

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.

Projet solaire distribué • Colombie

Lecture critique du dossier + vérifications externes + stress tests

Résumé exécutif

Le projet est structuré, mais trois risques dominant : revenus marchands, refinancement et cohérence documentaire.

5.304 MWp

Puissance DC • 3,96 MW AC

7.73

GWh/an
Production P90 annoncée

3.86 M€

CAPEX total estimé

RTB

annoncé
Pré-construction : œuvre à actualiser

4

sites ~1 MW

Lecture IA du dossier

- Ressource solaire plausible sur une base DC, mais une incohérence d'unité entre MWp et rendement normalisé doit être corrigée.
- Le modèle dépend d'abord du marché spot ; un contrat long terme n'est envisagé que plus tard. La volatilité prix est donc centrale.
- La structure de sûretés est élaborée, avec plusieurs nantissements de premier rang et un mécanisme fiduciaire local.

Niveau de risque par thème

ÉLEVÉ • revenus / prix

ÉLEVÉ • refinancement

ÉLEVÉ • planning / données

MODÉRÉ • ressource

- Le refinancement futur est un pivot du scénario de remboursement : son prix, sa maturité et ses conditions ne sont pas sécurisés dans le dossier.

Sources internes : note d'analyse p.38-56 ; fiche d'information & annexes p.4-24, p.47-50.

Projet & périmètre

Quatre centrales solaires distribuées, même zone, même structure économique.

LOCALISATION

Valle del Cauca

Zone de Cartago • Colombie

- 4 sites proches
- bail rural 31 ans annoncé
- point de connexion $\approx$ 3,2 km
- réseau de distribution

Stade : RTB annoncé / pré-construction

1,326 MWp

par site • $\approx$ 0,99 MW AC

Tracker 1

axe
configuration annoncée

3 mois

chantier indicatif après
RTB

Planning interne

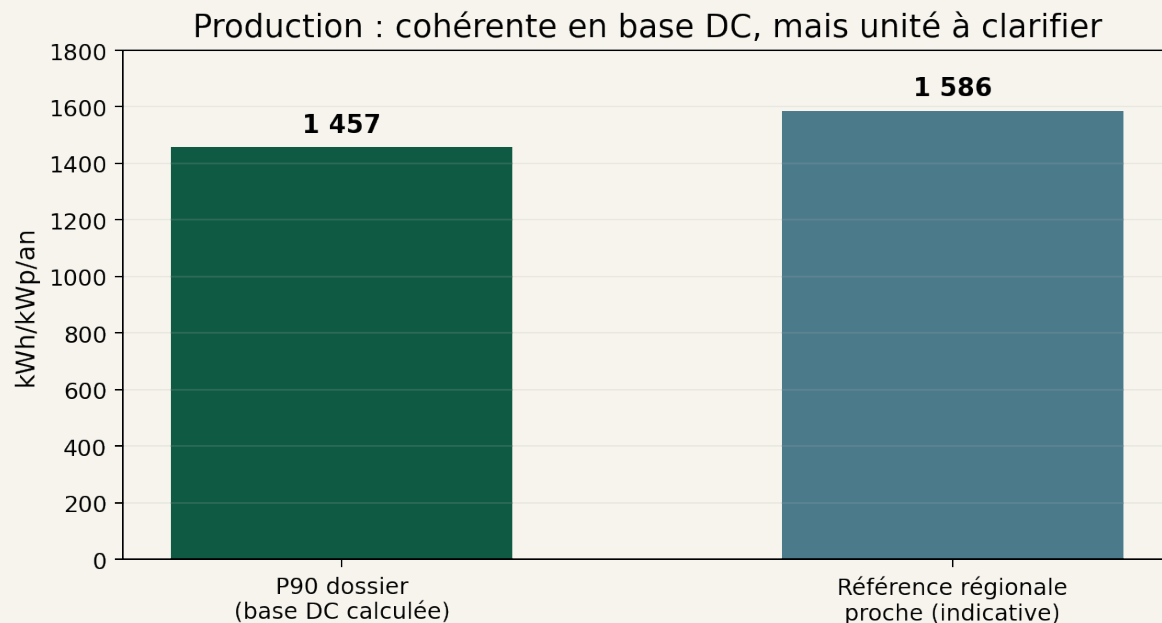
Début travaux annoncé : sept. 2026 → fin de chantier : déc. 2026

⚠ Incohérence de calendrier à résoudre

Le modèle financier commence à générer du chiffre d'affaires dès S2 2026, alors qu'une information publique récente situe la production attendue en mars 2027.

Ressource & production

La production P90 est plausible ; le libellé du rendement spécifique est toutefois mathématiquement incohérent.



Ce que disent les chiffres

P90 : 7 730 MWh/an

→ 1 457 kWh/kWp/an sur base DC

→ 1 952 kWh/kWac/an sur base AC

Point d'attention

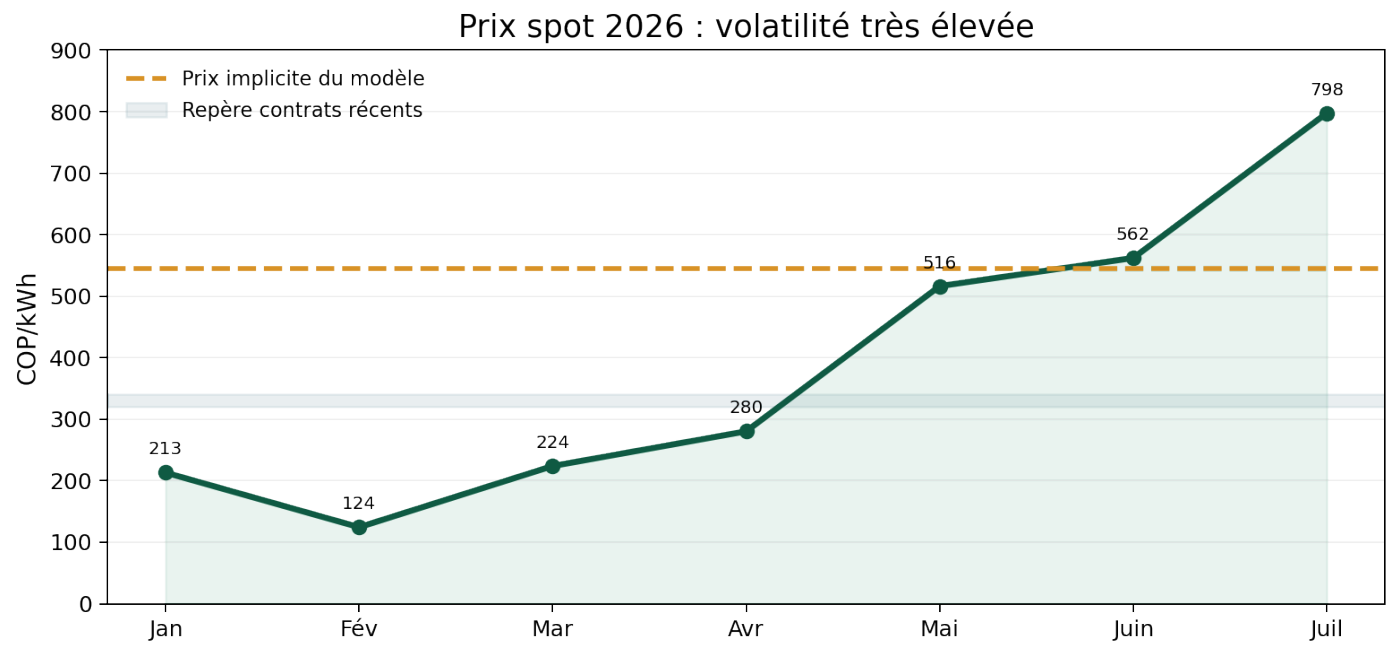
Le dossier affiche ~1 952 kWh/kWp, mais ce chiffre correspond en réalité à la capacité AC. La base DC implicite (~1 457 kWh/kWp) est plus cohérente avec une référence régionale proche (~1 586 kWh/kWp).

RESSOURCE & PRODUCTION ★★☆☆☆

À obtenir : rapport de productible indépendant, P50/P90 détaillé, PR, pertes, dégradation, disponibilité et hypothèse de curtailment.

Revenus & offtake

Le scénario est d'abord marchand ; la visibilité de revenus est faible tant qu'un contrat long terme n'est pas sécurisé.



≈ 544 COP/kWh

prix implicite du modèle 2027

H1 2026 ≈ 320 COP/kWh

moyenne simple spot • forte dispersion

Contrat long terme : envisagé plus tard

contrepartie non contractualisée à ce stade

REVENUS & OFFTAKE ★★☆☆☆

Point mort indicatif du DSCR min : ~376 COP/kWh pour 1,00x ; ~439 COP/kWh pour 1,20x*. *Approximation IA : OPEX fixes, dette inchangée, hors fiscalité/FX/WC.

Coûts, EPC/O&M & assurances

Le CAPEX est compétitif ; les contrats sont encadrés, mais l'indépendance contractuelle et la couverture assurantielle restent à documenter.

3.857 M€

≈ 727 €/kWp

Structure annoncée



70% dette

30% apport sponsor

Prix EPC annoncé fixe, composante import en USD + travaux locaux en COP.

Contingence : 6,8% du CAPEX selon la note.

EPC

Contrat intra-groupe annoncé ; version finale exigée avant décaissement.
Prix fixe = protection utile contre une partie du risque CAPEX.

O&M

Contrat intra-groupe annoncé ; maintenance préventive/corrective. Garanties de disponibilité et pénalités non détaillées dans les pièces exploitées.

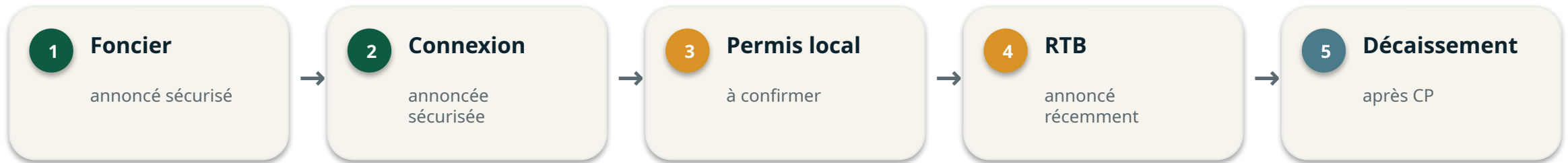
Assurances

Les certificats et limites de couverture chantier / responsabilité / bris / perte d'exploitation ne sont pas clairement fournis dans les documents consultés.

EPC / O&M / ASSURANCES ★★★☆☆

Autorisations & raccordement

Les éléments critiques sont encadrés par des conditions de décaissement, mais le statut RTB doit être prouvé à date.



Protection utile : conditions préalables au décaissement

- Permis nécessaires reçus et transférés à l'entité projet.
- Contrats EPC et O&M finalisés et signés.
- Avis juridique local sur validité, rang et opposabilité des sûretés.
- Sûretés effectivement constituées et enregistrées.

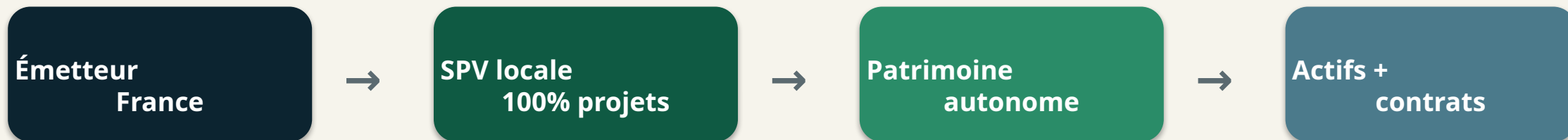
Points à vérifier avant construction

- Preuve du statut RTB et du permis local à la date de clôture.
- Convention de raccordement définitive + calendrier des travaux réseau.
- Capacité d'injection disponible et clauses de limitation / curtailment.
- Recours de tiers et contraintes environnementales locales.

AUTORISATIONS & RACCORDEMENT ★★☆☆☆

Structure d'investissement, ratios & sûretés

Le paquet de sûretés est solide sur le papier ; le risque de réalisation reste transfrontalier.



Sûretés de premier rang annoncées

- 100% des actions de la SPV locale.
- Droits fiduciaires détenus dans le patrimoine autonome.
- Droits économiques des prêts consentis au véhicule fiduciaire.
- Compte EUR : conversion trimestrielle d'une partie du cash résiduel pour le service de la dette.

Ratios

DSCR min modèle **1,53x**

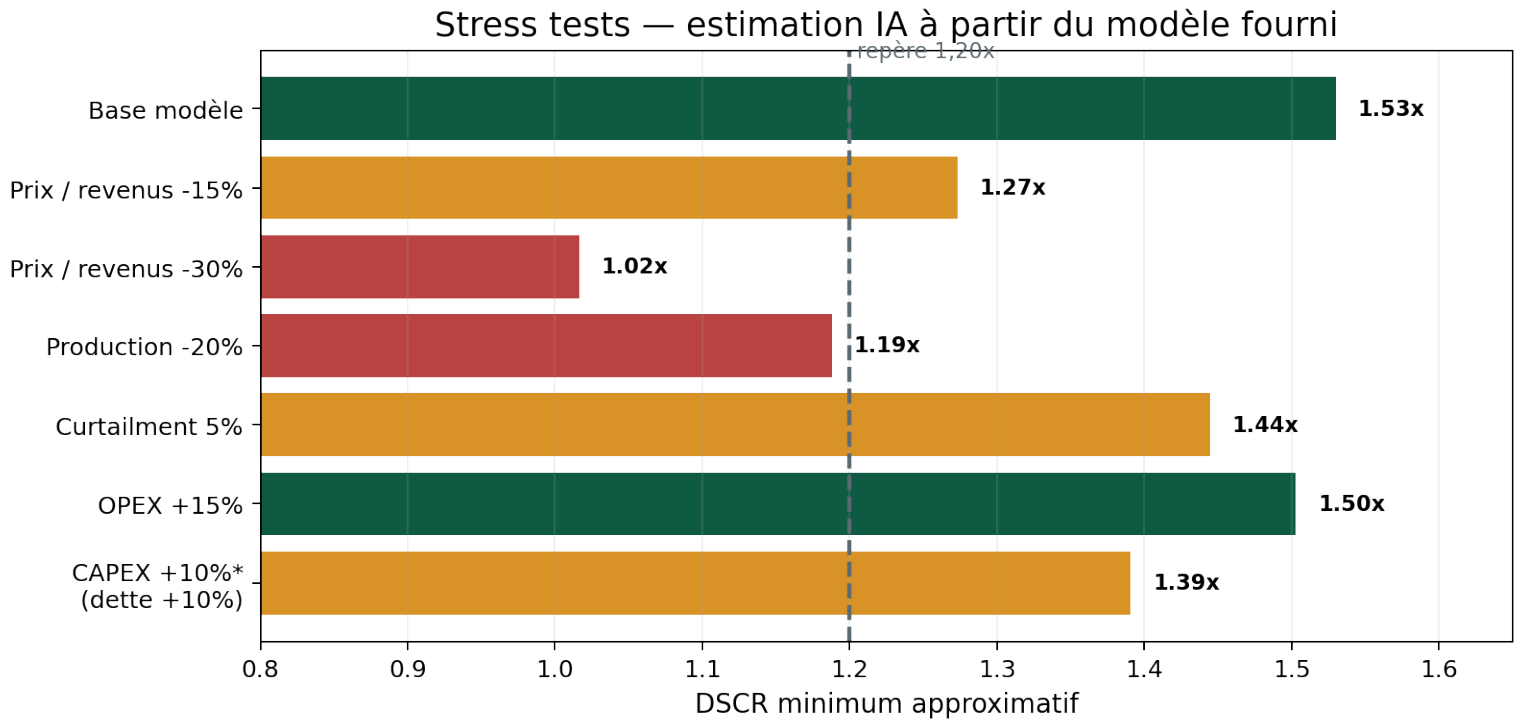
LLCR / PLCR **non fournis**

Risque clé : mise en œuvre, délais et coûts de réalisation de sûretés dans plusieurs juridictions.

STRUCTURE & SÛRETÉS ★★☆☆☆

Stress tests & sensibilité

Le coussin de DSCR résiste à des chocs modérés, mais devient faible sous un choc de revenus ou de production marqué.



Point mort indicatif

≈ 376 COP/kWh

pour DSCR min ≈ 1,00x*

CAPEX +10% / +20%

Besoin cash sponsor

+0,39 M€ / +0,77 M€

LLCR

non calculable avec les données
publiques fournies

*Estimations IA simplifiées : OPEX principalement fixes, dette inchangée sauf scénario CAPEX, hors fiscalité fine, working capital et couverture FX.

Planning & risque de refinancement

Le chemin critique n'est pas seulement le chantier : le remboursement final dépend d'un refinancement ou d'une cession.



Pourquoi le refinancement est critique

- Remboursement obligatoire en bullet.
- Banque locale envisagée après stabilisation / contrat long terme.
- Prix et maturité du futur financement non sécurisés.

Incohérence à corriger dans le modèle

Le modèle comptabilise des revenus S2 2026 alors que le planning public annonce une production en 2027. Une mise à jour du cash-flow et du profil de dette est indispensable.

PLANNING & RISQUES ★★☆☆☆

Solidité financière & qualité de l'information

La capacité opérationnelle du groupe paraît réelle, mais la lecture crédit est compliquée par un émetteur jeune et des comptes combinés pro forma.

Émetteur / porteur

118,7 k€

actifs 2025

−30,3 k€

résultat net 2025

464 k€

chiffre d'affaires 2025

42,1 k€

dette nette 2025

⚠ La fiche indique que les comptes récents ne sont pas disponibles, tout en présentant des chiffres 2024–2025. Le périmètre exact de ces données doit être clarifié.

Groupe économique

11,8 M\$

actifs 2025

5,8 M\$

fonds propres 2025

20,7 M\$

revenus 2025

2,54 M\$

résultat 2025

Ces états sont combinés / pro forma et explicitement non consolidés au sens IFRS. La note indique une agrégation volontaire des sociétés contrôlées.

ANTÉCÉDENTS / CRÉDIT ★★☆☆☆

Antécédents du porteur — anonymisés

L'historique opérationnel est plus convaincant que l'historique de remboursement, encore trop récent pour être jugé.

Références opérationnelles publiques

Projet précédent #1	2026	PV	~12,3 MWp	construction terminée
Projet précédent #2	2026	PV	~2,1 MWp	construction terminée
Projet précédent #3	2024	PV	~13,9 MWp	installation M&E terminée
Projet précédent #4	2024	PV	~12,9 MWp	construction / mise sous tension terminée

Ces références proviennent surtout de communications du groupe : elles confirment une activité réelle, mais ne remplacent pas des certificats de performance ou de bonne fin indépendants.

Historique de financement public

≈ 7,4 M€

encours antérieur documenté

3 opérations précédentes

Projet précédent #A : ~2,0 M€ • en cours
Projet précédent #B : ~4,0 M€ • en cours
Projet précédent #C : ~1,45 M€ • en cours

Aucune arrivée à échéance observée dans le dossier : la discipline de remboursement n'est donc pas encore démontrée sur un cycle complet.

TRACK RECORD ★★☆☆☆

Marché, réseau & acceptabilité locale

Le solaire progresse vite dans le pays ; cette dynamique soutient le marché mais augmente aussi l'importance du risque réseau.

8,7%

part du solaire dans la capacité nette nationale • mars 2026

55 projets

nouveaux projets de génération au T1 2026 • tous solaires

24 000+

systèmes solaires distribués recensés en 2026

Cohérence locale

- Zone inter-andine avec ressource solaire exploitable toute l'année.
- Le productible DC implicite du projet est cohérent avec un point régional proche.
- Raccordement court annoncé, ce qui limite les travaux de ligne propres au projet.

Acceptabilité & réseau

- Pas d'opposition publique notable identifiée dans les recherches ciblées — signal faible, pas une preuve d'absence de recours.
- Déploiement solaire rapide : surveiller congestion locale, limitations d'injection et évolution des règles de connexion.
- Biodiversité / paysage / drainage : pièces environnementales détaillées non exploitées dans le dossier fourni.

Points forts / points d'attention

Lecture hiérarchisée — sans recommandation d'investissement.

Points forts

- Petite taille des sites : chantier court et technologie standardisée.
- CAPEX autour de 727 €/kWp, compétitif à première lecture.
- Production P90 cohérente une fois normalisée sur la capacité DC.
- Paquet de sûretés de premier rang + structure fiduciaire locale.
- Décaissement conditionné aux permis, contrats et avis juridique.
- Références opérationnelles récentes sur des projets solaires de taille supérieure.

Points d'attention

- Revenus marchands très volatils ; contrat long terme non sécurisé.
- Remboursement final dépendant d'un refinancement / d'une cession.
- Exposition COP/EUR malgré un mécanisme de conversion partielle.
- Incohérence de calendrier entre modèle financier et COD annoncé.
- Données financières : émetteur jeune + groupe en pro forma combiné.
- Assurances, rapport de productible indépendant et preuve RTB à compléter.

Grille d'évaluation & conclusion

Les étoiles expriment un niveau de robustesse documentaire / risque relatif, pas une recommandation.

Ressource & production



Revenus & offtake



EPC/O&M & assurances



Autorisations & raccordement



Structure & sûretés



Antécédents porteur



Planning & risques



Conclusion récapitulative

Le dossier présente un actif solaire simple, un CAPEX cohérent et une architecture de sûretés structurée. La faiblesse principale n'est pas technique : elle tient à la visibilité des revenus et au refinancement final.

Avant toute décision, les points les plus matériels à approfondir sont : preuve RTB et raccordement définitif, rapport P50/P90 indépendant, modèle financier mis à jour avec un COD 2027 cohérent, stratégie de contrat long terme, couverture FX, assurances et conditions de refinancement bancaire.

Les informations restent incomplètes sur plusieurs de ces sujets ; aucune conclusion ne doit être interprétée comme une recommandation.

Priorité diligence : revenus / refinancement / cohérence du modèle

Sources externes & méthode

Liens cliquables — les libellés sont volontairement génériques.

1 [Marché de l'électricité — juillet 2026](#)



2 [Statistiques nationales de raccordement DG](#)



3 [Règles de connexion de la génération distribuée](#)



4 [Atlas solaire mondial](#)



5 [Rapport solaire régional proche — indicatif](#)



6 [Registre commercial du sponsor](#)



7 [Références de projets réalisés — source déclarative](#)



8 [Historique de levée publique précédente](#)



9 [Page publique du projet — planning](#)



10 [Signal public récent de stade RTB — déclaratif](#)



Méthode

Lecture critique des documents • recoupements externes • recalculs de cohérence • stress tests simples sur prix, production, CAPEX/OPEX et réseau • notation 1–5 étoiles.