HELIO CORE TECHNOLOGIES

HELIO CORE **INSIGHTS**

RESEARCH PAPER 01 / 2026

LIVRE BLANC | MAROC | NOVEMBRE 2026

# Le solaire industriel au Maroc

## De la transition énergétique à la compétitivité économique

Réglementation, autoconsommation, modèles d'investissement et perspectives 2027-2030



Publié par

**Helio Core Technologies**

RESEARCH PAPER 01
NOVEMBRE 2026

L'ESSENTIEL DU RAPPORT

# Investir dans une valeur mesurable, pas dans une puissance affichée.

Un projet photovoltaïque industriel crée de la valeur lorsque sa production correspond aux besoins réels d'un site, que ses obligations sont maîtrisées et que ses résultats peuvent être vérifiés au fil du temps.

**10 429 MW**

Capacité d'accueil renouvelable cumulée approuvée par l'ANRE pour 2030. Il ne s'agit pas de capacités déjà installées. [S02]

**0,18 MAD**

Tarif annoncé de l'excédent en heures hors pointe, uniquement dans le cadre réglementaire applicable. [S03]

**500 kWc**

Puissance du modèle strictement illustratif utilisé dans notre analyse économique.

**Note de lecture :** Les prix, performances, coûts d'investissement et économies de notre cas pratique sont des hypothèses pédagogiques et non des données de marché ni des offres commerciales.

PLAN DE L'ÉTUDE

## Six angles pour juger un investissement industriel

01 **Contexte et cadre marocain**
Politique énergétique, ANRE, autoproduction et accès au réseau

02 **Valeur économique de l'énergie**
Autoconsommation, excédents, charge et contraintes techniques

03 **Modélisation financière**
Cas illustratif de 500 kWc, sensibilité et risques financiers

04 **Technologie, stockage et opérations**
BESS, maintenance et références sectorielles

05 **Compétitivité et orientation 2030**
CBAM, gouvernance et feuille de route industrielle

06 **Méthodologie et références**
Hypothèses, limites, sources primaires et responsabilité éditoriale

Recherche préparée par **Helio Core Technologies**. Les sources sont accessibles dans la bibliographie. Les illustrations de sites industriels sont conceptuelles et ne représentent pas nos réalisations.

CHAPITRE 01

NOTE DE RECHERCHE

# Une question d’investissement, pas seulement de technologie

Le solaire industriel marocain entre dans une phase où les décisions techniques, réglementaires et financières doivent être lues ensemble.

La transition énergétique est souvent racontée en mégawatts installés. Pour une entreprise industrielle, la question est différente : quelle quantité d’électricité sera réellement remplacée, à quelles heures, avec quels risques et à quel coût complet ?

Ce livre blanc propose une lecture de dirigeant. Il part des textes publics, distingue les faits de nos hypothèses, puis examine la valeur économique des installations photovoltaïques au niveau du site.

Notre thèse est simple. La compétitivité ne découle pas mécaniquement de la surface de panneaux installée. Elle repose sur la qualité du dimensionnement, les conditions d’accès au réseau, l’exploitation et la discipline financière.

POSITION ÉDITORIALE

**Un outil d’analyse, pas une brochure commerciale.**

Le document s’adresse aux directions générales, responsables d’usine, directions financières, investisseurs et partenaires institutionnels qui veulent décider sur la base de données vérifiables.

**Cadre de lecture :** les scénarios économiques sont illustratifs et les conclusions doivent être appréciées à la lumière de données d’exploitation propres à chaque site. Les visuels ne représentent pas des réalisations de Helio Core Technologies.

## Une recherche articulée autour de la décision

Le point de départ de cette étude est volontairement économique. Un panneau photovoltaïque ne produit pas une rentabilité abstraite. Il produit une énergie dont l'utilité dépend d'un site, d'un instant, d'un contrat et d'une organisation industrielle. Le même kilowattheure peut éviter un achat coûteux, se retrouver disponible pendant un arrêt de production ou nécessiter un traitement réglementaire particulier en cas d'injection. Il faut donc suivre le parcours de l'énergie jusqu'à sa valeur effectivement réalisable.

Cette distinction change la manière de poser les questions. Au lieu de demander combien de modules peuvent être installés sur un bâtiment, le comité d'investissement devrait commencer par identifier les heures de consommation incompressible, les pics saisonniers, la sensibilité des procédés aux interruptions et les possibilités de réduire la demande avant d'ajouter une nouvelle capacité. Une réponse pertinente peut aboutir à un projet photovoltaïque plus petit, mieux autoconsommé et plus simple à exploiter.

Les pages qui suivent ne cherchent pas à démontrer que tout site doit s'équiper. Elles donnent une grille de lecture pour déterminer quand il convient d'étudier un projet, quelles informations sont indispensables et pourquoi certains scénarios peuvent être moins favorables qu'une première présentation commerciale ne le laisse supposer.

EXECUTIVE SUMMARY

# Cinq conclusions pour les décideurs

**01** **Dimensionner sur les heures, pas sur le toit.**

La superposition entre production photovoltaïque et consommation industrielle importe davantage que la puissance maximale installable.

**02** **Ne pas confondre capacité d'accueil et droit au raccordement.**

Les 10 429 MW cumulés à horizon 2030 publiés par l'ANRE décrivent une capacité réglementaire agrégée, non un engagement de raccordement pour chaque projet. [S02] [S09]

**03** **Le surplus ne remplace pas un bon profil d'autoconsommation.**

La rémunération réglementée annoncée en 2026 est distincte de la valeur économique du kWh qui n'a pas été acheté au réseau. [S03]

**04** **Le stockage exige une justification par usage.**

Décalage de consommation, limitation de pointes et secours sont trois objectifs différents, avec trois cas économiques distincts.

**05** **La qualité de l'information devient stratégique.**

Mesures de charge, revue des contraintes, hypothèses de financement et documentation sont les fondations d'un investissement crédible.

## Notre thèse en une phrase

**La valeur d'un projet solaire industriel réside dans l'énergie utile, maîtrisée et mesurable, non dans la seule capacité installée.** Cette proposition lie trois disciplines qui travaillent encore trop souvent séparément : l'ingénierie électrique, la lecture réglementaire et la gestion financière. Aucune de ces disciplines ne suffit à elle seule pour qualifier un investissement.

Sur le plan industriel, l'optimisation des horaires peut parfois améliorer le taux d'autoconsommation sans ajouter de matériel. Sur le plan réglementaire, l'accès au réseau et la valorisation éventuelle des excédents doivent être documentés, et non déduits d'un tarif public pris isolément. Sur le plan financier, les résultats changent lorsque varient le prix du kilowattheure réellement évité, la disponibilité du site, le coût du capital ou les dépenses de maintenance.

Le décideur doit par conséquent demander une comparaison de scénarios, avec hypothèses identiques et limites explicites. La meilleure option peut être une centrale de taille modérée, une démarche progressive en plusieurs phases, ou le report du projet dans l'attente d'une mesure plus fiable de la consommation.

CHAPITRE 02

PAYSAGE ÉNERGÉTIQUE

# Une ambition électrique nationale, un problème économique local

**>52 %**

**Objectif de capacité renouvelable installée**

Horizon 2030, stratégie nationale

**>12 GW**

**Parc électrique national annoncé**

Puissance à fin 2025

**2026**

**Nouvelle étape réglementaire**

Décisions ANRE et régime CBAM

Le ministère en charge de l'énergie indique que la stratégie marocaine vise à dépasser 52 % d'énergies renouvelables dans la **capacité électrique installée** à l'horizon 2030. Cette mesure de capacité ne doit pas être confondue avec la part des renouvelables dans l'électricité effectivement produite. [S01]

Sur le terrain industriel, l'enjeu n'est pas de reproduire mécaniquement le programme national. Il consiste à convertir une politique énergétique en une décision d'investissement propre à chaque site : stabilité des coûts, maîtrise de l'exposition tarifaire, résilience opérationnelle et, lorsque c'est documenté, amélioration du bilan environnemental.

## Ce qui renforce l'intérêt

- Une consommation électrique récurrente pendant les heures de soleil.
- Des surfaces d'implantation techniquement adaptées.
- Un horizon d'exploitation long et une capacité de financement réaliste.

## Ce qui peut dégrader le projet

- Des arrêts saisonniers ou une demande surtout nocturne.
- Une toiture fragile ou des travaux électriques importants.
- Un cadre de raccordement ou de valorisation du surplus mal compris.

Dans son bilan mondial des coûts 2025, l'IRENA indique un coût actualisé moyen de l'électricité solaire à grande échelle de l'ordre de 44 USD/MWh. Il s'agit d'un indicateur international pour les centrales utility-scale, à ne pas utiliser comme tarif évité ou comme coût garanti d'une toiture industrielle marocaine. [S07]

> **Lecture stratégique**
>
> La transition énergétique nationale crée un contexte favorable à l'analyse des projets, mais elle ne constitue jamais une preuve de rentabilité à l'échelle d'une usine.

## Le passage de l'ambition nationale à la réalité d'un atelier

L'objectif national en matière de capacités renouvelables constitue une orientation du système électrique. Pour un fabricant, cependant, la stratégie d'approvisionnement se construit à une échelle beaucoup plus fine. Une usine d'emballage fonctionnant essentiellement le jour, un site de froid industriel exploité en continu et une unité de transformation agricole saisonnière ne présenteront ni le même profil de charge, ni les mêmes risques d'arrêt, ni la même capacité à consommer directement la production photovoltaïque.

Cette diversité rend les statistiques nationales utiles comme contexte, mais insuffisantes pour anticiper le rendement d'un actif. La disponibilité d'un gisement solaire favorable ne prouve pas que la toiture convient, que le poste électrique est adapté ou que le taux d'autoconsommation sera élevé. À l'inverse, un site disposant d'une surface modeste peut présenter un projet pertinent si sa demande est régulière pendant les heures ensoleillées.

### Une compétitivité faite de plusieurs composantes

La réduction de la facture est l'avantage le plus visible. Mais les décisions industrielles prennent aussi en compte la fiabilité, la prévisibilité des coûts, la continuité des opérations et le niveau d'engagement du capital. Un projet dont le retour simple semble attractif peut être rejeté si les travaux menacent une production critique, si la couverture doit être remplacée prochainement ou si les responsabilités de maintenance restent ambiguës. L'analyse doit intégrer ces coûts de décision, même lorsqu'ils sont difficiles à condenser dans un pourcentage de rendement.

CHRONOLOGIE RÉGLEMENTAIRE

## Le cadre de décision s’est précisé

**2023**

**Loi n° 82-21**

Cadre de l’autoproduction d’électricité, y compris des possibilités encadrées de stockage et de cession d’excédent selon les conditions applicables. [S01]

**JAN 2026**

**Capacité d’accueil 2026-2030**

L’ANRE approuve et publie les capacités cumulées du réseau, avec des ventilations par filière et niveau de réseau. [S02]

**FÉV 2026**

**Tarifs ANRE et rémunération de l’excédent**

Publication de décisions relatives à la valeur de l’excédent et aux composantes de tarification des réseaux. [S03, S04]

**2026**

**Régime définitif CBAM dans l’Union européenne**

Pour les produits couverts, les obligations de reporting et de tarification des émissions deviennent un sujet commercial pour les chaînes exportatrices. [S05]

**Ce que cela ne signifie pas**

Une loi ou un tarif publiés ne rendent pas toutes les configurations automatiquement autorisées. Le point de connexion, le niveau de tension, les autorisations et les modalités contractuelles doivent être vérifiés par projet.

Ce livre blanc fournit une lecture économique générale. Il ne remplace pas une consultation juridique ou les instructions écrites du gestionnaire de réseau concerné.

### Lire les textes comme une séquence de conditions

Une loi définit un cadre général. Un texte d'application en précise des procédures. Une décision tarifaire établit des paramètres économiques. Enfin, la situation réelle du site détermine quels éléments sont mobilisables. Il serait imprudent de faire passer directement un industriel de la lecture d'un communiqué de presse à une hypothèse de revenus garantis. Les régimes d'autoproduction, de raccordement et de cession d'excédents demandent une qualification selon la configuration du projet.

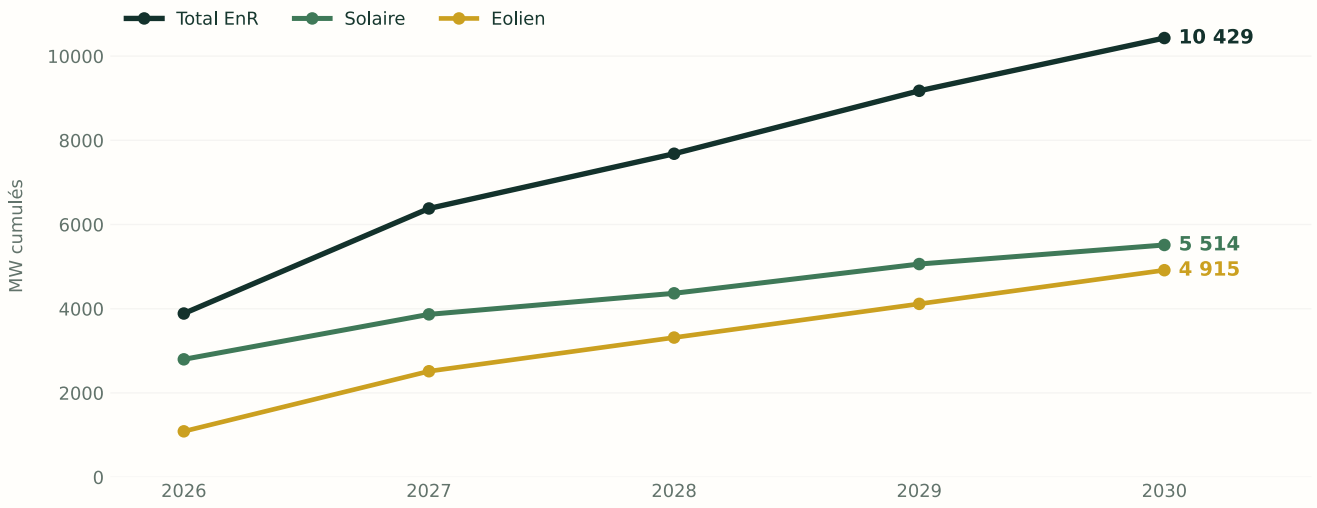
Pour chaque investissement, le dossier de conformité doit identifier au minimum le niveau de tension du raccordement, l'entité gestionnaire compétente, le statut du producteur ou de l'autoproducteur, les puissances prévues et les documents autorisant les éventuels flux vers le réseau. Les conditions de comptage, la protection anti-îlotage, les exigences de sécurité et les conventions contractuelles devront être définies par les intervenants compétents.

Il est utile de conserver dans le dossier d'investissement un tableau de suivi réglementaire daté. Il indique la source officielle, l'article ou la décision applicable, l'interprétation retenue et la personne chargée de sa validation. Cette traçabilité protège l'entreprise contre une erreur fréquente : conserver des hypothèses juridiques alors que le cadre a évolué entre l'étude et la mise en service.

DONNÉES ANRE

# 10 429 MW : ce que mesure réellement le chiffre de l’ANRE

La capacité d’accueil cumulée approuvée pour 2030 atteint 10 429 MW, dont 5 514 MW pour le solaire et 4 915 MW pour l’éolien. [S02]




### Une information d’allocation

La série donne de la visibilité sur le potentiel d’intégration agrégé annoncé. Elle n’indique ni le nombre de centrales déjà construites, ni la part disponible à un point précis du réseau.

### Une information à territorialiser

Le gestionnaire concerné doit étudier la demande, les contraintes techniques et la capacité du point de raccordement. Une capacité nationale positive n’équivaut pas à une autorisation individuelle. [S09]

**Méthode**

Données officielles pour 2026, 2027, 2028, 2029 et 2030. Le graphique n’est pas une prévision de puissance effectivement mise en service.

### Pourquoi la capacité d'accueil n'est pas une réservation

Les chiffres annuels publiés par l'ANRE apportent une lecture macroéconomique précieuse de l'aptitude du système électrique à intégrer des projets renouvelables. Ils ne constituent toutefois pas un inventaire des mégawatts disponibles sans condition pour une entreprise déterminée. Les capacités sont structurées par technologie et par réseau, tandis que les demandes de raccordement supposent des études techniques locales et les procédures applicables. La carte et les tableaux du régulateur servent donc à orienter la recherche, pas à sécuriser une décision d'investissement individuelle. [S02] [S09]

Cette distinction est particulièrement importante lorsque plusieurs sites d'un groupe industriel sont étudiés. Une même entreprise peut disposer de toitures comparables mais rencontrer des situations de connexion différentes. L'ordre de traitement des sites devrait alors tenir compte de la consommation, de la faisabilité de la structure, de la tension de raccordement et du calendrier des vérifications administratives. Les sites ne doivent pas être classés uniquement selon leur surface photovoltaïque potentielle.

Notre lecture est que la publication régulière de données d'accueil améliore la discipline de préparation des projets. Elle n'élimine ni le risque d'étude de raccordement, ni les investissements d'adaptation du réseau éventuellement nécessaires. La transparence de l'information publique réduit l'incertitude sur le contexte, mais elle ne la supprime pas à l'échelle de l'actif.

ÉCONOMIE RÉGLEMENTAIRE

## Valorisation du surplus : ne pas confondre deux prix

HEURES HORS POINTE

**0,18** MAD / kWh

HEURES DE POINTE

**0,21** MAD / kWh

Pour la période du **1er mars 2026 au 28 février 2027**, l’ANRE fixe à ces niveaux les tarifs réglementés de l’électricité excédentaire pouvant être cédée dans les conditions décrites par sa décision. Le communiqué vise les réseaux HT, THT et MT ; le tarif BT doit relever d’un cadre ultérieur. [S03]

01

**kWh autoconsommé**

Sa valeur dépend du coût effectivement évité sur la facture, du contrat, des taxes et des charges qui restent dues.

02

**kWh excédentaire**

Sa valeur éventuelle dépend de la possibilité légale de céder l’énergie, des limites applicables et des modalités de mesure.

Les tarifs TURT, TURD et TSS publiés par l’ANRE sont des composantes de tarification réglementées spécifiques. Ils ne représentent pas à eux seuls la facture complète d’électricité d’un industriel. [S04]

**Conclusion de recherche**

Le meilleur dimensionnement ne consiste pas à maximiser une production brute. Il consiste à maximiser une valeur réalisable, sous les contraintes techniques et juridiques du site.

### Deux mécanismes économiques à garder séparés

Un kilowattheure photovoltaïque consommé sur le site peut réduire une quantité d'électricité qui aurait autrement été achetée. Sa valeur ne correspond pas automatiquement au prix moyen affiché en première ligne d'une facture. Il faut identifier les composantes variables effectivement évitées, les périodes tarifaires et les frais qui demeurent indépendants de l'énergie consommée. Ce prix évité doit être vérifié sur la situation contractuelle réelle de l'entreprise.

Un kilowattheure excédentaire suit une logique différente. Sa cession éventuelle suppose que la configuration du projet entre dans le périmètre des règles applicables, que les dispositifs de mesure et les conventions nécessaires existent et que les limites réglementaires soient respectées. Le tarif publié pour l'excédent ne peut donc pas être appliqué par défaut à toute énergie non consommée. La décision de l'ANRE distingue également les heures de pointe et hors pointe sur la période réglementaire retenue. [S03]

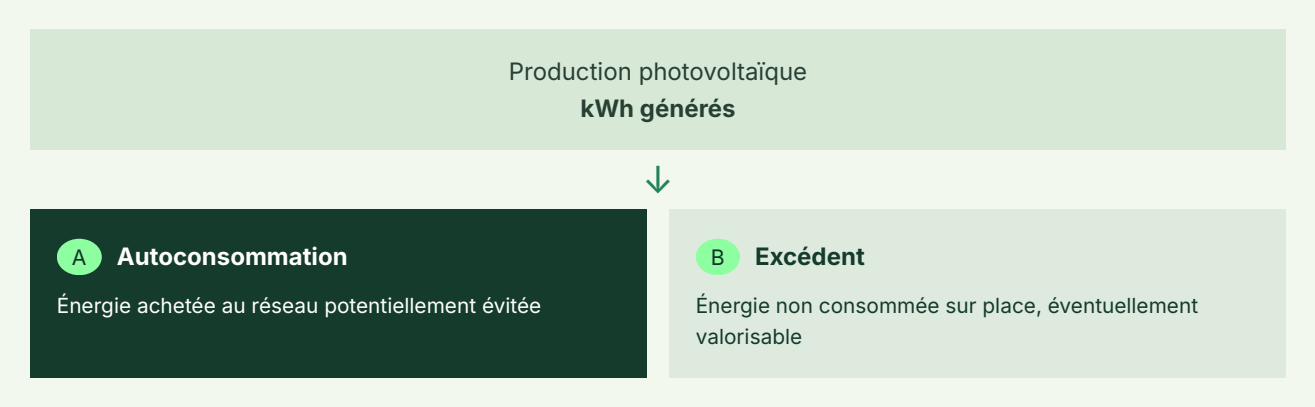
Dans l'analyse d'investissement, nous recommandons de présenter une première colonne de gains hors valorisation des excédents, puis une colonne distincte pour tout mécanisme complémentaire juridiquement confirmé. Cette présentation évite d'améliorer artificiellement la rentabilité par un revenu hypothétique et permet au décideur de visualiser la solidité intrinsèque du projet en autoconsommation.

CHAPITRE 03

CADRE DE VALORISATION

## Le bon indicateur : l’électricité réellement évitée

Le revenu théorique d’une centrale ne doit jamais être calculé à partir de la seule production annuelle.




Valeur brute du projet ≈ (kWh autoconsommés × prix évité pertinent) + (kWh excédentaires admissibles × rémunération applicable)
La formule est volontairement simplifiée. Un modèle d’investissement complet retire les frais d’exploitation, les pertes, les remplacements, le financement, les impôts pertinents et les autres coûts du système.

Lorsque les contrats ou le point de raccordement ne permettent pas de valoriser un excédent, sa valeur retenue dans la simulation prudente doit être nulle. Cette hypothèse ne préjuge pas de l'éligibilité finale du projet.

> **Question de direction financière**
>
> Quel serait le niveau d'autoconsommation au pas de temps pertinent, pour chaque scénario de puissance étudié ?

### Mesurer la simultanéité à un pas de temps adapté

Le terme de taux d'autoconsommation peut sembler simple, mais sa fiabilité dépend des données utilisées. Une estimation à partir de douze factures mensuelles peut masquer de nombreuses heures où la production solaire dépasse la demande instantanée. À l'inverse, une installation qui paraît peu utile à partir d'une moyenne saisonnière peut répondre très efficacement à des besoins récurrents en journée. La qualité du pas de mesure est donc centrale.

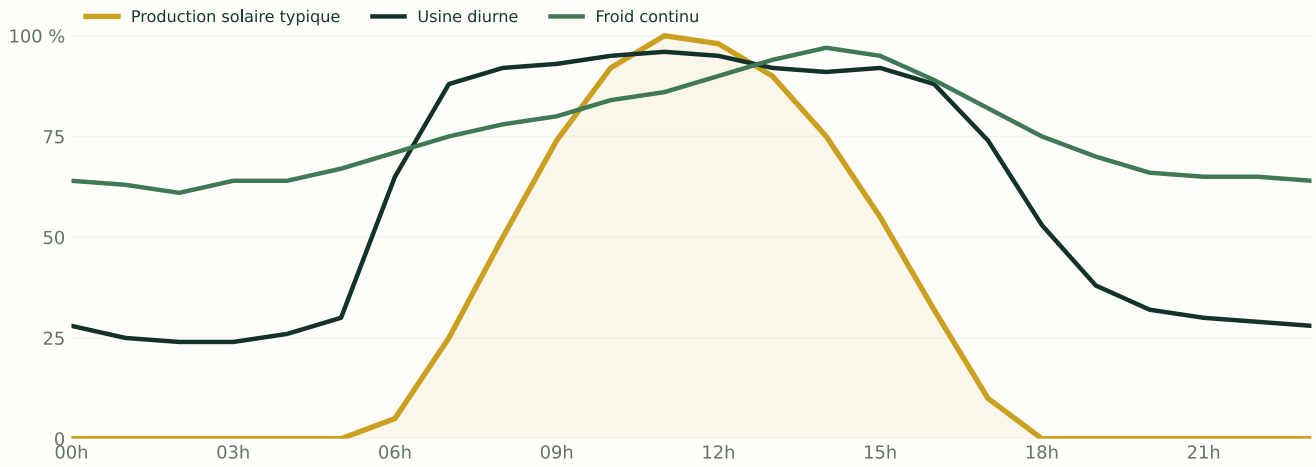
Une simulation robuste rapproche, pour des intervalles temporels suffisamment fins, l'électricité produite et la puissance effectivement appelée par le site. L'énergie autoconsommée est la part commune aux deux profils. La production restante doit être qualifiée selon les conditions techniques et réglementaires : limitation, écrêtage, stockage éventuel ou cession admissible. Le modèle devrait aussi traiter les jours non ouvrés, les arrêts de maintenance, les congés et les variations saisonnières.

Enfin, la valeur financière doit être reliée au tarif applicable pendant les périodes concernées. Lorsque l'usine achète son électricité à des conditions différentes selon les horaires, une moyenne annuelle unique peut créer des biais. L'annexe méthodologique de cette étude recommande un calcul sur plusieurs scénarios et la publication explicite des données manquantes, plutôt que leur dissimulation dans une moyenne flatteuse.

CHARGE ET PRODUCTION

## Deux usines, deux profils, deux économies possibles

Une même centrale solaire peut produire une quantité annuelle proche sur deux sites voisins, tout en générant des économies différentes. La raison tient souvent à la concordance horaire entre la production et les usages.



### Usine de jour

Une demande élevée entre 8 h et 17 h peut se superposer largement à la production solaire. Il reste à vérifier les week-ends, arrêts et variations saisonnières.

### Chaîne du froid

La demande peut rester élevée la nuit. Le potentiel solaire doit alors être étudié en parallèle de l’optimisation des compresseurs, de la régulation et, si nécessaire, du stockage.

> **Lecture**
>
> Le taux d’autoconsommation est la part de l’énergie solaire produite qui est consommée sur place. Il se distingue du taux d’autoproduction, qui rapporte l’énergie solaire autoconsommée à la consommation totale du site.

### Une même production peut avoir des utilités très différentes

Prenons deux profils purement conceptuels de même consommation annuelle. Le premier concentre son activité de 8 h à 18 h, avec des moteurs et des lignes d'emballage utilisés pendant les heures lumineuses. Le second fonctionne majoritairement la nuit, notamment pour des cycles de froid ou des procédés continus. Une centrale présentant le même productible annuel ne générera pas nécessairement le même volume d'électricité autoconsommée sur les deux sites. Le résultat varie aussi avec les jours de fermeture et les heures de pointe propres à chaque entreprise.

Une première piste d'amélioration est parfois organisationnelle : déplacer certaines opérations flexibles vers les plages de production solaire, sans perturber la qualité ni la productivité. Ce déplacement n'est pas universellement possible. Il doit être validé par les responsables de production et les exigences du procédé. Une autre approche consiste à réduire la puissance photovoltaïque installée afin de limiter les excédents inutilisés. La comparaison doit mesurer les conséquences sur l'énergie valorisée et sur le coût total.

Ce raisonnement explique pourquoi les études les plus solides combinent expertise énergétique et compréhension du fonctionnement industriel. Le dialogue avec l'exploitant est aussi important que l'inventaire des équipements électriques. La meilleure simulation reste fragile si les hypothèses d'horaires ont été construites sans l'équipe qui organise réellement la production.

RISQUES DE PROJET

## Avant le mégawatt, six vérifications indispensables

01

### La charge

Douze mois de factures, horaires, données de puissance et courbes au pas horaire ou infra-horaire.

02

### Le bâti

Structure, étanchéité, charges admissibles, sécurité incendie et accès maintenance.

03

### Le raccordement

Point de connexion, protections, schémas, contraintes du gestionnaire et autorisations.

04

### L’exploitation

Arrêts, saisonnalité, risques d’interruption et calendrier des travaux.

05

### La production

Simulation localisée, ombrages, orientation, pertes, incertitudes et dégradation.

06

### La décision

Scénarios dimensionnés, coûts complets, financement, responsables et jalons contractuels.

Pour la ressource solaire, PVGIS, l'outil du Joint Research Centre de la Commission européenne, permet d'obtenir des estimations localisées et de documenter les paramètres de production. Les résultats restent des estimations modélisées et doivent être rapprochés des conditions réelles du site. [S06]

> **Question utile**
>
> Un devis sérieux devrait permettre à l'acheteur de comprendre pourquoi une puissance a été retenue, mais aussi pourquoi les autres puissances n'ont pas été retenues.

## Des risques qui dépassent la seule toiture

La capacité portante d'un bâtiment, la nature de son étanchéité, le vieillissement de la couverture et les effets du vent déterminent en grande partie la faisabilité d'une implantation. Le poids des modules et des structures ne doit pas être considéré indépendamment des charges permanentes et climatiques retenues dans les vérifications réglementaires. Ces contrôles relèvent de professionnels qualifiés. Les conditions d'accès à la toiture, les chemins de maintenance et les éventuels travaux de renforcement doivent être intégrés au coût avant une décision d'investissement.

La partie électrique appelle la même rigueur. Le projet doit prendre en compte les protections DC et AC, la coordination des dispositifs de coupure, la mise à la terre, la protection contre les surtensions et les prescriptions du gestionnaire concerné. Les interventions doivent être coordonnées avec l'exploitation afin de réduire les risques d'interruption des lignes de production. Une perte de production industrielle pendant les travaux peut être économiquement plus importante qu'une différence de prix entre deux offres de matériels.

Nous recommandons enfin d'évaluer le risque documentaire : absence de plans à jour, de schéma unifilaire, d'historique des modifications ou de responsable clairement identifié pour les interfaces techniques. Un investissement sérieux devrait produire un dossier de référence utilisable pendant la mise en service, la maintenance et les audits futurs.

CHAPITRE 04

CAS THÉORIQUE 500 KWC

# Une simulation industrielle transparente

Pour isoler les mécanismes économiques, nous construisons ici un cas **100 % illustratif** de centrale photovoltaïque raccordée à un site industriel.

| Hypothèse | Valeur retenue | Statut |
|---|---|---|
| Puissance installée | 500 kWc | Illustration |
| Productible annuel | 1 550 kWh/kWc | Illustration, non PVGIS |
| Production première année | 775 000 kWh | Calcul |
| Taux d'autoconsommation | 85 % | Hypothèse horaire non simulée |
| Valeur du kWh évité | 1,20 MAD/kWh | Hypothèse, non tarif officiel |
| Valorisation de l'excédent | 0 MAD/kWh | Hypothèse prudente |
| Coût initial total | 5 000 000 MAD | Hypothèse, non devis |
| O&M annuel | 50 000 MAD | Hypothèse constante |
| Durée, actualisation, baisse annuelle | 20 ans, 8 %, 0,5 % | Hypothèses financières |

**Important :** ces montants ne doivent pas être cités comme des prix marocains, ni comme une étude de faisabilité. Le productible ne provient pas d'un site réel. Aucune dimension de toiture, courbe de charge ou offre fournisseur n'a été validée.

### Une convention prudente

Nous supposons qu'aucun revenu d'excédent n'est admissible tant que les conditions juridiques et contractuelles n'ont pas été confirmées.

## Pourquoi construire un cas fictif de 500 kWc ?

Une simulation transparente permet de comprendre la mécanique économique sans prétendre décrire le coût d'une installation réelle. Le choix de 500 kWc sert uniquement à disposer d'un ordre de grandeur facile à lire. Il ne correspond pas à une offre de Helio Core, à une moyenne du marché marocain ou à un dimensionnement issu d'un logiciel de production. Tous les paramètres sont explicitement modifiables.

Le productible théorique de 1 550 kWh/kWc/an conduit à une production de première année de 775 000 kWh. Cette valeur est une hypothèse pédagogique et non le résultat d'un calcul PVGIS pour un emplacement déterminé. Le taux d'autoconsommation de 85 % suppose lui aussi un profil horaire fictif. Un véritable dossier exige un calcul géolocalisé, une analyse des pertes, une vérification des ombrages et un modèle de charge. L'outil PVGIS du Centre commun de recherche de la Commission européenne fournit une base utile pour la première famille de calculs. [S06]

Notre convention de prudence consiste à ne pas ajouter de recette de vente d'excédent dans le scénario central. Elle évite de faire dépendre le résultat d'une éligibilité qui n'a pas été confirmée. Le coût total, l'O&M et le taux d'actualisation figurent au tableau comme hypothèses d'analyse, sans portée tarifaire.

EXEMPLE FINANCIER

# Résultat central : 6,75 ans de retour simple dans notre hypothèse

**775 MWh**
**Production annuelle**
Année 1, hypothèse

**658,8 MWh**
**Autoconsommation**
85 % du solaire produit

**740 500 MAD**
**Flux net annuel**
Avant financement et impôts

Énergie consommée sur site = 775 000 × 85 % = **658 750 kWh**
Économie brute = 658 750 × 1,20 = **790 500 MAD**
Flux opérationnel simple = 790 500 - 50 000 = **740 500 MAD**
Retour simple = 5 000 000 ÷ 740 500 = **6,75 ans**

CALCUL DISCOUNTÉ

**≈ +2,00 M MAD**

Valeur actualisée nette indicative sur 20 ans, à 8 % d'actualisation, avec une baisse de production de 0,5 % par an, sans hausse tarifaire, impôt, remplacement majeur ou valeur résiduelle.

CE QUE LE CHIFFRE N'EST PAS

**Une promesse de rendement**

Un tarif réellement évité, un CAPEX différent, le financement, le remplacement d'équipements ou le taux d'autoconsommation peuvent modifier sensiblement le résultat.

Un calcul robuste devra produire des flux annuels documentés, intégrer les conditions de financement, les taxes appropriées, les variations tarifaires, les travaux de toiture, les remplacements et la maintenance.

## Lire le retour simple et la valeur actualisée nette

Le retour simple divise l'investissement initial par un flux opérationnel annuel de référence. Il est utile pour comparer rapidement des scénarios, mais il ignore la valeur temporelle de l'argent, la variation de la production et la répartition des dépenses dans le temps. Dans l'exemple, le calcul de 6,75 ans décrit uniquement une convention simplifiée de première année. Il ne constitue pas un horizon contractuel de remboursement.

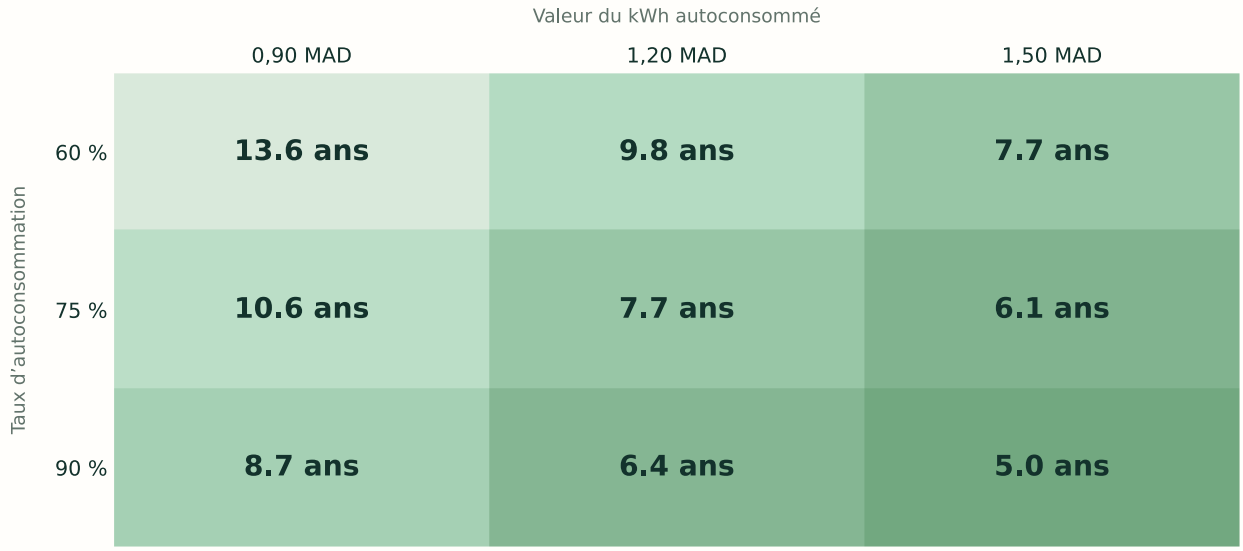
La valeur actualisée nette, ou VAN, apporte un autre point de vue. Elle additionne les flux futurs après les avoir actualisés, puis retire l'investissement initial. Une VAN positive dans le scénario fictif ne suffit pas à démontrer qu'un investissement réel est souhaitable. Il faut tester les remplacements d'onduleurs, les dépenses extraordinaires de toiture, la fiscalité, les intérêts, les garanties, le calendrier de mise en service et les coûts de transaction. Notre estimation indicative exclut volontairement ces éléments pour isoler l'effet du taux d'autoconsommation et du prix de l'énergie évitée.

Une présentation responsable à un comité d'investissement devrait afficher au minimum le retour simple, la VAN, les flux annuels et une analyse de sensibilité. Elle doit également expliciter le sort des valeurs de revente éventuelles et le traitement des années où la centrale serait temporairement indisponible.

MATRICE DE SENSIBILITÉ

# La rentabilité est d’abord une question de sensibilité

Dans l’exemple à 500 kWc, le retour simple varie fortement lorsque la part solaire autoconsommée et la valeur du kWh évité changent. Les autres hypothèses restent constantes.




## Un mauvais scénario possible

Avec 60 % d’autoconsommation et 0,90 MAD/kWh évité, le retour simple calculé est d’environ **13,6 ans**.

## Un scénario plus favorable

Avec 90 % d’autoconsommation et 1,50 MAD/kWh évité, il serait d’environ **5,0 ans**.

> **Enseignement**
>
> Un simple changement d’hypothèse peut inverser une décision d’investissement. Les contrats d’électricité et les données horaires de charge doivent donc faire partie du dossier soumis au comité d’investissement.

## Interpréter la matrice comme un test de résistance

La matrice ci-dessus ne cherche pas à prédire ce que coûtera l'électricité au Maroc. Elle montre comment deux hypothèses seulement modifient un même projet fictif. Un taux d'autoconsommation plus faible réduit l'énergie qui évite un achat. Un prix évité plus bas réduit la valeur financière de cette énergie. Lorsque les deux facteurs se dégradent ensemble, le retour simple s'allonge rapidement, même si les équipements et la production nominale ne changent pas.

L'intérêt de cet exercice est pratique. Avant de retenir une puissance, l'entreprise peut demander des scénarios prudents, centraux et favorables sur les paramètres qui comptent le plus. Il convient également de modifier le coût initial, la production liée à l'emplacement, la dégradation annuelle, les dépenses d'entretien et les conditions de financement. La décision devient plus robuste lorsque la conclusion demeure acceptable dans plusieurs combinaisons défavorables, plutôt que dans le seul scénario commercial de référence.

La sensibilité ne doit pas remplacer l'étude de probabilité. Certaines hypothèses sont corrélées : une réduction de l'activité industrielle peut abaisser l'autoconsommation, tandis qu'un changement d'équipe modifie le profil horaire. Une étude approfondie peut donc associer plusieurs paramètres dans des scénarios cohérents, et non les faire varier séparément sans justification.

CAPEX, DETTE ET CONTRATS

# Le modèle de financement compte autant que la technologie

### 01

**Investissement sur fonds propres**

L'entreprise finance l'actif, maîtrise la stratégie d'exploitation et supporte les risques de construction, de performance et d'entretien.

À étudier : liquidité, rendement, amortissement, garanties.

### 02

**Crédit ou crédit-bail**

Le financement étale la dépense initiale, mais ajoute charges d'intérêt, exigences de couverture et contraintes documentaires.

À étudier : échéancier, ratios de dette, taux, sûretés.

### 03

**Service ou tiers-investissement**

Une autre partie peut assumer certains investissements, contre une structure contractuelle et tarifaire à examiner.

À étudier : conformité locale, PPA, propriété, sorties et responsabilités.

L'existence d'un modèle commercial international n'équivaut pas à son admissibilité automatique au Maroc. Toute structure de vente d'électricité, d'accès réseau ou de tiers-investissement doit être évaluée au regard des règles applicables et du contrat de fourniture.

**Le document bancaire minimal**

Scénarios de production, structure du coût, hypothèses de consommation, trésorerie annuelle, étude des risques, devis vérifiables, conditions de garantie, responsabilités O&M et sensibilités défavorables.

## Le contrat détermine la répartition des risques

La propriété directe, le crédit-bail ou une structure de service ne sont pas des variantes commerciales interchangeables. Ils déplacent les risques de construction, de performance, de financement et de maintenance entre différents acteurs. L'entreprise doit comprendre qui possède l'équipement, qui assure les performances, comment sont calculés les paiements, quelles pénalités s'appliquent et ce qui se passe en cas de changement d'activité du site.

Le coût du capital peut également transformer la comparaison entre deux solutions techniques. Un projet légèrement moins performant mais plus simple à financer, documenter et maintenir peut être préféré à une configuration plus ambitieuse exposée à des incertitudes contractuelles. La comparaison devrait donc utiliser des flux cohérents après financement lorsque celui-ci est pertinent, et conserver à part une lecture du rendement propre à l'actif.

Un dossier de négociation robuste précise les garanties des fabricants, les délais de réparation, les exigences de stock de pièces, les essais de réception, les métriques de supervision et le partage des responsabilités en cas de dégradation du productible. Sans cela, une promesse de performance peut être impossible à contrôler, même si son intitulé paraît rassurant.

CHAPITRE 05

BESS ET AUTOCONSOMMATION

# Le stockage n’est pas une option automatique

Une batterie apporte de la valeur seulement si l’usage à couvrir est identifié, mesurable et supérieur à son coût complet.

### A

**Décalage d’énergie**

Stocker une production solaire de milieu de journée pour répondre à une demande plus tardive.

Mesurer : kWh déplacés, rendement de cycle, usure.

### B

**Réduction des pointes**

Limiter certains appels de puissance si le contrat et les contraintes d’exploitation donnent une valeur à cette action.

Mesurer : kW, durée et structure tarifaire.

### C

**Continuité de service**

Alimenter une charge prioritaire lors d’un incident réseau, sous réserve d’une architecture adaptée.

Mesurer : autonomie, temps de transfert et criticité.



Le stockage impose une vérification des températures, protections, normes, cycles, garanties, puissance de l’onduleur, stratégie incendie et responsabilités d’exploitation. Une capacité indiquée en kWh n’est pas une garantie de secours pour une charge industrielle.

## Stocker l'électricité n'est pas le même service que sécuriser un procédé

Une batterie peut être envisagée pour utiliser plus tard une partie de la production solaire, limiter certaines pointes de puissance ou alimenter des usages sélectionnés lors d'une interruption. Ces fonctions ne se superposent pas automatiquement. Une architecture conçue pour le décalage énergétique n'assure pas nécessairement une reprise instantanée de charge, et un système de secours dédié peut exiger des équipements électriques, une stratégie de contrôle et des essais supplémentaires.

Le dimensionnement doit commencer par une description du service attendu : puissance à délivrer en kW, énergie utile en kWh, durée d'utilisation, nombre de cycles, vitesse de réponse, seuil de décharge, contraintes thermiques et disponibilité exigée. Il faut ensuite intégrer le rendement aller-retour, les pertes, la dégradation, la maintenance, les éventuels remplacements et les règles de sécurité. Les fiches commerciales en kWh nominaux ne suffisent pas à définir un service industriel exploitable.

Nous recommandons de comparer systématiquement un scénario sans batterie, un scénario avec stockage et, si pertinent, une démarche de gestion de la demande. L'investissement complémentaire n'est pertinent que s'il produit un bénéfice identifiable et démontré par le modèle. La présence d'une batterie ne doit pas servir de justification automatique à une plus grande centrale photovoltaïque.

RÉFÉRENCE PUBLIQUE

# Une référence marocaine publiée, avec ses limites

EXEMPLE TIERS DOCUMENTÉ

## Nexans, Mohammedia

Le ministère de l'Industrie et du Commerce a annoncé en décembre 2022 l'inauguration d'une centrale photovoltaïque sur le site industriel de Nexans à Mohammedia. Le communiqué cite **4 640 panneaux** et indique que l'installation devait couvrir environ **19 % des besoins énergétiques du site**. [S08]



### Ce que cette référence illustre

La décarbonation électrique industrielle peut être abordée sous forme d'un projet concret, adossé à un outil productif et à un objectif de consommation sur site.

### Ce qu'elle ne permet pas de déduire

Le communiqué ne suffit pas à établir le coût d'investissement, le tarif évité, le taux horaire d'autoconsommation, le retour financier ou la performance mesurée après mise en service.

> **Déontologie**
>
> Helio Core n'a pas réalisé le projet Nexans. Cette référence est citée exclusivement comme exemple public tiers, avec sa source institutionnelle.

### Ce qu'une référence sectorielle doit permettre de demander

Une réalisation publiée a une utilité méthodologique lorsqu'elle conduit à formuler des questions reproductibles pour d'autres sites. L'annonce d'une puissance, d'un nombre de modules ou d'une couverture énergétique ne renseigne pas, à elle seule, sur la part d'électricité autoconsommée heure par

heure. Pour évaluer une installation industrielle, il faudrait disposer de la production mesurée, du profil de charge, des indisponibilités, du coût complet, de la méthode de calcul des économies et des frontières du périmètre énergétique retenu.

Il convient également de distinguer les objectifs annoncés à l'inauguration des résultats après exploitation. Une photographie de modules installés établit l'existence visible d'un projet ; elle ne confirme ni son rendement sur plusieurs saisons, ni le niveau des économies évitées, ni l'absence de coûts de maintenance. Les données de performance devraient idéalement être rapprochées des hypothèses de l'étude initiale et des événements affectant l'usine pendant la période considérée.

La leçon pour les décideurs n'est donc pas d'imiter à l'identique une centrale publique. Elle est d'exiger, pour leur propre projet, une chaîne de preuve allant de l'hypothèse à la mesure, avec des responsabilités clairement définies entre le propriétaire du site, l'intégrateur, le bureau d'études et l'exploitant. Cette exigence documentaire est une composante de la qualité de l'investissement.

CHAPITRE 06

EXPORT ET DÉCARBONATION

# Le CBAM transforme certaines données énergétiques en enjeu commercial

Le régime définitif du mécanisme d’ajustement carbone aux frontières de l’Union européenne, ou CBAM, s’applique depuis le 1er janvier 2026. Il vise des biens déterminés : ciment, fer et acier, aluminium, engrais, électricité et hydrogène. [S05]

| PRODUITS CONCERNÉS | | |
|---|---|---|
| Ciment | Fer & acier | Aluminium |
| Engrais | Électricité | Hydrogène |

Pour les industriels marocains directement concernés ou fournisseurs de chaînes de valeur soumises à des exigences documentaires, la discussion ne se limite plus à un prix de kWh. Elle inclut la traçabilité des émissions incorporées, la robustesse des calculs et les preuves utilisables par les partenaires commerciaux.

### Opportunité

Structurer les données énergétiques, mieux connaître l’empreinte de production et examiner les leviers de décarbonation pertinents.

### Limite essentielle

Installer du solaire sur site ne garantit pas, à lui seul, une réduction reconnue des émissions CBAM. Les règles de calcul propres aux biens et la méthode de preuve sont déterminantes.

**Position de Helio Core**

L’énergie bas carbone est un levier industriel parmi d’autres. Une entreprise doit articuler procédé, électricité, comptabilité carbone et exigences de ses clients.

### Les enjeux du CBAM varient selon le produit et la chaîne de valeur

Le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières de l'Union européenne, entré dans sa phase définitive le 1er janvier 2026, vise des catégories de biens précisément définies. Il ne soumet pas toute entreprise marocaine exportatrice à une charge identique. Les règles portent sur les produits couverts, les émissions incorporées et les obligations applicables aux opérateurs concernés. Les secteurs couverts au lancement incluent le ciment, le fer et l'acier, l'aluminium, les engrais, l'électricité et l'hydrogène. [S05]

Pour un industriel, le premier travail consiste donc à vérifier le classement de ses produits et son rôle dans la chaîne d'approvisionnement européenne. Les clients peuvent aussi demander des informations sur les émissions en dehors d'une obligation CBAM directe, mais une demande commerciale ne doit pas être confondue avec une exigence réglementaire. Un projet de décarbonation crédible articule la consommation énergétique du site, les facteurs d'émission pertinents, la qualité des données et les méthodes officielles de déclaration.

Le photovoltaïque peut contribuer à une trajectoire de réduction de certaines émissions liées à l'électricité, mais l'effet déclaré dépend des méthodes applicables et des preuves disponibles. Un équipement acheté ou une production annuelle estimée ne constituent pas automatiquement une réduction reconnue dans le calcul CBAM. Les directions industrielles gagneront à associer responsables énergie, finance, qualité et conformité dès le cadrage.

PLAN D’ACTION

## Feuille de route proposée aux industriels, 2026-2030

**01** **Qualifier**
Consolider douze mois d’énergie, données horaires, contrats et contraintes physiques. Décider si l’étude détaillée se justifie.

**02** **Comparer**
Étudier plusieurs puissances photovoltaïques et au moins un scénario sans stockage. Documenter les hypothèses d’autoconsommation.

**03** **Sécuriser**
Vérifier les autorisations, le raccordement, la conformité, la structure de financement et l’allocation des responsabilités.

**04** **Déployer**
Contractualiser essais, réception, documentation, supervision et O&M. Prévoir les opérations qui ne peuvent interrompre l’activité.

**05** **Mesurer**
Comparer production réelle, énergie autoconsommée et économies effectives aux hypothèses approuvées par le comité d’investissement.

Les étapes ne correspondent pas à un calendrier réglementaire imposé ni à un engagement de livraison de Helio Core. Elles constituent une méthode de décision proposée par Helio Core Technologies.

### Rendre cette feuille de route opérationnelle

La phase de qualification devrait aboutir à une note courte précisant les objectifs économiques du site, les données collectées et les lacunes restantes. La comparaison des scénarios nécessite ensuite une base commune d'hypothèses, afin d'éviter qu'une variante ne paraisse meilleure simplement parce qu'elle bénéficie d'une hypothèse plus favorable sur la consommation ou les coûts. Les résultats doivent être traduits en indicateurs que la direction peut réellement suivre.

La sécurisation technique et juridique ne devrait pas être un contrôle de dernière minute. Certaines contraintes peuvent obliger à revoir la puissance envisagée, le calendrier ou la structure de propriété. Une décision conditionnelle peut être préférable à une approbation irréversible tant que les points critiques ne sont pas documentés. La mise en œuvre doit enfin préparer les opérations de réception et la transmission d'un dossier complet à l'exploitant.

Après la mise en service, l'évaluation devrait mesurer l'énergie produite, la part consommée sur place, les écarts au scénario initial, les indisponibilités et les économies financières effectivement constatées. Les résultats servent à décider des réglages, des opérations de maintenance et d'une éventuelle seconde phase. Un projet devient alors un actif piloté sur données, non une installation oubliée après sa réception.

COMITÉ D'INVESTISSEMENT

## Dix questions avant d'approuver un investissement

| | | | |
|---|---|---|---|
| 01 | Quelle est la consommation horaire mesurée et sa saisonnalité ? | 02 | Quelle est la source des estimations de productible, et avec quelles pertes ? |
| 03 | La toiture et les installations électriques ont-elles été vérifiées ? | 04 | Quel taux d'autoconsommation résulte de chaque scénario ? |
| 05 | Quel tarif réellement évité apparaît sur notre contrat ? | 06 | Quelles sont les conditions de raccordement et de surplus applicables ? |
| 07 | Quels coûts et remplacements sont exclus du devis initial ? | 08 | Qui supporte le risque de performance, le risque de retard et la maintenance ? |
| 09 | Que se passe-t-il en cas de baisse de charge ou de hausse du coût du capital ? | 10 | Quels indicateurs seront mesurés après la mise en service ? |

> **Décision d'investissement**
>
> Un projet est prêt à être approuvé lorsque les incertitudes majeures sont identifiées, quantifiées ou assorties d'une condition suspensive réaliste.

### Trois décisions que le comité doit pouvoir expliquer

**Pourquoi cette puissance ?** Le comité doit disposer de scénarios comparables et d'une justification de l'option retenue, fondée sur la charge, la production et la valeur de l'énergie. **Pourquoi maintenant ?** Il doit connaître le calendrier des investissements concurrents, les risques de toiture, les procédures réglementaires et les hypothèses de financement. **Qui répond du résultat ?** Il doit identifier le propriétaire de chaque risque et le mécanisme de vérification après la réception.

Une proposition de solaire industriel devient fragile lorsque son argument central se résume à une économie annuelle calculée à partir de la facture moyenne. Un investissement solide doit survivre à des questions simples sur l'usage du site, les variations saisonnières, la possibilité d'arrêter la production et le coût des événements exceptionnels. Une simulation qui ne permet pas d'identifier ses hypothèses n'est pas prête pour une décision irréversible.

Enfin, la direction doit demander quel serait le signal d'alerte après un an d'exploitation. Si les économies ne sont pas à la hauteur des prévisions, quels relevés permettront de distinguer une baisse de demande, une indisponibilité technique et un mauvais modèle tarifaire ? Préparer cette question avant l'investissement améliore la qualité de la supervision future.

CHAPITRE 07

MÉTHODE REPRODUCTIBLE

# Hypothèses, limites et discipline de preuve

## Faits vérifiés

Publications réglementaires de l’ANRE, informations du ministère marocain, textes et guides de la Commission européenne, outil PVGIS et références institutionnelles ou internationales identifiées.

## Interprétations de Helio Core

Thèse économique, articulation entre profils de charge et valeur, recommandations de gouvernance, critères d’investissement et questions de décision proposés dans ce document.

## Modélisations fictives

Courbes horaires, 500 kWc, coûts d’investissement, prix évités, pourcentages d’autoconsommation, actualisation et durées sont fictifs. Ils illustrent la méthode et ne prédisent aucun projet.

## Ce qui doit être réexaminé

Évolution des règlements, conditions locales de raccordement, tarifs contractuels, jurisprudence, paramètres techniques, fiscalité, financement et capacités opérationnelles.

## Définitions de travail

**kWc :** puissance photovoltaïque nominale en conditions standard. **kWh :** énergie. **Autoconsommation :** part de la production solaire utilisée sur site. **Autoproduction :** part des besoins du site couverte par cette production. **VAN :** somme des flux actualisés moins l’investissement initial. **O&M :** exploitation et maintenance. **Capacité d’accueil :** capacité d’intégration du réseau publiée selon une méthode réglementaire.

Calcul VAN : -5 000 000 + somme, de t = 1 à 20, de [790 500 × (0,995)^(t-1) - 50 000] / (1,08)^t. Tous les flux sont traités en MAD constants à titre pédagogique. Les variations de taxe, inflation, valeur résiduelle et financement sont exclues.

### Une discipline explicite des hypothèses

Le présent document distingue trois catégories de contenus. Les données sourcées décrivent une publication identifiable et datée. Les interprétations énoncent la lecture stratégique de Helio Core Technologies et peuvent être discutées. Les exemples chiffrés sont des constructions fictives permettant d'expliquer des mécanismes, sans valeur de devis ou de prévision. Les passages qui mobilisent une règle réglementaire doivent toujours être relus à la lumière de sa version applicable au moment de la décision.

Pour reproduire l'exemple financier, il faut d'abord calculer la production photovoltaïque annuelle en multipliant la puissance par un productible hypothétique. On applique ensuite la part d'autoconsommation pour obtenir l'énergie qui évite potentiellement un achat. On valorise cette énergie au prix retenu, on retire l'entretien et on compare le résultat à l'investissement. Le calcul de VAN exige un flux pour chacune des années, une convention d'actualisation et des hypothèses explicites sur la dégradation et les dépenses.

Une recherche de niveau institutionnel doit aussi exposer ce qu'elle n'a pas établi : elle ne possède ni la courbe de charge d'une usine donnée, ni les offres fournisseurs définitives, ni la validation de raccordement de chaque site. Cette transparence n'affaiblit pas le travail ; elle permet au lecteur de distinguer une recommandation stratégique d'une étude d'exécution.

BIBLIOGRAPHIE & ÉDITION

# Sources primaires et responsabilité éditoriale

**[S01] Ministère de la Transition énergétique et du Développement durable**
Énergies renouvelables et cadre de l'autoproduction
Consulter la source officielle Consulté le 20 novembre 2026

**[S02] ANRE**
Décision n° 01/26, capacité d'accueil 2026-2030
Consulter la source officielle 30 janvier 2026

**[S03] ANRE**
Tarif de l'excédent 2026-2027, communiqué
Consulter la source officielle 19 février 2026

**[S04] ANRE**
Ajustement TURT, TURD et TSS au 1er mars 2026
Consulter la source officielle 19 février 2026

**[S05] Commission européenne**
CBAM, régime définitif applicable depuis 2026
Consulter la source officielle Consulté le 20 novembre 2026

**[S06] Commission européenne, Joint Research Centre**
Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)
Consulter la source officielle Consulté le 20 novembre 2026

**[S07] IRENA**
Renewable Power Generation Costs in 2025
Consulter la source officielle Juillet 2026

**[S08] Ministère de l'Industrie et du Commerce**
Nexans, centrale photovoltaïque à Mohammedia
Consulter la source officielle 7 décembre 2022

**[S09] ANRE**
Plateforme de la capacité d'accueil des réseaux
Consulter la source officielle Consulté le 20 novembre 2026

**Publié par Helio Core Technologies**
HELIO CORE INSIGHTS | heliocoretech.com

Responsabilité éditoriale : Helio Core Technologies. Les exemples économiques sont fictifs et les images de sites sont des visuels d'illustration, non des réalisations de l'entreprise. Ni l'ANRE, ni l'IRENA, ni la Commission européenne, ni les entités citées n'ont contribué à ce document ou avalisé son contenu.

HELIO CORE TECHNOLOGIES



UNE PUBLICATION HELIO CORE TECHNOLOGIES

# Comprendre l'énergie. Éclairer l'investissement.

Ce livre blanc propose une lecture économique et opérationnelle du solaire industriel au Maroc. Une recherche conçue pour nourrir les décisions, expliciter les hypothèses et ouvrir le dialogue entre industrie, finance et énergie.

**RÉGLEMENTATION**

Cadre d'autoproduction et conditions de marché.

**ÉCONOMIE**

Consommation, valeur et scénarios d'investissement.

**EXÉCUTION**

Faisabilité, risques et performance dans la durée.



DÉCOUVRIR HELIO CORE

**heliocoretech.com**

contact@heliocoretech.com

Scannez pour découvrir nos analyses et nos solutions.

© 2026 HELIO CORE TECHNOLOGIES