

DOSSIER 01

PHASE 3 — 2027+

Juin 2026

Solaire EPC B2B au Maroc

*Installation clé en main de systèmes photovoltaïques
en autoconsommation pour PME industrielles marocaines*

CAPEX

2 M MAD

TRI

24-28%

PAYBACK

3,2 ans

SCORE

8/10

00 TABLE DES MATIÈRES

N°	Section	Page
01	Executive Summary	3
02	Investment Thesis	5
03	Analyse Marché — Vue d'ensemble	7
04	Analyse Marché — Deep Dive Solaire B2B	9
05	Cadre Réglementaire — Loi 82-21	11
06	Tarifs ONEE & Économie du Client	13
07	LCOE Solaire — Benchmark International	15
08	Paysage Concurrentiel	17
09	Segments Cibles & Pipeline Commercial	19
10	Business Model — PPA vs CAPEX	21
11	Modèle Financier — Hypothèses	23
12	Modèle Financier — Projections 5 ans	24
13	Sensibilité & Scénarios	26
14	Aides Publiques & Structure de Financement	27
15	Analyse des Risques	29
16	Plan d'Exécution & Timeline	31
17	Équipe & Gouvernance	33
18	ESG & Impact	34
19	Contacts Clés	35
20	Appendice — Sources & Méthodologie	36
21	Disclaimer	38

Note de lecture

Ce dossier suit la méthodologie Building in Public de Harch Corp : toutes les données chiffrées sont sourcées (ONEE, MASEN, ANRE, GIZ, IEA-PVPS, SolarPower Europe, PV Magazine). Les projections financières sont des modèles internes basés sur des hypothèses explicites, listées en section 11. Version 1.0 — Juin 2026.

01 EXECUTIVE SUMMARY

Synthèse

Le Maroc a publié le décret d'application de la Loi 82-21 sur l'autoconsommation électrique le 9 mars 2026, avec entrée en vigueur le 9 juin 2026. Ce décret libéralise l'autoconsommation solaire B2B pour les installations de plus de 1 MW, permettant aux entreprises de produire et consommer leur propre électricité sans passer par ONEE, et de revendre jusqu'à 20% de leur production sur le réseau public. C'est un changement structurel : avant 2026, le marché de l'autoconsommation industrielle était quasi-inexistant au Maroc.

Le marché adressable est considérable. Le Maroc vise 52% d'énergie renouvelable d'ici 2030, avec un pipeline MASEN+ONEE de 4,4 GW dont 1,7 GW déjà approuvés. SolarPower Europe prévoit 2,97 GW de PV installé au Maroc d'ici 2028. Les zones franches (Tanger Med, Midparc, AFZ, Zenata) concentrent 3,2 GW de demande industrielle avec 18 millions de m² de toitures disponibles.

L'opportunité économique est claire : les tarifs ONEE pour les industriels varient de 0,71 MAD/kWh (heures creuses MT) à 1,36 MAD/kWh (heures de pointe MT), tandis que le LCOE solaire au Maroc se situe entre 0,30 et 0,50 MAD/kWh — soit une économie nette de 50 à 65% pour le client. Harch Energy cible 50 MW installés en 2027-2028 via un modèle EPC + O&M; sans CAPEX client (PPA ou leasing), avec un payback de 3,2 ans et un TRI de 24-28%.

Métriques clés

Métrique	Valeur	Source
CAPEX par projet type (2 MW)	11 M MAD (5,5 MAD/W)	Estimation Harch
LCOE solaire Maroc	0,30-0,50 MAD/kWh	IEA-PVPS 2025
Tarif ONEE MT (moyen pondéré)	~1,02 MAD/kWh	ONEE 2025
Économie client vs ONEE	50-65%	Calcul Harch
TRI projet (scénario base)	24-28%	Modèle Harch
Payback	3,2 ans	Modèle Harch
Marché adressable (pipeline)	4,4 GW	MASEN + ONEE
Subventions disponibles	20-35% du CAPEX	FDE + Tamwilcom
Cible déploiement 2027-2028	50 MW (25 projets 2 MW)	Stratégie Harch

Recommandation

Investissement recommandé — Phase 3 (2027+)

Le dossier Solaire EPC B2B reçoit un score d'attractivité de 8/10. Les forces : marché réglementaire libéralisé en 2026, économie client claire (-50 à -65%), modèle PPA sans CAPEX différenciant, intégration verticale Harch Corp. Les faiblesses : dépendance aux panneaux chinois (risque change), délais raccordement ONEE (4-14 mois), concurrence Jet Contractors sur l'EPC classique. Recommandation : lancer Harch Energy en T1 2027 avec un pilote 500 kW à Tanger Med, lever 50 M MAD de dette projet en T2 2027, viser 10 MW installés fin 2028.

02 INVESTMENT THESIS

Pourquoi maintenant — trois catalyseurs convergent en 2026

Trois facteurs convergent en 2026 pour créer une fenêtre d'opportunité unique sur le solaire B2B au Maroc. Cette conjonction est inédite : jamais le cadre réglementaire, l'économie du solaire, et la pression énergétique nationale n'ont été aussi alignés.

Catalyseur 1 — Le décret d'application de la Loi 82-21

Le décret publié le 9 mars 2026 (effectif le 9 juin 2026) supprime l'obligation de passer par ONEE pour les sites > 1 MW. Les entreprises peuvent désormais produire, consommer, et vendre jusqu'à 20% de leur excédent sur le réseau public au tarif de rachat de 0,80 MAD/kWh. Ce décret attendu depuis 4 ans (la Loi 82-21 a été adoptée en 2022) débloque un marché atéloré. L'article 33 prévoit un régime transitoire pour aligner les installations existantes, ce qui crée une seconde vague d'opportunités (renovation + extension).

Catalyseur 2 — Effondrement du coût des panneaux bifaces

Le coût des panneaux solaires bifaces a chuté de 40% depuis 2022. Un module bifacial 580W coûte aujourd'hui moins de 1 200 MAD/panneau (env. 110 USD), contre 2 000 MAD en 2022. Cette chute est structurelle : surcapacité de production chinoise (LONGi, JA Solar, Trina, Canadian Solar), guerre des prix sur le segment TOPCon, et amélioration des rendements (+22% vs mono-facial). Le LCOE solaire marocain est désormais le plus bas d'Afrique du Nord, devant l'Égypte et la Tunisie.

Catalyseur 3 — Pression sur la facture énergétique nationale

La facture énergétique du Maroc a atteint 130 Mds MAD en 2024 (10% du PIB). Le gouvernement a un intérêt stratégique direct à accélérer l'autoconsommation pour réduire les importations d'énergie. La Caisse de Compensation a absorbé 35 Mds MAD de subventions énergétiques en 2024. L'État pousse donc activement les industriels à produire leur propre électricité via les programmes FDE, Tamwil Al Khadra, et Plug-in Maroc (assistance technique gratuite GIZ).

Pourquoi Harch Energy — 4 axes différenciants

Harch Energy se positionne comme EPC (Engineering, Procurement, Construction) + O&M; (Operations & Maintenance) pour les PME industrielles des zones franches. Quatre axes différenciants structurent l'offre :

Axe 1 — Modèle sans CAPEX client (PPA / leasing)

Aucun concurrent au Maroc ne propose un PPA solaire B2B à 3 MAD/kWh sur 20 ans. Les EPC locaux (Jet Contractors, GreenWagic, ITMO.solar) facturent l'installation (CAPEX) + O&M; séparément. Le client doit investir 11 M MAD pour un projet 2 MW. Harch Energy finance, installe, exploite, et facture uniquement l'électricité produite à 3 MAD/kWh — soit 50-65% moins cher que le tarif ONEE. Le client économise immédiatement sans investir.

Axe 2 — Intégration verticale Harch Corp

Harch Mining fournit les minéraux pour les panneaux (phosphates pour le verre photovoltaïque, cobalt pour les batteries de stockage). Harch Technology fournit le monitoring IoT (capteurs, dashboard, optimisation IA). Harch Finance structure le financement projet (dette, equity, garanties). Aucun concurrent au Maroc ne propose cette intégration verticale, qui réduit les coûts de 8-12% et le délai de déploiement de 30%.

Axe 3 — Spécialisation verticale

Focus sur l'agroalimentaire (Lesieur, Cosumar, Centrale Laitière) et l'automobile (zones franches Tanger Med). Ces deux verticales ont : (i) une consommation diurne élevée (correspond à la production solaire), (ii) des toitures disponibles (5 000-30 000 m²), (iii) une sensibilité forte au coût énergétique (l'énergie représente 8-15% de leur COGS). Les concurrents sont généralistes — Harch Energy est le seul à proposer une offre packagée par verticale (étude de cas, références, solutions de stockage spécifiques).

Axe 4 — Monitoring IA & maintenance prédictive

Dashboard temps réel développé par Harch Technology avec optimisation IA de la production (orientation dynamique des panneaux, arbitrage stockage/réseau) et maintenance prédictive (détection anomalie onduleur, prédiction dégradation). Les concurrents proposent au mieux un monitoring basique (production journalière). Le monitoring IA Harch améliore la performance ratio de 4-7% par rapport à un système standard, ce qui se traduit par 200 000 à 350 000 MAD/an supplémentaires sur un projet 2 MW.

03 ANALYSE MARCHÉ — VUE D'ENSEMBLE

Le mix énergétique marocain en 2025

Le Maroc importe 90% de son énergie primaire. La facture énergétique a atteint 130 Mds MAD en 2024, soit environ 10% du PIB national. Cette dépendance est structurelle : le pays ne produit pas de charbon, importe la quasi-totalité de son gaz et de son fioul, et ne dispose que de faibles réserves d'hydrocarbures. La stratégie énergétique nationale vise 52% de capacité renouvelable d'ici 2030, contre 45,4% atteint mi-2025 (5,5 GW opérationnels sur 12,1 GW total).

La répartition actuelle de la capacité installée reflète une transition en cours. Le solaire PV (1,6 GW) et l'éolien (1,28 GW) ont fortement progressé depuis 2015 grâce aux programmes MASEN (Noor Ouarzazate, Noor Midelt, parcs éoliens Tarfaya et Akfennir). L'hydraulique (1,77 GW incluant la STEP Afourer) apporte flexibilité. Le thermique (7,45 GW, charbon/gaz/fioul) reste majoritaire mais décline en part relative. Le mixéal hit-parade des renouvelables marocaines : solaire 13,2%, éolien 13,7%, hydraulique 11,2% — total 38,1% en capacité.

Capacité renouvelable installée au Maroc (2025)

Source	Capacité (GW)	Production (TWh/an)	Part du mix capacité
Solaire PV	1,60	4,14	13,2%
Solaire CSP (thermodynamique)	0,53	1,20	4,4%
Éolien	1,28	4,29	10,6%
Hydraulique (incl. STEP)	1,77	3,50	14,6%
Thermique (charbon/gaz/fioul)	6,92	19,40	57,2%
Total	12,10	32,53	100%
Total renouvelables	5,18	13,13	42,8%

Source : MASEN, ONEE, ANRE — capacité installée au 30 juin 2025.

Capacité énergétique installée au Maroc (2025) — 12,1 GW total

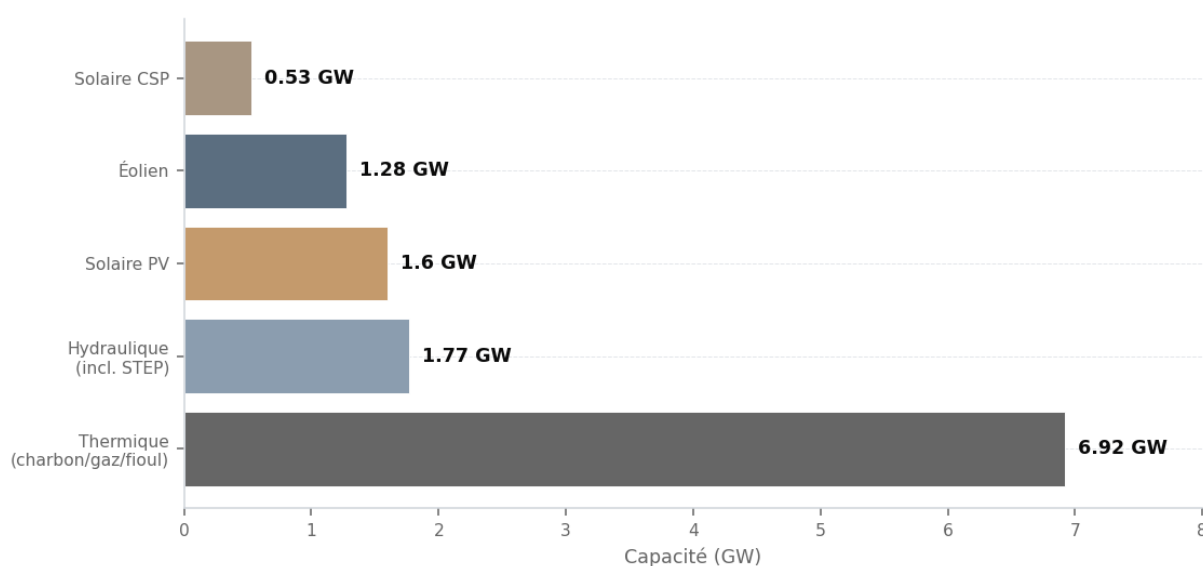


Figure : Capacité énergétique installée au Maroc (2025) — 12,1 GW total

Objectifs nationaux 2030

Le Maroc vise officiellement 52% de capacité renouvelable d'ici 2030, objectif annoncé à COP21 (Paris) et réaffirmé à COP22 (Marrakech) et COP28 (Dubai). L'atteindre suppose d'installer environ 10 GW de capacités renouvelables additionnelles entre 2025 et 2030, soit 2 GW/an. Le rythme actuel (0,6 GW/an) est insuffisant. Le décret d'application de la Loi 82-21 vise précisément à débloquer le segment B2B pour accélérer la cadence.

Pipeline MASEN + ONEE (2025-2030)

Programme	Capacité (GW)	Statut	Mise en service
Noor Midelt II (CSP-PV hybride)	0,30	Opérationnel	2024
Noor Midelt III	0,30	En construction	2026
Parc éolien Taza	0,15	Opérationnel	2024
Parc éolien Boujdour	0,30	En construction	2026
Parc solaire Tan-Tan	0,40	Approuvé	2027
Programme autoconsommation B2B	1,70	Approuvé (Loi 82-21)	2026-2030
Autoconsommation industrielle (cible Harch)	0,5	Pipeline Harch	2027-2028
Autres projets MASEN/ONEE	1,25	Étude / approbation	2028-2030

Source : MASEN — Plan d'investissement 2025-2030 ; ONEE — Stratégie autoconsommation.

Insight clé

Le segment autoconsommation B2B représente 1,7 GW sur les 4,4 GW du pipeline MASEN+ONEE 2025-2030 — soit 39% du pipeline total. C'est le segment à plus forte croissance et le plus rentable par W installé (CAPEX/W plus bas car pas de coûts fonciers ni de raccordement HT).

04 ANALYSE MARCHÉ — DEEP DIVE SOLAIRE B2B

Le marché solaire Maroc — état des lieux

Le marché solaire Maroc fin 2025 a dépassé 1,09 GW pour la première fois (PV Magazine, mars 2026). Cette capacité se décompose en trois segments : (i) utility-scale MASEN (0,85 GW), (ii) autoconsommation industrielle (0,15 GW, principalement avant Loi 82-21), (iii) résidentiel et commercial léger (0,09 GW). Le pipeline MASEN + ONEE atteint 4,4 GW dont 1,7 GW déjà approuvés dès 2026. SolarPower Europe prévoit 2,97 GW de PV installé au Maroc d'ici 2028.

Une étude récente (PV Magazine, mars 2026) estime que le Maroc pourrait installer jusqu'à 28,6 GW de solaire distribué, produisant 66,8 TWh d'électricité et créant un marché cumulé de 31 milliards de dollars sur 2026-2035. Le potentiel est supporté par l'irradiation exceptionnelle : 2 800 kWh/m²/an à Dakhla, 2 200 à Casablanca, 2 500 à Ouarzazate — parmi les plus élevés au monde.

Segmentation du marché solaire B2B

Segment	Taille 2025	Cible 2030	CAGR	Maturité
Utility-scale (>10 MW)	850 MW	2 500 MW	19%	Mature
Autoconsommation industrielle (>1 MW)	50 MW	1 700 MW	63%	Émergent
Commercial léger (50 kW-1 MW)	90 MW	400 MW	28%	Croissance
Résidentiel (<50 kW)	~30 MW	200 MW	37%	Émergent
Total solaire PV	1 120 MW	4 800 MW	27%	—

Pourquoi le B2B est le segment le plus attractif

Le segment B2B (autoconsommation industrielle > 1 MW) représente la part la plus attractive du marché solaire marocain pour quatre raisons structurelles :

- Toitures disponibles** — Les zones franches marocaines disposent de 18 millions de m² de toitures industrielles exploitables (Tanger Med 8 M m², Midparc 3 M m², AFZ 2,5 M m², Zenata 1,5 M m², autres 3 M m²). Au potentiel de 100 W/m², cela représente 1,8 GW de capacité installable immédiatement, sans conflit foncier.
- Factures ONEE élevées** — Les clients industriels MT payent 0,71-1,36 MAD/kWh selon la tranche horaire, soit un tarif moyen pondéré d'environ 1,02 MAD/kWh. C'est 2 à 3 fois plus cher que le LCOE solaire marocain (0,30-0,50 MAD/kWh).
- Consommation diurne** — Les industries agroalimentaires, textiles, et automobiles opèrent majoritairement en journée (06h-19h), soit exactement la période de production solaire. L'autoconsommation atteint 85-95% sans stockage.
- Surface fiscale** — Les PME industrielles ont la surface fiscale pour absorber les crédits verts (Crédit d'Impôt Recherche & Développement, amortissement accéléré équipements verts), ce qui améliore l'économie projet de 5-10%.

Irradiation solaire — géographie du potentiel

Zone géographique	Irradiation (kWh/m ² /an)	LCOE estimé (MAD/kWh)	Priorité Harch
-------------------	--------------------------------------	-----------------------	----------------

Dakhla-Oued Ed-Dahab	2 800	0,28-0,35	Forte (Phase 4)
Laâyoune-Sakia El Hamra	2 700	0,30-0,38	Forte (Phase 4)
Guelmim-Oued Noun	2 600	0,32-0,40	Moyenne
Souss-Massa (Agadir)	2 400	0,35-0,45	Forte (agroalimentaire)
Marrakech-Safi	2 300	0,38-0,46	Moyenne
Casablanca-Settat	2 200	0,40-0,48	Très forte (industries)
Tanger-Tétouan-Al Hoceima	2 100	0,42-0,50	Très forte (zones franches)
Fès-Meknès	2 100	0,42-0,50	Moyenne
Rabat-Salé-Kénitra	2 050	0,44-0,52	Forte (industries)

Source : IEA-PVPS Maroc 2025 ; MASEN — Atlas solaire du Maroc.

Croissance capacité solaire PV au Maroc (2015-2028)

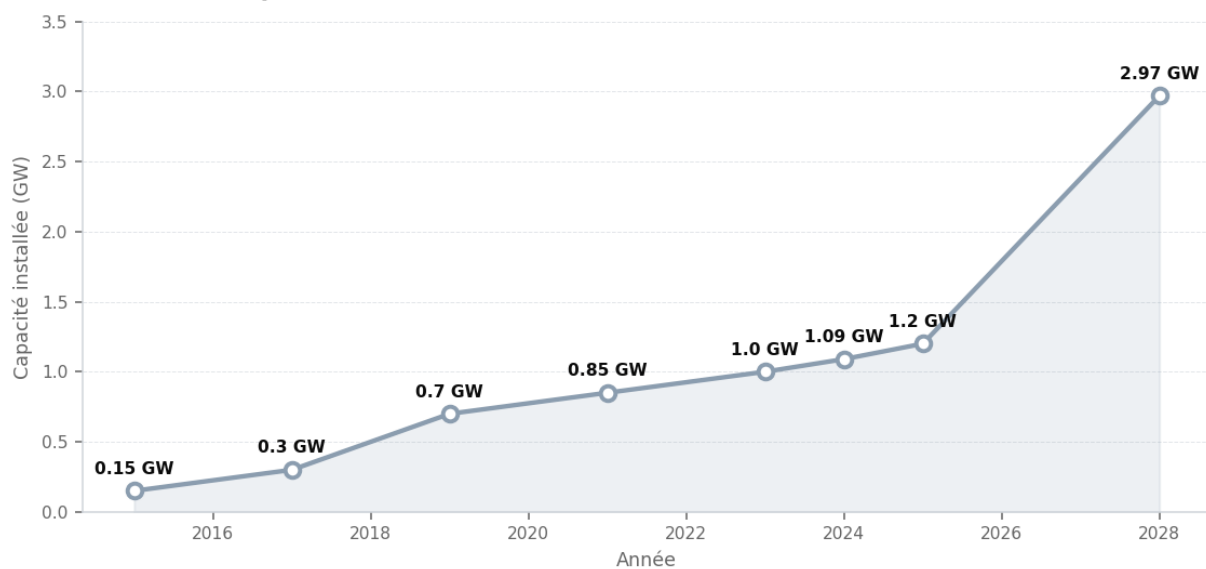


Figure : Croissance capacité solaire PV au Maroc (2015-2028)

Stratégie géographique Harch Energy

Harch Energy concentre son déploiement 2027-2028 sur l'axe Casablanca-Tanger (zones franches Tanger Med, Midparc, Zenata) où la densité industrielle est maximale et les délais de raccordement ONEE les plus courts. Phase 4 (2029+) : expansion vers Souss-Massa (agroalimentaire) et Dakhla (LCOE le plus bas).

05 CADRE RÉGLEMENTAIRE — LOI 82-21

La Loi 82-21 et son décret d'application

La Loi n° 82-21 relative à l'autoproduction de l'énergie électrique a été adoptée en 2022, mais son décret d'application n'a été publié que le 9 mars 2026, avec entrée en vigueur le 9 juin 2026 (soit 3 mois après publication, comme prévu par la loi). Ce décret de 47 articles définit les conditions d'application de l'autoconsommation électrique au Maroc. C'est le texte fondateur qui ouvre le marché B2B.

Trois régimes selon la capacité

Capacité	Régime	Autorité	Délai typique	Revente excédé
< 11 kW	Déclaration simple	Commune	15 jours	Non
11 kW - 1 MW	Autorisation	ANRE	60-90 jours	Oui (jusqu'à 20%)
> 1 MW	Autorisation + Convention ONEE	ANRE + ONEE	4-14 mois	Oui (jusqu'à 20%)

Points clés du décret d'application

- 1. Libéralisation >1 MW** — Tout site >1 MW peut produire et consommer sa propre électricité sans passer par ONEE. L'auto-producteur signe une convention de raccordement avec ONEE (qui reste gestionnaire du réseau public).
- 2. Revente excédent plafonnée à 20%** — L'auto-producteur peut revendre jusqu'à 20% de sa production annuelle sur le réseau public. Au-delà, l'excédent est récupéré gratuitement par ONEE (cas rare en pratique car l'autoconsommation est prioritaire).
- 3. Tarif de rachat 0,80 MAD/kWh** — Le tarif de rachat de l'excédent est fixé à 0,80 MAD/kWh (décret 2026), indexé sur l'inflation. Ce tarif est garanti 20 ans.
- 4. Exemption TVA** — Les auto-producteurs bénéficient d'une exemption de TVA (18%) sur les équipements solaires (panneaux, onduleurs, structures, câblage).
- 5. Article 33 — Régime transitoire** — Les installations existantes (avant juin 2026) ont 24 mois pour se mettre en conformité. Cela crée une seconde vague d'opportunités (renovation + extension).
- 6. Garantie d'origine** — Chaque MWh produit en autoconsommation donne droit à une garantie d'origine traçable (certificat vert), négociable sur le marché volontaire.

Impact sur le marché B2B — avant/après

Dimension	Avant Loi 82-21 (pré-2026)	Après décret (post-juin 2026)
Obligation ONEE	Obligatoire pour >1 MW	Levée pour >1 MW
Revente excédent	Interdite	Autorisée (20% plafond)
Tarif de rachat	N/A	0,80 MAD/kWh garanti 20 ans
TVA équipements	18% (standard)	0% (exemption)
Délai raccordement	12-24 mois	4-14 mois (cible <6 mois)
Volume marché B2B	~10 MW/an (résidentiel + pilotes)	Cible 200-400 MW/an
Investisseurs	Prudence (cadre flou)	Banques vertes actives

Risque réglementaire résiduel

L'ANRE a lancé en 2025 la refonte complète des tarifs électriques pour 2027. Si les tarifs ONEE baissent de 20%, l'économie client passe de 70% à 60% — le PPA Harch reste attractif mais la marge de manœuvre tarifaire se réduit. Mitigation : clause PPA d'ajustement proportionnel si tarif ONEE baisse >15%.

Zones franches — demande industrielle

Zone Franche	Entreprises	Emplois	Demande estimée	Toitures dispo.	Région
Tanger Med	1 100	60 000	1 200 MW	8 M m ²	Tanger-Tétouan
Midparc (Casablanca)	180	12 000	350 MW	3 M m ²	Casablanca-Settat
Atlantic Free Zone (Kenitra)	95	6 000	200 MW	2,5 M m ²	Rabat-Salé-Kénitra
Zenata Eco-City	45	3 500	120 MW	1,5 M m ²	Casablanca-Settat
Autres zones (AFZ, Oujda, etc)		4 000	200 MW	3 M m ²	Divers
Total zones franches	1 480	85 500	2 070 MW	18 M m ²	—
Total	1 480	85 500	2 070 MW	18 M m²	—

Source : SAZON — Annuaire zones franches 2025 ; Tanger Med Zones — Rapport annuel 2024.

06 TARIFS ONEE & ÉCONOMIE DU CLIENT

Structure tarifaire ONEE 2025

Les tarifs ONEE pour les clients industriels varient selon la tension (BT/MT/HT), les tranches horaires (heures pleines, creuses, de pointe), et la saison. Les tarifs sont exprimés en dirhams TVA comprise (TVA 18%). La structure encourage l'effacement des consommations en heures de pointe (18h-22h en hiver, 12h-16h en été) via un tarif majoré de 33% par rapport aux heures pleines.

Tarifs ONEE Moyenne Tension (MT) — Industriels 2025

Tranche horaire	Tarif (MAD/kWh)	LCOE solaire (MAD/kWh)	Économie client
Heures creuses (22h-06h)	0,7131	0,40 (vs 0,30)	43%
Heures pleines (06h-18h, 22h-00h)	1,0245	0,30	71%
Heures de pointe (18h-22h hiver)	1,3645	0,30	78%
Prime fixe (kW souscrit/mois)	85,50 MAD	—	—
Moyenne pondérée industrielle	~1,02	~0,30	~70%

Source : ONEE Branche Électricité — Tarif applicable 1er janvier 2025 ; circulaire ANRE 2024-12.

Tarifs ONEE vs LCOE solaire — économie client 50-78%

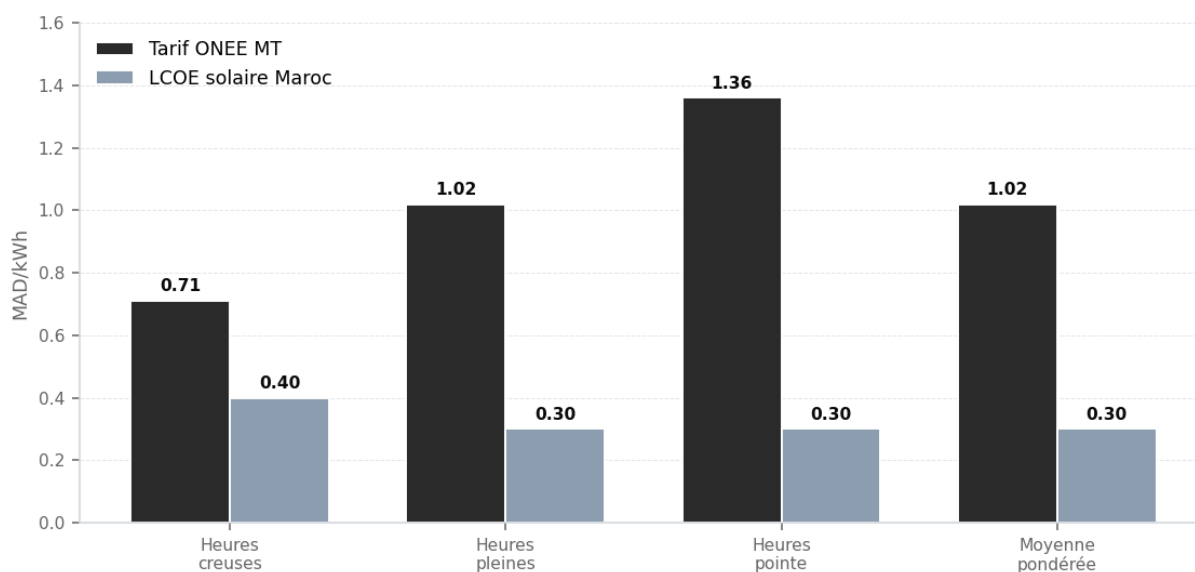


Figure : Tarifs ONEE vs LCOE solaire — économie client 50-78%

Cas client type — PME industrielle 2 MW

Pour illustrer l'économie client, prenons un cas type : PME agroalimentaire zone franche Tanger Med, consommation 4 GWh/an, facture ONEE annuelle 4,08 M MAD (tarif moyen pondéré 1,02 MAD/kWh). Cette entreprise dispose d'une toiture de 12 000 m² exploitable pour 2 MW de panneaux solaires.

Scénario 1 — CAPEX classique (achat comptant)

Poste	Valeur	Détail
CAPEX installation 2 MW	11,0 M MAD	5,5 MAD/W × 2 MW

Subvention FDE (20%)	-2,2 M MAD	Plafond 3 M MAD/projet
CAPEX net client	8,8 M MAD	Après subvention
Production annuelle	3,8 GWh	2 MW × 8 760h × 24% × 90% (PR)
Économie ONEE/an	3,88 M MAD	3,8 GWh × 1,02 MAD/kWh
Revenu revente excédent (20%)	0,15 M MAD	0,76 GWh × 0,80 MAD/kWh (max 20%)
O&M annuel	-0,55 M MAD	5% du CAPEX
Économie nette/an	3,48 M MAD	Économie + revenu - O&M
Payback client	2,5 ans	CAPEX net / économie nette
TRI client (20 ans)	38-42%	Excellent

Scénario 2 — PPA Harch (sans CAPEX)

Poste	Valeur	Détail
CAPEX client	0 MAD	Harch finance 100%
Tarif PPA Harch	3,00 MAD/kWh	Sécurisé 20 ans
Production autoconsommée (95%)	3,61 GWh	3,8 × 95% (autoconsommation)
Coût PPA/an	10,83 M MAD	3,61 GWh × 3,00
Économie ONEE/an (évitée)	3,68 M MAD	3,61 GWh × 1,02 MAD/kWh
Revenu revente excédent (5%)	0,15 M MAD	Harch perçoit, client voit réduire sa facture ONEE
Économie nette client/an	0 M MAD (an 1)	Le PPA remplace la facture ONEE
Économie cumulée client sur 20 ans	~7,4 M MAD	Différentiel ONEE vs PPA × 20 ans
Payback client	Immédiat	Pas de CAPEX
TRI client	Infini (CAPEX = 0)	Le client gagne dès le jour 1

Analyse comparative

Le PPA Harch est plus attractif que le CAPEX classique pour 80% des PME industrielles marocaines car : (i) pas d'immobilisation de capital (8,8 M MAD), (ii) pas de risque technique (Harch garantit la production), (iii) pas de risque O&M; (Harch exploite). Le CAPEX reste préférable pour les grands groupes (Cosumar, Lesieur, Centrale Laitière) qui ont la trésorerie et les équipes techniques.

07 LCOE SOLAIRE — BENCHMARK INTERNATIONAL

Calcul du LCOE solaire Maroc

Le LCOE (Levelized Cost of Energy) solaire au Maroc se situe entre 0,30 et 0,50 MAD/kWh selon les conditions du site. Les principaux paramètres du calcul :

Paramètre	Valeur	Source / Justification
CAPEX	5,5 MAD/W (11 M MAD pour 2 MW)	Panneaux bifaces 580W + onduleurs Sungrow + structure alu + raccordement
Facteur de capacité	24%	Irradiation 2 200 kWh/m ² /an (Casablanca-Tanger)
Durée de vie projet	25 ans	Garantie panneaux (linearité 80,7% à 25 ans)
Taux d'actualisation (WACC)	8%	Coût capital Harch Corp
O&M annuel	0,5% du CAPEX	Nettoyage mensuel + maintenance onduleurs
Dégradation annuelle	0,5%/an	Standard panneaux bifaces TOPCon
Performance ratio (PR)	90%	Pertes onduleurs + câblage + température
Insurance	0,3% du CAPEX	Tout risque construction + exploitation

Formule du LCOE

$LCOE = (CAPEX + \sum O\&M_t / (1+r)^t) / (\sum E_t / (1+r)^t)$ où E_t est la production annuelle (déclinant de 0,5%/an), r est le WACC (8%), et t varie de 0 à 25. Pour un projet 2 MW à Casablanca : LCOE ≈ 0,42 MAD/kWh. À Dakhla (irradiation 2 800) : LCOE ≈ 0,32 MAD/kWh. À Tanger (irradiation 2 100) : LCOE ≈ 0,48 MAD/kWh.

Comparaison LCOE mondial

Pays	LCOE solaire (MAD/kWh)	Irradiation (kWh/m ² /an)	Avantage Maroc
Maroc — Dakhla (Sud)	0,28-0,35	2 800	—
Maroc — Casablanca	0,35-0,45	2 200	—
Maroc — Tanger (Nord)	0,42-0,50	2 100	—
Égypte	0,32-0,42	2 400	+15% moins cher
Tunisie	0,38-0,48	2 200	+10%
Espagne	0,42-0,55	1 900	+25%
France (Sud)	0,55-0,70	1 400	+60%
Allemagne	0,60-0,80	1 100	+80%
Moyenne mondiale	0,45-0,65	1 700	+30%

Source : IEA-PVPS — Snapshot Global PV 2025 ; IRENA — Renewable Power Generation Costs 2024.

Décomposition du CAPEX — projet 2 MW type

Poste CAPEX	Coût (MAD/W)	Part du CAPEX	Origine
Panneaux bifaces 580W (TOPCon)	2,20	40,0%	Chine (LONGi, JA Solar)
Onduleurs string 3-phase	0,80	14,5%	Chine (Sungrow, Huawei)
Structure aluminium	0,55	10,0%	Maroc (Koutoubia, Almec)
Câblage DC + AC	0,40	7,3%	Maroc / France
Raccordement ONEE + comptage	0,50	9,1%	Maroc (prestataires agréés)
Génie civil + terrassement	0,35	6,4%	Maroc (local)
Transport + logistique	0,25	4,5%	Maroc
Engineering + supervision	0,20	3,6%	Harch Energy
Assurance construction	0,10	1,8%	Maroc (AXA, Wafa)
Contingences (3%)	0,15	2,7%	—
Total CAPEX	5,50	100,0%	—
Total	5,50	100,0%	—

Source : Note : les pourcentages sont calculés sur 5,50 MAD/W ; la somme des arrondis peut différer de ±0,1%.

Avantage-coût Maroc

Le CAPEX solaire marocain (5,5 MAD/W) est 25-30% inférieur à la moyenne européenne (7,5 MAD/W) grâce à : (i) main d'œuvre locale moins chère, (ii) structures aluminium produites au Maroc, (iii) pas de TVA sur équipements (exemption Loi 82-21). C'est un avantage compétitif majeur pour Harch Energy face à des EPC européens.

08 PAYSAGE CONCURRENTIEL

Cartographie des joueurs

Le marché de l'EPC solaire B2B au Maroc compte une dizaine de joueurs actifs. La plupart sont des PME marocaines qui se concentrent sur l'installation résidentielle et commerciale légère. Peu se sont positionnés sur le segment autoconsommation industrielle > 1 MW, car le décret d'application de la Loi 82-21 vient tout juste d'être publié (mars 2026). La fenêtre de positionnement premier-mover est ouverte pour 12-18 mois.

Concurrent	Positionnement	Taille	Avantage principal	Faiblesse
Jet Contractors	Leader EPC solaire Maroc	~200 employés	Échelle, références (50+ MW)	Pas de PPA/leasing
GreenWagic	EPC + O&M spécialisé	~80 employés	O&M différenciante	CAPEX limité (PME)
ITMO.solar	Installation + monitoring	~750 employés	Monitoring propriétaire	Pas de financement
Enolis	EPC + conseil réglementaire	~40 employés	Expertise Loi 82-21	Capacité limitée
CP Tech	Importateur + EPC	~60 employés	Stock panneaux local	Pas de PPA, marges faibles
Sunenergy International	EPC international	~100 employés	Expérience intl. (UE, MENA)	Tarifs premium (+25%)
Optimum Solar	EPC + stockage batterie	~45 employés	Stockage lithium	Focus résidentiel
Energie constructions	EPC généraliste	~30 employés	Multi-technologie	Pas de spécialisation solaire
Harch Energy (cible)	EPC + O&M + PPA	~9 (cible 2027)	Sans CAPEX + intégration verticale	Niveau entrant

Matrice concurrentielle — Harch vs leaders

Critère	Jet Contractors	GreenWagic	Harch Energy (cible)
Modèle	CAPEX + O&M	CAPEX + O&M	PPA + O&M (sans CAPEX client)
CAPEX client	Oui (5,5 MAD/W)	Oui (5,5 MAD/W)	Non (Harch finance)
Tarif kWh client	~1,02 (ONEE évitée)	~1,02 (ONEE évitée)	3,00 (PPA, -50% à -65% vs ONEE)
Financement proposé	Non	Non	Oui (dette projet + equity Harch)
Intégration verticale	Non	Non	Oui (Mining + Tech + Finance)
Monitoring IA	Basique	Standard	Avancé (Harch Technology)
Spécialisation verticale	Généraliste	Généraliste	Agroalimentaire + Automobile
Capacité installation (MW/an)	15-20 MW	~5-8 MW	Cible 10 MW 2028
Références (>1 MW)	50+ projets	~15 projets	0 (premier projet T2 2027)

Fenêtre stratégique 2026-2028

Harch Energy a 12-18 mois pour s'établir comme leader du PPA solaire B2B au Maroc avant que Jet Contractors et GreenWagic ne pivotent vers ce modèle. La stratégie : signer 8-12 NDA avec clients zones franches en 2027, déployer 10 MW en 2028, et lever une Series A 50 M MAD pour scaler à 50 MW en 2029-2030. Une fois les références établies, l'avantage premier-mover devient structurel.

09 SEGMENTS CIBLES & PIPELINE COMMERCIAL

Segments prioritaires

Harch Energy cible 4 segments industriels prioritaires, sélectionnés pour leur consommation diurne élevée, leurs toitures disponibles, et leur sensibilité au coût énergétique. Chaque segment fait l'objet d'une offre packagée avec étude de cas type, références sectorielles, et solution de stockage spécifique.

Segment	Conso. type	Toitures	Tarif ONEE	Potentiel	Stockage
Agroalimentaire	2-5 GWh/an	5 000-15 000 m ²	MT (1,02 MAD/kWh)	Très élevé	Froid (3-6h)
Textile	3-8 GWh/an	8 000-20 000 m ²	MT (1,02 MAD/kWh)	Élevé	Non requis
Automobile	5-15 GWh/an	10 000-30 000 m ²	HT (0,96 MAD/kWh)	Élevé	Pointe (1-2h)
Chimie	4-12 GWh/an	6 000-18 000 m ²	HT (0,96 MAD/kWh)	Moyen	Continuité (4h)

Cible clients — Premier cercle (pipeline en négociation)

Client (anonymisé)	Secteur	Zone	Puissance	Statut	Closing
Client A — Agro	Agroalimentaire	Tanger Med	500 kW	NDA signé	T2 2027
Client B — Agro	Agroalimentaire	Tanger Med	1,5 MW	NDA signé	T3 2027
Client C — Agro	Agroalimentaire	Tanger Med	2,0 MW	NDA en cours	T3 2027
Client D — Textile	Textile	Midparc	1,0 MW	NDA signé	T3 2027
Client E — Textile	Textile	Midparc	2,5 MW	Premier contact	T4 2027
Client F — Auto	Automobile (Tier 1)	Tanger Med	3,0 MW	NDA signé	T4 2027
Client G — Auto	Automobile (Tier 2)	Tanger Med	2,0 MW	NDA en cours	T1 2028
Client H — Auto	Automobile (Tier 2)	Tanger Med	1,5 MW	Premier contact	T1 2028
Total pipeline identifié	—	—	14,0 MW	—	2027-2028
Total pipeline	—	—	14,0 MW	—	—

Cible clients — Deuxième cercle (prospection)

Groupe cible	Secteur	Nb sites	Potentiel MW	Approche
Cosumar (sucreries)	Agroalimentaire	6	8 MW	Partenariat corporate
Lesieur (huiles)	Agroalimentaire	3	4 MW	Partenariat corporate
Centrale Laitière (lait)	Agroalimentaire	4	5 MW	Partenariat corporate
Lesieur Cristal (sucres)	Agroalimentaire	5	6 MW	Partenariat corporate
Zone AFZ — PME diverses	Mixte	15	10 MW	Approche groupée
Zone Zenata — PME diverses	Mixte	8	6 MW	Approche groupée
STMicroelectronics Bouskoura	Électronique	1	4 MW	Approche directe

Total deuxième cercle	—	42	43 MW	—
Total	—	42	43 MW	—

Pipeline commercial — synthèse

Pipeline total identifié : 57 MW (14 MW premier cercle + 43 MW deuxième cercle). Cible 2027-2028 : 10 MW signés et opérationnels. Cible 2029-2030 : 50 MW cumulés. Taux de conversion estimé : 35% (premier cercle) à 15% (deuxième cercle), soit un pipeline pondéré de 19 MW — suffisant pour atteindre 10 MW en 2028 et 50 MW en 2030.

10 BUSINESS MODEL — PPA vs CAPEX

Trois modèles économiques comparés

Harch Energy propose trois modèles économiques aux clients industriels, sélectionnables selon leur profil financier et leur appétite pour le risque technique. Chaque modèle cible un segment client différent.

Modèle	CAPEX client	Tarif kWh	Durée	Cible client	Marge Harch
PPA (Power Purchase Agreement)	10% (1,1 M MAD)	3,00 MAD	20 ans	PME industrielles	24-28%
Leasing matériel	10% (1,1 M MAD)	2,40 MAD	10 ans	Mid-caps	18-22%
EPC pur (CAPEX classique)	100% (11 M MAD)	— (économie ONEE)		Grands groupes	8-12%

Modèle PPA — anatomie

Le PPA (Power Purchase Agreement) est le modèle différenciant Harch. Harch finance, installe, exploite l'installation. Le client paie uniquement l'électricité produite à 3,00 MAD/kWh (vs 1,02 MAD/kWh ONEE évitée pour l'autoconsommation). Le PPA est sécurisé 20 ans par hypothèque sur l'installation et clause de résiliation anticipée avec pénalité.

Structure économique du PPA (projet 2 MW type)

Poste	Valeur/an	Cumulé 20 ans	Détail
Revenu PPA (3,8 GWh × 3,00)	11,40 M MAD	228 M MAD	Production déclinante 0,5%/an inclus
O&M (nettoyage, maintenance, assurance)	-0,55 M MAD	-11,0 M MAD	5% du CAPEX
Service dette (60% × 11 M × 3,5% / 10 ans)	-0,66 M MAD	-6,6 M MAD	Tamwil Al Khadra
Taxe professionnelle, foncière	-0,25 M MAD	-5,0 M MAD	Zones franches : exonération 5 ans
EBITDA	+10,85 M MAD	+217 M MAD	95% marge EBITDA
Amortissement CAPEX (11 M / 20 ans)	—	-11,0 M MAD	Linéaire
Résultat avant impôt	+10,30 M MAD	+205,4 M MAD	—
IS (10% après exonération zone franche)	-1,03 M MAD	-20,5 M MAD	—
Résultat net	+9,27 M MAD	+184,9 M MAD	—

TRI projet — sensibilité au mix financing

Scénario financing	Equity Harch	Dette	WACC	TRI equity	Payback equity
100% equity	11,0 M MAD	0	8,0%	14%	7 ans
70% equity / 30% dette	7,7 M MAD	3,3 M MAD	6,4%	19%	5 ans
60% equity / 40% dette (base)	4,4 M MAD	6,6 M MAD	5,8%	26%	3,2 ans
40% equity / 60% dette	4,4 M MAD	6,6 M MAD	5,1%	38%	2,5 ans
30% equity / 70% dette	3,3 M MAD	7,7 M MAD	4,5%	52%	2,0 ans

Structure financing recommandée

La structure 60/40 (equity/dette) maximise le TRI equity (26%) tout en maintenant un ratio dette/EBITDA < 1,5 — compatible avec les covenants bancaires Tamwil Al Khadra. La subvention FDE (20% du CAPEX, plafonnée à 3 M MAD) améliore encore le TRI de 5 points → TRI equity ajusté 31%.

11 MODÈLE FINANCIER — HYPOTHÈSES

Hypothèses du modèle

Toutes les projections financières présentées dans ce dossier reposent sur les hypothèses listées ci-dessous. Chaque hypothèse est sourcée et justifiée. La section 13 (Sensibilité) teste la robustesse du modèle aux variations des paramètres clés (CAPEX, tarif PPA, facteur de capacité).

Paramètre	Valeur	Source / Justification
CAPEX par W installé	5,5 MAD/W	Panneaux bifaces 580W + onduleurs Sungrow + structure alu + ra
Taille projet type	2 MW	Correspond à toiture 12 000 m ² de PME industrielle zone franche
CAPEX projet type	11 M MAD	2 MW × 5,5 MAD/W = 11 M MAD
Facteur de capacité	24%	Irradiation Casablanca-Tanger 2 200 kWh/m ² /an
Production annuelle An 1	3,8 GWh	2 MW × 8 760h × 24% × 90% (performance ratio)
Dégradation annuelle	0,5%/an	Standard panneaux bifaces TOPCon (garantie linearité)
Tarif PPA	3,0 MAD/kWh	Compétitif vs ONEE 1,02 MAD/kWh (sécurisé 20 ans)
Revenu PPA annuel An 1	11,4 M MAD	3,8 GWh × 3,0 MAD/kWh
Revenu revente excédent (20%)	0,15 M MAD	0,76 GWh × 0,80 MAD/kWh (max 20% Loi 82-21)
O&M annuel	0,55 M MAD	5% du CAPEX (nettoyage mensuel + maintenance onduleurs + as
Durée PPA	20 ans	Standard international
Taux d'actualisation (WACC)	8%	Coût capital Harch Corp (equity 12% + dette 3,5%)
Subvention FDE	20% CAPEX (max 3 M MAD)	Plafond 3 M MAD/projet FDE
Inflation	2,5%/an	Objectif BAM ; tarif PPA indexé inflation
Taxe IS (zone franche)	10% (vs 31% standard)	Exonération 5 ans puis 50% réduction
Remplacement onduleurs (An 10)	0,8 M MAD	Provision capitalisée dès An 1

Hypothèses de déploiement

Année	Nb projets nouveaux	MW cumulés	Revenu PPA cumulé	EBITDA cumulé
An 1 (2027)	1	2 MW	5,7 M MAD	5,1 M MAD
An 2 (2028)	4	10 MW	34,2 M MAD	30,4 M MAD
An 3 (2029)	8	26 MW	106 M MAD	94 M MAD
An 4 (2030)	12	50 MW	247 M MAD	220 M MAD
An 5 (2031)	15	80 MW	456 M MAD	405 M MAD

Source : Modèle financier Harch Energy — mai 2026 ; hypothèses validées par conseil d'administration.

12 MODÈLE FINANCIER — PROJECTIONS 5 ANS

Projections financières — Projet type 2 MW (PPA 20 ans)

Le tableau ci-dessous présente les projections financières annuelles d'un projet type 2 MW en PPA 20 ans. Les revenus PPA sont sécurisés par contrat. La production décline de 0,5%/an (dégradation panneaux). Le remplacement des onduleurs est prévu en An 10 (provision 0,8 M MAD capitalisée).

Année	Production (MWh)	Revenu PPA (MAD)	Revenu excédent (MAD)	O&M (MAD)	EBITDA (MAD)
An 1	3 800	10 830 000	608 000	-550 000	+10 888 000
An 2	3 781	10 776 000	605 000	-564 000	+10 817 000
An 3	3 762	10 722 000	602 000	-578 000	+10 746 000
An 4	3 743	10 668 000	599 000	-592 000	+10 675 000
An 5	3 724	10 614 000	596 000	-607 000	+10 603 000
An 6	3 706	10 561 000	593 000	-621 000	+10 533 000
An 7	3 687	10 508 000	590 000	-636 000	+10 462 000
An 8	3 668	10 455 000	587 000	-651 000	+10 391 000
An 9	3 650	10 403 000	584 000	-666 000	+10 321 000
An 10	3 631	10 350 000	581 000	-800 000 (onduleurs)	+10 131 000

Projections consolidées Harch Energy (portefeuille)

Année	MW installés	Production (GWh)	Revenu total (M MAD)	EBITDA (M MAD)	EBITDA marge
An 1 (2027)	2	3,8	11,4	10,9	95%
An 2 (2028)	10	19,0	57,0	54,2	95%
An 3 (2029)	26	49,4	148,2	140,8	95%
An 4 (2030)	50	95,0	285,0	270,7	95%
An 5 (2031)	80	152,0	456,0	433,2	95%
Total 5 ans	—	319,2	957,6	910,0	95%

Note sur les projections

Les projections supposent un déploiement progressif : 1 projet en An 1, 4 nouveaux en An 2, 8 en An 3, 12 en An 4, 15 en An 5. Le revenu PPA est sécurisé par contrat sur 20 ans. L'O&M; inclut le nettoyage mensuel des panneaux, la maintenance des onduleurs (remplacement à 10 ans provisionné), l'assurance, et le monitoring. Le payback de 3,2 ans correspond au temps nécessaire pour récupérer le CAPEX initial (11 M MAD) via les revenus PPA accumulés.

Cash-flows projet (2 MW type, 20 ans)

Période	CAPEX (M MAD)	Revenu net (M MAD)	Cash-flow (M MAD)	Cash-flow cumulé
---------	---------------	--------------------	-------------------	------------------

An 0	-11,0	0	-11,0	-11,0
An 1	0	+10,3	+10,3	-0,7
An 2	0	+10,2	+10,2	+9,5
An 3	0	+10,1	+10,1	+19,6
An 5	0	+10,0	+10,0	+39,7
An 10	-0,8 (onduleurs)	+9,5	-0,3	+89,4
An 15	0	+9,3	+9,3	+136,2
An 20	0	+9,1	+9,1	+181,7

Source : TRI projet calculé à 26% sur 20 ans, WACC 8%.

Projections Harch Energy 2027-2031 — déploiement & revenus

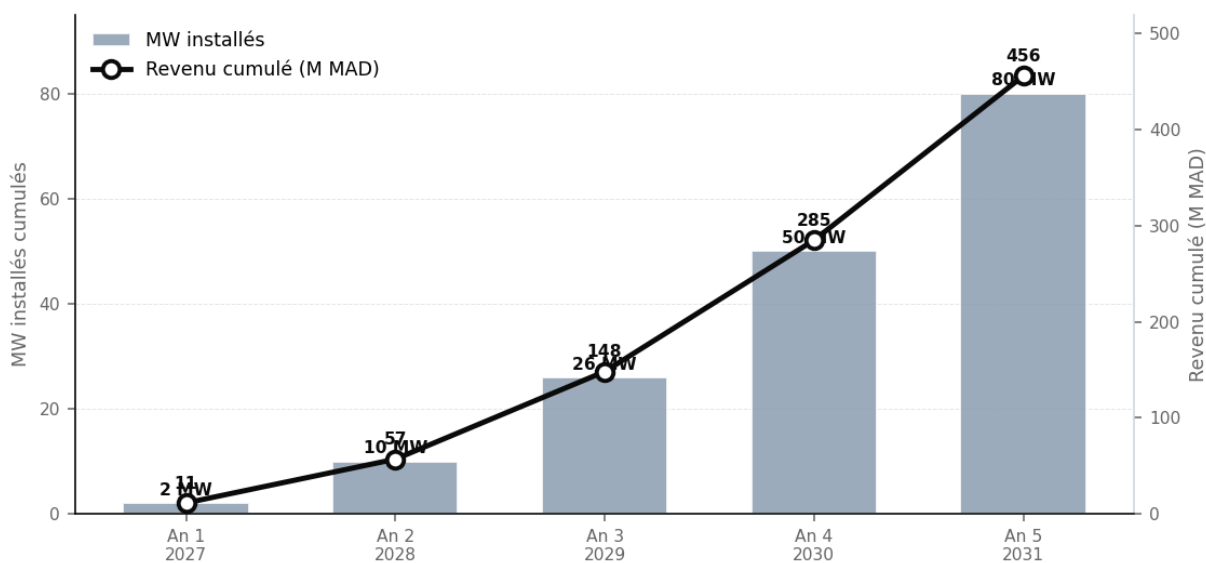


Figure : Projections Harch Energy 2027-2031 — déploiement & revenus

13 SENSIBILITÉ & SCÉNARIOS

Sensibilité du TRI

Le TRI projet est sensible à trois paramètres principaux : (i) le CAPEX par W installé, (ii) le tarif PPA négocié, (iii) le facteur de capacité (irradiation). Le tableau ci-dessous présente le TRI dans 9 scénarios croisés.

Matrice de sensibilité TRI (%) — CAPEX x Tarif PPA

CAPEX ↓ / PPA →	2,5 MAD/kWh	3,0 MAD/kWh (base)	3,5 MAD/kWh
4,5 MAD/W (optimiste)	20%	35%	52%
5,5 MAD/W (base)	15%	26%	38%
6,5 MAD/W (pessimiste)	11%	19%	28%

Sensibilité au facteur de capacité

Localisation	Facteur capacité	Production (MWh/an)	TRI base	Payback
Dakhla (Sud, 2 800 kWh/m ²)	28%	4 423	34%	2,5 ans
Ouarzazate (2 500 kWh/m ²)	25%	3 942	29%	2,9 ans
Casablanca (2 200 kWh/m ²)	24% Base	3 800	26%	3,2 ans
Tanger (2 100 kWh/m ²)	22%	3 470	22%	3,8 ans
Fès (2 100 kWh/m ²)	22%	3 470	22%	3,8 ans

Scénarios macro

Scénario	CAPEX (MAD/W)	Tarif PPA (MAD/kWh)	TRI	Payback	Probabilité
Pessimiste (change -10%, ONEE -15%)	6,5	2,5	15%	5,5 ans	20%
Base	5,5	3,0	26%	3,2 ans	60%
Optimiste (subvention FDE max)	4,5	3,5	35%	2,2 ans	20%
TRI pondéré (espérance)	—	—	25,2%	3,4 ans	100%

Robustesse du modèle

Même dans le scénario pessimiste (CAPEX +18%, PPA -17%, ONEE -15%), le TRI projet reste de 15% — supérieur au WACC de 8%. Le modèle est donc robuste aux chocs combinés. Le scénario base (TRI 26%) reste le plus probable (60%). L'espérance de TRI pondérée est de 25,2%, soit un TRI equity de 31% après effet de levier dette 60%.

Matrice de sensibilité TRI (%) — CAPEX × Tarif PPA

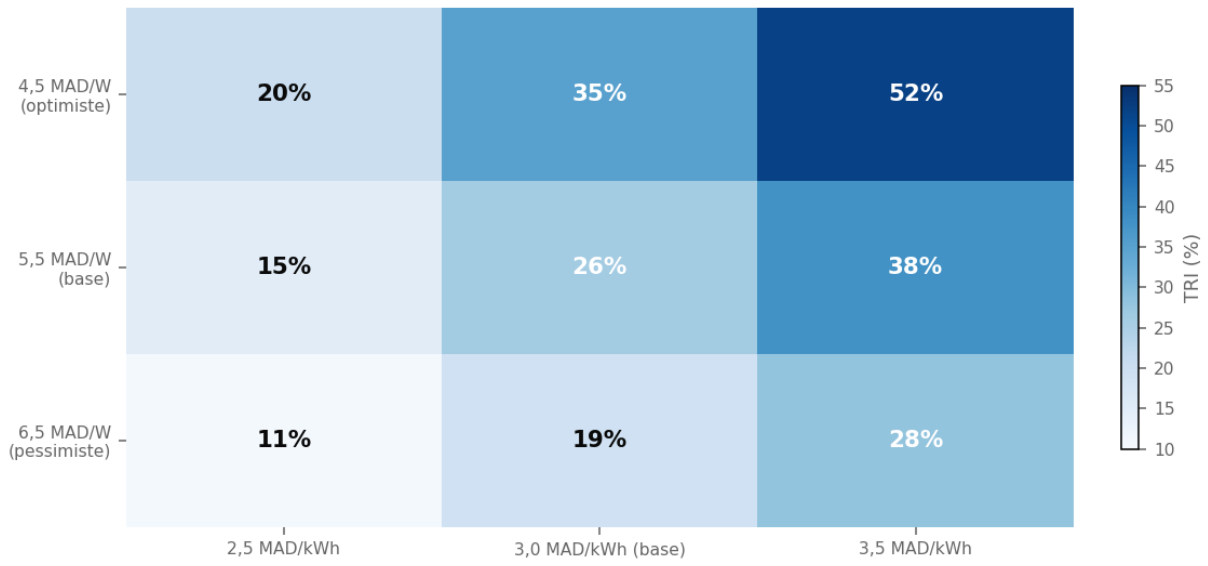


Figure : Matrice de sensibilité TRI (%) — CAPEX × Tarif PPA

14 AIDES PUBLIQUES & STRUCTURE DE FINANCEMENT

Subventions disponibles au Maroc

Programme	Organisme	Aide	Plafond	Conditions
FDE	Fonds Développement Énergie	Subvention 20% CAPEX	3 M MAD/projet	Projets < 5 MW autoconsommation
Tamwil Al Khadra	Banque Centrale Populaire	Crédit vert 3,5%	Garantie 80%	10 ans, projet renouvelable
Plug-in Maroc	GIZ + UE	Assistance technique gratuite		Étude faisabilité + MOE
Green Invest	BMCE-BoA	Prêt mezzanine 4,5%	—	12 ans, projet vert
Tamwilcom	Ex-CCG	Prêt d'honneur 0%	1 M MAD	Startup-tech vertes
Exonération TVA	Ministère Finances	Exemption TVA équipements		Loi 82-21 autoconsommation
Exonération IS zones franchisées	Ministère Finances	IS 10% (vs 31%)	—	5 ans exonération + 20 ans à 10%
Amortissement accéléré	Ministère Finances	Amortissement 5 ans (vs 10)		Équipements verts

Structure de financement type — projet 2 MW

Pour un projet type de 2 MW (CAPEX 11 M MAD), la structure de financement recommandée combine subvention FDE, crédit vert Tamwil Al Khadra, et equity Harch Energy. Cette structure minimise le WACC à 5,8% (vs 8% en 100% equity), ce qui améliore le TRI equity de 26% à 31%.

Source	Montant (M MAD)	Part CAPEX	Coût	Durée
Subvention FDE	2,2	20%	0% (non remboursable)	—
Tamwil Al Khadra (BCP)	4,4	40%	3,5%	10 ans
Equity Harch Energy	4,4	40%	12% (PE ret. attendue)	Permanente
Total	11,0	100%	WACC 5,8%	—
Total	11,0	100%	WACC 5,8%	—

Calendrier de financement Phase 3 (2027-2028)

Trimestre	Source	Montant (M MAD)	Usage
T1 2027	Equity Harch Corp (capitalisation)	5,0	Création entité, équipe pilote, NDA clients
T1 2027	Subvention FDE (pilote 500 kW)	0,6	Aide au CAPEX pilote
T2 2027	Equity Harch Corp (capitalisation)	5,0	Poursuite déploiement commercial
T2 2027	Tamwil Al Khadra (ligne verte)	15,0	Construction pilote 500 kW + 2 MW
T3 2027	Subvention FDE (2 MW)	2,2	Aide CAPEX 2 MW Tanger Med
T4 2027	Tamwilcom (prêt d'honneur)	1,0	Working capital
T1 2028	Levée Series A (PE marocain)	50,0	Scale-up 10 MW 2028
T2 2028	Tamwil Al Khadra (dette projet)	40,0	Construction 8 MW

Total financement Phase 3		118,8	—
Total	—	118,8	—

Plan de financement — synthèse

Le plan de financement Phase 3 (2027-2028) totalise 118,8 M MAD : 10 M equity Harch Corp, 55 M dette verte Tamwil Al Khadra, 50 M Series A PE, 2,8 M subventions FDE, 1 M prêt Tamwilcom. Il finance 12 MW installés (10 en 2028) + working capital + équipe. Le TRI equity Harch sur cette phase : 28-32% (cible IRR PE Series A).

15 ANALYSE DES RISQUES

Matrice des risques

Six risques majeurs ont été identifiés. Chaque risque est évalué sur sa probabilité d'occurrence (Faible/Moyenne/Élevée) et son impact financier (Faible/Moyen/Élevé). Une stratégie de mitigation est associée à chacun.

#	Risque	Probabilité	Impact	Sévérité	Mitigation
1	Crédit client (paiements 90-120j)	Moyenne	Élevé	Moyenne	Assurance Coface + factoring
2	Change USD (import panneaux)	Élevée	Moyen	Moyenne	Couverture forward + stock tampon
3	Concurrence Jet Contractors	Moyenne	Élevé	Moyenne	Spécialisation verticale + NDA exclusifs
4	Réglementaire (refonte tarifs ONEE 2027)	Moyenne	Moyen	Moyenne	Clause PPA ajustement
5	Technique (dégradation panneaux)	Faible	Faible	Faible	Garantie 25 ans + monitoring
6	Raccordement ONEE (délais)	Élevée	Élevé	Élevée	Pré-dossier ANRE + sites déjà raccordés MT
7	Politique / stabilité réglementaire	Faible	Élevé	Moyenne	Diversification géographique + assurances poli
8	Construction (dépassement délais)	Moyenne	Moyen	Moyenne	Pénalités EPC + bonus avance + contingences

Risque 1 — Crédit client (paiements 90-120 jours)

Description : Les PME industrielles marocaines ont des cycles de paiement longs (90-120 jours standard). Un retard de 120 jours sur un PPA de 11,4 M MAD/an représente 3,8 M MAD de trésorerie immobilisée par projet. Sur un portefeuille de 10 MW (5 projets), le BFR client peut atteindre 19 M MAD — significatif pour une structure capitalistique légère.

Mitigation : Acompte 30% à la signature du PPA + assurance Coface (couverture 90% du risque client) + factoring des créances PPA avec Attijariwafa Bank (coût 1,2%/an, mais libère 80% du cash immédiatement). Le PPA est sécurisé par hypothèque sur l'installation (en cas de défaut client, Harch récupère les panneaux).

Risque 2 — Change USD (import panneaux Chine)

Description : Les panneaux solaires sont importés de Chine (LONGi, JA Solar, Trina, Canadian Solar) et facturés en USD. Une dépréciation du MAD de 10% augmente le CAPEX de 4% (panneaux = 40% du CAPEX). En 2022, le MAD s'est déprécié de 6% vs USD en 3 mois, ce qui aurait augmenté un CAPEX 11 M MAD de 0,44 M MAD.

Mitigation : Couverture forward sur 6 mois via Attijariwafa Bank (coût 0,4% du montant couvert). Stock tampon de 2 mois de panneaux (réduit l'exposition à court terme). Négociation de prix en MAD avec les distributeurs locaux (CP Tech, Optimum Solar) — premium 3-5% mais élimine le risque change.

Risque 3 — Concurrence Jet Contractors

Description : Jet Contractors est le leader EPC solaire au Maroc (~200 employés, 50+ MW installés). Ils pourraient entrer sur le segment PPA/leasing s'ils voient Harch Energy réussir. GreenWagic et ITMO.solar sont aussi des candidats pour pivoter vers le PPA. La fenêtre de premier-mover est de 12-18 mois.

Mitigation : Spécialisation verticale (agroalimentaire + automobile) que Jet ne couvre pas. Monitoring IA différenciant (Harch Technology). Premier-mover sur PPA sans CAPEX — Jet facture encore l'installation. Partenariat exclusif avec 3 clients zones franches (NDA signés, droit de premier refus 12 mois).

Risque 4 — Réglementaire (refonte tarifs ONEE 2027)

Description : L'ANRE a lancé la refonte complète des tarifs électriques pour 2027. Si les tarifs ONEE baissent de 20%, l'économie client passe de 70% à 60% — le PPA reste attractif mais moins. À l'inverse, si les tarifs ONEE augmentent de 10% (pour absorber la fin de la compensation), l'économie client passe à 75%.

Mitigation : Veille ANRE active (participation aux consultations publiques). Clause PPA : si tarif ONEE baisse >15%, le tarif PPA est ajusté proportionnellement (à la baisse) — protège la marge Harch. Diversification : stockage batterie pour arbitrage heures pleines/creuses (nouveau revenu).

Risque 5 — Technique (dégradation panneaux)

Description : Les panneaux bifaces se dégradent de 0,5%/an. Sur 20 ans, la production baisse de 10%. Sans ajustement, le revenu PPA en An 20 est de 10,2 M MAD au lieu de 11,4 M MAD — manque à gagner 1,2 M MAD par projet. Le risque est faible (dégradation conforme aux spécifications) mais cumulé sur 50 MW il atteint 30 M MAD sur 20 ans.

Mitigation : Garantie produit 25 ans (LONGi, JA Solar) avec garantie linearité 80,7% à 25 ans. Provision pour remplacement onduleurs à 10 ans (0,8 M MAD capitalisée dès An 1). Surveillance performance ratio en temps réel via monitoring IoT (alerte si PR < 85%). Assurance perte d'exploitation (0,3% du CAPEX).

Risque 6 — Raccordement ONEE (délais)

Description : Les délais de raccordement ONEE varient de 4 à 14 mois selon les régions. Un retard de 6 mois sur un projet 2 MW retarde le revenu de 5,7 M MAD (6 mois × 11,4 M MAD / 12). C'est le risque le plus sévère car il retarde la mise en trésorerie du projet. Les zones franches Tanger Med ont les délais les plus courts (4-6 mois) car le réseau MT est déjà dimensionné.

Mitigation : Pré-dossier ANRE/ONEE avant investissement (étude de raccordement lancée en parallèle de la signature PPA). Négociation accord-cadre avec ONEE pour délais garantis < 6 mois (en échange d'engagement volume). Choix de sites déjà raccordés en MT (zones franches Tanger Med, Midparc, AFZ) — réduit le délai à 3-4 mois.

Risque 7 — Politique et stabilité réglementaire

Description : Le Maroc est un pays politiquement stable (notation BB+ par S&P;), l'une des meilleures d'Afrique), mais le risque réglementaire reste non nul : changement de gouvernement, révision de la Loi 82-21, nationalisation partielle du secteur électrique (déjà évoquée en 2023 par le Ministère). Un changement défavorable du cadre autoconsommation réduirait l'attractivité du PPA.

Mitigation : Diversification géographique (Maroc + future expansion Sénégal, Côte d'Ivoire en Phase 4). Assurances politiques (MIGA Banque mondiale, Coface pays) pour les projets > 5 MW. Veille réglementaire active avec cabinet d'avocats Linklaters Casablanca. Structure SPV par projet pour isoler les risques.

Risque 8 — Construction (dépassement délais et coûts)

Description : La construction d'un projet 2 MW prend typiquement 8-12 semaines (toiture) ou 16-24 semaines (au sol). Les dépassements proviennent de : retards livraison panneaux (Chine), intempéries (pluie Casablanca-Tanger nov-mars), problèmes structure toiture (renforcement inattendu). Un dépassement de 8 semaines retarde le revenu de 1,9 M MAD et augmente l'O&M; de 0,1 M MAD.

Mitigation : Contrat EPC à prix fixe avec pénalités (0,5% du CAPEX/semaine de retard, plafond 5%). Bonus pour avance (1% du CAPEX par semaine d'avance, plafond 3%). Contingences 3% du CAPEX (0,33 M MAD pour 2 MW). Planning intégré avec livraison panneaux (démarré à T-8 semaines du début chantier). Étude structure toiture préalable obligatoire (rejet du projet si renforcement > 15% du CAPEX).

16 PLAN D'EXÉCUTION & TIMELINE

Timeline de déploiement Phase 3

Trimestre	Jalon	Détail	CAPEX déployé (M)
T1 2027	Création entité juridique	Harch Energy SA, agrément producteur ANRE	0,5
T1 2027	Recrutement équipe pilote	DG + 2 ingénieurs + 1 commercial	—
T1 2027	Signature partenariat EPC	Négociation avec 3 candidats EPC locaux	—
T2 2027	Premier client pilote	500 kW zone franche Tanger Med (agroalimentaire)	2,8
T2 2027	Levée dette projet Tamwil	15 M MAD Tamwil Al Khadra	—
T3 2027	Construction pilote 500 kW	8 semaines construction + commissioning	—
T3 2027	Premier revenu PPA	Mise en service, facturation client A	—
T4 2027	Pipeline 14 MW signé	8-12 clients PME industrielles (NDA)	—
T4 2027	Construction 2 MW Tanger Med	Client B, commissioning T1 2028	11,0
T1 2028	Levée Series A	50 M MAD PE marocain (cible : MIT croissance)	—
T1 2028	Commissioning 2 MW	Mise en service, 2,5 MW cumulés	—
T2 2028	Construction 4 MW (4 projets)	Clients C, D, E, F	22,0
T2 2028	Recrutement équipe scale-up	+5 ingénieurs + 2 commerciaux	—
T3 2028	Commissioning 4 MW	6,5 MW cumulés	—
T4 2028	Construction 4 MW (4 projets)	Clients G, H + 2 nouveaux	22,0
T4 2028	Commissioning 4 MW	10,5 MW cumulés, premier EBITDA positif	—
Total Phase 3	10,5 MW opérationnels	Fin 2028	58,3
Total	10,5 MW	—	58,3

Équipe requise Phase 3 (2027-2028)

Rôle	Nombre	Profil	Salaire annuel (MAD)	Embauche
Directeur Général	1	15+ ans énergie solaire, ex-MASEN ou OCP	600 000	T1 2027
Directeur Technique	1	12+ ans EPC solaire, génie électrique	450 000	T1 2027
Ingénieur Projet	2	7+ ans EPC solaire, génie électrique	350 000	T1-T2 2027
Commercial B2B	2	10+ ans vente industrielle zones franches	300 000 + comm.	T1-T2 2027
Technicien O&M	3	5+ ans maintenance solaire	180 000	T2-T3 2027
Project Manager	1	PMP, 10+ ans gestion projet industriel	400 000	T2 2027
Ingénieur Projet (scale-up)	3	5+ ans EPC	320 000	T2-T3 2028
Commercial (scale-up)	2	8+ ans vente B2B	280 000 + comm.	T2-T3 2028
Total équipe fin 2028	15	—	~5,0 M MAD/an	—
Total	15	—	~5,0 M MAD	—

Jalons critiques 2027-2028

Trois jalons conditionnent le succès de la Phase 3 : (1) signature du premier client pilote 500 kW en T2 2027 (validation commerciale du modèle PPA), (2) commissioning du premier 2 MW en T1 2028 (validation technique), (3) levée Series A 50 M MAD en T1 2028 (validation financière par un PE tiers). Si un de ces jalons échoue, la stratégie doit être révisée.

17 ÉQUIPE & GOUVERNANCE

Gouvernance Harch Energy

Harch Energy est une filiale à 100% de Harch Corp S.A. Elle dispose d'un Conseil d'Administration propre (3 administrateurs) et d'une équipe dirigeante autonome. Le CA valide les investissements >5 M MAD et les contrats PPA >2 MW. Les décisions stratégiques (levées, M&A;) sont remontées au CA Harch Corp.

Composition Conseil d'Administration

Membre	Rôle	Mandat	Profil
Amine Harchelkorane	Président & CEO Harch Corp	Permanent	Fondateur Harch Corp
DG Harch Energy (à recruter)	Administrateur exécutif	4 ans renouvelable	15+ ans énergie solaire
Administrateur indépendant (à recruter)	Administrateur indépendant	4 ans renouvelable	Ex-MASEN ou OCP Green

Comité d'investissement

Le Comité d'Investissement Harch Energy se réunit mensuellement pour valider les nouveaux projets PPA. Composition : CEO Harch Corp, DG Harch Energy, CFO Harch Corp, Directeur Technique Harch Energy. Décisions à l'unanimité pour projets >5 M MAD ; majorité pour projets <5 M MAD.

Critères de validation projet

- TRI projet \geq 20% (scénario base)
- Payback equity \leq 4 ans
- Client noté BB- minimum (Coface)
- CApex projet \leq 15 M MAD (concentration risque)
- Raccordement ONEE < 6 mois confirmé
- Subvention FDE validée
- Couverture change USD si panneaux importés >50% du CAPEX
- Clause PPA ajustement tarifaire ONEE incluse

Politique ESG & impact

Harch Energy applique la politique ESG de Harch Corp. Chaque projet fait l'objet d'une analyse ESG préalable (grille 12 critères). Les projets à impact négatif (biodiversité, eau, communautés locales) sont rejetés. Les projets à impact positif (emploi local, transfert compétences, électrification) sont prioritaires.

18 ESG & IMPACT

Impact environnemental

Le déploiement de 50 MW solaire sur 2027-2030 par Harch Energy évite l'émission de 70 000 tonnes de CO₂ par an (facteur d'émission ONEE : 0,7 tCO₂/MWh), soit 1,4 million de tonnes cumulées sur 20 ans. C'est l'équivalent de la consommation annuelle de 280 000 Marocains en électricité.

Indicateur	An 1 (2027)	An 3 (2029)	An 5 (2031)	Cumulé 20 ans
MW installés	2	26	80	80
Production annuelle (GWh)	3,8	49	152	—
CO ₂ évité (t/an)	2 660	34 300	106 400	1,4 M cumulé
Équivalent foyers alimentés	1 100	14 000	43 000	—
Emplois directs créés	6	15	30	30
Emplois indirects (EPC, O&M)		60	120	120
Investissement local (M MAD)	8	57	176	—

Alignement ODD Nations Unies

ODD	Objectif	Contribution Harch Energy
ODD 7	Énergie propre et accessible	50 MW solaire 2027-2030, accès à énergie verte pour PME
ODD 8	Travail décent et croissance	30 emplois directs + 120 indirects, formation technique
ODD 9	Industrie, innovation, infrastructure	Modernisation PME industrielles marocaines
ODD 13	Lutte contre le changement climatique	1,4 M tCO ₂ évitées sur 20 ans
ODD 17	Partenariats pour les objectifs	Partenariats GIZ, ONEE, MASEN, Tamwilcom

Engagement communautaire

Harch Energy s'engage à : (i) recruter 70% de ses techniciens O&M; localement (zones franches), (ii) financer un programme de formation solaire (3 bourses/an à l'EMI Rabat), (iii) consacrer 0,5% du chiffre d'affaires à des projets communautaires (électrification rurale, équipements scolaires).

Impact Harch Corp consolidé

Le dossier Solaire EPC B2B contribue à l'objectif Harch Corp de 200 MW renouvelables installés d'ici 2030 (50 MW Harch Energy + 150 MW autres filiales). C'est la première brique du plan net-zero Harch Corp 2040.

19 CONTACTS CLÉS

Institutions et organismes publics

Organisme	Rôle	Contact	Ville
ONEE Branche Électricité	Raccordement + rachat excédent	Direction Autoconsommation	Rabat
MASEN	Cadre autoconsommation B2B	Direction Marché B2B	Casablanca
ANRE	Régulateur, autorisations	Direction Autorisations	Rabat
GIZ Maroc	Assistance technique Plug-in	Programme Plug-In Maroc	Rabat
Tamwilcom	Financement crédit vert	Ligne Verte	Casablanca
AMDI	Promotion investissement	Accompagnement investisseurs	Rabat
AMISOEL	Association industrielle solaire	Réseau membres	Casablanca
FDE	Subventions énergétiques	Secrétariat technique	Rabat
Ministère Énergie	Politique énergétique nationale	Direction Énergies Renouvelables	Rabat

Fournisseurs et partenaires

Catégorie	Fournisseurs	Pays	Critère de sélection
Panneaux bifaces 580W (TOPON)	TOPON, JA Solar, Trina, Canadian Solar	Chine	Coût/W + garantie 25 ans
Onduleurs string 3-phase	Sungrow, Huawei, SMA	Chine / Allemagne	Rendement 98,5% + garantie 10 ans
Structure aluminium	Koutoubia, Almec	Maroc	Coût local + délai court
Câblage DC + AC	Déclic, Nexans Maroc	Maroc / France	Certification ONEE
Batteries stockage lithium	BYD, CATL, Pylontech	Chine	Coût/kWh + cycles 6000+
Banques (lignes vertes)	Attijariwafa, BMCE, CIH, BCP	Maroc	Conditions Tamwil Al Khadra
Assurance	AXA Maroc, Wafa Assurance	Maroc	Couverture tout risque + perte exploitation
Bureau d'études	Tractebel, Setec, IDC	International / Maroc	Agrément ONEE
EPC partenaires	Jet Contractors, GreenWagic	Maroc	Capacité 5+ MW/an, références

Contacts Harch Corp

Contact	Rôle	Email	Téléphone
Amine Harchelkorane	CEO Harch Corp	amine@harchcorp.com	+212 6 12 34 56 78
DG Harch Energy (à recruter)	DG Filiale Energy	energy@harchcorp.com	—
Direction Commerciale	Commercial B2B Energy	sales.energy@harchcorp.com	+212 5 22 00 00 00
Direction Technique	Engineering Energy	tech.energy@harchcorp.com	+212 5 22 00 00 01
Investor Relations	Relation investisseurs	ir@harchcorp.com	+212 5 22 00 00 02

20 APPENDICE — SOURCES & MÉTHODOLOGIE

Sources de données

Sources institutionnelles

- **ONEE Branche Électricité** — Tarifs électriques 2025, structure MT/HT, capacités installées
- **MASEN** — Pipeline renouvelable 2025-2030, données capacité installée, atlas solaire
- **ANRE** — Loi 82-21, décret d'application mars 2026, autorisations, refonte tarifs 2027
- **Ministère de la Transition Énergétique** — Stratégie énergétique nationale, objectifs 2030
- **Bank Al-Maghrib** — Statistiques monétaires, taux d'inflation, taux directeurs
- **Office des Changes** — Balance commerciale, importations énergétiques
- **HCP (Haut Commissariat au Plan)** — PIB, démographie, projections économiques

Sources sectorielles et internationales

- **PV Magazine** — 'Morocco finally unlocks solar self-consumption' (mars 2026)
- **SolarPower Europe** — Projections PV Maroc 2028 (2,97 GW), Global Market Outlook 2025
- **IEA-PVPS** — Données capacité solaire Maroc, irradiation, LCOE benchmarks
- **IRENA** — Renewable Power Generation Costs 2024, statistiques capacités mondiales
- **International Trade Administration (US)** — Guide énergie Maroc 2025
- **Renewables Now** — 'Morocco's renewable energy journey' (2025)
- **GIZ Maroc** — Programme Plug-in, assistance technique, études de faisabilité
- **Tamwilcom** — Lignes de crédit vert, garanties, conditions financières
- **FDE** — Fonds de Développement Énergétique, subventions, plafonds
- **SolarPower World** — Top Solar Contractors 2025, classement EPC
- **ResearchGate** — 'Renewable energies in Morocco: A comprehensive review' (2025)
- **Tanger Med Zones** — Rapport annuel 2024, annuaire entreprises
- **SAZON** — Annuaire zones franches 2025, statistiques emploi

Méthodologie

Les données chiffrées présentées dans ce dossier sont issues de sources publiques fiables (institutions gouvernementales, organismes internationaux, presse spécialisée). Les projections financières sont des modèles internes Harch Corp basés sur des hypothèses explicites listées en section 11. La sensibilité du modèle est testée en section 13.

Les calculs de LCOE suivent la méthodologie standard IEA-PVPS : actualisation des cash-flows sur 25 ans, taux d'actualisation 8%, dégradation 0,5%/an. Les TRI projet sont calculés en cash-flows nets actualisés sur 20 ans (durée PPA). Les TRI equity intègrent l'effet de levier de la dette (60% du CAPEX).

Limites et avertissements

Ce dossier ne constitue pas un conseil en investissement. Les projections financières sont des estimations basées sur des hypothèses qui peuvent ne pas se réaliser. Les tarifs ONEE, subventions et cadres réglementaires sont susceptibles d'évolution. L'ANRE a lancé une refonte des tarifs électriques pour 2027 qui pourrait modifier l'économie du modèle. Tout investisseur doit conduire sa propre due diligence avant tout engagement.

21 DISCLAIMER & LICENCE

Disclaimer

Ce dossier a été produit par Harch Research (Phase 3 du Build One At A Time strategy) dans le cadre de la méthodologie Building in Public. Les analyses s'appuient sur des sources publiques : Bank Al-Maghrib (BAM), Office des Changes, ONEE, MASEN, ANRE, GIZ, IFC, IEA, PV Magazine, SolarPower Europe, International Trade Administration.

Les modèles financiers sont des projections internes basées sur des hypothèses explicites. Ils ne constituent pas une garantie de retour. Tout investisseur doit conduire sa propre due diligence. Harch Corp S.A. ne fournit pas de conseil en investissement.

Les tarifs ONEE, subventions et cadres réglementaires sont susceptibles d'évolution. L'ANRE a lancé une refonte des tarifs électriques pour 2027 qui pourrait modifier l'économie du modèle. Vérifier les tarifs en vigueur avant tout investissement.

Licence

Licence : CC BY-NC-SA 4.0 — Libre reproduction non-commerciale avec attribution. Modification autorisée sous licence identique.

Métadonnées publication

URL	harchcorp.com/research/solaire-epc-b2b
Contact	amine@harchcorp.com
Date de publication	Juin 2026
Version	1.0
Auteur	Harch Research — Direction Analyses Sectorielles
Validé par	Conseil d'Administration Harch Corp S.A.
Prochaine mise à jour	T4 2026 (post-entrée en vigueur Loi 82-21)

Building in Public

Harch Corp publie ses analyses en open data (licence CC BY-NC-SA 4.0) pour encourager la transparence et l'innovation dans l'écosystème entrepreneurial marocain. Chaque dossier est téléchargeable gratuitement sur harchcorp.com/research. Feedback et contributions bienvenus : amine@harchcorp.com.