

⚠ 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 agrivoltaïque • France • stade développement

Lecture critique du dossier • OSINT ciblé • stress tests • notation 1-5★

Un portefeuille ample, mais encore très en amont

Le remboursement dépend principalement de la monétisation de droits de projets, pas de revenus électriques en exploitation.



160,4 MWc

9 projets agrivoltaïques
5 départements



203,6 GWh/an

production théorique cumulée
données du dossier



3,21 M€

DEVEX prévisionnel
≈ 2,0 c€/W



17,64 M€

valeur brute RTB modélisée
hypothèse de cession

Lecture centrale

- 8 projets sur 9 n'ont encore qu'une étude environnementale réalisée ; 1 permis est déposé.
- Le plan de trésorerie prévoit les ventes de droits RTB presque exclusivement en 2029–2030.
- Les sûretés sont de premier rang sur des titres de sociétés de projet, mais l'actif sous-jacent reste du développement non liquide.
- La situation financière du groupe est sous pression et le nouveau financement sert aussi à refinancer des échéances existantes.

PROFIL DE RISQUE

ÉLEVÉ

≈ 2,3 / 5

Risque surtout porté par les autorisations, le raccordement, la liquidité avant cessions et la robustesse du porteur.

Stade : développement — pas encore RTB

La majorité de la valeur doit encore être créée par l'obtention des autorisations, du raccordement et la sécurisation de la route de commercialisation.



TECHNOLOGIE / SITE

- Photovoltaïque agrivoltaïque au sol, couplé à des usages agricoles.
- Aude, Gers, Cher, Nièvre et Yonne ; 9 sites distincts.
- Puissance unitaire $\approx 4,2$ à 28 MWc ; diversification réelle, mais même risque réglementaire/sectoriel.

CONTRATS CLÉS

- Foncier : existence implicite, mais durée / conditions suspensives non détaillées dans les pièces analysées.
- EPC / O&M / assurances : non encore documentés, cohérent avec le stade mais non bancables à ce jour.
- Contrat de vente de projet / d'électricité : aucun engagement ferme identifié.

9 projets • 160,4 MWc • concentration modérée

Aucun projet ne représente plus d'environ 17,5 % de la puissance totale.

PROJET	DÉPARTEMENT	PUISSANCE	STATUT	RTB MODÈLE
#1	Aude	28 MWc	PC déposé	2029
#2	Gers	17.7 MWc	Étude env.	2030
#3	Nièvre	17.9 MWc	Étude env.	2030
#4	Yonne	20.1 MWc	Étude env.	2030
#5	Yonne	23.3 MWc	Étude env.	2030
#6	Cher	18.6 MWc	Étude env.	2030
#7	Yonne	6.8 MWc	Étude env.	2030
#8	Cher	23.7 MWc	Étude env.	2030
#9	Gers	4.2 MWc	Étude env.	2030

RÉPARTITION

Yonne50,3 MWc

Cher42,3 MWc

Aude28,0 MWc

Gers21,9 MWc

Nièvre18,0 MWc

Point d'attention

La diversification géographique n'efface pas la corrélation réglementaire, agricole et réseau

Le modèle économique est une vente de droits RTB

La valeur affichée repose sur un prix de cession par MW et sur la réussite du développement ; aucune vente ferme n'est fournie.

HYPOTHÈSE DE VALORISATION

110 k€ / MW

≈ 17,64 M€ de cessions RTB brutes si 100 % du portefeuille atteint le stade prévu.

DEVEX modèle **3,21 M€**

Point mort modèle* **≈ 43 MW**

*Volume de cessions nécessaire pour couvrir les sorties nettes modélisées, sous hypothèses de prix et calendrier inchangées.

Chaîne de valeur à franchir

Études

acquises / avancées

Permis

1 déposé

Raccordement

non cadré

Route de marché

non documentée

RTB

objectif 2029-30

Cession

non contractualisée

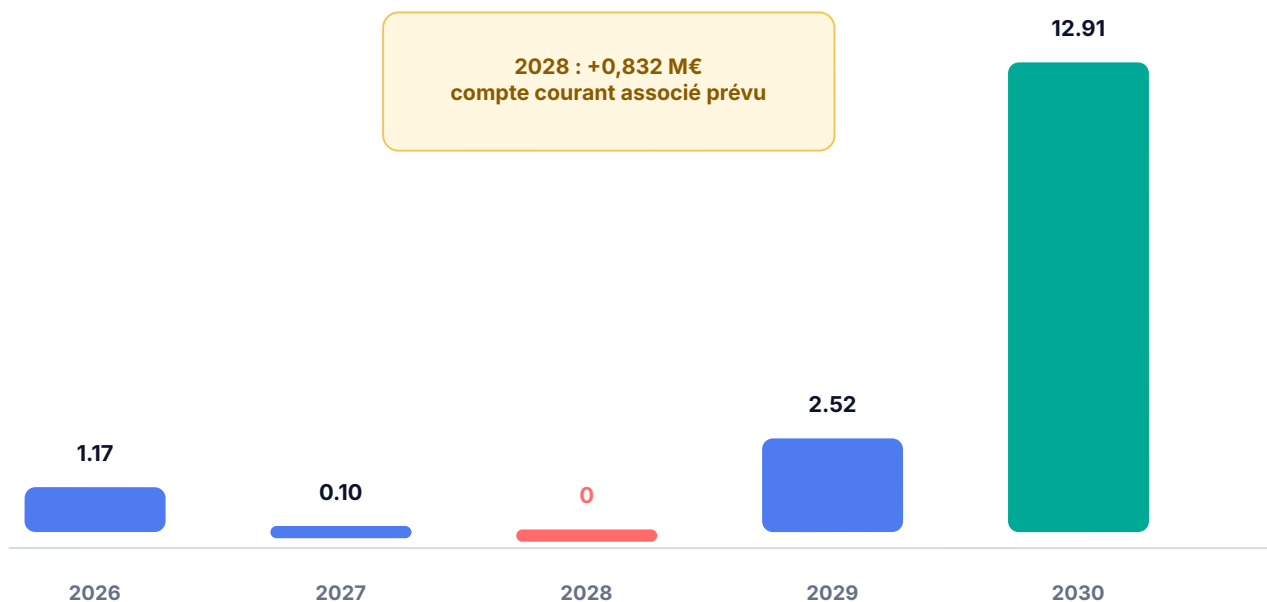
Offtake électrique

Non pertinent comme source directe de remboursement dans le business plan présenté ; il reste toutefois un déterminant de la bancabilité et de la valeur RTB.

Le calendrier est la principale fragilité du modèle

La trésorerie tombe à zéro avant les cessions principales ; une injection d'associé est explicitement prévue en 2028.

Trésorerie de fin de période (M€)



2 INCOHÉRENCES À RÉSOUDRE

① Maturité

Une pièce indique 36 mois + option de 12 mois ; une autre indique 4 ans après émission.

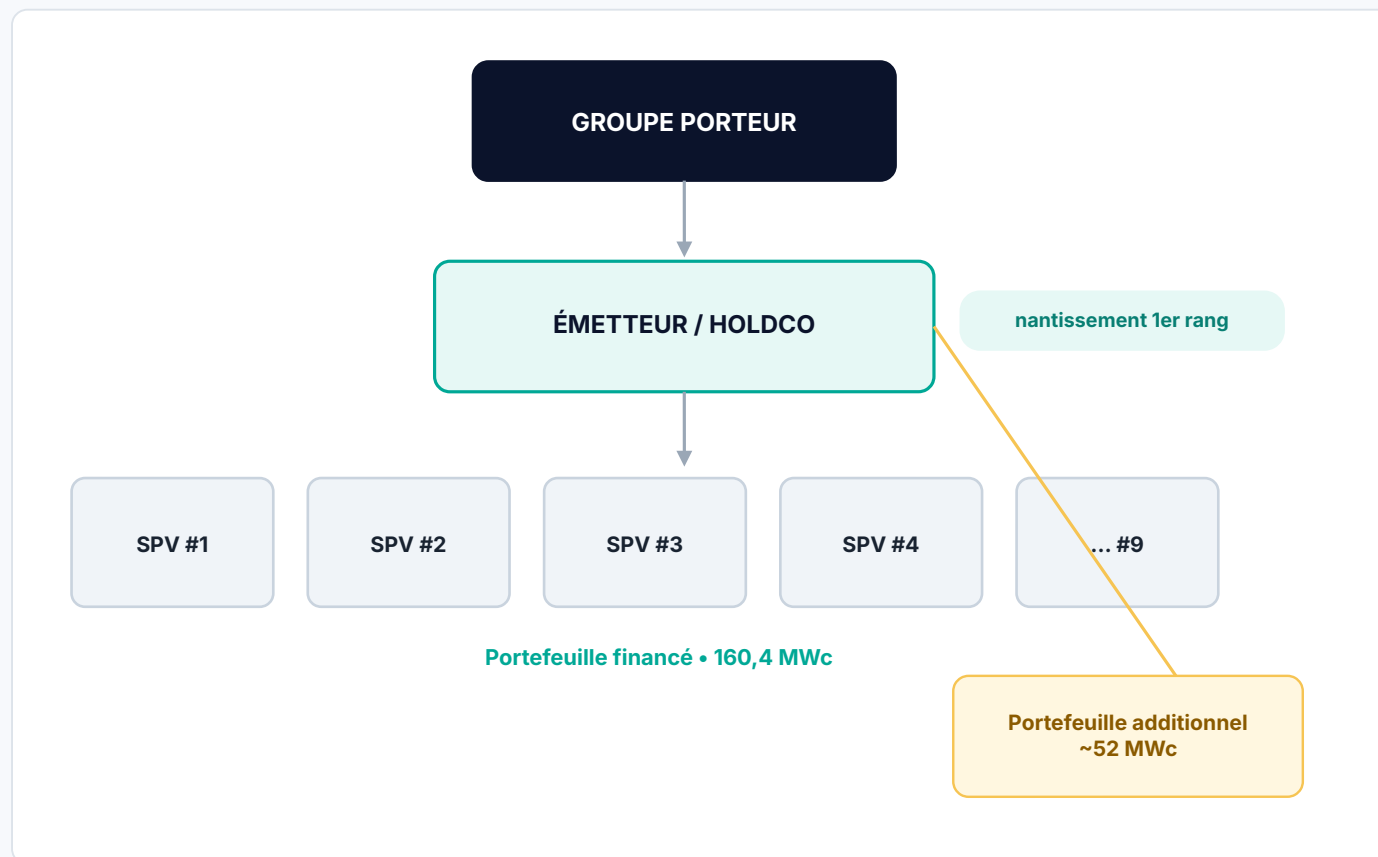
② Emploi des fonds

Le plan de trésorerie ne matérialise pas clairement la sortie liée au refinancement des deux anciennes lignes. Le tableau de flux inter-sociétés est indispensable.

Risque délai / liquidité : ÉLEVÉ

Sûretés de rang fort, qualité d'actif encore faible

Le nantissement porte sur des titres / droits de projets en développement : la valeur de recouvrement dépend de leur avancement réel.



Forces

- Nantissement de premier rang sur l'émetteur et ses filiales.
- Gage additionnel sur un portefeuille externe tant qu'il n'est pas cédé / financé.

Faiblesses

- Valeur de sûreté non indépendante : ≈ 5 M€ « actualisés » annoncés, méthode non fournie.
- Mainlevées possibles : vérifier cash sweep, prépaiement obligatoire et ordre d'affectation des prix de cession.

LTV indicative sur valeur annoncée : ~ 60 % pour le programme de 3 M€ ; indicateur à manier avec prudence.

Le porteur dispose d'expérience, mais sa capacité de soutien est tendue

Les chiffres 2025 du dossier montrent une forte dégradation ; les données publiques 2024 font apparaître une divergence de définition d'EBITDA à réconcilier.



4,38 M€

chiffre d'affaires 2025

donnée du dossier



-3,62 M€

résultat net 2025

donnée du dossier



16,0 M€

dette nette 2025

donnée du dossier



18,6 M€

total actif 2025

donnée du dossier

Tendance 2023 → 2025

- Chiffre d'affaires progresse, mais la profitabilité reste insuffisante dans les données communiquées.
- Le financement externe a fortement augmenté ; la souplesse de refinancement devient un facteur de crédit central.
- Le dossier reconnaît une situation financière fragilisée et des retards de développement.

ALERTE QUALITÉ DE DONNÉE

2024 : le CA et le résultat net sont cohérents entre dossier et données publiques, mais l'EBITDA / EBE ne l'est pas.

→ Demander la définition exacte, le périmètre, les retraitements et les comptes signés / liasses permettant la réconciliation.

Le risque administratif et réseau reste substantiel

Le cadre agrivoltaïque est désormais précis ; le portefeuille doit démontrer son service agricole et sa compatibilité réseau projet par projet.

AUTORISATIONS

1 / 9 permis déposé

- Aucun permis purgé identifié.
- Risque de recours / compléments environnementaux.
- Le caractère agrivoltaïque doit être démontré et maintenu dans la durée.

Un projet antérieur du même développeur a fait l'objet d'un avis environnemental demandant des compléments sur biodiversité et alternatives, puis d'un contentieux après délivrance du permis : bon rappel du risque de délai.

RACCORDEMENT

PTF / coût / délai

non documentés

- Les zones Sud disposent d'un schéma réseau avec capacités nouvelles importantes, mais la disponibilité dépend du poste local.
- La zone Centre-Est est en révision de son schéma réseau : calendrier et quote-part à confirmer.
- Aucune hypothèse de curtailment ni coût de raccordement n'est visible.

DD PRIORITAIRE

- Statut foncier / durée
- Dossier PC + avis reçus
- Recours et purge
- Solution raccordement
- Coût / quote-part
- Agronomie / témoin
- Biodiversité / ERC

Historique réel de levées et quelques remboursements vérifiables

Les antécédents sont présentés de façon anonymisée ; l'existence de remboursements passés ne préjuge pas des flux futurs.

Projet précédent #1

2023 • PV • ~2,8 MWc

Remboursé

3,90 M€ de montant remboursé vérifié en source publique

Projet précédent #2

2023 • PV • ~0,85 MWc

Remboursé

1,12 M€ de montant remboursé vérifié en source publique

Projet précédent #3

2025 • PV ombrières • ~10,7 MWc

En cours

Projet RTB / construction annoncé ; financement encore vivant

Projet précédent #4

2023-2025 • agrivoltaïque • ~17,4 MWc

Permis + contentieux

Avis environnemental exigeant ; recours après délivrance du permis

Dossier : ~6,1 M€ remboursés au total ; encours significatif restant. Le point de vigilance n'est donc pas l'absence d'historique, mais la concentration des échéances et le refinancement.

La valeur résiste aux chocs de prix... si les cessions ont lieu à temps

Les tests ci-dessous reprennent le business plan fourni et isolent surtout le risque de liquidité / calendrier.

Scénario	Hypothèse	Trésorerie finale*	Point mort cessions	Lecture
Base	prix RTB inchangé	12,91 M€	43,0 MW	coussin nominal
Prix RTB -15 %	cession 93,5 k€/MW	10,26 M€	50,6 MW	marge réduite
Prix RTB -30 %	cession 77 k€/MW	7,62 M€	61,5 MW	reste positif si 100 % vendu
DEVEX +10 %	+0,32 M€ de coûts	12,59 M€	46,0 MW	bridge avant ventes
DEVEX +20 %	+0,64 M€ de coûts	12,27 M€	48,9 MW	bridge plus important
Combiné sévère	prix -30 % + DEVEX +20 %	6,97 M€	69,8 MW	timing toujours critique
Retard +6 mois	bulk 2030 après maturité**	≈ -1,65 M€ gap	n/a	besoin de bridge / extension
Retard +12 mois	toutes ventes après maturité**	≈ -4,73 M€ gap	n/a	risque de défaut de liquidité

*Après ventes et flux tels que modélisés. **Hypothèse illustrative fondée sur la concentration des ventes 2029–2030 et sur la maturité contractuelle à clarifier.

DSCR / LLCR

non calculables de façon conventionnelle : absence de cash-flows d'exploitation et de dette projet amortissable. Indicateur alternatif : couverture par cessions RTB + besoin de bridge.

Une structure intéressante, mais une exécution exigeante

POINTS FORTS

- Portefeuille de taille importante et diversifié sur 9 sites.
- DEVEX unitaire contenu dans le business plan.
- Nantissements de premier rang sur l'émetteur et les sociétés de projet.
- Historique de projets antérieurs et remboursements publics vérifiables.
- Valeur RTB potentielle très supérieure au nominal de la nouvelle dette si le développement réussit.

POINTS D'ATTENTION

- 8/9 projets encore au stade des études environnementales ; 0 permis purgé identifié.
- Aucun raccordement fermement cadré ni coût réseau détaillé.
- Aucune cession RTB ferme ; prix de vente par MW non justifié par comparables documentés.
- Trésorerie nulle en 2028 et dépendance à une injection d'associé.
- Refinancement d'anciennes échéances et capacité financière du groupe sous pression.
- Incohérences documentaires sur maturité, EBITDA 2024 et flux de refinancement.

Notation 1–5 ★ avec ancrage de risque

La note reflète la qualité de preuve disponible aujourd'hui, pas une probabilité certaine de défaut.

Ressource & production	★ ★ ★ ★ ★	ÉLEVÉ	Productibles fournis ; P50/P90, PR et EYA manquants.
Revenus & offtake	★ ★ ★ ★ ★	ÉLEVÉ	Dépendance aux cessions RTB non contractualisées.
EPC / O&M / assurances	★ ★ ★ ★ ★	ÉLEVÉ	Non documentés à ce stade de développement.
Autorisations & raccordement	★ ★ ★ ★ ★	ÉLEVÉ	1 permis déposé, 0 purgé ; raccordement non cadré.
Structure & sûretés	★ ★ ★ ★ ★	MOYEN	1er rang, mais actifs de développement et mainlevées.
Antécédents porteur	★ ★ ★ ★ ★	MOYEN	Remboursements vérifiables, capacité financière fragilisée.
Planning & risques	★ ★ ★ ★ ★	ÉLEVÉ	Ventes tardives, trésorerie 2028 à zéro, maturité à clarifier.

SYNTHÈSE : environ 2,3 / 5 ★ — profil de risque élevé, principalement de développement et de liquidité.

Ce qu'il faut absolument vérifier avant toute décision

La robustesse du dossier se jouera moins sur le productible solaire que sur la capacité à transformer 9 projets précoces en actifs RTB vendables avant les échéances.

THÈSE DE RISQUE

Valeur potentielle élevée, liquidité tardive.

Le scénario de base peut absorber des baisses de prix de cession ; en revanche, un décalage des ventes au-delà de la maturité crée rapidement un besoin de financement relais.

Risque global : ÉLEVÉ

Aucune recommandation d'investissement n'est formulée.

8 pièces / réponses prioritaires

01

Tableau sources / emplois retraçant le refinancement des anciennes lignes.

05

Pour chaque site : foncier, PC, avis, recours, purge et calendrier.

02

Version contractuelle unique de la maturité + conditions exactes de prorogation.

06

Pour chaque site : solution raccordement, capacité, coût, PTF et échéance.

03

Comptes 2025 signés et rapprochement EBITDA / EBE 2024.

07

EYA indépendante P50/P90 + PR/pertes ; hypothèses agrivoltaïques.

04

Preuve de l'injection d'associé prévue en 2028 ou ligne de liquidité équivalente.

08

Comparables de cessions RTB + LOI / process de vente + mécanisme de cash sweep.

Recherches OSINT et repères de marché / réglementation

Les liens ci-dessous sont affichés de façon anonymisée pour préserver l'identité des acteurs du dossier.

A

Cadre juridique agrivoltaïque[ouvrir le lien ↗](#)

B

Outil public de ressource solaire[ouvrir le lien ↗](#)

C

Schéma de raccordement - zone Sud[ouvrir le lien ↗](#)

D

Schéma de raccordement - zone Centre-Est[ouvrir le lien ↗](#)

E

Comptes publics - exercice 2024[ouvrir le lien ↗](#)

F

Registre public de l'entreprise[ouvrir le lien ↗](#)

G

Financement antérieur #1 - remboursement public[ouvrir le lien ↗](#)

H

Financement antérieur #2 - remboursement public[ouvrir le lien ↗](#)

I

Projet antérieur - avis environnemental[ouvrir le lien ↗](#)

J

Projet antérieur - décision contentieuse[ouvrir le lien ↗](#)

Documents de base : note d'analyse (29 p.) • business plan (1 p.) • fiche d'informations clés + annexes (7 p.). Analyse arrêtée au 17 août 2026.