

Opracowanie optymalnego modelu funkcjonowania społeczności energetycznej w Gminie Zławieś Wielka

Koncepcja Rozwoju Społeczności Energetycznej

Opracował:
Jarosław Rosiak
P.P.H.U. CAD-production

I. Wprowadzenie

1. Cel dokumentu

Celem strategii samowystarczalności energetycznej Gminy Zławieś Wielka w roku 2025 jest pełne pokrycie rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną wszystkich jednostek organizacyjnych gminy – w tym budynków administracyjnych, szkół, świetlic, przepompowni ścieków oraz infrastruktury oświetleniowej – z własnych, rozproszonych źródeł odnawialnych, głównie instalacji fotowoltaicznych (PV). Strategia ta stanowi operacyjne rozwinięcie Koncepcji Rozwoju Społeczności Energetycznej (KR), której celem jest wdrożenie lokalnego systemu energetycznego zgodnego z założeniami Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO).

W 2025 roku średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w Polsce wynosi 474,68 zł/MWh według danych Urzędu Regulacji Energetyki¹. Dla odbiorców końcowych – po uwzględnieniu opłat dystrybucyjnych, podatków i kosztów bilansowania – cena ta może przekraczać 2 000 zł/MWh, co potwierdzają dane rynkowe i analizy kosztowe. Dodatkowo, koszty emisji CO₂ utrzymują się na poziomie 85–95 €/t, a opłaty dystrybucyjne dla taryfy C11 wynoszą średnio ok. 410–505 zł/MWh. W tym kontekście strategia samowystarczalności energetycznej nabiera szczególnego znaczenia jako narzędzie optymalizacji kosztów operacyjnych gminy oraz zwiększenia jej odporności energetycznej.

2. Zakres strategii

- Zapotrzebowanie energetyczne gminy: ok. 625 MWh/rok, z dominacją taryfy C12a (78%) oraz oświetlenia ulicznego (14%). Moc umowna wszystkich PPE: ok. 1,73 MW.
- Planowane źródła wytwórcze:
 - Instalacje PV na 15 obiektach gminnych: 400 kW, produkcja: ~385 MWh/rok.
 - Instalacje gruntowe na działkach o powierzchni 4,88 ha: 3,15 MW, produkcja: ~3 376 MWh/rok.
 - Łączna moc: 4,02 MW, roczna produkcja: ~4 270 MWh.
- Bilans energetyczny:
 - Wariant I: instalacje obiektowe + farma PV w Łążynie (865 kW) – pokrycie zapotrzebowania z nadwyżką.
 - Wariant II: pełne wykorzystanie potencjału (4 MW) – nadwyżka energii ~3,6 GWh/rok, możliwa sprzedaż.

¹ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7852,Srednia-cena-sprzedazy-energii-elektrycznej-na-rynku-konkurencyjnym-roczna-i-kwa.html>

- Model bilansowania:
 - Wirtualna elektrownia (VPP) – wszystkie PPE bilansowane przez jeden podmiot obrotu z koncesją.
 - Rozliczenia godzinowe, sprzedaż nadwyżek w godzinach szczytowych (8:00–11:00), zakup w pozaszczytowych.
 - Autokonsumpcja: ~290 MWh/rok.
- Potencjał oszczędności:
 - Do 505 zł/MWh dla obiektów >16 kW.
 - Roczne oszczędności: od 0,8 mln zł (wariant I) do 2,5 mln zł (wariant II).
- Finansowanie:
 - Dotacje z UE (2021–2027): dostępne środki ~24 mld euro.
 - PPP: możliwe dla dużych inwestycji (np. biogazownia).
 - Pożyczki: brak preferencyjnych dla sektora publicznego.
- Rozszerzenie systemu:
 - Biogazownia rolnicza jako źródło stabilizacji – koszt: 13–15 mln zł/MW, roczny zysk: 2–3 mln zł.
 - Możliwość integracji z PV i zwiększenia udziału OZE w miksie energetycznym gminy.

Prognozy na lata 2026–2030:

Według prognoz PGE, cena energii elektrycznej w taryfie G11 w 2026 roku może wynieść 501–539 zł/MWh, co oznacza wzrost względem obecnych stawek i może wymusić dalsze mrożenie cen przez rząd². Z kolei analiza Instytutu Jagiellońskiego wskazuje na stały trend wzrostu cen hurtowych energii elektrycznej aż do 2030 roku, głównie z powodu rosnących kosztów emisji CO₂, modernizacji sieci elektroenergetycznej oraz transformacji miksu energetycznego w kierunku OZE i gazu³.

3. Koncepcja Rozwoju Społeczności Energetycznej (KR)

Koncepcja Rozwoju Społeczności Energetycznej (KR) stanowi kluczowy dokument planistyczny, analityczny i strategiczny, którego celem jest zaprojektowanie, uzasadnienie oraz wdrożenie modelu funkcjonowania Społeczności Energetycznej (SE) w Gminie Zławieś Wielka. Dokument ten jest niezbędnym załącznikiem do wniosku o wsparcie bezzwrotne w ramach Priorytetu Zielona energia i zmniejszenie energochłonności - część grantowa Działania B2.2.2 Instalacje OZE realizowane przez społeczności energetyczne Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO), a jego struktura musi być zgodna z wytycznymi zawartymi

² <https://superbiz.se.pl/wiadomosci/ceny-pradu-w-2026-r-pge-podalo-widelki-jest-drozej-niz-mowil-rzad-aa-h9cj-NN7p-XDGK.html>

³ <https://biznesalert.pl/instytut-jagiellonski-analiza-ceny-energii/>

w Załączniku nr 7 do Regulaminu Wskazówki dotyczące opracowywania koncepcji rozwoju.

KR obejmuje kompleksową diagnozę energetyczną gminy, analizę potencjału rozwoju OZE, bilans energetyczny, model biznesowy SE oraz plan inwestycyjny i przedinwestycyjny. Diagnoza energetyczna zawiera szczegółowe dane dotyczące zużycia energii w 209 punktach poboru (PPE), w tym 95 obiektach gminnych i 114 punktach oświetlenia drogowego, o łącznym rocznym zużyciu 625 MWh. Uwzględniono taryfy C11, C12a, G11, G12 oraz taryfę oświetleniową C12w-o. Moc umowna wszystkich obiektów wynosi 1,73 MW.

Na podstawie analizy technicznej wytypowano 15 lokalizacji pod instalacje PV, w tym obiektowe i gruntowe, o łącznym potencjale wytwórczym 4,02 MW i szacowanej rocznej produkcji 4,27 GWh. Instalacje obiektowe o mocy 400 kW pokryją zapotrzebowanie 164 MWh, natomiast instalacje gruntowe (w tym farma PV na wysypisku w Łążynie) o mocy 3,6 MW wygenerują ponad 3,8 GWh energii rocznie. Dodatkowo uwzględniono istniejące instalacje PV o mocy 46 kW.

Bilans energetyczny wykazuje pełną samowystarczalność energetyczną gminy, a nawet nadwyżkę energii, która może być sprzedana na rynku. Wariant I zakłada pokrycie zapotrzebowania z instalacji obiektowych i farmy w Łążynie (865 kW), natomiast Wariant II (pełny) zakłada wykorzystanie wszystkich lokalizacji (4 MW), co generuje nadwyżkę 3,9 GWh rocznie.

Model biznesowy SE opiera się na koncepcji wirtualnej elektrowni (VPP), w której wszystkie PPE gminy są bilansowane przez jedną spółkę obrotu z koncesją. Energia wytworzona w instalacjach PV jest rozliczana w relacji cena-profil, co pozwala na sprzedaż nadwyżek w godzinach szczytowych i zakup energii w godzinach pozaszczytowych po niższych cenach. Autokonsumpcja energii w obiektach wynosi 290 MWh rocznie.

Strategia samowystarczalności energetycznej uwzględnia również możliwość budowy biogazowni rolniczej jako źródła stabilizacji systemu, co pozwala na bilansowanie zmiennej produkcji PV. Koszt inwestycji w instalacje PV w wariantcie I wynosi 3 mln zł, a w wariantcie II 14 mln zł, przy rocznych oszczędnościach odpowiednio 0,8 mln zł i 2,5 mln zł. Prosty okres zwrotu inwestycji wynosi 3,8 roku dla wariantu I i 4,1 roku dla wariantu II.

KR wskazuje również na możliwość utworzenia spółdzielni energetycznej lub klastra energii, co może przynieść dodatkowe korzyści regulacyjne i finansowe. Dokument zawiera harmonogram działań, wytyczne techniczne, analizę ryzyk oraz rekomendacje dla gminy w zakresie wdrożenia strategii energetycznej.

Podsumowując, Koncepcja Rozwoju Społeczności Energetycznej dla Gminy Zławieś Wielka stanowi kompleksowy plan transformacji energetycznej, który umożliwia osiągnięcie pełnej samowystarczalności energetycznej, redukcję kosztów energii,

poprawę bezpieczeństwa energetycznego oraz rozwój lokalnej gospodarki w zgodzie z celami KPO.

II. Definicje i pojęcia

1. Społeczność energetyczna (SE)

Społeczność energetyczna (SE) to zorganizowana forma współpracy podmiotów, która może przyjmować postać klastra energii, spółdzielni energetycznej lub obywatelskiej społeczności energetycznej prowadzącej działalność wyłącznie w zakresie odnawialnych źródeł energii (OZE). SE musi spełniać kryteria określone w odpowiednich regulacjach⁴.

W praktyce inżynierskiej SE to struktura, w której uczestnicy (członkowie) wspólnie planują, realizują i eksploatują instalacje OZE oraz zarządzają wytwarzaniem, dystrybucją, magazynowaniem i konsumpcją energii na określonym obszarze działania.

Działalność SE obejmuje m.in.:

- bilansowanie techniczne energii,
- optymalizację autokonsumpcji,
- wdrażanie rozwiązań magazynowania energii,
- udział w rynkach energii i usług systemowych,
- realizację celów środowiskowych (np. ograniczenie emisji, poprawa jakości powietrza).

SE działa w oparciu o model funkcjonowania, który określa cele (np. minimalizacja kosztów, maksymalizacja autokonsumpcji, redukcja emisji), strukturę organizacyjną, źródła przychodów oraz powiązania z lokalnym systemem energetycznym. Kluczowe jest, aby działalność SE była oparta na analizie technicznej, ekonomicznej i środowiskowej oraz była zgodna z obowiązującymi przepisami i wymaganiami formalnymi.

2. Koncepcja Rozwoju (KR)

Koncepcja Rozwoju (KR) to formalny dokument opracowywany przez podmiot wnioskujący (np. klastr energii, spółdzielnię energetyczną lub obywatelską społeczność energetyczną OZE), wymagany w wybranych działaniach inwestycyjnych lub przedinwestycyjnych. KR określa kluczowe informacje dotyczące funkcjonowania i rozwoju danej społeczności energetycznej, stanowiąc podstawę do oceny zasadności i efektywności planowanych przedsięwzięć.

⁴ np. załącznik nr 2 do Regulaminu KPO

KR obejmuje w szczególności:

- Diagnozę stanu obecnego – skwantyfikowaną analizę zasobów, bilans energetyczny, identyfikację problemów i wyzwań technicznych, organizacyjnych oraz środowiskowych.
- Przewidywany model funkcjonowania SE – opis docelowego lub pośredniego modelu działania społeczności energetycznej, w tym cele (np. energetyczne, środowiskowe), źródła przychodów, strukturę organizacyjną oraz analizę wykonalności w aktualnych i prognozowanych warunkach prawno-rynkowych.
- Plan inwestycji i opis innych działań – szczegółowy harmonogram rzeczowo-finansowy planowanych inwestycji oraz opis pozostałych działań powiązanych z rozwojem SE.

KR powinna być:

- spójna z zakresem działalności danej SE,
- oparta na aktualnych analizach technicznych, biznesowych i środowiskowych,
- dostosowana do specyfiki wybranego typu społeczności energetycznej (klaster, spółdzielnia, obywatelska SE OZE),
- wolna od zbędnych, niepowiązanych informacji.

Cel KR:

Celem Koncepcji Rozwoju jest uzasadnienie i zaplanowanie rozwoju społeczności energetycznej w sposób optymalny technicznie, ekonomicznie i środowiskowo, a także zapewnienie podstaw do oceny wniosku o wsparcie inwestycyjne lub przedinwestycyjne w ramach programów takich jak np. Krajowy Plan Odbudowy.

3. Plan inwestycji (Plan / OPi)

Plan inwestycji (Plan / OPi) to formalny załącznik do Koncepcji Rozwoju Społeczności Energetycznej, który szczegółowo określa przewidywane działania inwestycyjne planowane do współfinansowania, wraz z harmonogramem rzeczowo-finansowym. Plan powinien być przygotowany zgodnie z określonym wzorem⁵. Stanowi on podstawę do oceny wniosku o wsparcie w ramach Krajowego Planu Odbudowy (KPO).

Kluczowe cechy Planu inwestycji:

- Cel: Wskazanie konkretnych działań inwestycyjnych, które mają być objęte finansowaniem w ramach wniosku.
- Powiązanie: Inwestycje muszą wynikać z przeprowadzonej diagnozy oraz przewidywanego modelu funkcjonowania społeczności energetycznej (SE).

⁵ załącznik nr 14 do Regulaminu, arkusze CZ II inwestycje oraz CZ III HRF

- Struktura: Plan powinien być spójny z innymi elementami Koncepcji Rozwoju, w szczególności z diagnozą oraz modelem funkcjonowania SE.
- Forma: Plan sporządza się w określonym formacie, zgodnie z wytycznymi i wzorem wskazanym w dokumentacji programowej.

Plan inwestycji obejmuje:

- Szczegółowy opis planowanych inwestycji (np. budowa instalacji OZE, modernizacja infrastruktury, wdrożenie systemów magazynowania energii, działania termomodernizacyjne itp.).
- Harmonogram rzeczowo-finansowy, czyli rozpisanie działań w czasie wraz z przypisaniem kosztów i źródeł finansowania.
- Uzasadnienie wyboru inwestycji na podstawie analizy technicznej, ekonomicznej i środowiskowej.
- Powiązanie z celami i modelem funkcjonowania SE oraz z innymi planowanymi działaniami.

Plan inwestycji jest kluczowym narzędziem planistycznym i decyzyjnym, zapewniającym przejrzystość, spójność i efektywność realizacji przedsięwzięć inwestycyjnych w społeczności energetycznej. Stanowi podstawę do oceny zasadności możliwości przyznania wsparcia finansowego oraz do monitorowania realizacji inwestycji.

4. Opis innych działań (SPDP)

Opis innych działań (SPDP) to formalny załącznik do Koncepcji Rozwoju Społeczności Energetycznej, który stanowi ogólny opis pozostałych działań planowanych do realizacji w ramach społeczności energetycznej (SE), pośrednio lub bezpośrednio powiązanych z działaniami wskazanymi w Planie inwestycji. Opis ten powinien być przygotowany zgodnie ze wzorem określonym w dokumentacji programowej⁶

Kluczowe cechy Opisu innych działań:

- Cel: Wskazanie wszystkich przewidywanych działań, w tym działań związanych z innymi inwestycjami w ramach SE, które nie zostały ujęte w głównym Planie inwestycji.
- Powiązanie: Działania opisane w SPDP muszą wynikać z przeprowadzonej diagnozy, przewidywanego modelu funkcjonowania SE oraz Planu inwestycji.
- Struktura: Opis powinien być spójny z pozostałymi elementami Koncepcji Rozwoju i przygotowany w wymaganym formacie.

⁶ załącznik nr 14, arkusz CZ V opis innych działań

- Zakres: Obejmuje zarówno działania bezpośrednio inwestycyjne, jak i działania wspierające, organizacyjne, edukacyjne, promocyjne, analityczne czy przygotowawcze, które są istotne dla rozwoju i funkcjonowania SE.

Opis innych działań jest narzędziem uzupełniającym Plan inwestycji, zapewniającym kompleksowe przedstawienie wszystkich zamierzonych aktywności w społeczności energetycznej. Pozwala na pełniejsze zaplanowanie rozwoju SE oraz uzasadnienie potrzeby wsparcia dla działań nieuwjętych w głównym planie inwestycyjnym.

5. Skróty i terminologia (EV, OSD, OSDn, PSE)

- EV – pojazd elektryczny (ang. Electric Vehicle) – pojazd napędzany wyłącznie energią elektryczną, zasilany z akumulatorów lub innych magazynów energii elektrycznej.
- OSD – operator sieci dystrybucyjnej – Podmiot odpowiedzialny za eksploatację, konserwację oraz rozwój sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej na danym obszarze, zapewniający niezawodne dostawy energii do odbiorców końcowych.
- OSDn – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP (czyli tzw. „OSD niezależny”) – operator zarządzający lokalną siecią dystrybucyjną, która nie jest bezpośrednio połączona z krajową siecią przesyłową.
- PSE – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. – Krajowy operator systemu przesyłowego energii elektrycznej, odpowiedzialny za przesył energii na terenie całego kraju oraz za bezpieczeństwo i stabilność Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

III. Diagnoza społeczności energetycznej

1. Informacje ogólne (członkowie SE, obszar działania, role)

W strategii rozwoju społeczności energetycznej Gminy Zławieś Wielka, informacje ogólne dotyczące członków społeczności, obszaru działania oraz ról poszczególnych uczestników stanowią fundament organizacyjny i operacyjny całego przedsięwzięcia. Społeczność energetyczna w tym modelu opiera się na szerokim partnerstwie lokalnym, w którym kluczową rolę pełni jednostka samorządu terytorialnego – gmina, będąca zarówno inicjatorem, właścicielem infrastruktury, jak i głównym koordynatorem procesów inwestycyjnych oraz eksploatacyjnych. Do społeczności należą także spółki z udziałem JST, podmioty publiczne (szkoły, przedszkola, świetlice, biblioteka, DK, GOKiS, OSP), a także partnerzy prywatni, którzy mogą pełnić funkcje inwestorów, operatorów technologicznych czy dostawców usług serwisowych.

Obszar działania społeczności energetycznej obejmuje całą gminę Zławieś Wielka, co w praktyce oznacza integrację co najmniej 95 lokalizacji oraz 114 punktów oświetlenia drogowego. W ujęciu technicznym przekłada się to na łączną moc umowną na poziomie 1 733,3 kW oraz roczne zużycie energii elektrycznej wynoszące 625 095 kWh. Wspólnota obejmuje zarówno obiekty użyteczności publicznej, jak i infrastrukturę techniczną gminy, w tym szkoły, urzędy, świetlice, przepompownie ścieków, boiska sportowe, remizy OSP, przedszkola, biblioteki oraz budynki administracyjne. Tak szeroki zakres terytorialny i funkcjonalny pozwala na efektywne bilansowanie energii w ramach wszystkich punktów poboru energii (PPE) gminy, a także na optymalizację autokonsumpcji i sprzedaż nadwyżek energii na rynku bilansującym.

Role poszczególnych członków społeczności energetycznej są jasno zdefiniowane i wynikają zarówno z przepisów prawa, jak i z praktycznych potrzeb funkcjonowania systemu. Gmina pełni funkcję właściciela infrastruktury, inwestora, operatora instalacji OZE oraz podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie energii (POB).

Spółki JST oraz partnerzy prywatni mogą realizować inwestycje, zarządzać majątkiem, a także odpowiadać za wdrażanie i eksploatację nowoczesnych technologii energetycznych. Wytwórcy OZE, w tym właściciele instalacji fotowoltaicznych na obiektach i gruntach gminnych, odpowiadają za produkcję energii, natomiast odbiorcy końcowi – za jej konsumpcję w ramach obiektów użyteczności publicznej i infrastruktury technicznej.

Operator systemu dystrybucyjnego (OSD) zapewnia techniczną infrastrukturę przesyłową i rozliczenia energii, natomiast spółki obrotu energią odpowiadają za handel, bilansowanie i rozliczenia na rynku energii.

Ważnym elementem organizacyjnym jest także podział ról w zakresie formalnoprawnym. Każda instalacja OZE musi być odpowiednio zarejestrowana (mikroinstalacja, mała instalacja, duża instalacja), a dla większych źródeł wymagane są koncesje oraz wpisy do rejestru MIOZE (publiczny wykaz prowadzony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), obejmujący podmioty wytwarzające energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii (OZE) w tzw. małych instalacjach, czyli o mocy powyżej 50 kW, ale nie więcej niż 500 kW). Gmina jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie, zawiera umowy generalne dystrybucyjne (GUD) z OSD, wskazuje POB oraz odpowiada za rozliczenia na rynku bilansującym. W modelu bilansowania przyjętym w strategii, całość produkcji i zużycia energii jest rozliczana w ramach wirtualnej elektrowni (VPP), co pozwala na elastyczne zarządzanie przepływami energii, optymalizację autokonsumpcji oraz sprzedaż nadwyżek na rynku.

Należy mieć na uwadze, że Społeczność energetyczna Gminy Zławieś Wielka to zintegrowany organizm, w którym każdy członek – od JST, przez podmioty publiczne, po partnerów prywatnych i operatorów technicznych – pełni jasno określoną rolę,

przyczyniając się do realizacji wspólnego celu, jakim jest pełna samowystarczalność energetyczna gminy oraz maksymalizacja korzyści ekonomicznych, środowiskowych i społecznych płynących z rozwoju lokalnych źródeł odnawialnych.

2. Szczegółowe informacje o systemie energetycznym

Szczegółowe informacje o systemie energetycznym Gminy Zławieś Wielka obejmują zarówno analizę techniczną istniejącej infrastruktury, jak i projektowane rozwiązania w zakresie wytwarzania, dystrybucji oraz bilansowania energii elektrycznej. System energetyczny gminy został zaprojektowany w oparciu o strategię pełnej samowystarczalności energetycznej, której celem jest pokrycie całkowitego rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną wszystkich punktów poboru energii gminy z własnych źródeł, głównie instalacji fotowoltaicznych (PV).

W zakresie infrastruktury wytwórczej, system opiera się na rozproszonych instalacjach PV montowanych zarówno na dachach obiektów użyteczności publicznej, jak i na gruntach gminnych. Optymalny kąt montażu modułów PV wynosi 25–35°, a łączna moc planowana do pokrycia zapotrzebowania gminy to około 600 kW, przy założonej produktywności powyżej 1000 godzin pracy rocznie. Analiza lokalizacji wykazała możliwość zainstalowania 400,95 kW na 15 obiektach oraz 3 154,8 kW na gruntach o powierzchni 4,88 ha, co daje łącznie 3 555,75 kW mocy planowanych instalacji PV. Dodatkowo, istniejące instalacje PV o mocy 40,48 kW (z planowanym rozszerzeniem do 46,84 kW) oraz zakładana do realizacji farma fotowoltaiczna w Łążynie o mocy 417,64 kW znacząco zwiększa potencjał produkcyjny systemu. Łączna moc PV (posiadane + projektowane) wynosi 4 020,23 kW, a szacowana roczna produkcja energii to 4 270,73 MWh, co oznacza znaczną nadwyżkę względem rocznego zużycia energii w gminie (625 095 kWh).

System energetyczny gminy obejmuje 95 lokalizacji oraz 114 punktów oświetlenia drogowego, z łączną mocą umowną 1 733,3 kW. Dominującą taryfą jest C12a (78,23% zużycia), a oświetlenie uliczne odpowiada za 14,17% całkowitego zużycia energii. Profil zużycia energii w gminie nie pokrywa się w pełni z profilem produkcji PV, dlatego strategia zakłada sprzedaż nadwyżek energii w godzinach szczytowych oraz zakup energii z sieci w okresach niedoboru, głównie poza szczytem.

W zakresie formalnoprawnym, system energetyczny uwzględnia różne typy instalacji OZE: mikroinstalacje (≤ 50 kW), małe instalacje (> 50 kW–1 MW) oraz duże instalacje (> 1 MW). Każda z nich podlega odrębnym procedurom rejestracyjnym i koncesyjnym. Gmina, jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie energii (POB), zawiera umowy generalne dystrybucyjne (GUD) z operatorem systemu dystrybucyjnego (OSD), a rozliczenia energii odbywają się na zasadach rynkowych w modelu on-grid.

System energetyczny gminy jest również zoptymalizowany pod kątem kosztów dystrybucyjnych. Dla obiektów z mocą powyżej 16 kW oszczędności na opłatach dystrybucyjnych mogą sięgać 505,06 zł/MWh, a dla obiektów poniżej 16 kW – 402,66 zł/MWh. Wdrożenie instalacji PV pozwala na znaczące obniżenie kosztów energii czynnej, opłat dystrybucyjnych, opłat OZE, kogeneracyjnych oraz mocowych.

W zakresie technologii, system wykorzystuje nowoczesne rozwiązania PV, w tym moduły monokrystaliczne, polikrystaliczne, CIGS, CdTe, ogniwa bifacjalne, falowniki hybrydowe, trackery oraz systemy ochrony przed hot-spot. Wybór producentów modułów PV opiera się na rankingach niezawodności i gwarancji (10–15 lat na konstrukcję, do 25 lat na moc, żywotność 30–50 lat).

System energetyczny Gminy Zławieś Wielka to kompleksowo zaprojektowany układ rozproszonych źródeł OZE, zintegrowany z lokalną infrastrukturą dystrybucyjną, zoptymalizowany pod kątem kosztów, efektywności energetycznej i formalnoprawnej zgodności, umożliwiający pełną samowystarczalność energetyczną oraz generowanie nadwyżek energii na sprzedaż

3. Bilans energetyczny

Bilans energetyczny społeczności energetycznej Gminy Zławieś Wielka został opracowany jako kluczowe narzędzie planowania i zarządzania energią, mające na celu osiągnięcie pełnej samowystarczalności energetycznej gminy. Analiza bilansu obejmuje zarówno szczegółowe zestawienie zużycia energii, jak i potencjał produkcyjny własnych źródeł odnawialnych, głównie instalacji fotowoltaicznych (PV).

Roczne zużycie energii elektrycznej w gminie wynosi 625 095 kWh i obejmuje 95 lokalizacji oraz 114 punktów oświetlenia drogowego, przy łącznej mocy umownej 1 733,3 kW. Dominującą taryfą jest C12a, która odpowiada za ponad 78% całkowitego zużycia, natomiast oświetlenie uliczne stanowi około 14% poboru energii. Bilans energetyczny został opracowany w dwóch wariantach inwestycyjnych, różniących się skalą wykorzystania potencjału PV.

W wariantcie pierwszym, zakładającym realizację instalacji PV na obiektach gminnych oraz gruntowej farmy fotowoltaicznej w Łążyńcu (865,43 kW), roczna produkcja energii z PV wynosi 901 778 kWh. Pozwala to na autokonsumpcję na poziomie 243 987 kWh, sprzedaż nadwyżki 657 791 kWh do sieci oraz konieczność poboru z sieci 381 108 kWh w okresach niedoboru produkcji. Wariant drugi, obejmujący pełne wykorzystanie wszystkich możliwych lokalizacji PV (łącznie 4 020,23 kW), pozwala na produkcję 4 189 080 kWh rocznie, z czego autokonsumpcja wynosi 290 661 kWh, a nadwyżka oddawana do sieci to aż 3 898 419 kWh. Pobór z sieci w tym wariantcie spada do 334 434 kWh.

Bilans energetyczny uwzględnia również profil produkcji PV, który osiąga szczyt w godzinach 8–16, co pozwala na sprzedaż nadwyżek energii w okresach wysokich cen rynkowych, a niedobory są uzupełniane zakupem energii w godzinach niskich cen. Model bilansowania opiera się na koncepcji wirtualnej elektrowni (VPP), gdzie rozliczenia energii w ramach grupy PPE prowadzi Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie (POB).

Formalnoprawnie, gmina nie prowadzi działalności obrotu ani dystrybucji energii – energia jest rozliczana przez spółkę obrotu posiadającą koncesję, a instalacje PV są wpisane do rejestru MIOZE. Umowy generalne dystrybucyjne (GUD) zawierane są z operatorem systemu dystrybucyjnego (OSD).

Bilans energetyczny wykazuje znaczące korzyści ekonomiczne: redukcję kosztów zakupu energii, opłat dystrybucyjnych i mocowych, a także korzystne rozliczanie nadwyżek energii. Wariant pierwszy pozwala na oszczędności rzędu 799 465 zł rocznie, a wariant drugi – ponad 3,39 mln zł. Prosty okres zwrotu inwestycji wynosi odpowiednio 3,83 roku (wariant I) i 4,16 roku (wariant II), nie uwzględniając dotacji. Dodatkowo, rozważane jest wdrożenie biogazowni rolniczej, która mogłaby stabilizować profil produkcji PV i przynosić dodatkowe korzyści środowiskowe oraz finansowe.

Bilans energetyczny społeczności energetycznej Gminy Zławieś Wielka stanowi podstawę do realizacji strategii pełnej samowystarczalności energetycznej, efektywnego zarządzania energią oraz maksymalizacji korzyści ekonomicznych i środowiskowych, przy jednoczesnym zachowaniu zgodności z obowiązującymi regulacjami i optymalizacji kosztów inwestycyjnych oraz eksploatacyjnych.

4. Dodatkowe informacje

Dodatkowe informacje dotyczące strategii energetycznej Gminy Zławieś Wielka stanowią szerokie tło analityczne, technologiczne i formalnoprawne, które pozwala na pełne zrozumienie zarówno uwarunkowań, jak i potencjału wdrożenia rozproszonych źródeł OZE w modelu społeczności energetycznej.

Strategia samowystarczalności energetycznej została opracowana w odpowiedzi na dynamiczne zmiany w polityce energetycznej Unii Europejskiej, w tym rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz stopniowe odchodzenie od źródeł emisyjnych, takich jak węgiel. W analizie uwzględniono historyczne i prognozowane ceny węgla, energii elektrycznej oraz opłat za emisję CO₂, które mają bezpośredni wpływ na opłacalność inwestycji w OZE. Przykładowo, koszt emisji CO₂ w 2022 roku przekraczał 299 zł/MWh, a ceny energii na rynku hurtowym osiągały rekordowe poziomy, co znacząco zwiększało atrakcyjność własnej produkcji energii z PV.

W zakresie technicznym, dokument szczegółowo opisuje proces inwestycyjny instalacji PV – od wyboru lokalizacji (w tym analizę MPZP, badania gruntu i dachu, decyzje środowiskowe), przez uzyskanie warunków zabudowy i przyłączenia, aż po projektowanie, montaż, odbiory i eksploatację. Wskazano optymalne parametry montażu (kąt 25–35°), wymagania formalne dla różnych typów instalacji (mikro, małe, duże), a także procedury rejestracyjne i koncesyjne. Podkreślono znaczenie właściwego doboru technologii PV – zarówno pod względem sprawności, jak i trwałości, wskazując na liderów rynku (np. LONGi, Trina Solar, JinkoSolar) oraz wymagania gwarancyjne (minimum 25 lat na moc, 10–15 lat na konstrukcję).

W analizie ekonomicznej wykazano, że wdrożenie instalacji PV pozwala na radykalne ograniczenie kosztów energii, opłat dystrybucyjnych i mocowych, a także na korzystne rozliczanie nadwyżek energii. Przedstawiono szczegółowe symulacje kosztów i oszczędności dla różnych wariantów inwestycyjnych, z uwzględnieniem taryf, opłat stałych i zmiennych oraz okresu zwrotu inwestycji. Wskazano także na możliwości finansowania inwestycji ze środków własnych, dotacji oraz oszczędności operacyjnych.

Dokument zawiera również szczegółowe wytyczne dotyczące formalnoprawnych aspektów funkcjonowania społeczności energetycznej, w tym wymogi rejestracyjne, obowiązki sprawozdawcze, zasady rozliczeń z OSD i spółkami obrotu, a także korzyści wynikające z nowych regulacji dla klastrów energii i spółdzielni energetycznych (np. zwolnienia z opłat OZE, kogeneracyjnej, akcyzy, obowiązków magazynowania energii).

W części technologicznej opisano nowoczesne rozwiązania PV, takie jak ogniwa monokrystaliczne, bifacjalne, falowniki hybrydowe, trackery jedno- i dwuosiowe, systemy ochrony przed hot-spot, a także ranking producentów i rekomendacje dotyczące wyboru sprzętu. Wskazano na konieczność ubezpieczenia produkcji energii oraz długoterminowej eksploatacji instalacji.

Całość uzupełniają szczegółowe tabele, wykresy, harmonogramy, zestawienia kosztów, bilansów energetycznych i ekonomicznych, a także raporty doboru instalacji dla poszczególnych obiektów gminnych. Dokumentacja zawiera również rekomendacje dotyczące szybkiego wdrożenia wariantu inwestycyjnego zapewniającego pełną samowystarczalność energetyczną oraz wskazania dotyczące dalszego rozwoju społeczności energetycznej w kontekście zmian legislacyjnych i rynkowych

5. Identyfikacja głównych problemów

Bariery formalnoprawne i administracyjne

- Największym wyzwaniem pozostaje ograniczona dostępność mocy przyłączeniowych w sieciach dystrybucyjnych. Brak możliwości przyłączenia nowych instalacji OZE do

sieci elektroenergetycznej, potwierdzany przez Urząd Regulacji Energetyki w raporcie z lipca 2025 roku.⁷

- Procedury administracyjne. Rozbudowane wymogi środowiskowe, warunki zabudowy, oceny oddziaływania na środowisko i często niejednoznaczne interpretacje przepisów przez instytucje architektoniczno-budowlane – powodują wydłużenie procesów inwestycyjnych i hamują tempo wdrożenia nowych instalacji OZE lub magazynów energii.⁸
- Problem rozliczeń wspólnotowych. Obecne przepisy nie pozwalają na pełne wirtualne bilansowanie energii w obrębie społeczności, co ogranicza potencjalne korzyści z PV, biogazowni i lokalnej autokonsumpcji.⁹

Problemy techniczne i infrastrukturalne

- Przestarzała i niedowymiarowana infrastruktura sieciowa, ograniczająca możliwość odbioru energii z rozproszonych źródeł oraz transferu nadwyżek do innych punktów poboru. Niedostateczna liczba magazynów energii uniemożliwia stabilizację bilansu dziennego i pełne wykorzystanie szczytowej generacji PV.¹⁰
- Niska elastyczność odbiorców oraz ograniczone systemy zarządzania popytem, pomiaru i monitoringu. Pilotowe wdrożenia platform IT nie są jeszcze powszechnie używane lokalnie.
- Profil produkcji energii OZE (szczególnie PV) jest rozbieżny względem profilu zapotrzebowania. Szczytowe nadwyżki w ciągu dnia i niedobory nocą powodują konieczność drogiego zakupu energii z sieci lub odpłatnego magazynowania.

Ekonomiczne i rynkowe wyzwania

- Rosnące koszty inwestycji w OZE i magazyny energii oraz przeszacowane oczekiwania co do zwrotu z inwestycji, szczególnie w kontekście limitowanych form wsparcia i dotacji krajowych.¹¹
- Dynamiczne zmiany cen energii elektrycznej, opłat dystrybucyjnych oraz kosztów emisji CO₂ podnoszą ryzyko finansowe i utrudniają długoterminowe planowanie rozwoju wspólnoty energetycznej.

⁷ <https://biznes.wprost.pl/gospodarka/energetyka/12001567/ekg-2025-bariery-w-rozwijaniu-oze-potrzeba-wiecej-magazynow-energii.html>

⁸ <https://wspolnota.org.pl/news/samorzady-w-centrum-transformacji-energetycznej-doswiadczenia-wyzwania-i-rekomendacje-projektu-climate-kic-i-zwiazku-miast-polskich>

⁹ <https://wspolnota.org.pl/news/samorzady-w-centrum-transformacji-energetycznej-doswiadczenia-wyzwania-i-rekomendacje-projektu-climate-kic-i-zwiazku-miast-polskich>

¹⁰ <https://www.forum-energii.eu/transformacja-energetyczna-polski-edycja-2025>

¹¹ <https://helpfind.pl/aktualnosci/finanse/priorytety-resortow-energii-i-klimatu-2025-wyzwania-i-kierunki-transformacji-polski>

- Problem z dostępnością oraz warunkami kredytowania inwestycji w energetykę rozproszoną, a także niejasne zasady rozliczania energii w kontekście nowych taryf prosumenckich.¹²

Spoleczne i środowiskowe wyzwania

- Ograniczona akceptacja społeczna nowych inwestycji OZE lub magazynowych, szczególnie w pobliżu zabudowy mieszkaniowej lub na terenach rolnych. Obawy przed transformacją krajobrazu oraz dyskomfort dla mieszkańców.
- Konieczność realizacji rozbudowanych analiz oddziaływania na środowisko dla większych instalacji OZE. Ochrona obszarów Natura 2000 i innych rejonów o podwyższonych standardach środowiskowych.
- Wzrastające wymagania wobec efektywności energetycznej budynków, rozwój budownictwa pasywnego oraz programów takich jak „Czyste Powietrze”, które wymagają intensyfikacji działań termomodernizacyjnych i modernizacyjnych w budynkach.

IV. Przewidywany model funkcjonowania SE

1. Cele strategiczne (do 2030 r.)

Osiągnięcie lokalnej samowystarczalności energetycznej

Priorytetem jest pełne pokrycie rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną wszystkich punktów poboru należących do gminy z własnych źródeł wytwórczych OZE. W 2025 roku sumaryczne zużycie energii przez jednostki komunalne (95 lokalizacji PPE oraz 114 punktów oświetlenia ulicznego) wynosi 625 095 kWh/rok przy mocy umownej 1 733 kW, przy czym ponad 82% zużycia przypada na taryfy C11/C12a.

Celem strategicznym na 2030 rok jest zainstalowanie docelowej mocy PV przekraczającej 4 MWp, uzupełnionej co najmniej 1 MW biogazownią rolniczą oraz instalacjami magazynów energii o pojemności odpowiadającej co najmniej 5% mocy wszystkich OZE (tj. min. 200 kWh). Bilans energetyczny opiera się na produkcji ok. 4 270 730 kWh/rok (PV + biogaz), co zabezpieczy szczytowe i bazowe obciążenie sieci oraz pozwala na autokonsumpcję na poziomie przynajmniej 290 000–300 000 kWh/rok.

¹² <https://www.cire.pl/artykuly/brak-kategorii/inwestycje-w-energetyce---jakie-wyzwania-stoja-przed-rynkiem-energii-odnawialnej-w-2025-roku>

Zwiększenie udziału OZE i optymalizacja autokonsumpcji

Strategia przewiduje zbudowanie zespołu instalacji obiektowych PV (400 kWp, roczna produkcja 385 420 kWh) na 15 jednostkach (szkoły, OSP, przedszkola, DK, GOKiS, ZUK) oraz rozwój czterech lokalizacji farm gruntowych (łąčna powierzchnia blisko 5 ha, moce jednostkowe od 423 do 1 290 kWp). Realizacja pełnego modelu generuje nadwyżki energii (3,9 GWh rocznie) przewidziane do sprzedaży lub przeznaczenia na bilansowanie własnych odbiorców.

Architekturę systemu rozproszonego należy uzupełnić o biogazownię rolniczą (jednostka kogeneracyjna). Umożliwia ona kontrolę produkcji w profilach nocnych i niweluje niedopasowanie profilu PV względem poboru. Systemy magazynowania (BESS) mają pojemność 200–300 kWh, są rozmieszczone centralnie i lokalnie, pozwalają zmagazynować energię w godzinach nadprodukcji (11:00–16:00, szczyty PV) i oddać w okresach niedoboru, optymalizując autokonsumpcję.

Poprawa efektywności energetycznej i modernizacja budynków

W perspektywie 2030 każdy obiekt infrastruktury gminnej musi zostać poddany termomodernizacji:

- Wymiana źródeł ciepła: likwidacja kotłów węglowych/gazowych na rzecz pomp ciepła zasilanych OZE; min. 75% obiektów do końca 2030.
- Modernizacja powłok budynków (docieplenie ścian, stropodachów, okien, drzwi) na standard WT 2027: redukcja strat ciepła min. o 35%.
- Instalacja inteligentnych systemów zarządzania energią (BMS, Energy Management), monitorowania/pomiaru zużycia w rozdzielczości <15 minut; wdrożenie rozliczeń godzinowych i dynamicznych.

Przykładowe dane: oszczędność energii pierwotnej do 40% w budynkach szkoły (z 60 MWh/rok do <36 MWh/rok), OSP z redukcją kosztów operacyjnych o 25%, GOKiS z automatyzacją sterowania HVAC, docelowo pełna automatyzacja gminnych budynków do 2028 r.

Redukcja emisji CO₂ i poprawa środowiska

Docelowa redukcja emisji CO₂ wynosi min. 30% względem poziomu bazowego roku 2020, tj. ograniczenie od ok. 488 ton CO₂/rok (przy produkcji z węgla) do poniżej 342 ton/rok (po wdrożeniu OZE i termomodernizacji).

Działania:

- Zwiększenie udziału energii z OZE ponad 56%, zgodnie z Krajowym Planem na rzecz Energii i Klimatu.

- Wdrożenie programu „Czyste Powietrze”: zastąpienie min. 60 pieców na paliwa stałe przez pompy ciepła/gazowe, instalacje PV na budynkach mieszkalnych i publicznych.
- Systemowa kontrola jakości powietrza: minimum 5 stacji pomiarowych na terenie gminy, raportowanie roczne emisji i stężeń pyłów PM10/PM2,5.

Rozwój infrastruktury energetycznej i cyfryzacja

Wdrożenie nowoczesnej infrastruktury technicznej, w tym:

- Instalacja stacji ładowania pojazdów EV (minimum 10 punktów do końca 2030, z mocą 22 kW każdy, zlokalizowane przy szkołach, urzędzie gminy oraz głównych punktach usługowych).
- Rozbudowa systemów magazynowania energii (pojemności 200–300 kWh), umożliwiających agregowanie i dyspozycję energii z OZE.
- Przejście na system oświetlenia LED w całej gminie. Wymiana 100% opraw sodowych/halogenowych (ok. 114 punktów) na energooszczędne LED, wdrożenie sterowania zmierzchowego, oszczędność min. 40 MWh/rok.

Wzmocnienie partycypacji społecznej i edukacji energetycznej

Gmina powinna prowadzić szeroko zakrojone działania informacyjne, organizuje cykliczne spotkania edukacyjne w szkołach (min. 2 rocznie), wdrażać platformy konsultacyjne online do 2027 oraz intensywnie promować uczestnictwo mieszkańców w programach budowy własnych mikroinstalacji (PV/kogeneracja), w tym dotacje 40% kosztów na jednostkę w miarę możliwości pozyskania dofinansowania.

Strategia przewiduje utworzenie lokalnego klastra energii oraz rozważenie modelu spółdzielni energetycznej do roku 2030, ze strukturalnym udziałem mieszkańców, przedsiębiorców i JST. Celem jest osiągnięcie min. 20% udziału odbiorców indywidualnych w systemie prosumenckim.

Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego i odporności systemu

System gminnej energetyki powinien zostać w pełni z informatyzowany poprzez instalację automatycznych systemów reagowania na awarie, integrację z platformą PWI Energa-Operator i wdrożenie procedur cyberbezpieczeństwa na wzór standardów KSE. Założeniem jest minimalizacja ryzyka blackoutów, szybka rekonfiguracja zasilania i wsparcie dla kluczowych obiektów (OSP, szkoły, urzędy) w trybie backupowym.

Wdrożenie centralnego systemu zarządzania bilansowaniem energii (VPP – Virtual Power Plant) umożliwi agregację danych PPE oraz dynamiczne rozliczanie produkcji/pobrań energii w godzinach szczytowych i nocnych. Docelowo, cała gmina

powinna być agregowana jako jeden kod PPE na potrzeby bilansowania handlowego przez operatorów zewnętrznych (Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie/POB).

Każdy z powyższych celów oparty jest na precyzyjnych wskaźnikach, harmonogramie technicznym oraz zestawie działań inwestycyjnych i operacyjnych. Osiągnięcie ich pozwoli na transformację energetyczną gminy przy zachowaniu wysokiej efektywności kosztowej, stabilności systemu oraz maksymalnej korzyści ekologicznej i społecznej.

2. Aspekty: Ekonomiczne, Organizacyjne, Techniczne

Aspekty Ekonomiczne

Punkt wyjścia do kalkulacji opłacalności stanowi bilans energii gminy: roczne zużycie na poziomie 625 095 kWh przy mocy umownej 1 733 kW oraz plan produkcji z instalacji PV rzędu 4 189 080 kWh w wariantcie pełnym (4,02 MWp), co generuje nadwyżkę ok. 3,90 GWh/rok i autokonsumpcję ~290,7 MWh/rok. W wariantcie ograniczonym (ok. 0,87 MWp) produkcja wynosi ~0,90 GWh/rok, a autokonsumpcja ~244 MWh/rok.

Dla przychodów i oszczędności krytyczne są ceny energii i struktura opłat. Średnia roczna cena sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym publikowana przez URE dla roku 2025 wynosi 474,68 zł/MWh (spadek wobec 2024 r.), co dobrze przybliża poziom referencyjny dla kontraktacji hurtowej (bez opłat dystrybucyjnych i podatków). Jednocześnie na potrzeby net-billingu i rozliczeń nadwyżek istotna jest rynkowa miesięczna cena energii (RCEm) publikowana przez PSE – w 2025 r. waha się ona od ~136 zł/MWh (czerwiec) do ~480 zł/MWh (styczeń), co odzwierciedla silną sezonowość i zmienność wartości energii.¹³

Po stronie kosztów dystrybucyjnych należy rozróżnić komponent stały (związany z mocą umowną) i zmienny. Stawki są zatwierdzane przez Prezesa URE – dla obszaru Energa-Operator obowiązuje taryfa 2025 (aktualizowana od 1 lipca 2025 r.), w której zdefiniowano m.in. grupy C11/C12a i dynamiczne grupy C11f/G11f (dla odbiorców z umową na cenę dynamiczną). W praktyce oszczędność z autokonsumpcji polega na uniknięciu opłat zmiennych (zależnych od poboru) oraz części kosztów energii czynnej w godzinach pracy PV. Wyliczenia w dokumentach gminnych wskazują, że dla obiektów >16 kW potencjał unikniętych opłat dystrybucyjnych przekracza ~505 zł/MWh, a dla obiektów ≤16 kW ~403 zł/MWh. Włączenie tych parametrów do modelu finansowego potwierdza, że sama autokonsumpcja 290–300 MWh/rok może generować oszczędność rzędu 0,15–0,20 mln zł/rok wyłącznie na dystrybucji, do czego dochodzi efekt unikniętego zakupu energii czynnej (orientacyjnie ~0,48 zł/kWh × 290 MWh ≈ 0,14 mln zł/rok przy cenie URE).¹⁴

¹³ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7852,Srednia-cena-sprzedazy-energii-elektrycznej-na-rynku-konkurencyjnym-roczna-i-kwa.html>

¹⁴ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/12327,Rynek-energii-elektrycznej-Prezes-URE-zatwierdzil-taryfy-dystrybucyjne-na-2025-r.html>

Przychody z nadwyżek energii zależą od profilu godzinowego i ścieżki cen. W wariantcie pełnym gmina sprzedaje ~3,90 GWh/rok; przy konserwatywnym uśrednieniu do RCeM (np. 200–300 zł/MWh w miesiącach wysokiej generacji, zgodnie z publikacjami PSE dla wiosny-lata 2025) odpowiada to 0,78–1,17 mln zł/rok przychodów brutto z energii, nie licząc ewentualnych premii z hedgingu/kontraktacji. Z kolei wyliczenia w GSSE/Planie pokazały łączne efekty finansowe rzędu 0,8 mln zł/rok (wariant I) do ok. 2,5–3,4 mln zł/rok (wariant II), co uwzględnia pełną ścieżkę kosztów i przychodów rozpisaną w bilansach dobowo-godzinowych i potwierdza istotną przewagę wariantu pełnego dzięki skali.

Dodatkowym strumieniem mogą być przychody mocowe ze stabilnych, sterowalnych źródeł (np. planowanej biogazowni 1 MW). Z perspektywy rynku mocy, wyniki aukcji uzupełniającej ogłoszone przez URE (maj 2025) potwierdziły cenę zamknięcia 431 zł/kW/rok – co dla jednostki 1 MW odpowiada ~431 tys. zł/rok wynagrodzenia za obowiązek mocy (obok wynagrodzenia energią/ciepłem). W połączeniu z założeniami kosztów 13–15 mln zł/MW i rocznym zyskiem 2–3 mln zł, przedstawionymi w GSSE, taka instalacja znacząco poprawia profil gotówkowy całej społeczności, podnosząc odporność na wahania cen hurtowych.¹⁵

Po stronie ryzyk i kosztów zewnętrznych trzeba mieć świadomość wpływu EU ETS – benchmarkowa cena EUA w 2025 r. oscylowała w przedziale ~70–80 EUR/tCO₂ (w lutym przejściowo poniżej 70 EUR/t, we wrześniu ok. 77,5 EUR), co przekłada się na koszt wytwarzania energii w źródłach konwencjonalnych i pośrednio kształtuje ceny hurtowe w Polsce. Utrzymująca się relacja kosztowa EUA→RDN/RB wzmacnia przewagę ekonomiczną lokalnej generacji OZE.¹⁶

Dodatkowo, najnowsze zmiany w net-bilingu poprawiają amortyzację prosumencką: od 27.12.2024 r. część prosumentów rozlicza energię wg RCeM (z opcją przejścia na ceny godzinowe RCE), a podniesienie wartości depozytu prosumenckiego oraz nowa logika rozliczeń redukuje ekspozycję na epizody niskich cen w południe. W połączeniu z RCeM publikowaną przez PSE jest to kluczowe dla modelowania cash-flow nadwyżek kierowanych do sieci.¹⁷

Aspekty Organizacyjne

Docelowy model funkcjonowania społeczności energetycznej (SE) opiera się na wirtualnej elektrowni (VPP) z jedną spółką obrotu pełniącą rolę POB i rozliczającą wszystkie PPE gminy w ujęciu godzinowym (handel, bilansowanie, dobilansowanie). Konfiguracja została precyzyjnie opisana i zweryfikowana w bilansach w GSSE i Planie, łącznie z rozdziałem ról: gmina jako właściciel aktywów (PV/BESS/biogaz), sprzedawca z koncesją jako POB, OSD (Energa-Operator) jako podmiot sieciowy oraz – docelowo – agregator usług elastyczności.

¹⁵ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/12697,Rynek-energii-elektrycznej-Prezes-URE-oglasza-ostateczne-wyniki-aukcji-uzupelnia.html>

¹⁶ <https://enerad.pl/co2-tanieje-ceny-uprawnien-eua-spadly-o-15-w-lutym-2025-r/>

¹⁷ <https://www.gov.pl/web/klimat/korzystne-zmiany-dla-prosumentow-wchodza-w-zycie>

Wymogi programowe i dowodowe wobec Koncepcji Rozwoju wynikają z Załącznika 7 do Regulaminu KPO B2.2.2: obowiązek wykonania diagnozy, bilansu energetycznego, określenia celów (co najmniej do 2030 r.) i spójnego „Planu + Opisu innych działań” powiązanego z modelem biznesowym SE. To determinuje porządek dokumentacyjny, ścieżkę decyzyjną i rytm przeglądów (KPI, bilans, HRF).

Istotną zmianą w otoczeniu regulacyjnym jest formalizacja agregacji i niezależnego agregatora (nowelizacja Prawa energetycznego z 28.07.2023 r.). Prezes URE prowadzi wykaz agregatorów, a w 2025 r. wpisanych było już kilka podmiotów; umowa agregacji nie wymaga zgody sprzedawcy energii ani OSD, co otwiera drogę do kontraktowania usług DSR, aFRR/mFRR i lokalnych usług elastyczności na poziomie gminy. Włączenie agregatora do struktury SE pozwala monetyzować potencjał redukcji/poboru i magazynów, a także łączyć aktywa OZE z odbiorami w jeden profil portfelowy.¹⁸

Ze względu na ograniczenia sieciowe – powszechne odmowy wydawania warunków przyłączenia dla OZE i napięcia w rejonach o wysokim nasyceniu PV – konieczna jest aktywna współpraca z OSD w obszarze lokalnego bilansowania i wykorzystania narzędzi takich jak cable pooling (dzielenie przyłącza między instalacje), o czym publicznie komunikowało URE. W 2024 r. odnotowano 7,8 tys. odmów (głównie dla PV) z przyczyn technicznych i ekonomicznych; regulator podkreślił, że odmowy wyłącznie z powodu „braku warunków technicznych” nie powinny być nadużywane, jeżeli rozbudowa sieci jest możliwa. Te fakty uzasadniają wdrożenie VPP, DSM i magazynów jako „organizacyjnych” narzędzi odciążających sieć.¹⁹

Zespół operacyjny SE musi objąć: funkcję operatora VPP/centrum bilansowania, kompetencje data-engineering (hurtownia danych PPE, prognozy, optymalizacja cenowa), procurement energii (RDN/OTF/PPA), compliance (URE/KPO/IRiESD), a także governance inwestycyjny (CAPEX, przetargi, gwarancje, serwis). Wymóg gromadzenia danych w rozdzielczości co najmniej godzinowej (docelowo 15 min) i spójność „danych do decyzji” wynikają zarówno z bilansów GSSE/Planu, jak i wskazówek MRiT/MKiŚ dla KPO B2.2.2.

Wreszcie, dla maksymalizacji korzyści wspólnotowych rekomenduje się równoległe rozważenie środków wsparcia (KPO B2.2.2 – inwestycyjne, FEnIKS/MF – sieciowe) oraz finansowania magazynów energii z programów NFOŚiGW (Fundusz Modernizacyjny; budżet 4,15 mld zł; dotacje do 45% CAPEX, preferencyjne pożyczki do 100% kosztów kwalifikowanych), co pozwoli kalkulować niższe LCOE i krótszy zwrot z inwestycji.²⁰

¹⁸ <https://energia.edu.pl/nowelizacja-prawa-energetycznego-czesc-iii-agregacja-oraz-nowe-przepisy-dotyczace-operatorow-systemowych/>

¹⁹ <https://wysokienapiecie.pl/110539-odmowy-przylaczenia-do-sieci-tym-razem-rekordu-juz-nie-pobily/>

²⁰ <https://www.gov.pl/web/nfosigw/rusza-nabor-wnioskow-na-dofinansowanie-magazynow-energii-z-budzetem-4-mld-zl>

Aspekty Techniczne

Architektura aktywów opiera się na rozproszonych instalacjach PV (dachowe i gruntowe) o łącznej mocy 4,02 MWp z przewidywaną produkcją 4,27 GWh/rok, uzupełnionych przez magazyny energii (BESS) i sterowalne źródło biogazowe 1 MW (CHP), co umożliwi kompensację niedopasowania profilu PV do zapotrzebowania (noc/zimą) oraz świadczenie usług systemowych. Szczegółowe lokalizacje, moce jednostkowe oraz harmonogramy zostały wskazane w dokumentach gminnych wraz z profilami godzinowymi i wariantami inwestycyjnymi.

Profilowanie i bilansowanie wymagają zaawansowanego systemu IT klasy VPP z funkcjami: prognoz produkcji/zużycia, optymalizacji handlowej (sprzedaż w godzinach wysokich cen i zakup w dołkach), zarządzania stanem naładowania BESS, sterowania odbiorami (DSR) i synchronizacji z rynkami (RDN/ID/RB). Od 2024–2025 na rynku bilansującym wdrożono nowy model (WDB2) oraz mechanizmy aFRR/mFRR, co przekłada się na nowe możliwości technicznej i regulacyjnej partycypacji VPP/BESS w usługach regulacyjnych – wymaga to jednak spełnienia parametrów jakościowych (telemetria, czasy aktywacji, testy GMB) określanych przez PSE.²¹

Integracja z siecią nN/SN Energa-Operator wiąże się z ograniczeniami technicznymi – przeciążenia transformatorów, podbicia napięcia, ograniczona przepustowość linii – które skutkują odmowami przyłączeniowymi. Dlatego projekt musi przewidywać środki łagodzące: sterowanie generacją PV (curtailment z logiką cenową), instalację BESS przy węzłach krytycznych, lokalne bilansowanie w klastrze (ograniczenie wyprowadzania mocy), a tam gdzie to możliwe – cable pooling umożliwiający współdzielenie przyłącza i lepsze wykorzystanie mocy transformatorów. Te rozwiązania są zgodne ze stanowiskiem URE oraz rekomendacjami dokumentacji KPO.²²

Po stronie pomiaru i telemetrii niezbędne jest ujednolicenie liczników z transmisją zdalną i zapewnienie granulatów danych ≤ 15 min na wszystkich PPE – zarówno dla rozliczeń (net-billing, grupy dynamiczne C11f/G11f), jak i dla usług elastyczności. Taryfa Energa-Operator 2025 formalizuje grupy „f” dla cen dynamicznych (warunek po stronie sprzedawcy), co pozwala sprzęgać mechanizmy VPP z rzeczywistym profilem popytowo-podażowym. Dane te – wprost wykorzystywane w bilansach godzinowych w GSSE/Planie – są podstawą optymalizacji pracy portfela.²³

Magazyny energii mają znaczenie podwójne: arbitraż godzinowy (RCEm/RCE) oraz usługi systemowe. Dzięki bieżącym programom NFOŚiGW (Fundusz Modernizacyjny) i dopuszczeniu BESS do aukcji mocy oraz usług regulacyjnych, konfiguracja 0,2–0,3 MWh/MWp PV węzłowo (dla obiektów) i 1–2 MWh/MWp PV centralnie (dla farm)

²¹ <https://www.gramwzielone.pl/magazynowanie-energii/20211701/2000-zl-mwh-sprawdz-jaki-magazyn-energii-odblokuje-twoja-farme>

²² <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/11817,Przyłączanie-OZE-do-sieci-i-cable-pooling-stanowisko-Prezesa-Urzedu-Regulacji-En.html>

²³ <https://energa-operator.pl/aktualnosci/845981/taryfa-energa-operator-s-a-obowiazujaca-od-1-stycznia-2025-roku-do-31-grudnia-2025-roku>

pozwole zredukować zjawisko „midday valley” i zwiększać wskaźnik autokonsumpcji, co jest spójne z wnioskami z bilansów dobowych i kalkulacji oszczędności dystrybucyjnych w dokumentach gminnych.²⁴

Źródło biogazowe (1 MW) pełni rolę „kotwicy systemowej”: zapewnia produkcję nocną/zimową, ciepło technologiczne i możliwości świadczenia usług DSR/mocy. W świetle aktualnych cen na rynku mocy (431 zł/kW/rok) i deklarowanych w GSSE nakładów 13–15 mln zł/MW przy 2–3 mln zł/rok zysku, CHP z biogazu jest spójnym uzupełnieniem miksu technicznego SE – zmniejsza koszty niezbilansowania i poprawia wskaźnik pokrycia zapotrzebowania w godzinach bez generacji PV.²⁵

W warstwie formalno-technicznej (MIOZE/koncesje, GUD, IRiESD, OSD, POB) projekt korzysta z rozwiązań opisanych w GSSE: mikroinstalacje i małe instalacje OZE rejestrowane w MIOZE i rozliczane przez sprzedawcę z koncesją, bilans handlowy w ramach jednego POB dla obu kierunków (pobór/wprowadzenie), a rozliczenia nadwyżek i niedoborów zgodne z net-bilingiem (RCEm/RCE). Taki model spełnia wymagania dokumentów KPO B2.2.2 i umożliwia skalowanie (włączanie kolejnych PPE, źródeł i magazynów) bez reorganizacji łańcucha odpowiedzialności.

W praktyce rekomenduje się przyjąć wariant pełny z etapowaniem: szybka realizacja PV dachowych i farmy bazowej z uruchomieniem VPP i rozliczeń godzinowych, dołożenie BESS w węzłach o największej zmienności poboru i miejscach ograniczeń napięciowych, uruchomienie źródła biogazowego wraz z udziałem w rynku mocy oraz komercjalizacja usług elastyczności z udziałem agregatora. Ten porządek jest spójny z obecnym otoczeniem cenowym RCEm/URE oraz kierunkiem regulacyjnym (agregacja, aFRR/mFRR, net-billing).

3. Analiza porównawcza (z SE i bez SE)

Porównanie scenariuszy „z SE” i „bez SE” należy rozpocząć od precyzyjnego określenia granic systemu, danych wejściowych i przyjętych mechanizmów rynkowych. Horyzontem odniesienia jest bieżący profil zużycia energii elektrycznej jednostek gminnych czyli ok. 625 MWh/rok w 209 punktach poboru (PPE) obejmujących 95 obiektów oraz 114 punktów oświetlenia ulicznego, przy mocy umownej rzędu 1,73 MW i dominacji taryfy C12a w strukturze zużycia. Wariant „z SE” zakłada wdrożenie lokalnego systemu wytwórczego opartego głównie na fotowoltaice (PV) i bilansowanie portfela odbiorców w modelu wirtualnej elektrowni (VPP) z udziałem koncesjonowanego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB). Wariant „bez SE” oznacza de facto pełną zależność od zewnętrznego rynku energii i standardowych umów sprzedażowo-dystrybucyjnych, bez własnych mocy wytwórczych oraz bez mechanizmów wspólnotowego bilansowania w czasie rzeczywistym.

²⁴ <https://www.gov.pl/web/nfosigw/rusza-nabor-wnioskow-na-dofinansowanie-magazynow-energii-z-budzetem-4-mld-zl>

²⁵ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12697,Rynek-energii-elektrycznej-Prezes-URE-oglasza-ostateczne-wyniki-aukcji-uzupelnia.html>

Architektura i zdolności wytwórcze. W scenariuszu „z SE” projektowany jest portfel źródeł PV łączący instalacje obiektowe (ok. 400 kW) z instalacjami gruntowymi, co łącznie daje ~4,02 MW mocy i potencjał produkcyjny rzędu ~4,27 GWh/rok. Dla etapowania przedsięwzięcia wyróżniono dwa podwarianty. Wariant I (instalacje obiektowe + farma PV w Łążynie ~865 kW) zapewnia roczną produkcję ~0,90 GWh, już przekraczającą zapotrzebowanie gminy. Wariant II (pełny, ~4,02 MW) generuje ~4,19–4,27 GWh/rok, co oznacza znaczącą nadwyżkę względem konsumpcji. W odróżnieniu od tego, scenariusz „bez SE” nie wprowadza żadnych aktywów wytwórczych, a strumienie energii są jednostronne (zakup z sieci), przez co gmina nie posiada instrumentów sterowania profilem ani ceną energii po stronie podaży.

Bilans energetyczny, profil dobowy i autokonsumpcja. Wspólnotowy model bilansowania pozwala skorelować profil produkcji PV z rozproszonym zapotrzebowaniem w grupie PPE, a nadwyżki godzinowe zagospodarowywać sprzedażą do sieci w godzinach średnio najwyższych cen (przedpołudniowy i południowy szczyt generacji PV). W Wariacie I produkcja ~0,90 GWh/rok przekłada się na autokonsumpcję rzędu ~244 MWh/rok, sprzedaż nadwyżek ~658 MWh/rok i konieczność zakupu z sieci ~381 MWh/rok w godzinach deficytowych. W Wariacie II skala generacji (~4,19–4,27 GWh/rok) utrzymuje autokonsumpcję na poziomie ~291 MWh/rok z istotną nadwyżką włączaną do sieci (~3,90 GWh/rok) i marginalnym zakupem w dołkach dobowych (~334 MWh/rok). Krytyczne jest to, że model SE dopuszcza włączenie biogazowni rolniczej jako źródła sterowalnego (profil nocny i zimowy „baseload”) oraz magazynów energii (BESS), co ogranicza kosztowne pobory w godzinach nocnych i poprawia wskaźnik autokonsumpcji bez utraty przychodów z dziennej sprzedaży. W scenariuszu „bez SE” brak własnej generacji uniemożliwia takie profilowanie całości zapotrzebowania pokrywaną jest zakupem energii po cenach rynkowych, z pełną ekspozycją na zmienność godzinową i sezonową, a ewentualne działania popytowe (DSM/DSR) mają ograniczoną efektywność bez wewnętrznego źródła.

Mechanizmy rynkowe i rozliczeniowe. W modelu SE rozliczenia odbywają się w formule cena-profil w ramach VPP, gdzie POB agreguje produkcję i pobór wszystkich PPE. Pozwala to sprzedawać nadwyżki w oknach wysokich cen (np. 8:00–16:00, zależnie od sezonu) oraz kupować deficyt w okresach niższych cen, z dodatkowym efektem obniżenia opłat dystrybucyjnych dzięki autokonsumpcji na poziomie lokalnym. W wielu obiektach powyżej 16 kW możliwa jest redukcja składowych dystrybucyjnych rzędu ~505 zł/MWh, a dla mniejszych – ~403 zł/MWh, co stanowi materialne źródło oszczędności. W scenariuszu „bez SE” gmina nie posiada strumienia przychodowego z tytułu wytwarzania, nie bilansuje portfela w ramach koncesjonowanego obrotu i nie korzysta z mechaniki wirtualnej elektrowni. Profil i cena zakupu są determinowane przez taryfy, cenniki oraz warunki rynkowe, na które JST ma znikomy wpływ.

Ekonomia całkowita (TCO), koszty jednostkowe (LCOE) i efekty finansowe. W wariantcie SE koszty inwestycyjne (CAPEX) dla PV oszacowano na poziomie ~3 mln zł dla Wariantu I i ~14 mln zł dla Wariantu II. Przy rocznych efektach kosztowych i przychodowych rzędu ~0,8 mln zł/rok (Wariant I) i ~2,5–3,4 mln zł/rok (Wariant II, w zależności od przyjętego spreadu cenowego i wolumenu sprzedaży) uzyskuje się prosty okres zwrotu rzędu 3,8–4,1 roku bez uwzględnienia dotacji. W praktyce uwzględnienie finansowania bezzwrotnego (np. w ramach KPO) oraz optymalizacji struktury długu obniża LCOE i skraca PP, a na poziomie rachunku ekonomicznego (NPV/IRR) znacząco poprawia efektywność kapitału. Kluczowe jest, że LCOE PV w horyzoncie 25 lat eksploatacji jest strukturalnie niższe od prognozowanej ceny zakupu energii z sieci (po uwzględnieniu opłat dystrybucyjnych, OZE, kogeneracyjnej, mocowej i podatków), przez co SE działa jak naturalny hedging cenowy i stabilizator OPEX. W modelu „bez SE” całkowity koszt posiadania energii (TCO) jest w pełni uzależniony od zewnętrznej trajektorii cen energii i opłat regulowanych. Już obecnie całkowity koszt zakupu z sieci dla odbiorców końcowych potrafi przekraczać 2 000 zł/MWh i wykazuje trend rosnący wraz z kosztami uprawnień do emisji CO₂ oraz modernizacji sieci. Brak przychodów z wytwarzania i brak efektów dystrybucyjnych czyni rachunek ekonomiczny JST podatnym na szoki cenowe i ryzyko regulacyjne.

Ryzyka i odporność systemowa. Implementacja SE wprowadza pakiet ryzyk inwestycyjno-operacyjnych (dostępność mocy przyłączeniowych, procedury administracyjne, możliwość okresowych ograniczeń generacji, wymagania MIOZE/Koncesja dla większych źródeł, ryzyko serwisowe O&M, degradacja modułów), jednakże większość z nich ma charakter kontrolowalny i może być mitigowana kontraktowo (gwarancje mocy i sprawności, ubezpieczenie produkcji, umowy serwisowe SLA), technicznie (BESS, SCADA/EMS, curtailment sterowany) oraz portfelowo (dywersyfikacja lokalizacji i technologii, włączenie biogazowni jako źródła dyspozycyjnego). Co więcej, SE zwiększa odporność energetyczną na poziomie lokalnym. Poprawia możliwości pracy wyspowej wybranych obiektów krytycznych (z magazynem), skraca czas reakcji na zakłócenia dzięki monitorowaniu i agregacji pomiarów oraz umożliwia rekonfigurację bilansu w skali gminy. W scenariuszu „bez SE” profil ryzyka jest odwrotny: minimalny CAPEX i brak ryzyk inwestycyjnych po stronie JST, lecz wysokie ryzyko kosztowe (cenowe i regulacyjne), brak narzędzi hedgingowych w postaci własnych źródeł i brak wpływu na lokalną odporność – zarówno na fluktuacje cen, jak i na jakość zasilania, która pozostaje zmienną egzogeniczną.

Aspekty regulacyjne, organizacyjne i rozliczeniowe. Funkcjonowanie SE opiera się na jasno zdefiniowanych rolach: JST jako inicjator i właściciel części aktywów, koncesjonowany podmiot obrotu jako POB, operator systemu dystrybucyjnego (OSD) jako strona Umowy Generalnej Dystrybucyjnej (GUD), a instalacje powyżej 500 kW rejestrowane w MIOZE oraz objęte odpowiednimi obowiązkami koncesyjnymi. Praktyczna przewaga polega na centralizacji bilansowania w VPP i wspólnotowym ujęciu PPE, co w obecnym reżimie prawnym maksymalizuje dopuszczalne korzyści

z autokonsumpcji i sprzedaży nadwyżek. Jednocześnie należy uwzględnić ograniczenia obecnych przepisów w zakresie pełnego wirtualnego net-meteringu wewnątrz społeczności – stąd znaczenie doboru odpowiedniego modelu prawnego (klaster energii, spółdzielnia energetyczna, obywatelska SE OZE) i struktur rozliczeniowych. W scenariuszu „bez SE” organizacja ogranicza się do klasycznych relacji sprzedawca-odbiorca z typowymi taryfami i cennikami; jest to model prostszy operacyjnie, lecz pozbawiony efektu skali i synergii, a więc ekonomicznie niższoefektywny.

Wpływ środowiskowy i cele klimatyczne. Portfel źródeł OZE w ramach SE umożliwia redukcję emisji CO₂ na poziomie co najmniej 30% wobec profilu bazowego (rok 2020), z dodatkowymi korzyściami w zakresie jakości powietrza i realizacji krajowych oraz unijnych celów OZE. Sprzedaż nadwyżek energii zeroemisyjnej do systemu powoduje efekt wypychania energii emisyjnej w KSE, natomiast sprzężenie z programami termomodernizacji, modernizacją oświetlenia ulicznego (LED) i ewentualną elektryfikacją źródeł ciepła (pompy ciepła) wzmacnia efekt środowiskowy i kumulatywnie obniża wskaźniki zużycia energii końcowej. W modelu „bez SE” brak jest realnych, strukturalnych mechanizmów ograniczania emisji po stronie JST poza miękkimi programami efektywności energetycznej cel klimatyczny pozostaje w znacznym stopniu egzogeniczny względem działań gminy.

Przychody i modele monetyzacji. W SE powstaje wielostrumieniowy model przychodowy: sprzedaż energii czynnej (nadwyżek), redukcja kosztów dystrybucyjnych dzięki autokonsumpcji, potencjalne przychody z usług systemowych w przyszłości (pojemność regulacyjna BESS, DSR/FFR w miarę rozwoju rynku), a w wariancie z biogazownią również stabilne wpływy z kogeneracji (profil nocny, ciepło użytkowe). Z punktu widzenia JST sumaryczny efekt ekonomiczny netto obejmuje zarówno pozycję „przychody”, jak i „uniknięte koszty” (avoided cost). W scenariuszu „bez SE” jedynym kanałem poprawy wyniku finansowego jest presja negocjacyjna na sprzedawcę energii lub okresowe programy osłonowe. Brak jest aktywnego źródła przychodu i brak możliwości arbitrażu czasowego cen poprzez wytwarzanie.

Wrażliwość wyników i stabilność w czasie. Najistotniejszym czynnikiem wrażliwości w SE jest CAPEX/MWp oraz trajektoria cen energii w horyzoncie 15–25 lat. Dla portfela PV działającego w reżimie VPP nawet umiarkowane wahania CAPEX nie niwelują przewagi konkurencyjnej, jeżeli rozpiętość między LCOE a rynkowym kosztem zakupu pozostaje dodatnia, a wolumen godzinowy sprzedaży nadwyżek jest wystarczający. Włączenie magazynów energii i źródła dyspozycyjnego typu biogazownia spłaszcza zmienność i poprawia stabilność przepływów pieniężnych. W scenariuszu „bez SE” całokształt wrażliwości skupia się na cenie energii i składnikach regulowanych (opłata

mocowa, OZE, kogeneracyjna), co czyni wynik finansowy JST wysoce zmiennym i niehedgeowanym.

Zdolność do skalowania i integracji technologicznej. SE jest platformą rozwoju kolejnych komponentów systemu: stacji ładowania EV (zasilanych energią własną), mikro-BESS przy obiektach o krytycznym obciążeniu, inteligentnych systemów sterowania (BMS/EMS), a także projektów efektywności energetycznej sprzężonych z własną generacją (np. profile wentylacji i HVAC zsynchronizowane z produkcją PV). Taka architektura umożliwia przejście od pasywnego poboru do aktywnego zarządzania energią w skali gminy. W modelu „bez SE” wdrożenia te mają charakter rozproszony i nieskoordynowany, przez co trudniej uzyskać efekty skali i spójność operacyjną.

Podsumowanie porównawcze. W scenariuszu „z SE” gmina pozyskuje kontrolę nad bazą kosztową energii, generuje przychody z nadwyżek, korzysta z efektów dystrybucyjnych i buduje odporność energetyczną. Wartości liczbowe wskazują na krótki okres zwrotu (3,8–4,1 roku bez dotacji) oraz znaczące roczne efekty ekonomiczne już w wariantcie etapowym (~0,8 mln zł/rok), przy potencjale skalowania do oszczędności/przychodów >2,5–3,0 mln zł/rok w wariantcie pełnym. Dodatkowo realizowane są cele środowiskowe ($\geq 30\%$ redukcji emisji CO₂), a model organizacyjny (VPP z POB) pozwala pracować zgodnie z obowiązującym porządkiem prawnym, nawet przy istniejących ograniczeniach wirtualnego bilansowania. W scenariuszu „bez SE” uzyskuje się prostotę operacyjną kosztem utraty sprawczości i odporności: całość zapotrzebowania pokrywana jest zakupem energii z narastającymi obciążeniami kosztowymi i brakiem strumieni przychodowych. Z punktu widzenia zarządzania ryzykiem JST jest to pozycja strukturalnie słabsza, pozbawiona hedgingu i efektów portfelowych, oparta na założeniu stałej, zewnętrznej dostępności taniej energii – założeniu, które w obecnych realiach rynkowych i regulacyjnych nie znajduje potwierdzenia.

Konkluzja. Rekomendowany kierunek to uruchomienie Wariantu I jako etapu szybciej dostarczającego dodatnie przepływy pieniężne i widoczne efekty kosztowe, przy równoległym przygotowaniu Wariantu II jako docelowej architektury portfelowej, z komponentem stabilizującym w postaci biogazowni i magazynów energii. Taki tok minimalizuje ryzyko wdrożeniowe (learning-by-doing), pozwala wykorzystać dostępne instrumenty finansowania bezzwrotnego, a jednocześnie buduje trwałą przewagę ekonomiczną i energetyczną gminy. W porównaniu z modelem „bez SE” różnica nie jest wyłącznie arytmetyką kosztów i przychodów. Jest to różnica w zdolności do sterowania ryzykiem, w elastyczności operacyjnej i w odporności systemu, które w perspektywie dekady decydują o stabilności finansów publicznych i jakości usług energetycznych na poziomie lokalnym.

4. Powiązanie z Planem i SPDP

W kontekście realizacji społeczności energetycznej (SE) w Gminie Zławieś Wielka, kluczową rolę odgrywa ściśle powiązanie opracowywanej koncepcji rozwoju z Planem Inwestycyjnym (dalej „Plan”) oraz Szczegółowym Planem Działań Przedinwestycyjnych (dalej „SPDP”). Te dokumenty stanowią integralne elementy struktury zarządzania projektem, umożliwiając skoordynowane i efektywne wdrożenie założonych celów strategicznych.

Powiązanie z Planem Inwestycyjnym (Plan)

Plan Inwestycyjny obejmuje wszystkie planowane przedsięwzięcia techniczno-inwestycyjne niezbędne do uruchomienia i funkcjonowania społeczności energetycznej, wyznaczając harmonogram rzeczowo-finansowy oraz odpowiedzialności wykonawcze. Jego zawartość jest bezpośrednio powiązana z wnioskowanym modelem funkcjonowania SE, uwzględniając:

- Wykaz instalacji OZE: W Planie zidentyfikowano obowiązkowe instalacje fotowoltaiczne o łącznej mocy przekraczającej 4 MWp, obejmujące 15 jednostek komunalnych oraz instalacje gruntowe dodające kolejne 3,5 MWp, zgodnie z analizą potencjału lokalizacji. Ponadto uwzględniono instalację biogazowni rolniczej o mocy min. 1 MW, kluczowej dla stabilizacji bilansu energii i zapewnienia produkcji bazowej.
- Systemy magazynowania energii: Instalacje baterii rozproszonych i centralnych magazynów energii, przewidziane na poziomie co najmniej 5% mocy OZE, mają umożliwić efektywne zarządzanie szczytami produkcji i konsumpcji oraz poprawę elastyczności całego systemu.
- Modernizacja infrastruktury: Plan obejmuje modernizację oświetlenia ulicznego (ok. 114 punktów), wprowadzenie sterowań automatycznych, wymianę sprzętu grzewczego na zoptymalizowany energetycznie, przebudowę sieci dystrybucyjnej pod kątem odbioru i bilansowania energii lokalnej.
- Harmonogram inwestycji: Plan określa terminy strategiczne realizacji etapów inwestycyjnych, w tym zakończenie montażu PV do 2028, uruchomienie biogazowni do 2030, pełne wdrożenie systemów bilansowania i automatyzacji do 2030 roku, z podziałem kosztów i finansowania ze źródeł własnych oraz zewnętrznych.

Plan Inwestycyjny jest zatem dokumentem nadrzędnym, który zapewnia realizację technicznych, ekonomicznych i środowiskowych celów koncepcji rozwoju SE.

Powiązanie ze Szczegółowym Planem Działań Przedinwestycyjnych (SPDP)

SPDP stanowi rozszerzenie Planu, koncentrując się na działaniach przygotowawczych (przedinwestycyjnych), które umożliwiają rozpoczęcie przedsięwzięć inwestycyjnych w sposób świadomy, bezpieczny i efektywny. SPDP skupia się na:

- Analizach wykonalności technicznej i formalno-prawnej: Obejmuje dokonanie audytów energetycznych, geodezyjnych i środowiskowych dla planowanych

lokalizacji, weryfikację dostępności mocy przyłączeniowych i warunków technicznych przyłączeń do sieci OSD.

- Pozyskaniu decyzji i pozwoleń: SPDP definiuje prawa miejscowe, konieczne warunki zabudowy, plany zagospodarowania terenów oraz zgodność z wymogami ochrony środowiska (ocena oddziaływania na środowisko, rejestry MIOZE, koncesje dla instalacji >1 MW).
- Przygotowaniu dokumentacji projektowej: obejmującej szczegółowe projekty techniczne instalacji OZE, systemów magazynowania, systemów pomiarowych, rozliczeniowych i automatyki, z uwzględnieniem wymagań operatora systemu dystrybucyjnego oraz regulacji prawnych.
- Modelu finansowania i harmonogramu wykonania: określa sposoby zabezpieczenia finansowania (budżet gminy, dotacje, programy unijne), poszczególne etapy rozliczeń i akceptacji wykonawczych oraz przygotowanie do składania wniosków o wsparcie w ramach Krajowego Planu Odbudowy i innych programów.
- Zarządzaniu ryzykiem: analiza zagrożeń technicznych, ekonomicznych i prawnych pozwalająca na minimalizację zagrożeń oraz przygotowanie planów awaryjnych oraz działań korygujących w przypadku opóźnień lub zmian regulacyjnych.

SPDP jest więc elementem umożliwiającym bezproblemową, kompleksową realizację Planu, stanowiąc punkt wyjścia dla wszystkich formalności i przygotowań niezbędnych do prawidłowego wdrożenia społeczności energetycznej na poziomie gminy.

Synergia między Planem a SPDP

W ścisłej integracji Plan i SPDP pozwalają na dynamiczne i skuteczne zarządzanie projektem realizacji SE w Gminie Zławień Wielka:

- SPDP daje wsparcie merytoryczne i dokumentacyjne do codziennych działań inwestycyjnych realizowanych zgodnie z harmonogramem Planu,
- Plan stanowi ramę strategiczną i finansową, a SPDP umożliwia elastyczne reagowanie na zmiany i wyzwania operacyjne,
- Zarówno Plan, jak i SPDP uwzględniają najnowsze wymogi prawne, technologiczne i rynkowe, co pozwala na eliminację barier i optymalizację procesów rozwoju SE.

Dzięki takiemu podejściu Gmina Zławień Wielka zapewnia wysoką skuteczność realizacji projektu i osiągnięcie celów transformacji energetycznej we wszystkich aspektach projektowanych rozwiązań.

Opisanie powyższego punktu w języku technicznym i w oparciu o dostępne dane pozwala na uzyskanie spójnej i kompleksowej wizji powiązania statutów strategicznych z realizacją operacyjną dopasowaną do specyfiki gminy oraz regulacji krajowych.

5. Przykładowe modele biznesowe

Modele biznesowe w społecznościach energetycznych stanowią fundament ich funkcjonowania, ponieważ określają źródła przychodów, mechanizmy bilansowania

energii, relacje pomiędzy uczestnikami oraz sposób integracji z rynkiem energii. Ich wybór zależy od lokalnych uwarunkowań technicznych, prawnych i ekonomicznych, a także od przyjętej funkcji celu. Czy jest nią maksymalizacja zysku, minimalizacja kosztów, poprawa bezpieczeństwa energetycznego, czy realizacja celów środowiskowych. W praktyce każdy model powinien być powiązany z planem inwestycyjnym i harmonogramem działań, a także uwzględniać analizę porównawczą stanu obecnego i docelowego.

Pierwszym z popularnych rozwiązań jest **model autokonsumpcji energii w ramach klastra**, który opiera się na dostarczaniu energii wyprodukowanej lokalnie do odbiorców po cenie niższej niż rynkowa. Dzięki temu uczestnicy zyskują oszczędności, a wytwórcy stabilny rynek zbytu. W przyszłości możliwe jest dodatkowe źródło przychodów w postaci obniżonych opłat dystrybucyjnych dla energii bilansowanej lokalnie. Model ten wymaga jednak odpowiedniego systemu rozliczeń i często udziału spółki obrotu w celu „dobilansowania” uczestników w przypadku niedoborów lub nadwyżek energii. W bardziej zaawansowanej formie społeczność może powołać własną spółkę obrotu z ograniczoną koncesją terytorialną, co zwiększa kontrolę nad przepływami finansowymi i kosztami bilansowania.

Kolejnym podejściem jest **strategia ograniczenia wyprowadzania mocy z klastra**, która polega na takim bilansowaniu technicznym, aby nie przekraczać parametrów krytycznych sieci (np. przepływu mocy przez transformatory). Dzięki temu możliwe jest zainstalowanie większej liczby lokalnych źródeł wytwórczych i zwiększenie produkcji energii z OZE. Model ten wymaga ścisłej współpracy z operatorem sieci dystrybucyjnej (OSD) i uzyskania warunków przyłączeniowych uwzględniających całość planowanych inwestycji.

W społecznościach o dużym potencjale wytwórczym i zmiennej generacji (np. z PV i wiatru) stosuje się **model sezonowej maksymalizacji wykorzystania energii z lokalnych źródeł**, który zakłada bilansowanie zapotrzebowania z produkcją w oparciu o magazyny energii i systemy IT do zarządzania przepływami. Celem jest minimalizacja ilości energii wprowadzanej do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) i maksymalizacja autokonsumpcji. Wdrożenie tego modelu wymaga inwestycji w magazyny energii, systemy zarządzania oraz narzędzia do prognozowania produkcji i popytu.

Innym rozwiązaniem jest **ustanowienie operatora systemu dystrybucyjnego niezależnego (OSDn)**, co pozwala na bilansowanie energii w ramach własnej infrastruktury dystrybucyjnej i redukcję opłat dystrybucyjnych. Model ten jest jednak możliwy tylko w przypadku posiadania przez społeczność własnej sieci dystrybucyjnej lub jej wydzierżawienia.

Społeczności energetyczne mogą również generować przychody poprzez **udział w rynku mocy**, oferując swoje zasoby (jednostki wytwórcze, magazyny energii, odbiorców elastycznych) w zamian za wynagrodzenie za gotowość i redukcję mocy w sytuacjach krytycznych. Podobnie działa **model świadczenia usług na rynkach**

energii i rezerw, w którym agregowane zasoby społeczności są oferowane na rynku bilansującym, rynku rezerw (aFRR, mFRR, RR) czy rynku elastyczności. Wymaga to jednak zaawansowanej koordynacji i integracji z platformami rynkowymi.

Wreszcie, część modeli koncentruje się na **celach środowiskowych**, takich jak ograniczenie smogu czy redukcja emisji CO₂. W tym przypadku kluczowe jest skwantyfikowanie efektów ekologicznych (np. redukcji PM₁₀, PM_{2,5}, CO₂) oraz wskazanie źródeł finansowania inwestycji. Choć głównym celem jest poprawa jakości powietrza, model ten może również generować oszczędności kosztowe i przychody z tytułu sprzedaży nadwyżek energii.

W praktyce społeczności energetyczne często łączą kilka modeli w ramach jednego systemu, tworząc hybrydowe rozwiązania dostosowane do lokalnych warunków. Przykładowo, gmina może wdrożyć model autokonsumpcji w połączeniu z udziałem w rynku mocy i świadczeniem usług bilansujących, co zwiększa elastyczność i dywersyfikuje źródła przychodów. Kluczowe jest, aby każdy model był poparty analizą techniczno-ekonomiczną, uwzględniał ryzyka regulacyjne i rynkowe oraz był spójny z planem inwestycyjnym i strategią rozwoju społeczności.

V. Plan inwestycji (OPi)

1. Lista działań inwestycyjnych

Cel i logika portfela. Lista działań inwestycyjnych odzwierciedla przyjętą funkcję celu społeczności energetycznej: maksymalizacja autokonsumpcji i odporności energetycznej przy dodatnim przepływie finansowym netto oraz mierzalnym efekcie środowiskowym. Każdy komponent portfela jest podporządkowany modelowi VPP (wspólne bilansowanie PPE przez jednego POB/spółkę obrotu) i spięty jednym systemem zarządzania energią (EMS), aby skalować oszczędności na energii czynnej, opłatach dystrybucyjnych i kosztach bilansowania, a nadwyżki monetyzować w sprzedaży rynkowej i usługach elastyczności.

Źródła wytwórcze jako fotowoltaika dachowa i gruntowa. Najszybszą ścieżką uzyskania efektu energetyczno-finansowego są instalacje PV na obiektach własnych oraz projekty gruntowe na terenach gminnych. W pierwszym etapie przewiduje się montaż instalacji ok. 400 kWp na ~15 budynkach użyteczności publicznej (szkoły, świetlice, przepompownie, administracja) z taksacją mocy pod profil dobowy i taryfy obiektu. W etapie drugim rozwijane są farmy fotowoltaiczne na gruntach – ~3,1–3,6 MWp łącznie w kilku lokalizacjach (w tym wcześniej wskazany projekt o mocy ~0,86 MWp), tak aby portfel PV osiągnął ~4,0 MWp i ~4,2–4,3 GWh rocznej produkcji. Instalacje dachowe mają charakter „cash&carry” dla autokonsumpcji, a instalacje gruntowe „workhorse” dla budżetu (sprzedaż nadwyżek w godzinach wysokich cen oraz uzupełnianie zakupów w dolinie). Całość prac obejmuje audyty konstrukcyjne i elektryczne, projekty wykonawcze, uzyskanie warunków przyłączenia, dostawy, montaż, odbiory OSD,

rozruch i wpięcie do EMS/VPP; w projekcie gruntowym dodatkowo komplet decyzji środowiskowych i formalno-prawnych oraz uzgodnienia z operatorem.

Stabilizacja profilu poprzez magazyny energii i kogeneracja biogazowa. Aby wyhamować koszty profilu i onbalans, zaplanowano moduł magazynowania energii w architekturze hybrydowej: centralny BESS ~200–300 kWh przy węźle o największej zmienności oraz mniejsze jednostki przy wybranych obiektach o wysokich pikach poboru. Magazyny będą ładowane w szczycie produkcji PV (południe) i rozładowywane przy niedoborach, co zwiększy autokonsumpcję i ograniczy wprowadzanie energii do KSE po niskich cenach. Równolegle uruchamiany jest tor stabilny mocy – biogazownia rolnicza w kogeneracji ~1 MWe (zasilanie substratami lokalnymi, węzeł ciepły dla potrzeb komunalnych lub komercyjnych). Jednostka CHP zapewnia produkcję sterowaną w godzinach bezprodukcyjnych PV i może pełnić rolę zasobu elastyczności (rezerwy/rynek mocy) przy późniejszej integracji z agregatorem. Oba komponenty wymagają pełnej dokumentacji przedinwestycyjnej, warunków przyłączenia, pozwolenia na budowę i kontraktów na dostawy (dla CHP – łańcuch substratów, dla BESS – spełnienie wymogów ppoż. i cyberbezpieczeństwa systemowego).

Cyfryzacja i pomiary jako kręgosłup operacyjny. Warunkiem realizacji modelu VPP jest wdrożenie jednolitego EMS/VPP z integracją wszystkich PPE, źródeł, magazynów i odbiorników oraz uruchomienie pomiarów w rozdzielczości co najmniej 15 min (AMI), tak aby możliwe było rozliczanie według profilu, kontrola mocy umownych, predykcja produkcji/popytu i automatyzacja decyzji handlowych. Moduł obejmuje platform z POB/Operatorem Rynku, system powiadomień i scenariuszy sterowania oraz wdrożenie procedur cyber (kopie zapasowe, segmentacja sieci OT/IT, polityki dostępu).

Efektywność energetyczna po stronie popytu. W ślad za inwestycjami w wytwarzanie przewidziano pakiet działań po stronie odbioru: termomodernizacje ~30% budynków (docieplenia, stolarka, wentylacja z odzyskiem), wymianę źródeł ciepła na pompy ciepła tam, gdzie bilans elektryczny na to pozwala, pełną konwersję oświetlenia ulicznego na LED (wymiana ~100% opraw w całej gminnej infrastrukturze drogowej) oraz wdrożenie BMS/SCADA w obiektach użyteczności publicznej. Cel jest podwójny: obniżenie zapotrzebowania bazowego i „wygładzenie” profili poboru, które następnie łatwiej dopasować do krzywej produkcji z OZE i pracy magazynów.

Elektromobilność i lokalne usługi energetyczne. Na kluczowych węzłach ruchu instalowane są punkty ładowania EV (docelowo ≥ 10 dwustanowiskowych ładowarek AC ~22 kW), zintegrowane z EMS i taryfami dynamicznymi, tak aby ładowanie domyślnie następowało w oknie wysokiej generacji PV. W perspektywie pilotażowej przewiduje się testy V2G/V2B dla floty komunalnej, co zwiększy możliwości świadczenia usług elastyczności i lokalnej rezerwy krótkoterminowej.

Udrożnienie przyłączy i węzłów krytycznych. Częścią planu są modernizacje wewnętrznej infrastruktury elektroenergetycznej (rozdzielnie, zabezpieczenia, układy kompensacji mocy biernej, automatyka SPZ), a tam, gdzie bilans wykazuje wąskie gardła – prace uzgodnieniowe i projektowe z OSD w zakresie przebudowy przyłączy, modernizacji stacji transformatorowych lub instalacji rozproszonych magazynów na

końcach linii. Te zadania mają charakter enabling i powinny być prowadzone równolegle z rozbudową portfela PV.

Działania przedinwestycyjne i formalne. Równolegle z realizacją inwestycji toczy się pakiet działań przygotowawczych: audyty techniczne i środowiskowe, decyzje o środowiskowych uwarunkowaniach (dla farm PV/CHP), projekty budowlane i wykonawcze, uzgodnienia ZUDP, warunki przyłączenia i umowy przyłączeniowe, wpisy do MIOZE (dla źródeł >50 kW), aktualizacja GUD z OSD, procedury przetargowe i kontraktacja EPC/O&M. Dla magazynów i systemów sterowania uwzględnia się specyficzne wymogi ppoż., ubezpieczeniowe oraz polityki bezpieczeństwa OT/IT.

Horyzont i sekwencja realizacji. Harmonogram zakłada wdrożenie w trzech rytmach: szybkim (6–12 miesięcy) dla instalacji dachowych PV, LED i systemu AMI/EMS; średnim (12–24 miesiące) dla farm PV i magazynów; długim (18–30 miesięcy) dla kogeneracji biogazowej i modernizacji sieciowych wymagających szerszych uzgodnień. Naturalną ścieżką jest uruchomienie pierwszych mocy PV w trybie „rolling release”, wpinanie kolejnych PPE do EMS i równoległe „doszczelnianie” konsumpcji przez BMS i LED, a po 12–18 miesiącach – stabilizacja profilu BESS/CHP i wejście na rynki elastyczności przez agregatora.

Wielkość i efekt portfela. Po pełnym wdrożeniu portfel osiąga ~4,0 MWp PV z produkcją ~4,2–4,3 GWh/rok, autokonsumpcją własną rzędu ~290–300 MWh/rok (po stronie obiektów), znaczną nadwyżką na sprzedaż w godzinach wysokich cen oraz buforem elastyczności z BESS 200–300 kWh i CHP ~1 MWe. W części popytowej zakłada się redukcję zużycia energii finalnej w modernizowanych budynkach o ~35–40%, a w oświetleniu ulicznym – spadek poboru o ≥40% po pełnej konwersji na LED. Wskaźniki środowiskowe obejmują roczną redukcję emisji CO₂ (w relacji do miksu systemowego) oraz spadek emisji zanieczyszczeń lokalnych w scenariuszu wymiany źródeł ciepła.

Mierniki rezultatu i kontroli. Realizacja będzie monitorowana przez zestaw KPI przypisanych do zadań: moc zainstalowana i produkcja brutto PV, udział autokonsumpcji, liczba PPE wpiętych do EMS, energia zmagazynowana/oddana przez BESS, liczba godzin pracy/rozmachów CHP, redukcja energii finalnej w modernizowanych obiektach, liczba opraw LED, liczba i dostępność punktów ładowania, wolumen sprzedaży energii i przychodów z elastyczności (gotowość i aktywacje), a także wskaźniki środowiskowe (t/rok CO₂, PM). KPI raportuje się kwartalnie wraz z aktualizacją bilansu energetycznego i budżetu rzeczowo-finansowego.

Ryzyka i warunki brzegowe. Najistotniejsze ryzyka to ograniczenia przyłączeniowe, czas pozyskania decyzji administracyjnych, wahania cen energii i kosztów komponentów, dostępność wykonawców oraz akceptacja społeczna dla projektów gruntowych/CHP. Odpowiedzią jest wczesne uruchomienie ścieżek formalnych (WAR, decyzje środowiskowe), fazowanie portfela (najpierw dachy/LED/EMS, następnie farmy/BESS, finalnie CHP), elastyczność kontraktów EPC (klausule indeksacyjne) oraz plan komunikacji i partycypacji (konsultacje, otwarte dane produkcji).

Finansowanie i zgodność z wytycznymi. Plan jest spójny z wymaganiami programu (KPO – inwestycje wynikające z diagnozy i modelu, format z Załącznika nr 14) oraz przewiduje montaż finansowy z komponentów: dotacje bezzwrotne dla OZE/efektywności, środki własne, dług preferencyjny, a w przypadku CHP – opcjonalnie PPP/ESCO. Wszystkie zadania są ujęte w harmonogramie rzeczowo-finansowym i opatrzone budżetem jednostkowym (CAPEX/OPEX) wraz z rezerwą na ryzyka oraz planem O&M, co zapewnia wykonalność ekonomiczną i operacyjną portfela.

2. Harmonogram rzeczowo-finansowy

W harmonogramie przyjęto jednoznaczne rozstrzygnięcia: budowa farmy PV (gruntowej) z terminem zakończenia i rozruchu w IV kw. 2028 r. oraz uruchomienie biogazowni rolniczej w III–IV kw. 2030 r. przy założeniu mocy referencyjnej odpowiednio ~3,6 MWp PV na działkach gminnych o łącznej powierzchni ~4,88 ha oraz ~1,0 MWe dla biogazowni. To rozwiązanie jest spójne z wcześniej zidentyfikowanymi lokalizacjami i bilansami energii, które wykazują możliwość produkcji >3,3–3,8 GWh/rok z komponentu PV przy mocy ok. 3,15–3,6 MWp oraz wskazują biogazownię jako stabilizator profilu dobowego i sezonowego (kogeneracja).

Założenia formalno-prawne i programowe, które determinują kolejność zadań i daty kamieni milowych

Proces inwestycyjny dla PV i biogazu w Polsce wymaga przejścia przez łańcuch decyzji: kwalifikacja przedsięwzięcia środowiskowo (dla PV co do zasady „potencjalnie znacząco oddziałujące” i próg powierzchni zabudowy 1,0 ha poza obszarami chronionymi, 0,5 ha w obszarach chronionych; po nowelizacji z 2023 r. doprecyzowano zasady kwalifikacji PV oraz usprawniono ścieżkę dla mniejszych farm), następnie WZ/zgodność z MPZP, warunki przyłączenia do sieci (OSD/PSE) i umowa o przyłączenie, pozwolenie na budowę, a dla źródeł >50 kW i <1 MW – wpis do rejestru MIOZE (po rozruchu), z kolei >1 MW – koncesja na wytwarzanie z URE przed uruchomieniem. Terminy wynikają z Prawa energetycznego (art. 7 – m.in. obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie przy spełnieniu warunków techniczno-ekonomicznych; standardowy horyzont wydawania warunków do 120 dni) oraz procedur OSD (zestaw załączników, plan zabudowy, własność/tytuł prawny, parametry technologiczne). Z punktu widzenia finansowania i montażu środków, poza ścieżką KPO (o odmiennym kalendarzu) wchodzi w grę FEnIKS 2021-2027 (działania dla OZE i efektywności, w tym instrumenty dotacyjno-pożyczkowe) oraz Fundusz Modernizacyjny z aktywnymi liniami NFOŚiGW, w tym program „Energia dla Wsi” z naborem w 2025 r. (biogazownie 10 kW–10 MW, PV do 10 MW dla spółdzielni energetycznych, integracja z magazynami); perspektywa programowa i warunki kwalifikowalności determinują daty zamknięcia finansowego i struktury dofinansowania ujęte w HRF.²⁶

²⁶ <https://www.gov.pl/web/klimat/FEnIKS>

Założenia techniczno-ekonomiczne kosztorysowe (CAPEX/OPEX) przyjęte do HRF

Dla farm PV przyjęto przedział kosztów EPC/EBoP 2,4–3,2 mln zł/MWp (rynek 2024/2025 raportuje 2,2–2,5 mln zł/MWp dla lokalizacji o sprzyjającej infrastrukturze SN, ale obserwuje się również widełki 3,2–4,5 mln zł/MWp zależnie od komponentów, wymogów przyłącza i prac ziemnych), co dla 3,6 MWp odpowiada 8,6–11,5 mln zł nakładów EPC. Do powyższego doliczono koszty przyłączeniowe i stacji SN/nn, projektowanie, nadzór, ubezpieczenia, rezerwy (10–12%). Dla biogazowni 1 MWe (kogeneracja) baza rynkowa wynosi ok. 13–15 mln zł/MWe excl. VAT (reaktor + układy przygotowania substratów + CHP + biogazownia techniczna), z dodatkowymi nakładami na infrastrukturę ciepłą i magazyn substratów oraz rezerwy (12–15%). Przyjęte poziomy są zgodne z typowymi wskaźnikami publikowanymi w branży (IEO/rynki EPC) i bieżącymi przeglądami kosztów.²⁷

Ceny i przychody referencyjne

W kalkulacjach przyjęto średnią cenę sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w 2025 r. 474,68 zł/MWh (komunikat Prezesa URE), z zastrzeżeniem, że rzeczywisty miks rozliczeń może obejmować PPA, TGE (RDN/BASE), oraz mechanizmy dotacyjno-pożyczkowe i tarczowe wpływające na CAPEX/OPEX i IRR. HRF wskazuje budżety i źródła finansowania, a szczegółowe scenariusze przychodowe i indeksację cen rekomenduje się zawrzeć w modelu finansowym projektu.

Harmonogram rzeczowo-finansowy (HRF) 2025–2031 – farma PV (3,6 MWp, SN) i biogazownia rolnicza (1,0 MWe, CHP)

Założenia:

PV – działki gminne o łącznej pow. ~4,88 ha, moce i uzyski zgodne z rozpoznaniem lokalizacyjnym (ok. 3,15–3,6 MWp, produkcja ~3,3–3,8 GWh/rok); Biogaz – 1,0 MWe (agregat CHP), profil pracy 8 000+ h/rok, integracja z lokalnymi odbiorami ciepła (GZ/komunalne), przyłącze el. SN.

Kamienie milowe:

Rozpoczęcie budowy PV – I kw. 2028; rozruch PV – IV kw. 2028. Rozpoczęcie budowy biogazu – I kw. 2029; rozruch biogazu – III/IV kw. 2030. Metodyka i pola danych – zgodnie z Załącznikiem nr 14 (CZ II/CZ III).

Harmonogram Rzeczowo-Finansowy stanowi załącznik do opracowania

Uwagi do harmonogramu i logiki rzeczowej

Zadania 1–3 PV zamykają kompletny „front formalny” umożliwiający wydanie NTP (Notice to Proceed) dla EPC na początku 2028 r., z zachowaniem czasu na dostawy

²⁷ <https://www.gramwzielone.pl/bioenergia/2795/ile-kosztuje-budowa-biogazowni-i-kiedy-sie-zwroci>

komponentów i realizację robót w okresie wiosna–jesień 2028 r.; wysoki profil CAPEX w 2028 r. jest celowy, aby uzyskać przychody z generacji jeszcze w IV kw. 2028 r.

Zgodnie z profilem produkcji PV i bilansami energii przygotowanymi w materiałach źródłowych (autokonsumpcja + sprzedaż nadwyżek). Dla biogazowni akcent przesunięty jest na 2026–2027 r. (pełna procedura środowiskowa razem z konsultacjami społecznymi oraz szczegółowe umowy substratowe), z EPC w latach 2029–2030 i rozruchem do końca 2030 r., tak aby uzyskać stabilizację systemu (CHP) już przy funkcjonującej farmie PV.

Zabezpiecza to zarówno profil dobowy, jak i sezonowy bilansu energii, wskazany w dokumentach SE/GSSE jako jeden z celów modelu funkcjonowania wspólnoty.

Struktura budżetu i źródeł finansowania (pozycje łączne, netto; bez VAT)

W HRF przyjęto następujące wartości docelowe CAPEX:

Farma PV 3,6 MWp – łączny CAPEX 12,9 mln zł (EPC 10,1 mln, przyłącze/stacja 0,9 mln, projekt/dokumentacja/nadzory/ubezpieczenia 0,7 mln, rezerwa 1,2 mln ~10%);

Biogazownia 1,0 MWe – łączny CAPEX 22,9 mln zł (technologia BIO+CHP 15,5 mln, infrastruktura cieplna i magazyny 2,2 mln, przyłącze el. 0,9 mln, projekt/dokumentacja/nadzory 1,4 mln, rezerwa 2,9 mln ~14%).

Podział nakładów na lata odzwierciedla tabelę HRF powyżej. Widelki jednostkowe i struktura kosztów są zgodne z aktualnymi przeglądami rynkowymi EPC w Polsce oraz literaturą branżową; ostateczne koszty zostaną zdeterminowane ofertą EPC i warunkami przyłączenia OSD.

Proponowany montaż finansowy

Dla PV przewiduje się: dotacja/pożyczka preferencyjna łącznie do 40–60% kosztów kwalifikowanych (FEnIKS – działanie „Rozwój OZE” w formule dotacja + pożyczka; alternatywnie model dłużny bankowy + ewentualna dotacja regionalna), wkład własny/jednostki SE 20–40%, komponent pożyczkowy 20–40%. Dla biogazowni: możliwość montażu w oparciu o Fundusz Modernizacyjny/NFOŚiGW (w tym linia „Energia dla Wsi” – jako spółdzielnia energetyczna/członek spółdzielni, z dotacją do 45% kosztów kwalifikowanych dla CHP na biogaz, uzupełnioną pożyczką preferencyjną), z domknięciem wkładu własnego na poziomie 20–30%. Harmonogram finansowania zsynchronizowano z kamieniami milowymi (umowa o przyłączenie, PnB, NTP, FAT/SAT).

Ryzyka terminowe i środowiskowe oraz ich uwzględnienie w HRF

Dla PV kluczowe są: dostępność mocy przyłączeniowych i wynik ekspertyz OSD/PSE (congestion; jeżeli sieć wymaga modernizacji, OSD wskaże zakres i termin prac, co może przesunąć NTP/EPC), jak również kwalifikacja środowiskowa – dla dużych arealów PV organ może nałożyć obowiązek OOS i konsultacji społecznych; w harmonogramie wpisano bufor czasowy w 2025/2026. Dla biogazowni: ryzyko ESG (odorowość,

transport substratów), potrzeba pełnej transparentności i raportowania OOS, a także dłuższa ścieżka kontraktowania substratów. Wprowadzone rezerwy czasowe i finansowe (10–15%) adresują te zagadnienia.

Uzasadnienie techniczno-ekonomiczne i spójność z dokumentami planistycznymi SE

Zakładana farma PV na gruntach gminnych wynika bezpośrednio z inwentaryzacji lokalizacji oraz potencjału powierzchniowego (~4,88 ha) i mocy (3,15–3,6 MWp) przedstawionych w materiałach źródłowych. Dobór mocy farmy PV pozwala w pełni wykorzystać możliwości bilansu energii, wskazane w „Koncepcji Rozwoju SE” oraz „GSSE” – roczna generacja rzędu 3,3–3,8 GWh istotnie przekracza zapotrzebowanie jednostek organizacyjnych gminy (ok. 0,625 GWh/rok), tworząc nadwyżkę na sprzedaż oraz podstawę do rozważania modelu VPP i autokonsumpcji rozproszonej.

Po stronie biogazu przyjęto 1,0 MWe w kogeneracji – moc celowo „modułową”, możliwą do skalowania, zapewniającą stabilną generację w godzinach nocnych i zimowych oraz zdolność do świadczenia usług bilansujących (w przyszłości potencjalne rynki rezerw/elastyczności).

Z punktu widzenia formalnego, kolejność zadań w HRF odpowiada wymogom środowiskowym (kwalifikacja na podstawie rozporządzenia z 2019 r., z uwzględnieniem zmian 2023 r.), ścieżce przyłączeniowej (art. 7 Prawa energetycznego, wnioski o warunki, umowa o przyłączenie i horyzont 120 dni na wydanie warunków), a następnie budowlanej (projekt budowlany, pozwolenie na budowę, NTP i EPC). Dla instalacji PV >50 kW i <1 MW przewidziano wpis do MIOZE (po rozruchu), powyżej 1 MW. Koncesję na wytwarzanie przed przekazaniem do eksploatacji; biogazownia 1,0 MWe będzie objęta reżimem koncesyjnym i pełną sprawozdawczością URE.

W części finansowania HRF wskazuje dostępne linie – FEnIKS (działanie „Rozwój OZE”, instrument mieszany dotacja + pożyczka) oraz Fundusz Modernizacyjny/NFOŚiGW (w tym program „Energia dla Wsi” – ruszył nabór 2025 z szerokim zakresem dla PV i biogazu, dotacje do 45% kosztów kwalifikowanych, pożyczki do 100% kosztów), co pozwala zamknąć montaż przy założonym cash-flow inwestycyjnym i terminach kamieni milowych. Dla PV budżet 12,9 mln zł może zostać zmontowany np. jako 35% dotacja FEnIKS + 45% pożyczka preferencyjna + 20% wkład własny; dla biogazu 22,9 mln zł – 40–45% dotacja FM/NFOŚiGW + 35–45% pożyczka preferencyjna + 15–20% wkład własny.

Szczegółowy montaż może być doprecyzowany po publikacji harmonogramów dla konkretnego działania i po uzyskaniu promes.

Wynik energetyczny i przychodowy oraz wpływ na bilans SE

Przyjęta skala PV daje roczną produkcję ~3,3–3,8 GWh (współczynnik wykorzystania 950–1050 kWh/kWp/rok przy stałej konstrukcji i ekspozycji południowej), biogazownia 1,0 MWe w kogeneracji – do 8,0 GWh_{e+th} równoważnika energii (ok. 8 000 h/rok),

z czego elektrycznie $\sim 7,5\text{--}8,0$ GWh_e/rok i strumień ciepła $\sim 7,5\text{--}8,5$ GWh_{th}/rok w zależności od sprawności CHP i odbioru ciepła. W ujęciu finansowym, przy cenie referencyjnej 474,68 zł/MWh dla energii elektrycznej (URE 2025, wartość uśredniona) i uwzględnieniu kosztów operacyjnych (O&M PV $\sim 60\text{--}70$ tys. zł/MWp/rok, OPEX BIO – paliwo technologiczne/sorbenty/serwisy CHP) – uzyskuje się uzasadnione przepływy pozwalające na obsługę długu i spełnienie kowenantów w modelu bazowym; optymalizacja przychodów (PPA profilowy, sprzedaż ciepła do odbiorców komunalnych/przemysłowych, ewentualne świadectwa) jest przewidziana na etapie modelu finansowego. Dokładny profil i autokonsumpcja w PPE odzwierciedlają analizy bilansowe zawarte w dokumentach źródłowych (wirtualna elektrownia VPP, rozliczenia godzinowe, sprzedaż w godzinach szczytu i zakup w pozaszczytowych), co dodatkowo poprawia wynik ekonomiczny.

Dodatkowe obowiązki i kroki operacyjne przewidziane w HRF

Harmonogram przewiduje wykonanie pełnego pakietu materiałów środowiskowych (KIP/raport OOS oraz konsultacje), zgodnie z rozporządzeniem (2019) i nowelizacją z 2023 r., zwłaszcza dla przedsięwzięć fotowoltaicznych przekraczających progi powierzchni zabudowy oraz dla źródeł biogazowych (zapach, gospodarka pofermentem, gospodarka wodno-ściekowa). Dla obu projektów ujęto ścieżkę przyłączeniową OSD/PSE z terminami i zakresem załączników do wniosku o warunki przyłączenia (tytuł prawny, plan zabudowy, parametry techniczne, szkice sytuacyjne), podpisanie umów o przyłączenie oraz koordynację prac po stronie operatorów. Po etapie rozruchu farma PV >1 MWp będzie objęta reżimem koncesyjnym URE, a ewentualne instalacje <1 MW – wpisem do MIOZE; przewidziano sprawozdawczość półroczną/roczną (URE) i raporty eksploatacyjne.

Podsumowanie kluczowych decyzji i dat

Harmonogram zamyka formalności dla PV w latach 2025–2027, co pozwala rozpocząć budowę w I kw. 2028 r. i wykonać rozruch w IV kw. 2028 r.

Dla biogazowni zakłada skoordynować cały front środowiskowo-projektowy i przyłączeniowy do końca 2027 r., rozpocząć EPC w 2029 r. i dokonać rozruchu w III–IV kw. 2030 r.

Struktura kosztów i finansowania wynika z rynkowych wskaźników CAPEX dla PV (2,4–3,2 mln zł/MWp, przy warunkach sprzyjających 2,2–2,5 mln zł/MWp) i biogazu (13–15 mln zł/MWe dla jednego modułu kogeneracyjnego), a także z dostępnych programów wsparcia FEnIKS i Funduszu Modernizacyjnego (w tym „Energia dla Wsi”, 2025).

Logika WBS oraz przyjęte bufory i rezerwy odpowiadają kolejności proceduralnej w Polsce (rozporządzenie środowiskowe, art. 7 PE, MIOZE/koncesje), ograniczeniom systemowym (moce przyłączeniowe i ryzyka kongestii po stronie OSD/PSE) oraz rekomendacjom z materiałów źródłowych SE/GSSE, w tym wdrożenia modelu VPP i poprawy autokonsumpcji.

VI. Opis innych działań (SPDP)

1. Działania przedinwestycyjne

Działania przedinwestycyjne stanowią fundament prawidłowej realizacji społeczności energetycznej (SE) na terenie Gminy Zławieś Wielka. Zdefiniowane w zgodzie z wytycznymi załącznika nr 7 do Regulaminu. Obejmują one kompleksowy zestaw prac przygotowawczych, które muszą być wykonane przed etapem właściwych inwestycji technicznych i budowlanych. Ich celem jest zapewnienie zgodności projektu z wymogami formalno-prawnymi, środowiskowymi, technicznymi i finansowymi oraz minimalizacja ryzyk realizacyjnych.

Analizy techniczne i oceny wykonalności

Podstawowa faza działań przedinwestycyjnych polega na przeprowadzeniu wieloaspektowych analiz wykonalności. Obejmuje to:

- Audyt energetyczny i techniczny: szczegółowa inwentaryzacja lokalnego zużycia energii w jednostkach gminnych oraz identyfikacja potencjału instalacji OZE (PV, biogazownia, systemy magazynowe). Weryfikacja dostępności istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej i ciepłej oraz jej kompatybilności z planowanymi rozwiązaniami.
- Ocena lokalizacji i warunków przyłączenia: przygotowanie map potencjalnych lokalizacji farm PV i biogazowni, weryfikacja mocy przyłączeniowych dostępnych w sieci dystrybucyjnej, identyfikacja ograniczeń technicznych i topograficznych.
- Studium wykonalności inwestycji (FS): wyliczenie opłacalności ekonomicznej projektów, analiza zwrotu z inwestycji, prognozy produkcji i zużycia energii na 15 lat, raportowanie ryzyk oraz rekomendacje technologiczne i kosztowe.

Dzięki tym analizom możliwe jest przygotowanie precyzyjnej dokumentacji decyzyjnej wspierającej finansowanie oraz dalsze etapy projektowe.

Uwarunkowania formalnoprawne i środowiskowe

Kluczową część prac stanowi kompletowanie formalności i uzyskanie niezbędnych zezwoleń:

- Decyzje środowiskowe i pozwolenia budowlane: na podstawie analiz oddziaływania na środowisko (OOŚ), zarówno dla farm fotowoltaicznych, jak i biogazowni, wraz z oceną wpływu na obszary ochrony przyrody (Natura 2000, obszary chronione), oraz zgodności z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego (MPZP).
- Warunki przyłączenia do sieci OSD: negocjacje i zawieranie wstępnych umów przyłączeniowych, analizowanie wymogów technicznych i przygotowanie infrastruktury podłączeniowej.
- Rejestracja instalacji w systemach MIOZE i innych rejestrach państwowych: pozwala na formalne uzyskanie statusu prosumenta lub wytwórcy energii odnawialnej, niezbędnego do rozliczeń oraz korzystania z mechanizmów wsparcia.

- Zabezpieczenie zgodności z prawem energetycznym i podatkowym: dostosowanie modelu biznesowego do wymogów URE, certyfikaty energetyczne, a także uwzględnienie przepisów podatkowych dotyczących prosumentów i spółdzielni energetycznych.

Proces ten wymaga ścisłej koordynacji między gminnymi jednostkami administracyjnymi, wykonawcami oraz organami nadzoru.

Przygotowanie dokumentacji technicznej i projektowej

Przed inwestycją niezbędne jest opracowanie dokładnej dokumentacji:

- Projekty techniczne instalacji OZE: dokumentacja budowlano-wykonawcza dla farm PV, instalacji na dachach, biogazowni, systemów magazynowania energii, ujęta w normach PN-EN oraz standardach WT 2027.
- Systemy automatyki i monitoringu: projekty integracji BMS, platform VPP, i systemów bilansowania zdalnego, umożliwiające efektywne sterowanie i rozliczanie energii w systemie.
- Bezpieczeństwo i zgodność z normami: dokumentacja uwzględniająca normy elektroenergetyczne, przeciwpożarowe oraz wymogi dotyczące jakości energii i ochrony środowiska.

Dokumentacja ta stanowi podstawę do uzyskania zgód, realizacji inwestycji oraz późniejszej eksploatacji.

Przygotowanie modelu finansowego i harmonogramu wykonania

- Analiza kosztów i źródeł finansowania: szczegółowa kalkulacja nakładów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych i prognozowanych przychodów (m.in. sprzedaż nadwyżek, oszczędności), połączona z identyfikacją możliwych źródeł finansowania (fundusze UE, KPO, NFOŚiGW, programy krajowe).
- Harmonogram działań: przygotowanie rozpiski prac inwestycyjnych dopasowanej do możliwości finansowych i administracyjnych gminy, wraz z uwzględnieniem etapów rozliczeniowych.
- Zarządzanie ryzykiem: analiza wrażliwości finansowej na zmiany cen energii, taryf, kosztów materiałów, a także przygotowanie odpowiednich strategii minimalizacji ryzyka.

Zapewnienie pełnej przejrzystości i realności planów finansowych jest kluczowe dla skutecznego pozyskania środków i stabilności całego projektu.

Budowa zespołu projektowego i zarządzającego

- Wydzielenie struktur organizacyjnych: powołanie zespołu ds. SE w gminie, posiadającego kompetencje techniczne, administracyjne i finansowe.
- Szkolenia i konsultacje: podnoszenie kwalifikacji personelu, korzystanie z doradztwa eksperckiego i współpraca z ekspertami branżowymi.
- Komunikacja i partycypacja: prowadzenie kampanii informacyjnych, konsultacji z mieszkańcami i przedsiębiorcami, budowanie partnerstw lokalnych oraz planowanie współpracy z wykonawcami i operatorami sieci.

To działanie tworzy stabilne ramy realizacyjne i operacyjne dla efektywnej implementacji społeczności energetycznej.

Koordinacja z planem inwestycyjnym i nadzór projektowy

- Działania przedinwestycyjne są ściśle powiązane z harmonogramem rzeczowo-finansowym planu inwestycyjnego, stanowiąc etap wstępny, bez którego właściwa realizacja projektów technologicznych nie jest możliwa.
- Systematyczny nadzór nad realizacją zadań przedinwestycyjnych połączony z monitoringiem wskaźników jakościowych i ilościowych umożliwia wczesne wykrywanie zagrożeń i efektywne korygowanie planów.

VII. Strategia samowystarczalności energetycznej (GSSE)

1. Analiza zużycia energii w gminie

Podsumowanie (executive summary)

Łączne zużycie energii elektrycznej gminy: 625 095 kWh/rok w 209 punktach (95 lokalizacji + 114 punktów oświetlenia ulicznego). Łączna moc umowna: 1 733,3 kW.

Struktura taryfowa zużycia: C12a – 78,23%, C11 – 3,85%, C razem – 82,08%; oświetlenie uliczne (C12w-o) – 14,17%; pozostałe B21 – 2,24%, G11/G12 – 1,51%. Dominacja grupy C potwierdza, że główny wolumen generują obiekty użyteczności publicznej (szkoły, administracja, kultura, gospodarka wodno-ściekowa).

Profil czasowy:

Dobowy (taryfa C): nocna „dolina” (00:00–05:00), poranny wzrost (6–8), lokalne maksimum w godzinach 10–12, a następnie spadek po 16. To charakterystyczny wzorec dla obiektów biurowo-oświatowych.

Dobowy (oświetlenie uliczne): obciążenie skupione w godzinach nocnych/wieczornych; brak zużycia dziennego.

Sezonowość: w grupie C (C11+C12a) roczne zużycie 513 090 kWh wykazuje umiarkowaną sezonowość z podwyższonym poborem zimą/wczesną wiosną (styczeń–marzec) i jesienią (październik–grudzień); oświetlenie uliczne 88 565 kWh rośnie w miesiącach o krótszym dniu (X–III).

Kosztotwórcze czynniki strukturalne: dominacja C12a (dwustrefowa), istotność opłat zmiennych dystrybucyjnych i opłaty mocowej, a także koszty stałe związane z mocą umowną – potwierdzone przykładowymi stawkami ENERGA-OPERATOR dla C11 i parametrami opłaty mocowej.

Pełny obraz zużycia – struktura i skala

Liczba punktów i skala wolumenu

Gmina eksploatuje 209 PPE, w tym 95 lokalizacji (obiekty) i 114 punktów oświetleniowych. Łączny wolumen 625 095 kWh/rok przekłada się na średnio ~3 000 kWh/PPE/rok (wartość orientacyjna – rozkład jest nierówny, bo pomiędzy szkołami, pompowniami i punktami drobnymi występują duże różnice mocy i czasu pracy). Moc umowna łącznie 1 733,3 kW wskazuje na istotny komponent kosztów stałych (opłaty mocy/miesięczne).

Struktura taryfowa i jej implikacje kosztowe

- Grupa C12a (78,23% wolumenu) dominuje i obejmuje większość szkół, obiektów kultury, sportu i administracji – to umocowuje znaczenie optymalizacji rozkładu poboru pomiędzy strefą dzienną i nocną.
- Grupa C11 (3,85%) – jednostrefowa – w wybranych, mało-energochłonnych obiektach może być adekwatna, ale tam, gdzie profil daje się przesuwac poza szczyty, C12a bywa korzystniejsza.
- B21 (2,24%) – pojedyncze obiekty o charakterze technicznym (np. pompownie o znaczącej mocy umownej).
- G11/G12 (1,51%) – marginalne zużycia (lokalne komunalne itp.).
- C12w-o (14,17%) – oświetlenie uliczne – taryfa dedykowana i odrębna; projekt zastrzega, że do tej grupy nie podłącza się źródeł wytwórczych (rozliczenia prosumenckie nie dotyczą punktów C12w-o).

Konsekwencje kosztowe: w dokumentacji wskazano składniki dystrybucyjne (OZE, kogeneracyjna, jakościowa, zmienna dystrybucyjna), a także opłatę mocową zależną od zużycia w godzinach szczytowych – co potwierdza, że *profil w czasie* jest równie ważny jak sam wolumen.

Sezonowość i profil dobowy

Profil dobowy – taryfa C (obiekty)

Uśredniony profil godzinowy zużycia (taryfa C) pokazuje:

- 00:00–05:00: stabilna „dolina” 36–43 (jedn. profilu),
- 06:00–08:00: szybki wzrost (otwarcie szkół/administracji),
- 10:00–12:00: lokalne maksimum (szczyt operacyjny),
- po 16:00: sukcesywny spadek do poziomów wieczornych.

Wzorzec dla obiektów dziennych i potwierdza, że większość energii konsumowana jest w godzinach pracy.

Profil dobowy – oświetlenie uliczne (C12w-o)

Zużycie praktycznie wyłącznie w godzinach nocnych (wieczorne narastanie, nocne plateau, poranny spadek do zera). To profil „wskaźnikowy” dla tego typu odbioru – bardzo przewidywalny i silnie sezonowy (długość nocy).

Sezonowość miesięczna

- Obiekty w taryfie C (513 090 kWh/rok): najwyższe zużycia przypadają zwykle na styczeń–marzec oraz październik–grudzień, co wiąże się m.in. z dłuższym czasem oświetlenia, pracą urządzeń HVAC i pełną działalnością szkół/administracji; lato to relatywnie niższe zużycia (wakacje, zmiana reżimu pracy).
- Oświetlenie uliczne (88 565 kWh/rok): wolumen rośnie w okresie jesienno-zimowym, a maleje w miesiącach letnich wraz z wydłużeniem dnia.

Grupy odbiorów – charakterystyki operacyjne

- Edukacja (szkoły + sale gimnastyczne + kuchnie szkolne): istotne wolumeny i profil dzienny; zwykle największy „udział mocy” w portfolio obiektów.
- Gospodarka wodno-ściekowa (przepompownie/pompownie): wysokie moce umowne, profil częściowo niezależny od pory dnia (czynniki hydrauliczne), potencjalnie podatne na demand shifting w ramach granic technologicznych.
- Administracja i kultura (UG, biblioteki, GOKiS, świetlice): profil biurowy i eventowy; dobowe szczyty w godzinach operacyjnych.
- Sport (Orlik, hale): profil popołudniowo-wieczorny; sezonowość zależna od kalendarza rozgrywek.
- Oświetlenie uliczne: w pełni nocny profil i wysoka przewidywalność. Wszystkie powyższe typy potwierdza wykaz PPE oraz rozkład taryf w materiałach źródłowych.

Wnioski operacyjne i kierunki optymalizacji (na bazie profilu zużycia)

Optymalizacja w obrębie grup C (C11/C12a)

Tam, gdzie obiekt pracuje głównie w dzień i ma możliwość przesunięć (wentylacja, część prac pomocniczych), C12a wzmacnia efekt kosztowy vs. C11, bo pozwala wykorzystywać tańsze godziny poza-szczytowe i redukować ekspozycję na opłatę mocową (w godzinach szczytowych). Potwierdzają to wyliczenia kosztów dystrybucyjnych w przykładach taryf ENERGA-OPERATOR.

Zarządzanie mocą umowną

1 733,3 kW mocy umownej w całym portfolio wskazuje na potencjał przeglądu parametrów mocy na poziomie obiektów o niskim obciążeniu czynnym, a wysokiej mocy

zamówionej (często pompownie, obiekty techniczne). Optymalizacja mocy (bez ryzyka przekroczeń) ogranicza część stałych opłat dystrybucyjnych.

Synchronizacja profilu pracy z produkcją lokalną (kontekst przyszłych OZE)

Średni profil C ma maksimum w godzinach 10–12, które pokrywa się z generacją PV – to zwiększa potencjał autokonsumpcji (w przyszłych scenariuszach z PV na obiektach). Wytyczne KR rekomendują oparcie takich decyzji na bilansie i analizie profili 8760 h.

Oświetlenie uliczne

Ze względu na specyfikę taryfy C12w-o i nocny profil, prosumpcja bezpośrednia nie jest tu stosowana; ewentualne oszczędności wynikają głównie z modernizacji opraw (LED, sterowanie, dimming) oraz optymalizacji harmonogramów włączeń (czujniki zmierzchowe/astronomiczne). Dokument źródłowy podkreśla separację tego segmentu od prosumpcji.

Dane i bilansowanie

Ponieważ koszt i ryzyko rynkowe zależą nie tylko od wolumenu, ale od kształtu krzywej obciążenia, zaleca się utrzymanie i rozwijanie profilowania 8760 h oraz narzędzi do bilansowania lokalnego (w logice klastra/spółdzielni) – to jest standard rekomendowany w dokumentach ministerialnych i praktyce operatora systemu

2. Potencjał lokalizacji instalacji PV

Podsumowanie wykonawcze (executive summary)

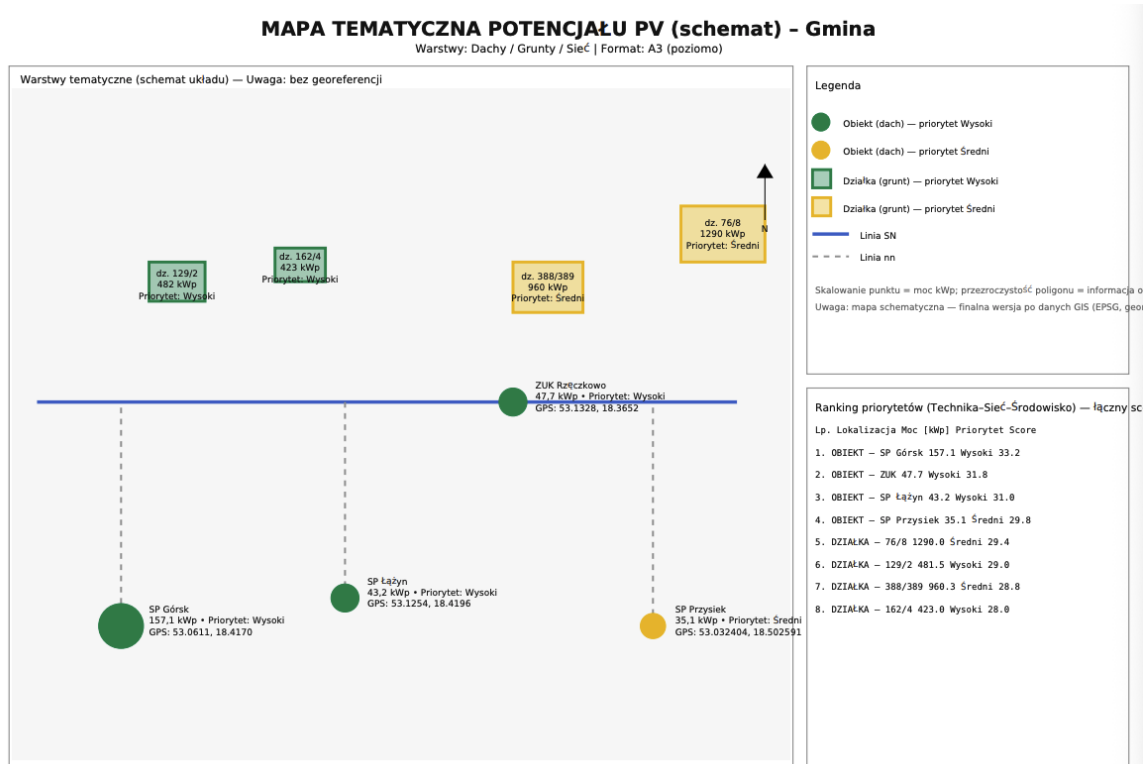
Potencjał obiektowy (dachy + przyobektowe grunty): $\approx 400,95$ kW mocy możliwej do zainstalowania na 10 kluczowych obiektach (szkoły, GOPS, ZUK, świetlice). Zestawienie w GSSE obejmuje m.in. SP Przysiek (35,1 kW), SP Górsk (157,05 kW), ZUK (47,7 kW), SP Łążyn (43,2 kW) i inne.

Potencjał gruntowy (działki gminne): $\approx 3\,154,8$ kW, na czterech działkach: dz. 129/2 (0,76 ha, 481,5 kW), 162/4 (0,79 ha, 423,0 kW), 76/8 (1,96 ha, 1 290,0 kW), 388/389 (1,37 ha, 960,3 kW). Sumarycznie daje to możliwość budowy „farm obszarowych” klasy 0,48–1,3 MWp w każdej lokalizacji.

Stan istniejący/projekty towarzyszące: istniejące PV na 5 budynkach (łącznie $\approx 40,5$ – $46,8$ kW) oraz projektowana farma na wysypisku w Łążynie $\approx 417,64$ kW. Razem z potencjałem obiektowym i działkowym daje to $\approx 4\,020,23$ kW mocy planowanej/osiągalnej.

Dopasowanie do profilu poboru: dominujący dzienny profil zużycia w obiektach (szczyt 10:00–12:00) pokrywa się z generacją PV, co podnosi autokonsumpcję i skraca okres

zwrotu dla lokalnych instalacji obiektowych; oświetlenie uliczne (profil nocny) nie korzysta bezpośrednio z prosumpcji.



Scenariusze wdrożenia:

- Wariant I (samowystarczalność): PV obiektowe + farma na wysypisku Łążyn $\approx 865,43$ kW – pokrycie obecnego zapotrzebowania z nadwyżką.
- Wariant pełny: wykorzystanie całego potencjału $\approx 4,02$ MWp – istotne nadwyżki energii do sprzedaży i/lub bilansowania w społeczności energetycznej.

Kryteria kwalifikacji lokalizacji – techniczne, środowiskowe i formalne

Dachy (obiekty gminne)

- Konstrukcja/nośność: wymagana ekspertyza (obciążenia stałe instalacji + śnieg/wiatr); przegląd stanu poszycia i punktów kotwienia.
- Orientacja i zacienienie: preferowany kierunek południowy, kąt $25-35^\circ$ (dla warunków PL) oraz minimalizacja zacienień (kominy, attyki, drzewa). W GSSE potwierdzono te parametry jako założenie projektowe.
- Trasy kablowe, BMS/SCADA i ppoż.: lokalizacja rozdzielni, możliwość instalacji zabezpieczeń, telemetrii, systemów detekcji i odłączania DC.

Grunty (farmy PV)

- Powierzchnia i ukształtowanie: brak dużych spadków, brak kolizji i trwałych zacienień (drzewa, zabudowa); dogodny dojazd dla EPC/serwisu.

- Planistyczne: zgodność z MPZP (lub możliwość uzyskania WZ); w GSSE wskazano konkretne numery działek i ich powierzchnie – co ułatwia proces.
- Środowisko (OOŚ): dla PV znaczenie ma powierzchnia zabudowy – co do zasady poniżej progów 1 ha (poza formami ochrony) i 0,5 ha (na obszarach chronionych/otulinach) projekt bywa kwalifikowany jako „potencjalnie znacząco oddziałujący”, a organ może odstąpić od pełnej OOŚ; po 13.09.2023 uproszczono traktowanie mniejszych instalacji PV. Każdorazowo decyduje organ.

Przyłączenie do sieci

- Etapy: wniosek o warunki przyłączenia, zaliczka 30 zł/kW (dla przyłączy >1 kV, w 14 dni), wydanie warunków, podpisanie umowy przyłączeniowej. Standardy opisuje KPK OZE i Prawo energetyczne.
- Praktyka rynkowa: pamiętać o dostępności mocy w sieci i możliwych ograniczeniach – wczesny dialog z OSD i studium przyłączeniowe minimalizują ryzyko odmów/opóźnień.

Pozwolenia i rejestry

- Pozwolenie na budowę: wymagane dla PV > 50 kW (PB + oświadczenie o prawie do dysponowania). Informację tę wprost przytacza dokument gminny.
- Energetyczne: MIOZE (50 kW–1 MW, wpis po rozruchu) lub koncesja (> 1 MW; wniosek przed rozruchem).

Mapa potencjału – obiekty i grunty (w ujęciu portfelowym)

Obiekty (dachy)

- Łącznie ≈ 400,95 kW: m.in. SP Górsk 157,05 kW, SP Łążyn 43,20 kW, SP Przysiek 35,10 kW, ZUK 47,70 kW, GOPS 7,20 kW, Zespół Szkół Rzęczkowo 16,65 kW, świetlica Pędzewo 23,85 kW, Harcówka 15,30 kW – kompletną listę mocy podaje tabela „Dobór obiektowych systemów PV” w GSSE. Ocena uwzględnia powierzchnie i moce umowne obiektów.
- Wnioski techniczne: portfel jest „zbalansowany” – kilka większych dachów (Górsk, Łążyn) i szereg średnich/małych; dzięki temu możliwe jest fazowanie realizacji (pilotaże → skala).

Grunty (farmy PV)

- Łącznie ≈ 3 154,8 kW: dz. 76/8 – 1,96 ha (1 290,0 kW), dz. 388/389 – 1,37 ha (960,3 kW), dz. 129/2 – 0,76 ha (481,5 kW), dz. 162/4 – 0,79 ha (423,0 kW). Skala i zwartość działek umożliwiają budowę instalacji w układzie 0,4–1,3 MWp, z dedykowaną stacją SN, monitoringiem i drogami serwisowymi.
- Wnioski formalne: każdy z obszarów będzie wymagał sprawdzenia kwalifikacji środowiskowej (progi powierzchni), zgodności z MPZP/WZ oraz weryfikacji

odległości od infrastruktury SN/GPZ – to determinuje koszty przyłącza i czas realizacji.

Scenariusze rozwoju (warianty) i ich konsekwencje

- Wariant I – samowystarczalność energetyczna obiektów: realizacja PV na dachach + farma Łążyn (~417,64 kW) do łącznej mocy ~865,43 kW. Cel: pokrycie zapotrzebowania 625 MWh/rok i uzyskanie niewielkiej nadwyżki. Zaletą jest wysoki udział autokonsumpcji (profil dzienny C vs. profil PV).
- Wariant pełny – maksymalizacja potencjału: wykorzystanie całego portfela ~4,02 MWp (dachy + wszystkie działki + Łążyn). Cel: generacja znacznych nadwyżek do sprzedaży / bilansowania w społeczności energetycznej oraz możliwość montażu finansowania z komponentem przychodowym. Wymaga to jednak solidnej ścieżki przyłączeniowej i zarządzania ryzykiem sieciowym.

Wnioski techniczno-ekonomiczne i dobre praktyki projektowe

- 1) „Obiektowe najpierw”: z uwagi na profil poboru i koszty wdrożenia dachy dają szybszy efekt w oszczędnościach (autokonsumpcja, brak kosztów dzierżaw terenu) – to naturalny pierwszy krok przed farmami.
- 2) Unikać przewymiarowania: dobierać moc PV pod krzywą poboru dziennego i sezonowość, aby minimalizować nadwyżki wprowadzane do sieci i ryzyko ograniczeń. Tu przydaje się bilans 8760 h.
- 3) Przyłączenie jako ścieżka krytyczna: wczesna diagnoza możliwości sieci (konsultacja z OSD, studium przyłączeniowe) i ujęcie zaliczki 30 zł/kW w budżecie pre-CAPEX.
- 4) Środowisko i planowanie: na działkach zbliżających się do 1 ha (poza obszarami chronionymi) i 0,5 ha (na obszarach chronionych/otulinach) należy zawczasu przygotować KIP i strategię komunikacji z organem. Po nowelizacji 13.09.2023 procedury dla mniejszych PV są prostsze, ale decyzja zawsze jest indywidualna.
- 5) Standaryzacja EPC i etapowanie: najpierw pilotaże na 2–3 obiektach (szybkie wdrożenia), następnie roll-out na kolejne dachy i równoległa ścieżka formalna dla farm (WZ/OOŚ/warunki).

KPI i monitoring (dla strumienia „PV – lokacje”)

- KPI-1: zainstalowana moc PV (kWp) vs. plan (dachy / grunty) – cel: 100% etapu „pilotaż” w 12 mies., 100% etapu „roll-out” w 24–36 mies.
- KPI-2: Autokonsumpcja (%) w obiektach – cel: ≥ 70 –85% (zależnie od profilu i wielkości instalacji).
- KPI-3: Produktowność (kWh/kWp·rok) – cel: 950–1 100 kWh/kWp w zależności od technologii i lokalizacji.
- KPI-4: Czas przyłączenia (dni od wniosku do umowy) – monitoring wąskich gardeł i alokacja zasobów.

- KPI-5: CAPEX/kWp i LCOE vs. benchmark – kontrola kosztów i efektów skali.

KPI wynikają z bilansu 8760 h i logiki modelu funkcjonowania w Koncepcji Rozwoju; umożliwiają porównywalność obiektów oraz „wczesne ostrzeżenie” dla ścieżki przyłączeniowej i kosztowej.

Roadmap wdrożenia (12–24 mies.)

- 1) Mies. 0–3 – Pilotaże dachowe: ekspertyzy nośności, layouty, PB i PnB (>50 kW), przetarg EPC; wniosek o warunki przyłączenia dla farm priorytetowych (dz. 76/8, 388/389).
- 2) Mies. 3–6 – Budowa pilotaży, ścieżka formalna farm: KIP/screening OOS (działki), dialog z OSD, przygotowanie PFU/PE dla farm.
- 3) Mies. 6–12 – Roll-out dachów, umowy przyłączeniowe farm: rozbudowa portfela obiektowego, PnB dla farm, pozyskanie finansowania (FEnIKS/NFOŚiGW).
- 4) Mies. 12–24 – Realizacja farm: podpis EPC, stacja SN, SCADA, rozruch; równoległe integracja z modelem bilansowania społeczności energetycznej.

Ryzyka i środki zaradcze

- Sieciowe (brak mocy / ograniczenia): wczesne studium przyłączeniowe, warianty mocy i etapowanie, ewentualnie magazyn energii dla stabilizacji profilu.
- Środowiskowo-planistyczne: progi 0,5/1 ha i praktyka organów – przygotować KIP, mapy inwentaryzacyjne, konsultacje; korzystać z uproszczeń dla mniejszych PV po zmianach z 13.09.2023.
- Czasowe/pozwoleń: monitorować prace nad implementacją RED III (strefy przyspieszonego rozwoju OZE – OPRO), które w Polsce są procedowane – mogą skrócić ścieżki środowiskowe i planistyczne.
- Kosztowe (CAPEX, łańcuch dostaw): standaryzacja EPC, pakietowanie zakupów, klauzule indeksacyjne, rezerwy 10–15% w HRF.

3. Bilans energetyczny gminy

Bilans energetyczny rozumiem zgodnie z wytycznymi MRiT/KPO jako zestawienie tabelaryczne zużycia energii wszystkich odbiorców oraz generacji lokalnych źródeł, z określeniem skali importu/eksportu energii poza obszar SE (społeczności energetycznej) oraz z rekomendacją docelowego modelu funkcjonowania (autokonsumpcja, dobilansowanie, świadczenie usług systemowych itp.). Wytyczne wskazują, że bilans powinien opierać się na najnowszych danych oraz – tam, gdzie to potrzebne – na profilach dobowo-godzinowych (15-/60-min), a także obejmować diagnozę nośników energii oraz warunki przyłączeniowe i środowiskowe.

Charakterystyka gminy – parametry odniesienia

Powierzchnia: ~177,5–177,9 km²; ludność (2021): 14 968; gęstość zaludnienia: ok. 77 os./km²; gmina wiejska w powiecie toruńskim, położona między Toruniem a Bydgoszczą (lokalizacja o znaczeniu dla możliwości bilansowania lokalnego i popytu węzłowego).²⁸

Dane GUS są spójne z agregatami „Polska w liczbach” – 14 968 mieszkańców i 177,9 km², co daje punkt odniesienia dla wskaźników energii per capita oraz gęstości energetycznej.²⁹

Zakres inwentaryzacji i PPE

Bilans – Taryfa C

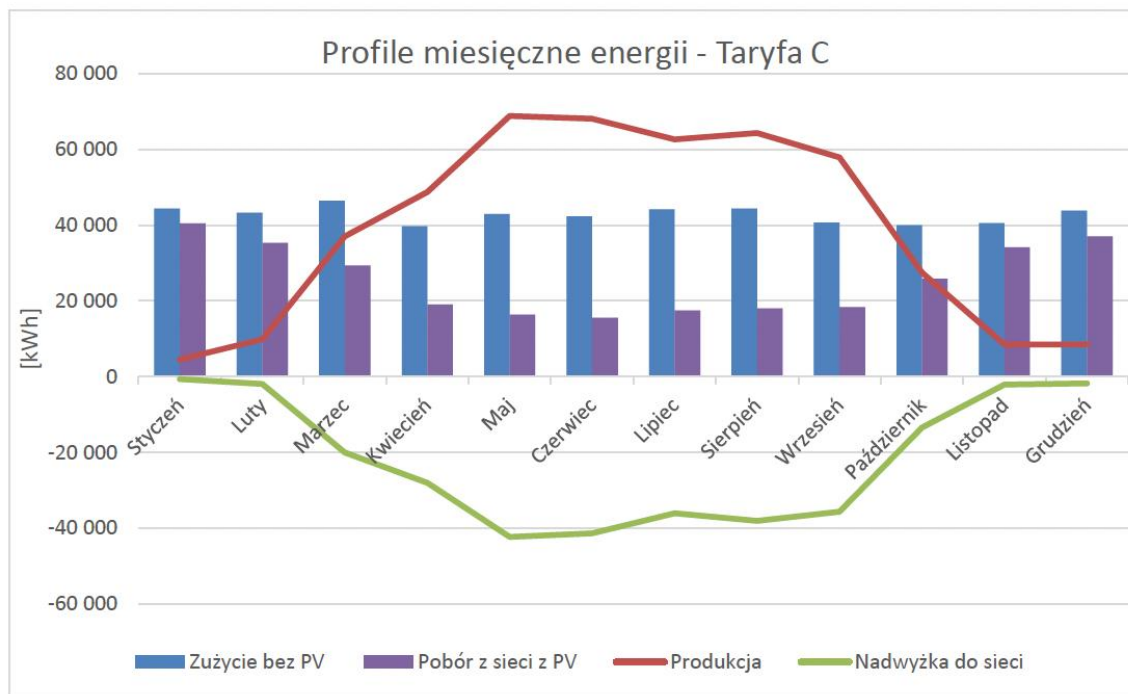
BILANS ENERGII - Obiekty Taryfa C						
		Zużycie energii elektrycznej przez Obiekty (bez instalacji PV)	Ilość energii wyprodukowanej przez Obiekty z instalacji PV	Ilość energii wprowadzona do sieci OSD z instalacji PV jako nadwyżka	Ilość energii pobranej z sieci OSD po montażu instalacji PV	Autokonsumpcja
Styczeń	[kWh]	44 439	4 565	-614	40 488	3 951
Luty	[kWh]	43 326	9 882	-1 938	35 381	7 944
Marzec	[kWh]	46 439	37 003	-19 991	29 427	17 012
Kwiecień	[kWh]	39 792	48 741	-28 006	19 058	20 735
Maj	[kWh]	42 998	68 839	-42 276	16 435	26 563
Czerwiec	[kWh]	42 351	68 092	-41 362	15 621	26 730
Lipiec	[kWh]	44 155	62 652	-36 014	17 516	26 639
Sierpień	[kWh]	44 413	64 360	-38 063	18 116	26 297
Wrzesień	[kWh]	40 760	57 906	-35 592	18 446	22 314
Październik	[kWh]	39 976	27 480	-13 406	25 903	14 074
Listopad	[kWh]	40 603	8 537	-2088	34153	6 449
Grudzień	[kWh]	43 837	8539	-1 723	37 021	6 816
Suma	[kWh]	513 090	466 597	-261 073	307 566	205 524

Roczne zużycie energii elektrycznej w obiektach taryfy C kształtuje się na poziomie 513 090 kWh, natomiast produkcja realizowana przez zaplanowane instalacje wyniesie około 466 597 kWh. Nadwyżka rozumiana jako ilość energii w danej godzinie doby, która nie została zużyta przez obiekty i wprowadzona do sieci OSD wynosi 261 073 kWh. Energia pobrana z sieci OSD, czyli w godzinach kiedy ilość energii wytworzonej nie pokrywa pełnego zapotrzebowania obiektu kształtuje się na poziomie 307 566 kWh. Poziom auto

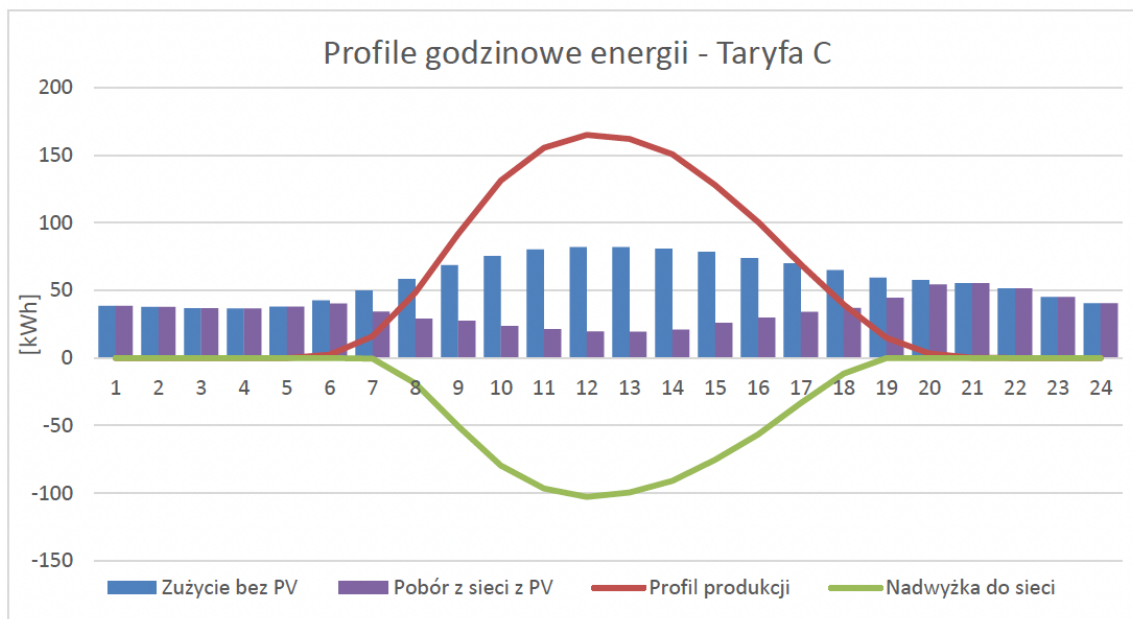
²⁸ [https://pl.wikipedia.org/wiki/Z%C5%82awie%C5%9B_Wielka_\(gmina\)](https://pl.wikipedia.org/wiki/Z%C5%82awie%C5%9B_Wielka_(gmina))

²⁹ https://www.polskawliczbach.pl/gmina_Zlawies_Wielka

konsumpcji (energia jest produkowana i jednocześnie zużywana w tej samej godzinie)
z instalacji dla obiektów w taryfie C wynosi około 205 524 kWh.



Profile godzinowe energii - Taryfa C				
Godzina	Profil zużycia	Profil produkcji	Nadwyżka do sieci	Pobór
00:00	39	0	0	39
01:00	38	0	0	38
02:00	37	0	0	37
03:00	36	0	0	36
04:00	38	0	0	38
05:00	43	2	0	40
06:00	50	16	0	34
07:00	59	48	-19	29
08:00	69	92	-50	27
09:00	75	131	-80	24
10:00	80	155	-96	21
11:00	82	165	-103	20
12:00	82	162	-99	19
13:00	81	151	-91	21
14:00	79	128	-75	26
15:00	74	101	-56	30
16:00	70	69	-33	34
17:00	65	40	-12	37
18:00	59	15	0	45
19:00	58	3	0	54
20:00	55	0	0	55
21:00	51	0	0	51
22:00	45	0	0	45
23:00	40	0	0	40

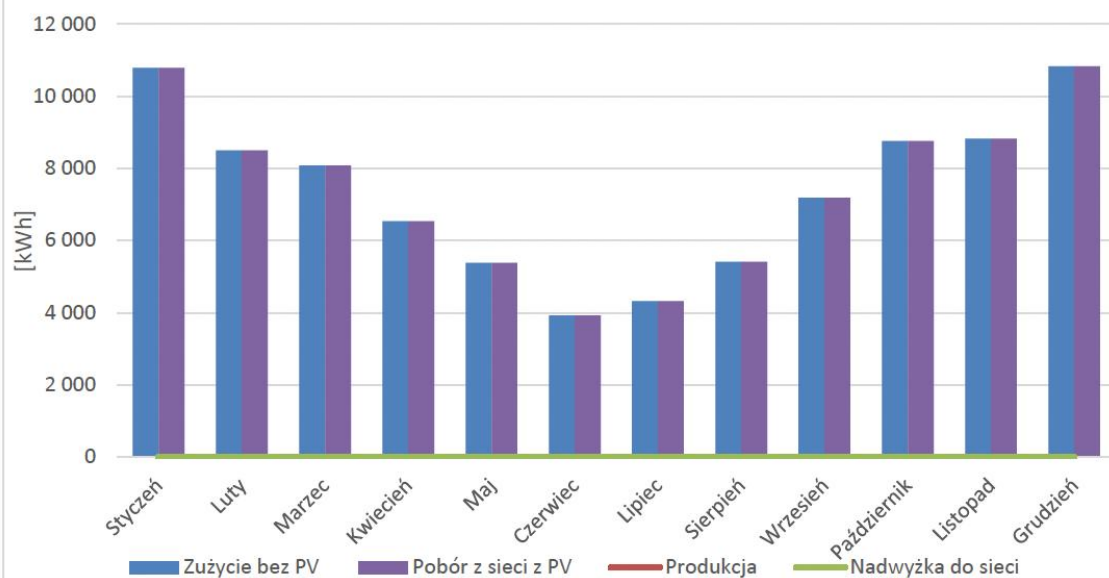


Bilans – Taryfa O (oświetlenie uliczne)

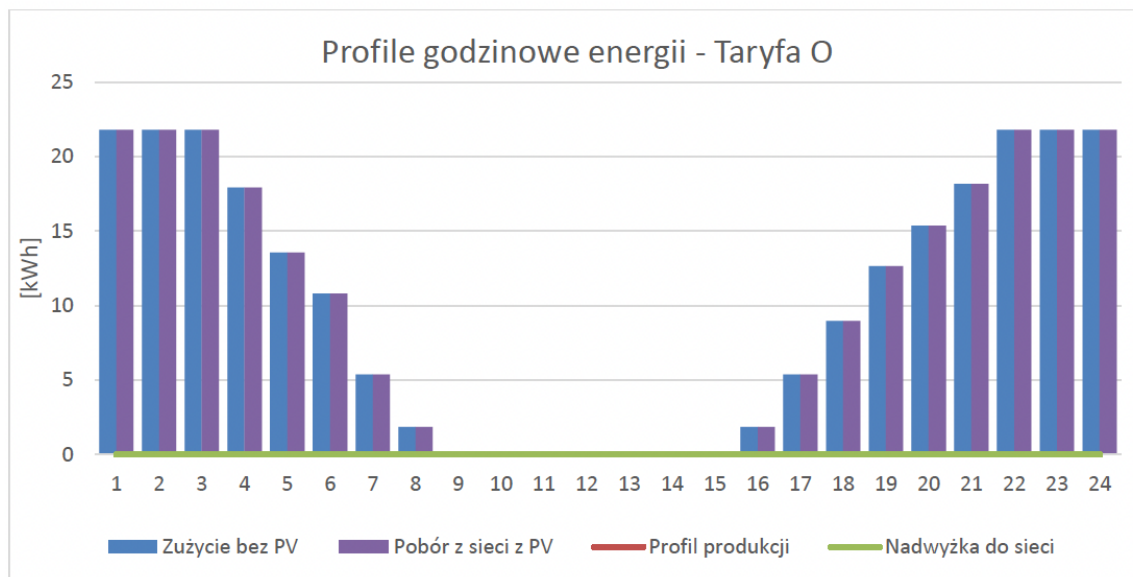
BILANS ENERGII - Obiekty Taryfa O						
		Zużycie energii elektrycznej przez Obiekty (bez instalacji PV)	Ilość energii wyprodukowanej przez Obiekty z instalacji PV	Ilość energii wprowadzona do sieci OSD z instalacji PV jako nadwyżka	Ilość energii pobranej z sieci OSD po montażu instalacji PV	Autokonsumpcja
Styczeń	[kWh]	10 790	0	0	10 790	0
Luty	[kWh]	8 501	0	0	8 501	0
Marzec	[kWh]	8 087	0	0	8 087	0
Kwiecień	[kWh]	6 539	0	0	6 539	0
Maj	[kWh]	5 384	0	0	5 384	0
Czerwiec	[kWh]	3 924	0	0	3 924	0
Lipiec	[kWh]	4 316	0	0	4 316	0
Sierpień	[kWh]	5 406	0	0	5 406	0
Wrzesień	[kWh]	7 193	0	0	7 193	0
Październik	[kWh]	8 763	0	0	8 763	0
Listopad	[kWh]	8 828	0	0	8 828	0
Grudzień	[kWh]	10 834	0	0	10 834	0
Suma	[kWh]	88 565	0	0	88 565	0

Roczne zużycie energii elektrycznej przez oświetlenie uliczne w taryfie O kształtuje się na poziomie 88 565 kWh. Do obiektów w tej taryfie nie jest możliwe podłączenie jednostek wytwórczych więc całość energii pobierana jest z sieci OSD.

Profile miesięczne energii - Taryfa O



Profile godzinowe energii - Taryfa O				
Godzina	Profil zużycia	Profil produkcji	Nadwyżka do sieci	Pobór
00:00	22	0	0	22
01:00	22	0	0	22
02:00	22	0	0	22
03:00	18	0	0	18
04:00	14	0	0	14
05:00	11	0	0	11
06:00	5	0	0	5
07:00	2	0	0	2
08:00	0	0	0	0
09:00	0	0	0	0
10:00	0	0	0	0
11:00	0	0	0	0
12:00	0	0	0	0
13:00	0	0	0	0
14:00	0	0	0	0
15:00	2	0	0	2
16:00	5	0	0	5
17:00	9	0	0	9
18:00	13	0	0	13
19:00	15	0	0	15
20:00	18	0	0	18
21:00	22	0	0	22
22:00	22	0	0	22
23:00	22	0	0	22

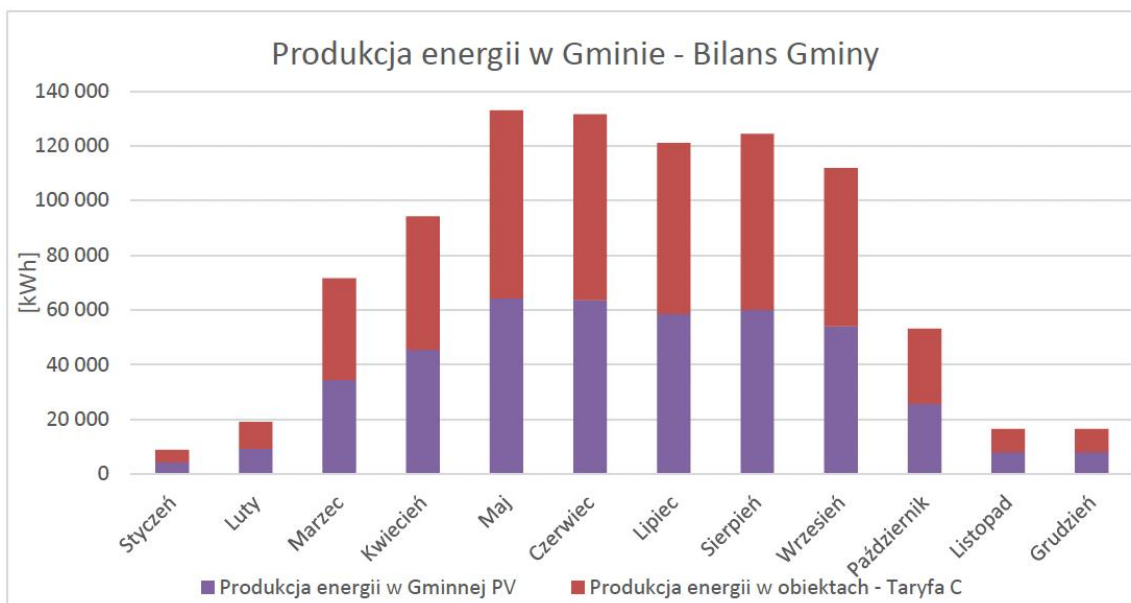


Wariant I – pokrycie zapotrzebowania z instalacji obiektowych i instalacji na wysypisku w Łążyńcu

Produkcja energii elektrycznej w gminie

BILANS ENERGII - Produkcja energii PV				
		Produkcja energii w obiektach - Taryfa C	Produkcja energii w gminnej PV	Łączna produkcja
Styczeń	[kWh]	4 565	4 258	8 823
Luty	[kWh]	9 882	9 217	19 099
Marzec	[kWh]	37 003	34 511	71 514
Kwiecień	[kWh]	48 741	45 459	94 200
Maj	[kWh]	68 839	64 204	133 043
Czerwiec	[kWh]	68 092	63 507	131 600
Lipiec	[kWh]	62 652	58 434	121 086
Sierpień	[kWh]	64 360	60 027	124 387
Wrzesień	[kWh]	57 906	54 007	111 913
Październik	[kWh]	27 480	25 630	53 110
Listopad	[kWh]	8 537	7962	16 499
Grudzień	[kWh]	8 539	7 964	16 503
Suma	[kWh]	466 597	435 181	901 778

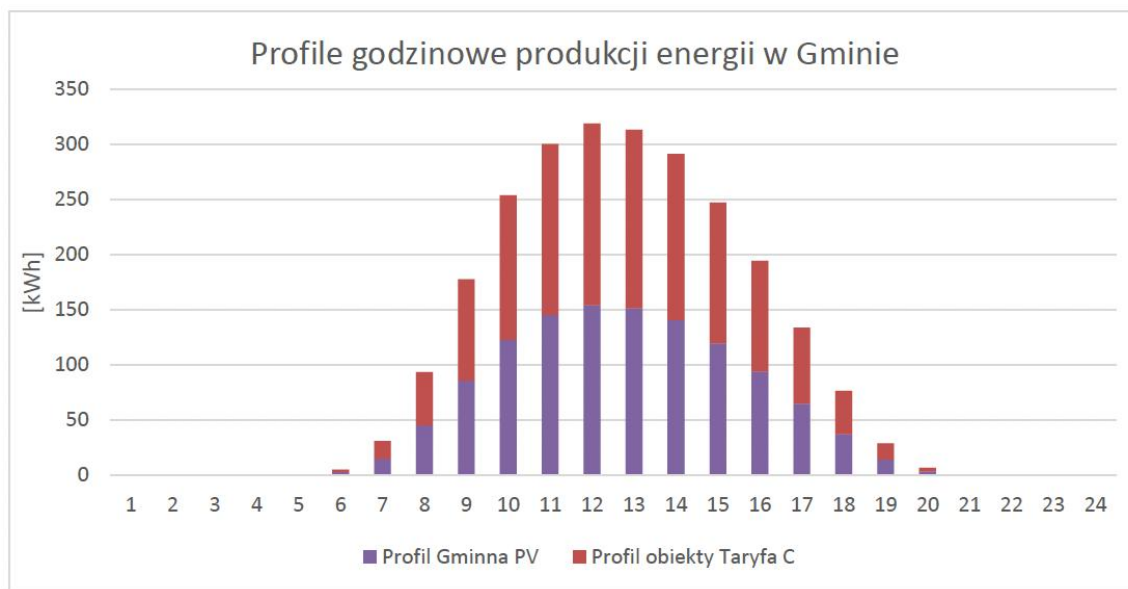
Na sumaryczną produkcję energii elektrycznej składają się elektrownie obiektowe, których produkcja roczna wynosi odpowiednio dla obiektów w taryfie C około 466 597 kWh natomiast w gminnej PV posadowionej na wyznaczonych gruntach około 435 181 kWh. Całkowita produkcja energii elektrycznej w gminie wynosi około 901 778 kWh.



Profile godzinowe energii - Produkcja energii PV

Godzina		Profil obiektu Taryfa C	Profil gminna PV	Profil godzinowy
00:00	[kWh]	0	0	0
01:00	[kWh]	0	0	0
02:00	[kWh]	0	0	0
03:00	[kWh]	0	0	0
04:00	[kWh]	0	0	0
05:00	[kWh]	2	2	5
06:00	[kWh]	16	15	31
07:00	[kWh]	48	45	93
08:00	[kWh]	92	86	177
09:00	[kWh]	131	122	254
10:00	[kWh]	155	145	300
11:00	[kWh]	165	154	319
12:00	[kWh]	162	151	313
13:00	[kWh]	151	140	291
14:00	[kWh]	128	119	247
15:00	[kWh]	101	94	194
16:00	[kWh]	69	64	134
17:00	[kWh]	40	37	76
18:00	[kWh]	15	14	29
19:00	[kWh]	3	3	6
20:00	[kWh]	0	0	0

21:00	[kWh]	0	0	0
22:00	[kWh]	0	0	0
23:00	[kWh]	0	0	0

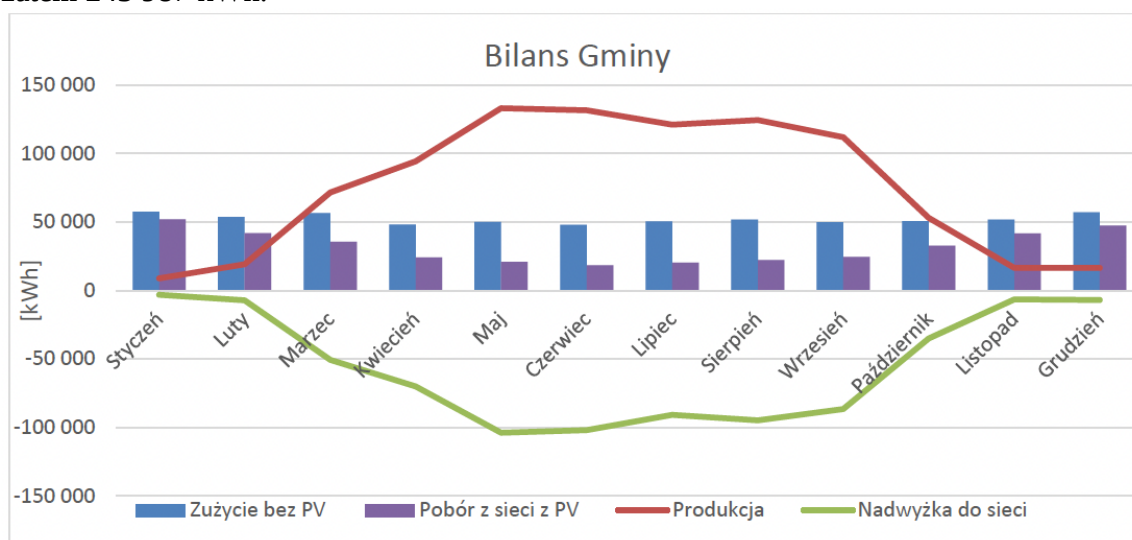


Bilans energetyczny Gminy Zławieś Wielka

BILANS ENERGII - TOTAL						
		Zużycie energii elektrycznej przez Obiekty (bez instalacji PV)	Ilość energii wyprodukowanej z instalacji PV	Ilość energii wprowadzona do sieci OSD z instalacji PV jako nadwyżka	Ilość energii pobranej z sieci OSD po montażu instalacji PV	Autokonsumpcja
Styczeń	[kWh]	57 478	8 823	-3 151	51 805	5 672
Luty	[kWh]	53 661	19 099	-7 254	41 816	11 845
Marzec	[kWh]	56 519	71 514	-50 557	35 562	20 957
Kwiecień	[kWh]	48 126	94 200	-70 105	24 031	24 095
Maj	[kWh]	50 090	133 043	-103 867	20 914	29 176
Czerwiec	[kWh]	47 969	131 600	-102 033	18 403	29 566
Lipiec	[kWh]	50 344	121 086	-90 903	20 161	30 183
Sierpień	[kWh]	51 765	124 387	-94 871	22 250	29 515
Wrzesień	[kWh]	49 885	111 913	-86 517	24 489	25 396
Październik	[kWh]	50 642	53 110	-35 165	32 697	17 945
Listopad	[kWh]	51 621	16 499	-6 473	41 594	10 026
Grudzień	[kWh]	56 996	16 503	-6 894	47 386	9 610
Suma	[kWh]	625 095	901 778	-657 791	381 108	243 987

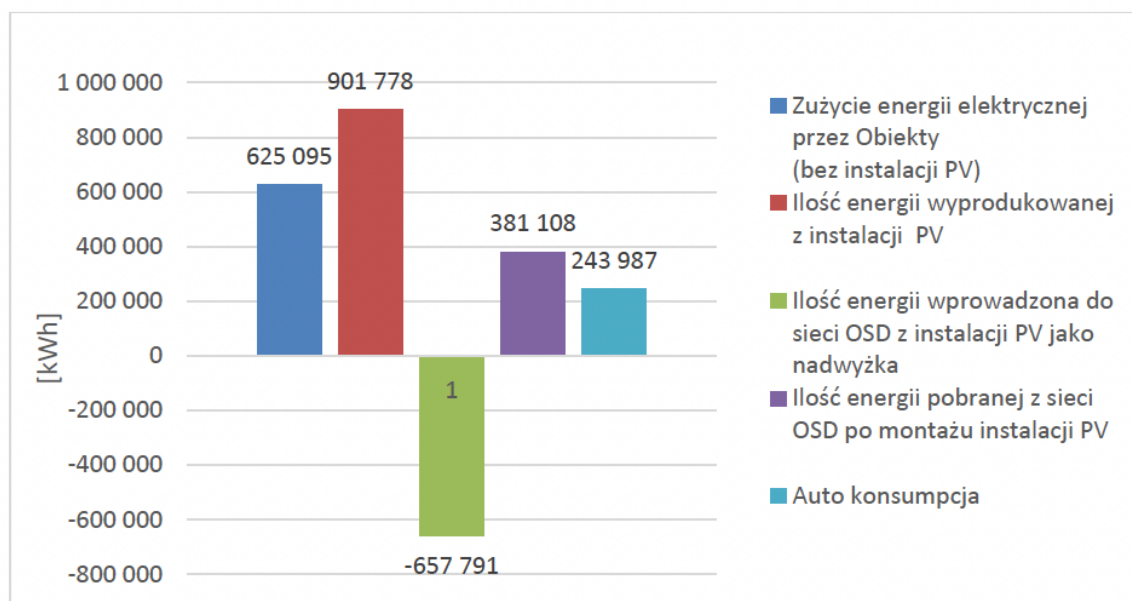
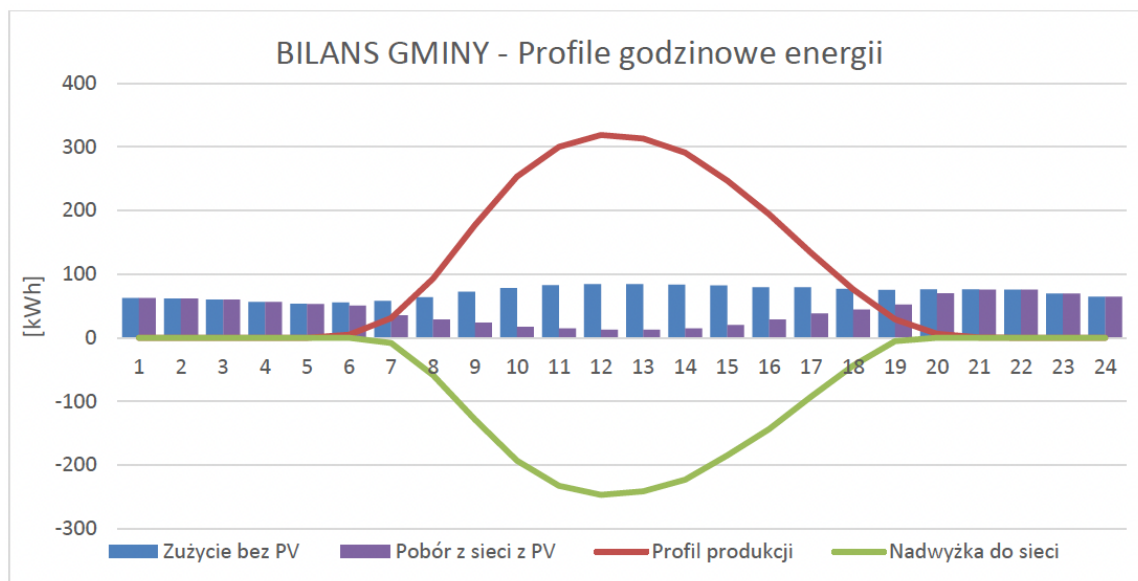
Roczne zużycie energii elektrycznej w obiektach gminy kształtuje się na poziomie 625 095 kWh, natomiast produkcja – zgodnie z założoną mocą instalacji – wynosi 901 778 kWh.

Nadwyżka wprowadzona do sieci OSD w godzinach szczytowych wynosi 657 791 kWh. Równocześnie obiekty pobiorą z sieci OSD w godzinach poza szczytowych 381 108 kWh. Poziom auto konsumpcji z instalacji dla obiektów w gminie Zławieś Wielka wyniesie zatem 243 987 kWh.



BILANS ENERGII - TOTAL (godzinowe)

Godzina		Zużycie energii	Produkcja energii	Nadwyżka wprowadzona do sieci OSD	Pobór z sieci OSD	Auto konsumpcja
00:00	[kWh]	63	0	0	63	0
01:00	[kWh]	61	0	0	61	0
02:00	[kWh]	60	0	0	60	0
03:00	[kWh]	56	0	0	56	0
04:00	[kWh]	53	0	0	53	0
05:00	[kWh]	56	5	0	51	5
06:00	[kWh]	58	31	-8	35	39
07:00	[kWh]	64	93	-59	29	152
08:00	[kWh]	73	177	-128	24	306
09:00	[kWh]	78	254	-193	18	447
10:00	[kWh]	83	300	-232	15	533
11:00	[kWh]	84	319	-247	13	566
12:00	[kWh]	85	313	-241	13	555
13:00	[kWh]	83	291	-223	15	514
14:00	[kWh]	83	247	-185	20	432
15:00	[kWh]	80	194	-143	29	338
16:00	[kWh]	79	134	-92	38	226
17:00	[kWh]	77	76	-44	44	120
18:00	[kWh]	75	29	-5	52	34
19:00	[kWh]	76	6	0	70	6
20:00	[kWh]	76	0	0	76	0
21:00	[kWh]	76	0	0	76	0
22:00	[kWh]	69	0	0	69	0
23:00	[kWh]	64	0	0	64	0



Obiekty gminy zużywają łącznie 625 095 kWh, produkcja energii z wybranych elektrowni zarówno tych na obiektach jak i dużych farmach gruntowych wyniesie 901 778 kWh, co pokryje roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną, a dodatkowo pozwoli uzyskać nadwyżkę produkowanej energii elektrycznej, która zostanie sprzedana na rynek energii i wygeneruje przychód finansowy dla gminy. Specyfika pracy instalacji fotowoltaicznej spowoduje, że obiekty z zainstalowanymi modułami PV mogą wprowadzać nadwyżkę do sieci. Łączna ilość energii, która zostanie wprowadzona do sieci OSD wyniesie 657 791 kWh, natomiast w godzinach w których elektrownie PV nie będą wytwarzały energii, z sieci OSD do obiektów zostanie pobrane 381 108 kWh

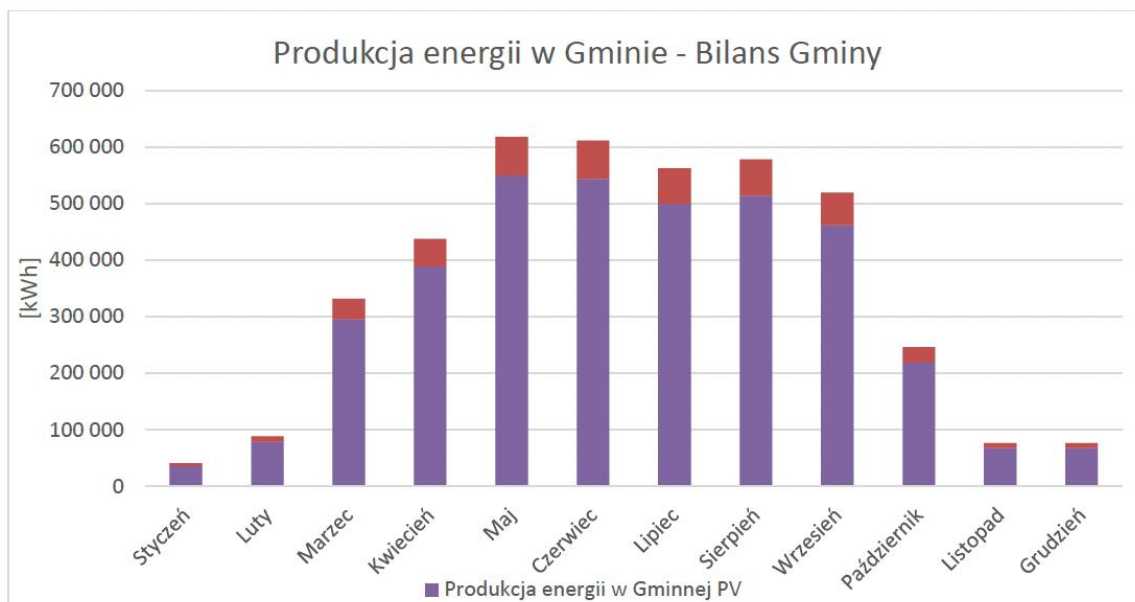
energii. Poziom auto konsumpcji tzn. sytuacja, w której energia wytworzona zostanie jednocześnie zużyta wyniesie 234 987 kWh energii.

BILANS ENERGII - TOTAL						
		Zużycie energii elektrycznej przez Obiekty (bez instalacji PV)	Ilość energii wyprodukowanej z instalacji PV	Ilość energii wprowadzona do sieci OSD z instalacji PV jako nadwyżka	Ilość energii pobranej z sieci OSD po montażu instalacji PV	Autokonsumpcja
Suma	[kWh]	625 095	901 778	-657 791	381 108	243 987

Wariant II – (PEŁNY) wykorzystanie wszystkich proponowanych w opracowaniu lokalizacji pod PV

BILANS ENERGII - Produkcja energii PV				
		Produkcja energii w obiektach - Taryfa C	Produkcja energii w gminnej PV	Łączna produkcja
Styczeń	[kWh]	4 565	36 422	40 987
Luty	[kWh]	9 882	78 840	88 722
Marzec	[kWh]	37 003	295 206	332 209
Kwiecień	[kWh]	48 741	388 853	437 595
Maj	[kWh]	68 839	549 192	618 031
Czerwiec	[kWh]	68 092	543 235	611 327
Lipiec	[kWh]	62 652	499 837	562 490
Sierpień	[kWh]	64 360	513 460	577 820
Wrzesień	[kWh]	57 906	461 971	519 877
Październik	[kWh]	27 480	219 234	246 714
Listopad	[kWh]	8 537	68108	76 645
Grudzień	[kWh]	8 539	68 125	76 664
Suma	[kWh]	466 597	3 722 482	4 189 080

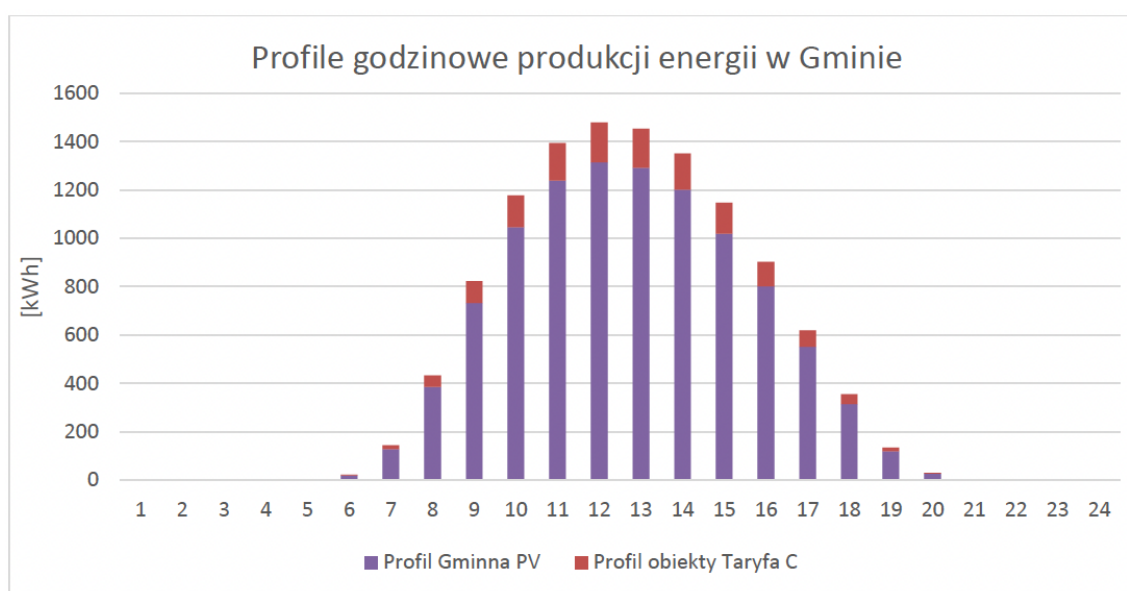
Na sumaryczną produkcję energii elektrycznej składają się elektrownie obiektowe, których produkcja roczna wynosi odpowiednio dla obiektów w taryfie C około 466 597 kWh natomiast w gminnej PV posadowionej na wyznaczonych gruntach około 3 722 482 kWh. Całkowita produkcja energii elektrycznej w gminie wynosi około 4 189 080 kWh.



Profile godzinowe energii - Produkcja energii PV

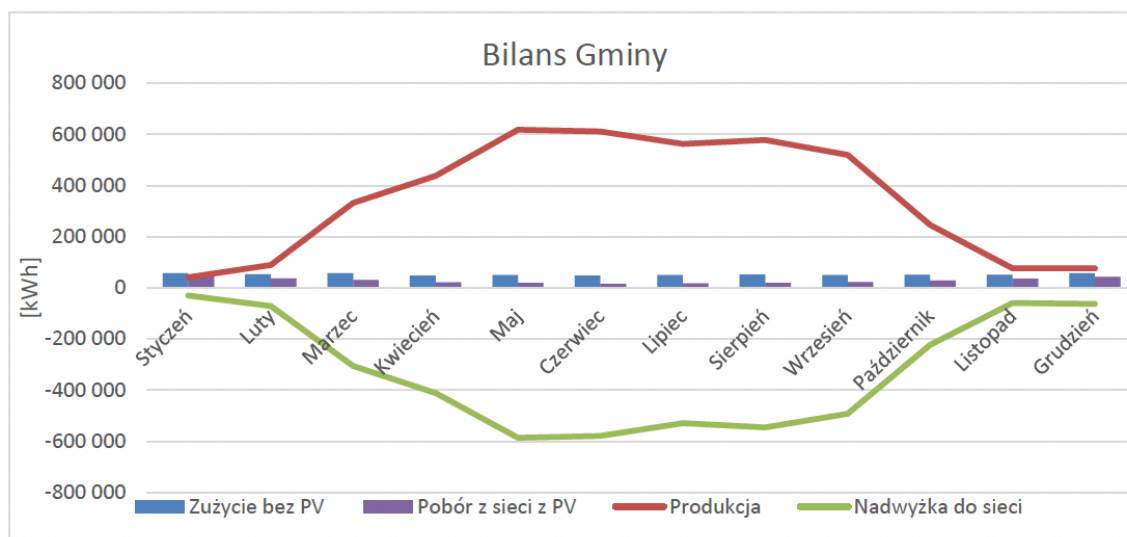
Godzina		Profil obiektu Taryfa C	Profil gminna PV	Profil godzinowy
00:00	[kWh]	0	0	0
01:00	[kWh]	0	0	0
02:00	[kWh]	0	0	0
03:00	[kWh]	0	0	0
04:00	[kWh]	0	1	1
05:00	[kWh]	2	20	22
06:00	[kWh]	16	128	144
07:00	[kWh]	48	385	433
08:00	[kWh]	92	732	824
09:00	[kWh]	131	1047	1178
10:00	[kWh]	155	1240	1395
11:00	[kWh]	165	1316	1481
12:00	[kWh]	162	1293	1455
13:00	[kWh]	151	1202	1352
14:00	[kWh]	128	1020	1148
15:00	[kWh]	101	802	903
16:00	[kWh]	69	552	621

17:00	[kWh]	40	315	355
18:00	[kWh]	15	119	134
19:00	[kWh]	3	27	30
20:00	[kWh]	0	2	2
21:00	[kWh]	0	0	0
22:00	[kWh]	0	0	0
23:00	[kWh]	0	0	0



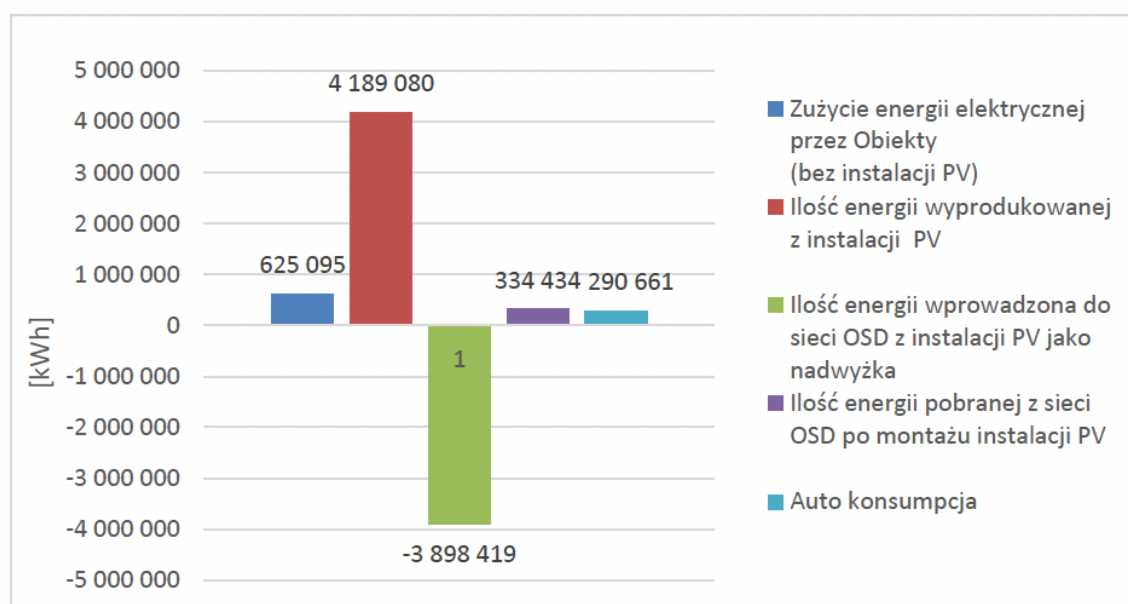
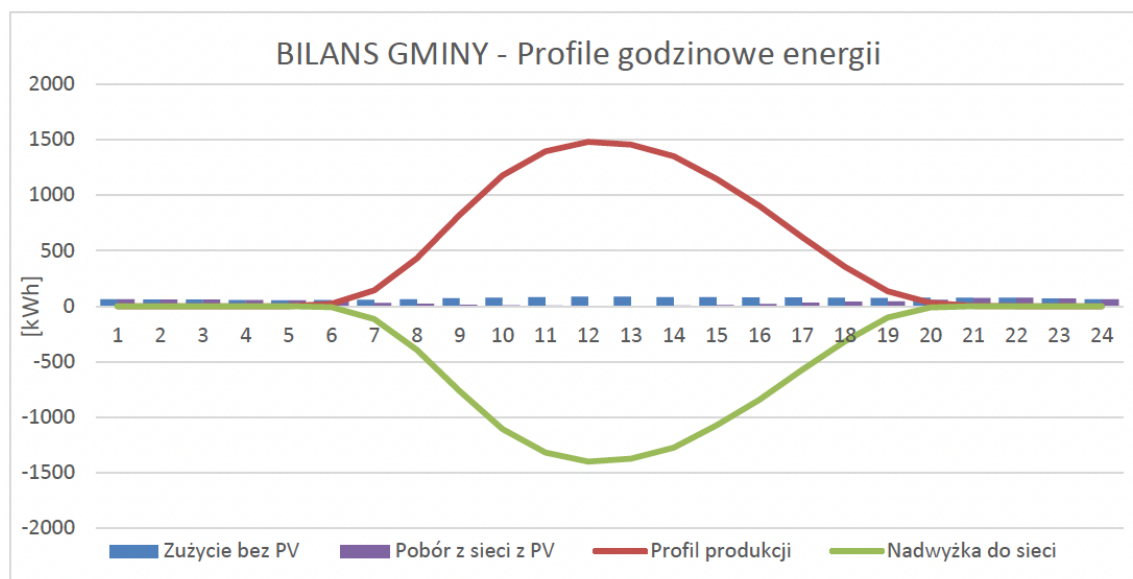
BILANS ENERGII - TOTAL						
		Zużycie energii elektrycznej przez Obiekty (bez instalacji PV)	Ilość energii wyprodukowanej z instalacji PV	Ilość energii wprowadzona do sieci OSD z instalacji PV jako nadwyżka	Ilość energii pobranej z sieci OSD po montażu instalacji PV	Autokonsumpcja
Styczeń	[kWh]	57 478	40 987	-30 305	46 795	10 682
Luty	[kWh]	53 661	88 722	-71 428	36 366	17 295
Marzec	[kWh]	56 519	332 209	-306 150	30 460	26 059
Kwiecień	[kWh]	48 126	437 595	-410 985	21 517	26 609
Maj	[kWh]	50 090	618 031	-586 421	18 480	31 610
Czerwiec	[kWh]	47 969	611 327	-579 255	15 898	32 072
Lipiec	[kWh]	50 344	562 490	-529 396	17 251	33 093
Sierpień	[kWh]	51 765	577 820	-545 586	19 531	32 234
Wrzesień	[kWh]	49 885	519 877	-492 095	22 104	27 782
Październik	[kWh]	50 642	246 714	-224 157	28 085	22 557
Listopad	[kWh]	51 621	76 645	-60 081	35 056	16 564
Grudzień	[kWh]	56 996	76664	-62559	42891	14 105
Suma	[kWh]	625 095	4 189 080	-3 898 419	334 434	290 661

Roczne zużycie energii elektrycznej w obiektach gminy kształtuje się na poziomie 625 095 kWh, natomiast produkcja – zgodnie z założoną mocą instalacji – wynosi 4 189 080 kWh. Nadwyżka wprowadzona do sieci OSD w godzinach szczytowych wynosi 3 898 419 kWh. Równocześnie obiekty pobiorą z sieci OSD w godzinach poza szczytowych 334 434 kWh. Poziom auto konsumpcji z instalacji dla obiektów w gminie Zławieś Wielka wyniesie zatem 290 661 kWh.



BILANS ENERGII - TOTAL (godzinowe)

Godzina		Zużycie energii	Produkcja energii	Nadwyżka wprowadzona do sieci OSD	Pobór z sieci OSD	Auto konsumpcja
00:00	[kWh]	63	0	0	63	0
01:00	[kWh]	61	0	0	61	0
02:00	[kWh]	60	0	0	60	0
03:00	[kWh]	56	0	0	56	0
04:00	[kWh]	53	1	0	53	1
05:00	[kWh]	56	22	-9	43	32
06:00	[kWh]	58	144	-116	30	260
07:00	[kWh]	64	433	-393	23	826
08:00	[kWh]	73	824	-765	13	1589
09:00	[kWh]	78	1178	-1108	8	2286
10:00	[kWh]	83	1395	-1318	5	2713
11:00	[kWh]	84	1481	-1400	4	2882
12:00	[kWh]	85	1455	-1374	4	2829
13:00	[kWh]	83	1352	-1274	5	2626
14:00	[kWh]	83	1148	-1075	10	2223
15:00	[kWh]	80	903	-843	20	1746
16:00	[kWh]	79	621	-574	33	1195
17:00	[kWh]	77	355	-318	40	672
18:00	[kWh]	75	134	-103	44	236
19:00	[kWh]	76	30	-11	57	41
20:00	[kWh]	76	2	0	74	2
21:00	[kWh]	76	0	0	76	0
22:00	[kWh]	69	0	0	69	0
23:00	[kWh]	64	0	0	64	0



Obiekty gminy zużywają łącznie 625 095 kWh, produkcja energii z wybranych elektrowni zarówno tych na obiektach jak i dużych farmach gruntowych wyniesie 4 189 080 kWh, co pokryje roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną, a dodatkowo pozwoli uzyskać bardzo dużą nadwyżkę produkowanej energii elektrycznej, która zostanie sprzedana na rynek energii i wygeneruje przychód finansowy dla gminy, który może stać się istotnym źródłem finansowania działań gminy. Specyfika pracy instalacji fotowoltaicznej spowoduje, że obiekty z zainstalowanymi modułami PV mogą wprowadzać nadwyżkę do sieci. Łączna ilość energii, która zostanie wprowadzona do sieci OSD wyniesie 3 898 419 kWh, natomiast w godzinach w których elektrownie PV nie będą wytwarzały 40

energii, z sieci OSD do obiektów zostanie pobrane 334 434 kWh energii. Poziom auto konsumpcji tzn. sytuacja, w której energia wytworzona zostanie jednocześnie zużyta wyniesie 290 661 kWh energii.

BILANS ENERGII - TOTAL						
		Zużycie energii elektrycznej przez Obiekty (bez instalacji PV)	Ilość energii wyprodukowanej z instalacji PV	Ilość energii wprowadzona do sieci OSD z instalacji PV jako nadwyżka	Ilość energii pobranej z sieci OSD po montażu instalacji PV	Autokonsumpcja
Suma	[kWh]	625 095	4 189 080	-3 898 419	334 434	290 661

4. Scenariusze rozwoju

Poniżej przedstawiono rozwinięty, „opisowy” obraz ścieżek rozwoju portfela PV dla gminy. Celem nie jest tylko podanie liczb, lecz przede wszystkim zarysowanie logiki decyzyjnej: jak przejść od szybkich, pewnych efektów na dachach i w Łążynie do skalowania mocy na działkach, a następnie – jeśli warunki sieciowe i formalne na to pozwolą – do budowy pełnego portfela z elementami elastyczności (magazyny energii, zarządzanie popytem). Za punkt startowy przyjmujemy dzisiejszy profil zużycia ok. 625 MWh/rok, potencjał obiektowy na poziomie ~401 kWp, możliwości gruntowe rzędu ~3,15 MWp oraz projektowaną farmę w Łążynie ~418 kWp. W ujęciu produkcyjnym oznacza to, że już w wariantcie umiarkowanym (dachy + Łążyn) możemy pokryć dzisiejsze potrzeby z rozsądną nadwyżką, a w wariantcie pełnym wejść w rolę aktywnego wytwórcy i uczestnika rynku energii.

Scenariusz S1: „Samowystarczalność obiektowa + Łążyn”

To najprostszy i najszybszy do wdrożenia krok. Łączymy instalacje dachowe na kluczowych obiektach – szkołach, ZUK-u i budynkach administracyjnych – z jedną, dobrze przygotowaną lokalizacją gruntową w Łążynie. W praktyce da to ~0,87 MWp mocy zainstalowanej i ~0,82–0,95 GWh energii rocznie. Największą wartością S1 jest bardzo dobre pokrycie czasowe: obiekty gminne pracują w dzień, a PV produkuje energię w tych samych godzinach, co winduje autokonsumpcję do poziomów 70–85% i przekłada się na szybkie, widoczne oszczędności rachunkowe. Technicznie scenariusz ten jest relatywnie „lekki”: większość prac sprowadza się do ekspertyz nośności, projektów wykonawczych, uzgodnień ppoż. i standardowej ścieżki przyłączeniowej dla Łążyna. Formalnie największą „kotwicą” czasową bywa PnB dla instalacji >50 kW oraz warunki/umowa przyłączeniowa dla farmy dlatego kluczowe jest wczesne wejście w dialog z OSD i kompletne wnioski. Finansowo S1 można opisać dotacją/pożyczką preferencyjną, a przy częściach dachowych również modelem ESCO. W horyzoncie 12–18 miesięcy S1 powinien doprowadzić gminę do >100% pokrycia rocznego zapotrzebowania, z minimalnym ryzykiem ograniczeń i dobrą „bankowością” całości.

Scenariusz S2: „Skalowanie bez ciężkiej OOS”

S2 to naturalne rozwinięcie S1: dokładamy dwie działki poniżej 1 ha (129/2 oraz 162/4), pozostając przy procedurach środowiskowych o mniejszej złożoności. Moc rośnie do ~1,72 MWp, a produkcja do ~1,63–1,90 GWh/rok. Na tym etapie pojawia się już zauważalna nadwyżka energii poza godzinami szczytu poboru w obiektach. By ta nadwyżka pracowała na korzyść gminy, warto przygotować model bilansowania lokalnego (np. w logice społeczności energetycznej) albo zawczasu rozpoznać PPA/CPPA z partnerem o stabilnym profilu odbioru. Z perspektywy sieci, S2 wymaga pewniejszego „otwarcia drzwi” po stronie SN: studium przyłączeniowe, realistyczne kosztorysy przyłącza i jeśli wariantowanie mocy lub etapowanie. Dobrą praktyką jest też wstępna analiza ograniczeń w GPZ i planów inwestycyjnych OSD – pozwala to ułożyć harmonogram w sposób, który nie „blokuje” późniejszych decyzji. S2, przy dobrze poprowadzonej ścieżce formalno-sieciowej, mieści się standardowo w 18–30 miesiącach od startu. Zyskujemy dwie rzeczy naraz: wyraźnie większą produkcję oraz wciąż relatywnie prostą dokumentację środowiskową, co ogranicza ryzyko poślizgów.

Scenariusz S3: „Pełny portfel”

S3 to wejście na ścieżkę ~4,02 MWp i ~3,8–4,4 GWh/rok produkcji. Zyskujemy status znaczącego wytwórcy energii, ale „w pakiecie” bierzemy odpowiedzialność za dwa trudniejsze wymiary projektu: sieć i środowisko. Działki powyżej 1 ha (76/8 i 388/389) dużo częściej „zahaczają” o pełniejsze procedury (w tym OOS i konsultacje społeczne), a po stronie sieci mogą wymagać modernizacji elementów stacyjnych albo dłuższych odcinków linii SN. Nie oznacza to, że S3 jest obciążony nieredukowalnym ryzykiem – oznacza natomiast, że konieczne są: bardzo wczesne i dobrze udokumentowane rozmowy z OSD, elastyczny harmonogram z buforami, a także etapowanie prac (np. podział na paczki EPC i rozruchy falowe). Ekonomicznie S3 wymaga przemyślanej polityki sprzedażowej PPA o odpowiednim tenorze i formule cenowej, które stabilizują przepływy pieniężne i pozwalają komfortowo domknąć finansowanie dłużne (DSCR). W tym scenariuszu warto również myśleć o magazynach energii na newralgicznych węzłach – nie jako celu samego w sobie, ale narzędziu obniżenia piku oddawania energii i poprawy „bankowalności” strumienia przychodów. Realistyczny horyzont wdrożeniowy to 24–36 miesięcy, z zastrzeżeniem, że to sieć i procedury środowiskowe będą dyktowały tempo.

Scenariusz S4: „Hybryda bilansująca”

S4 nie jest odrębną ścieżką mocy, lecz warstwą wartości, którą można dołożyć do S2 lub S3. W praktyce to połączenie magazynów krótko-dobowych (0,25–0,5 h), zarządzania popytem (DSM/DSR zwłaszcza w pompowniach wod-kan i HVAC) oraz, gdzie to racjonalne, źródeł sterowalnych (np. CHP/biogaz przy realnym zapleczu substratowym i odbiorze ciepła). Hybryda ma trzy cele: zwiększyć autokonsumpcję i tym samym efekty finansowe w obiektach, zmniejszyć ekspozycję na ograniczenia sieciowe (oddawanie w peaku), a na końcu – poprawić profil sprzedażowy energii i wiarygodność projekcji

finansowej. Żeby S4 zadziałał, trzeba zadbać o dane pomiarowe co najmniej w kroku 15-min, zszyć je z BMS/SCADA i zdefiniować algorytmy pracy, które są technicznie bezpieczne (np. dopuszczalne okna przesunięcia pracy pomp przy zadanych poziomach retencji).

Logika decyzyjna

Jeśli priorytetem są szybkie, mierzalne oszczędności i minimalne ryzyka, należy zacząć od S1. To wariant, który praktycznie zawsze „dowiezie” rezultaty w przewidywalnym czasie i który najłatwiej sfinansować z programów publicznych. Jeżeli gmina chce powiększyć produkcję i ma apetyt na umiarkowaną nadwyżkę energii bez wchodzenia w ciężką OOS, naturalnym kolejnym krokiem jest S2 – w wielu JST staje się on docelowym, bo łączy efekt skali z kontrolowaną złożonością formalną. S3 jest sensowny wtedy, gdy zdiagnozujemy realną przepustowość sieci i/lub dysponujemy odbiorcą na długoterminowe PPA; to scenariusz „przychodowy”, ale wymagający większej dyscypliny projektowej i finansowej. S4 warto traktować jako akcelerator wartości – niekiedy wdrażany punktowo już w S2 (np. magazyn przy wrażliwym PPE), a przy pełnym porcie S3 – jako standard, który stabilizuje profil i ryzyka.

Harmonogram z akcentami na ścieżki krytyczne

Zarówno w S1, jak i w S2 pierwsze trzy miesiące powinny być zogniskowane na ekspertyzach nośności, dopracowaniu layoutów, przygotowaniu dokumentacji do PnB dla instalacji >50 kW oraz – co absolutnie kluczowe – na wnioskach o warunki przyłączeniowe dla farm (Łążyn oraz działki <1 ha). W kolejnych kwartałach w S1 przechodzimy w stronę kontraktacji EPC i budów, podczas gdy w S2 równolegle domykamy decyzje środowiskowe i sieciowe. S3, z uwagi na możliwą OOS i modernizację sieci, naturalnie przesuwają się w czasie – planując go, trzeba od początku przyjąć, że sieć i środowisko definiują rytm, a projekt musi posiadać „bufory” czasowe i finansowe. S4 „wplata się” w te ścieżki wtedy, kiedy mamy już wiarygodny obraz profilu 8760 h i możemy zaprojektować pojemności magazynowe oraz reguły sterowania, które „nie gryzą się” z operacją obiektów.

Pomiar sukcesu

W S1 najważniejszym faktem będzie wzrost autokonsumpcji i spadek zakupów energii w godzinach dziennych – to da się policzyć miesiąc do miesiąca na podstawie faktur i danych z liczników. W S2 kluczowe jest, aby nadwyżka nie „uciekała” w przypadkowe oddawanie do sieci, tylko pracowała w bilansie lokalnym lub w kontrakcie sprzedażowym; tu dobrym „termometrem” staje się udział energii bilansowanej w nadwyżkach i brak redukcji (curtailmentu). W S3 patrzymy już na „dorosłe” metryki: zabezpieczenie sprzedaży (PPA/aukcje), koszty przyłącza względem planu i gotowość środowiskowa bez zaskoczeń. S4 ma swoją miarę w redukcji pików mocy, liczbie cykli magazynu oraz podniesieniu autokonsumpcji – to wskaźniki, które wpływają bezpośrednio na rachunek ekonomiczny.

Opis narracyjny ryzyk

Najczęstszym czynnikiem niepewności bywa sieć. Dlatego rekomenduję zawsze zaczynać od wczesnego, rzetelnego studium przyłączeniowego i prowadzić z OSD dialog oparty na realnych wariantach mocy i punktach przyłączenia. Drugim obszarem są procedury formalno-środowiskowe dobrze przygotowana KIP i plan konsultacji społecznych skracają ścieżkę i budują akceptację. Trzecim ryzykiem pozostają koszty i łańcuch dostaw tu działa standaryzacja EPC, pakietowanie zakupów, klauzule indeksacyjne i zdrowa rezerwa w HRF (10–15%). Po stronie operacyjnej najważniejsze jest nieprzekraczanie założeń konstrukcyjnych dachów oraz rozsądne obchodzenie się z zacienieniami i trasami kablowymi.

Finanse i modele kontraktowe

Na dachach i w Łążyńce wartość tworzy się przede wszystkim przez uniknięcie zakupu energii (autokonsumpcja) – to czyste OPEX-owe oszczędności. W miarę wzrostu portfela coraz większą rolę odgrywa sprzedaż: dla przewidywalności finansów dobrze jest mieć przynajmniej część wolumenu „pod parasolem” PPA/CPPA o odpowiedniej indeksacji. W programach publicznych (dotacje, pożyczki preferencyjne) kluczowa będzie spójna narracja KR/HRF oraz wykazanie mierzalnych rezultatów (kWh, tCO₂, koszt jednostkowy). W wariantach pełnym (S3) warto rozważyć wyodrębnienie SPV dla farm gruntowych – zwiększa to czytelność finansowania i upraszcza negocjacje z bankami.

Rekomendowana ścieżka dla gminy – pragmatycznie i etapami

Najbezpieczniej jest przyjąć sekwencję S1 → S2 → S4 (punktowo) → S3, gdzie każdy kolejny krok jest warunkowany twardymi danymi i decyzjami „gate”. Po S1 mamy już znaczące oszczędności i pełną kontrolę nad projektem; S2 powiększa skalę bez nadmiernej złożoności; elementy S4 dokładamy tam, gdzie przynoszą największy efekt (np. pompownie, węzły z ograniczeniami sieciowymi); a S3 realizujemy tylko wtedy, kiedy sieć i procedury naprawdę na to pozwalają i gdy mamy poukładany model sprzedaży.

5. Biogazownia jako źródło stabilizacji

Biogazownia rolnicza w układzie kogeneracyjnym (CHP) dostarcza dyspozycyjnej mocy i energii niezależnie od pogody, dzięki czemu kompensuje dobowe i sezonowe niedopasowanie profilu PV do zapotrzebowania (noc, zimą). W odróżnieniu od fotowoltaiki, która generuje nadwyżki w południe i niedobory nocą, zespół fermentor + magazyn biogazu + agregat CHP może sterować chwilową mocą w granicach dostępnego strumienia gazu i pojemności zbiornika, przenosząc produkcję na godziny o wyższych cenach (szczyty wieczorne/poranne). W najnowszym przeglądzie naukowym nt. tzw. *demand-driven biogas plants* (biogazowni sterowanych

popytem) dla Polski wskazuje się wprost, że takie instalacje są projektowane do pracy ze zwiększoną mocą w godzinach popytowych kosztem chwilowego magazynowania biogazu i okresowego podniesienia mocy elektrycznej jednostki CHP (nawet $\sim 2\times$ vs. moc nominalna w instalacjach liniowych). To podejście materialnie zwiększa wartość energii w portfelu zdominowanym przez PV.³⁰

W realiach rynkowych 2025 r. zróżnicowanie cen godzinowych sprzyja takiemu sterowaniu: RCeM (rynkowa miesięczna cena energii używana m.in. w net-bilingu) wynosiła 480 zł/MWh w styczniu, ale spadała do ~ 163 –217 zł/MWh wiosną – w okresie największej generacji PV (marzec–maj), aby następnie rosła latem. To jasny sygnał cenowy: przenosić produkcję z południa na godziny wieczorne/nocne, co biogazownia umożliwia, a PV nie.³¹

Wymiarowanie i parametry pracy – konfiguracja 1 MWe

W koncepcji gminy przyjęto biogazownię rolniczą 1 MWe w kogeneracji jako docelowy stabilizator portfela PV (4,0–4,2 GWh/rok). Wartości referencyjne z materiałów gminnych: CAPEX 13–15 mln zł/MWe i roczny zysk 2–3 mln zł przy pracy $\sim 8\,000$ h/rok (bazeload), co odpowiada $\sim 7,5$ –8,0 GWh_e/rok energii elektrycznej oraz porównywalnemu wolumenowi ciepła użytkowego. Te liczby są spójne z praktyką rynkową dla nowoczesnych, wysokosprawnych CHP na biogaz.³²

Należy mieć świadomość, że publikacje branżowe pokazują szersze widełki CAPEX – do ~ 30 mln zł/MWe dla obiektów o rozbudowanej infrastrukturze (magazyny substratów, pełny układ emisji zapachów, rozbudowane węzły cieplne). Różnice wynikają z zakresu EPC (engineered, procured, constructed), doboru technologii i otoczenia infrastrukturalnego. Dlatego na etapie FS zaleca się przyjęcie wariantowania CAPEX (np. 13–15–20–30 mln zł/MWe) oraz powiązanie zakresu rzeczowego z założonym modelem przychodowym (energia/rynek mocy/ciepło/odpady).³³

Przeliczenie produkcji (horyzont bazowy):

1 MWe $\times$ 8 000 h/rok = 8,0 GWh_e/rok (elektrycznie) – wartości zgodne z założeniami gminy (7,5–8,0 GWh_e/rok). Ciepło z CHP (przy elektrycznej sprawności rzędu 38–42%) zapewnia porównywalny wolumen energii cieplnej do zagospodarowania lokalnie (sieci niskoparametrowe, suszarnie, obiekty publiczne).

Sterowalność: w modelu *demand-driven* stosuje się zbiorniki buforowe biogazu (gas holders) do kilku godzin równoważnika produkcji, co umożliwia podniesienie chwilowej mocy CHP (np. wieczorem) i zredukowanie pracy w południe przy niskich cenach. Standardowo agregaty 1 MWe zachowują się dobrze w szerokim paśmie obciążenia (np.

³⁰ <https://www.mdpi.com/2227-9717/13/8/2369>

³¹ <https://www.pse.pl/oire/rcem-rynkowa-miesieczna-cena-energii-elektrycznej>

³² <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/wytworcy-energii-w-male/2138,Rejestr-wytworcow-energii-w-malej-instalacji.html>

³³ <https://www.tygodnik-rolniczy.pl/pieniadze/oze/ile-kosztuje-budowa-biogazowni-rolniczej-wiatrakow-i-paneli-fotowoltaicznych-o-mocy-1-mw-2500421>

50–100% P_n) przy zachowaniu parametrów emisji i trwałości – co potwierdza literatura techniczna i studia przypadków.³⁴

Interfejs z rynkiem energii – bilansowanie, 15-min i rynek mocy

Od połowy 2024 r. i w 2025 r. operator i regulator wdrożyli istotne reformy rynku bilansującego (WDB): okresy rozliczeń 15-min, aktywizacja zasobów nJWCD (niepodlegających centralnemu dysponowaniu), dopuszczenie magazynów i DSR, oraz ścieżka integracji z europejskimi platformami rezerw aFRR/mFRR (z harmonogramem kolejnych kroków). Dla biogazowni oznacza to realną możliwość usług bilansujących i lepszego „wpięcia” w 15-min profil cenowo-popytowy portfela VPP.³⁵

Drugi filar to rynek mocy – w aukcji uzupełniającej dla II połowy 2025 r. cena zamknięcia wyniosła 431 zł/kW/rok (pułap maksymalny). Dla jednostki 1 MWe przekłada się to na ~431 tys. zł/rok dodatkowego, stabilnego przychodu (po spełnieniu kryteriów uczestnictwa i testów gotowości). Ten strumień istotnie poprawia bankowalność projektu i odporność na wahania cen energii.³⁶

Synergia z PV i siecią

Regulator dopuścił i promuje cable pooling (współdzielenie przyłącza) jako środek „odblokowania” przyłączy OZE. Z punktu widzenia bilansu gminy zestaw PV + CHP w jednym węźle SN ma uzupełniający profil generacji (PV – dzień, CHP – wieczór/noc), dzięki czemu zmniejsza ryzyko ograniczeń dziennych (curtailment PV) i zwiększa godzinową wartość portfela (więcej kWh w godzinach wartościowych). To ważne w kontekście rosnącej liczby odmów/ograniczeń przyłączeniowych raportowanych przez URE i media branżowe.³⁷

Model przychodowy 1 MWe – energia, moc, ciepło, gospodarka odpadami

Strumienie wartości dla biogazowni 1 MWe w gminie:

Energia elektryczna: $7,5\text{--}8,0 \text{ GWh}_e/\text{rok} \times (\text{cena sprzedaży wg strategii: RDN/RCE|RCEm|PPA})$. Zmienność RCEm w 2025 r. ($480 \rightarrow 136 \text{ zł/MWh}$) pokazuje sens arbitrażu godzinowego: produkować w oknach wysokich cen (np. zimą/wieczorami),

³⁴ chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.epa.gov/sites/default/files/2015-07/documents/biomass_combined_heat_and_power_catalog_of_technologies_7._representative_biomass_chp_system_cost_and_performance_profiles.pdf

³⁵ <https://www.pse.pl/-/komunikat-dotyczacy-zmian-nr-2-2025-wdb>

³⁶ <https://www.gkpge.pl/dla-inwestorow/raporty-biezace/publikacja-wstepnych-wynikow-aukcji-uzupelniajacej-rynku-mocy-na-okres-dostaw-od-1-lipca-do-31-grudnia-2025-roku>

³⁷ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/11817,Przylaczenie-OZE-do-sieci-i-cable-pooling-stanowisko-Prezesa-Urzedu-Regulacji-En.html>

ograniczać pracę w południe wiosną (gdy cena spada). W praktyce w VPP operujemy ceną godzinową RCE, a RCEm traktujemy jako wskaźnik trendu sezonowego.³⁸

Rynek mocy: ~431 tys. zł/rok przy 1 MWe (aukcje uzupełniające 2025).³⁹

Ciepło: sprzedaż do lokalnych odbiorców (sieci nN/średnioparametrowe, obiekty gminne, suszarnie); rozliczenia kontraktowe (GJ/MWh_{th}) – wolumen ciepła porównywalny z energią elektryczną. (Wartość zależna od lokalnego łańcucha odbioru; uwzględnić inwestycje towarzyszące po stronie odbiorców).

Opłaty za zagospodarowanie substratów/odpadów (jeśli dotyczy) oraz nawóz pofermentacyjny. Są korzyści głównie po stronie rolników (zamknięty obieg materii). (Parametry ekonomiczne lokalnie zmienne; potwierdzane w FS/umowach).⁴⁰

Program „Energia dla Wsi” (NFOŚiGW, Fundusz Modernizacyjny) przewiduje dotacje do 45–65% kosztów kwalifikowanych dla biogazowni (w zależności od beneficjenta) oraz pożyczki do 100% kosztów. Aktualny nabór 03.02–19.12.2025, budżet w naborze 1 mld zł, a łączny program – 3 mld zł do 2030 r. Dodatkowo dostępne są linie FM na magazyny energii (4,15 mld zł; dofinansowanie dotacyjne do 45%, pożyczki do 100%) – przydatne, jeśli gmina rozważy BESS jako uzupełnienie elastyczności portfela.⁴¹

Regulacje i przyłączenie – MIOZE/koncesja, WZ/OOŚ, wymagania rynkowe

- Reżim prawny mocy: 50 kW < mała instalacja ≤ 1 MW – wpis do MIOZE (Prezes URE). Powyżej 1 MW – koncesja na wytwarzanie. Biogazownia 1 MWe znajdzie się na progu koncesyjnym (praktycznie: koncesja), co należy uwzględnić w harmonogramie formalnym.
- WDB/rynek bilansujący: 15-min okresy rozliczeń, aktywizacja nJWCD/DSR/BESS – biogazownia może uczestniczyć w procesach planowania pracy i usług bilansujących (po spełnieniu kryteriów technicznych i telemetrii).
- Cable pooling i przyłączenia: regulator wskazuje dopuszczalność praktyk współdzielenia przyłącza i zastrzega kryteria odmów „z braku warunków technicznych” – ważne w projektach PV + CHP na jednym węźle.

Substraty i logistyka

Dobór substratów determinuje produkcję metanu, CAPEX (technologia *wet* vs. *dry*, podawanie) i OPEX (zakupy, transport, magazynowanie). W praktyce polskiej miks to zwykle gnojowice/oborniki + kiszonka kukurydzy/trawy + odpady przetwórstwa.

³⁸ <https://www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/20320038/cena-energii-od-prosumentow-w-net-billingu-nieznacznie-wzrosla>

³⁹ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/12697,Rynek-energii-elektrycznej-Prezes-URE-oglasza-ostateczne-wyniki-aukcji-uzupelnia.html>

⁴⁰ <https://magazynbiomasa.pl/pobierz-raport-biogaz-i-biometan-w-polsce-2024/>

⁴¹ <https://agroprofil.pl/wiadomosci/nabor-energia-dla-wsi-2025-zasady-terminy-kwoty/>

Wydajności metanowe różnią się znacząco (np. kiszonka kukurydzy – nawet $\sim 200 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{t s.m.}$, gnojowice – wielokrotnie mniej na tonę świeżej masy), co przekłada się na koszty jednostkowe 1 m^3 biogazu i stabilność procesu kofermentacji. Dlatego w FS stosuje się wariantowanie miksu z kalkulatorem wydajności i kosztu jednostkowego.⁴²

Heurystyka projektowa (orientacyjna) dla 1 MWe : $\sim 2,5\text{--}3,5 \text{ tys. Nm}^3$ biogazu/h (w zależności od sprawności i składu), co rocznie daje $\sim 20\text{--}28 \text{ mln Nm}^3$ biogazu dla $8\,000 \text{ h}$ pracy. Realne wartości zależą od zawartości CH_4 w biogazie, sprawności CHP i miksu substratowego; należy je zweryfikować w studium wykonalności i próbach laboratoryjnych. (Do wstępnych analiz pomocne są kalkulatory branżowe; FS musi używać danych empirycznych i kart materiałowych dostawców).⁴³

Uwaga o potencjale krajowym: raporty o biogazie/biometanie wskazują na bardzo duże zasoby w Polsce ($\text{mld m}^3/\text{rok}$), z których wykorzystujemy ułamek; stąd priorytetowe wsparcie regulacyjne i finansowe dla biomasy/biogazu – co wzmacnia otoczenie projektów gminnych.⁴⁴

Integracja w VPP i z magazynami – „płynna” autokonsumpcja, arbitraż i usługi

W gminnym modelu VPP (wirtualna elektrownia) wszystkie PPE są rozliczane godzinowo przez jednego POB, co umożliwia optymalizację harmonogramu CHP wobec PV:

- Dzień (niska cena, wysoka PV): redukcja obciążenia CHP, ładowanie zbiornika biogazu (i ewentualnie BESS, jeśli jest).
- Wieczór/noc (wyższa cena, niski popyt na sieci lokalnej): podwyższenie mocy CHP (granice: emisje, trwałość, zawartość CH_4 , zapas gazu) i/lub rozładowanie BESS. Takie prowadzenie bloku podnosi udział autokonsumpcji w budynkach gminnych (wspartych BMS/DSM) i monetyzuje nadwyżkę w „lepszych” godzinach (a nie w południowych dołkach RCEm). Z punktu widzenia rynku bilansującego – 15-min produkty i nowa struktura WDB lepiej wynagradzają użyteczną elastyczność.⁴⁵

Magazyny energii (BESS) finansowane z FM (budżet $4,15 \text{ mld zł}$, dotacje do 45%) służą tu jako użytkowy bufor: skracają zakupy nocne w godzinach droższych i ograniczają ewentualny dzienny eksport PV po niskiej cenie. W połączeniu z CHP tworzą hybrydę bilansującą na poziomie gminy.⁴⁶

⁴² chrome-

extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://ieo.pl/dokumenty/biogazinwest/przyklady_obliczeni_owe_Biogaz_Inwest_gnojowica_kiszonka.pdf

⁴³ <https://biogas-system.com/kalkulator-biogazu/>

⁴⁴ <https://magazynbiomasa.pl/pobierz-raport-biogaz-i-biometan-w-polsce-2024/>

⁴⁵ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/11325,Rynek-energii-elektrycznej-Prezes-URE-zatwierdzil-Warunki-Dotyczace-Bilansowania.html>

⁴⁶ <https://www.gov.pl/web/nfosiaw/rusza-nabor-wnioskow-na-dofinansowanie-magazynow-energii-z-budzetem-4-mld-zl>

Środowisko i akceptacja społeczna – emisje, zapachy, poferment

Biogazownia zamyka obieg materii organicznej: metan z gnojowic/odpadów zostaje ujęty w procesie (zamiast ulatniać się do atmosfery), a poferment pełni rolę wartościowego nawozu. Kluczem akceptacji jest dobór technologii hermetyzacji, biofiltracji, logistyki substratów i transparentna komunikacja. Raporty i analizy branżowe podkreślają, że prawidłowo zaprojektowane instalacje nie muszą rodzić uciążliwości zapachowych – a dodatkowo poprawiają lokalny bilans nawozowy.

VIII. Finansowanie i wdrożenie

Źródła finansowania (dotacje, PPP, pożyczki)

Dotacje bezzwrotne – filary i zastosowanie

KPO – Inwestycja B2.2.2 „Instalacje OZE realizowane przez społeczności energetyczne”

- Zakres: wsparcie przedinwestycyjne (konceptje, studia, dokumentacja) i inwestycyjne (wdrożenia w gotowych społecznościach: klastry, spółdzielnie, prosumenci zbiorowi/wirtualni).
- Status i ramy: MKiŚ prowadzi program dedykowany społecznościom; w 2025 r. ogłoszono wyniki dla części inwestycyjnej; część regulacyjną doprecyzowano rozporządzeniem MRiT z 26.06.2024 (implementacja nowego rozporządzenia de minimis 2023/2831). Budżet B2.2.2 na poziomie ~845 mln zł.
- Znaczenie praktyczne: finansuje m.in. przygotowanie i wdrożenia w logice VPP, agregacji i rozwiązań zwiększających elastyczność lokalną (OZE+BESS+DSM).
- Uwaga formalna: należy pamiętać o reżimach pomocy publicznej/de minimis oraz harmonogramie kwalifikowalności wydatków w KPO.

FEnIKS 2021–2027 (krajowy program UE)

- Zakres OZE/Efektywność: budowa/rozbudowa instalacji OZE (w tym biogaz/biometan, kogeneracja), magazyny energii przy OZE, przyłącza; równoległe projekty efektywności energetycznej w budynkach i procesach. Nabory ogłaszane centralnie (NFOŚiGW – instytucja wdrażająca) oraz w programach regionalnych (FE wojewódzkie).

Przykładowe nabory i parametry:

- „Rozwój OZE” – finansowanie biogazu/biometanu + magazyny + przyłączenia; formy wsparcia: dotacje + pożyczki preferencyjne; łączna pula w ogłoszeniu 08/2024: ~376 mln zł (EFRR + środki krajowe).
- Zapowiedziane kolejne nabory na przełomie 2025/2026; przewidziane wsparcie m.in. dla OZE (PV/biogaz/biometan) i magazynów energii – jako dotacja + pożyczka preferencyjna (z możliwością częściowego umorzenia).

(NFOŚiGW – Fundusz Modernizacyjny (FM) – „Magazyny energii elektrycznej”

- Zakres: duże BESS ≥ 2 MW i ≥ 4 MWh (+przyłącza i IT), cel: stabilizacja KSE.
- Forma i intensywność: dotacje do 45% + pożyczki preferencyjne do 100% kosztów kwalifikowanych (budżet 4,15 mld zł, nabór Q2 2025).
- Zastosowanie: centralne BESS (węzłowo) – dla gmin z dużymi portfelami PV/CHP; wymagania mocy/pojemności należy zweryfikować z profilem portfela i warunkami przyłączenia.

Program „Energia dla Wsi” (NFOŚiGW/FM) – dla rolników i spółdzielni energetycznych

- Zakres: PV, wiatr, biogazownie rolnicze (kogeneracja) 10 kW–1 MW, magazyny energii (jako komponent projektu).
- Forma i poziom: dotacje do 45–65% + pożyczki do 100% (w zależności od typu beneficjenta i projektu); nabór 03.02–19.12.2025 (budżet naboru 1 mld zł, łączny program 3 mld zł).
- Zastosowanie praktyczne: jeżeli gminny projekt biogazowni będzie realizowany przez spółdzielnię energetyczną lub inny uprawniony podmiot wiejski (członkowie SE), możliwe jest znaczące domknięcie CAPEX dotacją.

W montażu kapitału warto różnicować strumienie – np. dotacja FEnIKS dla biogazu (jeżeli beneficjentem jest przedsiębiorstwo komunalne), Energia dla Wsi dla spółdzielni energetycznej (biogaz + BESS integralnie), a FM dla dużych, węzłowych BESS. Wymaga to precyzyjnego ustalenia roli i statusu beneficjenta w strukturze społeczności (JST/spółka komunalna/spółdzielnia/partner PPP).

Pożyczki preferencyjne i instrumenty gwarancyjne

Pożyczki NFOŚiGW/FEnIKS (krajowe i regionalne)

- Formy: pożyczki preferencyjne (z możliwością częściowego umorzenia) i pożyczki na warunkach rynkowych; często łączone z dotacją (jako mix instrumentów). Dla przedsiębiorstw – linie „Rozwój OZE” i „Efektywność energetyczna”. Dla JST – analogiczne linie dostępne w programach regionalnych (FE województw).

Przykłady regionalne (BGK jako operator IF):

- Świętokrzyskie: „Pożyczka na OZE” dla JST i podmiotów publicznych – oprocentowanie od 0%, okres do 7 lat, karencja do 12 mies., możliwość umorzenia do 30% (w tym bonusy za magazyny energii i działania zielono-niebieskie); limity mocy dla biogazu $\leq 0,5$ MWe/MWth (demarkacja).

- Opolskie: „Pożyczka z dotacją – OZE i energetyka” dla JST – montaż mieszany (IF + grant), dedykowany m.in. społecznościom energetycznym; parametry i kryteria publikowane przez operatora regionalnego.

Gwarancje InvestEU (EFI/EBI) – kredyty z obniżonym ryzykiem

- BOŚ + EFI (listopad 2024): uruchomienie kredytów inwestycyjnych z „Zrównoważoną Gwarancją InvestEU” – zabezpieczenie 30–70% kwoty kredytu, tenor do 15 lat, kwota do 7,5 mln EUR, gwarancja bezpłatna dla klienta. Zastosowanie: OZE, magazyny energii, projekty GOZ (efekt: niższa marża, łatwiejszy dostęp do długu). To pierwszy w PL pakiet InvestEU w całości ukierunkowany na zielone projekty MŚP i small mid-caps.
- Znaczenie dla JST/spółek komunalnych: choć oferta jest adresowana przede wszystkim do przedsiębiorców, spółki komunalne i wehikuły SPV (np. dla farm PV/CHP) mogą korzystać z finansowania z gwarancją InvestEU, poprawiając DSCR i bankowalność projektu. BGK równolegle oferuje instrumenty InvestEU (ramowe informacje o gwarancji).

Doradztwo i przygotowanie projektów – grant ELENA (EBI)

- Co finansuje: do 90% kosztów przygotowawczych (audyt, FS, projekt, OOS, dokumentacja przetargowa) dla programów inwestycyjnych ≥ 30 mln EUR (EE/OZE w budynkach, ciepłownictwo, oświetlenie, smart grids; transport zrównoważony).
- Znaczenie: pokrywa ciężką część pre-CAPEX, obniża koszty transakcyjne i przyspiesza bankowalność; w Polsce ELENA wdrażana m.in. przez BOŚ (dedykowane programy dla JST, spółdzielni, wspólnot).

PPP / EPC/ESCO – przeniesienie CAPEX do sektora prywatnego (z możliwością hybrydy z UE)

Model PPP

- Istota: podmiot prywatny finansuje, projektuje, buduje i eksploatuje aktywa (np. biogazownia 1 MWe), a podmiot publiczny (gmina/spółka komunalna) wynagradza go opłatą za dostępność i/lub zakupem mediów/usług (energia, ciepło, odpady, elastyczność).
- Wytyczne MFIPR 3.0 (2024): kompletna ścieżka przygotowania, podział ryzyk, mechanizmy wynagradzania, formuła hybrydowa (PPP + środki UE) – dla projektów, gdzie dotacja redukuje CAPEX, a PPP zapewnia efektywność O&M i gwarantowaną dostępność.

Zastosowanie dla gminy

- Biogazownia jako anchor asset: w PPP prywatny partner bierze na siebie CAPEX/ryzyko budowy, zapewnia paliwo/łańcuch substratów (lub kontraktuje z gminą/rolnikami), gwarantuje parametry CHP (elastyczność godzinowa vs. PV), a strona publiczna kontraktuje ciepło/energię/usługi oraz – w razie potrzeby – opłatę za dostępność.
- Hybryda z UE: możliwe łączenie dotacji (np. FEnIKS/„Energia dla Wsi” przy spełnieniu warunków kwalifikowalności i pomocy publicznej) z PPP (uwaga: rozdział strumieni i test pomocy publicznej).

EPC/ESCO (oświetlenie, BMS, termomodernizacja)

- Projekty EE (LED, BMS, modernizacje) można realizować w formule **EPC/ESCO** – prywatny partner finansuje i odzyskuje nakłady z **gwarantowanych oszczędności** (niekiedy łączone z grantem UE – **formuła hybrydowa**).

Przychody „quasi-wsparciowe” – istotne dla bankowalności (choć nie są dotacją)

Rynek mocy (obowiązek mocy)

- W aukcji uzupełniającej 2025 H2 cena zamknięcia wyniosła 431 zł/kW/rok (pułap maksymalny). Dla jednostki 1 MWe CHP przekłada się to na ~431 tys. zł/rok stabilnego przychodu (obok sprzedaży energii/ciepła). Ten strumień poprawia profil DSCR i jest często brany przez banki jako „semi-kontraktowy” komponent przychodowy.

Uwaga: choć to nie jest „źródło finansowania” w sensie bezzwrotnym/dłużnym, rynek mocy istotnie zwiększa zdolność kredytową projektu CHP (biogaz), a więc ułatwia dostęp do kredytu/leasingu i obniża koszt kapitału.

Kompatybilność regulacyjna i formalna (klucz do kwalifikowalności)

- **Reżim wytwórcy:** instalacje $50 \text{ kW} < \text{MI OZE} \leq 1 \text{ MW}$ wymagają wpisu do MIOZE; powyżej 1 MW – **koncesja** na wytwarzanie energii. Dla biogazowni 1 MWe należy przewidzieć **koncesję** i okres na postępowanie przed URE.
- **Pomoc publiczna/de minimis:** w KPO B2.2.2 zastosowano nowy reżim **de minimis 2023/2831**; przy **PPP/hybrydzie** konieczne jest testowanie mechanizmów wynagradzania i rozdziału kosztów kwalifikowanych (dotacja nie może subsydiować wynagrodzenia operatora PPP poza zasadami).
- **Przyłączenie/cable-pooling:** z uwagi na liczne odmowy przyłączy, regulator rekomenduje **optymalizację przyłączy** i **cable pooling** – to zwiększa „bankowalność” montażu dla PV+CHP+BESS (mniej ryzyka curtailmentu).

Przykłady montażu kapitału (warianty referencyjne)

PV gruntowe 3,6 MWp (CAPEX ~12,9 mln zł)

- Dotacja FEnIKS (Rozwój OZE): 30–45% (zależnie od konkursu/regionu)
- Pożyczka preferencyjna: 35–50% (częściowo z możliwością umorzenia)
- Wkład własny: 10–20% (gotówka/SPV)
- Uzupełnienie: kredyt inwestycyjny z gwarancją InvestEU (jeśli pożyczka preferencyjna niewystarczająca / dla części komercyjnej portfela).

Biogazownia 1 MWe (CAPEX referencyjny z materiałów gminy: 22,9 mln zł – zakres rozbudowany)

- Dotacja „Energia dla Wsi” (spółdzielnia energetyczna/członkowie): 45–65%
- Pożyczka preferencyjna (NFOŚiGW/FE regionalne) lub kredyt z gwarancją InvestEU: 35–55%
- Przychody stabilizujące: rynek mocy ~431 tys. zł/rok (po wejściu do obowiązku mocowego) + sprzedaż ciepła/energii (częściowo w PPA).
- Zabezpieczenie dokumentacyjne: długoterminowe umowy substratowe i odbioru ciepła (warunek bankowości).

BESS centralny 5 MW/10 MWh (przykład)

- Dotacja FM (Magazyny energii): do 45%, pożyczka preferencyjna do 100%
- Alternatywa: FEnIKS (gdy BESS przy źródle OZE i spełnia kryteria konkursu)
- Przychody: arbitraż cenowy + usługi bilansujące (po wdrożeniu WDB 15-min i warunków udziału) – wpływ nie na CAPEX, lecz na zdolność obsługi długu (DSCR).

Uwaga: kwoty i intensywności są zależne od typu beneficjenta, lokalizacji, limitów konkursu, mapy pomocy i kwalifikowalności VAT. Zawsze weryfikujemy szczegółowe wytyczne naboru i przygotowujemy matrycę zgodności (beneficjent/zakres/parametry).

Kolejność działań („gantt finansowo-formalny”)

- 1) Pre-CAPEX/ELENA – wnioskujemy o grant TA do 90% kosztów przygotowania (FS, projekty, OOS, PFU, dokumentacja przetargowa PPP/EPC).
- 2) Warunki przyłączenia + cable-pooling – formalnie zabezpieczamy ścieżkę sieciową (klucz do kwalifikowalności i bankowości).
- 3) Wybór ścieżek dotacyjnych – KPO B2.2.2 (SE: przedinwestycyjne/inwestycyjne), FEnIKS (OZE/BESS/EE), Energia dla Wsi (biogaz/spółdzielnia), FM (BESS) – składamy równolegle, uwzględniając zakaz podwójnego finansowania i zasady pomocy.
- 4) Montaż długu – pożyczki preferencyjne (NFOŚiGW/FE region), kredyty bankowe z gwarancją InvestEU (BOS/EFI) – optymalizacja kosztu kapitału i tenorów.

- 5) Decyzja o PPP/EPC (jeżeli dotyczy) – wybór formuły (PPP/EPC/ESCO/hybryda), podział ryzyk i test pomocy publicznej; przygotowanie umowy PPP/EPC zgodnie z Wytycznymi 3.0.
- 6) Hedging przychodowy – rynek mocy (dla CHP), częściowy PPA (dla PV/CHP) – podniesienie bankowalności i spełnienie wymogów instytucji finansujących.

Checklist kwalifikowalności i bankowalności (skrót)

- Beneficjent: JST vs spółka komunalna vs spółdzielnia energetyczna – dopasowanie do programu (KPO/FEnIKS/Energia dla Wsi/FM).
- Zakres techniczny: zgodność z kryteriami (np. BESS ≥ 2 MW/4 MWh w FM; integracja magazynu z OZE w E4W/FEnIKS).
- Pomoc publiczna: właściwy reżim (de minimis/GBER), brak podwójnego finansowania, rozdział w projektach hybrydowych (PPP+UE).
- Przyłączenia: warunki OSD i możliwość cable-poolingu (prawidłowość odmów „brak warunków technicznych”).
- Tytuły prawne i reżim URE: MIOZE/koncesja (biogazownia 1 MWe – koncesja).
- Umowy przychodowe: PPA/umowy na ciepło/rynek mocy; profile godzinowe (RCE/RCEm) pod WDB 15-min.

IX. Podsumowanie i rekomendacje

1. Kluczowe wnioski

Punktem wyjścia niniejszej koncepcji była jednoznaczna teza: Gmina Zławieś Wielka ma realną, technicznie i ekonomicznie uzasadnioną możliwość osiągnięcia pełnej samowystarczalności elektrycznej jednostek organizacyjnych (urząd, szkoły, świetlice, przepompownie, oświetlenie) w horyzoncie bieżącego cyklu inwestycyjnego – i to z istotną nadwyżką energii przeznaczaną na sprzedaż. Strategia opiera się na portfelu rozproszonych instalacji PV spiętych w wirtualną elektrownię (VPP), a w kolejnym kroku na źródle sterowalnym (biogazownia) oraz modułowych magazynach energii; razem tworzy to architekturę zwiększającą odporność energetyczną i obniżającą koszty operacyjne gminy.

Bilans i logika techniczna są klarowne: dzisiejsze zużycie energii w gminnych PPE wynosi ~ 625 MWh/rok przy mocy umownej $\sim 1,73$ MW. Zaprojektowany portfel obejmuje ~ 400 kW PV na 15 obiektach oraz ok. $3,15$ – $3,6$ MW PV na gruntach (łącznie $\sim 4,02$ MW), co daje produkcję rzędu $4,2$ – $4,3$ GWh/rok wielokrotnie powyżej bieżących potrzeb. Wariant etapowy („obiekty + Łążyn”) o mocy ok. $0,87$ MW dostarcza $\sim 0,90$ GWh/rok i już sam zapewnia pełne pokrycie zapotrzebowania; wariant pełny ($\sim 4,02$ MW) generuje nadwyżkę ok. $3,9$ GWh/rok. Autokonsumpcja obiektowa utrzymuje się na poziomie ~ 244 – 291 MWh/rok, co wraz z rozliczeniem godzinowym tworzy silny efekt kosztowy (uniknięte zakupy energii i opłaty zmienne dystrybucji). W świetle profilu dobowego obiektów (szczyt $10:00$ – $12:00$) i profilu PV, dopasowanie jest korzystne,

a niedobory nocne można pokrywać tanim zakupem poza szczytem lub docelowo pracą źródła sterowalnego i magazynów.

Model biznesowo-operacyjny zakłada bilansowanie całego portfela przez jednego koncesjonowanego sprzedawcę pełniącego rolę POB (podmiot odpowiedzialny za bilansowanie) i rozliczenia godzinowe w formule VPP. Nadwyżki sprzedawane są w oknach wysokich cen (szczyt dzienny), niedobory uzupełniane w dołkach cenowych; na poziomie taryf dystrybucyjnych największe korzyści przynosi autokonsumpcja (dla obiektów >16 kW unikane składowe dystrybucji są najwyższe). Z punktu widzenia infrastruktury IT kluczowe są liczniki zdalnego odczytu (≥ 15 min), spójna telemetria oraz system EMS/SCADA spinający źródła, PPE i magazyny w jeden proces decyzyjny (prognoza, arbitraż, sterowanie). Ten porządek operacyjny stanowi kręgosłup zarówno efektu finansowego, jak i zarządzania ryzykiem cenowym.

1

Ekonomia przedsięwzięcia jest atrakcyjna w obu wariantach: szacunkowy CAPEX to ok. 3 mln zł dla etapu „obiekty + Łążyń” i ok. 14 mln zł dla wariantu pełnego, przy rocznych efektach finansowych rzędu ~0,8 mln zł/rok (wariant I) do ~2,5–3,4 mln zł/rok (wariant pełny) oraz prostym okresie zwrotu ~3,8–4,1 roku (bez dotacji). Portfel PV – przy żywotności 25+ lat – pełni funkcję naturalnego hedge’u na koszty energii, stabilizując wydatki bieżące JST niezależnie od zmienności rynku hurtowego. Dalszą poprawę profilu przepływów gotówkowych daje źródło dyspozycyjne (biogazownia w kogeneracji), które monetyzuje godziny wysokich cen (wieczór/noc), redukuje koszt niebilansowania i poprawia „bankowalność” całego montażu.

Biogazownia 1 MWe jest w dokumencie wskazana jako „kotwica” profilu zapewnia ona produkcję poza godzinami pracy PV, dostarcza ciepło użytkowe i może generować stały strumień przychodów (energia/ciepło, a w praktyce także udział w rynku mocy/usługach elastyczności). Orientacyjne nakłady inwestycyjne podano w dwóch ujęciach: 13–15 mln zł/MW jako benchmark technologiczny oraz wariant rozszerzony (pełna infrastruktura) sięgający ~22,9 mln zł dla 1 MWe. Szacowany roczny efekt ekonomiczny jednostki to ~2–3 mln zł, co przy sprzężeniu z PV i VPP wyraźnie zwiększa odporność portfela na zmienność cenową i ograniczenia sieciowe (m.in. poprzez możliwość współdzielenia przyłącza i przesuwania pracy w czasie).

Ryzyka i ograniczenia są rozpoznane i adresowane w logice wdrożenia: największym wyzwaniem jest dostępność mocy przyłączeniowych i stan lokalnej sieci (nN/SN), obok czasochłonnych procedur środowiskowo-budowlanych oraz niedoskonałości obecnych zasad wspólnotowego rozliczania (brak pełnego wirtualnego netmeteringu). Dla redukcji ryzyka dokument rekomenduje wczesny dialog z OSD, etapowanie mocy (najpierw dachy + mniejsze działki <1 ha), rozważenie cable pooling, implementację sterowania generacją (curtailment logic), a także magazyny energii w newralgicznych węzłach (skala rzędu 200–300 kWh jako minimum na starcie, odpowiadająca $\geq 5\%$ mocy OZE). Wymóg ujednolicenia pomiaru (AMI, 15 min) i cyfryzacji (EMS/VPP) jest warunkiem koniecznym do przełożenia potencjału technicznego na stabilny efekt finansowy.

Ścieżka wdrożenia powinna być pragmatyczna i iteracyjna. Najpierw szybkie inwestycje „cash-&-carry”: PV na dachach + farma w Łążynie (efekt energetyczny i finansowy w 12–18 miesięcy), równoległe pełne uruchomienie VPP/EMS oraz modernizacja oświetlenia na LED. Następnie skalowanie mocy PV na działkach o mniejszej złożoności formalnej i dopinanie warunków przyłączeniowych dla większych lokalizacji (12–24 miesiące). W trzecim kroku po zabezpieczeniu ścieżek środowiskowych, przyłączeniowych i sprzedażowych biogazownia 1 MWe jako element stabilizujący (~18–30 miesięcy wraz z procedurami), z opcjonalnym dołożeniem BESS tam, gdzie ograniczenia sieciowe lub profil dobowy generują największe koszty. Takie sekwencjonowanie minimalizuje ryzyka i pozwala „uczyć się systemu” bez utraty tempa transformacji.

Finansowanie jest wielowarstwowe i dostępne: dokument wskazuje możliwość spięcia montażu kapitałowego w oparciu o KPO (B2.2.2 – społeczności energetyczne), FEnIKS 2021–2027 (OZE, magazyny, efektywność), Fundusz Modernizacyjny (magazyny/BESS, a także projekty powiązane), Energię dla Wsi (dla biogazu w formule spółdzielni/beneficjentów wiejskich), a w projektach infrastrukturalnych – formuły PPP/ESCO dla przeniesienia CAPEX i gwarantowania rezultatów (np. LED, BMS, część OZE). Równoległe wykorzystanie dotacji i preferencyjnego długu z zachowaniem zasad pomocy publicznej i kwalifikowalności obniża LCOE, skraca okres zwrotu i poprawia bankowość.

Efekt środowiskowo-społeczny nie jest dodatkiem, lecz integralną korzyścią: redukcja emisji $\geq 30\%$ względem 2020 r., pełna wymiana oświetlenia ulicznego na LED, przygotowanie infrastruktury dla ładowania EV oraz cyfryzacja zarządzania energią (BMS/EMS) podnoszą jakość usług publicznych i komfort mieszkańców. Wzrost udziału OZE oraz edukacja/partycypacja (klastrow/spółdzielnia energetyczna) tworzą spójny ekosystem, w którym mieszkańcy i lokalne podmioty stają się współbeneficjentami transformacji.

Konkluzja: przedstawiony plan nie jest kompletną, zbilansowaną architekturą lokalnego systemu energetycznego z klarownym bilansem, wiarygodną ekonomią, uporządkowaną sekwencją wdrożenia i realistycznym zarządzaniem ryzykiem. Rekomendowane jest natychmiastowe uruchomienie etapu dachowego + Łążyn wraz z VPP/EMS, równoległe domykanie warunków dla działek gruntowych i ścieżki biogazowej oraz konsekwentne włączanie modułów elastyczności (BESS/DSM). W tym układzie gmina zyskuje trwałe, liczony w dekadach instrument kontroli nad kosztami energii, wzmacnia odporność operacyjną i budżetową, a jednocześnie tworzy lokalny rynek korzyści dla wspólnoty energetycznych, finansowych i środowiskowych.

2. Rekomendacje dla gminy

Rekomenduje się, aby gmina wdrożyła kompleksowy program transformacji energetycznej oparty na modelu społeczności energetycznej, integrując działania termomodernizacyjne, szeroko zakrojone inwestycje w odnawialne źródła energii oraz zaawansowane systemy zarządzania energią. Fundamentem strategii powinno być

rozproszenie portfela OZE z dominantą instalacji PV i biogazowni, zintegrowanych przez wirtualną elektrownię VPP oraz uzupełnionych magazynami energii w kluczowych węzłach infrastrukturalnych.

Założenia organizacyjne i zarządcze

Gmina powinna wdrażać centralny system zarządzania energią, umożliwiający dynamiczne bilansowanie produkcji i konsumpcji, optymalizację kosztów, monitoring zużycia w 15-minutowych krokach oraz automatyczne raportowanie emisji i jakości powietrza. Rekomenduje się utworzenie dedykowanej jednostki zarządczej dla SE, z kompetencjami w zakresie data engineering, prognozowania i handlu energią oraz pełnej zdolności do nadzoru inwestycji, przetargów i rozliczeń z operatorami OSD i URE. Zaleca się ścisłą współpracę z zewnętrznymi podmiotami agregującymi usługi elastyczności (DSR, aFRR, rynek mocy), co znacząco poprawi odporność gminnego systemu energetycznego na fluktuacje cenowe i ryzyka systemowe.

Strategia inwestycyjna i finansowa

W zakresie inwestycji niezbędne jest etapowe wdrożenie portfela: szybką realizację instalacji PV dachowych na obiektach komunalnych i farmy bazowej, równoczesne wdrożenie magazynów BESS i uruchomienie biogazowni 1 MW CHP. Każdy etap powinien być powiązany z programami bezzwrotnych dotacji (KPO, Fundusz Modernizacyjny, NFOŚiGW), preferencyjnymi pożyczkami oraz optymalizacją struktury zadłużenia, co umożliwi osiągnięcie niskiego LCOE i krótkiego okresu zwrotu nakładów. Rekomenduje się wykorzystanie mechanizmów net-billingu oraz monitorowanie zmian taryf i regulacji, by minimalizować ryzyka finansowe, a każda decyzja inwestycyjna powinna być poprzedzona szczegółową analizą techniczną, ekonomiczną i formalnoprawną.

Polityka środowiskowa i społeczna

Nieodzowna jest szeroka partycypacja społeczna i edukacja energetyczna: należy prowadzić cykliczne szkolenia, spotkania informacyjne, uruchomić platformę online do konsultacji projektów oraz zapewnić doradztwo dla mieszkańców w zakresie mikroinstalacji PV i optymalizacji zużycia energii. Rekomenduje się intensywne promowanie prosumeryzmu, dążenie do utworzenia klastra energetycznego i docelowo minimum 20% udziału odbiorców indywidualnych w systemie prosumenckim. Jednocześnie postulować należy systemową kontrolę jakości powietrza (minimum 5 stacji pomiarowych), pełną automatyzację zarządzania mediami komunalnymi oraz spójną modernizację infrastruktury oświetleniowej, ciepłej i dystrybucyjnej.

Rozwój technologiczny i integracja regionalna

Proponuje się wyraźne preferowanie rozwiązań interoperacyjnych jako otwartą architekturę EMS/BMS/VPP, agregację danych i elastyczne mechanizmy integracji nowych obiektów generacyjnych, magazynów, EV oraz publicznych punktów ładowania.

Wskazany kierunek jest współpraca z sąsiednimi gminami i przedsiębiorstwami dla budowy regionalnego ekosystemu energetycznego, integrującego produkcję, magazynowanie i konsumpcję energii, a tym samym wzmacniającego odporność i samowystarczalność całego obszaru funkcjonalnego.

Podsumowanie rekomendacji

Zaleca się niezwłoczne rozpoczęcie procesu transformacji energetycznej krok po kroku, etapami rozwojowymi, przy zachowaniu najwyższych standardów zarządzania projektowego, formalnoprawnego i technicznego. Każdy etap powinien być szczegółowo raportowany, monitorowany wskaźnikowo, integrowany z lokalnymi i krajowymi planami rozwoju, a wypracowany model SE wdrażany w wariantach optymalizujących koszty, korzyści i odporność systemu. Oparcie się o narzędzia publiczne, otwartą partycypację, synergiczną współpracę międzysektorową oraz innowacyjne technologie zapewni gminie trwałą przewagę ekonomiczną, ekologiczną i społeczną w dekadzie 2025–2035.