

⚠ Analyse réalisée par une IA — pas un conseil en investissement

Voici une analyse indépendante réalisée par une IA. Elle est fournie à titre pédagogique et ne constitue pas un conseil en investissement. Elle peut comporter des erreurs ou des omissions. L'investissement en crowdfunding ENR comporte des risques élevés (perte en capital, défaut, illiquidité, retards). Vous devez mener vos propres vérifications ou consulter un professionnel qualifié avant toute décision.

Portefeuille éolien en développement Analyse anonymisée du dossier fourni

Lecture critique • vérifications ENR • stress tests • notation 1–5★

Technologie : éolien

Stade : développement

Zone : Irlande

Résumé exécutif

⚠ IA — pédagogique, non conseil

Portefeuille de 2 projets éoliens en développement, avec remboursement principalement lié à des cessions futures.



Le dossier finance le développement, pas la construction ni l'exploitation. Les flux de remboursement dépendent donc surtout de la capacité à transformer les projets en actifs cessibles.

Les sûretés annoncées sont plus structurées que dans un dossier nu : nantissement de titres de 1er rang et garantie autonome à première demande. Leur valeur dépend toutefois de la solvabilité du garant.

Points d'attention majeurs

- ◆ **Unité de production incohérente dans le dossier** la production indiquée semble manquer un facteur 1 000.
- ◆ **Permis et raccordement non sécurisés** les routes réseau restent à cadrer.
- ◆ **P50 absent et P90 peu documenté** méthodologie et mesures locales à obtenir.
- ◆ **Planning à surveiller** cession prévue proche de la fenêtre de remboursement.

Projet & périmètre

⚠ IA — pédagogique, non conseil

Dossier de développement : 2 actifs éoliens terrestres, pas encore RTB.

58 MW

puissance totale

2

projets

3,9 M€

DEVEX engagé

2,1 M€

DEVEX restant

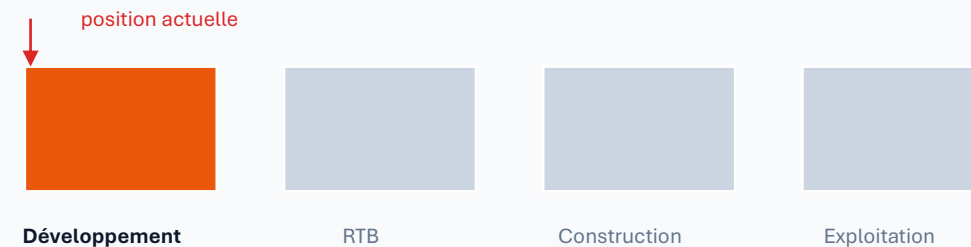
~36 k€/MW

reste à financer / MW

Périmètre analysé

Développement foncier, études environnementales, études productibles, ingénierie, sécurisation de raccordement, frais juridiques et pilotage jusqu'au statut prêt-à-construire.

Stade de maturité



Maturité : développement avancé selon le dossier, mais les deux actifs n'ont pas encore tous les permis purgés ni une offre de raccordement définitivement cadrée.

Ressource & production

⚠ IA — pédagogique, non conseil

Le P90 est présenté, mais les pièces ne suffisent pas à valider la robustesse statistique.

P90 communiqué

3 127 kWh/kW/an

≈ 35,7 % de facteur de charge implicite



Alerte unité : le dossier affiche « 181 376 kWh ». Multiplié par 58 MW, le productible P90 donne plutôt ~181 000 MWh/an. À clarifier formellement.

si l'unité est corrigée

Données absentes ou à exiger

- P50, P75 et distribution interannuelle
- source météo, durée et qualité des mesures
- hypothèses de pertes et disponibilité
- curtailment réseau local
- incertitude globale et wake effects

Notation : ★★★★★

Moyen

Revenus & offtake

⚠ IA — pédagogique, non conseil

À ce stade, la logique économique est une cession d'actifs développés, pas un revenu d'exploitation sécurisé.

Ce qui est visible

- ✓ Stratégie de sortie par cession future
- ✓ Route-to-market envisagée via mécanisme de soutien
- ✓ Fonds communautaires possibles si éligibilité confirmée
- ✓ Marché local actif pour actifs renouvelables

Ce qui reste non verrouillé

- ! Pas de prix de cession garanti
- ! Pas de PPA/offtake ferme identifié
- ! Exposition au cycle M&A et aux conditions financières
- ! Sensibilité forte au permis et au raccordement

Sensibilité économique prioritaire

Une baisse de valorisation à la cession impacte directement la capacité de remboursement, car les flux d'exploitation ne sont pas encore mobilisables.

Notation : ★★★★★

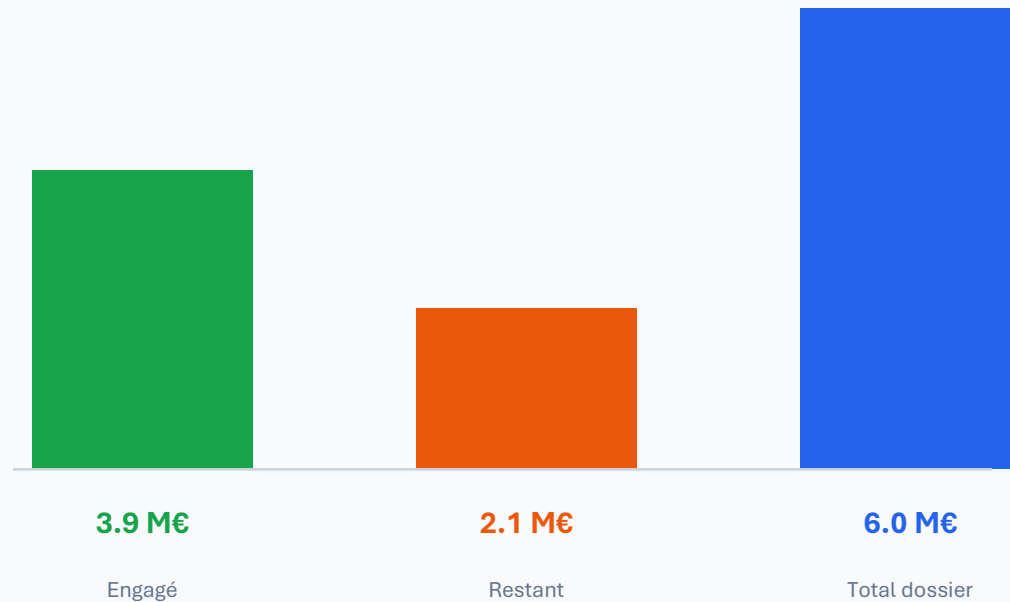
Élevé

Coûts, O&M & assurances

⚠ IA — pédagogique, non conseil

Les coûts analysés sont surtout des coûts de développement ; les contrats de construction/exploitation ne sont pas encore centraux.

DEVEX — ordre de grandeur



Les annexes détaillent frais d'études, foncier, avocats, raccordement et divers. Des écarts apparaissent entre le total business plan et les chiffres de synthèse : à réconcilier avant décision.

Contrats non démontrés dans les pièces

- ☐ EPC / prix ferme construction
- ☐ O&M / garanties de disponibilité
- ☐ assurances chantier et dommages-ouvrage
- ☐ pénalités contractuelles de performance

Notation : ★★★★★

Moyen

Autorisations & raccordement

⚠ IA — pédagogique, non conseil

Le chemin critique est dominé par permis, raccordement et acceptabilité locale.



Verrous à lever

Permis

décisions non encore obtenues pour tout le portefeuille

Recours

risque classique pour éolien terrestre

Réseau

routes et coût de raccordement à sécuriser

Curtailement

risque de réduction locale de production

Points favorables : foncier présenté comme sécurisé et concertation prévue. Mais l'absence de permis purgés et de raccordement ferme maintient le risque au-dessus d'un dossier RTB.

Élevé

Structure d'investissement, ratios & sûretés

⚠ IA — pédagogique, non conseil

Structure obligataire simple ; sûretés présentes, mais ratios projet non calculables à ce stade.



Sûretés

Nantissement de 100 % des titres de l'émetteur, présenté en 1er rang.

Garantie autonome à première demande d'un montant supérieur au principal cible.

Ratios financiers

DSCR / LLCR / PLCR : non calculables avec les informations disponibles, car il n'y a pas de dette senior projet ni de revenus d'exploitation stabilisés. Utiliser plutôt un suivi de valeur actualisée, trésorerie disponible, DEVEX restant et probabilité de cession.

Notation : ★★★★★

Moyen

Planning & risques de délai

⚠ IA — pédagogique, non conseil

Le calendrier cible est lisible, mais la marge de sécurité dépend de décisions externes non acquises.



Risque de délai

- Retard +6 mois — décalage cession ; portage accru ; risque de tension de trésorerie
- Retard +12 mois — risque de chevauchement avec échéance ; refinancement ou extension à prévoir
- Refus permis/raccordement — perte de valeur potentielle du projet concerné ; arbitrage portefeuille

Élevé

Marché, localisation & acceptabilité

⚠ IA — pédagogique, non conseil

Marché irlandais porteur, mais réseau et acceptabilité locale restent des contraintes majeures.

>5 GW

éolien terrestre installé

source externe

13,6 TWh

production éolienne 2025

source externe

9 GW

objectif onshore 2030

source externe

€2/MWh

fonds communautaire RESS

source externe

Lecture locale

Gisement

Le productible implicite est cohérent avec un bon site onshore, mais doit être rattaché à une étude P50/P90 complète.

Réseau

Le raccordement 110 kV est central ; les contraintes et le curtailment doivent être documentés site par site.

Acceptabilité

La présence de zones forestières/tourbeuses accroît l'exigence environnementale et la sensibilité locale.

Co-bénéfices

Le mécanisme communautaire peut améliorer l'acceptabilité, sous réserve d'éligibilité et de communication locale.

À vérifier : statut exact dans le processus de raccordement, contraintes locales de réseau, acceptabilité et statut environnemental final.

Antécédents du porteur — anonymisés

⚠ IA — pédagogique, non conseil

Historique réel dans les ENR, mais plusieurs dépendances restent liées à des cessions et autorisations.

#	Année	Techno	~Puissance	Statut	Lecture risque
#1	2020	Éolien	~60 MW	cédé	référence positive
#2	2023–2026	PV + stockage	~1,2 GW	cession partielle signée	encaissements futurs
#3	2025–2026	Éolien	~20 projets	en cours	permis/recours
#4	2026	Stockage + solaire	plusieurs GW	en développement	valorisation marché

OSINT et dossier convergent sur un sponsor actif depuis plus de 15 ans dans les ENR. Cependant, l’historique récent montre aussi des recours, suspensions et dépendances aux ventes futures d’actifs.

Notation : ★★★★★

Moyen

Stress tests & sensibilité

⚠ IA — pédagogique, non conseil

Les impacts DSCR/LLCR ne sont pas calculables ; les stress sont donc traduits en pression sur trésorerie, valeur et délai.

Stress	Hypothèse	Impact direct	Impact ratios	Risque
Production	P90 -10%/-15%	~163 / 154 GWh/an	DSCR n/a	valorisation ↓
Prix/cession	-15% / -30%	proceeds de sortie ↓	LLCR n/a	très sensible
DEVEX	+10% / +20%	besoin +0,21 / +0,42 M€	cash gap ↑	financement
Retard	+6 / +12 mois	revenus décalés	maturité sous pression	refi/extension
Réseau	curtailment +2%/+5%	MWh vendables ↓	n/a avant exploitation	valeur ↓

Point mort à demander : valeur minimale de cession des projets et calendrier minimum permettant de couvrir principal, frais, intérêts, fiscalité et coûts de portage.

Points forts & points d'attention

⚠ IA — pédagogique, non conseil

Synthèse hiérarchisée, sans recommandation.

Points forts

- ✓ Portefeuille éolien clairement identifié et dimension significative.
- ✓ Foncier présenté comme sécurisé.
- ✓ Sûretés structurées : nantissement + garantie autonome.
- ✓ Marché irlandais soutenu par objectifs publics et mécanismes communautaires.
- ✓ Sponsor avec historique ENR et pipeline diversifié.

Points d'attention

- ! P50 absent ; P90 à documenter avec méthode et incertitudes.
- ! Unité de production incohérente à corriger.
- ! Permis, recours et raccordement encore ouverts.
- ! Remboursement dépendant de cessions futures.
- ! Business plan et DEVEX à réconcilier entre pièces.

Priorités de vérification

- | | | | | |
|-------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------|
| 1 Étude productible complète | 2 preuve foncier + état permis | 3 raccordement + curtailment | 4 valeur de cession stressée | 5 solvabilité garant |
|-------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------|

Grille d'évaluation 1–5★

⚠ IA — pédagogique, non conseil

Notation de risque pédagogique, fondée sur les documents et recherches externes.

Ressource & production	★ ★ ★ ☆ ☆	P90 fourni, mais P50/méthode et unité à clarifier.
Revenus & offtake	★ ★ ☆ ☆ ☆	Remboursement lié à cession future, prix non verrouillé.
EPC/O&M & assurances	★ ★ ☆ ☆ ☆	Non déterminant à ce stade ; contrats peu visibles.
Autorisations & raccordement	★ ★ ☆ ☆ ☆	Permis et réseau encore en chemin critique.
Structure & sûretés	★ ★ ★ ☆ ☆	Sûretés utiles, mais garanties dépendantes de solvabilité.
Antécédents porteur	★ ★ ★ ☆ ☆	Historique ENR, avec incidents/retards à suivre.
Planning & risques	★ ★ ☆ ☆ ☆	RTB/cession proches de la fenêtre de remboursement.

Lecture globale : dossier de développement avec potentiel, mais profil de risque supérieur à un actif RTB ou en exploitation. Les risques clés sont permis/raccordement, valorisation de sortie et qualité des hypothèses de production.

Conclusion récapitulative

⚠ IA — pédagogique, non conseil

Analyse indépendante, sans incitation à investir ou à ne pas investir.

Ce dossier présente un portefeuille éolien en développement, avec une taille industrielle, un marché local favorable et des sûretés formalisées. En contrepartie, les flux de remboursement reposent essentiellement sur une cession future d'actifs non encore RTB.

Incertitude technique

P50 absent, P90 à documenter, unité de production à corriger.

Incertitude financière

valeur et calendrier de cession à stresser.

Incertitude administrative

permis et raccordement non purgés.

Incertitude sponsor

garantie utile mais à apprécier avec la solvabilité et les engagements hors bilan.

À approfondir avant toute décision personnelle : étude de vent complète, statut permis/raccordement, matrice de cession stressée, solvabilité du garant, cohérence du business plan et documentation contractuelle.

Aucune recommandation d'investissement n'est formulée.

Sources consultées

⚠ IA — pédagogique, non conseil

Sources internes et externes utilisées pour cadrer l’analyse. Liens cliquables, libellés anonymisés.

Sources internes

- Note d’analyse du projet
- Fiche d’informations clés
- Annexes financières, juridiques et business plan

Sources externes OSINT

Source externe 1	Site public du groupe sponsor — portefeuille et organisation
Source externe 2	Données sectorielles 2025/2026 — capacité et production éolienne
Source externe 3	Cadre communautaire RESS — contribution minimum
Source externe 4	Guide public fonds communautaires — contribution par MWh
Source externe 5	Processus de raccordement — politique de connexions génération
Source externe 6	Rapports contraintes réseau — ECP et curtailment
Source externe 7	Référence locale de développement éolien voisin — contexte acceptabilité/réseau
Source externe 8	Rapport international — objectifs éoliens et contexte national

Note : les noms propres visibles dans les sources externes ne sont pas repris dans l’analyse publique.