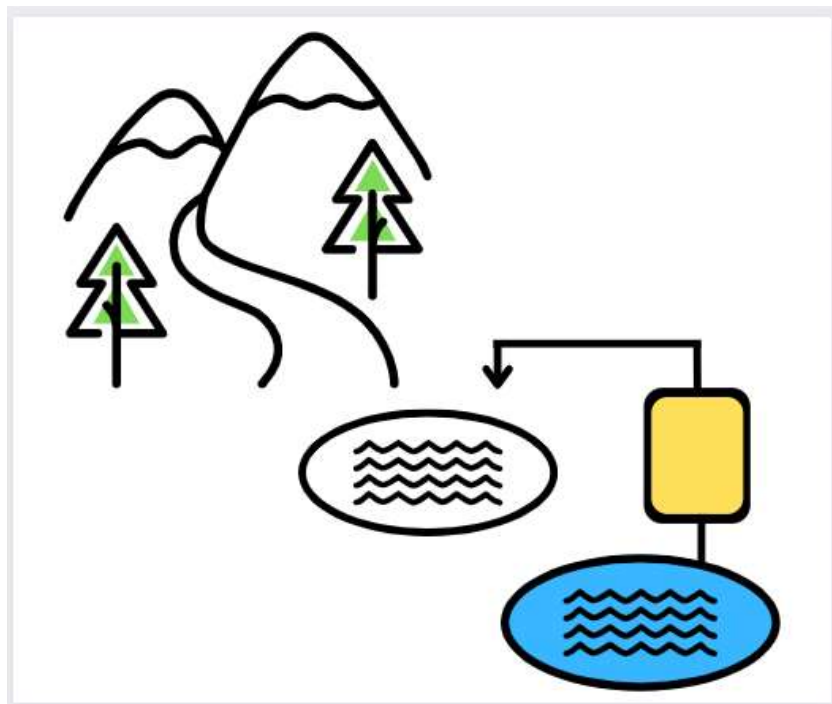


# Rola elektrowni szczytowo-pompowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym: uwarunkowania i kierunki rozwoju

Raport



Zespół Ekspertki do spraw Budowy Elektrowni Szczytowo-Pompowych

Zespół Ekspertski do spraw Budowy Elektrowni Szczytowo-Pompowych jest organem pomocniczym Prezesa Rady Ministrów, który został utworzony *Zarządzeniem Nr 351 Prezesa Rady Ministrów z dnia 28 grudnia 2021 r. w sprawie Zespołu Ekspertskiego do spraw Budowy Elektrowni Szczytowo-Pompowych (M.P. z 2022 r., poz. 6)*, zmienionym *Zarządzeniem nr 102 Prezesa Rady Ministrów z dnia 26 maja 2022 r. (M. P. z 2022 r. poz. 544)*.

Niniejszy raport powstał we współpracy wymienionych niżej członków Zespołu (w kolejności alfabetycznej):

- ENERGA OZE S.A.
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska
- Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
- PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
- TAURON Polska Energia S.A.
- Urząd Regulacji Energetyki.

Warszawa, 2022

## SPIS TREŚCI:

1.	Streszczenie kierownicze.....	1
2.	Kierunki rozwoju systemu elektroenergetycznego w Polsce .....	3
2.1	Przyszłe zapotrzebowanie na energię elektryczną.....	3
2.2	Zmiany struktury wytwarzania energii elektrycznej.....	4
2.3	Rola magazynowania energii elektrycznej oraz zakładane wiodące technologie magazynowania.....	6
2.4	Porównanie kluczowych parametrów ESP i innych technologii magazynowania.....	8
3.	Charakterystyka elektrowni szczytowo – pompowych .....	13
3.1	Status technologii stosowanych w ESP .....	13
3.1.1	Wprowadzenie .....	13
3.1.2	ESP z zamkniętym obiegiem wody .....	14
3.1.2.1	Wykonanie zbiorników ESP .....	14
3.1.2.2	Część budowlana ESP .....	16
3.1.3	ESP wykorzystujące wyrobiska kopalń powierzchniowych .....	19
3.1.4	ESP wykorzystujące zbiorniki podziemne.....	20
3.2	Charakterystyka pracy ESP i technologiczne możliwości rozwoju ich funkcjonalności.....	22
3.2.1	Uwarunkowania systemowe .....	22
3.2.2	Model pracy ESP.....	23
3.2.3	Charakter pracy ESP – Żarnowiec, Porąbka-Żar, Solina, Dychów .....	25
3.2.4	Zalety elektrowni szczytowo-pompowych .....	26
3.2.5	Technologiczne możliwości rozwoju ESP .....	27
3.2.6	ESP jako sposób wykorzystania terenów pogórnicych i przemysłowych .....	30
4.	Elektrownie szczytowo – pompowe w Polsce.....	31
4.1	Liczba, położenie, moc i pojemność ESP .....	31
4.2	Obecna rola w KSE.....	33
4.2.1	Regulacja pierwotna i wtórna .....	33
4.2.2	Regulacja trójna (zmiana punktów pracy).....	33
4.2.3	Dociążenie systemu (obciążenie pompowe) .....	34
4.2.4	Poprawa parametrów jakościowych energii elektrycznej.....	35
4.2.4.1	Regulacja napięcia i mocy biernej .....	35
4.2.4.2	Dostarczanie inercji dla systemu .....	36
4.2.5	Odbudowa systemu elektroenergetycznego .....	36
4.3	ESP na rynku energii elektrycznej.....	37
4.3.1	Stan dzisiejszy.....	37
4.3.2	Planowane zmiany.....	38

5.	Potencjał rozwoju ESP .....	38
5.1	Potencjał modernizacyjny istniejących ESP.....	38
5.1.1	Plan kompleksowej modernizacji ESP Porąbka Żar .....	38
5.1.1.1	Stan istniejący.....	38
5.1.1.2	Stan docelowy .....	39
5.1.2	Rozbudowa zbiornika górnego ESP Żarnowiec (tzw. Nerka).....	39
5.1.2.1	Stan istniejący.....	39
5.1.2.2	Rozważane sposoby rozbudowy zbiornika górnego.....	40
5.1.2.3	Przystosowanie zbiornika dolnego (Jeziora Żarnowieckiego) do współpracy z powiększonym zbiornikiem górnym.....	40
5.1.2.4	Podsumowanie .....	41
5.1.3	Rozbudowa zbiornika górnego ESP Dychów .....	41
5.1.3.1	Stan istniejący.....	41
5.1.3.2	Stan docelowy .....	41
5.2	Mapa projektów budowy ESP .....	42
5.2.1	ESP Tolkmicko.....	42
5.2.2	ESP Młoty.....	43
5.2.3	ESP Rożnów II .....	44
5.2.4	Pozostałe lokalizacje.....	45
6.	Rola ESP przy wzrastającym udziale OZE w miksie energetycznym w Polsce .....	46
6.1	Rola magazynów energii przy rosnącym udziale OZE .....	46
6.2	Korzyści systemowe z wykorzystania magazynów energii.....	47
6.3	Rosnące zapotrzebowanie na magazyny energii.....	48
7.	Uwarunkowania rozwoju ESP.....	49
7.1	Środowiskowe uwarunkowania ESP.....	49
7.1.2	Zidentyfikowane oddziaływania mające wpływ na środowisko:.....	51
7.1.3	Kampanie edukacyjno-promocyjne.....	52
7.2	Prawne uwarunkowania rozwoju ESP .....	53
7.2.1	Magazyny energii w Europie i na świecie.....	53
7.2.1.1	Kontekst ogólny .....	53
7.2.1.2	Magazyny energii w prawie UE .....	53
7.2.1.3	Magazyny energii w prawie państw europejskich .....	54
7.2.1.4	Magazyny energii w prawie państw pozaeuropejskich (przykład USA) .....	55
7.2.2	Regulacje krajowe .....	55
7.2.2.1	Obowiązujący stan prawny.....	55

7.2.2.1.1	Ustawa – Prawo energetyczne .....	55
7.2.2.1.2	Rozporządzenie systemowe .....	57
7.2.2.1.3	Ustawa o odnawialnych źródłach energii.....	58
7.2.2.2	Projektowane zmiany: nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne (UC74).....	58
7.2.2.3	Przepisy ustaw regulujących proces inwestycyjny w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych.....	60
7.2.2.4	Niezbędne decyzje administracyjne z oceną oddziaływania na środowisko i analizą opcji lokalizacyjnych z uwzględnieniem transgranicznej oceny oddziaływania na środowisko .....	60
7.2.2.5	Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko .....	75
7.2.2.6	Zidentyfikowane konsekwencje ewentualnych protestów społecznych i instytucjonalnych	77
7.2.3	Rekomendowane zmiany .....	78
7.2.3.1	Kontekst ogólny.....	78
7.2.3.2	Definicja elektrowni szczytowo-pompowej .....	79
7.2.3.3	Elektrownia szczytowo-pompowa jako inwestycja celu publicznego .....	79
7.2.3.4	Decyzja kompleksowa .....	80
7.3	Uwarunkowania i możliwości terenowe .....	81
7.4	Ekonomiczne uwarunkowania wykonalności inwestycji.....	85
7.4.1	Szacowane CAPEX i OPEX dla wielkoskalowych magazynów energii .....	85
7.4.2	Potencjalne źródła przychodów .....	92
7.4.3	Zjawiska wpływające na ocenę ekonomiczną elektrowni szczytowo-pompowych .....	93
7.4.4	Architektura rynku energii elektrycznej wspierająca rozwój ESP .....	94
7.4.5	Płynność i elastyczność rynku energii jako warunek rozwoju ESP .....	96
7.4.6	Źródła finansowania budowy i modernizacji ESP .....	97
8.	Podsumowanie .....	98

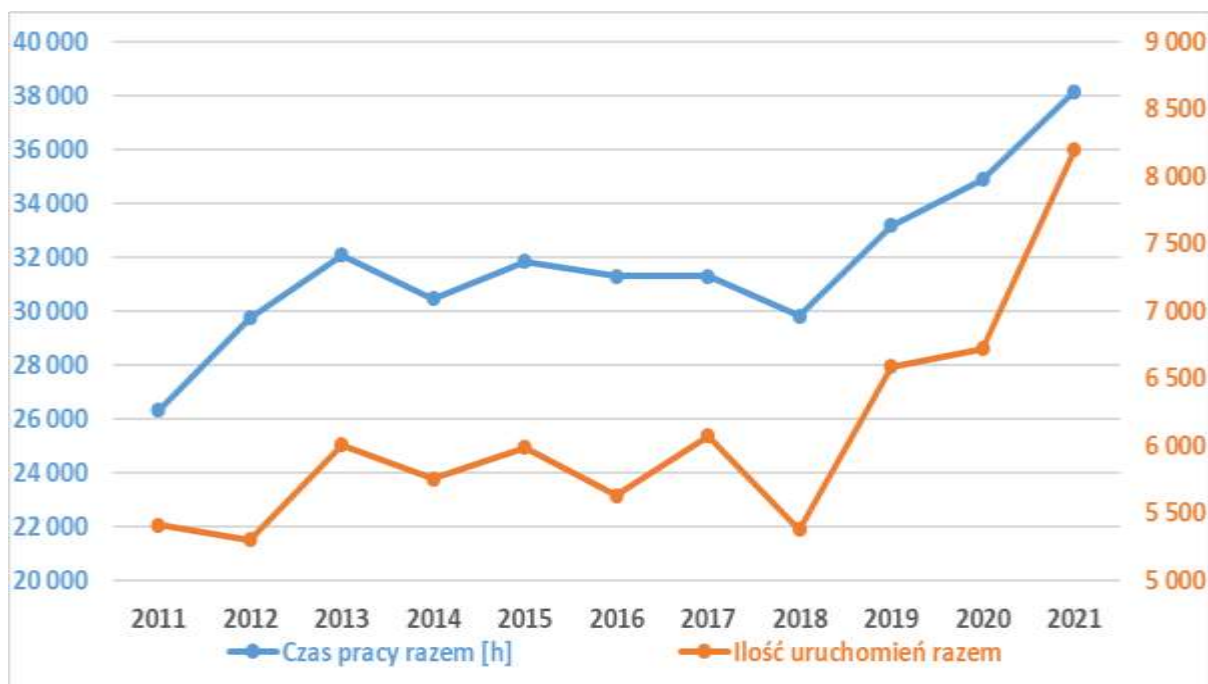
## 1. Streszczenie kierownicze

Dodatkowymi usługami jakie ESP już świadczą i których znaczenie będzie rosło wraz ze zwiększającym się nasyceniem instalacji OZE w systemie elektroenergetycznym są:

- możliwości szybkiej zmiany trybu pracy wraz z dynamicznymi zmianami punktów pracy – przykładowo przejście z maksymalnej generacji do minimalnej, a następnie powrót do stanu pierwotnego w czasie rzędu jednej minuty,
- dostarczanie mocy i energii biernej podczas pracy kompensatorowej w celu regulacji poziomów napięć w poszczególnych węzłach elektroenergetycznych,
- możliwość uczestniczenia w odbudowie krajowego systemu elektroenergetycznego poprzez posiadanie zdolności do samostartu ze stanu beznapięciowego wraz z możliwością podania napięcia na niezasilone linie elektroenergetyczne.

O roli i rosnącym znaczeniu ESP w KSE świadczy stopień wykorzystania działających już jednostek, który obrazuje poniższy wykres.

Czas pracy i ilość uruchomień ESP Żarnowiec, Porąbka-Żar, Solina, Dychów w latach 2011-2021



Mimo, że ESP są technologicznie dojrzałym rozwiązaniem, zauważalny jest dalszy rozwój tej technologii i następujące kierunki tego rozwoju:

- ograniczenie wpływu na środowisko naturalne przejawiające się zwiększeniem zakresu stosowania układów bezsmarowych i szczelnymi układami olejowymi,
- zwiększenie sprawności – modelowanie komputerowe pozwala na osiągnięcie optymalnych parametrów sprawnościowych ograniczających koszty magazynowania energii,

- zwiększenie elastyczności pracy ESP – przez rozszerzanie zakresów regulacji, przyspieszanie odpowiedzi ESP na warunki sieciowe i zwiększenie realizowanych dobowych ilości cykli pracy,
- ograniczenie kosztów eksploatacji ESP – przez wydłużenie okresów „międzyremontowych”, ograniczenie kawitacji oraz stosowanie zaawansowanych narzędzi diagnostycznych,
- wykorzystanie niekonwencjonalnych rozwiązań ESP takich jak na przykład ESP podziemne, ESP wykorzystujące wodę morską, ESP w wyrobiskach kopalń.

W Polsce istnieje zarówno potencjał modernizacji istniejących ESP, jak i budowy nowych jednostek. Do najważniejszych projektów budowy nowych ESP należy zaliczyć:

### **1. ESP Tolkmicko**

Inwestor: Spółka z grupy PKN ORLEN S.A.

Moc: 1040 MW

### **2. ESP Młoty**

Inwestor: Spółka z grupy PGE S.A.

Moc: 750 MW

### **3. ESP Rożnów II**

Inwestor: Spółka z Grupy TAURON S.A.

Moc: 700 MW

Wyzwaniem przy realizacji projektów ESP są środowiskowe uwarunkowania realizacji inwestycji, a co za tym idzie konieczność przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko z uwzględnieniem transgranicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzyskanie następujących zgód i pozwoleń:

- pozwolenie na budowę i pozwolenie na użytkowanie,
- decyzje o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji przedsięwzięcia (w tym na obszarze NATURA 2000),
- decyzje planistyczne,
- pozwolenie wodnoprawne i ocena wodnoprawna,
- zezwolenie na usunięcie drzew i zmiana przeznaczenia gruntów rolnych i leśnych na cele nierolnicze i nieleśne z wyłączeniem z produkcji leśnej,
- zatwierdzenie dokumentacji geologicznych,
- koncesja.

Kolejnym wyzwaniem są wysokie koszty inwestycji sięgające 2 mln USD na MW mocy zainstalowanej. To wyzwanie adresują jednak:

- 40-letnią żywotność ESP,
- rozszerzenie się zakresu możliwych źródeł przychodów ESP w związku z rosnącą rolą ESP w świadczeniu usług systemowych,
- możliwość udziału ESP w rynku mocy,

- wzrost zapotrzebowania na usługi elastyczności systemu elektroenergetycznego stosownie do planowanego w PEP2040 rozwoju niestabilnych OZE.

Rozwój ESP determinują korzyści jakie można uzyskać z wykorzystania elektrowni szczytowo-pompowych w sektorze energetycznym, które nabierają większej wartości w obliczu wzrostu cen i dostępności surowców energetycznych, wzrostu cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, skutków agresji rosyjskiej na Ukrainę, czy oddziaływania pakietu projektów legislacyjnych Fit for 55.

## **2. Kierunki rozwoju systemu elektroenergetycznego w Polsce**

### **2.1 Przyszłe zapotrzebowanie na energię elektryczną**

Na sektor energetyczny oddziałuje silnie wzrost cen i dostępność surowców energetycznych, wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, skutki agresji rosyjskiej na Ukrainę, czy pakiet projektów legislacyjnych Fit for 55. Skutkiem tak dynamicznie zmieniających się w 2021 r. i w pierwszej połowie 2022 r. uwarunkowań rynkowych, geopolitycznych i regulacyjnych będzie m.in. aktualizacja podejścia do długoterminowych prognoz energetycznych. Ze względu na niepewność wielu czynników obecnie determinujących projekcje energetyczne, niniejszy raport opierać się będzie na prognozach rządowych zawartych w Polityce energetycznej Polski do 2040 r.<sup>1</sup> (PEP2040) zatwierdzonej przez RM w lutym 2021 r. W kontekście prognoz dotyczących rozwoju mocy elektrowni szczytowo-pompowych do 2030 r., prognozy PEP2040 prezentują synergiczne podejście do innych dostępnych analiz, w tym np. najnowszego projektu „Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032” opublikowanego przez PSE S.A. w marcu 2022 r., jak również raportu „Mapa drogowa neutralności klimatycznej dla Polski” z czerwca 2021 r. opracowanego przez Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (CAKE-KOBIZE).

Rządowe dane na temat przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w dwóch scenariuszach zostały zamieszczone w Załączniku nr 2 do PEP2040 – Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora paliwowo-energetycznego<sup>2</sup>. Scenariusz opracowany w modelu kosztu całkowitego przedstawia krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną netto na poziomie ponad 181 TWh w 2030 r. i 204 TWh w 2040 r. Popyt na moc maksymalną wyniesie prawie 28 GW w 2030 r. i ponad 31 GW w 2040 r. Całkowity wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną netto w latach 2020-2040 osiągnie 27,7%. Zapotrzebowanie na moc szczytową w tym okresie wzrośnie o 27,8%.

---

<sup>1</sup> <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>

<sup>2</sup> Dane prognostyczne przedstawione w Polityce energetycznej Polski do 2040 r. będą podlegać rewizji w ramach planowanej aktualizacji dokumentu. W dn. 29 marca 2022 r. RM przyjęła założenia do aktualizacji PEP2040. Nowa strategia zostanie opracowana w terminie ustawowym tj. do 30 czerwca 2023 r. <https://www.gov.pl/web/klimat/zalozenia-do-aktualizacji-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r>



Tabela 1. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną netto i na moc netto w szczycie rocznym [GW]

	2020	2025	2030	2035	2040
<b>zapotrzebowanie na energię elektryczną netto [TWh]</b>	159,9	170,1	181,1	191,9	204,2
<b>zapotrzebowanie na moc netto w szczycie rocznym [GW]</b>	24,5	25,9	27,7	29,5	31,3

## 2.2 Zmiany struktury wytwarzania energii elektrycznej

Scenariusz PEP2040 opracowany w modelu kosztu całkowitego wskazuje, że moc osiągalna netto źródeł wytwarzania wzrośnie do ok. 56,6 GW w 2030 r. i do 60 GW w 2040 r., co oznacza wzrost mocy osiągalnej netto o 38% w stosunku do bieżącego stanu.

Prognoza PEP2040 (rozdział 2.3 Prognozowana struktura mocy zainstalowanej netto) zakłada bardzo istotne zmniejszenie mocy zainstalowanej w źródłach węglowych w perspektywie do 2040 r. Ich udział w systemie elektroenergetycznym ulegnie redukcji z poziomu około 52% do poziomu około 37% w 2030 r. oraz około 11% w 2040 r. Niemniej obecna sytuacja geopolityczna może spowodować rewizję podejścia względem roli węgla w perspektywie krótkoterminowej. Odstawienia mocy węglowych muszą być zsynchronizowane z odpowiednim przyrostem nowych mocy w systemie. Prognozuje się, że udział źródeł odnawialnych w bilansie mocy wzrośnie do około 39% w 2030 r. i do około 48% w 2040 r., co wynika przede wszystkim z przyrostu mocy fotowoltaicznych i wiatrowych. W PEP2040 szacuje się, że udział mocy gazowych wzrośnie z aktualnego stanu ok. 5% do ok. 11% w 2030 r. oraz 24% w 2040 r., przy czym część z zainstalowanych mocy gazowych w 2040 r. stanowić mają szczytowe elektrownie gazowe w technologii OCGT (ang. *open cycle gas turbine*), mające na celu bilansowanie KSE. Jednakże w związku z obecnymi uwarunkowaniami geopolitycznymi i niepewnością na rynku paliw gazowych, prognozy te mogą ulec zmianie. Biorąc pod uwagę zdynamizowany rozwój źródeł odnawialnych o zmiennej generacji, konieczne jest zapewnienie w KSE m.in. większych mocy rezerwowych, regulacyjnych czy wielkoskalowych magazynów energii. Funkcje tę mogą pełnić elektrownie szczytowo-pompowe (ESP), których moc dotychczas prognozowano na stabilnym poziomie ok. 1,4 GW netto do 2040 r. Nowe okoliczności w sektorze energii mogą jednak wpływać na korektę ww. podejścia ponieważ ESP cechuje względnie duża elastyczność w procesie wytwarzania energii oraz zdolność do jej magazynowania.

Tabela 2. Prognoza struktury mocy zainstalowanej netto wg technologii do 2040 r. [MW]

	2025	2030	2035	2040
ec. węglowe	4 094	3 913	3 095	2 842
ec. gazowe	2 205	2 107	1 667	1 530
ec. gazowe, nowe	480	1 374	2 048	2 943
ec. i el. biomasowe i biogazowe	1 115	1 302	1 442	1 423
el. na węgiel kamienny, istniejące	10 730	10 222	4 986	2 208

el. na węgiel kamienny, ostatnie i nowe	3 480	3 480	3 480	3 480
el. na węgiel brunatny	7 448	7 448	3 812	1 126
el. jądrowe	0	0	2 200	4 400
el. gazowe (CCGT)	4 701	4 701	6 701	7 701
el. gazowe, szczytowe (OCGT)	0	0	250	3 600
el. wodne	2 419	2 419	2 419	2 419
el. wiatrowe lądowe (on-shore)	9 661	8 663	4 827	6 939
el. wiatrowe morskie (off-shore)	0	5 900	9 590	9 590
el. słoneczne (PV)	5 114	5 114	5 114	9 814
<b>razem</b>	<b>51 446</b>	<b>56 642</b>	<b>51 630</b>	<b>60 014</b>

Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska, we współpracy z Biurem Obsługi Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej oraz Operatorem Systemu Przesyłowego PSE S.A

Prognozy PEP2040 (rozdział 2.4) wskazują, że wysokie ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz koszt środowiskowy spowodują wyraźny spadek ilości energii elektrycznej produkowanej przez źródła węglowe, a poprzez to trwałą zmianę struktury produkcji energii elektrycznej.

Szacuje się, że największy wzrost w wolumenie produkowanej energii elektrycznej netto wystąpi w przypadku OZE, które w 2040 r. będą produkować prawie cztery razy więcej energii elektrycznej niż aktualnie. Dla źródeł gazowych w PEP2040 prognozuje się wzrost do poziomu 24% krajowej generacji w roku 2030 oraz prawie 30% w 2040 r., jednakże ze względu na obecną sytuację geopolityczną oraz zmiany na rynku paliw gazowych dane te mogą ulec zmianie. Ważny udział w produkcji energii elektrycznej stanowić będzie energetyka jądrowa, która od lat 2030–2035 pozwoli zastąpić wycofywane moce węglowe pracujące w podstawie systemu elektroenergetycznego. Wyniki modelu kosztu całkowitego z PEP2040 zakładają, że elektrownie atomowe będą produkować około 9% energii elektrycznej w 2035 r. oraz około 16% w 2040 r.

Tabela 3. Prognoza produkcji energii elektrycznej netto [TWh]

	2025	2030	2035	2040
biomasa i biogaz	6,6	7,4	8,0	7,5
węgiel kamienny	35,9	26,9	21,8	18,2
węgiel brunatny	50,6	41,0	18,1	4,6
energia jądrowa	0,0	0,0	16,7	33,4
gaz ziemny	45,1	52,6	67,5	67,6
energia wodna	1,8	1,8	1,9	1,8
energia wiatrowa, lądowa	25,4	23,1	14,5	22,1

energia wiatrowa, morska	0,0	24,0	39,2	39,4
energia słoneczna	4,6	4,4	4,3	9,6
<b>razem</b>	<b>170,1</b>	<b>181,1</b>	<b>191,9</b>	<b>204,2</b>

Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska, we współpracy z Biurem Obsługi Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej oraz Operatorem Systemu Przesyłowego PSE S.A

Zmiana struktury paliwowej zainstalowanych mocy szczególnie wyraźna jest po 2030 r. Związane jest to z wycofywaniem wyeksploatowanych jednostek węglowych, realizacją programu jądrowego oraz ze wzrostem mocy jednostek gazowych. Wśród źródeł odnawialnych nadal będzie dominowała energetyka wiatrowa (zarówno na lądzie jak i na morzu), w znacznie mniejszym udziale fotowoltaika, biomasa, elektrownie wodne oraz biogaz. Przy tak znaczącym rozwoju OZE szczególnie istotne jest równoległe zapewnienie rozwoju dyspozycyjnych źródeł bilansowych i magazynowych, które mogą zapewnić stabilną pracę polskiego systemu elektroenergetycznego oraz wsparcie na wypadek sytuacji awaryjnych. Takie uwarunkowania oraz rozwój nowoczesnych technologii hydroenergetycznych, umożliwiają wykorzystanie potencjału elektrowni szczytowo-pompowych w większym zakresie.

### **2.3 Rola magazynowania energii elektrycznej oraz zakładane wiodące technologie magazynowania**

Magazyny energii są jednym z kilku zasobów, które posiadają techniczną możliwość poprawy funkcjonowania systemów elektroenergetycznych.

Do najważniejszych technologii magazynowania energii należy zaliczyć:

- 1) **Elektrownie szczytowo-pompowe (ESP)** – dwa zbiorniki wodne połączone systemem rurociągów, pomp i turbin pozwalających na przenoszenie wody między zbiornikami w ramach trybu pompowania (energia pobierana z sieci) i generacji (energia oddawana do sieci). Elektrownie szczytowo-pompowe są najbardziej rozwiniętą i szeroko skomercjalizowaną technologią magazynowania energii. ESP charakteryzuje się dużymi pojemnościami i długimi czasami działania, które sprawiają, że doskonale nadaje się do świadczenia usług systemowych takich jak: rezerwa mocy, wygładzanie profili obciążenia, arbitraż cenowy. ESP są obecnie najczęściej wykorzystywaną technologią magazynowania energii na świecie. Wyzwaniami do ich dalszego rozwoju są wymagania geograficzne i wysokie początkowe koszty kapitałowe.
- 2) **Instalacje wykorzystujące sprężone powietrze (CAES)** – zasada działania tych instalacji jest analogiczna do ESP. Głównym elementem jest zbiornik na sprężone powietrze (najczęściej podziemne kawerny lub wyeksploatowane złoża paliw kopalnych), w trybie sprężania powietrze jest zasysane z atmosfery, sprężane i zatłaczane do zbiornika, a w trybie rozprężania powietrze jest wypuszczane na turbinę, która napędza generator, z którego energia elektryczna oddawana jest do sieci. Magazyn na sprężone powietrze charakteryzuje się dużą pojemnością i może mieć wyjątkowo długie czasy działania od kilku godzin do kilku dni. Dzięki swoim właściwościom może świadczyć usługi takie jak: rezerwa mocy czy łagodzenie profilu zapotrzebowania. Wdrożenie CAES

jest ograniczone przez unikalne wymagania geologiczne (potrzeba podziemnych jaskiń do magazynowania sprężonego powietrza).

**3) Instalacje akumulatorów elektrochemicznych, w tym:**

- a) Akumulatory litowo-jonowe – są coraz częściej wykorzystywane w zastosowaniach stacjonarnych, zarówno wielkoskalowych, jak i małoskalowych, tzw. „za licznikiem”. Szybki czas reakcji, długi cykl życia i odpowiedni czas pracy przy maksymalnej mocy pozwalają na wykorzystanie tego typu zasobników do zastosowań dobowych, które wymagają częstych i głębokich cykli. Obecnie magazyny litowo-jonowe są wykorzystywane do regulacji częstotliwości oraz innych podstawowych usług związanych z niezawodnością sieci, które pomagają operatorom systemów w utrzymaniu bilansu między obciążeniem a zapotrzebowaniem w krótkich horyzontach czasowych (do kilku godzin). Ponadto, litowo-jonowe magazyny energii mogą być używane do redukcji obciążenia sieci i odroczenia modernizacji systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Technologia ta, która zdominowała produkcję nowych akumulatorów, charakteryzuje się wykorzystaniem elektrolitu w stanie stałym, dobrymi parametrami pracy niezależnymi od temperatury, lekkością konstrukcji i doskonałą skalowalnością. Ograniczeniami w rozwoju technologii są dostępność odpowiednich surowców i duży popyt ze strony innych branż, przede wszystkim elektronicznej i transportowej. Przykładem takiej instalacji w Polsce jest magazyn energii w Rzepedzi;
- b) Baterie przepływowe – technologia, która charakteryzuje się brakiem ograniczeń technicznych pod względem dopasowania mocy i pojemności instalacji. Przepływowe magazyny energii elektrycznej są wykorzystywane głównie w zastosowaniach wielkoskalowych, w celu zapewnienia szeregu usług związanych z jakością energii i zarządzaniem energią, w tym w integracji farm fotowoltaicznych i wiatrowych do sieci energetycznej. Należy jednak zaznaczyć, że dotychczasowe wdrożenia tych rozwiązań są minimalne w porównaniu do powszechnie stosowanych akumulatorów litowo-jonowych i elektrowni szczytowo-pompowych. Podstawowe obszary, w których zasobniki przepływowe mogą znaleźć zastosowanie to zapewnienie mocy szczytowej i wsparcia napięcia końcowego, odroczenie inwestycji w systemach dystrybucyjnych i przesyłowych oraz wyrównywanie obciążenia w podstacjach;
- c) Kwasowo-ołowiowe zasobniki energii elektrycznej – akumulatory kwasowo-ołowiowe są technologią komercyjnie dostępną od dziesięcioleci. Jednakże niska gęstość energii oraz krótki cykl życia ograniczają ich wykorzystanie w powszechnych zastosowaniach sieciowych. Od 2018 r. na całym świecie wdrożono 75 MW kwasowo-ołowiowych zasobników energii elektrycznej do zastosowań sieciowych, co stanowi 2% potencjału magazynowania energii, pomijając elektrownie szczytowo-pompowe. Historycznie, akumulatory kwasowo-ołowiowe były używane do redukcji szczytów, kontroli częstotliwości, regulacji napięcia i zasilania w trybie czuwania. Obecnie jednak większość z tych zastosowań zastąpiły magazyny litowo-jonowe;
- d) Sodowo-siarkowe zasobniki energii elektrycznej – wysoka gęstość energii sprawia, że jest to pożądana technologia do zastosowań takich jak krótkoterminowa rezerwa mocy, arbitraż

cenowy energii elektrycznej i odroczenie modernizacji systemu przesyłowego. Jednak istotną wadą tych systemów jest wysoka temperatura pracy (300-350 °C). W 2018 r. na całym świecie wdrożono około 190 MW baterii sodowo-siarkowych;

- 4) **Wodór** – paliwo nieemitujące dwutlenku węgla w procesie spalania. Rozwój technologii wodorowych jest uwarunkowany rozwiązaniem wielu ograniczeń technicznych i ekonomicznych. Produkcja wodoru z energii elektrycznej na dużą skalę i jego wydajna konwersja na energię elektryczną jest obecnie na poziomie wstępnej komercjalizacji. Wodór, ze względu na koszty, nie jest obecnie w stanie konkurować z elektrochemicznymi zasobnikami energii elektrycznej. Technologia magazynowania energii z wykorzystaniem wodoru jest przystosowywana do świadczenia usług w bardzo długich ramach czasowych, takich jak przesunięcie wiosennej nadwyżki energii odnawialnej do deficytów w okresach zimowych lub letnich;
- 5) **Magazyny ciepła** – zasobniki energii cieplnej są technologią znaną, która polega na przechowywaniu energii albo w celu bezpośredniego zaspokojenia zapotrzebowania na ciepło, albo do późniejszego wytwarzania energii elektrycznej. Technologia ta charakteryzuje się czasem działania do kilku godzin. W odróżnieniu od ESP i CAES nie podlega ograniczeniom geologicznym i często działa w połączeniu ze skoncentrowanymi systemami energii słonecznej. Ciepłe zasobniki energii pozwalają na magazynowanie energii podczas szczytu produkcji i wykorzystanie jej wieczorem lub rano;
- 6) **Superkondensatory** – elektryczne zasobniki energii elektrycznej to urządzenie magazynujące energię poprzez ładunek statyczny. Te systemy mają dużą moc oraz niską pojemność. Superkondensatory są przydatne dla poprawy jakości energii, ponieważ mogą często się ładować i rozładowywać wysokimi prądami przez krótki czas. Technologia ta nie jest używana do długoterminowego przechowywania energii, a do zasilania podczas przerw w zasilaniu trwających do 60 sekund. Ma też możliwość szybkiego ładowania.

## 2.4 Porównanie kluczowych parametrów ESP i innych technologii magazynowania

Na świecie prowadzone są obecnie liczne prace nad nowymi technologiami magazynów energii. Warto zwrócić uwagę, że elektrownie szczytowo-pompowe są jedyną technologią magazynowania energii, która obecnie jest oceniana jako w pełni dojrzała technicznie.

Znane od dawna akumulatory kwasowe i obecnie najbardziej perspektywiczne baterie litowo-jonowe są z perspektywy ich zastosowania w energetyce oceniane jako technologie będące nadal w fazie rozwoju.

Możliwe do uzyskania w technologii ESP pojemności energii pojedynczego magazynu są o rząd wielkości większe niż w przypadku drugiej w tej kategorii technologii CAES. W zakresie dostępnych mocy technologia ESP również dysponuje najwyższymi wskaźnikami, umożliwiając budowę pojedynczych obiektów o mocach przekraczających 1000 MW i pojemności prawie 10 GWh, co jest niedostępne dla innych technologii.

Dla porównania, maksymalne parametry pojedynczych obiektów najbardziej obiecującej technologii akumulatorowej, czyli technologii litowo-jonowej, charakteryzują się dziesięciokrotnie mniejszą mocą (max 100 MW) i ponad stukrotnie mniejszą pojemnością (max ok. 50-60 MWh). Elektrownie szczytowo-

pompowe mają również wysoką sprawność cyklu magazynowania, co łącznie przekłada się na najniższe nakłady inwestycyjne w przeliczeniu na jednostkową pojemność.

Na podstawie wykonanych analiz porównawczych można stwierdzić, że magazynowanie energii w elektrowniach szczytowo-pompowych jest jedyną do tej pory technologią magazynowania energii, która jest w pełni skomercjalizowana oraz oferuje moce i pojemności mające realny wpływ na funkcjonowanie systemów energetycznych w wielu krajach.

Inne technologie, mimo że obiecujące, wciąż znajdują się w fazie rozwoju i minie wiele lat nim będą mogły zagrozić pozycji technologii ESP.

Systematyczny wzrost mocy zainstalowanych w elektrowniach szczytowo-pompowych wskazuje, że zalety ESP są doceniane w praktyce i mimo niemałych nakładów inwestycyjnych realizowane są kolejne inwestycje w budowę tego rodzaju obiektów. W 2021 r. rozpoczęto budowę elektrowni szczytowo-pompowej o mocy 680 MW w greckiej Amfilochii, a zakończono budowę największej na świecie elektrowni szczytowo-pompowej Fengning w Chinach o mocy 3,6 GW i pojemności rzędu 40 GWh.

Tabela 4. Zestawienie podstawowych parametrów wielkoskalowych zasobników energii:

Typ zasobnika energii elektrycznej	Rodzaj zasobnika	Typowy czas rozładowania przy maksymalnej mocy	Sprawność cyklu	Okres życia [lata]
Elektrochemiczne	Litowo-jonowy	Minuty do kilku godzin	86-88 %	10-15
	Przepływowy	Kilka godzin	65-70 %	15
	Kwasowo-ołowiowy	Minuty do kilku godzin	79-85%	12
	Sodowo-siarkowy	Kilka godzin	77-83%	15
Mechaniczne	Elektrownia szczytowo-pompowa (ESP)	Kilka godzin do kilku dni	70-85%	40*
	Magazyn na sprężone powietrze	Kilka godzin	50%	30
Chemiczne	Koła zamachowe	Sekundy do kilku minut	86-96%	20
	Paliwo wodorowe i ogniwa paliwowe	Kilka godzin do miesięcy	35%	30
Cieplne	Przechowywanie ciepła jawnego	Dni do tygodni	50-90%	20-30
Elektryczne	Superkondensatory	Sekundy	97%	20

\* Dotyczy elementów elektromechanicznych. Zbiornik górny i dolny mają znacznie dłuższy okres życia przekraczający nawet 100 lat.

Tabela 5. Wady, zalety oraz opis świadczonych usług przez poszczególne rodzaje magazynów energii

Typ zasobnika energii elektrycznej	Rodzaj zasobnika	Świadczone usługi	Zalety	Wady
Elektrochemiczne	Litowo-jonowy	<ul style="list-style-type: none"> <li>Regulacji częstotliwości</li> <li>Arbitraż energii</li> <li>Krótkoterminowa rezerwa mocy</li> <li>Odroczenie modernizacji systemu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Znana i szeroko wykorzystywana technologia</li> <li>Wysoka gęstość mocy i energii</li> <li>Niskie koszty utrzymania</li> <li>Możliwość szybkiego ładowania</li> <li>Możliwość wyboru szerokiego zakresu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Słaba wydajność w wysokich temperaturach</li> <li>Względy bezpieczeństwa, które mogą podwyższyć koszty</li> <li>Obecnie ciężkie do utylizacji i recyklingu</li> <li>Wymagane są metale ziem rzadkich</li> </ul>
	Przepływowy	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zapewnienie mocy szczytowej</li> <li>Wsparcia napięcia końcowego</li> <li>Wyrównywanie obciążenia w podstacjach</li> <li>Odroczenie modernizacji systemu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Długi czas życia</li> <li>Możliwość głębokiego rozładowania</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Niska gęstość mocy i energii</li> </ul>
	Kwasowo-ołowiowy	<ul style="list-style-type: none"> <li>Redukcji szczytów</li> <li>Kontrola częstotliwości</li> <li>Regulacji napięcia</li> <li>Rezerwa mocy</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Niskie koszty</li> <li>Możliwość wyboru szerokiego zakresu pojemności</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Niska gęstość energii i mocy</li> <li>Nie może być przechowywany w stanie rozładowania przez długi czas – stan ten negatywnie wpływa na wydajność</li> </ul>

Mechaniczne			<ul style="list-style-type: none"> <li>Wysoka zdolność do recyklingu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Toksyczność komponentów</li> <li>Słaba wydajność w wysokich temperaturach</li> </ul>
	Sodowo-siarkowy	<ul style="list-style-type: none"> <li>Krótkoterminowa rezerwa mocy</li> <li>Arbitraż energetyczny</li> <li>Odroczenie modernizacji systemu przesyłowego</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Stosunkowo wysoka gęstość mocy i energii</li> <li>Niski stopień samorozładowania</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Wysokie koszty</li> <li>Wymagana wysoka temperatura pracy (300-350 oC)</li> </ul>
	Elektrownia szczytowo-pompowa (ESP)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rezerwa mocy krótko i średnio-terminowa</li> <li>Wygładzanie profili obciążenia</li> <li>Arbitraż cenowy</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Znana technologia</li> <li>Długi okres życia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Restrykcje geograficzne</li> <li>Długi czas budowy</li> <li>Niska gęstość energii</li> </ul>
	Magazyn na sprężone powietrze	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rezerwa mocy krótko i średnio-terminowa</li> <li>Wygładzanie profili obciążenia</li> <li>Arbitraż cenowy</li> <li>Regulacja częstotliwości</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Długi okres życia</li> <li>Możliwość uzyskania dużej pojemności energetycznej</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Restrykcje geograficzne</li> <li>Niska sprawność cyklu</li> <li>Długi czas reakcji</li> </ul>
	Koło zamachowe	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zapewnienia ciągłości zasilania w sytuacjach krótkotrwałych przerw</li> <li>Regulacja częstotliwości sieci</li> <li>Regulacja napięcia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Długi czas życia</li> <li>Duża moc</li> <li>Szybki czas zadziałania</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Wysokie koszty</li> <li>Niska gęstość energii</li> </ul>



Chemiczne	Paliwo wodorowe i ogniwa paliwowe	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rezerwa mocy</li> <li>• Długoterminowe usługi takie jak przesunięcie nadwyżki energii wiosną do deficytów zimą lub latem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Możliwość magazynowania energii w długim horyzoncie czasowym</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Niska sprawność</li> <li>• Wymagane drogie komponenty</li> <li>• Wymagane wysokie normy bezpieczeństwa</li> </ul>
Ciepłe	Przechowywanie ciepła jawnego	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Najlepiej nadają się do współpracy z energią słoneczną</li> <li>• Arbitraż energii</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Długi okres życia</li> <li>• Możliwość przechowywania energia do kilku dni</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Problemy z zapewnieniem izolacji cieplnej zbiorników</li> <li>• Niska gęstość energetyczna</li> <li>• Restrykcje geograficzne (wymagane odpowiednie warunki słoneczne)</li> </ul>
Elektryczne	Superkondensatory	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zapewnienia ciągłości zasilania w sytuacjach krótkotrwałych przerw</li> <li>• Krótkoterminowe usługi związane z jakością energii</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Duża moc</li> <li>• Szybki czas reakcji</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wysoki stopień samorozładowania</li> <li>• Wysokie koszty</li> <li>• Niska gęstość energii</li> </ul>

Źródło: PGE Polska Grupa Energetyczna.

### **3. Charakterystyka elektrowni szczytowo – pompowych**

#### **3.1 Status technologii stosowanych w ESP**

##### **3.1.1 Wprowadzenie**

Elektrownie szczytowo-pompowe pozwalają na magazynowanie energii elektrycznej w formie energii potencjalnej wody przepompowywanej z dolnego do górnego zbiornika. Odzysk zmagazynowanej energii odbywa się poprzez przepływ wody w odwrotnym kierunku, zasileniu hydrozespołów i oddaniu energii elektrycznej do sieci.

Z mocą zainstalowaną na świecie na poziomie 190 GW ESP zapewniają obecnie około 90% potencjału magazynowania energii. Jest to technologia zapewniająca możliwość magazynowania energii w cyklach zarówno godzinowych jak i sezonowych, pozwalających na bilansowanie miesięczne lub nawet roczne.

Pierwsze ESP zaczęły pojawiać się pod koniec XIX wieku. Ich celem było równoważenie dobowego bilansu energetycznego oraz wyrównanie warunków pracy mało elastycznych jednostek cieplnych. Jednostki te pracowały w oparciu o grafiki, pompując w okresach niskich poborów energii oraz generując w szczytach. Ten intuicyjny schemat działania ESP utrzymywał się do ostatnich dekad XX wieku, kiedy magazyny energii zaczęły tracić na znaczeniu z racji rosnących możliwości regulacyjnych jednostek cieplnych oraz rozwoju zaawansowanych systemów zarządzania sieciami przesyłowymi. W tym okresie rola ESP sprowadzała się głównie do zabezpieczenia operatorom usług regulacyjnych oraz interwencyjnych, natomiast potencjał magazynowy ESP przestał być wykorzystywany w szerokim zakresie. Sytuacja zaczęła się zmieniać w drugiej dekadzie XXI wieku kiedy to proces dekarbonizacji oraz rosnący udział nieregulowanych źródeł OZE (wiatrowych oraz fotowoltaicznych) spowodował rewolucyjne zmiany w postrzeganiu bilansowania systemów elektroenergetycznych. Stałe cykle dobowego zapotrzebowania systemów elektroenergetycznych ustąpiły cykлом zależnym od chwilowego poziomu generacji źródeł OZE. Dodatkowo obniżenie ilości elastycznych źródeł konwencjonalnych zaczęło przyczyniać się do zwiększonych poziomów niezbilansowania systemów w ujęciu zarówno długoterminowym jak i chwilowym. Sytuacja ta doprowadziła do odbudowy znaczenia magazynów energii i rewolucyjnego rozszerzenia usług oczekiwanych od tych instalacji.

W wypadku ESP funkcja magazynowa wynika z rozmiaru zbiornika i dostępnej różnicy wysokości. Im większe są te parametry tym większa ilość energii zmagazynowanej w instalacji. Wielkość zbiornika w porównaniu do mocy zainstalowanej jest z kolei wyznacznikiem czasu magazynowania. Jest to czas pracy hydrozespołów ESP potrzebny do rozładowania pełnej pojemności górnego zbiornika. Elektrownie o charakterze regulacyjnym będą cechować się krótkim czasem magazynowania na poziomie kilku godzin, natomiast ESP o charakterze magazynu mogą cechować się czasem magazynowania od kilkunastu godzin do kilku dni, a nawet tygodni.

ESP o charakterze regulacyjnym ukierunkowane są przede wszystkim na świadczenie interwencyjnych usług regulacyjnych. Cechują się one dużą wymaganą ilością startów w ciągu doby, krótkimi okresami pracy i szybkimi zmianami obciążenia. Jest to stosunkowo nowy trend w rozwoju ESP obecny na rynku od lat 90-tych XX wieku i coraz bardziej powszechny.

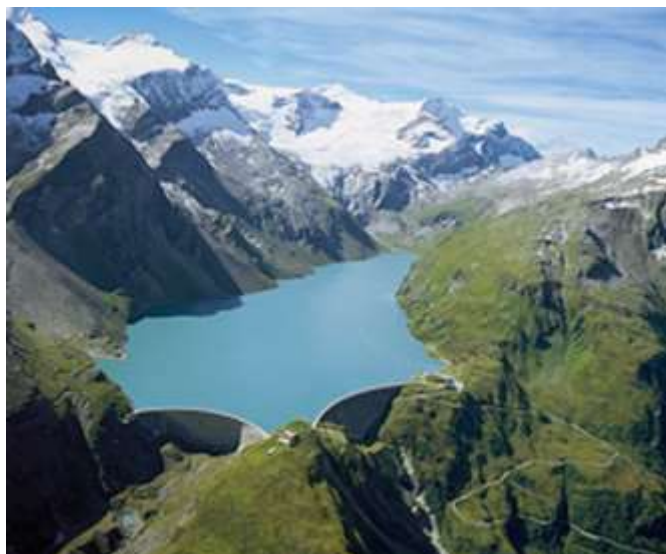
Obie funkcje, tj. magazynowanie oraz usługi systemowe, mogą być realizowane w różny sposób. Wybór sposobu zapewniania tych usług powinien być oparty o długoterminowe strategie rozwoju systemów elektroenergetycznych i możliwości terenowe charakterystyczne dla różnych lokalizacji.

W wypadku tradycyjnych ESP jako regułę można przyjąć, że lokalizacje o dużych spadach są bardziej efektywne ekonomicznie od lokalizacji o spadach niskich. W ogólnodostępnych opracowaniach lokalizacje określane jako dobre cechują się spadami powyżej 200 m, natomiast lokalizacje uznawane za optymalne, tzn. najbardziej ekonomiczne przy obecnie dostępnej technologii, posiadają spady w zakresie 400 m – 600 m. Wysoki spadek pozwala na ograniczenie wielkości zbiorników wody oraz zastosowanie układów hydraulicznych ESP o zdecydowanie mniejszych gabarytach. Małe rozmiary wyposażenia elektromechanicznego przekładają się na mniejsze rozmiary budowli ESP. Mniejsze gabaryty zbiorników oraz budowli przyczyniają się do znacznego ograniczenia zakresów robót, zwiększając istotnie efektywność ekonomiczną tych inwestycji.

### **3.1.2 ESP z zamkniętym obiegiem wody**

#### **3.1.2.1 Wykonanie zbiorników ESP**

Elementami ESP, które mają największy udział w łącznej sumie nakładów inwestycyjnych są zbiorniki oraz część budowlana samego obiektu. Zbiorniki wodne wykorzystywane w ESP cechują się nietypowymi obciążeniami wynikającymi z cyklicznych i częstych zmian poziomu wody. Przekłada się to na nietypowy dla budowli hydrotechnicznych charakter ich pracy, wpływający w sposób nasilony na degradację erozyjną brzegów. W wypadku wykorzystania istniejących zbiorników naturalnych lub sztucznych, istotne jest określenie pulsacji poziomów wody. Im mniejsze są pulsacje, tym mniejszy jest zakres kosztownych prac wzmocniających brzegi. Istotna jest także struktura geologiczna brzegów. Dobrej jakości skaliste brzegi nie wymagają wzmocnień. Zbiorniki dolne ESP to zbiorniki naturalne lub zbiorniki zaporowe. Rzadko spotyka się ESP oparte o zbiornik dolny bez dopływów naturalnych. Zbiorniki górne sztuczne można podzielić na dwa główne typy: zbiorniki zaporowe oraz zbiorniki w obwałowaniach sztucznych, których przykłady pokazano odpowiednio na rysunkach 1 i 2 .



Rys. 1. Zbiornik górny ESP Limberg II w Austrii podparty dwoma zaparami łukowymi.



Rys. 2. Zbiornik górny w obwałowaniach sztucznych – ESP Goldisthal w Niemczech

Rozwój technologiczny w zakresie budowy hydrotechnicznych opiera się o nowoczesne narzędzia projektowe umożliwiające optymalizację ekonomiczną projektowanych obiektów. Nowym, szeroko stosowanym na świecie rozwiązaniem jest wykonywanie zapór w technologii betonu zagęszczonego warstwowo (RCC – ang. *roller-compacted concrete*). Technologia ta pozwala na relatywnie szybkie wykonywanie zapór i wypiera klasyczne zapory betonowe grawitacyjne typu ciężkiego, takie jak np. zapora w Solinie czy w Porąbce. Nadmienić należy, że dobór technologii wykonania zapory zależy ściśle od warunków geologicznych danej lokalizacji. W warunkach polskich najczęściej stosowanym rozwiązaniem są zapory ziemne lub ziemno-narzutowe. Istotną innowacją w obszarze wykonania zbiorników ESP jest technologia wykonywania ekranów szczelnych tych obiektów. Klasycznym wykonaniem ekranu szczelnego zbiorników wykonanych z materiałów przepuszczalnych jest ekran asfaltobetonowy składający się z kilku warstw wysokiej jakości asfaltu hydrotechnicznego. Alternatywą dla tego rozwiązania jest wykonanie ekranu szczelnego z membran syntetycznych. Powyższe rozwiązanie, stosowane coraz szerzej także w zbiornikach ESP, jest korzystne z ekonomicznego punktu widzenia. Jego zastosowanie wymaga jednak rozszerzonej analizy bezpieczeństwa budowli oraz dostosowania projektu obwałowań już na etapie projektowym. Przykłady zbiorników ESP w wykonaniu asfaltobetonowym oraz membranowym pokazano odpowiednio na rysunkach 3 i 4.



Rys. 3. Wykonanie renowacji ekranu asfaltobetonowego ESP Żarnowiec.

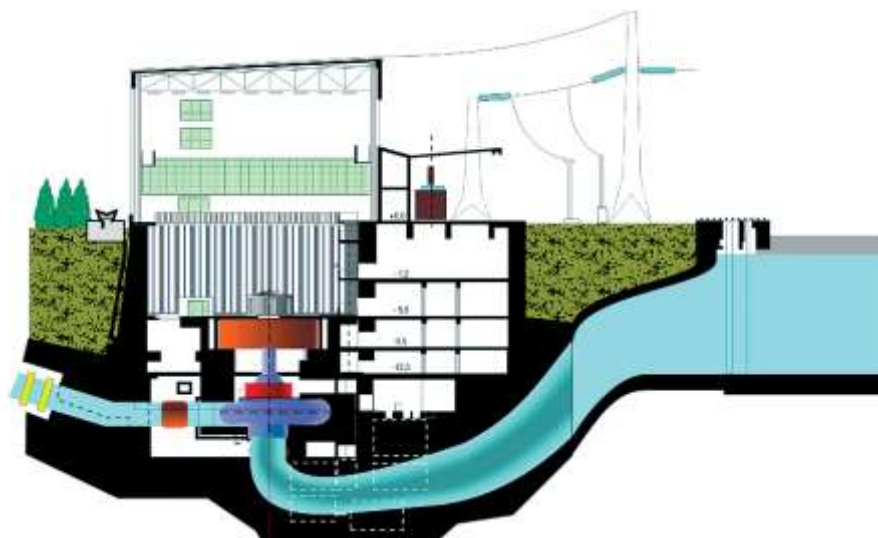


Rys. 4. Wykonanie ekranu szczelnego w technologii membranowej w ESP Aleko w Bułgarii.

### 3.1.2.2 Część budowlana ESP

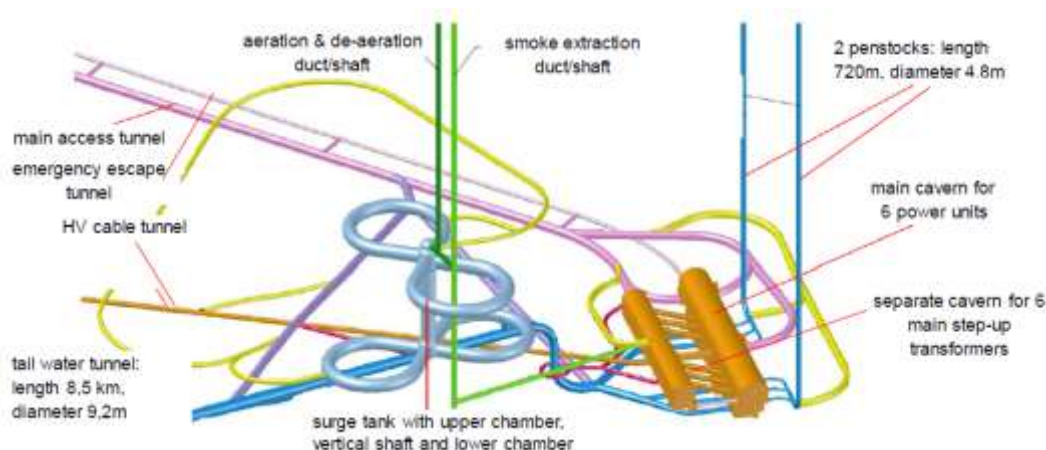
Przez część budowlaną ESP należy rozumieć budowlę, w której zainstalowane jest wyposażenie elektromechaniczne, drogi dostępne oraz cały układ hydrauliczny obejmujący część doprowadzającą i odprowadzającą wodę z hydrozespołów.

Jednym z kluczowych warunków determinujących lokalizację hali maszyn jest zagłębienie turbiny poniżej poziomu dolnej wody. Innymi słowy budowla hali maszyn ESP musi być wydrążona znacznie poniżej lustra wody zbiornika dolnego. Wyróżnić można trzy podstawowe typy budowli ESP. Pierwsza to budowla typu brzegowego wykonana jako budynek napowierzchniowy z głęboko posadowionymi fundamentami. Tego typu budowla, przez konieczność wykonywania głębokiego i rozległego wykopu, jest trudna w realizacji i posiada ograniczenia w zakresie zagłębienia turbin. Przykładem zastosowania tego typu rozwiązania w warunkach Polskich jest ESP Żarnowiec (rysunek 5).



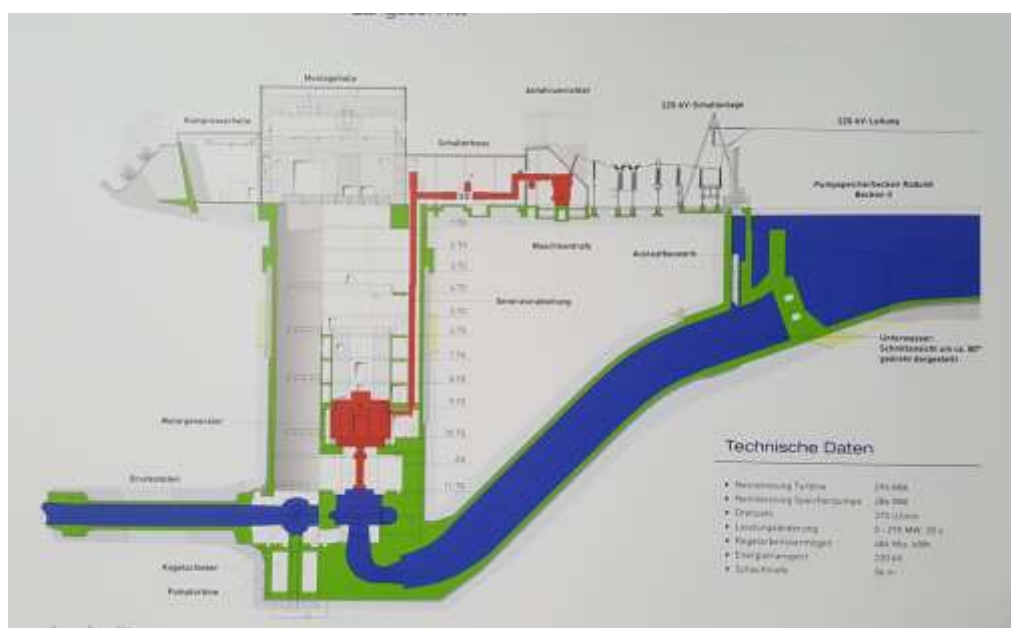
Rys. 5. Przekrój przez budowlę hali maszyn ESP Żarnowiec.

Kolejnym typem są elektrownie, w których budowla hali maszyn jest wykonana jako podziemna. Takie wykonanie pozwala na większe zagłębienie hydrozespołów oraz ogranicza koszty związane z pracami w głębokich wykopach. W wypadku elektrowni podziemnych koniecznym jest wykonanie dużej ilości dodatkowych sztolni: dostępowych, dopływowych, odpływowych, wentylacyjnych i innych. Struktury podziemnych budowli ESP bywają bardzo skomplikowane i w dużej mierze zależą od struktury geologicznej wybranej lokalizacji. W Polsce przykładem elektrowni podziemnej jest ESP Porąbka-Żar, która ze względu na niekorzystne uwarunkowania geologiczne ma bardzo uproszczony układ pojedynczej kawerny z jedną sztolnią dostępową. Na rysunku 6 pokazano układ podziemnej komory wraz z podstawowymi wyrobiskami ESP Atdorfl.



Rys. 6. Schemat podziemnych elementów projektowanej ESP Atdorfl w Niemczech (źródło: materiały Voith).

Ostatnim przykładem budowy ESP są elektrownie studniowe, które cechują się ulokowaniem hydrozespołów w głębokich szybach. Obiekty tego typu nie wymagają rozwiniętej podziemnej części komunikacyjnej, a duża część urządzeń układu wyprowadzenia mocy zlokalizowana jest na powierzchni. Wadami elektrowni w układzie studniowym jest ograniczona ze względu na przekrój szybu przestrzeń dla montażu hydrozespołu, utrudniony dostęp do urządzeń oraz wydłużony czas ich montażu spowodowany znaczną różnicą wysokości pomiędzy hydrozespołem i poziomem montażowym. Przykładem elektrowni tego typu w Polsce jest niezakończona ESP Młoty. Poniżej przekrój przez ESP Rodundwerk II jako przykład elektrowni w wykonaniu studniowym.



Rys. 7. Przekrój przez ESP Rodundwerk II w Austrii.

Powyższe pokazuje dużą różnorodność technologii budowy obiektów elektrowni szczytowo-pompowych. Dobór odpowiedniego typu budowy zależy od specyfiki danej lokalizacji. W obecnie rozwijanych projektach zagranicznych dominują obiekty podziemne, które są rozwiązaniem typowym dla lokalizacji o wyższych spadach. Należy mieć na uwadze, że w stosunku do realizacji z lat 70-tych i 80-tych XX w., nastąpił duży rozwój technologii wykonywania prac podziemnych oraz budowy tuneli, który w znacznym stopniu przyczynił się do realizacji wielu projektów elektrowni wodnych o znacznej długości sztolni doprowadzających i odprowadzających wodę. Przykładem może być realizowany



w Australii projekt Snowy II, w którym odległość pomiędzy zbiornikami górnym i dolnym wynosi 27km, a do przeprowadzenia prac tunelowych wykorzystuje się urządzenia drążące TBM.



Rys. 8. Schemat prac tunelowych związanych z projektem Snowy II w Australii.



Rys. 9. TBM wykorzystywany w projekcie Snowy II w Australii.

### 3.1.3 ESP wykorzystujące wyrobiska kopalń powierzchniowych

Ze względu na istotny udział budowy zbiorników w nakładach inwestycyjnych na budowę elektrowni szczytowo-pompowych, naturalnym kierunkiem jest adaptowanie istniejących wyrobisk kopalń powierzchniowych jako zbiorników ESP. Taka forma wykorzystania wyeksploatowanych wyrobisk daje operatorom kopalń możliwość kontynuowania działalności w zmienionej formie przy jednoczesnej rekultywacji terenów pokopalnianych.

Pomimo oczywistych zalet, jedyną elektrownią szczytowo-pompową na świecie wykorzystującą wyrobisko łupków jako zbiornik dolny jest ESP Dinorwig w Walii (rysunek 10) o mocy 1728 MW.





Rys. 10. Elektrownia szczytowo-pompowa Dinorwig w Walii.

W ostatnich latach koncepcja lokalizacji nowych ESP w wyrobiskach kopalń powierzchniowych zyskuje na popularności. Obecnie w realizacji jest projekt Kidston w Australii wykorzystujący zlokalizowane w niewielkiej odległości wyrobiska kopalni złota jako zbiorniki górny i dolny. Projekt o mocy 250 MW będzie współpracował z farmą PV stanowiąc stabilne dobowe źródło energii odnawialnej.

Sukces projektu wykorzystującego wyrobiska kopalń powierzchniowych zależy od wielu czynników takich jak: dostępna różnica wysokości, odległość potencjalnych zbiorników, geologia wyrobisk, dostępność wody czy dostępność linii wyprowadzenia mocy. Należy również zwrócić uwagę na możliwość zwiększenia efektywności tego typu inwestycji poprzez ich planowanie na etapie działania kopalni. Pozwala to na optymalizację kosztów przez odpowiednie kształtowanie wyrobiska i tworzenie zwałowisk zbędnego materiału skalnego w sposób kształtujący przyszły zbiornik. Takie świadome działanie może wzmocnić potencjał lokalizacji elektrowni szczytowo-pompowych w wielu eksploatowanych obecnie kopalniach.

#### **3.1.4 ESP wykorzystujące zbiorniki podziemne**

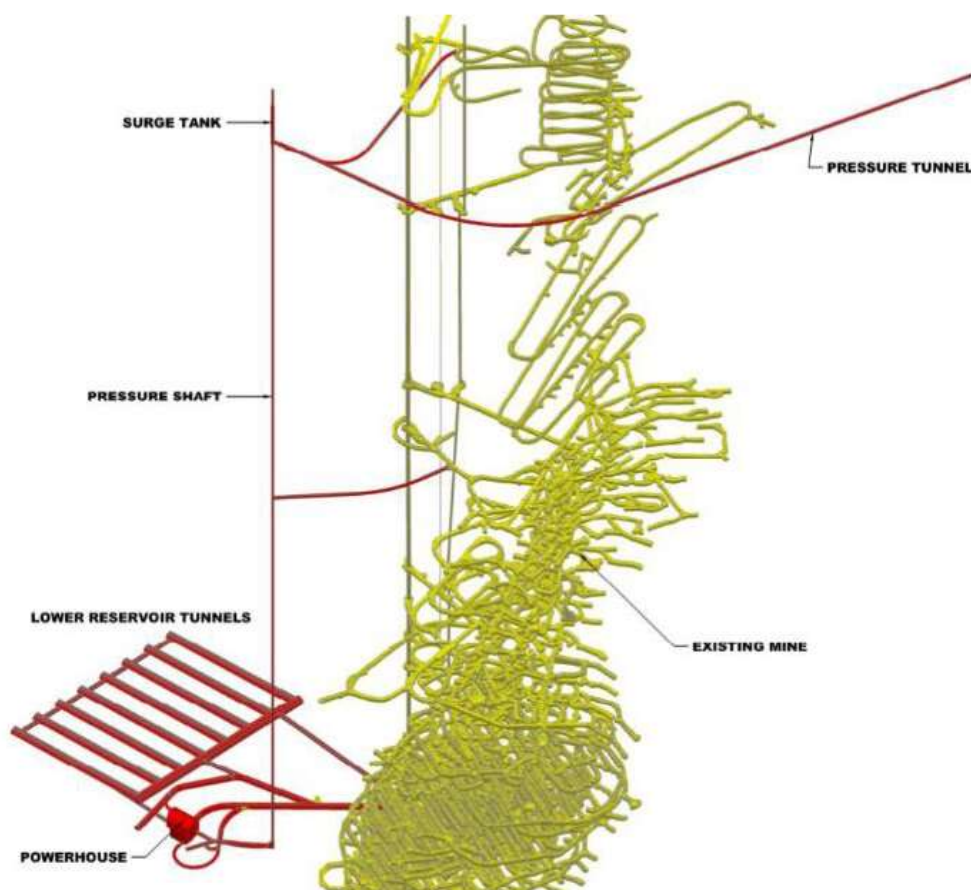
Koncepcja wykorzystania podziemnego zbiornika jako dolnego źródła elektrowni szczytowo-pompowej zakłada wykorzystanie konwencjonalnego układu komory oraz wyposażenia elektromechanicznego zarówno nawierzchniowego zbiornika górnego jak i podziemnego zbiornika dolnego.

Działania w kierunku wykorzystania istniejących wyrobisk kopalń jako zbiorników elektrowni szczytowo-pompowych prowadzone są od kilkadziesiąt lat i jak do tej pory żadna elektrownia tego typu w skali przemysłowej nie została uruchomiona. Niemniej jednak rosnące zapotrzebowania na usługi regulacyjne i magazyny energii, w krajach o niekorzystnej topografii, spowodowały powrót do tej koncepcji.

Współczesne projekty podziemnych elektrowni szczytowo-pompowych zakładają budowę dedykowanych zbiorników podziemnych w lokalizacjach o korzystnych warunkach geologicznych, przy bardzo dużych spadach przekraczających 800 m. Konfiguracje podziemnych ESP wykorzystują wszystkie mocne strony obecnej technologii wyposażenia elektromechanicznego. Dzięki bardzo

wysokim spadom ograniczają pojemność zbiorników, pozwalają na wykonywanie ekonomicznych i korzystnych derywacji pionowych oraz niedrogich zbiorników powierzchniowych. Kluczem do sukcesu tego typu projektów jest lokalizacja o doskonałej geologii, umożliwiająca wykorzystanie potencjału nowoczesnych metod tunelowania z wykorzystaniem technologii TBM.

Obecnie wykonuje się szereg zaawansowanych prac koncepcyjnych dotyczących elektrowni podziemnych, czego przykładem jest elektrownia w Pyhäsalmi w Finlandii (rysunek 11). Warto zwrócić uwagę na rozdzielenie wyrobisk kopalni od nowoprojektowanego zbiornika podziemnego.



Rys. 11. Układ planowanej elektrowni szczytowo pompowej Pyhäsalmi w Finlandii (źródło: materiały Poyry).

Innym ciekawym projektem o nietypowym układzie jest koncepcja budowy elektrowni szczytowo-pompowej Bernegger w Austrii o mocy 310 MW (rysunek 12). Koncepcja ta zakłada budowę górnego zbiornika w formie tuneli drążonych w dobrej jakości skale oraz adaptację wyrobiska kopalni kruszywa jako zbiornika dolnego.



Rys. 12. Materiały koncepcyjne elektrowni szczytowo-pompowej Bernegger w Austrii (źródło: materiały Poyry).

Ostatnim przykładowym projektem podziemnej elektrowni szczytowo-pompowej jest estoński projekt Paldiski. Jest to bardzo ambitny projekt przewidujący wykonanie podziemnego zbiornika na głębokości 730 m w granitowym podłożu, budowę podziemnej komory z pompoturbinami odwracalnymi o mocy 510 MW oraz budowę sztucznej wyspy celem wykorzystania Morza Bałtyckiego jako górnego zbiornika.

### 3.2 Charakterystyka pracy ESP i technologiczne możliwości rozwoju ich funkcjonalności

#### 3.2.1 Uwarunkowania systemowe

Systemy elektroenergetyczne nie mają obecnie możliwości przechowywania energii elektrycznej co oznacza, że suma mocy dostarczonej do systemu musi być w każdej chwili równa mocy pobieranej. Z tego powodu w systemie elektroenergetycznym niezbędne są jednostki zdolne do szybkiego rozruchu i zwiększenia lub pobrania mocy. Zapotrzebowanie na tego rodzaju jednostki zwiększa się wraz z przyłączaniem do systemu coraz większej ilości źródeł odnawialnych, takich jak elektrownie fotowoltaiczne i wiatrowe, które dostarczają moc do systemu w sposób nie w pełni przewidywalny. Do pokrycia lub redukcji odpowiednio nagłych niekontrolowanych ubytków lub przyrostów mocy niezbędne są dedykowane jednostki, zdolne do szybkich rozruchów i odstawień oraz bardzo szybkiej zmiany bieżącego punktu pracy. Takimi funkcjonalnościami dysponują elektrownie szczytowo-pompowe.

Zasada działania elektrowni szczytowo-pompowej polega na magazynowaniu energii w postaci energii potencjalnej wody pompowanej ze zbiornika dolnego do zbiornika górnego w okresach, gdy systemie elektroenergetycznym występuje nadmiar mocy w stosunku do potrzeb. W okresie zwiększonego zapotrzebowania na moc w systemie woda z tego zbiornika spuszcza jest przy pomocy rurociągów derywacyjnych do dolnego zbiornika. Na derywacji, w jej dolnym fragmencie, usytuowane są hydrozespoły odwracalne (ewentualnie turbozespoły z członem pompowym). Ich zadaniem jest generacja energii elektrycznej poprzez zamianę energii kinetycznej płynącej wody, oddawanej na łopatkach turbiny, poprzez generator usytuowany na wspólnym wale z turbiną. Do pompowania

stosuje się odwrotny mechanizm, w którym generator pracujący jako silnik elektryczny, napędza łopaty turbiny pompując wodę do zbiornika górnego.

Elektrownie szczytowo-pompowe można podzielić na dwa typy:

- 1) **pompowe** – z zamkniętym układem wody. Tego typu obiekty wykorzystują do produkcji energii wyłącznie wodę, która została wpompowana do nieposiadającego żadnych dopływów naturalnych zbiornika górnego. Jako przykłady na krajowym rynku można wskazać Elektrownię Żarnowiec, Elektrownię Porąbka-Żar oraz Elektrownię Żydowo.
- 2) **pompowe z dopływem naturalnym** – wykorzystujące otwarty układ wodny. W tego typu obiektach zbiornik górny posiada zasilanie naturalnymi dopływami dzięki czemu poza magazynowaniem energii istnieje także możliwość produkcji energii bez konieczności pompowania. W tym przypadku na krajowym rynku można wskazać Elektrownię Solina, Elektrownię Dychów oraz Elektrownię Niedzica.

### 3.2.2 Model pracy ESP

W ostatnich latach w Polsce obserwuje się znaczny wzrost wykorzystania poszczególnych hydrozespołów w ramach elektrowni szczytowo-pompowych. Od 2011 r. do 2022 r. całkowity czas pracy ESP zwiększył się z 26 316 do 38 167 godzin, a więc o 11 851 godzin, co stanowi wzrost o ponad 45% w ciągu tych 10 lat.

Powyższe przekłada się bezpośrednio na większą liczbę godzin pracy w trybie turbinowym (generacja energii czyli rozładowywanie magazynu), pompowym (pobór energii czyli ładowanie magazynu), kompensatorowym (szczególny tryb pracy możliwy do świadczenia obecnie jedynie przez ESP), a także usług pomocniczych jak praca w trybie ARNE (Automatyczna Regulacja Napięcia Elektrowni). Dodatkowo wybrane elektrownie szczytowo-pompowe świadczyły w tym okresie usługę odbudowy KSE.

W systemie elektroenergetycznym, w którym struktura generacji jest w większości oparta o źródła ciepłe zasilane węglem, gazem, ropą, a także energią atomową, główne role ESP polegają na:

- ładowaniu się w nocy, kiedy występuje niskie zapotrzebowanie systemu, co umożliwia ciągłą pracę, bez kosztownego uruchamiania ciepłych jednostek wytwórczych,
- pozostawaniu w trybie ciągłej dyspozycyjności do możliwości uruchomienia się interwencyjnego w przypadku wystąpienia zakłócenia, nagłego niezbilansowania w systemie bądź potrzeby operatora systemu elektroenergetycznego do redysponowania energii w celu usuwania ograniczeń sieciowych.

Obecnie w związku z postępującą transformacją energetyczną oraz zmianą struktury generacji w systemie elektroenergetycznym, oprócz powyższych ról dochodzą nowe:

- funkcjonowanie na rynku energii elektrycznej w ramach tzw. arbitrażu cenowego (zarabianie na różnicy cen energii elektrycznej pobieranej z sieci i oddawanej do sieci odpowiednio gdy ceny rynkowe są niskie i wysokie – zazwyczaj w dolinie i szczycie obciążenia KSE),

- rezerwacja mocy i pojemności magazynowych pod wysoką generację z farm wiatrowych w godzinach nocnych,
- rezerwacja mocy i pojemności magazynowych pod wysoką generację z instalacji fotowoltaicznych w godzinach południowych.

Dodatkowymi usługami jakie ESP już świadczą i których znaczenie będzie rosło wraz ze zwiększającym się nasyceniem instalacji OZE w systemie elektroenergetycznym są:

- możliwości szybkiej zmiany trybu pracy wraz z dynamicznymi zmianami punktów pracy – przykładowo przejście z maksymalnej generacji do minimalnej, a następnie powrót do stanu pierwotnego w czasie rzędu jednej minuty,
- dostarczanie mocy i energii biernej podczas pracy kompensatorowej w celu regulacji poziomów napięć w poszczególnych węzłach elektroenergetycznych,
- możliwość uczestniczenia w odbudowie krajowego systemu elektroenergetycznego poprzez posiadanie zdolności do samostartu ze stanu beznapięciowego wraz z możliwością podania napięcia na niezasilone linie elektroenergetyczne.

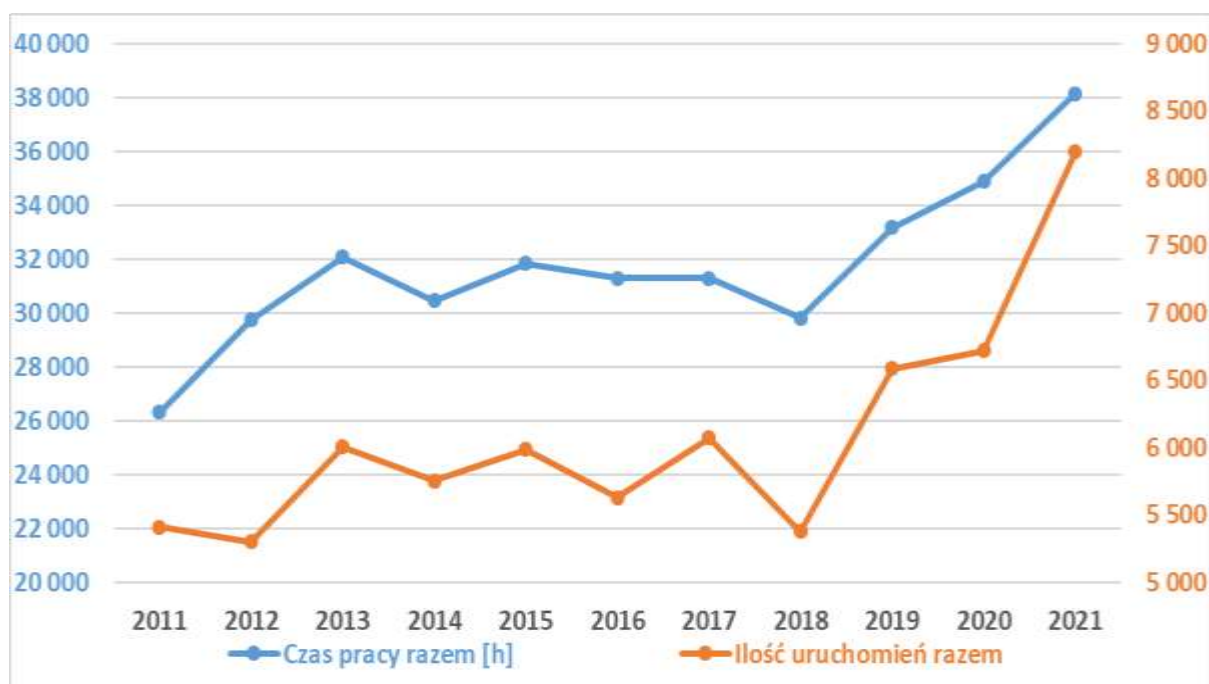
### 3.2.3 Charakter pracy ESP – Żarnowiec, Porąbka-Żar, Solina, Dychów

Tabela 6. Charakterystyka pracy ESP Żarnowiec, Porąbka-Żar, Solina, Dychów w latach 2011-2021

Praca hydrozespołów / rok	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Czas pracy turbinowej PT, pompowej PP i kompensatorowej [h]	26 316	29 744	32 093	30 467	31 855	31 302	31 294	29 819	33 172	34 898	38 167
Ilość uruchomień do pracy PT, PP i kompensacji	5 411	5 304	6 008	5 754	5 987	5 629	6 073	5 376	6 588	6 724	8 198
Ilość przejść pomiędzy różnymi trybami pracy	1 186	1 069	1 290	1 164	1 318	1 136	1 022	833	1 290	1 387	1 445



Wykres 1. Czas pracy i ilość uruchomień ESP Żarnowiec, Porąbka-Żar, Solina, Dychów w latach 2011-2021



Pomimo znacznego obciążenia pracą w latach 2011-2020, w 2021 roku odnotowano jeszcze większe przyrosty zarówno czasów pracy (niespełna 10%), jak i ilości uruchomień (ponad 21%). Przewidywany w najbliższych latach wzrost udziału w systemie energii ze źródeł odnawialnych (instalacji fotowoltaicznych, offshore) z pewnością przyczyni się do utrwalenia tego trendu.

### 3.2.4 Zalety elektrowni szczytowo-pompowych

Oprócz zalet typowych elektrowni wodnych, elektrownie szczytowo-pompowe posiadają szereg dodatkowych walorów, charakterystycznych tylko dla tego typu elektrowni. Najistotniejsze zalety elektrowni szczytowo-pompowych to:

- 1) akumulacja pompowa,
- 2) bardzo krótkie czasy uruchomień i wyłączeń maszyn oraz przejść operacyjnych pomiędzy różnymi stanami pracy,
- 3) wysoka sprawność maszyn hydraulicznych,
- 4) wysoka dyspozycyjność turbozespołów, jak i całej elektrowni,
- 5) możliwość tzw. „black-startu” tj. samodzielnego uruchomienia od kompletnego wyłączenia elektrowni do osiągnięcia pełnego obciążenia bez poboru mocy z sieci zewnętrznej,
- 6) dowolna ilość uruchomień i odstawień turbozespołów do wszystkich rodzajów pracy: generacyjnej, pompowej, kompensatorowej,
- 7) łatwa technicznie regulacja mocy oraz możliwość automatyzacji i zdalnego sterowania,
- 8) zdolność do kompensacji mocy biernej bez specjalnych dostosowań technicznych oraz możliwość regulacji napięcia,

- 9) moc regulacyjna elektrowni pompowej równa jest co do zasady sumie mocy turbin i pomp,
- 10) bardzo małe zużycie energii na potrzeby własne,
- 11) długa żywotność jednostek,
- 12) dojrzałość technologiczna.

### 3.2.5 Technologiczne możliwości rozwoju ESP

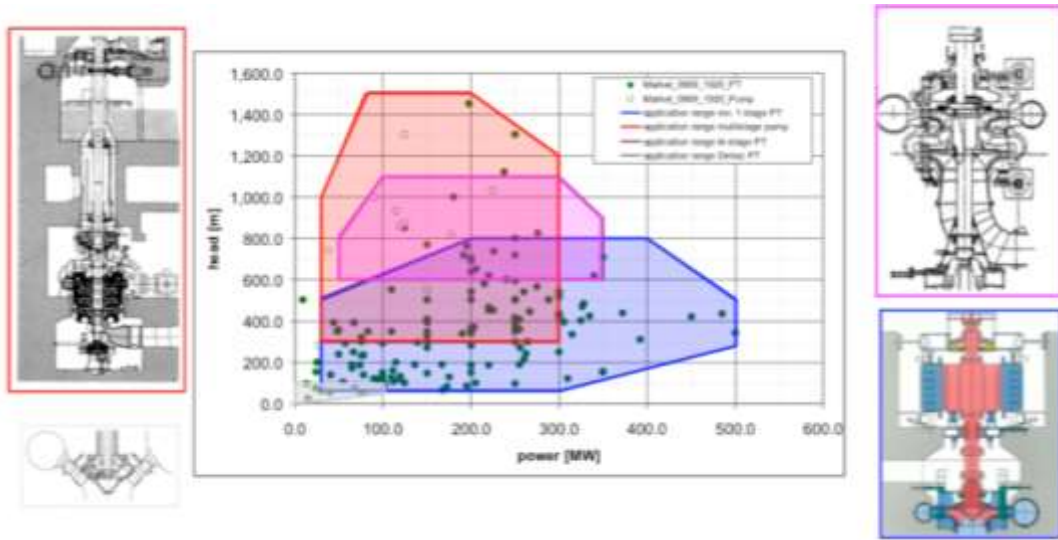
Rozwój technik modelowania komputerowego, nowe rodzaje materiałów konstrukcyjnych oraz energoelektroniki na przestrzeni ostatnich 20 lat znacząco zmieniły sposób oraz możliwości realizacji projektów ESP. Zauważalne są następujące kierunki rozwoju:

- 1) ograniczenie wpływu na środowisko naturalne przejawiające się zwiększeniem zakresu stosowania układów bezsmarowych, szczelnymi układami olejowymi,
- 2) zwiększenie sprawności – modelowanie komputerowe pozwala na osiągnięcie optymalnych parametrów sprawnościowych ograniczających koszty magazynowania energii,
- 3) zwiększenie elastyczności pracy ESP – przez rozszerzanie zakresów regulacji, przyspieszanie odpowiedzi ESP na warunki sieciowe, zwiększenie realizowanych dobowych ilości cykli pracy,
- 4) ograniczenie kosztów eksploatacji ESP – przez wydłużenie okresów „międzyremontowych”, ograniczenie kawitacji oraz stosowanie zaawansowanych narzędzi diagnostycznych,
- 5) wykorzystanie niekonwencjonalnych rozwiązań ESP takich jak na przykład ESP podziemne, ESP wykorzystujące wodę morską, ESP w wyrobiskach kopalń.

Należy wyraźnie zaznaczyć, że największe naciski kładzie się obecnie na zwiększenie elastyczności pracy elektrowni szczytowo-pompowych. Jest to odpowiedź na zmiany i wyzwania w bilansowaniu sieci wynikające z postępującego procesu dekarbonizacji i zwiększającego się udziału niesterowalnych źródeł OZE w miksie energetycznym. Ten trend widać najmocniej w rozwoju nowych technologii wyposażenia elektrowni szczytowo-pompowych.

Wyposażenie hydromechaniczne elektrowni szczytowo-pompowych może być podzielone na kilka klas: rozwiązania z oddzielnymi pompami i turbinami, hydrozespoły z turbinami Deriaza, elektrownie z hydrozespołami odwracalnymi, oraz zespoły trójmaszynowe (ang. *ternary units*). Dobór wyposażenia odbywa się w oparciu o oczekiwane parametry jednostek oraz dostępne spadły.





Rys. 13. Zakresy stosowania rozwiązań zespołów maszynowych w ESP – kolory ramek odpowiadają kolorom pól na wykresie (źródło: materiały Voith Hydro).

Pompoturbiny mogą występować w kilku głównych konfiguracjach:

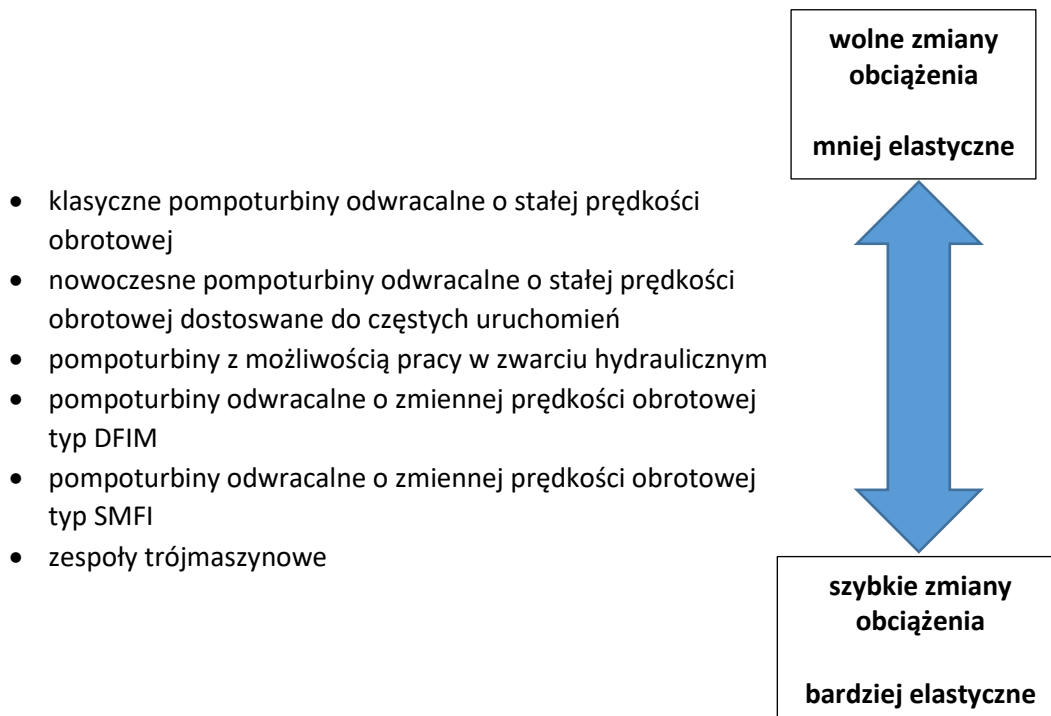
- 1) jednostopniowe pompoturbiny odwracalne o stałej prędkości obrotowej (do tej kategorii zaliczają się rozwiązania ESP Porąbka-Żar, Żarnowiec, Solina, Żydowo),
- 2) wielostopniowe pompoturbiny odwracalne o stałej prędkości obrotowej,
- 3) jednostopniowe pompoturbiny odwracalne o zmiennej prędkości obrotowej,
- 4) zespoły trójmaszynowe o stałej prędkości obrotowej,
- 5) hydrozespoły o stałej prędkości obrotowej z turbinami typu Deriaza (w Polsce jedynym przykładem zastosowania turbin Deriaza jest EW Niedzica).

Pompoturbiny jednostopniowe odwracalne synchroniczne o stałej prędkości obrotowej mogą pracować w trybie pompowania lub generacji, zależnie od kierunku obrotów. Wersja wielostopniowa pozwala na zwiększenie zakresu spadów w porównaniu do wersji jednostopniowej. W tych rozwiązaniach regulacja mocy w trybie generacji następuje przez sterowanie kątem otwarcia aparatu kierowniczego. Praca w trybie pompowym ma stałą charakterystykę tzn. moc pompowania nie może być regulowana i zależy wyłącznie od bieżącego spadu. Nowoczesne pompoturbiny mogą być wyposażone w generatory o zmiennej prędkości obrotowej, co pozwala zniwelować największą słabość klasycznych pompoturbin – możliwość regulacji mocy w trybie pompowania. Ponadto zastosowanie hydrozespołów o zmiennej prędkości obrotowej umożliwia zwiększenie zakresu ciągłej pracy (hydrozespół może pracować stabilnie w głębokim niedociężeniu bez ograniczeń czasowych). Szczególnym rozwiązaniem pompoturbin dla niskich spadów są jednostki z wirnikami typu Deriaza o stałej prędkości obrotowej. Dzięki regulacji łopatek wirnika oraz kierownicy, turbiny Deriaza mają możliwości regulacji mocy pompowania przy stałej prędkości obrotowej. Nowoczesne rozwiązania pompoturbin pozwalają na uzyskiwanie wysokich sprawności cyklu magazynowania energii osiągających 82%.

Zespoły trójmaszynowe charakteryzują się oddzielnymi elementami, pompą, turbiną oraz generatorem zainstalowanymi na jednym wale wirującym w jednym kierunku (nie są to maszyny odwracalne). Są to najbardziej zaawansowane jednostki stosowane w elektrowniach szczytowo-pompowych

wykorzystujące turbiny Francisa lub Peltona oraz pompy wielostopniowe. Dodatkowo są wyposażone w sprzęgło hydrauliczne umożliwiające bezprzerwowe, bezударowe i szybkie przejścia do pracy pompowej.

Wyposażenie elektrowni szczytowo-pompowych można uszeregować także w oparciu o kryterium elastyczności regulacji oraz prędkości odpowiedzi jednostek na potrzeby sieci elektroenergetycznej.



Rys. 14. Zdolności regulacyjne poszczególnych rodzajów jednostek wykorzystywanych w ESP.

Należy zaznaczyć, że elastyczność elektrowni szczytowo-pompowej jest wypadkową parametrów wyposażenia elektromechanicznego oraz konstrukcji układu hydraulicznego elektrowni. Oznacza to, że wyposażenie istniejącej elektrowni w najnowocześniejsze hydrozespoły może nie przynieść oczekiwanych rezultatów ze względu na ograniczenia części budowlanej.

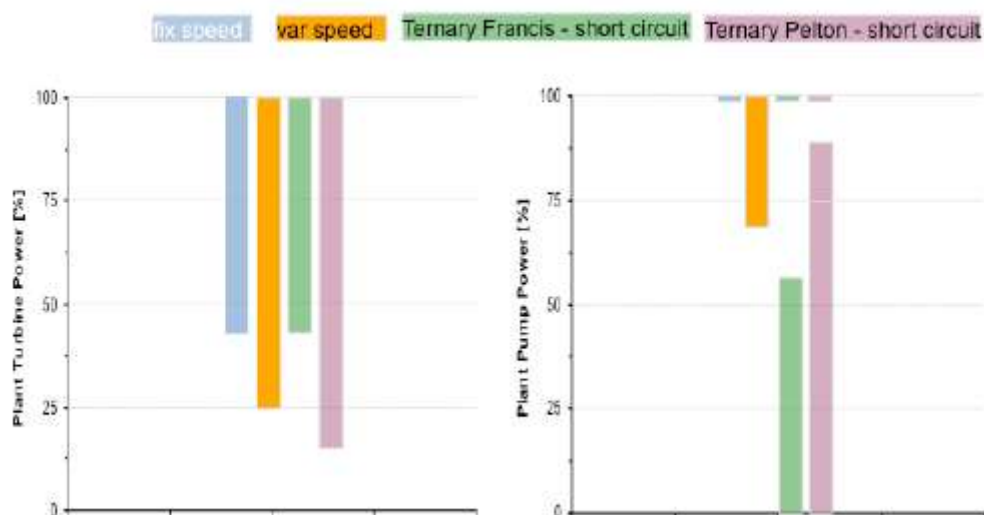
Współczesne pompoturbiny można podzielić na standardowe, ukierunkowane na świadczenie usług bilansujących przy niewielkiej zmienności obciążeń i wysokich sprawnościach cyklu, oraz pompoturbiny ukierunkowane na świadczenie usług regulacyjnych wymagających krótkich czasów odpowiedzi, dostosowane do szybkich zmian obciążenia i dużej ilości cykli start-stop.

Ze względu na duże zapotrzebowanie na moc regulacyjną systemów z dużą ilością niesterowalnych źródeł OZE, coraz częściej wykorzystuje się pracę w tak zwanym zwarcu hydraulicznym, w którym dwie jednostki pracują w przeciwnych kierunkach, pompowym i turbinowym. Taki układ pracy pozwala na bardzo szybkie zmiany mocy również po stronie poborów na pompowanie. Tego typu praca okupiona jest dużymi stratami energii dlatego jej stosowanie ma ekonomiczny sens wyłącznie przy odpowiedniej wycenie tego typu usługi. Rozwiązaniem problemu wysokich strat jest stosowanie hydrozespołów odwracalnych o regulowanej prędkości obrotowej, co pozwala na regulację mocy pobieranej w pracy pompowej w zakresie 70% - 100% nominalnej mocy pompowania. Stosowanie pompoturbiny

o zmiennej prędkości obrotowej niesie dodatkowe korzyści w postaci redukcji zużycia kawitacyjnego wirników, zwiększenia sprawności, zmniejszenia poziomu drgań hydrozespołów.

Najbardziej elastycznymi jednostkami są zespoły trójmaszynowe zapewniające najszybsze odpowiedzi układu na zmiany w sieci oraz zapewniające bezkonkurencyjne zakresy regulacji.

Porównanie możliwości regulacyjnych różnych technologii hydrozespołów odwracalnych w zakresie elastyczności obciążenia pokazano na rysunku 15, a w zakresie czasów przejść pomiędzy różnymi trybami pracy na rysunku 16.



Rys. 15. Możliwości regulacyjne w zakresie mocy generacji i pompowania (kolor niebieski pompoturbiny o stałej prędkości obrotowej, kolor pomarańczowy pompoturbiny o zmiennej prędkości obrotowej, kolor zielony i fioletowy zespoły trójmaszynowe w różnych konfiguracjach).

### 3.2.6 ESP jako sposób wykorzystania terenów pogórnich i przemysłowych

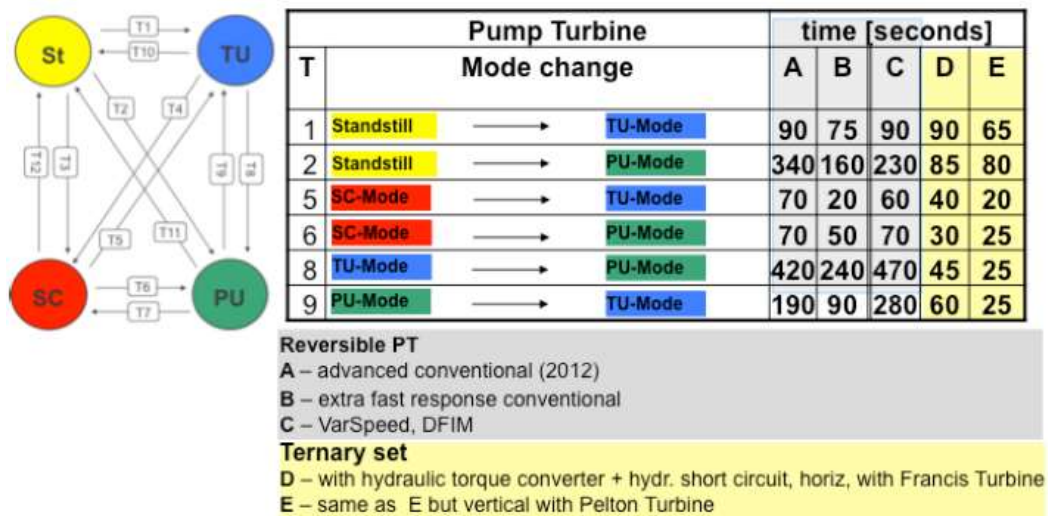
Obecnie prowadzone są prace analityczno-naukowe nad możliwością wykorzystania terenów pogórnich i przemysłowych dla celów budowy elektrowni szczytowo-pompowej. Inwestycje w tych miejscach wymagają jednak opracowania wielu rozwiązań związanych z własnością nieruchomości oraz infrastruktury, technologią oraz ekonomiczną i środowiskową stroną takiego przedsięwzięcia. Jednym z kluczowych wymagań jest uzyskanie stosownych zgód, między innymi decyzji środowiskowej, która według Instytutu Maszyn Przepływowych Polskiej Akademii Nauk może być trudna, m.in. z powodu ryzyka naruszenia statyki górotworu i jego rozszczelnienia. Zabezpieczenie się przed ryzykami środowiskowymi, budowa górnego zbiornika oraz pozyskanie nieruchomości wiąże się z poniesieniem znaczących nakładów na budowę tego typu elektrowni szczytowo-pompowej, bez gwarancji zwrotu z inwestycji. Powołując się na przedstawioną przez Polską Akademię Nauk analizę, bezpieczniejszą formą dla elektrowni szczytowo-pompowych w dawnych wyrobiskach, są miejsca po wydobyciu soli, gdzie jest mniejsze zagrożenie podmywania ścian kopalni.

Ponadto ruszyły w Polsce prace nad wykorzystaniem terenów pogórnich tj. Śląski System Magazynowania Energii. W ramach prac zostanie opracowana szczegółowa koncepcja systemu, w tym sposób przygotowania i wdrożenia od strony technicznej oraz ekonomiczno-finansowej. Porozumienie

sygnowane m.in. przez właściciela terenów pogórnich i infrastruktury tj. Spółkę Restrukturyzacji Kopalń S.A. oraz Instytut Techniki Górniczej KOMAG. Wykorzystaną technologią nie będzie spadek wody w szybie kopalni do wyrobiska, a sprężone powietrze. Wstępnie wytypowano 4 kopalnie, w których mają powstać pierwsze magazyny: KWK Makoszowy i Szyb Gigant w Zabrze, KWK Pokój I – Śląsk – Ruch Śląsk w Rudzie Śląskiej oraz KWK Centrum w Bytomiu.

Wyniki prowadzonych prac pozwolą ocenić wykonalność projektu ESP w dawnych wyrobiskach górniczych, a tym samym ocenić potencjał rozwoju tej technologii w polskich warunkach na terenach pogórnich.

Jak zostało wskazane w części 3.1.3 powyżej, wyeksploatowane wyrobiska powierzchniowe są traktowane jako potencjalne zbiorniki ESP, ponieważ dają możliwość kontynuowania działalności w zmienionej formie przy jednoczesnej rekultywacji terenów pokopalnianych. Dotychczas powstała jedna taka inwestycja, ESP Dinorwing w Walii, która wykorzystuje wyrobisko łupków jako zbiornik dolny. W fazie realizacji jest natomiast inwestycja w Kidston w Australii, która wykorzysta zlokalizowane w niewielkiej odległości wyrobiska kopalni złota jako zbiorniki górny i dolny.



Rys. 16. Porównanie czasów przejść pomiędzy trybami pracy dla różnych technologii pompoturbin (źródło: materiały Voith Hydro).

#### 4. Elektrownie szczytowo – pompowe w Polsce

##### 4.1 Liczba, położenie, moc i pojemność ESP

Moc elektrowni wodnych i szczytowo-pompowych w Polsce stanowi około 4,4% mocy zainstalowanej w KSE. Ich roczna produkcja energii elektrycznej w latach 2020 i 2021 wyniosła odpowiednio 2698 GWh i 2830 GWh.

Większość elektrowni szczytowo-pompowych zlokalizowana jest na głównych nurtach dużych polskich rzek lub w ich pobliżu, w przypadku gdy zbiorniki zasilane są poprzez sztuczne kanały derywacyjne.

Wyjątki stanowią ESP Żydowo i ESP Żarnowiec, gdzie przynajmniej jeden ze zbiorników stanowią jeziora.

Elektrownie szczytowo-pompowe stanowią szczególnie ważne dla KSE źródła szybko dostępnej mocy bilansującej. Ich potencjał wytwórczy jest w stanie pokryć ubytki powstające w przypadku pojawienia się zakłóceń w pracy systemu bądź awaryjnych odstawień największych bloków cieplnych. Elektrownie szczytowo-pompowe są źródłami rozruchowymi dla systemu elektroenergetycznego po zaistnieniu awarii typu *blackout*.

Tabela 7. Moce zainstalowane i roczna produkcja energii przez ESP w Polsce.

Nazwa ESP		Żarnowiec	Porąbka-Żar	Solina	Dychów	Żydowo	Niedzica
<b>Lokalizacja</b>	Miejscowość - województwo	Czymanow o - pomorskie	Międzybrodzi e Żywieckie - śląskie	Solina - podkarpack ie	Dychów - lubuskie	Żydowo - zachodniopo morskie	Niedzica - małopolski e
<b>Nazwy zbiorników</b>	Górny - Dolny	Zb. Górny ESP Żarnowiec - Jez. Żarnowiecki e	Zb. Górny na Górze Żar - Jez. Międzybrodz kie	Jez. Solińskie - Jez. Myczkowie ckie	Jez. Dychow skie - Jez. Radusze ckie	Jez. Kamienne - Jez. Kwiecko	Jez. Niedzickie - Jez. Sromowiec kie
<b>Pojemność energetyczna zbiornika górnego</b>	MWh	3 800	2 015	39 744	224	687	12 500
<b>Moc zainstalowana na generacji</b>	MW	780	552	198	90	165	92
<b>Ilość hydrozespołów</b>	szt.	4	4	4	3	3	2
<b>Moc zainstalowanych pomp</b>	MW	810	540	64	22	126	88
<b>Ilość hydrozespołów/ pomp</b>	szt.	4	4	2	4	2	2
<b>Roczna produkcja energii*</b>	MWh	425 433	272 618	106 014	70 051	68 533	83 978
<b>Roczne zużycie energii na</b>	MWh	612 378	359 193	26 874	3 335	92 824	-

<b>pompowni e*</b>							
<b>Zdolność do rozruchu autonomicz nego</b>		TAK	NIE - w inwestycji	TAK	TAK	TAK	TAK

\*- dane za rok 2021 r

## 4.2 Obecna rola w KSE

### 4.2.1 Regulacja pierwotna i wtórna

Celem regulacji pierwotnej jest utrzymywanie w obszarze synchronicznym Europy kontynentalnej równowagi między wytwarzaniem a zapotrzebowaniem, przy wykorzystaniu regulatorów prędkości turbin jednostek wytwórczych. Regulacja pierwotna działa w oparciu o lokalny pomiar prędkości obrotowej turbiny lub częstotliwości i działając w czasie do 30 sekund po zakłóceniu stabilizuje częstotliwość systemową na stałej wartości, lecz bez przywrócenia częstotliwości do wartości znamionowej. W momencie powstania zakłócenia swoje działanie rozpoczyna również regulacja wtórna automatyczna, która bazuje na sygnałach regulacyjnych wysyłanych z Regulatora Centralnego u Operatora Systemu Przesyłowego do jednostek wytwórczych. Aktywacja regulacji wtórnej trwa 5 minut, a celem jej działania jest zbilansowanie systemu i przywrócenie częstotliwości do wartości znamionowej równej 50 Hz.

Obecnie jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych nie uczestniczą w świadczeniu usług systemowych w zakresie regulacji pierwotnej oraz wtórnej automatycznej, jednakże pod względem potencjalnych zdolności technicznych, jednostki tego typu mogą być przystosowane do pracy zarówno w regulacji pierwotnej, jak i wtórnej automatycznej, ze względu na zdolność do szybkiej regulacji mocy czynnej.

Szczegółowy zakres możliwości przystosowania do świadczenia tych usług obecnie istniejących elektrowni szczytowo-pompowych jest zależny od konkretnych rozwiązań technicznych danej jednostki, a także typów i zaawansowania układów regulacji mocy oraz sposobu jej sterowania.

### 4.2.2 Regulacja trójna (zmiana punktów pracy)

Regulacja trójna służy do bilansowania systemu pod względem zrównoważenia mocy wytwarzanych oraz poboru w KSE. Pozwala jednocześnie na odbudowanie rezerwy wtórnej w zbilansowanej sytuacji systemowej. Jest też aktywowana jako uzupełnienie rezerwy pierwotnej i wtórnej po większych incydentach w celu przywrócenia częstotliwości systemu i w konsekwencji wycofania aktywowanej wcześniej w całym systemie rezerwy pierwotnej.

Pod względem technicznym istniejące jednostki wytwórcze w elektrowniach szczytowo-pompowych posiadają naturalne zdolności do szybkiej zmiany swojej mocy, jednakże wyposażenie w niezbędną infrastrukturę techniczną pod względem możliwości układów regulacji mocy czynnej oraz telekomunikacyjnej jest zależne od specyfiki i funkcji danego obiektu.

W chwili obecnej część jednostek wytwórczych elektrowni szczytowo-pompowych jest wykorzystywana w ramach regulacji trójnej, w ramach dobowych planów pracy.

Drugą funkcjonalnością jest możliwość zdalnego sterowania mocą czynną jednostek z poziomu punktów dyspozytorskich OSP. Wykorzystanie tego trybu zadawania mocy czynnej wykorzystywane jest jako element szybkiego zbilansowania systemu, po wystąpieniu znacznych ubytków mocy, dużych, nieplanowanych nagłych wzrostów generacji ze źródeł odnawialnych lub ubytków obciążenia w systemie.

#### **4.2.3 Dociążenie systemu (obciążenie pompowe)**

Obciążenie pompowe ESP (tj. pobór mocy z systemu dla zasilenia pomp w ESP) wykorzystywane jest w przypadkach nadwyżek energii w KSE. Czynność ta pozwala na zmagazynowanie energii elektrycznej i następnie wprowadzenie jej do systemu w okresie szczytu zapotrzebowania. Jest to ekonomiczne rozwiązanie, zapewniające stabilność i bezpieczeństwo całego systemu.

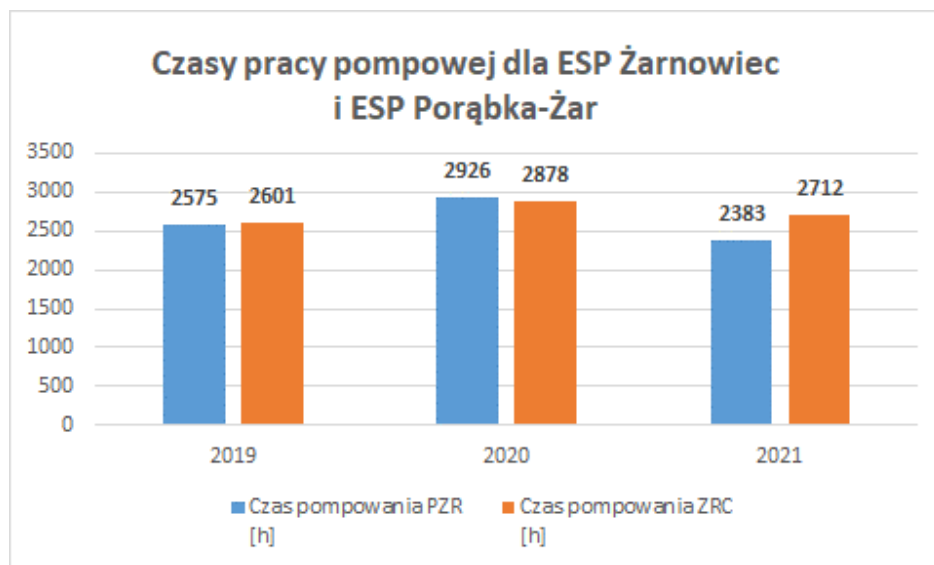
Zmniejszenie zapotrzebowania w KSE, skutkujące wystąpieniem nadwyżki energii elektrycznej jest skutkiem wielu czynników. Jednym z nich są nocne lub świąteczne doliny zapotrzebowania. Poprzez bilansowanie z wykorzystaniem ESP, największe jednostki wytwórcze, czyli elektrownie ciepłe, mogą pracować ze stałym optymalnym obciążeniem, zapewniającym największą sprawność, oraz zminimalizowanym ryzykiem niedyspozycyjności tych jednostek, gdyż liczba ich odstawień i uruchomień wyraźnie się zmniejszy.

Inną przyczyną nagłego zmniejszenia zapotrzebowania jest rozwój instalacji fotowoltaicznych, w tym instalacji prosumenckich. W okresach o dużym nasłonecznieniu większość prosumentów nie pobiera energii z systemu, generując ją we własnej instalacji, przy jednoczesnej dużej generacji innych źródeł fotowoltaicznych w systemie. Powoduje to duży i szybki wzrost produkcji energii w systemie, przy jednoczesnym braku odpowiedniego wzrostu zapotrzebowania. W takim przypadku ESP zapewnia dociążanie systemu poprzez pobór energii zasilającej pracę pomp.

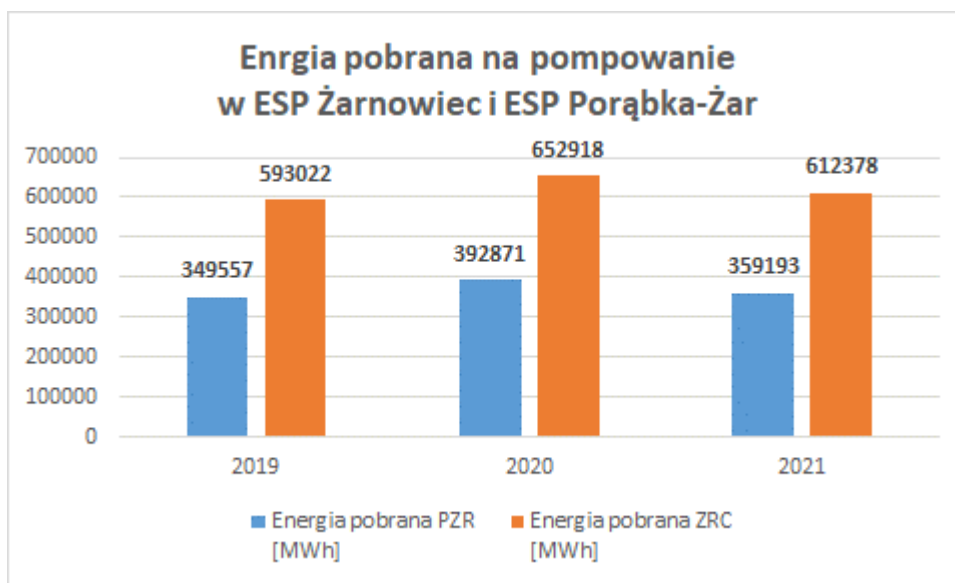
Aktualnie obserwuje się wzrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych oraz fotowoltaicznych w Polsce na różnych poziomach napięcia. Generacja w takich elektrowniach jest zależna od zmieniającej się pogody. Nadwyżki energii pojawiają się w KSE przede wszystkim w sytuacji wystąpienia silnych wiatrów lub dużego nasłonecznienia oraz niskiego zapotrzebowania. Elektrownie szczytowo-pompowe, poprzez swoje możliwości szybkiego magazynowania energii, przyczyniają się do braku konieczności ekstremalnego zaniżania mocy jednostek wytwórczych konwencjonalnych (z ewentualnym odstawieniem części jednostek), a także redukcji generacji źródeł OZE.

Przykładowe wykorzystanie obciążenia pompowego w latach 2019-2021 przedstawiono dla ESP Żarnowiec i ESP Porąbka - Żar.

Wykres 2. Czas pracy pompowe w ESP Żarnowiec i ESP Porąbka-Żar



Wykres 3. Energia zużyta na pompowanie w ESP Żarnowiec i ESP Porąbka-Żar



#### 4.2.4 Poprawa parametrów jakościowych energii elektrycznej

##### 4.2.4.1 Regulacja napięcia i mocy biernej

Kolejnym obszarem wykorzystania potencjału elektrowni szczytowo-pompowych zainstalowanych w KSE jest ich zdolność do regulacji napięcia. Wszystkie ESP przyłączone do sieci przesyłowej uczestniczą aktywnie w regulacji napięcia sieci poprzez świadczenie odpowiednich usług. Wykorzystanie potencjału ESP w zakresie regulacji napięcia może odbywać się w czterech trybach:

- 1) Praca w automatycznej regulacji napięcia (ARNE) zarządzanej przez operatora sieci przesyłowej.



- 2) Praca w trybie lokalnego zadawania napięcia w miejscu przyłączenia lub na zaciskach generatora.
- 3) Praca w trybie regulacji mocy biernej, utrzymywanej na stałej wartości zadawanej przez dyspozycje mocy właściwego operatora systemu elektroenergetycznego.
- 4) Praca w trybie kompensacji mocy biernej przy pracy w kierunku generatorowym lub pompowym.

Pierwszy z wymienionych powyżej trybów regulacji napięcia, ze względu na konieczność posiadania systemów sterowania pozwalających na współpracę generatorów z regulacją napięcia w sieci, dedykowany jest do użytku przez operatora systemu przesyłowego. Pozostałe trzy tryby pracy mogą być wykorzystywane do regulacji napięcia w sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej, w zależności od miejsca przyłączenia jednostek wytwórczych ESP.

#### **4.2.4.2 Dostarczanie inercji dla systemu**

Utrzymujący się trend wzrostu udziału generacji źródeł odnawialnych w całości generacji w systemie powoduje konieczność częstszego odstawiania źródeł konwencjonalnych, czego skutkiem jest zmniejszenie inercji systemu, która ma źródło w wirującej masie maszyn synchronicznych.

W przypadku wystąpienia nagłego niezbilansowania, zmniejszona inercja systemu prowadzi do znacznie szybszych i większych zmian częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, co bezpośrednio wpływa na bezpieczeństwo jego funkcjonowania. Problem ten stanowi wyzwanie zwłaszcza dla stosunkowo niedużych systemów lub systemów wyspiarskich (np. Wielka Brytania, Irlandia), które wymagają znaczących inwestycji m.in. w dedykowane źródła inercji.

Na poziomie połączonego systemu elektroenergetycznego Europy kontynentalnej problem malejącej inercji także staje się zauważalny. Wraz ze wzrostem przyłączeń źródeł fotowoltaicznych oraz farm morskich, w najbliższych latach konieczne będzie podjęcie skoordynowanych działań dla utrzymania minimalnego poziomu inercji.

Elektrownie szczytowo-pompowe, ze względu na właściwości konstrukcyjne (generator synchroniczny połączony wspólnym wałem z wirnikiem turbiny wodnej) i niezależnie od trybu pracy – praca generatorowa/praca pompowa/praca kompensatorowa – są naturalnym źródłem inercji. Obecny potencjał inercji wszystkich krajowych ESP wskazanych w tabeli 7 można przyrównać do 8 bloków elektrowni wykorzystującej jako paliwo węgiel brunatny. Każda nowa inwestycja w obszarze przyłączeń nowych elektrowni szczytowo-pompowych będzie stanowiła istotny zasób poprawiający stabilność systemu.

#### **4.2.5 Odbudowa systemu elektroenergetycznego**

Obecnie większość elektrowni szczytowo-pompowych i część elektrowni wodnych, które posiadają zdolności techniczne wystarczające do uruchomienia systemowych elektrowni ciepłych, wykorzystywana jest do świadczenia usług w zakresie odbudowy systemu.

Najważniejszymi funkcjonalnościami pozwalającymi na świadczenie usług w zakresie odbudowy systemu są: zdolność do rozruchu autonomicznego, zdolność do regulacji napięcia i kompensacji mocy biernej nieobciążonego toru rozruchowego, zdolność do regulacji częstotliwości w sieci elastycznej,

jednomaszynowej – podczas rozruchu urządzeń w uruchamianej elektrowni ciepłej oraz wielomaszynowej – podczas pracy równoległej z uruchomioną jednostką wytwórczą po jej synchronizacji i utworzeniu układu wyspowego przed przejściem do dalszych faz odbudowy systemu.

Zdolności ESP do świadczenia usług rozruchu autonomicznego są wykorzystywane przez OSP do wyznaczenia i opracowania optymalnych kierunków odbudowy systemu z wykorzystaniem potencjału danej ESP, a ich utrzymanie jest regularnie sprawdzane poprzez wykonywanie prób samostartu lub prób systemowych, przeprowadzanych zgodnie z zapisami art. 4 ust 2. lit. g) *rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych*<sup>3</sup> (dalej: NCER).

Potwierdzeniem tej funkcjonalności były przypadki wykorzystania jednostek wytwórczych ESP do awaryjnego zasilenia obszarów sieci dystrybucyjnej, które w wyniku wystąpienia katastrofalnych zjawisk atmosferycznych zostały odcięte od możliwości zasilenia z KSE z powodu niedostępności infrastruktury sieciowej. W takich przypadkach, ESP była jedynym źródłem zasilania odciętych obszarów wyspowych w całym okresie niezbędnym dla odbudowania odpowiedniej infrastruktury sieciowej zasilającej ten obszar.

Lista ESP posiadających zdolność do rozruchu autonomicznego podana została w tabeli 7 w rozdziale 4.1.

### **4.3 ESP na rynku energii elektrycznej**

Jako magazyn energii elektrycznej ESP stanowi bardzo elastyczny zasób do świadczenia usług na rynku bilansującym, ponieważ charakteryzuje się bardzo krótkim czasem uruchomienia oraz dużym gradientem przyrostu i redukcji mocy w kierunku generacji czy też poboru energii elektrycznej. Dotyczy to przede wszystkim usług o krótkim czasie dostępu, w zakresie mocy czynnej, pozwalających w krótkim czasie pokryć ubytek mocy lub zbilansować jej nadwyżkę w systemie elektroenergetycznym, zapewniając czas na odbudowanie tego ubytku na wolniejszych zasobach, w tym na ewentualne uruchomienie tych zasobów, lub odpowiednio na zmniejszenie generacji wolniejszych zasobów.

#### **4.3.1 Stan dzisiejszy**

Wdrożony w Polsce model rynku bilansującego zawiera dedykowane rozwiązanie dla aktywnego udziału ESP. Hydrozespoły ESP aktywnie uczestniczące w rynku bilansującym są reprezentowane w Jednostkach Grafikowych Magazynu aktywnych (JGMA), a rozliczenie energii bilansującej dostarczonej bądź odebranej na rynku bilansującym jest realizowane łącznie dla ESP, w ramach Jednostki Grafikowej Magazynu rozliczeniowej (JGMr). Planowanie pracy JGMA na rynku bilansującym jest realizowane na podstawie zgłoszonych przez wytwórcę ofert bilansujących, tj. ofert cenowych za dostawę i pobór energii elektrycznej. Oferta bilansująca uwzględnia uwarunkowania techniczne w pracy hydrozespołów, w tym w szczególności ograniczenia wynikające ze stanu naładowania ESP (ilości wody w zbiorniku) oraz wielkości magazynu (wielkości zbiornika górnego albo dolnego w zależności od tego, który zbiornik jest zbiornikiem ograniczającym magazyn) i ma na celu efektywne wykorzystanie ESP do zbilansowania systemu elektroenergetycznego lub zapewnienia dostępu OSP do szybkich rezerw mocy.

---

<sup>3</sup> Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017.

Zgodnie z pkt 2.1.3.17 *Warunków Dotyczących Bilansowania*<sup>4</sup>, ESP posiadające status Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) są zobowiązane uczestniczyć w rynku bilansującym w sposób aktywny. Udział pozostałych ESP jest dobrowolny. Aktualnie w rynku bilansującym aktywnie uczestniczą następujące ESP: Żarnowiec, Porąbka-Żar, Żydowo, Solina i Dychów.

#### **4.3.2 Planowane zmiany**

Model rynku bilansującego podlega zmianom. Z początkiem 2021 r. wdrożony został I etap reformy rynku bilansującego, natomiast wdrożenie II etapu zostało zaplanowane na 2023 r. Dokładna data wdrożenia zależy od prac nad dokumentami formalno-prawnymi oraz czasu niezbędnego na dostosowanie systemów informatycznych do wdrażanych zmian. Z perspektywy aktywnego udziału ESP w rynku bilansującym, II etap reformy dotyczy przede wszystkim utrzymania dedykowanych rozwiązań dla magazynów, w tym ESP, wdrożenia rynkowych mechanizmów pozyskiwania rezerw mocy oraz wdrożenia mechanizmu wyceny niedoboru mocy (ang. *scarcity pricing*). Rozwiązania te przyczynią się do efektywniejszego wykorzystania i wyceny usług świadczonych przez ESP, które już uczestniczą w rynku bilansującym oraz będą istotną zachętą ekonomiczną dla pozostałych ESP do udziału w rynku. Powinno się to przełożyć się na zwiększony dostęp do elastycznych mocy ESP, w ramach mechanizmów rynku bilansującego, co jest szczególnie istotne przy rosnącej mocy zainstalowanej farm wiatrowych i fotowoltaiki, które charakteryzują się dużą zmiennością produkcji energii elektrycznej.

### **5. Potencjał rozwoju ESP**

#### **5.1 Potencjał modernizacyjny istniejących ESP**

##### **5.1.1 Plan kompleksowej modernizacji ESP Porąbka Żar**

###### **5.1.1.1 Stan istniejący**

ESP Porąbka-Żar o mocy 540 MW została uruchomiona w 1979 r. Elektrownia zlokalizowana we wnętrzu Góry Żar jest jedyną wysokospadową (spad maksymalny 445,2 m), podziemną elektrownią szczytowo-pompową w Polsce. ESP Porąbka-Żar stanowi źródło szybko uruchamialnej mocy regulacyjnej i interwencyjnej. Górne źródło wody ESP stanowi sztuczny zbiornik, bez dopływu naturalnego, o objętości całkowitej 2,2 mln m<sup>3</sup> zlokalizowany na szczycie Góry Żar. Zbiornikiem dolnym jest utworzone sztucznie na rzece Soła Jezioro Międzybrodzkie, znajdujące się u podnóża wydrążonej w skale elektrowni.

Funkcjonująca od 1979 r. elektrownia została w dużej mierze wyeksploatowana. Stan techniczny wymaga wymiany większości układów technologicznych. Ponadto zachodzi konieczność dostosowania technicznego i funkcjonalnego elektrowni do świadczenia usług systemowych według obecnych standardów jakościowych oraz potrzeb technicznych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, określonych przez Operatora Systemu Przesyłowego.

---

<sup>4</sup> *Warunki Dotyczące Bilansowania. Na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.*

### 5.1.1.2 Stan docelowy

Ze względu na specyfikację konstrukcyjną obiektu i miejsce umieszczenia zbiornika górnego rozbudowa elektrowni w kierunku zwiększenia mocy ma bardzo ograniczone możliwości techniczne i ekonomiczne. Obecnie trwają prace przygotowawcze do modernizacji obiektu.

Cele modernizacji ESP Porąbka-Żar:

- 1) Przystosowanie do wymagań Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), w zakresie wymogów technicznych dla jednostek wytwórczych, biorących udział w odbudowie zasilania KSE oraz wymagań jednostek konwencjonalnych przyłączonych do sieci zamkniętej.
- 2) Przystosowanie do wymagań technicznych, zgodnie z *rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci*<sup>5</sup>.
- 3) Modernizacja zbiornika górnego – przedłużenie żywotności zbiornika górnego, umożliwiające dalszą eksploatację ESP Porąbka-Żar. Modernizacja doprowadzi do braku konieczności naprawy uszkodzeń w czasie przeglądu zbiornika, co skróci przeglądy i będzie skutkowało zwiększeniem dyspozycyjności całej elektrowni.
- 4) Spełnienie obecnie wymaganych standardów BHP, ochrony przeciwpożarowej i ochrony środowiska.
- 5) Wydłużenie czasu eksploatacji wszystkich kluczowych elementów hydrozespołu o 30 lat przy prowadzeniu standardowej eksploatacji elektrowni.

Główne korzyści wynikające z modernizacji obiektu:

- zwiększenie dyspozycyjności hydrozespołów i urządzeń pomocniczych do poziomu nie mniejszego niż przed modernizacją,
- zwiększenie efektywności (sprawności) turbin w pracy pompowej i turbinowej,
- dostosowanie hydrozespołów do możliwości długotrwałej pracy w reżimie pracy kompensatorowej,
- obniżenie dopuszczalnych obciążeń hydrozespołów, co umożliwi realizację zadań odbudowy oraz obrony KSE,
- minimalizacja stosowania środków oraz czynników szkodliwych i drogich w eksploatacji,
- obniżenie poziomu wibracji hydrozespołów.

## 5.1.2 Rozbudowa zbiornika górnego ESP Żarnowiec (tzw. Nerka)

### 5.1.2.1 Stan istniejący

EW Żarnowiec to największa w Polsce elektrownia szczytowo-pompowa o mocy zainstalowanej 716 MW w pracy turbinowej oraz 800 MW w pracy pompowej. W skład ciągu technologicznego wchodzi:

- całkowicie sztuczny zbiornik górny zbudowany na wzniesieniu morenowym wraz z żelbetowym ujęciem wody górnej,
- cztery rurociągi derywacyjne o długości 1 150 m,

---

<sup>5</sup> Dz. U. L 112 z 27.4.2016.

- cztery niezależne hydrozespoły odwracalne z turbinami Francis'a,
- kanał odpływowy,
- zbiornik dolny, którym jest naturalne polodowcowe Jezioro Żarnowieckie o powierzchni 1388 ha.

Istniejący zbiornik pozwala na zmagazynowanie energii w ilości ok. 3 600 – 3 800 MWh. Rozbudowa pozwoli na zwiększenie tej wielkości do nawet 5 800 MWh.

#### **5.1.2.2 Rozważane sposoby rozbudowy zbiornika górnego**

Rozważano zwiększenie pojemności zbiornika górnego według trzech możliwych sposobów:

- podwyższenie korony obwałowania,
- pogłębienie dna zbiornika,
- zwiększenie zbiornika w planie.

Ze względu na szereg niekorzystnych uwarunkowań związanych z pogorszeniem warunków pracy hydrozespołów, ryzykiem utraty stabilności obwałowań, niewielkim przyroście objętości, oraz długim okresem postoju elektrowni wynikającym z realizacji inwestycji, wykluczono sposoby podwyższenia obwałowania oraz pogłębienia istniejącego zbiornika górnego.

Jedynym możliwym sposobem rozbudowy zbiornika górnego jest zwiększenie zbiornika w planie, które polega na wybudowaniu czaszy zbiornika przyległej od strony południowej do istniejącego zbiornika. Istniejące obwałowanie pozostanie bez zmian, zaś rzędna korony i nachylenie skarp dobudowywanej części będą takie, jak w istniejącym zbiorniku. Nowa część zbiornika będzie połączona z istniejącym zbiornikiem budowlą hydrotechniczną wykonaną w południowej skarpie istniejącego obwałowania wyposażoną w zamknięcia umożliwiające odcięcie zmagazynowanej wody.

Rozbudowa zbiornika górnego w planie ma szereg zalet, a w szczególności:

- nie zmieni się hydraulika przepływu ani wielkość spadu,
- warunki pracy hydrozespołów pozostają bez zmian,
- warunki ukształtowania terenu są korzystne,
- na terenach planowanych pod powiększenie nie znajdują się wody powierzchniowe, lasy ani zabudowania, a większość terenu stanowi własność Skarbu Państwa,
- stosunkowo krótki czas postoju elektrowni (tylko na czas połączenia nowej części z istniejącym zbiornikiem),
- możliwość uzyskania znacznego przyrostu objętości.

#### **5.1.2.3 Przystosowanie zbiornika dolnego (Jeziora Żarnowieckiego) do współpracy z powiększonym zbiornikiem górnym**

Dla każdego wariantu rozbudowy wymagane jest podniesienie poziomu piętrzenia zbiornika dolnego. Dla potrzeb budowanej w latach 80-dziesiątych ubiegłego wieku Elektrowni Jądrowej Żarnowiec zakładano podniesienie piętrzenia jeziora i w związku z tym wybudowano część potrzebnych obwałowań. Zaniechanie budowy przerwało te prace, a jezioro wraz z przyległymi terenami stało się

atrakcyjne turystycznie, co pociągnęło za sobą budowę domków letniskowych i infrastruktury wypoczynkowej (przystanie, pomosty, plaże).

W związku z powyższym należy dokonać pełnej inwentaryzacji brzegów jeziora w celu oszacowania zakresu prac niezbędnych do realizacji inwestycji, a w szczególności:

- ocena stanu technicznego i zakresu remontu istniejących obwałowań wykonanych podczas budowy elektrowni jądrowej,
- określenie miejsc i długości niezbędnych do wykonania nowych obwałowań i umocnień brzegów,
- określenie ilości i zakresu prac związanych z dostosowaniem istniejącej infrastruktury turystycznej (przystanie, pomosty, plaże) do podniesionego poziomu piętrzenia.

#### **5.1.2.4 Podsumowanie**

Zwiększenie pojemności zbiornika górnego przyczyni się do znacznego wzrostu pojemności magazynu energii i wydłużenia czasu pracy hydrozespołów zarówno w reżimie pompowym jak i turbinowym. Realizacja inwestycji wymaga nie tylko dobudowania dodatkowej czaszy do istniejącego zbiornika górnego, ale również wymusza konieczność wykonania znacznego zakresu prac wokół Jeziora Żarnowieckiego, m.in.: wyremontowanie istniejących i wybudowanie nowych obwałowań i umocnień na niektórych odcinkach brzegu, przebudowanie infrastruktury turystycznej.

### **5.1.3 Rozbudowa zbiornika górnego ESP Dychów**

#### **5.1.3.1 Stan istniejący**

Podobnie jak w przypadku klasycznych ESP, elektrownie szczytowo-pompowe z dopływem naturalnym opierają swój model biznesowy o źródła uzyskiwania przychodów z rynku energii i rynku mocy. W zależności od dopływu naturalnego, zbiornik górny EW Dychów jest częściowo lub całkowicie odtwarzany w cyklu dobowym. Niedobory dopływu naturalnego mogą zostać uzupełnione pracą pompową. Elektrownia Dychów została zaprojektowana w latach 30-tych ubiegłego wieku do pracy szczytowej z mocą osiągalną przez około 3 godziny (pojemność energetyczna górnego zbiornika to około 220 MWh).

#### **5.1.3.2 Stan docelowy**

Celem rozbudowy jest wydłużenie pracy z mocą osiągalną, które można uzyskać dzięki zwiększeniu pojemności energetycznej zbiornika górnego elektrowni z 220 MWh do 310 MWh, co odpowiada zwiększeniu pojemności użytecznej zbiornika górnego o ok. 1,35 mln m<sup>3</sup>.

Powiększenie pojemności zbiornika górnego zwiększy elastyczność pracy elektrowni w zakresie:

- 1) zwiększenia pojemności energetycznej (jako akumulatora energii),
- 2) wydłużenia czasu pracy pompowej (np.: w okresach „nadprodukcji” z OZE),
- 3) zwiększenia retencji dla wody z dopływu,
- 4) wydłużenia cyklu pracy.

Nie przewiduje się zmian w obrębie zbiornika dolnego.

Planuje się budowę nowych obwałowań zewnętrznych metodą warstwowego układania i zagęszczania mechanicznego gruntów sypkich pozyskanych z okolicznych wyrobisk. Obwałowania ze względu na projektowaną wysokość wymagają zastosowania dwóch półek na skarpie odpowietrznej oraz zabezpieczenia przed erozją poprzez humusowanie i obsiew mieszkanką traw.

W kontekście rozbudowy zbiornika górnego w Elektrowni Dychów należy zaznaczyć, że ESP Dychów została zaprojektowana i wybudowana prawie 100 lat temu, pod ówczesne potrzeby energetyczne systemu. Zmiany wynikające z nowej roli ESP w KSE oraz postęp technologiczny w budowie elektrowni szczytowo-pompowych uzasadniają przeprowadzenie kompleksowej analizy efektywności wykorzystania węzła hydrologicznego Dychów. Analiza ta powinna objąć możliwość modernizacji czy istotnej przebudowy obecnej ESP oraz budowy nowej jednostki w tej lokalizacji.

## **5.2 Mapa projektów budowy ESP**

### **5.2.1 ESP Tolkmicko**

**Inwestor: Spółka z grupy PKN ORLEN S.A.**

#### **Dane techniczne:**

- moc – 1040 MW,
- pojemność energetyczna – 12 000 MWh,
- powierzchnia całkowita zbiornika dolnego – Zalew Wiślany: 838 km<sup>2</sup>,
- wahania dobowe na zbiorniku dolnym – wpływ na poziom wody w Zalewie Wiślanym 0,06m,
- powierzchnia zbiornika górnego (planowanego sztucznego zbiornika) – 250 ha,
- odległość od sieci WN: 15km od linii 400kV,
- długość rurociągu: 7 km.

#### **Harmonogram prac:**

- studium wykonalności – do końca I kw. 2023 r.
- wydanie warunków przyłączenia do KSE – II kw. 2023 r.
- uzyskanie prawa do nieruchomości – III kw. 2024 r.
- decyzja środowiskowa – I kw. 2025 r.
- pozwolenia wodnoprawne – I kw. 2025 r.
- transgraniczna ocena oddziaływania – I kw. 2025 r.
- pozwolenie budowlane – II kw. 2025 r.
- podpisanie umowy z generalnym wykonawcą – II kw. 2025 r.
- aukcja rynku mocy – III kw. 2025 r.
- realizacja inwestycji – do końca 2029 r.

### **Uwarunkowania sieci przesyłowej:**

Aktualny układ sieci przesyłowej nie pozwala na przyłączenie i wyprowadzenie/doprowadzenie mocy z/do elektrowni. Na rozpatrywanym obszarze znajduje się tylko 1-torowa linia 400 kV w relacji Gdańsk Błonia – Olsztyn Mątki. PSE realizują plan inwestycyjny rozbudowy infrastruktury przesyłowej na północy Polski na potrzeby wyprowadzenia mocy z nowych źródeł wytwórczych, głównie elektrowni wiatrowych oraz elektrowni jądrowej. Nawet po tej rozbudowie nie będzie możliwe jednoczesne wyprowadzenie mocy z elektrowni szczytowo-pompowej oraz wspomnianych źródeł, co jest istotną wadą tej lokalizacji. Przyłączenie i praca elektrowni szczytowo-pompowej musiałaby być zatem uzależniona od pracy innych źródeł wytwórczych. Obniżyłoby to jej swobodę w zakresie działalności rynkowej, a tym samym potencjalną rentowność.

Po realizacji zadań inwestycyjnych PSE, w tym przede wszystkim budowie dodatkowej, dwutorowej linii 400 kV w relacji Gdańsk Błonia – Olsztyn Mątki, biorąc pod uwagę powyższe ograniczenia, można rozważyć:

- przyłączenie do stacji Gdańsk Błonia (wymagana jest budowa 1-torowego odcinka 400 kV od istniejącej linii do elektrowni oraz rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji Gdańsk Błonia),
- przyłączenie do stacji Olsztyn Mątki (wymagana jest budowa 1-torowego odcinka 400 kV od istniejącej linii do elektrowni oraz rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji Olsztyn Mątki),
- jednoczesne przyłączenie do stacji Gdańsk Błonia i stacji Olsztyn Mątki (wymagana jest budowa 2-torowego odcinka 400 kV od istniejącej linii do elektrowni oraz rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacjach Gdańsk Błonia i Olsztyn Mątki).

### **5.2.2 ESP Młoty**

**Inwestor: Spółka z grupy PGE S.A.**

#### **Dane techniczne:**

- moc – 750 MW,
- pojemność całkowita zbiornika dolnego – 13 mln m<sup>3</sup>,
- pojemność użytkowa zbiornika dolnego – 6,3 mln m<sup>3</sup>,
- wahania dobowe na zbiorniku dolnym – 15 metrów,
- pojemność zbiornika górnego – 6 mln m<sup>3</sup>,
- tama zaporowa w dolinie Bystrzycy Kłodzkiej – wysokość: 20 m, rozpiętość w koronie – 240 m,
- jezioro (zbiornik dolny) – 2,5 km długości oraz 400 – 800 m szerokości,
- zbiornik górny na szczycie Zamkowej Kopy (784 m. n.p.m.) – głębokość 22 m,
- różnica poziomów między dolnym a górnym zbiornikiem – ok. 300 m,
- przyjęcie fali powodziowej – 2,2 mln m<sup>3</sup>,



**Harmonogram prac:**

- studium wykonalności – do końca 2022 r.
- wydanie warunków przyłączenia do KSE – III kw. 2022 r.
- decyzja środowiskowa – I kw. 2023 r.
- pozwolenia wodnoprawne – II kw. 2023 r.
- pozwolenia geodezyjne i górnicze – II kw. 2023 r.
- transgraniczna ocena oddziaływania – II kw. 2023 r.
- uzyskanie prawa do nieruchomości – II kw. 2023 r.
- podpisanie umowy z generalnym wykonawcą – IV kw. 2023 r.
- aukcja rynku mocy – IV kw. 2024 r.
- realizacja inwestycji – do końca 2028 r.

**Uwarunkowania sieci przesyłowej:**

Aktualny układ sieci przesyłowej nie pozwala na wyprowadzenie/doprowadzenie mocy z/do elektrowni. Na rozpatrywanym obszarze występuje jedynie sieć 220 kV z jednym ciągiem liniowym w relacji Świebodzice – Ząbkowice – Groszowice. Przepustowość tego ciągu, mimo zaplanowanej modernizacji zwiększającej dopuszczalną obciążalność prądową linii, będzie niewystarczająca dla niezawodnej współpracy elektrowni z siecią. Dlatego też PSE planują wprowadzić w nowej edycji planu rozwoju na lata 2023-2032 dodatkową inwestycję: „Budowa linii 400 kV Świebodzice-Ząbkowice-Dobrzeń wraz z rozbudową stacji 220/110 kV Ząbkowice o rozdzielnię 400 kV”, która zapewni odpowiednie zdolności przesyłowe. Inwestycja ta była już wcześniej rozważana przez PSE, m. in. z uwagi na poprawę warunków pracy sieci przesyłowej na tym obszarze geograficznym.

**5.2.3 ESP Rożnów II**

**Inwestor: Spółka z Grupy TAURON S.A.**

**Dane techniczne:**

- moc – 700 MW,
- pojemność energetyczna – 3500 MWh,
- pojemność całkowita zbiornika dolnego (Jezioro Rożnowskie) – 156 mln m<sup>3</sup>,
- pojemność użytkowa zbiornika dolnego – 119 mln m<sup>3</sup>,
- wahania dobowe na zbiorniku dolnym – normalne dobowe: 20 - 30 cm, maksymalne: 60 cm,
- zbiornik górny – długość: ok 1000m, szerokość od 320 do 560 m, wysokość nasypów: średnio 30 m (maksymalnie 60 m),
- różnica poziomów między dolnym a górnym zbiornikiem – ok. 200 m,
- przyjęcie fali powodziowej – 50-80 mln m<sup>3</sup>,

#### **Harmonogram prac:**

- studium wykonalności – do końca 2023 r.
- wydanie warunków przyłączenia do KSE – IV kw. 2023 r.
- decyzja środowiskowa – III kw. 2025 r.
- pozwolenia wodnoprawne – II kw. 2025 r.
- transgraniczna ocena oddziaływania – IV kw. 2025 r.
- pozwolenie na budowę – IV kw. 2025 r.
- podpisanie umowy z generalnym wykonawcą – I kw. 2026 r.
- aukcja rynku mocy – IV kw. 2025 r.
- realizacja inwestycji – do końca 2030 r.

#### **Uwarunkowania sieci przesyłowej:**

Lokalizacja elektrowni znajduje się w odległości ok. 30 km od istniejącej stacji 400/110 kV Tarnów i tę stację należy rozważyć jako potencjalne miejsce przyłączenia. Realizacja tego połączenia może być jednak utrudniona ze względu na bliskość aglomeracji miejskich i uwarunkowania związane z ochroną przyrody i krajobrazu. Stacja Tarnów powiązana jest z KSE dwiema 1-torowymi liniami 400 kV w kierunku stacji Rzeszów i Krosno Iskrzynia oraz 2-torową linią 400 kV w kierunku stacji Połaniec i Skawina. Stacja Tarnów planowana jest do modernizacji odtworzeniowej wraz z instalacją drugiego transformatora 400/110 kV. Przyłączenie elektrowni wymagałoby dodatkowej rozbudowy rozdzielni 400 kV, co wiązałoby się z koniecznością poszerzenia terenu stacji. Wydaje się, że układ sieci przesyłowej wokół stacji Tarnów jest wystarczający dla wyprowadzenia /doprowadzenia mocy z/do elektrowni.

#### **5.2.4 Pozostałe lokalizacje**

- ESP Sobel/Sobol – 1000 MW
- ESP Niewiastka – 1000 MW
- ESP Pilchowice III – 612 MW
- ESP Smolniki – 200 MW
- ESP Włocławek – 100MW
- ESP Bełchatów – 1000<sup>6</sup> MW
- ESP Chojna – 5.6 MW

---

<sup>6</sup> J. Sawicki, *Analiza Technicznych Możliwości Budowy Elektrowni Szczytowo-Pompowej w Odkrywkach KWB „BEŁCHATÓW”*, Prace Naukowe Instytutu Górnictwa Politechniki Wrocławskiej, Nr 128/2009 r.

## 6. Rola ESP przy wzrastającym udziale OZE w miksie energetycznym w Polsce

### 6.1 Rola magazynów energii przy rosnącym udziale OZE

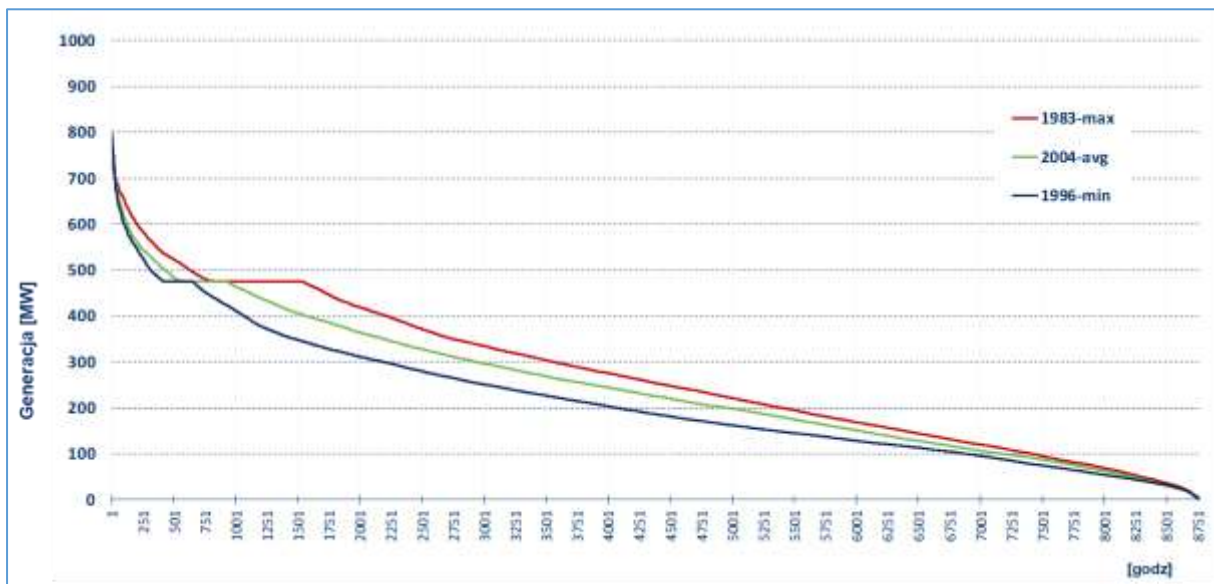
Już wiele lat temu w dokumencie dotyczącym magazynów energii KE zauważyła<sup>7</sup>, że rosnący udział niestabilnych OZE pociąga za sobą rosnącą rolę magazynów energii. Wskazano w nim, że jeśli udział OZE wynosi mniej niż 15% do 20% całkowitej energii elektrycznej zużycia, wówczas operatorzy sieci są w stanie skompensować przerwy wynikające z niestabilnej generacji OZE. Wyższy udział OZE wymaga wsparcia magazynów energii.

Udział OZE przekraczający 25% (ten poziom może być różny w różnych systemach) powoduje bowiem występowanie dwóch sytuacji wymagających wsparcia ze strony magazynów energii:

- w okresach, gdy generacja OZE jest wysoka i powoduje nadwyżkę generacji nad zapotrzebowaniem, wystąpić mogą zakłócenia sieci (częstotliwości, napięcia, mocy biernej) i przeciążenia sieci. Problemów tych można uniknąć, jeśli nadwyżka generacji zostanie zmagazynowana,
- w okresach gdy generacja OZE jest niska występować może deficyt mocy w stosunku do zapotrzebowania. Wsparciem dla systemu w takich sytuacjach byłoby uwolnienie energii zmagazynowanej w okresach nadwyżki generacji.

Opisane problemy wynikają wprost z charakterystyki generacji źródeł OZE przedstawionej na wykresie 4. Występują zarówno okresy, gdy generacja ta jest bardzo niska oraz okresy wysokiej generacji.

Wykres 4. Uporządkowany rozkład generacji 1000 MW źródeł OZE (500 MW źródeł PV oraz 500 MW źródeł wiatrowych lądowych) na podstawie danych z trzech lat.



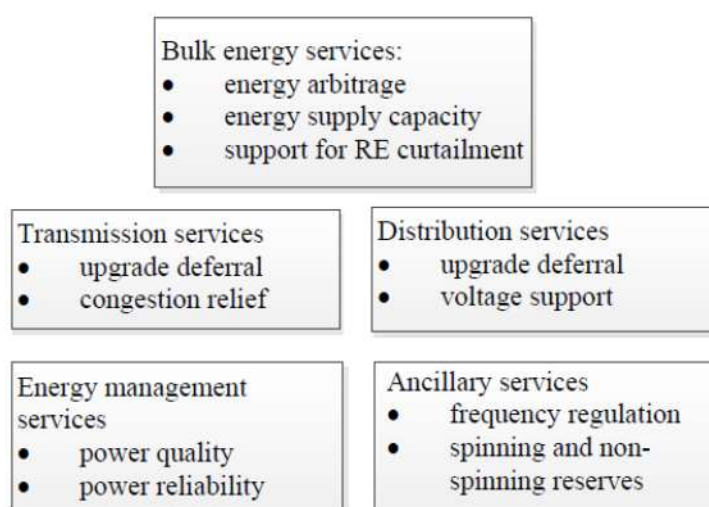
<sup>7</sup> Zob. DG Energy Working Paper, *The future role and challenges of Energy Storage*, 2013 oraz późniejsze opracowanie *Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe*, European Commission 2020.

Silny nacisk na redukcję emisji gazów cieplarnianych i rozwój OZE w polityce UE i niektórych innych krajów spowodował intensyfikację prac nad rozwojem technologii magazynowania energii.

## 6.2 Korzyści systemowe z wykorzystania magazynów energii

Rosnące zainteresowanie magazynami energii wynika także z ich możliwego szerokiego zakresu zastosowań, przynoszących korzyści dla funkcjonowania systemów energetycznych. Na rysunku 17 przedstawiono zastosowania/funkcje jakie mogą pełnić w systemie.

Oprócz szerokich możliwości świadczenia usług systemowych takich jak regulacja częstotliwości i napięcia, poprawy funkcjonowania sieci przesyłowych i dystrybucyjnych (w tym likwidacja wąskich gardeł oraz ograniczenie inwestycji w rozwój), magazyny energii stanowią mogą poważne wsparcie systemu jako rezerwa mocy oraz jako kompensacja niestabilnej pracy źródeł OZE.

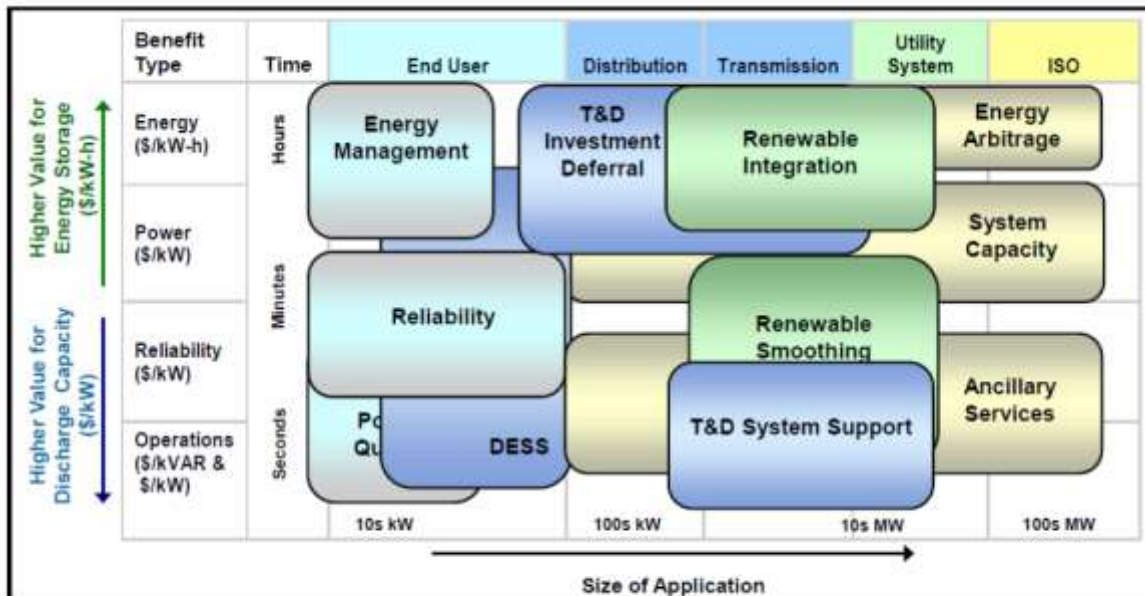


Rys. 17. Zastosowania magazynów energii (*energy storage systems - ESS*) w systemie elektroenergetycznym.

Inne analizy wskazują także na ważną zaletę wykorzystania magazynów energii jaką jest wsparcie odbudowy systemu po dużej awarii systemowej (tzw. *black start*).

Magazyny energii różnią się rodzajem zastosowanej technologii, pojemnością, maksymalną mocą generacji i czasem uruchomienia, z tego względu mogą być wykorzystywane w różnych miejscach systemu i pełnić różne funkcje.

Poniżej przedstawiono schemat zaczerpnięty z opracowania regulatorów energii, pokazujący korzyści jakie można uzyskać z wykorzystania magazynów energii w systemie energetycznym.



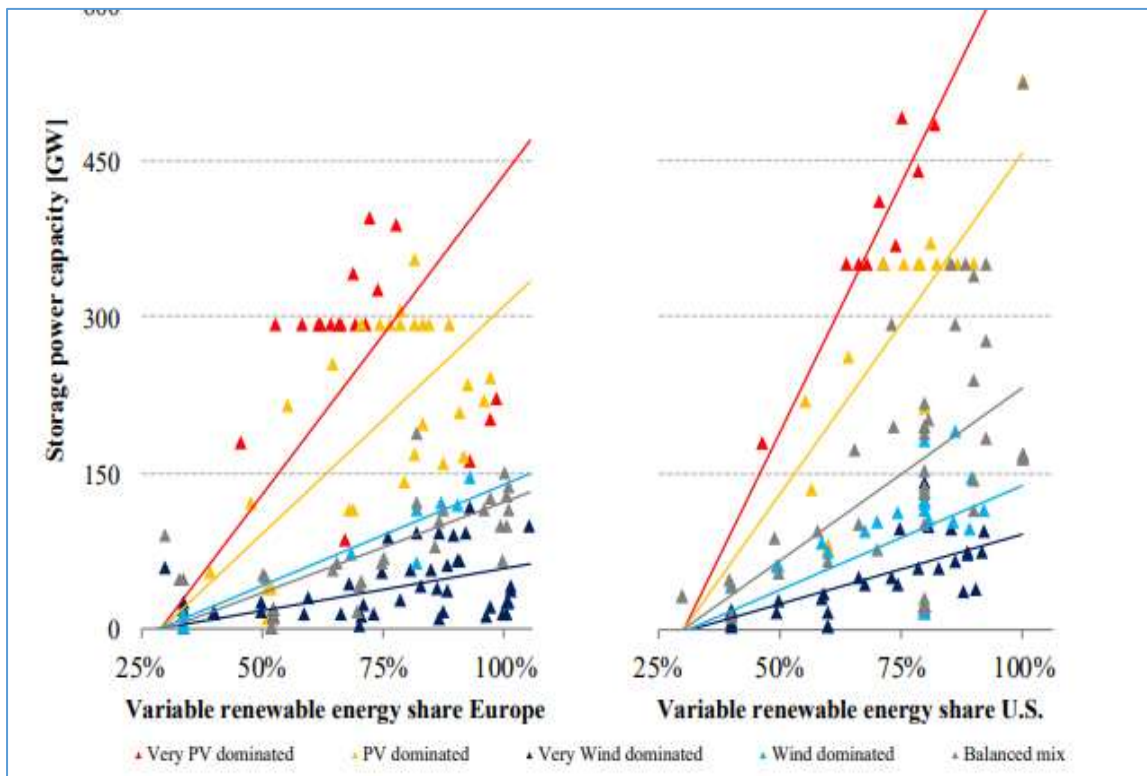
Rys. 18. Korzyści wynikające z wykorzystania magazynów energii oraz miejsce ich powstawania (źródło: ERRA 2016).

Do najważniejszych korzyści zaliczono wsparcie integracji źródeł OZE (*Renewable integration*) oraz wygładzanie niestabilnej generacji OZE (*Renewable smoothing*).

### 6.3 Rosnące zapotrzebowanie na magazyny energii

Opisane korzyści z wykorzystania magazynów energii w systemie elektroenergetycznym stają się szczególnie istotne w sytuacji rosnącego udziału niestabilnych źródeł OZE i nowej roli źródeł konwencjonalnych. Źródła konwencjonalne (węglowe, gazowe, jądrowe) stanowiące dotychczas podstawę gwarantującą pewność zasilania, niezależnie od warunków pogodowych, przechodzą w rolę uzupełniających źródła OZE rezerw mocy, gwarantujących pewność dostaw niezależnie od warunków pogodowych.

Większość opracowań dotyczących przyszłego rozwoju systemów energetycznych z rosnącym udziałem OZE przedstawia rosnącą skalę potrzeb w zakresie mocy magazynów energii. Na rysunku 19 przedstawiono zapotrzebowanie na magazyny energii w zależności od udziału źródeł OZE oraz ich struktury dla Europy oraz USA. Wynika z niego, że budowa systemu energetycznego opartego na źródłach OZE w Europie wymagać będzie od około 150 GW mocy magazynów energii w przypadku zrównoważonego miksu OZE do około 300 GW w przypadku przewagi źródeł PV.



Rys.19. Zapotrzebowanie na moce magazynów energii w zależności od udziału i struktury źródeł OZE (wyniki dla Europy i USA).

Wszystkie dotychczas wykonane analizy pokazują, że rosnący udział OZE wraz z wycofywaniem źródeł konwencjonalnych prowadzi do dynamicznie rosnącego zapotrzebowania na moce w magazynach energii. Jedną z odpowiedzi na to zapotrzebowanie są elektrownie szczytowo-pompowe.

Według analizy wystarczalności generacji opracowanej przez OSP w *Planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030*<sup>8</sup>, w 2027 roku przekroczone zostaną przyjęte standardy bezpieczeństwa energetycznego. Jedynym skutecznym sposobem przeciwdziałania temu zjawisku jest wybudowanie nowych mocy dyspozycyjnych, gdyż same źródła OZE nie zagwarantują dostarczenia odpowiedniej mocy niezależnie od warunków pogodowych (zob. wykres 4). Rozwój magazynów energii pozwalałby uzyskać większy udział OZE, przy zachowaniu stabilności i niezawodności pracy KSE.

## 7. Uwarunkowania rozwoju ESP

### 7.1 Środowiskowe uwarunkowania ESP

Z przyczyn technicznych elektrownie wodne często są skoncentrowane na obszarach górskich, ale ma to poważne dalekosiężne konsekwencje dla dużych i małych rzek oraz jezior we wszystkich innych regionach. W przypadku mniejszych rzek nawet niewielkie ograniczenie przepływu lub zakłócenie naturalnych warunków ekologicznych może mieć poważne negatywne konsekwencje dla rzeki.

<sup>8</sup> Dokument dostępny na stronie internetowej PSE pod adresem: [https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument\\_glowny\\_PRSP\\_2021-2030\\_20200528.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument_glowny_PRSP_2021-2030_20200528.pdf).

Zakres wpływu elektrowni szczytowo-pompowych na ekosystem słodkowodny i gatunki chronione w ich sąsiedztwie należy rozpatrywać indywidualnie. Wpływ może wystąpić na każdym etapie cyklu życia elektrowni, od jej powstawania po rozbiórkę. W ocenie kumulatywnego oddziaływania należy przyjrzeć się wszystkim elektrowniom wodnym i innym zmianom w zlewni. Jedno przedsięwzięcie w zakresie energii wodnej, oceniane indywidualnie, może nie mieć istotnego wpływu, ale jeżeli wpływ ten skumuluje się z wpływem innych istniejących już działań lub przyjętych przedsięwzięć, ich połączone oddziaływanie może stać się znaczące.

Europejska Agencja Środowiska (EEA) w swoim sprawozdaniu dotyczącym stanu środowiska, podkreśla że większość rzek europejskich jest obecnie zdegradowana i osiągnęła punkt nasycenia. Należy zatem zwrócić szczególną uwagę na ocenianie potencjalnego kumulatywnego oddziaływania na rzeki wszelkich nowych działań, w tym dotyczących elektrowni wodnych, w szczególności na obszarach Natura 2000. Ocena kumulatywnego oddziaływania jest szczególnie ważna w przypadku rzek zbliżonych do naturalnych, zwłaszcza małych rzek, które są podatne na wszelkie zmiany ich hydromorfologii. Nawet jedna lub dwie małe instalacje mogą wywołać zbyt poważne skutki, które są niezgodne z wymaganiami prawnymi ramowej dyrektywy wodnej oraz dyrektywy ptasiej i siedliskowej.

Należy również zwrócić uwagę, że przyjęty już plan lub przyjęte przedsięwzięcie nie stanowią przesłanki na korzyść jakichkolwiek innych planów lub przedsięwzięć, które mogą zostać zaproponowane w przyszłości. W ocenie należy uwzględnić każdy rodzaj planu, który mógłby wpłynąć na oceniane przedsięwzięcie. Przyjęcie wcześniejszego przedsięwzięcia może oznaczać, że rzeka osiągnie limit przepustowości i nie będzie w stanie tolerować żadnych dalszych – nawet małych – zmian.

Komisja Europejska w swoich *Wytycznych dotyczących wymogów w odniesieniu do energetyki wodnej w związku z unijnymi przepisami dotyczącymi ochrony przyrody*<sup>9</sup> rozróżnia oddziaływania na istotne i nieistotne. Identyfikacja zakresu oddziaływania na gatunki i siedliska, na które mogą potencjalnie wpływać plan lub przedsięwzięcie hydroenergetyczne, stanowi pierwszy krok każdej oceny skutków. Następnym krokiem jest konieczność określenia, czy w świetle celów ochrony obszarów Natura 2000 oddziaływanie to będzie znaczące, czy nie. Ocena istotności oddziaływania, musi być przeprowadzana indywidualnie dla każdego przypadku z uwzględnieniem gatunków i siedlisk, które występują na danym obszarze, oraz szczegółowych cech samego przedsięwzięcia i na podstawie rzetelnej wiedzy naukowej.

Przy ocenie oddziaływania inwestycji należy zwrócić szczególną uwagę na liczebność populacji, rozmieszczenie, zasięg, migrację, strukturę reprodukcyjną, długość życia, wzajemne powiązania oddziaływań (np. zakłócenia przepływu rzek). Z kolei przy ocenie istotności oddziaływania należy uwzględnić właściwą skalę geograficzną. W przypadku gatunków migrujących, które wędrują na bardzo długich dystansach (takich jak łosoś atlantycki, *Salmo salar*), oddziaływanie na konkretnym obszarze może mieć skutki dla danego gatunku na dużo większym obszarze geograficznym (dorzecza). Podobnie w przypadku gatunków niemigrujących, które występują na rozległych terenach lub zmieniają sposób korzystania z siedlisk, może zachodzić konieczność uwzględniania potencjalnego oddziaływania w skali regionalnej, a nie lokalnej.

---

<sup>9</sup> Dz. Urz. UE C 213 z 18.6.2018.

Cele ochrony obszarów Natura 2000 mają kluczowe znaczenie, ułatwiając ustalenie, czy wystąpienie istotnego oddziaływania jest prawdopodobne. Potwierdza to pkt 49 orzeczenia Trybunału Sprawiedliwości w sprawie Waddenzee<sup>10</sup>: „[...] jeżeli plan lub przedsięwzięcie, które nie jest bezpośrednio związane lub konieczne do zagospodarowania terenu, niesie z sobą ryzyko naruszenia założeń ochrony tego terenu, należy je wówczas uznać jako mogące oddziaływać na przedmiotowy teren w sposób istotny. Ocena tego ryzyka powinna być dokonana w szczególności w świetle charakterystyki i specyficznych uwarunkowań środowiskowych terenu, którego dotyczy plan lub przedsięwzięcie.”

Przed realizacją przedsięwzięcia inwestor musi wykonać odpowiednie badania terenowe, których celem będzie zebranie najbardziej aktualnych rzeczywistych danych. Badania te powinny zawierać informacje hydrologiczne i biologiczne z uwzględnieniem cyklu życia i sezonowości. Przeprowadzenie takich badań może potrwać nawet kilka lat, ale pozwoli określić w sposób wystarczający wpływ przedsięwzięcia na badany gatunek.

#### **7.1.2 Zidentyfikowane oddziaływania mające wpływ na środowisko:**

- a) **zmiany morfologii rzek i rzecznych siedlisk** – naruszenie jednolitej ciągłości wód będą miały wpływ na systemy wodne wzdłuż rzeki, jak i poprzecznie do jej biegu. Najbardziej widoczną formą utraty naturalnych siedlisk jest ich zniszczenie w sąsiedztwie elektrowni;
- b) **utrudnienia w migracji i rozprzestrzenianiu się gatunków chronionych** – rzeki, jeziora i strefy nadbrzeżne pełnią kluczową rolę w bytowaniu, lęgu i przemieszczaniu się gatunków na większą czy mniejszą skalę. Powstałe nienaturalne przeszkody powodują ograniczenia w migracji gatunków co może mieć wpływ na ich przetrwanie. Konsekwencje mogą się pojawić szczególnie w przypadku wystąpienia więcej niż jednej przeszkody na danym ciągu rzeki, co może spowodować wyizolowanie wielu populacji ryb, płazów, ptaków, ssaków a także roślin i doprowadzić do ich zaniknięcia;
- c) **zakłócenia dynamiki osadów** – poprzeczne konstrukcje powstałe na ciągu rzeki zaburzają naturalny transport wszelkich osadów w dół rzeki i ich naturalną regulację. Naniesione osady tworzą różnego rodzaju siedliska, które są miejscem do życia wielu gatunków;
- d) **zmiany w systemie przepływu hydrobiologicznego** – zmiana przepływu hydrobiologicznego może spowodować ograniczenie lub degradację zasięgu siedliska wodnego. Nieodpowiednie przepływy w pierwotnym korycie mogą powodować przegrzanie wody, mogą również powodować wysychanie tarlisk;
- e) **zmiany w systemie przepływu przez ESP** – nagłe zmiany poziomu przepływającej wody mogą powodować wymieranie gatunków przybrzeżnych np. młode ryby, inne o słabej dyspersji lub statyczne np. rośliny. Wpływ fluktuacji wody jest szczególnie odczuwalny w sezonie suszy i silnych mrozów. Elektrownie szczytowo-pompowe również mogą powodować wahania

---

<sup>10</sup> Wyrok Trybunału z dnia 7 września 2004 r. w sprawie C-127/02 *Landelijke Vereniging tot Behoud van de Waddenzee i Nederlandse Vereniging tot Bescherming van Vogels przeciwko Staatssecretaris van Landbouw, Natuurbeheer en Visserij*.



temperatury wody, co w konsekwencji może spowodować wymieranie gatunków szczególnie wrażliwych na nagłe nawet niewielkie zmiany temperatury wody;

- f) **zmiany w cyklach powodzi sezonowych** – regulacja rzek w celu lepszej kontroli przepływu wód może spowodować zmiany w sezonowych cyklach powodziowych, a to z kolei może wpłynąć na zupełne zaniknięcie siedlisk związanych z tymi cyklami;
- g) **zmiany chemiczne i zmiany temperatury wody** – tamy mogą powodować zasadnicze zmiany temperatury, składu chemicznego i pH wód przed i za tamą;
- h) **urazy i śmierć pojedynczych zwierząt** – ryby i inne gatunki mogą przedostać się do podzespołów elektrowni i zostać zranione lub zabite. Konstrukcja zabezpieczająca elektrownie powinna zostać dostosowana do występujących w danym środowisku gatunków aby obniżyć ich śmiertelność;
- i) **skutki dla gatunków i siedlisk lądowych** – elektrownie wodne mogą wpływać nie tylko na ekosystem wodny, ale również na lądowy. Wpływ ten może wystąpić na etapie budowy, jak również na etapie eksploatacji.

### 7.1.3 Kampanie edukacyjno-promocyjne

Ze względu na uwarunkowania społeczne oraz prawne, w celu skutecznego wdrożenia inwestycji, konieczne jest podnoszenie poziomu świadomości społeczeństwa w zakresie koncepcji zrównoważonego rozwoju, w tym bezpieczeństwa energetycznego i ekologicznego oraz kształtowanie odpowiedzialnych postaw społecznych, jak również budowanie poparcia dla tych inwestycji w społecznościach lokalnych, na terenie których takie inwestycje powstaną.

Duże znaczenie na etapie przygotowania inwestycji, ma skuteczna edukacja w zakresie korzyści –zarówno ekonomicznych jak i społecznych – jakie mogą one przynieść, wśród liderów społeczności lokalnych, w szczególności przedsiębiorców z branż, które mogą zostać dotknięte ich skutkami. Na etapie pozyskiwania decyzji administracyjnych zasadnicze znaczenie mają również odpowiednie kompetencje osób i podmiotów biorących udział w procesie decyzyjnym, zwłaszcza tych na poziomie lokalnym, gdzie zauważalne są deficyty w tym zakresie.

Dlatego kampanie społeczne poprzedzające realizację inwestycji powinny składać się zarówno z komponentu informacyjno-promocyjnego na poziomie ogólnopolskim i lokalnym, jak również edukacyjnego na poziomie lokalnym.

Realizacja kampanii powinna być poprzedzona właściwą i rzetelną analizą sytuacji istniejącej oraz dokonaniem identyfikacji potencjalnych problemów społecznych. Analiza powinna być oparta na wiarygodnych danych, takich jak właściwie dobrane badania ogólnodostępne i badania własne, w celu prawidłowego sformułowania celów kampanii, adekwatnych do zdiagnozowanych problemów. Dobór planowanych działań, poprzedzony właściwym rozpoznanie sytuacji zarówno w kontekście ogólnopolskim jak i lokalnym, powinien uwzględniać rzeczywiste zapotrzebowanie na działania informacyjno-edukacyjne u zidentyfikowanych grup docelowych. Zaproponowane formy metody i narzędzia działań powinny być adekwatne i atrakcyjne do potrzeb i specyfiki grup celowych w kontekście realizacji założonych celów.

Uwzględniając powyższe, na poziomie ogólnopolskim mogą to być kampanie uwzględniające działania wykorzystujące nośniki informacyjne szeroko docierające do odbiorcy, takie jak media tradycyjne (telewizja, w tym idea placement, radio, prasa, outdoor, itp.) oraz elektroniczne (strony internetowe, portale, media społecznościowe, aplikacje mobilne, itp.) oraz inne działania o charakterze promocyjno-edukacyjnym (konkursy, imprezy, wystawy itp.).

Na poziomie lokalnym powinny być to kampanie uwzględniające zespół powiązanych ze sobą działań, bezpośrednio i pośrednio trafiających do odbiorcy, mających na celu poszerzenie świadomości, wiedzy i wykreowanie pożądanych postaw i zachowań u relatywnie największej liczby odbiorców. Działania takie mogą wykorzystywać zarówno media tradycyjne jak i elektroniczne i powinny być wsparte różnorodnymi narzędziami aktywnej edukacji i promocji (szkolenia, warsztaty, konferencje, seminaria, konkursy, imprezy itp.).

## **7.2 Prawne uwarunkowania rozwoju ESP**

### **7.2.1 Magazyny energii w Europie i na świecie**

#### **7.2.1.1 Kontekst ogólny**

Magazyny energii są coraz bardziej doceniane na gruncie obowiązujących regulacji prawnych. Magazynowanie energii stanowi bowiem kluczowy warunek transformacji energetycznej w kierunku energetyki rozproszonej opartej o odnawialne źródła energii. Służy ono stabilizacji krajowych systemów energetycznych poprzez ograniczanie krótkoterminowych fluktuacji mocy źródeł OZE oraz wyrównywanie profilu ich pracy. Tym samym tkwi w nim doskonały potencjał inwestycyjny rozwoju energetyki rozproszonej, stanowiąc zarazem ekwiwalent rozbudowy sieci elektroenergetycznej i konieczności ponoszenia nakładów z tym związanych. Magazyny energii elektrycznej w postaci elektrowni szczytowo-pompowych nabierają również szczególnego znaczenia w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i konieczności szybkiego dostarczenia mocy do systemów energetycznych.

Odnosnie mocy szczególnego rodzaju magazynów energii elektrycznej, jakim są elektrownie szczytowo-pompowe, to na świecie przodują Chiny oraz USA.

#### **7.2.1.2 Magazyny energii w prawie UE**

Mając na uwadze rosnące zapotrzebowanie na technologie magazynowania, coraz więcej aktów prawnych traktuje magazynowanie energii jako odrębny sektor energetyki, rządzący się swoimi regułami. Na płaszczyźnie europejskiej *rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci*<sup>11</sup> odnosi się do kwestii magazynów w przepisach dotyczących zakresu jego stosowania, stanowiąc wprost, że nie należy przedmiotowego rozporządzenia stosować do urządzeń magazynowania, z wyjątkiem szczytowo-pompowych modułów wytwarzania energii. Analogiczny przepis znajduje się w *rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru*<sup>12</sup>. Tym samym rozporządzenia dotyczące przyłączenia jednostek wytwórczych i instalacji odbiorczych nie regulują kwestii przyłączenia magazynów energii elektrycznej

<sup>11</sup> Dz. Urz. UE L 112 z 27.4.2016 ze zm.

<sup>12</sup> Dz. Urz. UE L 223 z 18.8.2016.

do sieci, z wyjątkiem przypadków dotyczących modułów wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowych. Z kolei *rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych*<sup>13</sup> reguluje wyłącznie kwestię wykorzystania jednostek magazynowania energii w sytuacjach kryzysowych. Późniejsze akty prawa UE wydzielają już magazynowanie energii spośród innych dziedzin, obejmując je wolnorynkowymi zasadami prowadzenia działalności gospodarczej. *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/WE*<sup>14</sup> włącza magazynowanie energii w reguły tzw. *unbundlingu*, zdecydowanie ograniczając prawo operatorów systemów elektroenergetycznych do dysponowania jednostkami magazynowymi (o czym mowa będzie poniżej w kontekście nowelizacji prawa energetycznego).

Dodatkowo należy wskazać, że znaczenie szczególnego rodzaju magazynów energii, jakim są elektrownie szczytowo-pompowe, podkreślił m.in. Parlament Europejski w *rezolucji z dnia 10 lipca 2020 r. w sprawie kompleksowego europejskiego podejścia do magazynowania energii (2019/2189 INI)*<sup>15</sup>, w której zaznaczył, że magazynowanie pompowe odpowiada obecnie za 97% całkowitego magazynowania energii.

### 7.2.1.3 Magazyny energii w prawie państw europejskich

Na chwilę obecną rozwiązania w traktowaniu magazynów energii są znacznie zróżnicowane i brak jest jednolitego podejścia (choćby poprzez wprowadzenie odpowiednich definicji) do tej kwestii. Przy czym magazynowanie energii elektrycznej, co do zasady, utożsamia się z wytwarzaniem tej energii oraz czasem świadczeniem usług systemowych.

W Niemczech przepisy przewidują rozróżnienie na magazyny połączone z instalacją OZE i magazyny przyłączone bezpośrednio do sieci. Niemiecka ustawa (*Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung*) wprowadza zwolnienie z opłat sieciowych dla energii elektrycznej wprowadzanej z sieci do magazynu energii elektrycznej. W przypadku magazynów zintegrowanych z instalacją OZE przepisy gwarantują uzyskanie wsparcia dla generacji OZE z chwilą wprowadzenia energii elektrycznej z magazynu do sieci.

We Włoszech magazynowanie energii elektrycznej traktowane jest jako działalność wytwórcza. Przepisy dopuszczają możliwość posiadania i korzystania z magazynów energii elektrycznej przez OSP i OSD, jeżeli usług w oparciu o magazyn energii elektrycznej nie można pozyskać na rynku. Przepisy regulujące tę kwestię ujęte są w dekreście *Italian decree law 93/11*. Art. 36, par. 4 tego dekretu warunkuje uzyskanie akceptacji regulatora na posiadanie magazynu energii elektrycznej wykonaniem analizy kosztów i oczekiwanych korzyści (*cost-benefit analysis*), wskazującej na efektywność kosztową planowanych magazynów energii elektrycznej w porównaniu do innych środków.

W Wielkiej Brytanii magazynowanie energii elektrycznej w aspekcie regulacyjnym jest traktowane jak wytwarzanie i jako usługa systemowa, którą OSP może zamówić u innych podmiotów działających na

<sup>13</sup> Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017.

<sup>14</sup> Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019.

<sup>15</sup> Dz. Urz. UE C 371 z 15.9.2021.

wolnym rynku. OSP nie może posiadać ani eksploatować magazynów energii elektrycznej, które wymagają koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. W prawie brytyjskim istnieje jednak wyjątek dla małych jednostek wytwórczych, które nie mają obowiązku posiadania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej i to powoduje, że jest możliwe posiadanie przez operatorów jednostek o małej mocy.

Regulacje w poszczególnych krajach UE, jakkolwiek zróżnicowane, zbliżają się do siebie w związku z koniecznością ich zharmonizowania na poziomie europejskim. .

#### **7.2.1.4 Magazyny energii w prawie państw pozaeuropejskich (przykład USA)**

Jeżeli chodzi o stan prawny, Federalna Komisja Regulacji Energetyki (FERC) wydała regulacje ułatwiające wprowadzanie magazynów energii do systemu elektroenergetycznego. FERC wprowadziła dodatkowe opłaty za usługę regulacji sieci – do opłaty za moc dodała opłaty za możliwą szybkość interwencji w sieci przez dane źródło, co spowodowało prawie dwukrotny wzrost opłacalności biznesu polegającego na oferowaniu rezerw interwencyjnych w postaci magazynów energii w systemie energetycznym USA. W tej usłudze została doceniona nie tylko wielkość mocy jaką posiada dane źródło, ale też możliwość szybkiej reakcji na zakłócenia częstotliwości w sieci. FERC zauważyła, że zasady rynkowe opracowane dla tradycyjnych metod wytwarzania mogą stwarzać bariery wejścia dla nowych technologii, takich jak magazyny energii. Zaproponowała, aby operatorzy sieci stworzyli odpowiednie taryfy w celu określenia modelu uczestnictwa, analizując fizyczne i operacyjne właściwości magazynów, co zwiększy konkurencję i ograniczy stawki. FERC zaproponowała, aby każdy operator zdefiniował kryteria w swojej taryfie, które nie mogą ograniczać uczestnictwa różnych typów magazynów. Uczestnictwo będzie uwzględniało jedynie parametry fizyczne i operacyjne, co umożliwi wprowadzenie nowych technologii bez potrzeby zmiany taryf. FERC wymaga, aby taryfy określające model uczestnictwa magazynów energii uwzględniały jedynie magazyny o mocy co najmniej 100 kW. Ten wymóg obejmuje wszystkie minimalne wymagania dotyczące pojemności, minimalną ofertę sprzedaży oraz zakupu. FERC wymaga, aby sprzedaż energii elektrycznej z rynku OSD i OSP do magazynu energii, którą następnie odsprzeda z powrotem na te rynki, odbywała się po cenie hurtowej za energię elektryczną. Ponadto wymaga od operatorów posiadania liczników mierzących całą energię wchodzącą i wychodzącą. Natomiast magazyny OSD i u odbiorcy za licznikiem wymagają innego rozwiązania.

### **7.2.2 Regulacje krajowe**

#### **7.2.2.1 Obowiązujący stan prawny**

##### **7.2.2.1.1 Ustawa – Prawo energetyczne**

Pierwszym aktem prawnym na gruncie szeroko pojętego prawa energetycznego, który w sposób kompleksowy podjął się tematyki magazynowania energii elektrycznej jest *ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw*<sup>16</sup>. Ustawa ta wprowadziła definicję magazynu energii elektrycznej i magazynowania energii elektrycznej.

---

<sup>16</sup> Dz. U. 2021 r., poz. 1093 ze zm.

W świetle definicji zawartych w *ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne*<sup>17</sup>, magazynem energii elektrycznej jest instalacja umożliwiająca magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej. Z kolei magazynowanie energii elektrycznej to przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną.

Przedmiotowa ustawa umożliwiła elektrowniom szczytowo-pompowym dalsze prowadzenie działalności gospodarczej, klasyfikowanej wcześniej jako działalność wytwórcza, na zasadach przewidzianych dla magazynów energii elektrycznej (art. 15). I tak, w przepisach przejściowych uregulowano sytuację podmiotów prowadzących działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW w dniu wejścia w życie ustawy. Podmioty te będą mogły po dniu wejścia w życie tej ustawy prowadzić działalność w zakresie magazynowania energii elektrycznej, pod warunkiem złożenia do dnia 31 grudnia 2021 r. wniosku o udzielenie koncesji na magazynowanie energii elektrycznej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Należy zaznaczyć, że magazynami energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW są właśnie funkcjonujące w systemie elektroenergetycznym elektrownie szczytowo-pompowe. Są one wykorzystywane jako magazyny energii elektrycznej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) na rzecz bilansowania tego systemu i zapewnienia bezpieczeństwa jego funkcjonowania. Istotne było, aby jednostki te mogły funkcjonować i być rozliczane na zasadach przewidzianych ww. ustawą dla magazynów energii elektrycznej z dniem jej wejścia w życie. Tak więc dzięki ww. przepisom elektrownie szczytowo-pompowe, traktowane do tej pory jako jednostki wytwórcze (np. ubiegały się o uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej i ponosiły opłatę koncesyjną z tym związaną), po raz pierwszy mogły wejść w „reżim” przepisów regulujących działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej.

Nowelizacja wprowadziła szereg ułatwień w obszarze magazynowania energii elektrycznej, znosząc istniejące bariery prawne, z których elektrownie szczytowo-pompowe, które złożyły ww. wniosek, mogą skorzystać.

Do najważniejszych zmian regulacyjnych wprowadzonych ww. ustawą należą:

- potwierdzenie regulacją prawną wyłączenia z obowiązku posiadania taryfy magazynowania energii elektrycznej,
- zniesienie podwójnego naliczania opłat sieciowych – taryfy dla energii elektrycznej w rozliczeniach z magazynami za świadczone usługi (przesyłania lub dystrybucji) zapewniają odliczenie od energii pobranej przez ten magazyn z sieci przedsiębiorstwa energetycznego, energii elektrycznej wprowadzonej do sieci tego przedsiębiorstwa z magazynu,
- uzależnienie obowiązku uzyskania koncesji/wpisu do rejestru, od łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej, bez względu na jego pojemność,

---

<sup>17</sup> Dz. U. z 2021 r., poz. 716 ze zm.

- obowiązek wpisu do rejestru (OSD/OSP) magazynu o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW,
- obowiązek koncesjonowania magazynów o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 10 MW,
- zwolnienie z połowy opłaty za przyłączenie magazynu do sieci z jednoczesnym uregulowaniem w przepisach przejściowych spraw w toku (złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia, wniesienie zaliczki),
- wprowadzenie możliwości pobierania energii z sieci przez magazyn będący częścią OZE bez utraty praw do certyfikatów i uprawnień wynikających z innych systemów wsparcia,
- wprowadzenie obowiązków opomiarowania źródeł OZE i uzależnienie praw do certyfikatów i uprawnień wynikających z innych systemów wsparcia od prawidłowego opomiarowania magazynu,
- zwolnienie z obowiązku przedstawiania świadectw pochodzenia do umorzenia, w tym z OZE, z kogeneracji oraz świadectw efektywności energetycznej, energii pobranej z sieci przez magazyn, w części która została następnie po jej zmagazynowaniu wprowadzona do sieci,
- zwolnienie z opłaty przejściowej, z opłaty mocowej oraz opłaty kogeneracyjnej (w tych dwóch ostatnich przypadkach w części dotyczącej zużycia energii elektrycznej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej) magazynowania energii elektrycznej,
- zmiana definicji nabywcy końcowego, która wyłącza z obowiązku akcyzowego nabycie energii przez podmiot posiadający koncesję na magazynowanie.

Dodatkowo, *rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 października 2021 r. w sprawie rejestru magazynów energii elektrycznej*<sup>18</sup> – będące wypełnieniem delegacji ustawowej zawartej w art. 43g ust. 9 Prawa energetycznego – reguluje kwestie formalno-techniczne poprzez wprowadzenie wzoru rejestru magazynu prowadzonego przez OSD oraz informacji o tym magazynie.

#### **7.2.2.1.2 Rozporządzenie systemowe**

Ogromną zaletą elektrowni szczytowo-pompowych poza magazynowaniem energii jest również możliwość pracy w różnych trybach (pompowym i turbinowym) w powiązaniu z kompensowaniem mocy biernej. Takie rozwiązania są niezwykle istotne w sytuacji coraz większego udziału mocy zainstalowanej w instalacjach fotowoltaicznych generujących znaczne obciążenie krajowego systemu elektroenergetycznego mocą bierną. Stąd *rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*<sup>19</sup> wymienia te elektrownie jako jednostki wytwórcze przewidziane do pracy interwencyjnej. Przedmiotowe rozporządzenie należy do pierwszych aktów prawnych w Polsce, które wymieniają wprost ten rodzaj magazynów. Zgodnie więc z obowiązującymi od przeszło 15 lat przepisami, OSP może na podstawie umowy wykorzystać energię elektryczną pochodzącą z pracy interwencyjnej elektrowni szczytowo-

<sup>18</sup> Dz. U. z 2021 r., poz. 2010 ze zm.

<sup>19</sup> Dz. U. z 2007 r., nr 93, poz. 623 ze zm.

pompowej w przypadkach uzasadnionych warunkami technicznymi pracy krajowego systemu elektroenergetycznego.

### 7.2.2.1.3 Ustawa o odnawialnych źródłach energii

Zgodnie z *ustawą z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii*<sup>20</sup> elektrownie szczytowo-pompowe nie zalicza się do OZE. Z definicji hydroenergii wyłączono bowiem „energię uzyskiwaną z pracy pompowej w elektrowniach szczytowo-pompowych lub elektrowniach wodnych z członem pompowym”. Powyższa definicja stanowi wdrożenie definicji zawartej w *dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych*<sup>21</sup> (RED II), która stanowi, iż „końcowe zużycie energii elektrycznej brutto ze źródeł odnawialnych oblicza się jako ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w państwie członkowskim ze źródeł odnawialnych, łącznie z energią elektryczną wyprodukowaną przez prosumentów energii odnawialnej i społeczności energetyczne działające w zakresie energii odnawialnej, z wyłączeniem produkcji energii elektrycznej w elektrowniach szczytowo-pompowych wykorzystujących wodę, która została wcześniej wpompowana w górę”. Ma to zasadnicze przełożenie w korzystaniu z systemów wsparcia OZE przez elektrownie szczytowo-pompowe.

Dodatkowo, w *rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 7 sierpnia 2018 r. w sprawie wymagań dotyczących sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii*<sup>22</sup> jako odnawialne źródło energii wskazuje się wyłącznie elektrownię przepływową z członem pompowym. W sprawozdawczości takie elektrownie (jak np. Zespół Elektrowni Wodnych Solina-Myczkowce) są ujmowane oddzielnie od elektrowni szczytowo-pompowych (Porąbka-Żar, Żydowo, Żarnowiec). Tak więc jako wypełnienie celów Polski w zakresie OZE będą brane pod uwagę jedynie elektrownie przepływowe z członem pompowym.

### 7.2.2.2 Projektowane zmiany: nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne (UC74)

Kolejnym krokiem w normatywnym osadzeniu magazynowania energii jest projekt ustawy *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy odnawialnych źródeł energii* (UC74) będący obecnie w końcowej fazie uzgodnień międzyresortowych i konsultacji publicznych. Wdraża on przepisy *dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/WE* w zakresie możliwości posiadania instalacji magazynowych. Jak wspomniano powyżej, ostatni pakiet energetyczny aktów prawa UE traktuje magazynowanie energii jako odrębną działalność podlegającą regułom rynkowym. Niedostatecznie rozwinięty rynek magazynowania energii w Europie prowadzi do sytuacji, w której instalacje te w głównej mierze należą do operatorów sieci. Do nielicznych wyjątków należą Niemcy, gdzie pojemność w przydomowych magazynach energii sięga blisko 2 GWh.

Projektodawca polski, przygotował przepisy wdrażające ww. dyrektywę, które służyć będą przede wszystkim wzmocnieniu roli magazynów energii w bilansowaniu systemu. Zgodnie z projektowanymi przepisami, operatorom systemu elektroenergetycznego nie zezwala się co do zasady na posiadanie,

<sup>20</sup> Dz. U. z 2021 r., poz. 610 ze zm.

<sup>21</sup> Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018.

<sup>22</sup> Dz. U. z 2018 r., poz. 1596 ze zm.

wznoszenie, zarządzanie ani obsługę magazynu energii, zezwalając jednocześnie na korzystanie z usług świadczonych z wykorzystaniem magazynu energii. Odstępstwem od powyższego jest sytuacja, w której na wniosek operatora Prezes URE, w drodze decyzji, uzna magazyn energii za w pełni zintegrowany element sieci, albo gdy łącznie spełnione zostaną następujące warunki:

- a) niezbędność magazynu energii w celu wywiązywania się z obowiązków wynikających przez operatora z ustawy, zapewnienia wydajnego, niezawodnego i bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz nie wykorzystywanie magazynu do obrotu energią elektryczną na rynkach energii elektrycznej,
- b) wyrażenie przez Prezesa URE w drodze decyzji, wydanej na wniosek operatora systemu elektroenergetycznego, zgody na przeprowadzenie procedury, o której mowa w lit. c oraz zatwierdzenie warunków przeprowadzania procedury przetargowej,
- c) przeprowadzenie przez operatora otwartej, przejrzystej i niedyskryminacyjnej procedury przetargowej w celu wyłonienia podmiotu mającego świadczyć usługi systemowe na rzecz tego operatora z wykorzystaniem magazynu energii będącego w posiadaniu takiego podmiotu lub przez niego wzniesionego, zarządzanego lub obsługiwanego,
- d) nie wyłonienie w wyniku przeprowadzenia procedury, o której mowa w lit. c, żadnego podmiotu, w szczególności z uwagi na brak możliwości świadczenia usług systemowych, w odpowiednich terminach i z uwzględnieniem rozsądnych kosztów realizowanych w oparciu o magazyn energii.

Zgodnie z proponowanymi rozwiązaniami Prezes URE przeprowadzi przynajmniej raz na pięć lat konsultacje dotyczące istniejących magazynów energii. Celem konsultacji będzie ustalenie, czy podmioty inne niż operatorzy systemów elektroenergetycznych są zainteresowane inwestowaniem w magazyny energii, z wykorzystaniem których mogą świadczyć usługi systemowe na rzecz tych operatorów w sposób efektywny kosztowo. Informacje o wynikach konsultacji Prezes URE będzie publikował w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki. W celu umożliwienia regulatorowi oceny wiarygodności podmiotów, które zgłaszają zainteresowanie posiadaniem, wznoszeniem, zarządzaniem lub obsługą magazynu energii, nałożono na takie podmioty obowiązek dołączenia odpowiedniej dokumentacji.

Jeżeli w wyniku konsultacji społecznych Prezes URE stwierdzi, że inne podmioty są w stanie w sposób efektywny kosztowo posiadać i wykorzystywać magazyn energii, zarządzać nim lub go obsługiwać, zobowiąże on, w drodze decyzji, operatora systemu elektroenergetycznego, do przekazania prawa do magazynu energii temu podmiotowi w terminie 18 miesięcy, określając jednocześnie sposób i warunki tego przekazania oraz zasady ustalania i zwrotu operatorowi systemu elektroenergetycznego kapitału zaangażowanego w tą działalność z uwzględnieniem amortyzacji.

Jednocześnie wprowadzono przepis przejściowy na dokonanie pierwszych konsultacji w sprawie zainteresowania posiadaniem, wznoszeniem, obsługą lub zarządzaniem magazynem energii.

Projektowane przepisy uregulowały magazynowanie energii również w kontekście szeregu innych, nowych instytucji takich jak obywatelskie społeczności energetyczne, agregacja czy aktywny odbiorca.



### **7.2.2.3 Przepisy ustaw regulujących proces inwestycyjny w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych**

Barierą w powstawaniu nowych elektrowni szczytowo-pompowych, oprócz niewielu dogodnych miejsc na lokalizację, co wynika z przewagi terenów nizinnych na obszarze Polski, jest brak ich uwzględnienia w przepisach wielu ustaw. Bariery prawne polegają na konieczności przeprowadzenia standardowego procesu inwestycyjnego związanego z brakiem zakwalifikowania budowy lub modernizacji elektrowni szczytowo-pompowej jako inwestycji celu publicznego. Ze względu na wieloetapowość i znaczny rozmiar inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej, podlega ona szeregowi ograniczeń i wymagań administracyjnych zawartych w różnych aktach prawnych, które prowadzą do znacznego wydłużenia procesu inwestycyjnego. Jest to m.in. obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, zgody wodnoprawnej, decyzji w przedmiocie zatwierdzenia projektu robót geologicznych i dokumentacji geologicznej, pozwolenia na budowę, itd.

### **7.2.2.4 Niezbędne decyzje administracyjne z oceną oddziaływania na środowisko i analizą opcji lokalizacyjnych z uwzględnieniem transgranicznej oceny oddziaływania na środowisko**

ESP nie posiadają odrębnej legalnej definicji ustawowej w obecnym stanie prawnym, a ich definiowanie opiera się na ich funkcjonalności.

W art. 9c ust. 12 Prawa energetycznego pojęcie elektrowni szczytowo-pompowych zostało użyte w zakresie wyłączenia wytworzonych w ramach tych instalacji mocy z raportów przedkładanych przez operatorów systemów elektroenergetycznych Prezesowi URE o ilościach energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii przyłączonych do jego sieci i wprowadzonej do systemu elektroenergetycznego, z podziałem na poszczególne rodzaje źródeł. Zaś w art. 2 pkt 12 ustawy OZE z definicji hydroenergii wyłączono energię uzyskiwaną z pracy pompowej w elektrowniach szczytowo-pompowych lub elektrowniach wodnych z członem pompowym.

Elektrownia szczytowo-pompowa może być kwalifikowana jako:

- magazyn energii elektrycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 10k ustawy Prawo energetyczne, tj. instalację umożliwiającą magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej. Instalacją w rozumieniu powyższej ustawy są urządzenia z układami połączeń między nimi,
- jednostka wytwórcza w rozumieniu art. 3 pkt 43 Prawa energetycznego, tj. wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy.

Kwalifikacja elektrowni szczytowo-pompowych na gruncie *ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane*<sup>23</sup> (dalej: uPb) mieści się w pojęciu obiektu budowlanego, którym jest budynek, budowla bądź obiekt małej architektury, wraz z instalacjami zapewniającymi możliwość użytkowania obiektu zgodnie z jego przeznaczeniem, wzniesiony z użyciem wyrobów budowlanych (art. 3 pkt 1 uPb). Budynkiem jest taki obiekt budowlany, który jest trwale związany z gruntem, wydzielony z przestrzeni

---

<sup>23</sup> Dz. U. z 2021, poz. 2351 ze zm.

za pomocą przegród budowlanych oraz posiada fundamenty i dach, zaś budowlą każdy obiekt budowlany niebędący budynkiem lub obiektem małej architektury, jak: obiekty liniowe, lotniska, mosty, wiadukty, estakady, tunele, przepusty, sieci techniczne, wolno stojące maszty antenowe, wolno stojące trwale związane z gruntem tablice reklamowe i urządzenia reklamowe, budowle ziemne, obronne (fortyfikacje), ochronne, hydrotechniczne, zbiorniki, wolno stojące instalacje przemysłowe lub urządzenia techniczne, oczyszczalnie ścieków, składowiska odpadów, stacje uzdatniania wody, konstrukcje oporowe, nadziemne i podziemne przejścia dla pieszych, sieci uzbrojenia terenu, budowle sportowe, cmentarze, pomniki, a także części budowlane urządzeń technicznych (kotłów, pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych, morskich turbin wiatrowych i innych urządzeń) oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia, jako odrębne pod względem technicznym części przedmiotów składających się na całość użytkową (art. 3 pkt 2) i 3) uPb).

### **Pozwolenie na budowę i pozwolenie na użytkowanie**

Realizacja ESP wymaga przeprowadzenia robót budowlanych, definiowanych w uPb jako budowa (wykonywanie obiektu budowlanego w określonym miejscu, a także odbudowa, rozbudowa, nadbudowa obiektu budowlanego), a także prace polegające na przebudowie, montażu, remoncie lub rozbiórce obiektu budowlanego (art. 3 pkt 6) i 7) uPb).

Powyższe skutkuje koniecznością uzyskania pozwolenia na budowę, gdyż w myśl art. 28 ust. 1 uPb roboty budowlane można rozpocząć jedynie na podstawie decyzji o pozwoleniu na budowę. ESP nie zostały bowiem objęte wyłączeniami, o których mowa w art. 29 uPb. Pozwolenie na budowę stanowi decyzję administracyjną zezwalającą na rozpoczęcie i prowadzenie budowy lub wykonywanie robót budowlanych innych niż budowa obiektu budowlanego (art. 3 pkt 12) uPb).

Decyzja o pozwoleniu na budowę zatwierdza projekt zagospodarowania działki lub terenu oraz projekt architektoniczno-budowlanego. Zgodnie z art. 36 uPb w decyzji o pozwoleniu na budowę organ administracji architektoniczno-budowlanej, w razie potrzeby:

- 1) określa szczególne warunki zabezpieczenia terenu budowy i prowadzenia robót budowlanych;
- 2) określa czas użytkowania tymczasowych obiektów budowlanych;
- 3) określa terminy rozbiórki:
  - a) istniejących obiektów budowlanych nieprzewidzianych do dalszego użytkowania,
  - b) tymczasowych obiektów budowlanych;
- 4) określa szczegółowe wymagania dotyczące nadzoru na budowie;
- 5) zamieszcza informację o obowiązkach i warunkach, wynikających z art. 54 lub art. 55.

Pozwolenie na budowę wydają organy administracji architektoniczno-budowlanej, tj. właściwi miejscowo starostowie, wojewodowie oraz Główny Inspektor Nadzoru Budowlanego. Administrację architektoniczno-budowlaną w dziedzinie górnictwa sprawują organy nadzoru górniczego, zgodnie z art. 168 ust. 2 ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. *Prawo geologiczne i górnicze*<sup>24</sup> (dalej: Pgg).

---

<sup>24</sup> Dz. U. z 2022 r., poz. 1072.

Przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę organ administracji architektoniczno-budowlanej sprawdza:

- 1) zgodność projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego z:
  - a) ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i innymi aktami prawa miejscowego albo decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu w przypadku braku miejscowego planu,
  - b) wymaganiami ochrony środowiska, w szczególności określonymi w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy z środowiskowej,
  - c) ustaleniami uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji mieszkaniowej;
- 2) zgodność projektu zagospodarowania działki lub terenu z przepisami, w tym techniczno-budowlanymi;
- 3) kompletność projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego, w tym dołączenie:
  - a) wymaganych opinii, uzgodnień, pozwoleń i sprawdzeń,
  - b) informacji dotyczącej bezpieczeństwa i ochrony zdrowia, o której mowa w art. 20 ust. 1 pkt 1b,
  - c) kopii zaświadczenia, o którym mowa w art. 12 ust. 7 uPb, dotyczącego projektanta i projektanta sprawdzającego,
  - d) oświadczeń projektanta, że instalacja radiokomunikacyjna nie spełnia warunków, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 60 ustawy środowiskowej lub dotyczących możliwości podłączenia projektowanego obiektu budowlanego do istniejącej sieci ciepłowniczej,
- 4) posiadanie przez projektanta i projektanta sprawdzającego odpowiednich uprawnień budowlanych oraz aktualność zaświadczenia, o którym mowa w art. 12 ust. 7 uPb.

W przypadku braku wydania decyzji o pozwoleniu a budowę w terminie 65 dni od dnia złożenia wniosku o wydanie takiej decyzji, organ wyższego stopnia wymierza organowi właściwemu do wydania decyzji, w drodze postanowienia, karę w wysokości 500 zł za każdy dzień zwłoki.

Rozpoczęcie użytkowania ESP po zakończeniu budowy wymaga uzyskania pozwolenia na użytkowanie w myśl art. 54 i art. 55 uPb.

Decyzję w sprawie pozwolenia na użytkowanie obiektu budowlanego wydaje organ nadzoru budowlanego, którymi w myśl art. 80 ust. 2 uPb są powiatowy inspektor nadzoru budowlanego, wojewoda przy pomocy wojewódzkiego inspektora nadzoru budowlanego jako kierownika wojewódzkiego nadzoru budowlanego, wchodzącego w skład zespolonej administracji wojewódzkiej oraz Główny Inspektor Nadzoru Budowlanego. Decyzję o pozwoleniu na użytkowanie wydaje się po przeprowadzeniu obowiązkowej kontroli budowy w zakresie jej zgodności z ustaleniami i warunkami określonymi w decyzji o pozwoleniu na budowę oraz z projektem budowlanym.

## **Decyzje o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji przedsięwzięcia (w tym na obszarze NATURA 2000)**

Obowiązek uzyskania decyzji o pozwoleniu na budowę determinuje konieczność uprzedniego pozyskania innych wymaganych prawem decyzji administracyjnych. Zasadnicze znaczenie ma w tym zakresie art. 72 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko<sup>25</sup> (dalej: ustawa środowiskowa), zgodnie z którym wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach następuje m. in. przed uzyskaniem:

- decyzji o pozwoleniu na budowę wydanej na podstawie uPb,
- decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – wydawanej na podstawie ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym<sup>26</sup> (dalej: upzp),
- pozwolenia wodnoprawnego na regulację wód, pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie urządzeń wodnych oraz pozwolenia wodnoprawnego na wydobywanie z wód kamienia, żwiru, piasku oraz innych materiałów, wydawanych na podstawie ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne<sup>27</sup> (dalej: uPw).

Zasadniczą cechą postępowania w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji planowanego przedsięwzięcia jest ustalenie zagrożeń, jakie niesie ze sobą dane przedsięwzięcie, a na tej podstawie powiązanie owych zagrożeń z wpływem na środowisko oraz usunięcie bądź ograniczenie owych zagrożeń.

Zgodnie z art. 71 ust. 1 i 2 ustawy środowiskowej, decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach określa środowiskowe uwarunkowania realizacji przedsięwzięcia i wymagana jest dla planowanych:

- 1) przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko;
- 2) przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko.

Przedsięwzięciem w rozumieniu ustawy środowiskowej jest zamierzenie budowlane lub inna ingerencja w środowisko polegająca na przekształceniu lub zmianie sposobu wykorzystania terenu, w tym również na wydobywaniu kopalin, przy czym przedsięwzięcia powiązane technologicznie kwalifikuje się jako jedno przedsięwzięcie, także jeżeli są one realizowane przez różne podmioty (art. 3 pkt 13)).

Jak podkreślono powyżej, ESP na gruncie ustawy środowiskowej może zostać uznana za przedsięwzięcie mogące zawsze znacząco oddziaływać na środowisko w rozumieniu § 2 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko<sup>28</sup> lub przedsięwzięcie mogące potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko w rozumieniu § 3 ww. rozporządzenia.

Zależnie od powyższej kwalifikacji determinowany jest tryb wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji. Realizacja przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco

---

<sup>25</sup> Dz. U. z 2021 r., poz. 2373 ze zm.

<sup>26</sup> Dz. U. z 2022, poz. 503.

<sup>27</sup> Dz. U. z 2021 r., poz. 2233 ze zm.

<sup>28</sup> Dz. U. z 2019 r., poz. 1839.

oddziaływać na środowisko nie rodzi bowiem automatycznie obowiązku przeprowadzenia oceny oddziaływania takiego przedsięwzięcia na środowisko w rozumieniu art. 3 ust.1 pkt 8 ustawy środowiskowej obejmującej w szczególności:

- a) weryfikację raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko,
- b) uzyskanie wymaganych ustawą opinii i uzgodnień,
- c) zapewnienie możliwości udziału społeczeństwa w postępowaniu.

Obowiązek przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko może zostać stwierdzony na podstawie art. 63 ust.1 ustawy środowiskowej, tj. w drodze postanowienia przez organ właściwy do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach w myśl art. 75 ustawy środowiskowej (Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, starosta, dyrektor regionalnej dyrekcji Lasów Państwowych albo wójt, burmistrz, prezydent miasta). Organ ten jednocześnie wskazuje zakres raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko niezbędny dla postępowania w sprawie oceny oddziaływania inwestycji na środowisko.

Dodatkowo realizacja planowanego przedsięwzięcia wymaga przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000, jeżeli:

- 1) przedsięwzięcie to może znacząco oddziaływać na obszar Natura 2000, a nie jest bezpośrednio związane z ochroną tego obszaru lub nie wynika z tej ochrony;
- 2) obowiązek przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 został stwierdzony na podstawie art. 97 ust. 1 ustawy środowiskowej, tj. przez RDOŚ, w drodze postanowienia, gdy ze względu na rodzaj i charakterystykę przedsięwzięcia, usytuowanie przedsięwzięcia, z uwzględnieniem możliwego zagrożenia dla środowiska, a także rodzaj i skalę możliwego oddziaływania przedsięwzięcia zostanie stwierdzone, że przedsięwzięcie może znacząco oddziaływać na obszar Natura 2000. Po przeprowadzeniu oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 regionalny dyrektor ochrony środowiska wydaje postanowienie w sprawie uzgodnienia warunków realizacji przedsięwzięcia w zakresie oddziaływania na obszar Natura 2000. W myśl art. 34 *ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody*<sup>29</sup> (dalej: uOP), jeżeli przemawiają za tym konieczne wymogi nadrzędnego interesu publicznego, w tym wymogi o charakterze społecznym lub gospodarczym, i wobec braku rozwiązań alternatywnych, właściwy miejscowo RDOŚ, a na obszarach morskich – dyrektor właściwego urzędu morskiego, może zezwolić na realizację planu lub działań, mogących znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000 lub obszary znajdujące się na liście proponowanych obszarów mających znaczenie dla Wspólnoty, zapewniając wykonanie kompensacji przyrodniczej niezbędnej do zapewnienia spójności i właściwego funkcjonowania sieci obszarów Natura 2000.

Postępowanie w sprawie oceny oddziaływania na środowisko służy ocenie, na wstępnym etapie, wszystkich potencjalnych zagrożeń dla środowiska oraz podjęciu próby wypracowania rozwiązań,

---

<sup>29</sup> Dz. U. z 2022 r., poz. 916 ze zm.

eliminujących lub maksymalnie minimalizujących negatywne oddziaływania na środowisko, które następnie powinny być wykorzystane na dalszych etapach postępowania administracyjnego.

Jeżeli przed wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji jest przeprowadzana ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, przed wydaniem tej organ właściwy do jej wydania:

- uzgadnia warunki realizacji przedsięwzięcia z RDOŚ, a w przypadku gdy przedsięwzięcie jest realizowane na obszarze morskim z dyrektorem urzędu morskiego,
- uzgadnia warunki realizacji przedsięwzięcia z ministrem właściwym do spraw środowiska, uzgadnia warunki realizacji przedsięwzięcia z GDOŚ, a w zakresie istnienia rozwiązań alternatywnych realizacji przedsięwzięcia oraz przewidywanych działań mających na celu kompensację przyrodniczą negatywnych oddziaływań na środowisko przyrodnicze rezerwatu przyrody, - w przypadku inwestycji liniowych celu publicznego w ich części przebiegającej przez obszar rezerwatu przyrody lub w przypadku inwestycji celu publicznego z zakresu łączności publicznej o nieliniowym charakterze realizowanych na obszarze rezerwatu przyrody,
- w przypadku inwestycji liniowych celu publicznego w ich części przebiegającej przez obszar parku narodowego lub w przypadku inwestycji celu publicznego z zakresu łączności publicznej o nieliniowym charakterze realizowanych na obszarze parku narodowego,
- zasięga opinii organu Państwowej Inspekcji Sanitarnej, chyba że - w przypadku przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko - organ ten wyraził wcześniej opinię, że nie zachodzi potrzeba przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko,
- zasięga opinii organu właściwego do wydania pozwolenia zintegrowanego na podstawie ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. *Prawo ochrony środowiska*<sup>30</sup> (dalej: POŚ), jeżeli planowane przedsięwzięcie kwalifikowane jest jako instalacja, o której mowa w art. 201 ust. 1 tej ustawy,
- uzgadnia warunki realizacji przedsięwzięcia z organem właściwym w sprawach ocen wodnoprawnych, o których mowa w przepisach uPw, chyba że - w przypadku przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko - organ ten wyraził wcześniej opinię, że nie zachodzi potrzeba przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko.

Przed wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach organ właściwy do jej wydania zapewnia możliwość udziału społeczeństwa w postępowaniu, w ramach którego przeprowadza ocenę oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko.

W myśl art. 80 ust. 1 ustawy środowiskowej, jeżeli była przeprowadzona ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, właściwy organ wydaje decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, biorąc pod uwagę: wyniki uzgodnień i opinii, o których mowa w art. 77 tej ustawy, ustalenia zawarte w raporcie o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko; wyniki postępowania z udziałem społeczeństwa oraz wyniki postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko, jeżeli zostało przeprowadzone. W przypadku gdy nie została przeprowadzona ocena oddziaływania

---

<sup>30</sup> Dz. U. z 2021 r., poz. 1973 ze zm.

przedsięwzięcia na środowisko, w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach właściwy organ stwierdza brak potrzeby przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, po uzyskaniu opinii RDOŚ oraz organu Państwowej Inspekcji Sanitarnej.

Decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach wydaje się po stwierdzeniu zgodności lokalizacji przedsięwzięcia z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, jeżeli plan ten został uchwalony.

### **Decyzje planistyczne**

Jak wskazano powyżej, należy założyć, że budowa lub utrzymanie ESP nie stanowi celu publicznego w rozumieniu art. 2 pkt 5 upzp. Niemniej jednak w obecnym stanie prawnym nie można w pełni wykluczyć kwalifikacji ESP z dopływem naturalnym za inwestycję celu publicznego. Powyższa kwalifikacja, przy braku postanowień miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, determinuje tryb i rodzaj uzyskiwanych decyzji planistycznych.

Stosownie do art. 4 ust. 1 i 2 upzp ustalenie przeznaczenia terenu, rozmieszczenie inwestycji celu publicznego oraz określenie sposobów zagospodarowania i warunków zabudowy terenu następuje w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego. W przypadku braku miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego określenie sposobów zagospodarowania i warunków zabudowy terenu następuje w drodze decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, przy czym:

- 1) lokalizację inwestycji celu publicznego ustala się w drodze decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego;
- 2) sposób zagospodarowania terenu i warunki zabudowy dla innych inwestycji ustala się w drodze decyzji o warunkach zabudowy.

Inwestycja celu publicznego jest zatem lokalizowana na podstawie planu miejscowego, a w przypadku jego braku - w drodze decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego.

Natomiast zmiana zagospodarowania terenu w przypadku braku planu miejscowego, polegająca na budowie obiektu budowlanego lub wykonaniu innych robót budowlanych, a także zmiana sposobu użytkowania obiektu budowlanego lub jego części, w przypadku inwestycji nie będących inwestycjami celu publicznego, wymaga ustalenia, w drodze decyzji, warunków zabudowy (art. 59 ust. 1 upzp).

Powołany art. 72 ust. 1 ustawy środowiskowej wprost nie wskazuje decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego, o której mowa w art. 50 ust. 1 upzp, wśród rozstrzygnięć, których wydanie poprzedzone jest wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji. Niemniej w orzecznictwie podkreśla się: „Choć decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego nie została wymieniona w art. 72 ust. 1 w zw. z art. 96 ust. 2 ustawy z 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, niewątpliwie należy ją ocenić jako decyzję wymaganą przed rozpoczęciem realizacji przedsięwzięcia, a zatem decyzję, o której wspomina regulacja art. 96 ust. 1 ustawy”<sup>31</sup>. Uznać zatem należy, iż zarówno decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, jak i decyzja o lokalizacji inwestycji celu

---

<sup>31</sup> Zob. wyrok WSA w Krakowie z dnia 20 czerwca 2018 r., sygn. akt II SA/Kr 359/18.

publicznego dla ESP winny zostać poprzedzone przeprowadzeniem postępowania w sprawie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji.

Decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego, jak również decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu określa:

- 1) rodzaj inwestycji;
- 2) warunki i szczegółowe zasady zagospodarowania terenu oraz jego zabudowy wynikające z przepisów odrębnych, a w szczególności w zakresie:
  - a) warunków i wymagań ochrony i kształtowania ładu przestrzennego,
  - b) ochrony środowiska i zdrowia ludzi oraz dziedzictwa kulturowego i zabytków oraz dóbr kultury współczesnej,
  - c) obsługi w zakresie infrastruktury technicznej i komunikacji,
  - d) wymagań dotyczących ochrony interesów osób trzecich,
  - e) ochrony obiektów budowlanych na terenach górniczych;
- 3) linie rozgraniczające teren inwestycji, wyznaczone na mapie w odpowiedniej skali.

Decyzje o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego oraz o warunkach zabudowy są wiążące dla organu wydającego decyzję o pozwoleniu na budowę. Podkreślenia wymaga przy tym, iż „związanie decyzją o lokalizacji inwestycji celu publicznego organu wydającego pozwolenie na budowę, wynikające z art. 55 upzp, nie polega na tym, że organ ten jest zobowiązany wydać decyzję, dla której ustalono lokalizację. Związanie to oznacza, że nie może wydać pozwolenia na budowę dla inwestycji, której warunki nie odpowiadająby warunkom ustalonym w tej decyzji. Jeżeli zaś tym warunkom inwestor w projekcie budowlanym nie sprostą, to organ administracji architektoniczno-budowlanej odmówi udzielenia pozwolenia na budowę”<sup>32</sup>.

W myśl postanowień upzp, nie można odmówić ustalenia lokalizacji inwestycji celu publicznego, jeżeli zamierzenie inwestycyjne jest zgodne z przepisami odrębnymi. Natomiast zgodnie z art. 61 ust. 1 upzp, wydanie decyzji o warunkach zabudowy jest możliwe jedynie w przypadku łącznego spełnienia następujących warunków:

- 1) co najmniej jedna działka sąsiednia, dostępna z tej samej drogi publicznej, jest zabudowana w sposób pozwalający na określenie wymagań dotyczących nowej zabudowy w zakresie kontynuacji funkcji, parametrów, cech i wskaźników kształtowania zabudowy oraz zagospodarowania terenu, w tym gabarytów i formy architektonicznej obiektów budowlanych, linii zabudowy oraz intensywności wykorzystania terenu;
- 2) teren ma dostęp do drogi publicznej;
- 3) istniejące lub projektowane uzbrojenie terenu, z uwzględnieniem ust. 5, jest wystarczające dla zamierzenia budowlanego;
- 4) teren nie wymaga uzyskania zgody na zmianę przeznaczenia gruntów rolnych i leśnych na cele nierolnicze i nieleśne albo jest objęty zgodą uzyskaną przy sporządzaniu miejscowych planów, które utraciły moc na podstawie art. 67 ustawy, o której mowa w art. 88 ust. 1;

---

<sup>32</sup> Zob. wyrok NSA z dnia 26 maja 2021r. sygn. akt II OSK 2490/18.



- 5) decyzja jest zgodna z przepisami odrębnymi;
- 6) zamierzenie budowlane nie znajdzie się w obszarze:
  - a) w stosunku do którego decyzją o ustaleniu lokalizacji strategicznej inwestycji w zakresie sieci przesyłowej, o której mowa w art. 5 ust. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych<sup>33</sup>, ustanowiony został zakaz, o którym mowa w art. 22 ust. 2 pkt 1 tej ustawy,
  - b) strefy kontrolowanej wyznaczonej po obu stronach gazociągu,
  - c) strefy bezpieczeństwa wyznaczonej po obu stronach rurociągu.

Organami właściwymi w sprawie wydania decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania są właściwi miejscowo wójt, burmistrz albo prezydent miasta. Decyzje o warunkach zabudowy na terenach zamkniętych wydaje natomiast wojewoda.

W myśl art. 51 ust. 1 upzp, w sprawach ustalenia lokalizacji inwestycji celu publicznego decyzje wydają w odniesieniu do:

- 1) inwestycji celu publicznego o znaczeniu krajowym i wojewódzkim – wójt, burmistrz albo prezydent miasta w uzgodnieniu z marszałkiem województwa;
- 2) inwestycji celu publicznego o znaczeniu powiatowym i gminnym – wójt, burmistrz albo prezydent miasta;
- 3) inwestycji celu publicznego na terenach zamkniętych – wojewoda.

#### **Pozwolenie wodnoprawne i ocena wodnoprawna**

Jak wskazano powyżej ESP, będąc obiektem energetyki wodnej, jest urządzeniem wodnym w rozumieniu art. 16 pkt 65) uPw, tj. rządzeniem lub budowlą służącą do kształtowania zasobów wodnych lub korzystania z tych zasobów. Ustawa wskazuje przykładowy katalog urządzeń wodnych, które obejmują:

- a) urządzenia lub budowle piętrzące, przeciwpowodziowe i regulacyjne, a także kanały i rowy,
- b) sztuczne zbiorniki usytuowane na wodach płynących oraz obiekty związane z tymi zbiornikami,
- c) stawy, w szczególności stawy rybne oraz stawy przeznaczone do oczyszczania ścieków albo rekreacji,
- d) obiekty służące do ujmowania wód powierzchniowych oraz wód podziemnych,
- e) obiekty energetyki wodnej,
- f) wyloty urządzeń kanalizacyjnych służące do wprowadzania ścieków do wód, do ziemi lub do urządzeń wodnych oraz wyloty służące do wprowadzania wody do wód, do ziemi lub do urządzeń wodnych,
- g) stałe urządzenia służące do połowu ryb lub do pozyskiwania innych organizmów wodnych,
- h) urządzenia służące do chowu ryb lub innych organizmów wodnych w wodach powierzchniowych,
- i) mury oporowe, bulwary, nabrzeża, mola, pomosty i przystanie,
- j) stałe urządzenia służące do dokonywania przewozów międzybrzegowych.

---

<sup>33</sup> Dz. U. z 2021 r., poz. 428, 784 i 922.

W art. 33 uPw wskazano, że prawo do zwykłego korzystania z wód nie uprawnia do wykonywania urządzeń wodnych bez wymaganej zgody wodnoprawnej. Zgodnie zaś z art. 35 ust. 3 uPw, usługi wodne obejmują m.in. korzystanie z wód do celów energetyki, w tym energetyki wodnej. Stosownie do art. 389 uPw pozwolenie wodnoprawne jest wymagane m. in. na usługi wodne, szczególne korzystanie z wód, wykonanie urządzeń wodnych, regulację wód, zabudowę potoków górskich oraz kształtowanie nowych koryt cieków naturalnych oraz zmianę ukształtowania terenu na gruntach przylegających do wód, mającą wpływ na warunki przepływu wód. Zgodnie zaś 390 ust. 1 uPw pozwolenie wodnoprawne jest wymagane również na lokalizowanie na obszarach szczególnego zagrożenia powodzią:

- a) nowych przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko,
- b) nowych obiektów budowlanych.

W świetle powyższego budowa i użytkowanie ESP wymaga uzyskania pozwolenia wodnoprawnego, które stanowi zgodę wodnoprawną w rozumieniu art. 388 ust. 1 uPw. Pozwolenie wodnoprawne wydaje się w drodze decyzji na czas określony, co do zasady nie dłuższy niż 30 lat, liczony od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna.

Wydanie pozwolenia wodnoprawnego następuje przed uzyskaniem decyzji o pozwoleniu na budowę. Zasadniczym elementem wniosku o wydanie pozwolenia wodnoprawnego jest operat wodnoprawny, który musi spełniać wymogi wskazane w art. 408 i art. 409 uPw. Dodatkowo do wniosku o wydanie pozwolenia wodnoprawnego na piętrzenie wód powierzchniowych budowlą piętrzącą o wysokości piętrzenia powyżej 1 m oraz wyposażoną w urządzenia umożliwiające regulowanie przepływu lub na zależne od siebie korzystanie z wód przez kilka zakładów dołącza się projekt instrukcji gospodarowania wodą zawierający opis sposobu gospodarowania wodą i zaspokojenia potrzeb wszystkich użytkowników odnoszących korzyści z urządzeń wodnych, których dotyczy instrukcja gospodarowania wodą, w liczbie egzemplarzy uwzględniającej właściciela wody oraz liczbę zakładów korzystających z wód, których dotyczy instrukcja gospodarowania wodą.

W pozwoleniu wodnoprawnym ustala się cel projektowanych do wykonania urządzeń wodnych i innych robót, cel i zakres korzystania z wód, warunki wykonywania uprawnienia oraz obowiązki niezbędne ze względu na ochronę zasobów środowiska, interesów ludności i gospodarki, w zasięgu oddziaływania zamierzonego korzystania z wód lub planowanych do wykonania urządzeń wodnych, w szczególności:

- 1) obowiązki wobec innych zakładów posiadających pozwolenie wodnoprawne lub uprawnionych do rybactwa, narażonych na szkody w związku z wykonywaniem tego pozwolenia wodnoprawnego;
- 2) obowiązek wykonania urządzeń zapobiegających szkodom lub zmniejszających negatywne skutki wykonywania tego pozwolenia wodnoprawnego;
- 3) niezbędne przedsięwzięcia ograniczające negatywne oddziaływanie na środowisko.

W decyzji wskazuje się także zakazy wykonywania w pobliżu urządzeń wodnych robót oraz innych czynności, które mogą powodować:

- a) niedopuszczalne osiadanie urządzeń wodnych lub ich części,

- b) pojawienie się szczelin, rys lub pęknięć, w szczególności w korpusach oraz koronach zapór, okładzinach betonowych, szybach, sztolniach oraz przepławkach dla ryb,
- c) nadmierną filtrację wody,
- d) uszkodzenie budowli regulacyjnych,
- e) unieruchomienie zamknięć budowli piętrzących lub upustowych,
- f) erozję gruntu powyżej oraz poniżej urządzeń wodnych,
- g) osuwanie się gruntu przy urządzeniach wodnych,
- h) zmniejszenie stateczności lub wytrzymałości urządzeń wodnych,
- i) uszkodzenie wylotów urządzeń kanalizacyjnych służących do wprowadzania ścieków do wód lub do ziemi oraz urządzeń służących do odprowadzania wód do wód,
- j) uszkodzenie urządzeń pomiarowych,
- k) uszkodzenie znaków usytuowanych na wodach,
- l) pogorszenie lub utratę funkcji urządzeń umożliwiających migrację ryb.

Decyzje w sprawie pozwolenia wodnoprawnego mogą zawierać także inne elementy, zależne od rodzaju działalności, której dotyczy pozwolenie wodnoprawne. W pozwoleniu wodnoprawnym zatwierdza się także instrukcję gospodarowania wodą.

Organem właściwym w sprawie zgód wodnoprawnych są właściwe organy Wód Polskich, a jeżeli wnioskodawcą są Wody Polskie, organem właściwym w sprawie zgód wodnoprawnych jest minister właściwy do spraw gospodarki wodnej.

W przypadku ESP lokalizowanych w pobliżu wałów przeciwpowodziowych może wystąpić konieczność uzyskania decyzji zwalniającej od zakazów wykonywania robót lub czynności, które mogą wpływać na szczelność lub stabilność wałów przeciwpowodziowych, określonych w art. 176 uPw.

Ocena wodnoprawna jest wymagana dla inwestycji lub działań mogących wpłynąć na możliwość osiągnięcia celów środowiskowych wymienionych w art. 56, art. 57, art. 59 oraz w art. 61 uPw, wyznaczonych osobno dla poszczególnych rodzajów wód powierzchniowych i podziemnych. Szczegółowo rodzaje inwestycji i działań wymagających uzyskania oceny określi minister właściwy do spraw gospodarki wodnej w drodze rozporządzenia.

Ocena oddziaływania na środowisko (ooś) jest elementem procedury w sprawie **oceny wodnoprawnej** wynikającej z nowego Prawa wodnego. W przypadku przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko ocenę zastępuje się decyzją środowiskową.

Ocenę wodnoprawną wydaje się, w drodze decyzji, na wniosek podmiotu planującego realizację ww. inwestycji lub działania.

#### **Zezwolenie na usunięcie drzew i zmiana przeznaczenia gruntów rolnych i leśnych na cele nierolnicze i nieleśne z wyłączeniem z produkcji leśnej**

W przypadku gdy w związku z realizacją ESP konieczne jest usunięcie drzew, to zgodnie z art. 83 uOP usunięcie drzewa lub krzewu z terenu nieruchomości lub jej części może nastąpić po uzyskaniu zezwolenia wydanego na wniosek:

- 1) posiadacza nieruchomości - za zgodą właściciela tej nieruchomości;

- 2) właściciela urządzeń, o których mowa w art. 49 § 1 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny (Dz. U. z 2020 r. poz. 1740 i 2320 oraz z 2021 r. poz.1509 i 2459), zwanej dalej "Kodeksem cywilnym" - jeżeli drzewo lub krzew zagrażają funkcjonowaniu tych urządzeń.

Zezwolenie na usunięcie drzewa lub krzewu z terenu nieruchomości wydaje wójt, burmistrz albo prezydent miasta, a w przypadku gdy zezwolenie dotyczy usunięcia drzewa lub krzewu z terenu nieruchomości lub jej części wpisanej do rejestru zabytków – wojewódzki konserwator zabytków. Zezwolenie na usunięcie drzewa lub krzewu na obszarach objętych ochroną krajobrazową w granicach parku narodowego albo rezerwatu przyrody wydaje się po uzgodnieniu odpowiednio z dyrektorem parku narodowego albo regionalnym dyrektorem ochrony środowiska.

Organ właściwy do wydania zezwolenia na usunięcie drzewa lub krzewu przed jego wydaniem dokonuje oględzin w zakresie występowania w ich obrębie gatunków chronionych.

Wydanie zezwolenia na usunięcie drzewa lub krzewu może być uzależnione od określonych przez organ nasadzeń zastępczych lub przesadzenia tego drzewa lub krzewu. Organ, wydając zezwolenie na usunięcie drzewa lub krzewu uzależnione od wykonania nasadzeń zastępczych, bierze pod uwagę w szczególności dostępność miejsc do nasadzeń zastępczych oraz następujące cechy usuwanego drzewa lub krzewu:

- 1) wartość przyrodniczą, w tym rozmiar drzewa lub powierzchnię krzewów oraz funkcje, jakie pełnią w ekosystemie;
- 2) wartość kulturową;
- 3) walory krajobrazowe;
- 4) lokalizację.

Zezwolenie na usunięcie drzewa lub krzewu określa m. in. miejsce usunięcia drzewa lub krzewu, nazwę gatunku drzewa lub krzewu, obwód pnia drzewa mierzony na wysokości 130 cm, wielkość powierzchni, z której zostanie usunięty krzew, wysokość opłaty za usunięcie drzewa lub krzewu i termin usunięcia drzewa lub krzewu. W przypadku uzależnienia wydania zezwolenia na usunięcie drzewa lub krzewu od wykonania nasadzeń zastępczych, zezwolenie to określa dodatkowo:

- 1) miejsce nasadzeń;
- 2) liczbę drzew lub wielkość powierzchni krzewów;
- 3) minimalny obwód pni drzew na wysokości 100 cm lub minimalny wiek krzewów;
- 4) gatunek lub odmianę drzew lub krzewów;
- 5) termin wykonania nasadzeń;
- 6) termin złożenia informacji o wykonaniu nasadzeń.

W przypadku lokalizacji ESP na gruntach:

- rolnych stanowiących użytki rolne klas I-III,
- leśnych,

konieczne jest dokonanie zmiany przeznaczenia gruntów rolnych i leśnych na cele nierolnicze i nieleśne.

Zmiana przeznaczenia w przypadku gruntów leśnych stanowiących własność Skarbu Państwa – wymaga uzyskania zgody ministra właściwego do spraw środowiska a w przypadku pozostałych gruntów leśnych – wymaga uzyskania zgody marszałka województwa wyrażanej po uzyskaniu opinii izby rolniczej. Postępowanie w sprawie wyrażenia zgody na zmianę przeznaczenia gruntów jest wszczynane na wniosek wójta (burmistrza, prezydenta miasta). Do wniosku dotyczącego gruntów leśnych stanowiących własność Skarbu Państwa organ wnioskujący dołącza opinię dyrektora regionalnej dyrekcji Lasów Państwowych, a w odniesieniu do gruntów parków narodowych - opinię dyrektora parku.

Zmiana przeznaczenie na cele nierolnicze i gruntów rolnych stanowiących użytki rolne klas I-III wymaga uzyskania zgody ministra właściwego do spraw rozwoju wsi, z zastrzeżeniem sytuacji, gdy grunty te spełniają łącznie następujące warunki:

- 1) co najmniej połowa powierzchni każdej zwartej części gruntu zawiera się w obszarze zwartej zabudowy;
- 2) położone są w odległości nie większej niż 50 m od granicy najbliższej działki budowlanej w rozumieniu przepisów *ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami*<sup>34</sup> (dalej: ugn);
- 3) położone są w odległości nie większej niż 50 metrów od drogi publicznej w rozumieniu przepisów *ustawy z dnia 21 marca 1985 r. o drogach publicznych*<sup>35</sup>;
- 4) ich powierzchnia nie przekracza 0,5 ha, bez względu na to, czy stanowią jedną całość, czy stanowią kilka odrębnych części.

Zgoda wydawana jest w formie decyzji administracyjnej.

Zmiana przeznaczenia gruntów rolnych i leśnych na cele nierolnicze i nieleśne, wymagającego zgody, o której mowa powyżej, następuje w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego, sporządzonym w trybie określonym w przepisach o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. W przypadku braku miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego zmiana zagospodarowania terenu wymaga ustalenia, w drodze decyzji, warunków zabudowy lub ustalenia lokalizacji inwestycji celu publicznego.

Wyłączenie z produkcji użytków rolnych wytworzonych z gleb pochodzenia mineralnego i organicznego, zaliczonych do klas I, II, III, IIIa, IIIb, oraz użytków rolnych klas IV, IVa, IVb, V i VI wytworzonych z gleb pochodzenia organicznego, a także gruntów, o których mowa w art. 2 ust. 1 pkt 2-10 *ustawy z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych*<sup>36</sup>, oraz gruntów leśnych, przeznaczonych na cele nierolnicze i nieleśne – może nastąpić po wydaniu decyzji zezwalających na takie wyłączenie. Wydanie decyzji o wyłączeniu gruntów z produkcji następuje przed uzyskaniem pozwolenia na budowę.

---

<sup>34</sup> Dz. U. z 2021 r., poz. 1899.

<sup>35</sup> Dz. U. z 2020 r., poz. 470 ze zm.

<sup>36</sup> Dz. U. z 2021 r., poz. 1326 ze zm.

### Zatwierdzenie dokumentacji geologicznych

Prawidłowe, zgodne z prawem i bezpieczne zrealizowanie przedsięwzięcia – ESP, wymagać będzie udokumentowania warunków geologicznych terenu inwestycji, w oparciu o przepisy ustawy Prawo geologiczne i górnicze (p.g.g.). Rodzaj wynikowej dokumentacji geologicznych oraz zakres w jakim powinny zostać sporządzone są ściśle związane z celem ich wykonania i charakterystyką ESP. Z uwagi na to, że ESP jest obiektem budowlanym, konieczne będzie sporządzenie dokumentacji geologiczno-inżynierskiej. Może też być zasadne sporządzenie dokumentacji hydrogeologicznej dla przedsięwzięcia wpływającego negatywnie na wody podziemne.

Określanie warunków geologiczno-inżynierskich jak i hydrogeologicznych z zastosowaniem robót geologicznych odbywa się na podstawie zatwierdzonego projektu robót geologicznych. Projekt robót geologicznych, których wykonywanie nie wymaga uzyskania koncesji (jak w przypadku ESP), zatwierdza organ administracji geologicznej, w drodze decyzji administracyjnej. Stronami postępowania o zatwierdzenie projektu robót geologicznych, poza wnioskodawcą, są właściciele (użytkownicy wieczysti) nieruchomości gruntowych, w granicach których mają być wykonywane roboty geologiczne. Zatwierdzenie projektu robót geologicznych wymaga opinii wójta (burmistrza, prezydenta miasta) właściwego ze względu na miejsce wykonywania robót geologicznych. Projekt zatwierdza się na czas oznaczony, nie dłuższy niż 5 lat, w zależności od zakresu i harmonogramu zamierzonych robót geologicznych. Po uzyskaniu decyzji o zatwierdzeniu projektu robót geologicznych, zgłasza się zamiar ich rozpoczęcia odpowiednim organom najpóźniej 2 tygodnie przed zamierzonym terminem.

Wykonanie robót geologicznych na podstawie zatwierdzonego projektu robót geologicznych może wiązać się z koniecznością zastosowania przepisów o zakładzie górniczym i jego ruchu oraz ratownictwie górniczym (art. 86 p.g.g.) – dotyczy to robót geologicznych wykonywanych z użyciem środków strzałowych albo wykonywanych na głębokości większej niż 100 m albo wykonywanych na obszarze górniczym utworzonym w celu wykonywania działalności metodą robót podziemnych albo metodą otworów wiertniczych.

Wyniki prac geologicznych, wraz z ich interpretacją, określeniem stopnia osiągnięcia zamierzonego celu wraz z uzasadnieniem, przedstawia się w dokumentacji geologicznej, która również podlega zatwierdzeniu przez właściwy organ administracji geologicznej.

Zgodnie z definicjami zawartymi w ustawie Prawo wodne, obiekty energetyki wodnej (w tym ESP) stanowią obiekty budownictwa wodnego, zatem przedstawienie warunków geologiczno-inżynierskich powinno zostać przedstawione w formie dokumentacji geologiczno-inżynierskiej sporządzonej w celu określenia warunków geologiczno-inżynierskich na potrzeby posadawiania obiektów budownictwa wodnego. W opracowaniu tego typu przedstawia się m.in.:

- prognozę zmian warunków terenowych, gruntowych i wodnych w czasie budowy i eksploatacji projektowanego obiektu budownictwa wodnego,
- wskazania dotyczące sposobów posadawienia projektowanego obiektu budownictwa wodnego lub jego części,
- prognozę stateczności projektowanego obiektu budownictwa wodnego po jego napełnieniu wodą,
- ocenę wpływu projektowanego obiektu na środowisko gruntowo-wodne na etapie budowy, eksploatacji i likwidacji oraz w przypadku awarii,
- zakres i sposób prowadzenia monitoringu projektowanego obiektu budownictwa wodnego.

Dokumentacja geologiczna dostarcza również niezbędnych informacji dla właściwego zaprojektowania i wykonania tuneli (jako obiektów budowlanych) - jeśli dana inwestycja to przewiduje - umożliwiając odpowiedni dobór metody i narzędzi do drążenia.

W przypadku podziemnych ESP wystąpić może konieczność drążenia tuneli metodą górniczą. Z uwagi na ich specyfikę stosuje się do nich odpowiednio przepisy p.g.g. (art. 2 ust. 1 pkt 4 p.g.g.), a tym samym wymaga uzyskania decyzji zatwierdzającej plan ruchu zakładu górniczego. Decyzję taką wydaje dyrektor właściwego miejscowo okręgowego urzędu górniczego oraz plan ratownictwa górniczego. Zatwierdzenie następuje w drodze decyzji administracyjnej. Do drążenia tuneli mają zastosowanie przepisy p.g.g. z wyjątkiem działu III (koncesje).

### **Postępowanie w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko**

W razie stwierdzenia możliwości znaczącego transgranicznego oddziaływania pochodzącego z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej na środowisko na skutek budowy lub użytkowania ESP, konieczne jest przeprowadzenie postępowania dotyczącego transgranicznego oddziaływania na środowisko.

Organ administracji właściwy do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji, przeprowadzający ocenę oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, w przypadku stwierdzenia możliwości znaczącego transgranicznego oddziaływania na środowisko na skutek realizacji planowanego przedsięwzięcia wydaje postanowienie o przeprowadzeniu postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko, w którym ustala zakres dokumentacji niezbędnej do przeprowadzenia tego postępowania oraz obowiązek sporządzenia tej dokumentacji przez wnioskodawcę w przypadku stwierdzenia możliwości wystąpienia znaczącego oddziaływania na środowisko na terytorium jednego lub dwóch państw. Wniosek o wydanie decyzji środowiskowej wraz postanowieniem przekazywany jest do Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska.

Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska po uzyskaniu informacji o możliwym transgranicznym oddziaływaniu na środowisko planowanego przedsięwzięcia niezwłocznie powiadamia o tym państwo, na którego terytorium przedsięwzięcie to może oddziaływać, informując o decyzji, która ma być dla tego przedsięwzięcia wydana, i o organie właściwym do jej wydania, oraz załączając kartę informacyjną przedsięwzięcia. Organ administracji przeprowadzający ocenę oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko prowadzi, za pośrednictwem Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska, konsultacje z państwem, na którego terytorium może oddziaływać przedsięwzięcie. Konsultacje dotyczą środków eliminowania lub ograniczania transgranicznego oddziaływania na środowisko.

Przeprowadzenie transgranicznego oddziaływania pochodzącego z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej na środowisko poprzedza wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji, która uwzględnia wyniki oceny transgranicznej.

## Koncesja

Dla prawidłowego użytkowania ESP konieczne jest uzyskanie koncesji na wytwarzanie i magazynowanie energii elektrycznej.

Zgodnie z art. 32 Prawa energetycznego uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej m. in. w zakresie:

- 1) wytwarzania paliw lub energii, z wyłączeniem wytwarzania:
  - a) paliw stałych lub paliw gazowych,
  - b) energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do instalacji odnawialnego źródła energii lub do jednostek kogeneracji,
  - c) energii elektrycznej w mikroinstalacji lub w małej instalacji,
  - d) energii elektrycznej:
    - wyłącznie z biogazu rolniczego, w tym w kogeneracji,
    - wyłącznie z biopłynów w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii,
  - e) ciepła w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW,
  - f) energii elektrycznej wprowadzonej do sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w następstwie hamowania pojazdów, o których mowa w art. 5h ust. 1 Prawa energetycznego;
- 2) magazynowania:
  - a) energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW,
  - b) paliw gazowych w instalacjach magazynowych jak również magazynowania lub przeładunku paliw ciekłych w instalacjach magazynowania paliw ciekłych lub instalacjach przeładunku paliw ciekłych, z wyłączeniem lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s.

Koncesji udziela Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Koncesji udziela się na czas oznaczony, nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż 50 lat, chyba że przedsiębiorca wnioskuje o udzielenie koncesji na czas krótszy.

### 7.2.2.5 Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko

Zgodnie z ustawą środowiskową przeprowadzenia strategicznej oceny oddziaływania na środowisko wymaga projekt:

- 1) studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy oraz planu zagospodarowania przestrzennego, wyznaczający ramy dla późniejszej realizacji przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, a także koncepcji rozwoju kraju, strategii rozwoju, programu, polityki publicznej i dokumentu programowego, z zakresu polityki rozwoju, wyznaczający ramy dla późniejszej realizacji przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko;



- 2) polityki, strategii, planu i programu w dziedzinie przemysłu, energetyki, transportu, telekomunikacji, gospodarki wodnej, gospodarki odpadami, leśnictwa, rolnictwa, rybołówstwa, turystyki i wykorzystywania terenu, opracowywany lub przyjmowany przez organy administracji, wyznaczający ramy dla późniejszej realizacji przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko;
- 3) polityki, strategii, planu i programu innego niż wymienione w pkt 1 i 2, którego realizacja może spowodować znaczące oddziaływanie na obszar Natura 2000, jeżeli nie jest on bezpośrednio związany z ochroną obszaru Natura 2000 lub nie wynika z tej ochrony.

Przeprowadzenie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko jest wymagane także w przypadku projektu dokumentu innego niż wymieniony powyżej oraz w przypadku projektu zmiany takiego dokumentu, jeżeli w uzgodnieniu z Generalnym Dyrektorem Ochrony Środowiska lub regionalnym dyrektorem ochrony środowiska, organ opracowujący projekt stwierdzi, że realizacja postanowień danego dokumentu albo jego zmiany może spowodować znaczące oddziaływanie na środowisko.

W przypadku lokalizacji ESP, w szczególności ESP planowanych do realizacji na obszarach NATURA 2000, powstać może konieczność przygotowania ww. dokumentów.

Przy odstąpieniu od przeprowadzenia strategicznej oceny oddziaływania na środowisko, zgodnie z art. 48 ustawy środowiskowej oraz przy ustalaniu, czy zachodzi potrzeba przeprowadzenia takiej oceny, bierze się pod uwagę następujące uwarunkowania:

- 1) charakter działań przewidzianych w ww. dokumentach, w szczególności:
  - a) stopień, w jakim dokument ustala ramy dla późniejszej realizacji przedsięwzięć, w odniesieniu do usytuowania, rodzaju i skali tych przedsięwzięć,
  - b) powiązania z działaniami przewidzianymi w innych dokumentach,
  - c) przydatność w uwzględnieniu aspektów środowiskowych, w szczególności w celu wspierania zrównoważonego rozwoju, oraz we wdrażaniu prawa wspólnotowego w dziedzinie ochrony środowiska,
  - d) powiązania z problemami dotyczącymi ochrony środowiska;
- 2) rodzaj i skalę oddziaływania na środowisko, w szczególności:
  - a) prawdopodobieństwo wystąpienia, czas trwania, zasięg, częstotliwość i odwracalność oddziaływań,
  - b) prawdopodobieństwo wystąpienia oddziaływań skumulowanych lub transgranicznych,
  - c) prawdopodobieństwo wystąpienia ryzyka dla zdrowia ludzi lub zagrożenia dla środowiska;
- 3) cechy obszaru objętego oddziaływaniem na środowisko, w szczególności:
  - a) obszary o szczególnych właściwościach naturalnych lub posiadające znaczenie dla dziedzictwa kulturowego, wrażliwe na oddziaływania, istniejące przekroczenia standardów jakości środowiska lub intensywne wykorzystywanie terenu,
  - b) formy ochrony przyrody w rozumieniu uOP oraz obszary podlegające ochronie zgodnie z prawem międzynarodowym.

Etapem działań w zakresie projektowania ww. dokumentów jest sporządzenie prognozy oddziaływania na środowisko, która m. in. określa, analizuje i ocenia istniejący stan środowiska oraz potencjalne

zmiany tego stanu w przypadku braku realizacji projektowanego dokumentu, stan środowiska na obszarach objętych przewidywanym znaczącym oddziaływaniem, istniejące problemy ochrony środowiska istotne z punktu widzenia realizacji projektowanego dokumentu, w szczególności dotyczące obszarów podlegających ochronie na podstawie uOP, cele ochrony środowiska ustanowione na szczeblu międzynarodowym, wspólnotowym i krajowym, istotne z punktu widzenia projektowanego dokumentu, oraz sposoby, w jakich te cele i inne problemy środowiska zostały uwzględnione podczas opracowywania dokumentu, przewidywane znaczące oddziaływania, w tym oddziaływania bezpośrednie, pośrednie, wtórne, skumulowane, krótkoterminowe, średnioterminowe i długoterminowe, stałe i chwilowe oraz pozytywne i negatywne, na cele i przedmiot ochrony obszaru Natura 2000, a także przedstawia rozwiązania mające na celu zapobieganie, ograniczanie lub kompensację przyrodniczą negatywnych oddziaływań na środowisko, mogących być rezultatem realizacji projektowanego dokumentu, w szczególności na cele i przedmiot ochrony obszaru Natura 2000 oraz integralność tego obszaru oraz rozwiązania alternatywne do rozwiązań zawartych w projektowanym dokumencie wraz z uzasadnieniem ich wyboru oraz opis metod dokonania oceny prowadzącej do tego wyboru albo wyjaśnienie braku rozwiązań alternatywnych, w tym wskazania napotkanych trudności wynikających z niedostatków techniki lub luk we współczesnej wiedzy.

Organ opracowujący projekt prognozy oddziaływania na środowisko uzgadnia z rdoś, Generalnym Dyrektorem Ochrony Środowiska, dyrektorem urzędu morskiego, Głównym Inspektorem Sanitarnym, państwowym wojewódzkim inspektorem lub państwowym powiatowym inspektorem sanitarnym, stanowisko w sprawie zakresu i stopnia szczegółowości informacji wymaganych w prognozie oddziaływania na środowisko. Opiniowaniu z powyższymi organami podlega również projekt dokumentu strategicznego lub uznany za strategiczny w trybie art. 46 i art. 47 ustawy środowiskowej.

W ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko zapewniony jest udział społeczeństwa, w tym poprzez zagwarantowanie prawa składania uwag i wniosków w postępowaniu oraz podanie do publicznej wiadomości informację o przystąpieniu do opracowywania projektu dokumentu i o jego przedmiocie.

#### **7.2.2.6 Zidentyfikowane konsekwencje ewentualnych protestów społecznych i instytucjonalnych**

Stosownie do postanowień ustawy środowiskowej przed wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach organ właściwy do jej wydania zapewnia możliwość udziału społeczeństwa w postępowaniu, w ramach którego przeprowadza ocenę oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko.

W rzecznictwie utrwalony jest pogląd, zgodnie z którym protest społeczności nie może stanowić wyłącznej podstawy do wydania odmownej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji (por. wyrok WSA w Łodzi z dnia 18 stycznia 2012 r., sygn. akt: II SA/Łd 886/12; wyrok WSA w Warszawie z 19 grudnia 2013 r. sygn. akt: IV SA/Wa 1092/13; wyrok WSA w Szczecinie z dnia 13 marca 2014 r. sygn. akt II SA/Sz 1208/13; wyrok NSA z 20 lipca 2016 r., sygn. akt: II OSK 608/15; wyrok NSA z 11 października 2017 r., sygn. akt: II OSK 2113/16; Wyrok NSA z 11 stycznia 2018 r., sygn. akt: II OSK 86/17; wyrok NSA z 12 lutego 2019 r., sygn. akt: II OSK 718/17; wyrok WSA w Olsztynie z 6 lutego 2018 r., sygn. akt: II SA/OI 1018/17; wyrok WSA w Białymstoku z 14 marca 2018 r., sygn. akt:

II SA/Bk 88/17; Wyrok WSA w Gliwicach z 30 maja 2018 r., sygn. akt: II SA/GI 158/18; Wyrok WSA w Kielcach z 25 kwietnia 2019 r., sygn. akt: II SA/Ke 168/19). Zwalczanie ocenianej inwestycji przez lokalną społeczność nie mieści się bowiem w ściśle określonych w ustawie środowiskowej wypadkach, w których organ jest uprawniony do odmowy ustalenia środowiskowych uwarunkowań. W judykaturze podkreśla się, że wymagane przepisami prawa (w tym unijnego) zapewnienie udziału społeczeństwa z zagwarantowaniem możliwości wypowiedzania się nie oznacza związania organu tymi wypowiedziami ani obowiązku uzyskania społecznej akceptacji dla przedsięwzięcia.

W doktrynie wskazuje się, że ważnym aspektem zagadnienia, również o wymiarze praktycznym, są więc dopuszczalne środki weryfikowania przez organ, czy protest społeczności lokalnej jest uzasadniony okolicznościami faktycznymi. Orzecznictwo wskazuje na niedopuszczalność przeprowadzania dodatkowych dowodów w tym zakresie. Organ nie ma bowiem prawnej możliwości badania racjonalności tego stanowiska, które ocenia wyłącznie na podstawie zgłoszonych uwag i wniosków oraz raportu i zawartych w nim ustaleń. Ewentualnie może zaproponować inwestorowi inny wariant przedsięwzięcia<sup>37</sup>.

Niemniej postępowanie w sprawie oceny oddziaływania na środowisko jest postępowaniem administracyjnym, którego celem jest rozstrzygnięcie sprawy indywidualnej i które podlega także wskazanym w ustawie środowiskowej przepisom ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. *Kodeks postępowania administracyjnego*<sup>38</sup>. W myśl art. 36 ustawy środowiskowej, organ właściwy do wydania decyzji może przeprowadzić rozprawę administracyjną otwartą dla społeczeństwa, z odpowiednim zastosowaniem art. 91 § 3 Kpa. Nie można zatem wykluczyć wpływu uzasadnionego protestu społecznego na tok postępowania środowiskowego, w szczególności, gdy raport oddziaływania na środowisko nie będzie zawierał wyczerpujących wyjaśnień we wskazanych przez stronę społeczną obszarach.

### **7.2.3 Rekomendowane zmiany**

#### **7.2.3.1 Kontekst ogólny**

Dynamiczny rozwój OZE oraz konieczność wzmocnienia niezależności oraz bezpieczeństwa energetycznego Polski wymuszają wprowadzenie pewnych ułatwień, które prowadziłyby do przyspieszenia procesu inwestycyjnego. Zaproponowane w tym zakresie rozwiązania ewentualnej specustawy nie powinny jednak co do zasady prowadzić do znacznych wyłomów w obowiązującym systemie prawa, gdyż mogłoby to prowadzić do jego podważenia. Koncentrować się one powinny na usprawnieniu procedur administracyjnych bez naruszania podstawowych wartości, jakie są m.in. ochrona własności Skarbu Państwa, realizacji inwestycji (w razie możliwości wyboru) na obszarze jak najmniej ingerującym w obecny ład przestrzenny i wartości przyrodnicze. Nie powinny prowadzić do jaskrawego zróżnicowania sytuacji w porównaniu z innymi inwestycjami w wytwarzanie oraz magazynowanie energii elektrycznej, ze względu na ryzyko uznania takich uregulowań za nieproporcjonalne i dyskryminujące. Podejście takie jest tym bardziej uzasadnione, że przepisy ewentualnej specustawy obejmą hipotezą normy prawnej wszystkie elektrownie szczytowo-pompowe

---

<sup>37</sup> Por. Justyna Goździewicz-Biechońska, *Wpływ protestu społeczności lokalnej na rozstrzygnięcie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach*, Przegląd Prawa Rolnego nr 1 (24) – 2019.

<sup>38</sup> Dz. U. z 2021 r., poz. 735 ze zm.

bez względu na moc czy technologię. W zależności zaś od okoliczności będą one służyły różnym celom, przede wszystkim takim jak rezerwowanie zasobów mocy dla KSE w przypadku jej braku, stabilizacja tego systemu związana z udziałem odnawialnych źródeł energii poprzez stabilizację cen energii elektrycznej w razie drastycznych jej wahań.

W związku z tym, że przeprowadzenie procesu inwestycyjnego jest objęte właściwością szeregu ustaw m.in. z obszaru planowania i zagospodarowania przestrzennego, prawa budowlanego, ochrony przyrody zasadnym jest się ujęcie wszystkich niezbędnych regulacji w jednym akcie prawnym – ustawie o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych. Dodatkowo, wprowadzenie instytucji decyzji zintegrowanej podyktowane usprawnieniem procesu inwestycyjnego wymusza konieczność jej normatywnego umiejscowienia w osobnej regulacji.

### **7.2.3.2 Definicja elektrowni szczytowo-pompowej**

Obowiązujące i projektowane przepisy dotyczące magazynowania energii elektrycznej ograniczają się wyłącznie do funkcjonowania istniejących magazynów energii elektrycznej, w tym elektrowni szczytowo-pompowych, pomijając kwestie przeprowadzenia samego procesu inwestycyjnego. Ze względu na konieczność wyodrębnienia przepisów dedykowanych procesowi inwestycyjnemu w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej, proponuje się zredagować precyzyjną definicję pozwalającą na nie budzącą wątpliwości kwalifikację inwestycji jako inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej. Biorąc pod uwagę, że elektrownia szczytowo-pompowa służy do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy w wyniku procesu przemiany energii elektrycznej w energię grawitacyjną wody pompowanej do górnego zbiornika albo procesu odwrotnego oraz do magazynowania tej energii, a także mając na uwadze przeznaczenie tych jednostek, wydaje się, że elektrownia szczytowo-pompowa to instalacja łącząca w sobie przymioty magazynu energii elektrycznej oraz jednostki wytwórczej. Takie podejście pozwoli elektrowniom szczytowo-pompowym korzystać ze wszelkich dogodności wprowadzonych ustawą *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw*, bez konieczności wprowadzania dedykowanego systemu wsparcia. Dodatkowo, czyni ono zbędnym ciągłe nowelizowanie przepisów o elektrowniach szczytowo-pompowych, gdyż ogólne regulacje będą za każdym razem obejmowały również te elektrownie.

Dodatkowo, należy wprowadzić definicję inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej, poprzez odpowiednie odesłanie do występujących w obiegu definicji z prawa budowlanego jak budowa, przebudowa i remont, a także katastru nieruchomości i uzbrojenia terenu, również poprzez odesłanie do obowiązujących przepisów.

### **7.2.3.3 Elektrownia szczytowo-pompowa jako inwestycja celu publicznego**

W obecnie obowiązującym stanie prawnym i zgodnie z przyjętą linią orzecniczą elektrownia szczytowo-pompowa nie stanowi inwestycji celu publicznego. Jednakże zgodnie z art. 6 pkt 10 *ustawy o gospodarce nieruchomościami* celem publicznym w rozumieniu ustawy są inne cele publiczne określone w odrębnych ustawach. W związku z powyższym proponuje się określić wprost w przepisach ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych, że inwestycja w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej jest inwestycją celu publicznego w rozumieniu przepisów o gospodarce nieruchomościami. Przesądzenie takie pozwoli znacznie usprawnić proces

inwestycyjny, dzięki czemu w zdecydowanie krótszym horyzoncie czasowym pojawią się nowe jednostki pozwalające na stabilizację pracy dynamicznie rozwijających się źródeł OZE oraz zapewniające ciągłość dostaw energii elektrycznej do odbiorców w razie niedoboru mocy.

#### 7.2.3.4 Decyzja kompleksowa

Niezależnie od powyższego, na wzór rozwiązań istniejących w innych specustawach wskazane jest przesądzić, że dla inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej wydaje się kompleksową decyzję o lokalizacji celu publicznego, łączącą w sobie aspekty decyzji lokalizacyjnej, podziałowej i wywłaszczeniowej.

Dzięki takiemu rozwiązaniu, m.in:

- 1) przepisy *ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym* (z wyjątkiem art. 57 ust. 1 i 4 nie będą miały zastosowania do przygotowywania projektów dot. realizacji elektrowni szczytowo-pompowych (decyzja kompleksowa wydawana byłaby bez względu na istnienie bądź nie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego), a przepisy *ustawy o gospodarce nieruchomościami* stosowane będą jedynie w zakresie nieuregulowanym w specustawie;
- 2) decyzja kompleksowa wiązać będzie właściwe organy przy sporządzaniu studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego oraz miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego a także w zakresie wydawania decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu oraz pozwolenia na budowę;
- 3) ostateczna decyzja kompleksowa będzie stanowić podstawę do dokonywania wpisów w księdze wieczystej i w katastrze nieruchomości;
- 4) znacznie ułatwiony zostanie proces pozyskiwania gruntów na potrzeby realizacji inwestycji.

Proponuje się wprowadzenie ułatwień w zakresie pozyskiwania gruntów wynikających z wprowadzenia obowiązku wydania decyzji kompleksowej.

Rekomenduje się wprowadzenie szczególnego trybu pozyskiwania gruntów, w oparciu o decyzję kompleksową (przy uwzględnieniu, iż koszty wywłaszczeń ponosi inwestor), na podstawie którego w szczególności:

- 1) decyzja kompleksowa zatwierdzać będzie podział nieruchomości położonych w obszarze realizacji inwestycji;
- 2) z dniem, w którym decyzja kompleksowa stanie się ostateczna, nieruchomości w niej określone z mocy prawa będą stawać się własnością Skarbu Państwa za odszkodowaniem (następnie będą oddawane w użytkowanie wieczyste Inwestorowi), a ograniczone prawa rzeczowe obciążające te nieruchomości lub stosunki obligacyjne, których przedmiotem są nieruchomości – wygasną (także za odszkodowaniem);
- 3) decyzja kompleksowa będzie stanowić podstawę do wydania przez właściwy organ decyzji o wygaśnięciu trwałego zarządu ustanowionego na nieruchomości przeznaczonej na inwestycję w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej, stanowiącej własność Skarbu Państwa;

- 4) nieuregulowany stan prawny nieruchomości objętych wnioskiem o wydanie decyzji kompleksowej nie będzie stanowić przeszkody do wydania decyzji kompleksowej.

Powinna zostać również uregulowana sytuacja korzystania z cudzych nieruchomości przed rozpoczęciem inwestycji na potrzeby wykonania określonych czynności niezbędnych dla uzyskania określonych decyzji administracyjnych. Jeżeli do przeprowadzenia pomiarów, badań lub innych prac niezbędnych do sporządzenia raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko lub do sporządzenia wniosku o wydanie decyzji kompleksowej (np. wykonanie badań archeologicznych, geologicznych, hydrogeologicznych lub określeniu geotechnicznych warunków posadowienia obiektu), konieczne będzie wejście na teren cudzej nieruchomości (także o nieuregulowanym stanie prawnym), inwestor powinien być uprawniony do uzyskania decyzji wojewody o zezwoleniu na wejście na teren tej nieruchomości.

Typowym instrumentem mającym na celu usprawnienie procesu inwestycyjnego jest:

- 1) odpowiednie skrócenie terminów wydania decyzji administracyjnych w stosunku do terminów obowiązujących;
- 2) wprowadzenie kar pieniężnych nakładanych na organy właściwe do wydania decyzji w razie przekroczenia tych terminów;
- 3) nadanie rygorów natychmiastowej wykonalności decyzjom wydawanym w procesie inwestycyjnym;
- 4) skrócenie terminów rozpatrywania przez sądy administracyjne środków zaskarżenia;
- 5) uniezależnienie wydania pozwolenia wodnoprawnego od uprzedniego uzyskania decyzji kompleksowej (tak by procesy te mogły toczyć się niezależnie).

Inwestycje niezbędne do faktycznego uruchomienia inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej powinny podlegać tym samym zasadom co inwestycja główna. Dlatego na wzór specustawy jądrowej proponuje się wprowadzenie instytucji inwestycji towarzyszącej. Pozwoli to na zsynchronizowanie obydwu procesów inwestycyjnych. Przez inwestycje towarzyszącą będzie rozumieć się inwestycję w zakresie budowy lub rozbudowy sieci przesyłowej w rozumieniu art. 3 pkt 11a *ustawy–Prawo energetyczne* konieczną do wyprowadzenia mocy z elektrowni szczytowo-pompowej lub inną inwestycję niezbędną do wybudowania lub zapewnienia prawidłowej eksploatacji tej elektrowni.

### 7.3 Uwarunkowania i możliwości terenowe

Zgodnie z raportem *Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage*, przygotowanym przez Wspólne Centrum Badawcze Komisji Europejskiej<sup>39</sup>, elektrownie szczytowo-pompowe odpowiadają za prawie 99% światowych zdolności magazynowania energii.

Autorzy raportu przeanalizowali potencjał budowy ESP z zastosowaniem metodologii, która koncentruje się na dwóch następujących topologiach:

---

<sup>39</sup> M. Gimeno-Gutierrez, R. Lacal-Arantequi, *Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage: A GIS-based assessment of pumped hydropower storage potential*, 2013, <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC81226>.

- T1 – kiedy istnieją już dwa zbiorniki o odpowiedniej różnicy wysokości oraz wystarczająco blisko siebie, aby można było je połączyć za pomocą przepławki i urządzeń elektrycznych,
- T2 – kiedy istnieje jeden zbiornik oraz odpowiednie miejsce wystarczająco blisko, aby zbudować drugi zbiornik.

Modelowane scenariusze z kolei obejmują różne maksymalne odległości między dwoma zbiornikami przyszłej elektrowni szczytowo-pompowej: 1, 2, 3, 5, 10 i 20 km.

Wyniki pokazują, że teoretyczny potencjał w Europie jest znaczny w obu topologiach. Całkowity teoretyczny potencjał europejski w topologii T1 i przy maksymalnej odległości 20 km między dwoma zbiornikami wynosi 54,3 TWh, natomiast w topologii T2 jest ponad dwukrotnie większy i wynosi 123 TWh. Po uwzględnieniu takich ograniczeń jak: tereny zamieszkałe, infrastruktura transportowa, obszary NATURA 2000, obszary światowego dziedzictwa UNESCO czy infrastruktura sieciowa, wartość ta zmniejsza się do potencjału możliwego do zrealizowania wynoszącego w przypadku T1 28,7 TWh, natomiast w przypadku T2 80 TWh.

Wśród wymienionych topologii można wyróżnić kilka grup:

Topologia	
1	Połączenie dwóch istniejących zbiorników z jednym lub kilkoma zastawami i oddanie elektrowni w celu przekształcenia ich w schemat ESP
2	Przekształcenie jednego istniejącego jeziora lub zbiornika na ESP poprzez dobranie odpowiedniego miejsca dla drugiego zbiornika. Drugi zbiornik może znajdować się na terenie płaskim lub nie nachylonym, poprzez kopanie lub budowę płytkich zapór, na zagłębieniu lub w dolinie
3	ESP oparty na odpowiednim kontakcie topograficznym: doliny, które mogą być zamknięte zaporą, zagłębienia, szczyty wzgórz, które można przeciąć itp. Ta topologia jest szersza, tj. nie opiera się na istniejących jeziorach lub zbiornikach, ani nie zakłada płaskiego terenu pod zabudowę drugiego zbiornika
4	ESP morski który wykorzystuje morze jako zbiornik dolny i nowy zbiornik w pobliżu lub morze jako basen górny i jaskinię jako zbiornik dolny
5	Systemy wielozbiornikowe, w tym zarówno ESP, jak i konwencjonalna energia wodna
6	Dolny zbiornik to w zasadzie duża rzeka zapewniająca wystarczający dopływ do systemu ESP. Przykładem jest ESP Jochenstein-Riedl, gdzie Dunaj pełni funkcję dolnego zbiornika
7	Wykorzystanie opuszczonej kopalni jako podstawy ESP. Zastosowana metodologia byłaby podobna do metody topologii 2. Przykładem jest stara kopalnia węgla kamiennego As Pontes w Hiszpanii

Źródło: Assessment of the European potential for PHS.

Potencjał teoretyczny oraz możliwy do zrealizowania ulegają znaczącemu zmniejszeniu wraz ze zmniejszaniem się odległości pomiędzy zbiornikami, co prezentuje poniższa tabela.

Tabela 8. Potencjał teoretyczny

	Potencjał pojemnościowy [TWh] w rozbiu na scenariusze					
	20 km	10 km	5 km	3 km	2 km	1 km
Topologia T1 teoretyczna	54.31	8.00	0.83	0.31	0.10	0.004
Topologia T1 realistyczna	28.63	1.32	0.20	0.07	0.03	0.003
Topologia T2 teoretyczna	122.87	51.09	15.31	7.98	3.11	0.37
Topologia T2 realistyczna	79.76	33.32	10.21	4.72	1.89	0.18

Źródło: Assessment of the European potential for PHS.

Wybrane podejście polegające na ocenie potencjału tylko w przypadku topologii T1 i T2 wprowadza pewne ograniczenia. Na przykład system informacji geograficznej (GIS) do oceny potencjału dla topologii T2 przewiduje (w większości) płaskie obszary, na których mógłby powstać drugi zbiornik, ale zdecydowana większość istniejących systemów ESP nie została zbudowana na płaskich obszarach, lecz poprzez zamknięcie doliny zaporą. Odpowiednio, tylko niektóre istniejące systemy ESP zostałyby uwzględnione w tej metodologii, a to komplikuje wykorzystanie istniejących systemów ESP do walidacji modelu. Innym, ważniejszym ograniczeniem jest to, że nie biorąc pod uwagę zamknięcia doliny, wyniki odzwierciedlają jedynie część europejskiego potencjału ESP, a być może niewielką część całości.

Według analizowanego zestawienia potencjał Polski w topologii T1 jest zerowy. Teoretyczna topologia T2 w scenariuszu 5 km wynosi 19 GWh, a w scenariuszu 20 km 350 GWh. Realistyczna topologia T2 w scenariuszu 5 km zmniejszyła się do 15 GWh, a w scenariuszu 20 km zmniejszyła się do 73 GWh.

Tabela 9. Szczegółowy potencjał wybranych krajów Europy

Topologia i scenariusz / kraj	T1 teoretyczna			T1 realistyczna			T2 teoretyczna			T2 realistyczna		
	1 km	5 km	20 km	1 km	5 km	20 km	1 km	5 km	20 km	1 km	5 km	20 km
Austria	0	105	443	0	4	283	1	335	2915	1	120	1747



Belgia	0	5	12	0	0	0	0	9	21	0	4	12
Bułgaria	0	0	119	0	0	11	0	215	1849	0	76	696
Cypr	0	0	31	0	0	9	0	33	130	0	18	86
Czechy	0	5	39	0	0	6	1	169	644	0	79	450
Finlandia	0	0	12	0	0	12	0	0	33	0	0	2
Francja	0	54	1184	0	5	506	9	811	6118	4	631	4090
Holandia	0	0	89	0	0	14	2	232	1291	1	139	804
Grecja	0	0	168	0	0	0	1	171	1920	1	110	1062
Węgry	0	0	4	0	0	0	0	9	59	0	3	23
Irlandia	0	0	0	0	0	0	0	10	355	0	9	94
Włochy	3	218	1867	3	35	670	9	1183	6846	6	633	4034
Polska	0	0	0	0	0	0	0	19	350	0	15	73
Portugalia	0	7	542	0	0	60	0	151	1472	0	99	1209
Rumunia	0	0	44	0	0	0	0	165	1429	0	83	719
Słowacja	0	0	0	0	0	0	0	6	46	0	3	39
Słowenia	0	0	0	0	0	0	0	12	77	0	11	45
Estonia	0	292	5788	0	93	1894	28	2096	1759 6	10	915	9363
Szwecja	0	0	51	0	0	0	278	661	1016 0	128	283	3081
Wielka Brytania	0	23	994	0	4	501	7	1144	6120	3	750	5292
Norwegia	0	33	991	0	17	747	18	3218	1659 7	13	235 6	1331 5
Suma	3	742	1237 8	3	158	4713	354	1064 9	7602 8	167	633 7	4623 6

Źródło: Assessment of the European potential for PHS.

## 7.4 Ekonomiczne uwarunkowania wykonalności inwestycji

### 7.4.1 Szacowane CAPEX i OPEX dla wielkoskalowych magazynów energii

W tabeli 7 poniżej zestawiono koszty kapitałowe (CAPEX), operacyjne (OPEX) oraz żywotność dla wybranych technologii wielkoskalowych magazynów energii elektrycznej. Zestawienia zrobiono dla różnych mocy oraz pojemności zasobników energii. Żywotność określona jest jako liczba cykli (przy założeniu 80% głębokość rozładowania) lub w latach. Natomiast na wykresach 5-7 zaprezentowano CAPEX i OPEX w przeliczeniu na jednostkę mocy.

Tabela 10. CAPEX, OPEX i żywotność dla wybranych technologii magazynowania

TYP	MOC/POJEMNOŚĆ	CAPEX		OPEX		Żywotność	Żywotność
		\$/k W	\$/kWh (pojemność i)	\$/k W - rok	\$/kW h - rok	Liczba cykli przy 80% głębokości rozładowani a	Lata
Magazyny litowo- jonowe LFP	10MW/ 20MWh	922	461	2,24	1,12	5 500	10
	10MW/ 40MWh	1 643	411	4,03	1,01		
	10MW/ 60MWh	2 355	393	5,8	0,97		
	10MW/ 80MWh	3 063	383	7,56	0,95		
	10MW/ 100MWh	3 767	377	9,31	0,93		
	100MW/ 200MWh	854	427	2,08	1,04		
	100MW/ 400MWh	1 541	385	3,79	0,95		
	100MW/ 600MWh	2 220	370	5,47	0,91		
	100MW/ 800MWh	2 894	362	7,15	0,89		

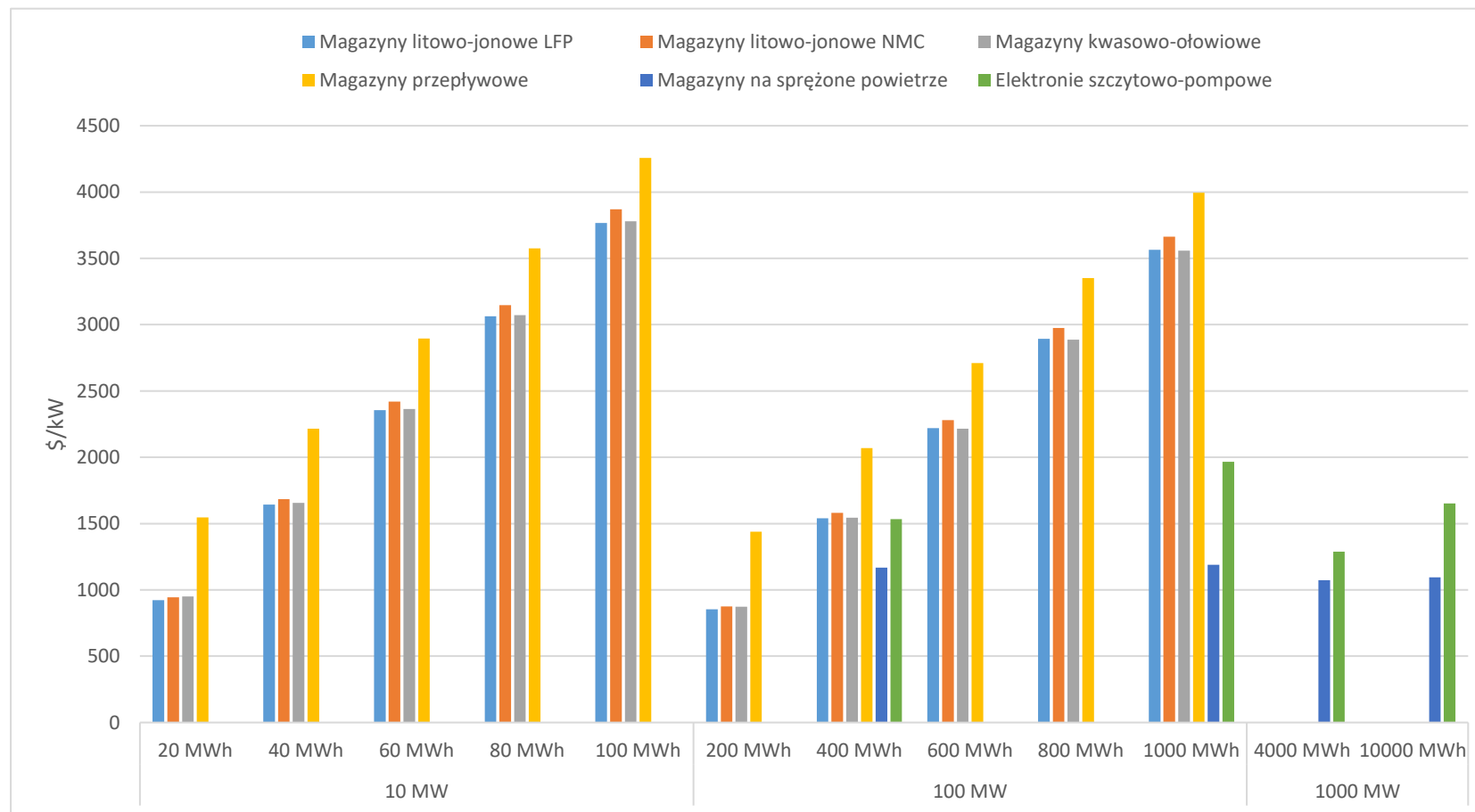
	100MW/ 1000MWh	3 565	356	8,82	0,88		
Magazyny litowo- jonowe NMC	10MW/ 20MWh	944	472	2,29	1,15	3 500	10
	10MW/ 40MWh	1 685	421	4,13	1,03		
	10MW/ 60MWh	2 419	403	5,96	0,99		
	10MW/ 80MWh	3 147	393	7,77	0,97		
	10MW/ 100MWh	3 871	387	9,57	0,96		
	100MW/ 200MWh	875	437	2,13	1,07		
	100MW/ 400MWh	1 581	395	3,89	0,97		
	100MW/ 600MWh	2 280	380	5,62	0,94		
	100MW/ 800MWh	2 974	372	7,35	0,92		
	100MW/ 1000MWh	3 664	366	9,07	0,91		
Magazyny kwasowo- ołowiowe	10MW/ 20MWh	950	475	3	1,50	850	12
	10MW/ 40MWh	1 657	414	5,43	1,36		
	10MW/ 60MWh	2 364	394	7,86	1,31		
	10MW/ 80MWh	3 072	384	10,2 9	1,29		
	10MW/ 100MWh	3 780	378	12,7 2	1,27		
	100MW/ 200MWh	873	436	2,8	1,40		
	100MW/ 400MWh	1 544	386	5,11	1,28		

	100MW/ 600MWh	2 215	369	7,42	1,24	12 500	15 - 20
	100MW/ 800MWh	2 886	361	9,73	1,22		
	100MW/ 1000MWh	3 558	356	12,0 4	1,20		
Magazyny przepływow e	10MW/ 20MWh	1 546	773	4,38	2,19		
	10MW/ 40MWh	2 216	554	6,28	1,57		
	10MW/ 60MWh	2 895	483	8,18	1,36		
	10MW/ 80MWh	3 576	447	10,0 7	1,26		
	10MW/ 100MWh	4 258	426	11,9 7	1,20		
	100MW/ 200MWh	1 438	719	4,09	2,05		
	100MW/ 400MWh	2 070	517	5,89	1,47		
	100MW/ 600MWh	2 710	452	7,69	1,28		
	100MW/ 800MWh	3 351	419	9,49	1,19		
100MW/ 1000MWh	3 994	399	11,3	1,13			
Magazyny na sprężone powietrze - CAES	100MW/ 400MWh	1 168	292	16,1 2	4,03	10 000	30
	100MW/ 1000MWh	1 190	119	16,1 2	1,61		
	1000MW/ 4000MWh	1 074	269	9,82	2,46		
	1000MW/ 10000MWh	1 094	109	9,82	0,98		

Elektrownie szczytowo-pompowe	100MW/ 400MWh	1 534	384	30,4	7,60	15 000	40
	100MW/ 1000MWh	1 967	197	30,4	3,04		
	1000MW/ 4000MWh	1 288	322	17,8	4,45		
	1000MW/ 10000MWh	1 651	165	17,8	1,78		

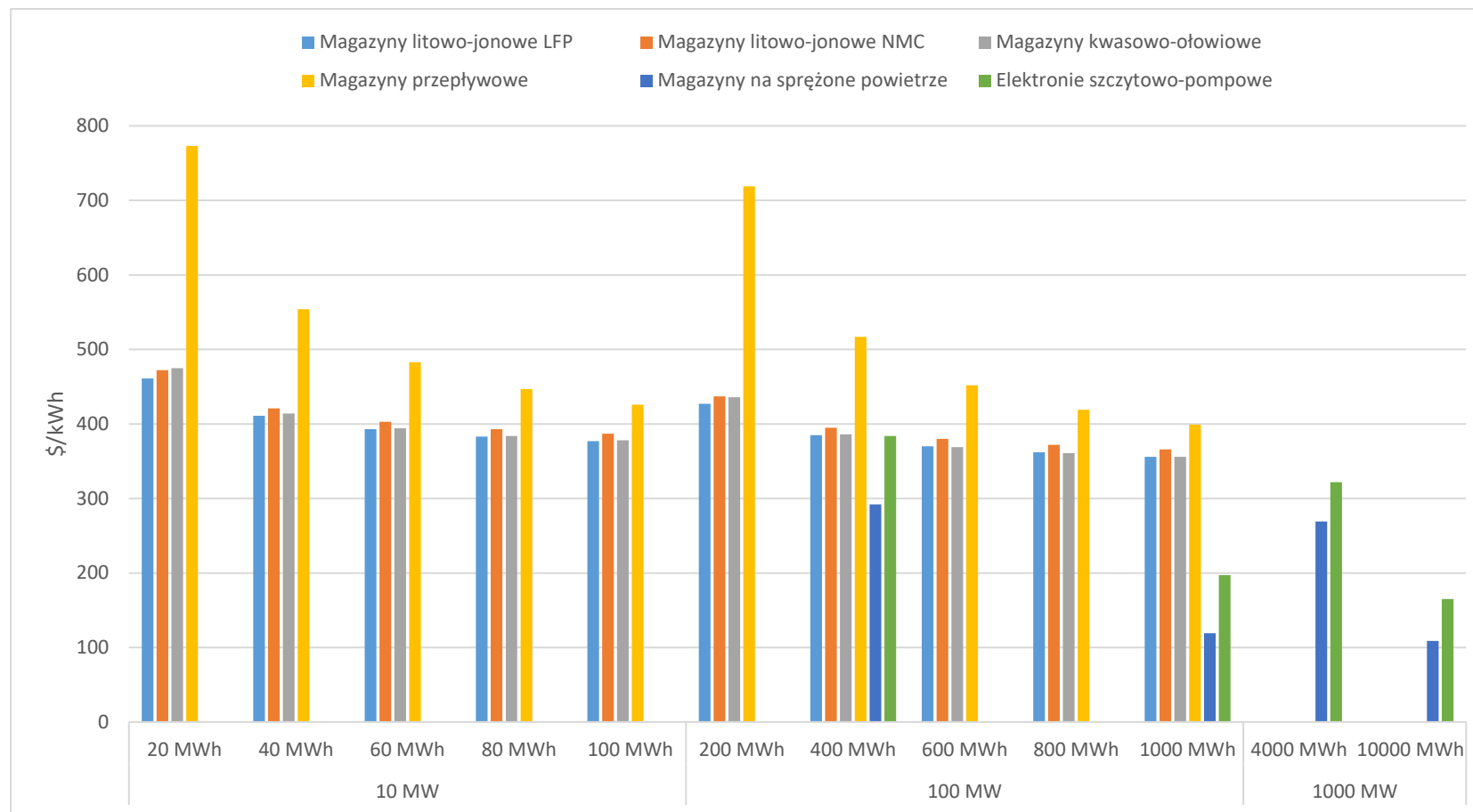
Źródło: Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2020, U.S. Department of Energy

Wykres 5. CAPEX w przeliczeniu na jednostkę mocy [kW]



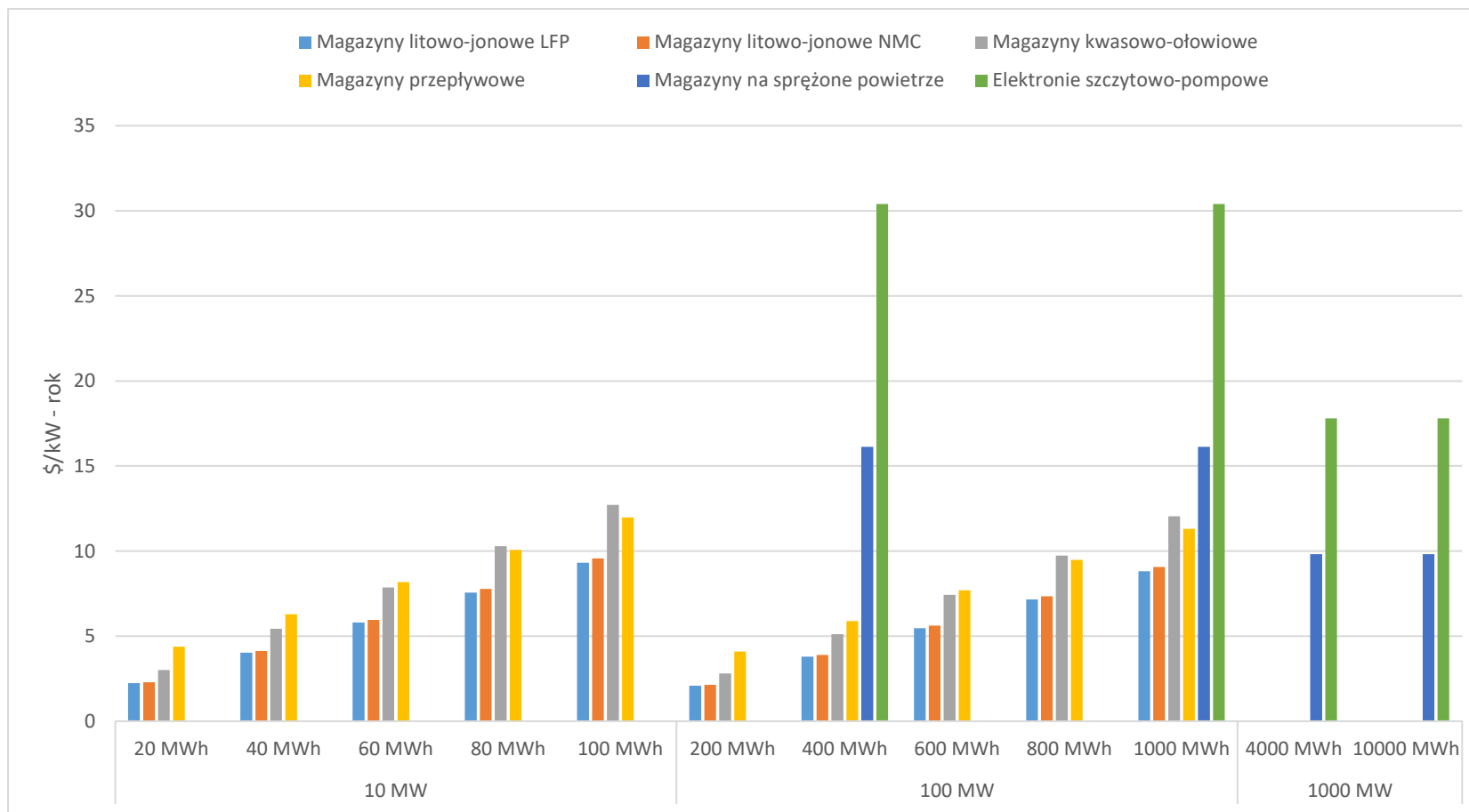
Źródło: Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2020, U.S. Department of Energy

Wykres 6. CAPEX w przeliczeniu na jednostkę mocy [kWh]



Źródło: Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2020, U.S. Department of Energy

Wykres 7. OPEX w przeliczeniu na jednostkę mocy na rok [kW-rok]



Źródło: Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2020, U.S. Department of Energy



#### 7.4.2 Potencjalne źródła przychodów

Na przestrzeni ostatnich lat doszło do kilku istotnych zmian w formie przychodów w elektrowniach szczytowo-pompowych. Do najważniejszych zmian zalicza się:

- a) zrezygnowanie z usługi pracy interwencyjnej, która stanowiła znaczącą część przychodów w ESP,
- b) dołączenie usług na rynku bilansującym,
- c) zwiększenia udziału usług systemowych, w tym:
  - i. kompensacja mocy biernej,
  - ii. *black start* – odbudowa systemu w przypadku *blackout*,
  - iii. ARNE – automatyczna regulacja napięcia elektrowni,
- d) wprowadzenie rynku mocy, tj. zmiana architektury rynku energii z rynku jednotowarowego, na rynek dwutowarowy.

Należy jednak pamiętać, że wsparcie z rynku mocy jest kontraktowane na 17 lat, a zgodnie z obowiązującym brzmieniem *ustawy z dnia 8 grudnia 2017 o rynku mocy*<sup>40</sup>, ostatnia aukcja odbędzie się w 2025 roku, z zobowiązaniem zapewnienia mocy na 2030 rok. Szacuje się, że budowa ESP, w zależności od przypadku, może trwać od 6 do 8 lat. Zatem oparcie przychodów inwestycji w głównej mierze o rynek mocy jest możliwe dla projektów, które są w zaawansowanym stadium przygotowania. Nowym rozwiązaniem w potencjalnych źródłach przychodu może stać się koncepcja przedstawiona przez PSE, dotycząca zmian na rynku bilansującym, zaprezentowana w dokumencie „Koncepcja zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce”.

W przedstawionym dokumencie, na usługi systemowe składają się:

- a) Usługi bilansujące:
  - i. Energia bilansująca;
  - ii. Moc bilansująca;
- b) Usługi bilansujące interwencyjne:
  - i. Praca z zaniżeniem lub z przeciążeniem;
  - ii. Interwencyjna redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP;
- c) Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (ARNE);
- d) Usługa dyspozycyjności jednostek nieuczestniczących aktywnie na RB (nazywana dalej również „usługa GWS”);
- e) Usługa odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego.

OSP dokonuje zakupu następujących usług w zakresie mocy bilansującej:

- a) Rezerwy zastępczej (RR) – rezerwy mocy czynnej dostępnej na potrzeby odbudowy lub uzupełnienia wymaganego poziomu rezerw FRR, pokrycia ewentualnego niezbilansowania systemu. Rezerwa ta odpowiada regulacji trójnej;
- b) Rezerwy odbudowy częstotliwości (FRR) – rezerwy mocy czynnej dostępnej w celu odbudowy częstotliwości systemu do wartości znamionowej, a w przypadku obszaru synchronicznego

---

<sup>40</sup> Dz. U. z 2021 r., poz. 1854.

obejmującego więcej niż jeden obszar regulacyjny LFC – w celu przywrócenia salda wymiany do wartości grafikowej. Rezerwa ta odpowiada regulacji wtórnej;

- c) Rezerwy utrzymania częstotliwości (FCR) – rezerwy mocy czynnej dostępnej w celu utrzymania częstotliwości systemu po wystąpieniu niezbilansowania. Rezerwa ta odpowiada regulacji pierwotnej;

Z uwagi, na trwające prace nad koncepcją, nie jest możliwe przeprowadzenie dokładnej symulacji przychodów dla danej inwestycji. Szacuje się, że prace nad koncepcją przedstawioną przez PSE mają zostać zakończone w 2022 lub nawet 2023 roku.

### 7.4.3 Zjawiska wpływające na ocenę ekonomiczną elektrowni szczytowo-pompowych

Tabela 11. Szanse i zagrożenia stawiane przed inwestycjami w ESP

Szanse	Zagrożenia
<ul style="list-style-type: none"> <li>Wzrost zapotrzebowania na usługi elastyczności systemu elektroenergetycznego stosownie do planowanego w PEP rozwoju niestabilnych OZE</li> <li>Lepsze warunki dla usług świadczonych ESP po wycofaniu znacznej części jednostek węglowych</li> <li>Pojawienie się w KSE jednostek wytwórczych o mocach rzędu 1 GW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Niepewność w obszarze istotnych założeń technicznych i ekonomicznych:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>Nakłady inwestycyjne (szczególnie trudne do oszacowania na wstępnym etapie projektu);</li> <li>Przychody na reformowanym obecnie rynku energii w odległej perspektywie lat 2032-2050;</li> <li>Dofinansowanie z funduszy pomocowych w nowej perspektywie</li> </ul> </li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Nowe mechanizmy (RB, Usługi bilansujące) podnoszące opłacalność budowy ESP, które mogą wspomóc system elektroenergetyczny w niedoborach mocy</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Brak regulacji mechanizmu rynku mocy po roku 2025</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Możliwości świadczenia usług systemowych na rzecz operatorów zagranicznych systemów sąsiadujących na wspólnym rynku energii</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zmiany regulacji krajowych oraz unijnych</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Pojawienie się na rynku nowych technologii w obszarze ESP posiadających potencjał wzrostu wartości dodanej w porównaniu do posiadanych obecnie ESP</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Zdarzenia w systemie elektroenergetycznym, które miały miejsce w latach 2020-2021, potwierdzają rosnące zapotrzebowanie na usługi</li> </ul>	

elastyczności. W dniu 12.05.2021 deficyt mocy w KSE wynosił ok. 3,9 GW, a łączna moc ESP w Polsce wynosi 1,8 GW.

05.04.2021 OSP w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię i zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej dokonał nierynkowego redysponowania mocy wytwórczych poprzez wydanie polecenia zniżenia mocy lub odstawienia farm wiatrowych.

Podsumowując, z uwagi na złożoność projektów elektrowni szczytowo-pompowych, każda inwestycja wymaga indywidualnego podejścia w wyszukaniu uwarunkowań ekonomicznych. Czynniki takie jak ukształtowanie terenu, geologia lokalizacji, uwarunkowania techniczne oraz wodne mają silny wpływ na kształtowanie się nakładów inwestycyjnych danego projektu. Przedstawione powyżej mechanizmy oraz formy wsparcia pomocowego, są rozwiązaniami, które nie dla każdego przypadku będą możliwe do wykorzystania.

#### 7.4.4 Architektura rynku energii elektrycznej wspierająca rozwój ESP

Podstawowym wymaganiem w zakresie kształtu rynku energii elektrycznej, które wspiera inwestycje w magazyny energii elektrycznej jest „*value stacking*”, tj. możliwość uczestniczenia w różnych segmentach rynku. Pozwala to na uzyskiwanie różnych strumieni przychodów.

Ze względu na właściwości techniczne magazynów energii elektrycznej, w szczególności szybkość ich uruchamiania i elastyczność pracy, uwarunkowaniami w zakresie kształtu architektury rynku, wspierającymi ich rozwój i funkcjonowanie są:

- 1) **Rynek wielotowarowy** – energii elektrycznej, mocy, usług systemowych zależnych od częstotliwości i pozostałych usług, oraz umożliwienie magazynom energii elektrycznej uczestnictwa w wielu rynkach w celu optymalizowania działalności i przychodów.
- 2) **Konkurencja na rynku** – wdrożenie rozwiązań dotyczących sposobu organizacji handlu energią czy struktury podmiotowej na rynku, które zapewnią, że rynek energii elektrycznej będzie rynkiem rozwiniętym, na którym będą funkcjonowały mechanizmy konkurencji.
- 3) **Płynny rynek dnia bieżącego i stworzenie możliwości handlu na tym rynku w horyzoncie możliwie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego** – zapewnienie możliwości optymalizacji pozycji kontraktowych stosownie do uwarunkowań pracy systemu elektroenergetycznego.

- 4) **Integracja krajowego rynku z europejskimi platformami wymiany rezerw** – zwiększenie płynności rynku, na którym krajowi uczestnicy będą mogli dokonywać sprzedaży oferowanych przez siebie usług.
- 5) **Rynkowe mechanizmy zakupu poszczególnych rodzajów usług systemowych zależnych od częstotliwości** (rezerwa pierwotna, wtórna i trójna) – mechanizmy zakupu usług systemowych pozwalające na ich poprawną wycenę w okresach niedoboru oraz nadmiaru usług.

Warunkiem koniecznym efektywnego funkcjonowania magazynów energii elektrycznej na rynku energii elektrycznej jest jego zdolność do generowania bieżących sygnałów cenowych odzwierciedlających techniczną i ekonomiczną sytuację w systemie elektroenergetycznym. Stworzy to popyt na usługi i na energię elektryczną, których naturalnym dostawcą mogą być magazyny energii elektrycznej.

Poniżej przedstawiono szersze rozwinięcie wybranych uwarunkowań w zakresie architektury rynku, w kontekście wpływu na rozwój i funkcjonowanie magazynów energii elektrycznej.

- **Rynek energii (Dnia Następnego (DA) i Dnia Bieżącego (ID))**

Magazyny energii elektrycznej powinny mieć możliwość uczestnictwa w rynku DA i ID wg. niedyskryminujących zasad. Dotyczy to w szczególności umożliwienia dokonywania zakupu i sprzedaży energii elektrycznej przez magazyny energii elektrycznej w ramach różnych form handlu dostępnych na rynku, w tym m.in. poprzez: kontrakty dwustronne, zorganizowane platformy obrotu, giełdy energii.

Magazyny energii elektrycznej powinny mieć możliwość elastycznego prowadzenia działalności na rynku (udziału w różnych rynkach), bez ponoszenia nadmiernych obciążeń i kosztów, w celu uzyskiwania bezpośrednich korzyści z arbitrażu cenowego.

Elementem istotnie wspierającym funkcjonowanie magazynów energii elektrycznej są zasady funkcjonowania rynku umożliwiające płynny obrót energią elektryczną na rynku dnia bieżącego w okresach możliwie bliskich czasowi rzeczywistemu. Powyższe wraz z uwarunkowaniem dotyczącym odpowiedniego uregulowania zasad stanowienia cen energii, kształtowania odpowiedzialności i ponoszenia kosztów za niezbilansowanie, stwarza zachętę do korzystania z usług magazynowania energii elektrycznej i generuje popyt na energię bilansującą, którą mogą dostarczać magazyny energii elektrycznej.

Wdrażane rozwiązania rynkowe powinny dopuszczać możliwość udziału w świadczeniu usług systemowych przez magazyny energii elektrycznej. Magazyny energii elektrycznej tak jak inne podmioty powinny spełniać wymagania ogólne określone dla poszczególnych rodzajów usług, zaś ich spełnienie powinno być potwierdzane przejściem procesu kwalifikacji. Wymagania te powinny odpowiadać potrzebom systemu, przy czym nie powinny dyskryminować różnych technologii w zakresie świadczenia poszczególnych usług.

Proces nabywania usług powinien być realizowany w sposób rynkowy, zapewniający konkurencję pomiędzy dostawcami i odpowiednią, odrębną wycenę poszczególnych usług tak, by ich świadczenie było konkurencyjne w stosunku do innych działalności (np. sprzedaży energii elektrycznej). Zasady funkcjonowania rynku powinny umożliwiać podmiotom wybór świadczonych usług. W celu wyeliminowania konieczności arbitrażu pomiędzy segmentami rynku, na których jest prowadzona działalność, uzasadnione jest wprowadzenie kooptymalizacji zakupu usług w ramach jednego procesu rynkowego.

- **Usługi systemowe niezależne od częstotliwości i pozostałe usługi**

Operatorzy systemu (OSP i OSD), świadcząc usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i realizują działania związane m.in. z regulacją napięć, kompensacją mocy czy zarządzaniem ograniczeniami sieciowymi. Jednym z obowiązków operatorów jest również odbudowa systemu po rozległej awarii systemowej (*blackout*). Realizacja powyższego wymaga od operatorów systemu pozyskiwania różnego rodzaju usług innych niż usługi systemowe zależne od częstotliwości.

Architektura rynku powinna umożliwiać podmiotom, w tym magazynom energii elektrycznej, dostarczanie usług w tym zakresie niezależnie od świadczenia innych usług czy uzyskiwania przychodów z innych działalności.

Powyższe usługi podstawowo powinny być nabywane z wykorzystaniem mechanizmów rynkowych. W sytuacjach gdy nabywanie usług w sposób rynkowy nie byłoby efektywne ekonomicznie, np. ze względu na brak konkurencji, wynagrodzenie za nabywane usługi powinno być ustalane na podstawie rzeczywistych kosztów ich świadczenia, powiększonych o uzasadnioną marżę.

Kluczowym czynnikiem wpływającym na ekonomikę funkcjonowania magazynu energii elektrycznej są ceny i stawki opłat za energię elektryczną oraz usługi przesyłowe/dystrybucyjne. Ich zróżnicowanie w zakresie odzwierciedlającym techniczne i ekonomiczne uwarunkowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w szczególności w związku z dużą ilością mocy źródeł odnawialnych, powinno być podstawowym źródłem korzyści dla elastycznych źródeł wytwórczych. Korzyści te mogą być uzyskiwane w ramach arbitrażu cenowego na rynku energii, tj. ładowania magazynu w okresach niskich cen i zużycia energii z magazynu w okresach cen wysokich, lub świadczenia usług na rzecz bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

#### **7.4.5 Płynność i elastyczność rynku energii jako warunek rozwoju ESP**

Mówiąc o płynności rynku energii, należy odnosić się do poszczególnych jego segmentów. Płynność danego rynku oznacza sytuację, gdy określonego towaru jest na tyle dużo, że możliwe jest konkurencyjne wykonywanie transakcji. Jeśli te transakcje można wykonywać bez ograniczeń, uznaje się, że rynek jest płynny.

Magazyny energii elektrycznej powinny mieć zapewnione prawo funkcjonowania na wszystkich segmentach rynku energii elektrycznej. Modele biznesowe będą przewidywały uzyskiwanie przychodów z funkcjonowania na różnych rynkach. Brak płynności na poszczególnych segmentach rynku skutkuje zaburzeniem jego funkcjonowania, a tym samym brakiem przewidywalności w zakresie

możliwości uzyskiwania przychodów na tym rynku. Z tego względu płynność poszczególnych segmentów rynku stanowi istotny czynnik wspierający rozwój magazynów energii elektrycznej.

Elastyczność rynku energii elektrycznej należy rozumieć jako jego zdolność do szybkiego dostosowywania się do zmieniających się warunków rynkowych. Obejmuje to także adaptację poprzez zmianę zasad funkcjonowania rynku.

Elastyczność rynku energii elektrycznej jest niska. Wynika to z cech rynków energii elektrycznej, które w przeważającej części są rynkami zorganizowanymi, wymagającymi ścisłej kodyfikacji zasad działania.

Elastyczność rynku energii elektrycznej jest jednocześnie istotna z punktu widzenia funkcjonowania na nim magazynów energii elektrycznej. Wynika to z faktu, że magazyny energii elektrycznej są predysponowane do wsparcia pracy systemu elektroenergetycznego w bieżących, trudnych sytuacjach, co jest możliwe tylko wtedy, gdy rynek właściwie identyfikuje takie sytuacje i odzwierciedla je poprawnie w cenach energii elektrycznej oraz usług systemowych. Staje się to coraz trudniejsze ze względu na dużą dynamikę zmian w zakresie technologii wytwarzania energii elektrycznej, zwiększającą się elastyczność odbiorców energii oraz optymalizację strategii uczestników rynku pod kątem maksymalizacji zysków.

Barierą dla elastyczności rynków energii elektrycznej jest złożoność zagadnień dotyczących bezpiecznego technicznie i efektywnego ekonomicznie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Jest ona potęgowana przez funkcjonowanie rynków krajowych w ramach jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej, działającego w horyzoncie długo i krótkoterminowym. Ponieważ większość aspektów funkcjonowania rynku energii elektrycznej jest regulowana na poziomie europejskim, to zwiększanie elastyczności rynku energii wymaga zmiany tych regulacji. Dotyczy to przede wszystkim zakresu oraz wyceny usług świadczonych na rzecz systemu elektroenergetycznego w związku z integracją dużych ilości mocy źródeł odnawialnych, a także trybu pozyskiwania tych usług w kontekście wpływu na ceny energii elektrycznej.

#### **7.4.6 Źródła finansowania budowy i modernizacji ESP**

Elektrownie szczytowo-pompowe uczestniczą w rynku energii elektrycznej, konkurując z jednostkami wytwórczymi oraz innymi magazynami energii czy usługami DSR. Co do zasady podlegają zatem normalnej grze rynkowej i są finansowane komercyjnie przez inwestorów. Magazynów energii dotyczą też jednak istniejące i projektowane systemy wsparcia, zapewniające finansowanie inwestycji (pomoc inwestycyjne) i dodatkowe przychody (pomoc operacyjna).

Magazyny energii są uczestnikiem rynku mocy tj. mającym zapewnić wystarczalność mocy w systemie elektroenergetycznym systemie wsparcia regulowanym *ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy*<sup>41</sup>. Jako jednostki zeroemisyjne, elektrownie szczytowo-pompowe, uprawnione są do wsparcia z rynku mocy w wydłużonym, 17-letnim okresie. Zgodnie z obowiązującymi przepisami ustawy o rynku mocy, ostatnia aukcja mocy odbędzie się w 2025 r. i będzie dotyczyła jednostek uruchamianych w 2030 r.

---

<sup>41</sup> Dz. U. z 2021 r., poz. 1854.

Jak wykazano we wcześniejszych częściach raportu, elektrownie szczytowo-pompowe będą stanowiły ważne ogniwo w transformacji sektora elektroenergetycznego, niezależnie od ostatecznego kształtu mixu energetycznego. Podstawowym narzędziem finansowego wsparcia tego procesu będzie planowany Fundusz Transformacji Energetyki, tworzony nowelizacją ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych<sup>42</sup>. Fundusz Transformacji Energetyki umożliwi wykorzystanie części dochodów ze sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na wsparcie modernizacji sektora energetycznego. To narzędzie z budżetem sięgającym 100 mld zł<sup>43</sup> umożliwi m.in. wsparcie magazynów energii. Dodatkowo, dla projektów strategicznych, tj. projektów o dużej skali i znaczeniu, takich jak np. elektrownie szczytowo-pompowe, przewiduje się specjalne procedury i zasady przyznawania finansowania.

Niezależnie jednak od źródła pomocy inwestycyjnej na magazyny energii należy zwrócić uwagę na warunki udzielania takiej pomocy, które określa *Komunikat Komisji Europejskiej – Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r.*<sup>44</sup> Zgodnie z pkt 377 Wytycznych, w przypadku „niezależnego magazynowania energii” (ang. *stand-alone electricity storage*) zastosowanie mają warunki dotyczące wspierania infrastruktury energetycznej - jednakże tylko w ramach okresu przejściowego kończącego się 31 grudnia 2023 r. Oznacza to, że ewentualna pomoc inwestycyjna dla magazynów takich jak elektrownie szczytowo-pompowe, powinna uzyskać akceptację Komisji Europejskiej i zostać przyznana inwestorowi do końca 2023 r. W dodatkowych wyjaśnieniach Komisja Europejska wskazała, że po zakończeniu okresu przejściowego pomoc na instalacje „niezależnego magazynowania energii” będzie mogła być przyznawana wyłącznie w przypadku projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (PCI) lub w przypadku magazynów będących własnością, utworzonych lub obsługiwanych przez OSD czy OSP zgodnie z regulacjami odpowiednio art. 36 ust. 2 i art. 54 ust. 2 *dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE*.<sup>45</sup>

## 8. Podsumowanie

Sektor energetyczny podlega obecnie silnym przemianom ze względu na uwarunkowania rynkowe, geopolityczne i regulacyjne. Nacisk na redukcję emisji gazów cieplarnianych i rozwój OZE wraz z wycofywaniem źródeł konwencjonalnych prowadzi do dynamicznie rosnącego zapotrzebowania na magazyny energii. Jedną z odpowiedzi na to zapotrzebowanie są elektrownie szczytowo-pompowe.

Elektrownie szczytowo-pompowe odgrywają kluczową rolę w magazynowaniu energii. Mimo dość szybkiego rozwoju innych technologii magazynowania, są one w dalszym ciągu jedynym sposobem magazynowania energii elektrycznej na dużą skalę. Pełnią wiele istotnych ról na rynku energii elektrycznej i świadczą szereg niezbędnych usług systemowych. Elektrownie szczytowo-pompowe legitymują się wysoką sprawnością. Są efektywnym i jednocześnie neutralnym pod względem emisji

<sup>42</sup> Dz. U. z 2021 r. poz. 332 i 1047 oraz z 2022 r. poz. 1, nowelizacja ustawy: UA7.

<sup>43</sup> W zależności od przyjętej ceny uprawnień do emisji (EUA) i kursu EUR.

<sup>44</sup> Dz. Urz. UE C 80 z 18.2.2022.

<sup>45</sup> Przepisy te podlegają implementacji do polskiego porządku prawnego w ramach nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne (UC74).

dwutlenku węgla sposobem magazynowania energii. Elektrownie szczytowo-pompowe to sprawdzona technologia, która podlega jednak dalszemu rozwojowi i oferuje nowe funkcje dla systemu elektroenergetycznego.

Elektrownie szczytowo-pompowe sprzyjają stabilnemu rozwojowi źródeł odnawialnych, a w przyszłości również energetyki jądrowej. Rozwój magazynów energii pozwala uzyskać większy udział OZE, przy zachowaniu stabilności i niezawodności pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. W konsekwencji elektrownie szczytowo-pompowe przyczyniają się do stworzenia niskoemisyjnego i bezpiecznego systemu energetycznego zgodnie z celami Polityki energetycznej Polski.

W Polsce zidentyfikowano szereg potencjalnych lokalizacji dla elektrowni szczytowo-pompowych. Wyzwaniem dla przeprowadzenia inwestycji w tych lokalizacjach są wysokie koszty budowy instalacji oraz sprostanie surowym wymaganiom w zakresie ochrony środowiska.

Jednocześnie, rozwój rynku energii elektrycznej, a także dostępność systemów wsparcia będą stanowić silne bodźce ekonomiczne do realizacji inwestycji. Przystąpienie do ich realizacji będzie wymagało zrównoważonego podejścia do kwestii środowiskowych. Jednak mając na względzie korzyści jakie można uzyskać z wykorzystania elektrowni szczytowo-pompowych w systemie energetycznym oraz dalsze korzyści gospodarcze i społeczne, istnieją wszelkie przesłanki do rozwoju tej technologii w Polsce.