decyzyjnych związanych z bezpieczeństwem energetycznym.

Dr Szczepaniak wskazuje równocześnie, że należy rozważyć lokalne minusy rozwoju instalacji słonecznych, takie jak zmiany krajobrazu i sposobu zagospodarowania dużych połaci gruntów, także rolniczych. ①

Samorządy powinny przejąć rolę inwestorów tworząc huby energetyczne.

KSTAR w Krakowskim Parku Technologicznym rozwija skrzydła



© PRAWA ZASTRZEŻONE

— Energetyka, w tym odnawialne źródła energii to pole działań innowatorów na całym świecie. Co ma do zaoferowania na polskim rynku globalna firma KSTAR, od ponad 20 lat notowana na giełdzie w Shenzhen? Na te pytania odpowiadają **Ewa Urbaniec**, Marketing & Operation Manager CEE i **Robert Łasa**, Country Manager KSTAR Poland.

Czy wraz z doświadczeniem na rynku OZE rośnie apetyt na innowacje?

Ewa Urbaniec (EU): Oczywiście, bez innowacji nie ma rozwoju i patrząc na przykład KSTAR widzimy, że globalne firmy nie biorą się znikąd, buduje się je latami, z determinacją i zaangażowaniem wielu osób. Zawsze jednak konieczną determinantą rozwoju jest działalność badawczo-rozwojowa. Firma KSTAR działa na rynku już ponad trzy dekady (przedsiębiorstwo zostało założone w 1993 r.), posiada więc ogromne doświadczenie w branży technologicznej. Warto podkreślić jednak, że kładąc nacisk na innowacyjność produktów i dostarczanie zintegrowanych rozwiązań, firma koncentruje się również na swojej kulturze korporacyjnej oraz zagadnieniach ESG i CSR. Ulubionym mottem naszego założyciela i CEO Mr. Liu jest „Nigdy się nie poddawaj. Nigdy nie trać wiary. Pracujmy na rzecz lepszego świata”. Nasza siedziba – Krakowski Park Technologiczny, sprzyja tej idei.

Robert Łasa (RŁ): Mówiąc już o konkretnych rozwiązaniach technologicznych – KSTAR specjalizuje się w opracowywaniu rozwiązań z zakresu elektroenergetyki i energetyki. Wprowadza na rynek innowacje w obszarze instalacji PV, urządzeń typu UPS, modułowych i kontenerowych centrów danych oraz technologii magazynowania energii ESS. Warto również zauważyć, że wysoka jakość i niezawodność produktów KSTAR była wielokrotnie nagradzana na targach i kongresach. Np. w raporcie IHS Markit zajęła piąte miejsce w kategorii zasilaczy awaryjnych UPS oraz została sklasyfikowana w pierwszej dziesiątce producentów falowników na globalnym rynku.

Firma dynamicznie się rozwija i obecnie zatrudnia już ponad 4000 pracowników i posiada 18 filii na całym świecie. W produkty marki mogą natomiast zaopatrzyć się klienci z ponad 100 krajów.

Jaka oferta jest dostępna w Polsce?

RŁ: Dysponujemy pełną paletą naszych produktów w Polsce i regionie CEE. Zarówno poszczególne kraje Europy Środkowej i Wschodniej, jak i region jako całość, to dla nas przestrzeń ogromnych możliwości. Polska jako duży kraj z ogromną dynamiką wzrostu w obszarze energetyki słonecznej jest szczególnie ważnym

rynkiem. Dlatego właśnie tutaj Kstar zdecydował się otworzyć ważne centrum serwisowo-techniczno-handlowe na tą część Europy, które współtworzymy razem z Ewą. Ważnym elementem naszej oferty są magazyny energii, zarówno te przydomowe o modułowej konstrukcji, ale także przemysłowe akumulatory kontenerowe, które są dedykowane dla dużych przedsiębiorstw.

Dysponujemy również bogatą ofertą inwerterów. Dla odbiorców indywidualnych stworzyliśmy specjalną serię BluE, która obejmuje inwertery jednofazowe o mocy od 1 do 6 kW oraz trójfazowe od 3 do 25 kW i modułowe systemy magazynowania energii o pojemności do 40 kWh, a także komercyjne ESS KAC50DP/BC100DE o mocy 50 kW i pojemności baterii 100 kWh z możliwością rozbudowy do 4 MWh. Zaspokajają to potrzeby instalacji domowych oraz niewielkich instalacji komercyjnych. Mamy do czynienia z nową generacją inwerterów fotowoltaicznych, którą cechują takie parametry jak: wyższa wydajność, podwójny MPPT, zdalne sterowanie, gotowość VPP, stopień ochrony IP65, bateria CATL powstała w fabryce joint venture Kstar-CATL.

EU: Warto też podkreślić, że jesteśmy również wiodącym graczem w obszarze infrastruktury dla farm fotowoltaicznych. Produkujemy inwertery o dużych mocach (120-250 kW), które są przystosowane do działania w każdych warunkach, nawet w pobliżu naturalnych zbiorników wodnych. Obudowa stalowa, pokryta antykorozyjną warstwą, zapewniającą odporność klasy C5 oraz elementy wykonane ze stali nierdzewnej pozwalają służyć przez wiele lat w trudnych warunkach. O bezpieczeństwie i bezawaryjnym użytkowaniu farm fotowoltaicznych myślimy kompleksowo, dlatego Inwertery KSTAR posiadają zabezpieczenia SPD AC/DC typu II. Nasze inwertery posiadają wbudowaną funkcję monitoringu krzywej I-V, co pozwala monitorować pracę poszczególnych stringów.

RŁ: Myślimy kompleksowo i działamy kompleksowo. Zapewniamy pełny serwis oraz gwarancję na Europę oraz wsparcie techniczne naszych polskich inżynierów, również pracujących w Kstar Poland. Dla dystrybutorów posiadamy jasną i przejrzystą ofertę współpracy opartej na zasadach "Zdrowej Dystrybucji" którą obecnie jako jedyni na rynku oferujemy. Zapraszamy do współpracy.



KOLEKTORY

— Kolektory słoneczne z powodzeniem uzupełnią miks energetyczny ciepłowni czy wzmocnią niezależność energetyczną na poziomie lokalnym. *Status quo* przedstawia **Janusz Starościk**, prezes Stowarzyszenia Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych, SPIUG.

WYWIAD

RYNEK PRZECHODZI WSTRZĄSY, ALE ZAINTERESOWANIE KOLEKTORAMI ROŚNIE

TERAZ ŚRODOWISKO: Sprzedaż kolektorów w Polsce w 2022 r. wzrosła 14% r/r. Jak wygląda obecnie zainteresowanie tą technologią?

JANUSZ STAROŚCIK: Rzeczywiście, rok 2022 zamknęliśmy wzrostem 14%. Widać, że po załamaniu rynku o ponad 70% powoli dochodzimy do dawnych poziomów. Polski rekord to ok. 300 tys. m² sprzedanych kolektorów, dziś mamy ponad 200 tys. m². Sytuacja jednak nie jest różowa: po niewielkim, 1% wzroście w I kwartale, w II kwartale br. mamy 32 procentowe spadki. Zaszкодziła też wojna na Ukrainie – Rosjanie zniszczyli zakład produkujący szkło w Melitopolu, z której większość polskich producentów importowało materiał. Równocześnie, patrząc od strony klientów, zainteresowanie wzrasta, podobnie jak ilość zapytań o instalacje, ze względu na dążenie do niezależności energetycznej. Wysokie ceny energii elektrycznej i paliw powodują, że każda forma ograniczenia kosztów przygotowania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) czy ogrzewania zyskuje na znaczeniu.

TŚ: Czy obecnie wzrasta zainteresowanie wykorzystaniem kolektorów w budownictwie mieszkaniowym?

JS: Zdecydowanie tak. Najczęściej są to instalacje hybrydowe, np.: kolektor, pompa ciepła i kocioł gazowy lub biomasowy. W budownictwie wielorodzinnym widzimy na razie boom fotowoltaiczny pod wpływem ostatniego trendu ukierunkowanego na zwiększanie wykorzystania energii elektrycznej, choć zastosowanie kolektorów na szerszą skalę także byłoby możliwe. Warunkiem jest uprzednie zdefiniowanie budynku pod kątem korzystnej lokalizacji, skalkulowanie i zaprojektowanie instalacji, zapewnienie odbioru ciepła (lub magazynu) oraz automatyki, która pozwala na ekonomiczne wykorzystanie pozyskanego ciepła.

Interesujące są też zmiany w obszarze ciepła sieciowego. W Polsce powstaje wiele projektów, w których jako rozwiązanie zaproponowano kolektory i magazyny ciepła z innymi instalacjami (pompa ciepła,



© PRAWA ZASTRZEŻONE



© ABCDSTOCK - STOCKADORE.COM

wytwarzanie ciepła w kogeneracji), które wciąż oczekują na realizację. W związku ze zmianami prawnymi, m.in. dyrektywą o efektywności energetycznej, przedsiębiorstwa ciepłownicze dążą do efektywności energetycznej, ograniczenia kosztów wytwarzania energii i, co powiążane, zmniejszenia poziomu emisji CO₂. A kolektory, nawet jeśli pracują sezonowo, rzutują na poziom kosztów i redukcji emisji w skali całego roku.

TŚ: Dlaczego więc te projekty czekają „w szufladzie”?

JS: Tzw. PEC-e (przedsiębiorstwa energetyki ciepłej) napotykać szereg barier w rozwijaniu wykorzystania kolektorów słonecznych. Bariere stanowią obecnie obowiązujące archaiczne przepisy. Aby pójść do przodu, konieczne są zmiany w lokalnych planach zagospodarowania przestrzennego, które uwzględniałyby tego typu inwestycje, a obecnie obowiązujące procedury są problematyczne i czasochłonne. Nie pomaga brak zapisów prawnych o jakichkolwiek instalacjach OZE powyżej granicy 500 kW. Polskie prawo wciąż „nie widzi” kolektorów, co przy określeniu „panele słoneczne” powoduje, że myśli się je często z panelami fotowoltaicznymi. Dodatkowo, hamulcem może być uzyskanie pozwoleń na wycinkę drzew tam, gdzie powierzchnia na dachach jest niewystarczająca (na kilkunastu hektarach, bo o takich powierzchniach mowa, nawet nieużytków, skomplikowana jest procedura otrzymania KIP – karty informacyjnej przedsięwzięcia, która w zasadzie zawsze jest potrzebna i wymaga uzgodnień środowiskowych z różnymi instytucjami. To w zasadzie główne bariery, przed którymi staje PEC i w wielu przypadkach po prostu rezygnuje. Brakuje siły przebicia i rzetelnej informacji co do możliwości pozyskania i wykorzystania darmowego ciepła z promieniowania słonecznego. Do tego dochodzi brak jasnej polityki ze strony Ministerstwa Klimatu i Środowiska czy stałych programów Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Więcej
w wywiadzie online



w zakresie finansowania tego typu instalacji OZE w ciepłownictwie (z magazynem ciepła, czy bez). A szkoda, bo oddolnych inicjatyw w PEC-ach jest całkiem sporo w tym obszarze.

TŚ: Przywołajmy zatem przykład.

JS: Choćby elektrociepłownia w Opolu. W wyniku zastosowania kolektorów słonecznych projektant spodziewał się uzysku temperatury rzędu 2-3°C. Tymczasem wyniósł on ok. 10°C. To przekłada się na konkretne oszczędności przy zakupie paliwa potrzebnego do grzania wody.

TŚ: Jakie są średnie koszty instalacji kolektorów przemysłowych, a jakie domowych?

JS: Każda instalacja jest projektowana indywidualnie w zależności od lokalnych warunków i potrzeb, dlatego trudno, szczególnie teraz w okresie dynamicznych zmian cen produktów na rynku, podać wskaźnikowo poziom kosztów. W wypadku ciepła z kolektorów słonecznych, największą pozycją są koszty inwestycyjne. Koszty eksploatacyjne są bardzo niskie i wiążą się jedynie z okresową konserwacją i wymianą czynnika przenoszącego ciepło w instalacji. Samo pozyskiwanie ciepła nic nie kosztuje. Można orientacyjnie założyć, że wielkość jednostkowego kosztu inwestycyjnego dla okresu 2021-2025 (ceny netto roku 2021) wynoszą 3,11 tys. zł. Gwoli wyjaśnienia: jednostkowy koszt inwestycyjny oznacza wartość dokonywanych w ciągu jednego roku zakupów i zamówień na dobra i usługi związane z instalacją kolektorów słonecznych w przeliczeniu na 1 kW obsługiwanej mocy przy założeniu typowego użytkowania. Natomiast instalacje domowe, zależnie od wielkości, to koszt 20-40 tys. zł, licząc już z zasobnikiem ciepła i automatyką. Rozpiętość jest dość duża, bo zależy od efektu, który chcemy uzyskać. 15-20% pokrycia zapotrzebowania rocznego na energię to koszt

20-30 tys. zł, a 30% i więcej – zbliżamy się do 40 tys. zł przy obecnej sytuacji na rynku.

TŚ: Czy tegoroczna nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii, dotycząca m.in. energetyki obywatelskiej to szansa dla kolektorów?

JS: Myślę, że za mocno od dłuższego czasu promowane jest wykorzystanie energii elektrycznej, a także zarabianie na niej. Tymczasem trzeba patrzeć i na zaopatrzenie w ciepło i na sam element niezależności energetycznej. Przez pryzmat lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, kolektory są dobrym rozwiązaniem dla klastrów czy spółdzielni energetycznych. Tym efektywniejszym, im bardziej przemyślanym pod kątem odbioru i magazynowania uzyskanej energii. Dlatego wciąż brakuje jednolitego aktu prawnego jakim byłaby ustawa o ciepłe z OZE, która wytyczyłaby trendy do zazieleniania ciepła, zarówno indywidualnego, jak i sieciowego.

TŚ: Czy rosnące w Europie temperatury to sygnał do rozwoju rynku kolektorów?

JS: Ten sygnał już został odebrany, co widać po powrocie zainteresowania i renesansie wykorzystania kolektorów słonecznych w ogrzewnictwie w Europie, żeby zredukować zużycie paliw i energii elektrycznej na cele grzewcze. Jeżeli mamy w Europie okresowo nadmiar ciepła słonecznego, to logiczne jest, żeby je przynajmniej w części wykorzystać, a nie narzekać na jego nadmiar. Na pewno kluczowy przy projektowaniu instalacji kolektorów jest odbiór ciepła, tak aby zapobiegać przegrzewaniu się instalacji. To typowy błąd, którego daje się uniknąć, przy starannym doborze instalacji kolektorów słonecznych. Czyli przede wszystkim magazyn ciepła, także sezonowy, jakie się stosuje w tzw. domach słonecznych. Takich domów słonecznych jest w Europie ok. 4 tys. Według definicji, w domu słonecznym pokrycie zapotrzebowania na ciepło i c.w.u. przekracza 50%, w praktyce przeważnie wahając się w przedziale 75-95%. Osobiście oglądałem też biurowiec w Chemnitz w Niemczech, który osiągnął ten współczynnik na poziomie 97%. Wszystko jest możliwe, wymaga jednak sprawnego i kreatywnego projektanta-instalatora, ponieważ aby uzyskać pozytywny efekt musi być spełniony szereg warunków, począwszy od lokalizacji i zorientowania budynku na południe, poprzez odpowiednią architekturę, na prawidłowej instalacji kończąc. Szerokie wykorzystanie OZE wymaga zmiany sposobu myślenia ekspertów, projektantów i wszystkich, którzy mają wpływ na przyszłość ogrzewania. W wypadku OZE nie ma jednego uniwersalnego rozwiązania, które można zastosować wszędzie z takim samym efektem. Dlatego ważne jest wykorzystanie dostępnego miksu energetycznego i zamiast tworzyć ponownie sztuczną konkurencję między dostępnymi technologiami, sprawić, aby te technologie się nawzajem uzupełniały dając w finale efektywny energetycznie układ grzewczy, pozwalający na ograniczenie kosztów ogrzewania i emisji szkodliwych substancji do środowiska. ❶

KOLEKTORY

CASE STUDY

POWRÓT KOLEKTORÓW SŁO JAK WYGLĄDA W PR

— Nieco zapomniane w ostatnich latach kolektory słoneczne powoli wracają do łask. Polacy na nowo odkrywają zalety zielonego źródła ciepła, a programy realizowane na poziomie samorządowym pomagają im zdobyć potrzebne dofinansowanie. Inspirującego przykładu swoistego renesansu kolektorów dostarcza podkarpacka gmina Jasło. / **SZYMON MAJEWSKI**

W powszechnym odbiorze energetyka słoneczna jest kojarzona przede wszystkim z panelami fotowoltaicznymi. Ogromny rozkwit tej technologii, który w ostatnich latach dało się zaobserwować na terenie całego kraju, może przyćmić drugą istotną gałąź tego segmentu OZE, a więc kolektory słoneczne. Tymczasem po kilkuletniej przerwie, spowodowanej m.in. zakończeniem projektów gminnych opartych na poprzednim rozdaniu środków unijnych, nowe instalacje znowu pojawiają się w budownictwie mieszkaniowym, wspomagając tym samym zieloną transformację na poziomie lokalnym. Skierowane do mieszkańców programy dotacyjne, obejmujące montaż kolektorów, można odnaleźć w całej Polsce. Aby zobrazować ten trend, przyjrzelśmy się gminie Jasło, gdzie w ramach zakończonego w tym roku projektu zainstalowano 188 urządzeń.

Historyczny precedens

Po raz pierwszy energetyka słoneczna na większą skalę zagościła w Jasle i okolicach niemal dekadę temu, kiedy zrzeszający 22 gminy z województwa podkarpackiego i małopolskiego Związek Gmin Dorzecza Wisłoki zrealizował projekt „Instalacja systemów energii odnawialnej na budynkach użyteczności publicznej oraz domach prywatnych na terenie gmin należących do Związku Gmin Dorzecza Wisłoki” o wartości 94,6 mln zł z 75% dofinansowaniem szwajcarskiego programu współpracy z nowymi krajami członkowskimi UE.

W latach 2014-2016 na obszarze 20 gmin wykonano łącznie 8405 instalacji OZE, w tym kolektorów słonecznych na ok. 8250 budynkach prywatnych oraz 103 budynkach użyteczności publicznej, w tym, w szpitalu w Jaśle.

– *To właśnie inicjatywa Związku Gmin Dorzecza Wisłoki rozstawiła w naszej gminie kolektory słoneczne, których zainstalowano wtedy 599 – w rozmowie z Teraz Środowisko opowiada starsza inspektor na samodzielnym stanowisku ds. pozyskiwania funduszy zewnętrznych i kontroli w gminie Jasło, Karolina Misiewicz. – Mieszkańcy przekonali się o ich zaletach i tym, jak łatwo można je wykorzystać np. do podgrzewania wody. Sukces przedsięwzięcia sprawił, że pojawiło się wielu kolejnych chętnych. Wyszliśmy naprzeciw ich potrzebom, podejmując projekt „Montaż mikroinstalacji odnawialnych źródeł energii dla mieszkańców na terenie gminy Jasło” – dodaje.*

Gmina Jasło przystępuje do działania

Projekt, o którym mówi nasza rozmówczyni, objął inwestycje o łącznej wartości 14 360 609 zł i był współfinansowany ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Podkarpackiego na lata 2014-2020. Realizacją zajęła się firma Flexipower Group Sp. z o.o.

– *Wniosek do urzędu marszałkowskiego złożyliśmy w 2017 r. – kontynuuje Karolina Misiewicz – a w marcu 2021 r. zawarliśmy umowę. Do maja trwał nabór, z kolei*

ONECZNYCH RAKTYCE?

realizacja instalacji miała miejsce w latach 2022–23, ostatecznie kończąc się 31 marca br. – uzupełnia. W ramach projektu w gminie zrealizowano łącznie 664 instalacje OZE, w tym 188 instalacji kolektorów słonecznych za kwotę 3 012 785 zł. Ich łączna moc wynosi 854 kW. Jak mówi Misiewicz, możliwość skorzystania z oferowanych środków finansowych spotkała się dużym zainteresowaniem, któremu z pewnością sprzyjały pozytywne doświadczenia z wcześniejszego projektu Związku Gmin Dorzecza Wisłoki.

– Kiedy realizowano projekt szwajcarski, część osób mogła się jeszcze wahać, ale ostatecznie zadziałał marketing szeptany. Ludzie przekazywali sobie informacje o tym, że kolektory słoneczne to dobre i przydatne rozwiązanie – relacjonuje Misiewicz. – Dlatego ci, którzy nie zaapali się wtedy, chcieli wziąć udział w kolejnej inicjatywie. Niektórzy wpisali się na listę oczekujących już w 2017 r. – dodaje.

Z punktu widzenia gospodarstw domowych kolektory słoneczne oznaczają duży komfort użytkownika – zupełnie nieporównywalny z ogrzewaniem wody piecem węglowym. Karolina Misiewicz zauważa, że dzięki zastosowaniu tej technologii mieszkańcy nie musieli palić w piecach, aby mieć ciepłą wodę.

– W projekcie wzięły również udział osoby posiadające kotły gazowe, dla których kolektory okazały się wygodnym uzupełnieniem, obniżającym koszty – mówi nasza rozmówczyni. O ile? Dokładna wysokość kwoty wkładu własnego po stronie mieszkańca zależała m.in. od tego, czy kolektor miał znaleźć się na budynku mieszkalnym, czy na gruncie. W pierwszym

przypadku byłby bowiem obłożony stawką 8% podatku VAT, w drugim natomiast 23%. Znaczenie miała również posiadana moc. Karolina Misiewicz przytacza dokładne liczby:

– Dla 74 zrealizowanych instalacji o mocy 3 kW koszt całkowity wyniósł 14 439 zł z 5414 zł wkładu mieszkańca. Pojedyncza instalacja o mocy 4,5 kW (zrealizowano ich 105) kosztowała 16 782 zł z 6292 zł po stronie mieszkańca. Z kolei dla najmniej licznych dziewięciu instalacji o największej mocy 6 kW, całkowity pojedynczy koszt to 18 541 zł z 6952 zł wkładu mieszkańca – relacjonuje inspektor.

To nie koniec?

Poniesiony wydatek zwraca się w postaci oszczędności na innych źródłach ciepła, takich jak węgiel czy gaz, a urządzenia są objęte siedmioletnią gwarancją. Karolina Misiewicz przewiduje dalsze zapotrzebowanie na rozwój jasielskiej energetyki odnawialnej, w tym kolektorów słonecznych. Oznaki widać już dziś.

– Wszystkie złożone wnioski rozpatrzyliśmy pozytywnie – opowiada specjalistka – a teraz pojawiają się pytania o kontynuację. Zwłaszcza w okresie letnim, kiedy jest dużo słońca, ludzie dostrzegają wyraźne korzyści wynikające z zastosowania tej technologii. Czekamy na kolejną okazję do pozyskania środków – mówi. Przypadek boomu na kolektory w gminie Jasło, zarówno kilka lat temu, jak i w ostatnim okresie pokazuje, że ta forma energetyki słonecznej ma przed sobą obiecującą przyszłość. ❶

KOLEKTORY

DEKARBONIZACJA

KOLEKTORY

W CIEPŁOWNICTWIE

— Instalacja kolektorów słonecznych może być jedną ze ścieżek dekarbonizacji lokalnych ciepłowni. Trwają inwestycje w tym obszarze. / MARTA WIERZBOWSKA-KUJDA

Ciepłownictwo, bazujące w niemal w 70% na węglu, szuka sposobów na dekarbonizację.

– Przewidywano, że ciepłownictwo będzie „zazieleniane” głównie przez geotermię i biomasę oraz biogaz. Ten ostatni może być małym dodatkiem, ponieważ nie każda lokalizacja pozwala na jego budowę. Geotermia głęboka to równie rzadka możliwość, zarówno jeśli chodzi o możliwe lokalizacje, jak i koszty (obecnie to najdroższe rozwiązanie). Za to każda ciepłownia może jednak stosować energię słoneczną, na dachach lub gruncie – mówi Grzegorz Wiśniewski, prezes IEO.

– Każda ciepłownia może na początek dodać 1–2 MW w kolektorach słonecznych na własnym terenie i kilkanaście na terenach przyległych przemysłowych lub nieużytkach. Wyzwaniem jest na pewno przestrzeń, ale tereny przyległe do ciepłowni często są własnością gminy i warto wykorzystać ten potencjał. Do tego duży sens ma zaplanowanie sezonowego magazynu ciepła. Ciepłownia o zapotrzebowaniu 20 MWh rocznie może pokryć tylko dzięki energii słonecznej aż 30% potrzeb wykorzystując 10 ha terenów pod fotowoltaikę lub tylko 3,3 ha pod kolektory słoneczne, a sezonowy magazyn ciepła dla takiej ciepłowni można zbudować na 0,5 ha gruntu – wskazuje.

Unikat w skali kraju

Kolektory słoneczne wykorzysta m.in. system ciepłowniczy w Lidzbarku Warmińskim. Dobia tam końca budowa tzw. Demonstratora Technologii, realizowanego w ramach ogłoszonego przez NCBR przedsięwzięcia „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE”. W inicjatywę zaangażowana jest Veolia Term i Euros Energy. Cel jest ambitny – wykorzystanie ponad 90% energii z OZE, bez spalania biomasy.

– Zastosowano rozwiązanie wielostopniowego magazynowania ciepła oraz wykorzystano modułowe zestawy pomp ciepła, umożliwiające optymalizację pracy systemu dla zmieniającego się zapotrzebowania. W celu ułatwienia replikacji koncepcji zastosowano rozwiązania minimalizujące wykorzystanie powierzchni, tj. gruntowe wymienniki ciepła umiejscowiono bezpośrednio pod basenem wodnym, maszynownią pomp ciepła oraz kolektorami słonecznymi i kolektorami

PVT – komentuje Biuro Prasowe NCBR. Jak dodaje, rozwiązanie może być źródłem centralnym dla systemu ciepłowniczego lub zasilać wydzielony fragment sieci, a jego elementy mogą pracować w rozproszeniu, co ułatwia dostosowanie do topologii i własności terenu w danej lokalizacji. Co wyróżnia inicjatywę?

– W projekcie został zastosowany innowacyjny trójstopniowy system magazynowania ciepła składający się z magazynu krótkoterminowego (bufora), niskotemperaturowego magazynu gruntowego (BTES), oraz sezonowego magazynu ciepła (PTES). Sezonowy magazyn ciepła budowany w ramach naszego projektu jest pierwszą tego typu instalacją w Polsce. Ma on pojemność 15 tys. m³, a temperatura pracy magazynu zawiera się w przedziale od 7 do 67°C. Ciepło gromadzone w magazynie nie jest wykorzystywane do bezpośredniego zasilania sieci ciepłowniczej, lecz jako dolne źródła dla pomp ciepła – odpisuje nam Biuro Prasowe NCBR.

Duży sens ma zaplanowanie sezonowego magazynu ciepła.

Ciepłownie zainteresowane kolektorami

W ramach tego samego programu NCBR, nad „elektrociepłownią przyszłości” pracował IEO wraz Rafako Investment. Raport, w którym zawarto dobre praktyki w planowaniu dekarbonizacji, odwołuje się do PEC w Końskich. Podkreślono tam, że kolektory są technologią skalowalną, co pozwala na mitygację ryzyka technologicznego i obniżenie kosztów.

– Skalawalność koncepcji jest też sposobem ew. mitygacji ryzyka technologicznego i szansą na obniżenie kosztów (tzw. ekonomia skali). Możliwe jest bowiem dodanie dodatkowych pól kolektorów słonecznych, które są technologią skalowalną. PEC Końskie dysponuje wystarczającym terenem, który pozwala na ew. skalawalność powierzchni kolektorów słonecznych. W efekcie zapewnia udział ciepła z OZE w ilości wynoszącej co najmniej 80% całkowitego zapotrzebowania na ciepło. Planowana realizacja Demonstratora może być „skokiem” PEC Końskie do tzw. III generacji systemów ciepłowniczych już w 2025 r. (w przypadku zrealizowania Demonstratora) i przygotowaniem do przejścia w całości (skalawalność proponowanego rozwiązania) do IV generacji opartej całkowicie na OZE – czytamy w raporcie. Co istotne, spośród ankietowanych przez IEO przedsiębiorstw ciepłowniczych 35% wyraziło zainteresowanie technologią kolektorów słonecznych. **11**

Produkcja na żądanie – optymalizacja projektów PV



© PRAWA ZASTRZEŻONE

— Farmy przemysłowe o mocy od 1 MWp to projekty szyte na miarę, realizowane według indywidualnego zamówienia. Jak wygląda od kuchni proces produkcji konstrukcji wsporczych pod systemy PV, wyjaśnia **Marek Wiśniewski**, Dyrektor Zarządzający Budmat Inwestycje / Systemy PV.

Jak wygląda przyszłość energetyki słonecznej w Polsce z punktu widzenia producenta konstrukcji wsporczych do systemów PV?

Marek Wiśniewski (MW): Perspektywy rozwoju projektów słonecznych o mocy 1 MW i większych w Polsce są stabilne, ale tylko w perspektywie najbliższych 2-3 lat. Instalacji na skalę przemysłową, posadowionych na gruncie będzie się budować ok. 2,0-2,5 GW rocznie - na tyle projektów pozwalają przyznane warunki przyłączeniowe. Jeśli nic nie zmieni się w obszarze modernizacji sieci i regulacji prawnych odnośnie rozbudowy sieci elektro-energetycznej, cable sharingu i magazynowania energii, rozwój tego segmentu OZE zostanie zahamowany.

Moce produkcyjne konstrukcji wsporczych w naszej firmie już dziś osiągają 2 GWp rocznie, więc jesteśmy w stanie zaspokoić praktycznie całe krajowe zapotrzebowanie. Jako Budmat Systemy PV wyspecjalizowaliśmy się w produkcji konstrukcji gruntowych dedykowanych dla projektów wielkoskalowych. Nasze przykładowe, zrealizowane projekty to Kleczew 193 MWp czy Bielice 80 MWp, aktualnie w realizacji mamy również m.in. projekty o mocach 100 MWp, 30 MWp, czy 28MWp.

W ubiegłym roku podjęliśmy strategiczną decyzję o ekspansji na nowe rynki (Niemcy, kraje bałtyckie oraz południe Europy środkowej – w szczególności Rumunia i Bułgaria). Eksport w najbliższych latach pozwoli zwiększyć nasze roczne obroty nawet 2-3 krotnie.

Dlaczego budujecie nową fabrykę w Płocku?

MW: Tak, to kluczowy element realizacji naszej strategii rozwoju. Nowa fabryka ma pod dachem powierzchnię 40 tys. m² i jest to największy tego typu obiekt produkujący konstrukcje PV w Polsce i jeden z największych w Europie. Stalowe kręgi blachy kupujemy bezpośrednio od producenta, w europejskich hutach Arcelor-Mittal, dla którego, wraz z Budmat Steel jesteśmy jednym z największych odbiorców stali w Polsce (w Grupie Budmat przerabiamy ponad 400 tys. ton stali na rok!). Zakład zostanie wyposażony

w automatyczny magazyn stali w kręgach o pojemności 50 tys. ton, nową, w pełni zautomatyzowaną linię do cięcia wzdłużnego, na której stal jest cięta na pasy, a następnie w kolejnym etapie produkcji, na automatycznych liniach produkcyjnych wykrawana i profilowana, z których to elementów finalnie powstają konstrukcje wsporcze do paneli PV. Dodatkowo, obok zakładu powstaje baza logistyczna Budmat Transport dysponująca 300 ciężarówkami z naczepami (dostarczamy produkt do klienta bezpośrednio na plac budowy).

Działamy kompleksowo, oferujemy doradztwo techniczne już od etapu ofertowania, szkolenie ekip wykonujących montaż konstrukcji oraz opcjonalnie możliwość przeprowadzenia odbioru technicznego konstrukcji po montażu. Jesteśmy w stanie błyskawicznie i w dużych ilościach dostarczać najwyższej jakości stalowe konstrukcje z powłoką z Magnelis® nawet na największe projekty.

Oprócz tego mamy drugą linię produkcyjną konstrukcji gruntowych, tzw. uniwersalnych, standardowych konstrukcji dostosowanych pod pewien zakres modułów PV. Dostępne są w naszym magazynie od ręki, a klient otrzymuje w jednej paczce wszystkie elementy potrzebne do zmontowania konstrukcji, czyli profile, elementy złączne, klemy, instrukcję montażu oraz kartę gwarancyjną.

Jak wygląda produkcja konstrukcji wsporczych dla wielkoskalowych projektów?

MW: Farmy przemysłowe o mocy od 1 MWp to projekty szyte na miarę, realizowane wg indywidualnego zamówienia. Zaczynamy od analizy założeń przedstawionych w zapytaniu projektowym i rozmów z klientami, przygotowujemy koncepcję rozwiązania, wykonujemy obliczenia statyczne, również z uwzględnieniem tunelu aerodynamicznego, a po akceptacji klienta projekt konstrukcji. Po podpisaniu umowy rozpoczynamy realizację zaczynając od przygotowania niezbędnej dokumentacji wykonawczej i produkcyjnej (również niezbędnej do projektu budowlanego). Ustalamy z klientem harmonogram realizacji, rozpoczynamy produkcję, a następnie dostawę.

Więcej

w wywiadzie
online:



Wirtualny

spacer, zobacz
tutaj:



www.systemypv.budmat.com


Budmat.

ODDZIAŁYWANIE

STRATEGIA

POLSKA POTRZEBUJE

STRATEGII
SŁONECZNEJ

— Polska jest jednym z liderów europejskich w rozwoju energetyki słonecznej. Aby utrzymać ekspansję i osiągnąć cele OZE, potrzebna jest strategia dla energetyki słonecznej. / **PATRYCJA RAPACKA**

M

oc zainstalowana w polskiej fotowoltaice przekroczyła poziom 14 GW pod koniec czerwca 2023 r. (ARE). W ten sposób staliśmy się jednym z liderów rozwoju sektora, zdominowanego przez rynek mikroinstalacji fotowoltaicznych (ok. 10 GW). Coraz częściej w energetycznym krajobrazie Polski widać farmy PV. Zgodnie z przewidywaniami ekspertów w najbliższych latach duże instalacje PV będą zwiększać swój udział w rynku. Sektor osiągnął już cel na 2030 r. wyznaczony w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040). Do czerwca br. trwały prekonsultacje scenariusza aktualizacji PEP2040 oraz Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu, który zakłada przyrost mocy PV do ok. 27 GW w 2030 r. i aż 45 GW w 2040 r. Instalacje prosumenckie PV mogą osiągnąć moc ok. 21,6 GW przy liczbie prosumentów niemal 3 mln w 2040 r.

Strategie wyznaczają cele w UE

Polska jest niewątpliwie jednym z filarów rozwoju potencjału słonecznego w UE. A, jak informuje KE, w 2020 r. 5% całej energii elektrycznej wytworzonej w UE pochodziło z fotowoltaiki. W 2022 r. UE przedstawiła strategię solarną, jako element planu REPowerEU, który ma położyć kres uzależnieniu od rosyjskich paliw kopalnych. Cel to zainstalowanie ponad 320

GW w fotowoltaice do 2025 r. oraz 600 GW do 2030 r. Jego realizacja wymaga budowy łańcuchów dostaw niezależnych od dominujących dotąd kierunków (np. Chin) oraz europejskiego potencjału produkcyjnego. To z kolei odzwierciedla Plan Przemysłowy Europejskiego Zielonego Ładu służący wzmocnieniu europejskiego przemysłu związanego z zielonymi technologiami.

Strategie dla energetyki słonecznej są też wdrażane na poziomach krajowych. Niemcy, jako jeden z kluczowych rynków energetyki słonecznej (ok. 60 GW w 2022 r.), ogłosiły w 2023 r. strategię przyspieszenia rozwoju fotowoltaiki, która zakłada osiągnięcie 215 GW do 2030 r. Dokument proponuje m.in. dynamiczny rozwój parkingowych systemów PV, fotowoltaiki balkonowej oraz agrofotowoltaiki, ułatwienie montażu systemów PV na dachach, usprawnienie przyłączenia do sieci czy wzmocnienie lokalnych producentów komponentów słonecznych.

Co z Polską?

Marianna Sobkiewicz, analityczka WiseEuropa, wskazuje, że w teorii taka strategia miałaby rację bytu, lecz w praktyce polski rząd działa nieco opieszale w tego typu zadaniach.

– Nadal nie opublikowano wymaganej rozporządzeniem unijnym długoterminowej strategii czy aktualizacji

NEJ

Cel KE to

320 GW

w fotowoltaice do 2025 r.
oraz 600 GW do 2030 r.

PEP2040 – kluczowej dla dalszej transformacji energetyki. Wobec tego nawet gdyby zdecydowano o stworzeniu strategii dla energetyki słonecznej, długo mogłaby ona nie ujrzeć światła dziennego. Należałoby się również zastanowić, kto ową strategię by tworzył – wyjaśnia.

W jej ocenie wskazane byłoby zaangażowanie organizacji eksperckich oraz firm i instytucji zarówno z sektora energetycznego, jak i reprezentujących polski przemysł fotowoltaiczny. Strategię dla rozwoju mocy wytwórczych oraz powiązane z nią polityki, a także mechanizmy wsparcia powinny być zostać wpisane w PEP2040 i KPEiK – osobna strategia nie byłaby niezbędna, a mogłaby nawet wprowadzić zbędny chaos. Kluczowe jest niezależnienie od importu modułów PV spoza UE.

– Uśredniony udział Chin we wszystkich etapach produkcji paneli w 2021 r. przekroczył 80%. By zagwarantować dalszy wzrost udziału energii słonecznej w miksie przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, najistotniejszy będzie rozwój technologii i możliwości produkcyjnych na terenie UE – co wspierać ma ogłoszony w tym roku Net-Zero Industry Act. Gdyby miała powstać strategia

dla polskiej energetyki słonecznej, kluczowe byłoby zawarcie w niej strategii dla rozwoju produkcji paneli PV w kraju – dodaje.

Strategia leworem dekarbonizacji

Zofia Wetmańska, wiceprezesa Instytutu Reform zauważa, że potrzebę strategii pokazują wydarzenia na rynku PV w ostatnich latach. W jej ocenie zmiany w systemach dopłat do OZE nie powinny być wprowadzane w sposób chaotyczny. Tylko stabilne otoczenie regulacyjno-inwestycyjne zwiększy zaangażowanie inwestorów.

– Przy braku strategii sektorowej, wpisanej w szerszą logikę transformacji do neutralności klimatycznej oraz elektryfikacji gospodarki, a w związku z tym, przy nieprzewidywalnych zmianach w podejściu do zasad udziału OZE w rynku, właściwie niemożliwe jest przyspieszenie dekarbonizacji w Polsce – dodaje.

Strategia sektorowa miałaby w tej sytuacji służyć jako drogowskaz inwestycyjny, dzięki któremu zarówno inwestorzy, jak i dostawcy technologii mieliby czas by przygotować się na wzrost popytu na instalacje PV. **ⓘ**

„Przy braku strategii sektorowej niemożliwe jest przyspieszenie dekarbonizacji w Polsce”.

ODDZIAŁYWANIE

PRZESTRZEŃ

W POGONI ZA GRUNTAMI

— Ekspansja energetyki słonecznej przebiega nie tylko na gruncie. Technologie PV pozwalają zagospodarować praktycznie każdą powierzchnię. / **PATRYCJA RAPACKA**

Na koniec 2022 r. światowa moc fotowoltaiki (PV) osiągnęła poziom 1,2 TW. Zgodnie z prognozami Międzynarodowej Agencji Energetyki (IEA), do 2027 r. moc zainstalowana

PV przewyższy moc zainstalowaną w elektrowniach węglowych, stając się największym technicznie źródłem energii na świecie. Zgodnie z prognozami moc PV wzrośnie o 1,5 TW do 2027 r. Do osiągnięcia celu neutralności klimatycznej potrzeba znacznie więcej instalacji, ale to oznacza wzrost zapotrzebowania na grunty i inne powierzchnie pod swobodny montaż modułów PV i kolektorów słonecznych. Jak wskazuje ośrodek McKinsey¹, elektrownie PV i wiatrowe na skalę przemysłową wymagają co najmniej dziesięciokrotnie więcej miejsca na jednostkę mocy niż elektrownie opalane węglem lub gazem ziemnym, wliczając w to grunty wykorzystywane do produkcji i transportu paliw kopalnych.

Jedna z barier rozwoju PV

Ograniczona przestrzeń wskazywana jest przez wielu ekspertów jako jedna z barier rozwoju PV w skali globalnej, a także w Polsce. Wybranie odpowiedniego gruntu jest uwarunkowane kilkoma czynnikami, do których zalicza się regulacje w zakresie udostępnienia gruntu, możliwość przyłączenia do systemu elektroenergetycznego, nasłonecznienie, wartość rolnicza, społeczna akceptacja czy sąsiedztwo chronionych ekosystemów. Ponadto, kluczowa jest cena danej działki. Zainteresowanie po stronie wielu branż przełożyło się na stały wzrost

cen nieruchomości (nawet o 10% rocznie) w ciągu ostatniej dekady. Mimo że większość projektów OZE obejmuje umowy dzierżawy, a nie sprzedaży gruntów, transakcje i tak są uzależnione od cen gruntów (McKinsey).

Farmy słoneczne są już na tyle powszechne, że stały się naturalnym elementem transformującego się społeczeństwa i krajobrazu. Ekspert wskazuje, że w niedalekiej przyszłości będzie można spotkać się z niedoborem gruntów. Zapotrzebowanie na PV będzie rodzić wyzwania w zakresie planowania przestrzennego. Dr inż. Karol Pawlak z Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej nie ma wątpliwości, że dalszy rozwój energetyki słonecznej będzie nie lada wyzwaniem.

– *Jak dotąd mieliśmy do czynienia z planowaniem lokalizacji OZE w modelu ad hoc, inwestor zdobywał tytuł prawny do nieruchomości i rozpoczynał starania o zmianę przeznaczenia gruntu w MPZP lub pozyskanie tzw. WZ-tki. Racjonalnym podejściem byłoby wcześniejsze planowanie na jakich terenach i w jakich lokalizacjach można na terenie danej gminy lokalizować OZE, a następnie poszukiwać inwestorów, którzy byliby zainteresowani inwestycjami w danym miejscu. Pozwoliłoby to uniknąć wielu komplikacji w postaci braku akceptacji lokalnych społeczności lub kwestii środowiskowych* – wskazuje.

Dodaje, że PV oferuje olbrzymie możliwości rozwoju w miastach.

– *Duże miasta, gdzie nieruchomości są bardzo drogie i trudno dostępne dla fotowoltaiki gruntowej, raczej będą rozwijać możliwości lokalizacji źródeł na dachach i elewacjach. Będziemy także zastępować tradycyjne*

TEM

szkło szybami fotowoltaicznymi. Nieco inaczej wygląda sytuacja w małych i średnich miastach oraz na wsiach, gdzie tereny są zdecydowanie bardziej dostępne. Tam rozwój fotowoltaiki na terenach nieatrakcyjnych rolniczo daje możliwość generacji energii, która może w bardzo prosty sposób być dostarczona do odbiorców w miastach. Dodatkowo instalacje gruntowe nie zakłócają harmonii architektonicznej w zabytkowych częściach miast – dodaje.

Kilka odpowiedzi

Fotowoltaika słynie ze znacznych postępów technologicznych, dlatego na problem ograniczonego do niej dostępu jest kilka recept. Po pierwsze, jednym z trendów jest agrofotowoltaika, pozwalająca na wykorzystanie gruntu zarówno do produkcji energii, jak i pod uprawy roślin czy do hodowli zwierząt. Wówczas ograniczone jest ryzyko wykluczenia dużych obszarów z użytkowania. Kilkuwymiarowe zagospodarowanie obszarów lądowych pozwala na ograniczenie konkurencji pomiędzy energetyką a np. rolnictwem, przemysłem, infrastrukturą mieszkaniową czy ochroną środowiska.

Kolejnym rozwiązaniem jest wykorzystanie już dostępnych powierzchni np. dachów o dużej powierzchni. Dachowa fotowoltaika jest już

powszechna, ale wśród gospodarstw domowych. Duże magazyny czy parkingi dysponują tu jeszcze znaczną powierzchnią. Ograniczeniem jest nośność dachu – duży system PV może być obciążeniem dla konstrukcji. Dlatego w nowym budownictwie zaleca się uwzględnienie instalacji OZE oraz rozwój lekkich konstrukcji wsporczych oraz modułów PV.

– Fotowoltaika będzie zmierzać w kierunku instalacji wielkopowierzchniowych o znacznej mocy, wyposażonych w magazyny energii i funkcjonować będzie w sposób zbliżony do znanej nam energetyki konwencjonalnej, ale ze zdecydowanie mniejszym wpływem na środowisko naturalne – dodaje dr Pawlak.

Trzecie rozwiązanie to rozwój systemów PV wbudowanych w duże powierzchnie infrastruktury np. okna, fasady budynków, ekrany akustyczne czy biurowce. Tu mogą pomóc takie rozwiązania jak perowskity czy przeszklenie z wbudowanymi ogniwoami PV, np. w postaci kropek kwantowych. Innym kierunkiem jest pływająca fotowoltaika, która mogłaby częściowo ograniczyć presję popytową na lądzie. Nie bez znaczenia jest też zwiększenie wydajności istniejących modułów PV i zainstalowanie ich ponownie w miejscu istniejących systemów PV.

To pozwoliłoby na uzyskanie większych wskaźników produkcji na zagospodarowanych już powierzchniach.

①

NAWET
10%
rocznie rosną ceny
nieruchomości



Czytaj również:

„Reforma planowania przestrzennego z podpisem Prezydenta”



1/ <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/renewable-energy-development-in-a-net-zero-world-land-permits-and-grids>

ODDZIAŁYWANIE

RECYKLING

TRWAJĄ BADAANIA

NAD RECYKLINGIEM PANELI

— Wobec słonecznego pospolitego ruszenia, wyzwaniem, które czai się za rogiem, będzie utylizacja paneli słonecznych. / MARTA WIERZBOWSKA-KUJDA

Strumień tych odpadów wzrośnie dopiero w perspektywie dwóch dekad, ale już dziś powstają odpady z produkcji czy montażu paneli. Z informacji, do których dotarła redakcja, wynika, że działają przynajmniej trzy zakłady na terenie Polski przetwarzające zużyte panele (dwa na terenie woj. mazowieckiego, jeden w woj. kujawsko-pomorskim). Zajmują się one recyklingiem paneli przy okazji przeróbki innych odpadów. Jeden z nich buduje prototypową linię dedykowaną recyklingowi paneli PV.

Odzyskać krzem

Obecnie trwają prace badawczo-wdrożeniowe nad recyklingiem paneli PV w kilku ośrodkach naukowych. Zależnie od metod, poziom recyklingu surowców z paneli przekracza 90%.

– Ramy aluminiowe, elementy stalowe i tworzywa sztuczne poddaje się recyklingowi przez uplastycznienie. *Dziś największym wyzwaniem w recyklingu paneli fotowoltaicznych jest odzysk krzemu i innych składników warstwy aktywnej* – mówi nam dr inż. Ewa Zawadzka, kierownik grupy badawczej materiałów kompozytowych i recyklingu w Łukasiewiczu – IEL, jednym z Instytutów Sieci Badawczej Łukasiewicz. Grupa zajmuje się recyklingiem czysto mechanicznym.

– *Staramy się opracowywać metody uniwersalne dla wszystkich odpadów wielokomponentowych i kompozytowych z energetyki i źródeł odnawialnych. Celem jest jedna metoda nieangażująca środków chemicznych. Ze względów środowiskowych przyjmujemy, że szara woda odpadowa może być zanieczyszczona przez pyły pochodzące z surowca odpadowego, ale nie przez dodatkowe czynniki chemiczne* – podkreśla. Ośrodek zaczął pracę od kompozytów turbin wiatrowych, przez łopaty, aż po panele PV.

– *Skupiamy się na płycie szklanej z warstwami aktywnymi, które pozwalają wytwarzać energię. Staramy się rozdrobnić surowiec odpadowy do poziomu wielkości cząstek*

mikronowych, do czego stosuje się kilkuetapową obróbkę mechaniczną i rozdział fluidyzacyjny bądź flotacyjny. Na podstawie różnic w masie cząstek oddzielamy warstwy lżejsze od pozostałych, które nie zawierają krzemu. Dzięki temu docelowy recyklat jest wzbogacony w krzem względem statystycznego składu panelu PV. Otrzymane cząstki są z każdej strony „otwarte”, czyli gotowe na obróbkę chemiczną w różnych zastosowaniach – wyjaśnia. Takie podejście, ukierunkowane na konkretną (optymalną) wielkość ziaren recyklatu jest, zdaniem badaczki, unikatowe na skalę polską i europejską. Jak się okazuje, technologia w przyszłości będzie mogła mieć także zastosowanie w recyklingu kolektorów słonecznych.

– *Jeżeli opracujemy metodę mechaniczną do recyklingu paneli, z dużym przybliżeniem będzie można ją przenieść na solary* – zapowiada dr inż. Zawadzka.

Wyciąg trwa

Badania trwają też na Politechnice Gdańskiej i Politechnice Śląskiej. Z kolei Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie podpisała w 2022 r. porozumienie o współpracy z firmą 2loop Tech S.A. Spółka w komentarzu dla Teraz Środowisko wskazuje, że kluczowy jest odzysk srebra, krzemu i miedzi. – *W 2022 r. skoncentrowaliśmy się na laboratoryjnym procesie odzyskiwania tych materiałów, a obecnie przygotowujemy się do wdrożenia naszych metod w skali przemysłowej. Aktualnie czekamy na decyzję środowiskową oraz prowadzimy działania mające na celu pozyskanie środków na zakup linii do pierwszego etapu mechanicznej rozbiórki PV* – podaje. Jak się dowiadujemy, etap ten pozwoli na odzyskanie szkła i aluminium oraz dalsze badania w skali przemysłowej nad procesem odzyskania srebra, krzemu i miedzi.

Warto dodać, że rozwój infrastruktury recyklingu modułów fotowoltaicznych to jeden z kierunków wyznaczonych w Krajowym Planie Gospodarki Odpadami 2028, a masa wprowadzanych i zbieranych odpadów będzie jednym ze wskaźników jego realizacji. 10

„Dziś największym wyzwaniem w recyklingu paneli fotowoltaicznych jest odzysk krzemu i innych składników warstwy aktywnej”.

Zarządzanie inwestycją PV to maraton, a nie sprint



© PRAWA ZASTRZEŻONE

— Zaawansowana analityka, nowoczesne narzędzia i wysoko wykwalifikowany zespół wpływa na jakość wykonywanych prac w obszarze O&M i ma przełożenie na zyskowność instalacji, o czym w rozmowie z **Jarosławem Żelewskim**, Dyrektorem Operacyjnym w Nomad Electric.

Jaka jest rola usług O&M farm fotowoltaicznych?

Jarosław Żelewski (JŻ): Rola usług O&M (ang. *Operations & Maintenance*) jest kluczowa, aby utrzymać efektywną produkcję energii i zapewnić maksymalizację wartości inwestycji solarnej w perspektywie długoterminowej. Wybudowanie i uruchomienie instalacji fotowoltaicznej to tak naprawdę dopiero początek maratonu, jakim jest profesjonalne zarządzanie inwestycją. Zatem założenie, że po oddaniu farmy PV do użytku jest ona bezobsługowa, a prąd „płynie sam”, jest błędne. W Nomad Electric świadczymy kompleksowe usługi w zakresie O&M, w tym serwis GPO (Głowy Punkt Odbioru) oraz infrastruktury WN (wysokiego napięcia), a w portfolio projektów mamy zabezpieczone kontrakty na łączną moc ponad 1,3 GWp, co czyni nas liderem w tym obszarze. Prowadzimy działania nie tylko naprawcze. Naszą *idée fixe* jest zapobieganie usterkom i poprawa wydajności systemu solarnego poprzez zaawansowaną analizę danych.

Prewencja w O&M polega na zapewnieniu serwisu infrastruktury energetycznej, który pozwala uniknąć awarii, utrzymując niski poziom kosztów i jednocześnie maksymalizując zyski klientów. Realizujemy przeglądy okresowe zgodnie z ustalonym harmonogramem wynikającym z przepisów prawa, wymogami określonymi w kartach gwarancyjnych komponentów lub częściej, na specjalne życzenie klienta. Nasze zaawansowane technologicznie Centrum Monitoringu pracuje 24/7 przez cały rok i jest wyposażone w najnowocześniejsze urządzenia i autorskie oprogramowanie SCADA Nomad NX, które odpowiada za zdalny odczyt wartości pomiarowych z urządzeń znajdujących się na terenie farmy fotowoltaicznej, i ciągły monitoring parametrów takich jak napięcie, natężenie, wartość nasłonecznienia, bieżąca produkcja czy stan wyłączników odpowiedzialnych za umożliwianie przesyłu prądu do sieci dystrybucyjnej. To sprawia, że jesteśmy w stanie na bardzo wczesnym etapie wykryć nawet drobne nieprawidłowości i odchylenia od normy.

Co się dzieje po wykryciu nieprawidłowości?

JŻ: Dyspozytorzy w naszym Centrum Monitoringu po dokładnej analizie podejmują zdalną interwencję lub, jeśli to konieczne,

przekazują zgłoszenie do Inżynierów Serwisu pracujących w terenie. Dysponujemy wysoko wykwalifikowanymi brygadami serwisowymi rozlokowanymi w całym kraju, dlatego jesteśmy w stanie szybko zareagować na każde zgłoszenie. Dodatkowo, podstawą naszej pracy jest także platforma SENTINEL, pozwalająca na digitalizację i automatyzację wszystkich procesów związanych z obsługą techniczną instalacji PV. System umożliwia użytkownikom łatwe zlecenie i podgląd zadań, sprawdzanie ich statusu czy generowanie raportów z przeprowadzonych prac. Natomiast zintegrowana aplikacja mobilna umożliwia dyspozytorom monitorowanie lokalizacji inżynierów serwisu i śledzenie postępów prac terenowych w czasie rzeczywistym. Ta symbioza ludzi i technologii, sprawiła, że nasz czas reakcji i rozwiązanie potencjalnych problemów trwa krócej, w efekcie osiągnęliśmy minimalizację okresu przestoju farm i maksymalizację produkcji energii.

Prowadzicie również diagnostykę obrazową. Na czym polega?

JŻ: Dla nas każda kilowatogodzina ma znaczenie, dlatego do diagnostyki modułów PV wykorzystujemy m.in. zjawisko elektroluminescencji, które pozwala zidentyfikować miejsce uszkodzenia w warstwie krzemu i strukturze znajdującej się pod taflą szkła. Co więcej, mamy możliwość przeprowadzenia tego badania w naszym mobilnym laboratorium. Rekomendujemy wykonanie takiego badania paneli PV jeszcze zanim zostaną zamontowane. Pozwala to uniknąć późniejszych awarii oraz kwestii związanych z odpowiedzialnością po oddaniu farmy do użytkowania przez generalnego wykonawcę.

Dysponujemy również własną flotą dronów wyposażonych w kamery termowizyjne o wysokiej rozdzielczości. Dzięki nim możliwe jest zmierzenie rozkładu temperatury ogniw i precyzyjne wykrycie tzw. hot spot. Tego typu specjalistyczna diagnostyka w połączeniu z zaawansowaną analityką sprawia, że jesteśmy w stanie zobaczyć to, co niewidoczne. Na miarę potrzeb O&M stworzyliśmy autorskie oprogramowanie SCADA Nomad NX, które rocznie przetwarza ok. 120 TB danych płynących z setek farm, którymi zarządzamy w Polsce i za granicą.

Więcej

w wywiadzie
online:



www.nomadelectric.com/pl/

ODDZIAŁYWANIE

KADRY

ROŚNIE POPYT
NA NOWE
UMIEJĘTNOŚCI

— Do istotnych składowych rozwoju energetyki słonecznej należą kadry z unikatowymi kompetencjami. Globalny sektor energetyki słonecznej zatrudnia ponad 4 mln pracowników i jest największym pracodawcą w branży OZE. Rozwój tej technologii jest uzależniony od wiedzy i umiejętności człowieka. / **PATRYCJA RAPACKA**



R

ola energetyki słonecznej na rynku pracy rośnie. W ujęciu globalnym, w sektorze odnawialnych źródeł energii (OZE) pracuje ponad 12,7 mln specjalistów (dane za 2021 r.), a perspektywa na 2030 r. to 139 mln miejsc pracy. Zgodnie z raportem Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA) „Renewable Energy and Jobs Annual Review 2022” branża fotowoltaiczna (PV) była największym pracodawcą, zatrudniającym ok. 30% kadr OZE w skali światowej. Zdecydowanie najwięcej pracowników zatrudnia w krajach azjatyckich (79%), w obu Amerykach (7,7%) i w Europie (6,8%). Zgodnie z raportem SolarPower Europe „EU Solar Jobs Report 2022” sektor PV w Unii Europejskiej zatrudniał 466 tys. osób w 2021 r., co stanowi roczny wzrost o ponad 30% w porównaniu z 358 tys. w 2020 r. Aby UE mogła osiągnąć swoje cele w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, do 2030 r. branża PV musi zatrudnić w sumie ponad milion pracowników zajmujących się energetyką słoneczną. To ponad dwa razy więcej niż w 2021 r.

Polska liderem wśród pracodawców

Polska należy do czołówki krajów zatrudniających najwięcej pracowników w branży PV. Globalnie plasuje się na siódmym miejscu i wyprzedza takie rynki, jak Niemcy czy Australia. SolarPower Europe oszacował zatrudnienie w sektorze fotowoltaicznym w Polsce w 2020 r. na poziomie ok. 90 tys. miejsc pracy oraz 113 tys. miejsc pracy w 2021 r. Nasz kraj nie jest największym rynkiem regionalnym, ani nie należy do czołówki producentów komponentów słonecznych. Skąd więc tak duża liczba? Na ok. 14 GW mocy zainstalowanej w energetyce słonecznej

większość stanowią mikroinstalacje PV (ponad 10 GW), których montaż jest pracochłonny. Boom fotowoltaiczny obserwowany w ostatnich latach przełożył się na zapotrzebowanie na instalatorów. Biorąc pod uwagę niższe szacunki IRENA, na 2021 r. wskazujące liczbę ok. 57,6 tys. miejsc pracy, Polska wciąż jest największym pracodawcą fotowoltaicznym w Europie. To jednak nie tylko instalacje prosumenckie. Jak zauważa SolarPower Europe, koszty pracy brutto w Polsce są znacznie niższe niż w jakimkolwiek innym UE, co sprzyja inwestycjom w farmy PV.

Kogo potrzebuje rynek?

Zgodnie z raportem Konfederacji Lewiatan „Zielone kompetencje i miejsca pracy w Polsce w perspektywie 2030 r.”, w ostatnich latach w sektorze energetyki słonecznej zaobserwowano wzrost zapotrzebowania na pracowników. Potrzebni są doradcy w zakresie fotowoltaiki, osoby zaangażowane w projektowanie i produkcję instalacji fotowoltaicznych, monterzy instalacji oraz pracownicy świadczący usługi związane z demontażem i utylizacją systemów PV. Energetyka słoneczna stale się rozwija, stając się częścią infrastruktury krytycznej oraz elementem systemów hybrydowych. Z tego powodu rośnie zapotrzebowanie na specjalistów w zakresie IT. Ich kompetencje pozwolą usprawnić monitoring i funkcjonowanie farm, ale też synchronizować instalacje słoneczne z innymi urządzeniami, jak magazyny energii czy elektrolizery.

Potrzebne zmiany w systemie edukacji

Deweloperzy sektora OZE podkreślają, że tzw. zielone zawody nie zawsze wymagają wyższego


113 tys.
miejsc pracy
wyniosło zatrudnienie
w sektorze PV
w Polsce w 2021 r.



1,4 MLD ZŁ

ma zasilić Branżowe
Centra Umiejętności

wykształcenia. Osoby z umiejętnościami technicznymi są tak samo potrzebne jak menadżerowie projektów, prawnicy czy eksperci ds. ochrony środowiska. Obecnie mówi się wręcz o potrzebie renesansu szkół technicznych. Przykładem odpowiedzi na to wyzwanie mają być Branżowe Centra Umiejętności (BCU), które będą pełniły rolę placówek kształcenia zawodowego na potrzeby polskiej gospodarki, w tym OZE. Docelowo powstanie 120 takich jednostek, na co zostanie przeznaczone 1,4 mld zł. W lipcu br. podpisano umowę zakładającą, że w powiecie żywieckim powstanie BCU dedykowane fotowoltaice. Dofinansowanie opiewa na 11,7 mln zł.

Rozwój wielu technologii OZE tworzy konkurencję wśród firm z różnych branż w zakresie pozyskiwania pracowników o danych umiejętnościach, np. elektryków. W promocji zatrudnienia w energetyce słonecznej pomagają organizacje branżowe. SolarPower Europe we współpracy z firmą Google stworzyli program promocyjny #SolarWorks, angażując w to polskich specjalistów PV. Program mobilizuje przyszłych pracowników branży fotowoltaicznej i pomaga osobom zainteresowanym przekwalifikować się na potrzeby sektora. #SolarWorks ruszył jesienią 2022 r. 



Więcej w artykule:

„Fotowoltaika zatrudnia więcej kobiet niż jakiegokolwiek inny sektor energetyki”




risen

CONTACT US



Risen Energy to światowy lider w dziedzinie nowej energii z ponad 37 letnim doświadczeniem.

Jesteśmy producentem systemów fotowoltaicznych, w tym ogniw oraz modułów PV na całym świecie.

Sprzedajemy przez Polskich dystrybutorów oraz bezpośrednio.

Oferujemy moduły bifacjalne najwyższej klasy dla każdego segmentu rynku, w technologiach:

- TITAN PERC: 385-420W, 535-560W, 650-675W
- TOPCon N-type: 415-455W, 560-610W, 605-630W
- HJT Hiper-ion N-type: 565-585W, 680-705W

www.risenenergy.com

ODDZIAŁYWANIE

INDEKSY OZE

SŁOŃCE
W OBROTCIE

— Rok po zaproponowaniu tzw. zielonych indeksów przez giełdę energii, okazują się one coraz bardziej pożądane.

/ MARTA WIERZBOWSKA-KUJDA

Fotowoltaika, po wkroczeniu na rynek energii, doświadcza związanych z tym wyzwań. Zmiany są dynamiczne, zwłaszcza jeśli uwzględnić ingerencje w postaci regulacji, takich jak mrożenie cen energii czy oddalenie w czasie wprowadzenia taryf dynamicznych. W tym kontekście istotne są trendy widoczne na styku producentów energii ze źródeł odnawialnych (OZE) i handlu energią na giełdzie. Ich przejawem było zaproponowanie indeksów OZE przez Towarową Giełdę Energii jesienią 2022 r.

– Indeksy OZE, wdrożone przez TGE w formie pilotażowej, spotkały się z ciepłym przyjęciem, o czym świadczy zbadana przez nas ilość pobrań danych ze strony internetowej tge.pl. Przed nami duże wyzwanie, tj. badania z sektorem OZE oraz spółkami obrotu w kwestiach ich wykorzystania, niemniej już teraz można potwierdzić przydatność indeksów jako dobry benchmark do ofert kojarzonych z produkcją energii z wiatru oraz PV – informuje nas Grzegorz Żarski z Towarowej Giełdy Energii (TGE).

Dalszy los indeksów OZE

Indeksy wprowadzane były z myślą o poszerzeniu świadomości rynkowej w zakresie OZE, transparentności rynku, wsparcia w decyzjach biznesowych i przy negocjowaniu umów cPPA (ang. corporate Power Purchase Agreement). Jaka będzie przyszłość zielonych indeksów?

– Analizujemy obecnie ich szersze wykorzystanie. Z jednej strony można stworzyć na ich bazie produkty czy instrumenty finansowe na TGE. Z drugiej zaś, można je również wykorzystać w przyszłości pod kątem rozliczeniowym – mówi Żarski.

Jak dodaje, oba kierunki wymagają dodatkowego uregulowania, a także konsultacji z sektorem finansowym oraz całą branżą OZE. Jednak póki co indeksy OZE przedstawiają głównie wartość informacyjną.

– Na dziś głównym odniesieniem dla kontraktów PPA lub CFD [różnicowych – przyp. red.] są jednak indeksy bazujące na profilach BASE (nie różniące wielkości produkcji w zależności od sezonowości czy charakterystyki produkcji w ciągu dnia). Dotychczasowe badania wskazują na interesujące zależności związane z generacją wiatrową i fotowoltaiczną, o czym będziemy chcieli dalej rozmawiać z rynkiem, prezentując wyniki analiz – zapowiada.

Reakcja na ujemne ceny

W kontekście generacji fotowoltaicznej rok 2023 jest wyjątkowy. W czerwcu po raz pierwszy w historii polskiej energetyki odnotowano ujemne ceny energii. Co to oznacza dla rynku?

– W Polsce ujemne ceny wystąpiły incydentalnie – głównie dzięki przymusowym wyłączeniom PV, które mają zapobiegać nadprodukcji w systemie i jednocześnie pozwalają mniej elastycznym źródłom wytwarzania na produkcję po „dodatniej” cenie – wyjaśnia Adam Kościelniak, partner zarządzający w A-RES i członek zarządu w Rinno Power. Precedens jednak wywołał poruszenie w branży OZE.

– Branża zaczyna szukać rozwiązań m.in. technicznych, które pozwalają po pierwsze uniknąć wyłączeń falowników z powodu zbyt wysokiego napięcia w sieci, a po drugie zaprzestać produkcji w razie wystąpienia cen ujemnych – dodaje, wskazując, że chodzi o rozwiązania takie jak np. specjalistyczne oprogramowanie czy osprzęt.

Tematyka cen ujemnych nie oddziałuje np. na kontrakty cPPA w formule pay-as-produced ze stałą ceną. Jeśli chodzi jednak o umowy wirtualne oraz fizyczne, gdzie profil wytwarzania nie jest zgodny z profilem dostawy, sytuacja zaczyna się komplikować.

– Problem pojawia się przy rozliczaniu umów do benchmarków dobowych, gdy profil tzw. baseload, nie jest zgodny z profilem wytwarzania. Dlatego widać globalną tendencję branży do szukania rozliczeń w benchmarkach, które odpowiadają profilowi wytwarzania, a nie benchmarku dziennym – mówi Kościelniak.

Komentuje też kwestie dotyczące zmiany uwarunkowań dla fotowoltaiki w systemie aukcyjnym (patrz: s. 12).

– Dostrzegalny jest coraz większy problem z aukcjami OZE, bo różnica między ceną godzinową (po której fotowoltaika sprzedaje) a średniodobową (do której następuje rozliczenie), jest coraz większa i staje się wyzwaniem dla sprzedającego. Między tym, co „wpada” końcowo do operatora farmy PV a średniodobową ceną, różnica potrafi być ogromna. Dając przykład: w wakacje średniodobowe ceny często osiągały 700 zł/MWh, a ceny w godzinach pracy fotowoltaiki w tych samych dniach często były na poziomie 300-400 zł/MWh, co generowało koszt profilu na poziomie takim samym, jak cena uzyskiwalna na tzw. spocie. Przy niskiej cenie aukcyjnej sprzedający energię mógłby więc nawet tracić na aukcji, zamiast zarabiać – podkreśla Kościelniak. To zestawienie wystarczy, by zrozumieć rosnące zainteresowanie wykorzystywaniem indeksów OZE do rozliczeń. **11**



Więcej w artykule:

„Nowe indeksy OZE na TGE. Gdzie znajdują zastosowanie?”



Jak przekuć know how z energetyki wiatrowej w słoneczną?



— RWE Renewables konsekwentnie dywersyfikuje polski portfel źródeł odnawialnych. Obok zrealizowanych 20 lądowych farm wiatrowych, inwestuje w wielkoskalowe projekty fotowoltaiczne. O budowie, dostawach i ich kontraktowaniu w rozmowie z **Wojciechem Borkowskim**, Head of cluster Poland Onshore Construction Europe.

Co skłoniło RWE do zaangażowania w energetykę słoneczną?

Wojciech Borkowski (WB): Dywersyfikacja źródeł wytwórczych jest ważna zarówno ze względów bezpieczeństwa, jak i celów biznesowych. RWE Renewables specjalizuje się rzeczywiście w energetyce wiatrowej – globalnie obsługujemy ponad 6,5 GW mocy w lądowych farmach wiatrowych. W Polsce zrealizowaliśmy już 19 lądowych farm wiatrowych o łącznej mocy około 500 MW, a jeden projekt jest obecnie w trakcie realizacji. W planach było więcej projektów, zablokowanych jednak przez wejście w życie ustawy odległościowej w 2015 r. Wyjściem z sytuacji okazało się przekształcenie warunków przyłączeniowych, przyznanych przez operatorów w projektach wiatrowych na rzecz farm fotowoltaicznych. Zaczynaliśmy od małych, 1-megawatowych projektów, które pozwoliły nam zdobyć wiedzę i doświadczenie, które bardzo przydają się obecnie przy realizacji naprawdę dużych inwestycji. Pat regulacyjny stał się impulsem do poszukiwania nowych możliwości i zdobywania nowych kompetencji. W portfolio mamy już w Polsce farmy fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej w przybliżeniu 30 MW i realizujemy kolejne. Ciekawym projektem w fazie realizacji jest kompleks farm Chojnów o mocy 24 MW, który składa się z trzech inwestycji zlokalizowanych blisko siebie (o mocach 10MW, 10MW i 4 MW). Realizujemy je jednocześnie, w oparciu o trzy umowy przyłączeniowe u dwóch operatorów. Za tak niestandardowym rozwiązaniem przemawiały względy optymalizacji harmonogramu prac i kosztów budowy. Planujemy rozpocząć generację energii w tych instalacjach do końca roku.

Pan wkracza do gry na etapie budowy. Co jest najważniejsze na tym etapie?

WB: Rzeczywiście odpowiadam za etap realizacji projektów, ale w RWE mamy taką zasadę, że pracownicy poszczególnych działów (dział rozwoju, budowy czy eksploatacji) są w stałym kontakcie. Tylko ekspercka wymiana wiedzy pozwala na minimalizowanie ryzyka. Przyświeca nam jeden cel: niezakłócona i efektywna produkcja zielonej energii. Głównym profilem naszej działalności jest sprzedaż energii odnawialnej, co oznacza, że budujemy farmy PV nie dla

innych inwestorów, tylko dla siebie. Za miarę sukcesu przyjmujemy to, jak długo i jak efektywnie nasze farmy wiatrowe czy słoneczne będą w stanie produkować energię, a myślimy o horyzoncie czasowym sięgającym trzech dekad. To dlatego potrzebna jest praca zespołowa i wymiana wiedzy specjalistów z różnych dziedzin. Pierwsze projekty fotowoltaiczne, które zbudowaliśmy w Polsce, już są eksploatowane, z każdym kolejnym jesteśmy mądrzejsi o nowe doświadczenie. Z pewnością w fazie budowy ogromne znaczenie mają relacje z właścicielami gruntów, które od początku muszą być budowane transparentnie. Pamiętamy, że jesteśmy na danym terenie gośćmi i w pełni szanujemy zdanie właścicieli gruntów. Z techników: absolutną podstawą jest kwestia rozpoznania warunków gruntowych i wykonanie badań geotechnicznych etc. Im lepiej zbadany teren, tym mniej niespodzianek czeka podczas realizacji. Przy realizacji prac budowlanych współpracujemy ze sprawdzonymi i doświadczonymi wykonawcami, których prace nadzorują wyspecjalizowane zespoły konsultantów przy ścisłej współpracy z członkami mojego zespołu. To pozwala zagwarantować płynną realizację inwestycji oraz zachować wysokie standardy jakości, bezpieczeństwa i higieny pracy oraz terminy realizacji. Stawiamy na współpracę z doświadczonymi firmami, będącymi ekspertami w swojej dziedzinie, z naciskiem na firmy polskie.

A jeśli chodzi o moduły PV, czy łańcuch dostaw jest stabilny?

WB: Mamy w RWE bardzo dobrze zorganizowany dział zakupów centralnych (tzw. global contracting), zapewniający panele PV dla naszych zakładów w różnych krajach, w tym dla rynku polskiego. To pozwala nam budować przewagę konkurencyjną, w aspekcie ceny, ale też terminów i warunków dostaw. Kolejna kwestia to standaryzacja. Dokonując zakupu dużych partii paneli fotowoltaicznych jesteśmy w stanie realizować kilka projektów równocześnie, w oparciu o ten sam typ i rodzaj urządzeń. Ma to ogromne znaczenie na późniejszych etapach eksploatacji i zapewnienia odpowiedniej ilości części zamiennych oraz obsługi gwarancyjnej. Standaryzacja dotyczy także stacji transformatorowych, rozdzielnic etc. Elementy takie jak konstrukcje do montażu paneli PV, wspomniane transformatory czy inwertery są pozyskiwane w drodze przetargów.

Więcej

w wywiadzie
online:



www.pl.rwe.com



INTERNETOWY DZIENNIK BRANŻOWY

CZYTAJ
NASZE
INNE PUBLIKACJE



🔍 www.teraz-srodowisko.pl

OTWARTY
DOSTĘP

- Aktualności rynkowe, prawne i technologiczne
- Opinie uznanych ekspertów
- Baza aktów prawnych
- Kalendarz wydarzeń branżowych
- Oferty pracy w sektorze
- Dobre praktyki samorządów



Lasy Państwowe a wielkoskalowa energetyka słoneczna

© PRAWA ZASTRZEŻONE



— Lasy Państwowe (LP) obok gruntów leśnych posiadają sporo nieużytków i gruntów rolnych. To na nich mają powstać wielkoskalowe farmy PV, które zwiększą samowystarczalność energetyczną oraz będą szansą na dywersyfikację źródeł przychodu LP, mówi **Jerzy Fijas**, główny specjalista służby leśnej ds. projektów rozwojowych i kierownik projektu „Las Energii”.

Projekt „Las Energii” w centrum uwagi stawia OZE. Co nowego w temacie energetyki słonecznej?

Jerzy Fijas (JF): Innowacyjne zagadnienia energetyczne to dziedzina, w której Lasy Państwowe, obok swoich działań w obszarze ochrony czy odnawiania lasu, mają do odegrania ważną rolę w perspektywie długoterminowej. Kwestie bezpieczeństwa energetycznego i transformacji energetycznej są dziś aktualne bardziej niż kiedykolwiek wcześniej. Od lat, w ramach programu „Las Energii”, poprzez rozwijanie OZE konsekwentnie realizujemy dążenie, po pierwsze, do ograniczenia emisyjności naszych zasobów, po drugie, do osiągnięcia samowystarczalności energetycznej. Ważnym krokiem było rozpoczęcie termomodernizacji budynków biurowych i gospodarczych LP oraz montowania mikroinstalacji PV na dachach obiektów. Aktualnie posiadamy już ok. 230 mikroinstalacji o mocy ok. 5 MW. Powstają one w całym kraju, dotychczas najwięcej w Regionalnych Dyrekcjach Lasów Państwowych w Łodzi oraz w Toruniu. W tej ostatniej jest prawie 100% pokrycie budynków mikroinstalacjami PV, co przekłada się na moc zainstalowaną rzędu 0,6 MW. Ponadto na terenie RDLP w Toruniu dysponujemy mocą 0,7 MW w instalacjach na gruncie (łączna moc zainstalowana w toruńskiej RDLP to ok. 1,3 MW).

Kolejnym elementem bezpośrednio związanym z inwestycjami solarnymi jest elektromobilność. Energia ze słońca już teraz wykorzystywana jest do zasilania samochodów elektrycznych użytkowanych przez leśników.

Czy inwestycje w mikroinstalacje są kontynuowane?

JF: Tak, i co ważne, udało nam się przeprowadzić inwentaryzację wszystkich obiektów Lasów Państwowych pod kątem efektywności energetycznej, zainstalowanej mocy źródeł energii, zużycia energii etc. Te dane agregowane są w specjalnej bazie, która będzie dla nas kluczowym źródłem wiedzy o tym, ile energii potrzebują, produkują i zużywają całe Lasy Państwowe. Dzięki niej będziemy mogli nie tylko monitorować stan bieżący, lecz także zarządzać procesami związanymi z energią, a przede wszystkim – bardziej

świadomie i skutecznie planować kolejne inwestycje w OZE oraz elektromobilność.

Mikroinstalacje to jedno, ale Lasy Państwowe mają apetyt na inwestycje wielkoskalowe.

JF: Dokładnie, musimy działać w większej skali, ponieważ wyzwania klimatyczne stale rosną. Dlatego zweryfikowaliśmy nasze zasoby gruntowe pod kątem budowy instalacji fotowoltaicznych na dużą skalę, o mocy powyżej 1 MW. W tym zakresie zamierzamy współpracować z podmiotami energetycznymi o charakterze strategicznym – spółkami Skarbu Państwa takimi jak: Enea, Energa, Tauron i PGE. Będzie ona opierała się na formule wydzierżawienia gruntów bądź w ramach wspólnych inwestycji kapitałowych. Obecnie jesteśmy w trakcie dopełniania procedur środowiskowo-administracyjnych pod budowę 50 farm o mocy min. 1 MW każda. Mam nadzieję, że większość z tych projektów, o ile nie wszystkie, uda się zrealizować.

Jakie finansowanie jest przewidywane?

JF: To przede wszystkim środki własne, ale śledzimy także możliwości pozyskania funduszy zewnętrznych, o które będziemy ubiegać się, jeśli tylko będą dostępne.

Czy energia elektryczna z tych wielkoskalowych projektów ma być wykorzystana na własne potrzeby?

JF: Priorytetem jest uzyskanie samowystarczalności energetycznej, ale oczywiście myślimy też o sprzedaży energii. Byłoby to szansą na dywersyfikację źródeł przychodów Lasów Państwowych, które dziś opierają się głównie na sprzedaży drewna. W ten sposób grunty, które nie są przydatne do prowadzenia gospodarki leśnej (tzn. nie nadają się do zalesienia), mogłyby stać się użyteczne i generować przychody. Poza pozyskiwaniem drewna oraz odnawianiem lasu leśnicy w Polsce prowadzą wiele innych, często kosztownych działań, takich jak zwiększanie retencji wodnej, ochrona lasów przed pożarami, restytucja gatunków i szeroko rozumiana ochrona różnorodności biologicznej. Dodatkowe fundusze z OZE będą przeznaczane także i na te cele.

Więcej

w wywiadzie
online:



www.lasy.gov.pl



Lasy Państwowe

Rozumiemy potrzeby biznesu i społeczności lokalnych

**GŁOS
BIZNESU**

— Każda inwestycja w OZE powinna rozpoczynać się od stworzenia „mapy drogowej” komunikacji i planów dla lokalnej społeczności, tak, aby jasne było, że inwestor OZE to nie tylko ta konkretna farma PV, ale również szereg korzyści dla mieszkańców, gminy – podkreśla **Michał Głowacki**, Dyrektor zarządzający Lightsource bp Polska.



© PRAWA ZASTRZEŻONE

Lightsource bp podpisała niedawno z Microsoftem umowę na sprzedaż energii słonecznej. Czy to model biznesowy, który będziecie kontynuowali?

Michał Głowacki: Umowa PPA z Microsoftem wychodzi naprzeciw zapotrzebowaniu dużego biznesu na zieloną energię. W tym przypadku zobowiązujemy się do dostarczenia całej energii produkowanej przez farmę o mocy 40 MW. Osobiście bardzo się z tego cieszę, bo to nasza pierwsza tego typu wieloletnia umowa w Polsce. Pierwsza, ale na pewno nie ostatnia, ponieważ coraz więcej firm jest zainteresowanych kupowaniem zielonej energii. Biznes powoli przechodzi na zieloną stronę mocy, chce mieć wkład w dekarbonizację rozwijającej się polskiej gospodarki. Nasze możliwości w tym zakresie będą w najbliższej przyszłości wzrastać, bowiem łączna moc posiadanych warunków przyłączeniowych realizowanych przez nas projektów wynosi blisko 1,2 GW.

Branża odnawialnych źródeł energii przeżywa dynamiczny rozwój. Na rynku działa bardzo dużo firm inwestujących w zieloną energię. Często firmy różnią się od siebie pod względem priorytetów i strategii działania. A jaka jest filozofia działania Lightsource bp?

MG: Realizujemy wielkoskalowe projekty PV o dużej mocy, zarówno na wczesnym etapie ich przygotowania, jak i te kupione w drodze przejęcia praw do rozwijania inwestycji. Przez kilka ostatnich lat zwiększyliśmy portfolio realizowanych projektów. Spółka posiada warunki przyłączenia do sieci pięć wielkoskalowych farm fotowoltaicznych o łącznej mocy 1,2 GW, ale portfolio wszystkich naszych projektów sięga prawie 2,5 GW! Taka skuteczność i skala działania nie byłaby możliwa bez dobrych relacji z mieszkańcami gmin i powiatów. Bez rozmów z władzami gmin, właścicielami gruntów i ich sąsiadami. Jesteśmy dumni, że nasza strategia partnerstwa i przejrzystej komunikacji z lokalnymi społecznościami, przynosi tak dobre efekty. Oddanie do użytku naszych wielkoskalowych farm zasilili polski system energetyczny o blisko 1 GW zielonej mocy. Chcielibyśmy to zrobić w ciągu kilku najbliższych lat.

Jesteście obecni na polskim rynku kilka lat, macie już pewne osiągnięcia. Jakie są Wasze kolejne cele?

MG: Naszym celem jest zwiększenie naszej mocy zainstalowanej i produkcji energii odnawialnej, aby wspierać rozwój energetyki odnawialnej w kraju. Oddanie do użytku naszych wielkoskalowych farm zasilili polski system energetyczny o blisko 1 GW zielonej mocy. Chcielibyśmy to zrobić w ciągu kilku najbliższych lat. Jednocześnie nieustannie szukamy nowych możliwości inwestycyjnych, aby przyczynić się do transformacji sektora energetycznego w Polsce i zbliżyć się do osiągnięcia globalnego celu Lightsource bp, czyli 25 GW energii słonecznej do 2025 r.

Nie będzie to możliwe, bez kontynuacji naszej strategii utrzymywania dobrych relacji z lokalnymi społecznościami. Z lokalnymi władzami, liderami i mieszkańcami gmin. Szczególnie teraz, kiedy duże inwestycje PV będą musiały być zawarte w gminnych planach zagospodarowania przestrzennego (tzw. planach ogólnych). Można powiedzieć, że wprowadzone niedawno zmiany w polskim prawie, wyszły naprzeciw naszej wieloletniej praktyce, bowiem każda inwestycja w OZE powinna rozpoczynać się od stworzenia „mapy drogowej” komunikacji i planów dla lokalnej społeczności, tak, aby jasne było, że inwestor OZE to nie tylko ta konkretna farma PV, ale również szereg korzyści dla mieszkańców, gminy. Dialog z władzami i lokalnymi społecznościami jest fundamentem budowania zaufania, bez którego nie udałoby się nam osiągnąć tak wiele. A to nie jest nasze ostatnie słowo.

Unijny pakiet Fit for 55 zakłada zmniejszenie w UE do 2030 r. emisji gazów cieplarnianych o 55%. oraz osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. W jaki sposób Lightsource bp przyczynia się do osiągnięcia tych celów?

MG: Lightsource bp Polska konsekwentnie inwestuje w wielkoskalowe projekty PV, których budowa przyczynia się do redukcji emisji CO₂ i zwiększenia udziału energii czystej w polskim miksie energetycznym. Cieszymy się, że możemy to robić we współpracy z lokalnymi społecznościami. To dla nas bardzo ważne.



Więcej

w wywiadzie
online:



www.lightsourcebp.com/pl

OX2 to blisko 20 lat doświadczenia w realizacji projektów energetyki odnawialnej

Rozwijamy i budujemy farmy wiatrowe i słoneczne oraz zarządzamy nimi. Wdrażamy nowe technologie, takie jak magazyny energii i wodór. Jesteśmy największym deweloperem lądowej energetyki wiatrowej w Europie. Od 2019 r. z sukcesem rozpowszechniamy energetykę odnawialną w Polsce.

Prowadzimy inwestycje zarówno własne, jak i nabyte w drodze przejęcia praw do projektów na wszystkich etapach rozwoju. Działamy na rzecz środowiska, aktywnie realizując strategię rozwoju inwestycji w farmy wiatrowe oraz farmy fotowoltaiczne. Stawiamy kolejne kroki w stronę zrównoważonej przyszłości i stale zwiększamy dostęp do energii odnawialnej.

Prowadzimy działalność na jedenastu rynkach w Europie oraz w Australii. W Polsce zbudowaliśmy silny portfel projektów w rozwoju o mocy:



ponad 1500 MWp
w projektach PV



ponad 800 MW
w projektach lądowej
energetyki wiatrowej



ponad 400 MW
w projektach
magazynów energii

W Polsce wybudowaliśmy i przekazaliśmy do użytku **Farmę Wiatrową Żary o mocy 21 MW**. Realizujemy pięć budów farm wiatrowych: **FW Grajewo (40 MW)**, **FW Sulmierzyce (23,1 MW)**, **FW Kraśnik (24,15 MW)**, **FW Huszlew (48 MW)** i **FW Wysoka (62,5 MW)** oraz przygotowujemy się do ukończenia dwóch spośród wymienionych farm. Planujemy rozpoczęcie następnych projektów wiatrowych i słonecznych.

W wyniku wygranej aukcji, w grudniu 2022 roku, OX2 zakontraktowała obowiązek mocy dla magazynu energii o mocy zainstalowanej 50 MW. W aukcji głównej rynku mocy na rok 2027 w Polsce OX2 zakontraktowała 21 MW obowiązku mocy dla magazynu energii. Jednostka wytwórcza OX2 uzyskała 17-letni kontrakt.

W grudniu 2022 roku spółka wygrała także państwową aukcję zwykłą na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, uzyskując wsparcie dla projektu farmy fotowoltaicznej o łącznej mocy zainstalowanej do 100 MW.

W lokalizacjach, w których rozwijamy nasze inwestycje, jesteśmy dobrym sąsiadem i zaufanym partnerem. Włączamy się w wydarzenia ekologiczne, edukacyjne, sportowe i kulturalne, prowadzimy otwarty dialog i współpracujemy z lokalnymi społecznościami oraz samorządami, aby wspólnie projektować działania na rzecz rozwoju gmin i energetyki odnawialnej.

Chcemy stworzyć przyjazne, zdrowe i bezpieczne otoczenie, dlatego wspólnie o nie dbamy, aby zapobiegać zmianom klimatycznym. W OX2 wierzymy, że inwestując w rozwój odnawialnych źródeł energii, przyczyniamy się do tworzenia lepszej przyszłości ludzi i zdrowej planety. Pracujemy nad zminimalizowaniem emisji gazów cieplarnianych i negatywnego wpływu na przyrodę oraz nad osiągnięciem wyższego poziomu wykorzystania OZE w obiegu zamkniętym.

Przyspieszamy dostęp do energii odnawialnej!

KONSTRUKCJE WSPORCZE

DLA FARM FOTOWOLTAICZNYCH
W FORMULE "TURN KEY"

doradztwo / projektowanie / produkcja / dostawa



3
GW/rok

w 2024

**ZWIĘKSZAMY
MOCE
PRODUKCYJNE**

