



Analyse de cash-flow dynamique des projets photovoltaïque en Tunisie

Manuel d'utilisation de l'outil de rentabilité



publié par **giz** Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Analyse de cash-flow dynamique des projets photovoltaïque en Tunisie

Manuel d'utilisation de l'outil de rentabilité

Lien de téléchargement de l'outil Excel et de ce manuel :
www.energypedia.info/wiki/Dynamic_Cash_Flow_Analysis_of_Photovoltaic_Projects_in_Tunisia

OUTIL DE CALCUL DE RENTABILITÉ DES PROJETS PHOTOVOLTAÏQUES EN TUNISIE

A PROPOS

Ce guide explique étape par étape comment utiliser l'outil Excel afin de soutenir les acteurs du marché tunisien en leur permettant de calculer la rentabilité des projets photovoltaïques concrets en basse et moyenne tension.

L'outil et le guide ont été élaborés dans la continuité du projet « ENABLING PV » en coopération avec la société de conseil eclareon par le projet « Développement du Marché Solaire en Tunisie » (DMS) mis en œuvre par la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) en collaboration avec l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME) et financé par le Ministère fédéral allemand de la Coopération économique et du Développement (BMZ).

SITES INTERNET

Les outils de modélisation pour les projets en moyenne et basse tension ainsi que le guide correspondant sont disponibles à l'adresse suivante : https://energypedia.info/wiki/Dynamic_Cash_Flow_Analysis_of_Photovoltaic_Projects_in_Tunisia

Informations relatives au financement des projets d'énergie solaire en Tunisie sont disponibles à l'adresse suivante : https://energypedia.info/wiki/Financing_Solar_Energy_in_Tunisia

Les rapports du projet « Enabling PV » sont disponibles à l'adresse suivante : https://energypedia.info/wiki/Enabling_PV_in_the_MENA_Region

Informations sur le projet « Développement du Marché Solaire en Tunisie » : [https://energypedia.info/wiki/Developing_the_Solar_Energy_Market_in_Tunisia_\(Project_DMS\)](https://energypedia.info/wiki/Developing_the_Solar_Energy_Market_in_Tunisia_(Project_DMS))

MANDATÉ PAR



CONTACT



Christian Grundner
Chef de projet (ingénieur industriel)
Spécialiste du financement
des énergies renouvelables

eclareon
Giesebrechtstraße 20
D-10629 Berlin

Tel: +49 (0) 30-88 66 740-80
Mob: +49 (0) 176-820 19 774
Email: cg@eclareon.com
URL: www.eclareon.com



Christopher Gross
Développement du Marché Solaire
en Tunisie
Conseiller en Énergie

**GmbH Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**
B.P. 753 - 1080 Tunis-Cedex, Tunisie

Tel: +216 71 908 166
Mob: +216 20377134
Email: christopher.gross@giz.de
URL: www.giz.de



Abessalem El Khazen
Directeur Adjoint,
Direction des Énergies Renouvelables

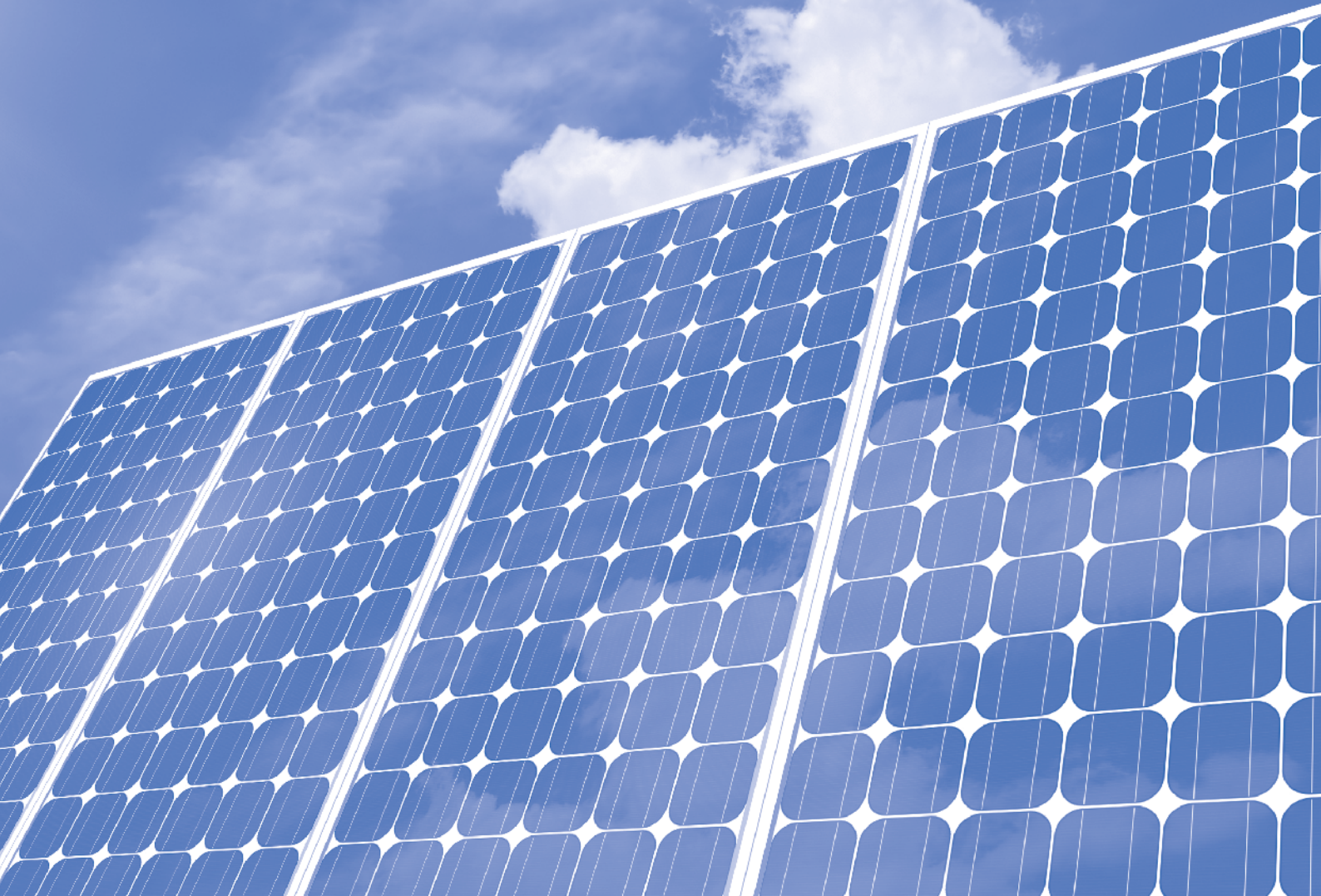
**Agence Nationale pour
la Maîtrise de l'Énergie**
Cité Administrative,
Av. Japan B.P. 213 Montplaisir, Tunis
Tel: +216 71 906 900
Fax: +216 71 904 624
Email: elkhazen@anme.nat.tn
Web: www.anme.nat.tn



SOMMAIRE

1. INTRODUCTION	5
a. L'approche "Enabling PV"	6
b. Pourquoi utiliser l'outil de calcul de rentabilité des projets pv ?	6
c. Contexte	6
i. Les modèles commerciaux PV	6
ii. Analyse des flux de trésorerie actualisés	7
iii. Coût Moyen Actualisé de l'Électricité (LCOE)	8
iv. Calcul du Taux de Rendement Interne (TRI)	9
v. L'approche du financement de Projet	10
d. Structure de l'outil Excel	11
2. DONNÉES D'ENTRÉE (INPUTS)	13
a. Délais	14
b. Construction (Cons)	15
c. Exploitation (Exp)	16
d. Economie d'électricité	17
i. Basse tension (BT)	18
ii. Moyenne tension	20
iii. Le modèle «IPP»	21
e. Coûts d'exploitation	22
f. Financement	23
g. Capitaux Propres	23
h. Éléments macroéconomiques	24
3. FEUILLES DE CALCUL	25
a. Délais	26
b. Construction	26
c. Exploitation	26
d. Financement	26
e. Capitaux Propres	27
f. Cascade des Flux de Trésorerie	28
4. RÉSULTATS	30
5. ANALYSE DES SCÉNARIOS	33
6. EXERCICES	37
a) Exercice dans la feuille "Input"	38
b) Créer un Nouveau Projet	39
c) Exercice de Financement	39
d) Exercice de Scénarios	41

OUTIL DE CALCUL DE RENTABILITÉ DES PROJETS PHOTOVOLTAÏQUES EN TUNISIE



1. INTRODUCTION

1. INTRODUCTION

a. L'APPROCHE "ENABLING PV"

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est sur le point d'atteindre la parité réseau dans de nombreux pays de la région MENA, voire la parité génération dans certains pays. De plus en plus de gouvernements promeuvent des projets solaires à grande échelle et favorisent l'installation décentralisée de systèmes photovoltaïques raccordés au réseau. Dans ce contexte, l'objectif global du projet « ENABLING PV » est de contribuer au déploiement durable de l'énergie solaire photovoltaïque dans la région MENA. Le projet « ENABLING PV » se concentre sur la Jordanie et la Tunisie en tant que premières études de cas.

Le projet « ENABLING PV » est coordonné par l'Agence Allemande de Coopération Internationale (GIZ), qui collabore avec l'association de l'industrie solaire allemande (BSW-Solar : <http://www.solarwirtschaft.de/en/>) et la société de conseil éclairon GmbH, spécialisée dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.

L'outil Excel fourni ici a été élaboré dans la continuité du projet « ENABLING PV » en Tunisie afin de soutenir les acteurs du marché en leur permettant de calculer la rentabilité de projets PV concrets en basse et moyenne tension. Cet outil offre l'avantage de rendre le marché plus transparent, afin d'augmenter la confiance et la conviction des investisseurs, des consommateurs d'électricité et des pouvoirs publics pour assurer le développement du secteur photovoltaïque en Tunisie. En outre, l'outil encourage un débat public constructif sur la façon d'améliorer le soutien financier et le cadre réglementaire pour le PV en Tunisie.

b. POURQUOI UTILISER L'OUTIL DE CALCUL DE RENTABILITE DES PROJETS PV ?

L'outil Excel permet de calculer la rentabilité des projets PV connectés au réseau basse et moyenne tension en Tunisie. Les résultats présentés sous forme de graphiques donnent un aperçu des flux de trésorerie du projet. L'outil permet aux banquiers et aux investisseurs de comprendre les rouages du projet ainsi que le modèle commercial utilisé.

Les paramètres financiers fondamentaux pour les banquiers et les investisseurs indiquent la rentabilité de l'investissement et les risques éventuels associés au projet. Les utilisateurs de l'outil peuvent tester la sensibilité des paramètres financiers aux changements des conditions-cadres du projet (tel que l'augmentation des tarifs d'électricité, la baisse du coût de l'installation ou encore la diminution de performance de l'installation). L'analyse des sensibilités permet ainsi d'optimiser les projets en déterminant la taille idéale de l'installation, le montant de la dette ou encore la durée du crédit. De plus, banquiers et investisseurs peuvent soumettre leur projet à des tests de résistance sans pour autant modifier l'hypothèse de référence du projet. L'outil permet de confirmer les résultats et les prévisions de rentabilité d'un projet tels que présentés par les développeurs de projet. Le cas échéant, l'outil permet d'identifier les raisons pour lesquelles les résultats diffèrent (ex: différentes hypothèses de référence). De plus, les utilisateurs bénéficient de la transparence qu'offre l'outil concernant les méthodes de calcul de rentabilité, contrairement aux calculs opaques des outils de planification standards.

Enfin, l'outil permet d'identifier les segments de marché PV attractifs en Tunisie en procédant à une évaluation initiale du projet sans pour autant établir une planification technique détaillée. Grâce à l'outil, banquiers et investisseurs sont en mesure de consolider leurs échanges avec des clients, des banques ou des développeurs de projet en présentant des chiffres concrets.

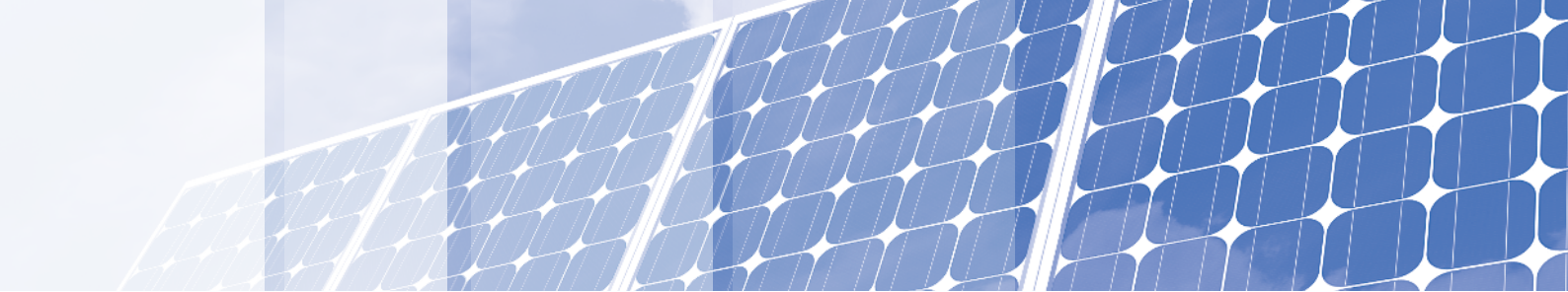
c. CONTEXTE

i. LES MODELES COMMERCIAUX PV

La rentabilité des projets PV en Tunisie repose principalement sur l'autoproduction de l'électricité PV et le recours au système de net-metering pour l'électricité PV excédentaire, permettant de réaliser d'importantes économies sur la facture d'électricité. La structure tarifaire pour l'électricité en basse tension permet aussi des économies indirectes grâce aux tarifs moins élevés auxquels est soumise la consommation d'électricité résiduelle provenant du réseau. Concernant les projets en moyenne tension, le producteur d'électricité photovoltaïque peut vendre exclusivement à la STEG jusqu'à 30% de son électricité excédentaire produite annuellement.

Dans le cas des clients produisant leur propre électricité, le net-metering permet au flux électrique de circuler dans les deux sens, grâce à un compteur bidirectionnel.¹ L'électricité peut ainsi aussi bien provenir du client qu'être fournie au client.

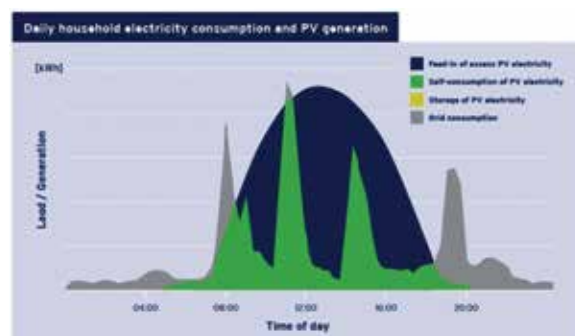
¹ - Pour plus d'information sur le mécanisme du net-metering, veuillez consulter le rapport "ENABLING PV" : www.energypedia.info/wiki/Enabling_PV_in_the_MENA_Region#Download_2



Lorsque la production d'électricité d'un client est supérieure à sa propre consommation électrique, sa production excédentaire est injectée sur le réseau et constitue un reliquat d'électricité pouvant être consommé du réseau pendant la même période de facturation. Ainsi, le client utilise sa production excédentaire pour compenser l'électricité qu'il aurait autrement dû acheter à plein tarif à l'opérateur de réseau.

Le graphique ci-dessous montre la consommation PV d'un ménage ainsi que la production de son installation PV. La surface bleue indique l'électricité PV excédentaire injectée sur le réseau, tandis que la surface verte indique l'électricité PV autoproduite. En général, le pic de production PV à midi dépasse la consommation sur site et l'électricité excédentaire injectée sur le réseau est créditée sur la facture d'électricité ou bien rémunérée grâce à un tarif d'achat. La consommation d'électricité tôt le matin, en soirée et pendant la nuit ne peut pas être couverte par la production PV et provient du réseau.

Figure 1 : Courbe journalière de consommation d'électricité et de production PV d'un ménage moyen



Ainsi, ce sont les économies réalisées sur la facture d'électricité qui représentent la principale source de revenus des projets PV. De plus pour les projets en moyenne tension, la rémunération de l'électricité excédentaire (maximum 30%) constitue une source de revenus supplémentaires. L'outil de calcul de rentabilité prend en compte ces différents flux de trésorerie pour effectuer l'analyse des flux de trésorerie actualisés (DCF)². D'autre part, tous les coûts occasionnés par l'installation et la maintenance du système PV sont pris en compte pour le calcul du coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) pour chaque kWh produit par l'installation PV. Ces deux notions sont expliquées plus en détail dans les chapitres suivants.

ii. ANALYSE DES FLUX DE TRESORERIE ACTUALISEES

L'analyse des flux de trésorerie actualisés est une méthode de valorisation d'un projet basé sur la notion de valeur temporelle de l'argent. Tous les flux de trésorerie futurs sont estimés et actualisés afin de leur attribuer une valeur actuelle. La valeur actualisée nette est la somme des flux de trésorerie actualisés, comprenant l'investissement initial ainsi que tous les flux financiers positifs et négatifs liés au projet.

$$NPV = \sum_{n=1}^n \frac{C_n}{(1+r)^n} - C_0$$

NPV (VAN) Valeur Actualisée Nette

C_0 Investissement initial

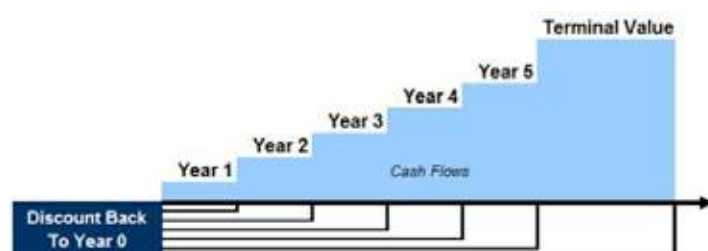
C_n Flux de trésorerie annuels

r Taux d'actualisation

n Années d'exploitation

La valeur actualisée nette permet de comparer plusieurs investissements ayant des flux de trésorerie différents tout au long de leur durée de vie. Le graphique suivant illustre le processus d'actualisation des flux de trésorerie futurs pour calculer leur valeur actuelle (année 0). Plus un flux financier survient loin dans le temps, plus sa valeur actuelle est faible.

Figure 2 : Flux de trésorerie actualisés



² En anglais "Discounted Cash Flow Analysis" (DCF). Pour plus d'informations, veuillez consulter le site Investopedia à l'adresse suivante : <http://www.investopedia.com/terms/d/DCF.asp>

1. INTRODUCTION

Le taux habituellement utilisé pour actualiser les flux de trésorerie futurs d'un projet correspond au taux de rentabilité moyen qu'un investisseur peut obtenir grâce à d'autres possibilités d'investissement. La valeur du taux d'actualisation peut varier fortement selon le type d'investisseur et le nombre d'alternatives d'investissement dont dispose ce dernier. Par exemple, un ménage n'a en général que la possibilité de placer son argent sur un compte épargne, tandis qu'une entreprise peut investir ses revenus dans plusieurs autres activités. Le taux d'actualisation représente donc le coût d'opportunité pour un investisseur lors de l'attribution de son capital à différentes opportunités d'investissement. En investissant un certain capital dans une installation PV, l'investisseur perd la possibilité d'investir le même montant dans d'autres activités. Une valeur actualisée nette (VAN) positive signifie pour l'investisseur que l'investissement est plus attrayant par rapport à ses possibilités d'investissement normales. Cependant, la comparaison des VAN ne reflète pas les risques liés à chaque investissement. Ceux-ci doivent être soigneusement évalués par l'investisseur avant de prendre une décision.

iii. COUT MOYEN ACTUALISE DE L'ÉLECTRICITE (LCOE)

La méthode du coût moyen actualisé de l'électricité³ permet de comparer entre eux des systèmes de production d'électricité ayant des sources et des structures de coûts différentes. Grâce à cette méthode, un consommateur d'électricité peut comparer le montant de l'investissement dans une installation PV avec celui du coût moyen de l'électricité du réseau. Ce calcul permet ainsi d'évaluer rapidement la rentabilité d'une installation PV.

La principale méthode de calcul consiste à comparer tous les coûts encourus lors de la phase de construction et d'exploitation de l'installation PV durant sa durée de vie avec le montant total de kWh générés pendant la durée de vie de l'installation. On obtient ainsi le coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE), autrement dit son coût par kWh. Afin de connaître le LCOE moyen de l'installation, il suffit de calculer sa valeur actualisée nette, qui consiste à ramener à leur valeur actuelle toutes les dépenses effectuées durant la durée de vie de l'installation.

Les valeurs actuelles de toutes les dépenses sont divisées par les valeurs actuelles de production d'électricité. Le total annuel des dépenses est composé des dépenses d'investissement ainsi que des charges d'exploitation encourues durant la durée de vie opérationnelle de l'installation. Le calcul du coût moyen actualisé de l'électricité pour des installations neuves se fait en appliquant la formule suivante :

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

LCOE Coût Moyen Actualisé de l'Électricité en EUR/kWh

I_0 Dépenses d'investissement en EUR

$M_{t,el}$ Électricité produite au cours de l'année considérée en kWh

N Durée de vie économique et opérationnelle en années

A_t Total annuel des coûts en EUR pour l'année t

i Taux d'intérêt réel en %

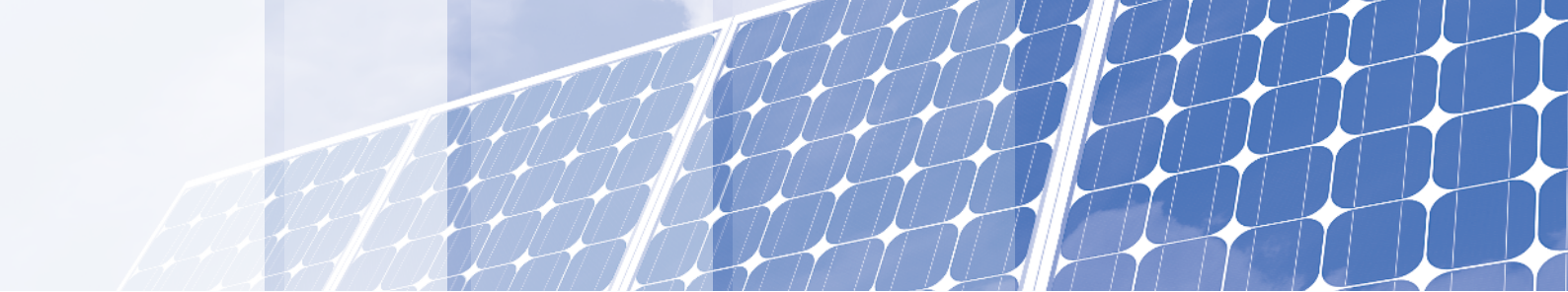
t Année de la durée de vie considérée (1, 2, ..., n)

Le total annuel des coûts est composé des coûts fixes et variables pour l'exploitation et la maintenance de l'installation, ainsi que pour le paiement des services, des réparations et des prestations d'assurance. Les coûts du financement externe et du financement par capitaux propres sont inclus dans l'analyse du LCOE à travers le coût moyen pondéré du capital (CMPC)⁴. Le CMPC sert également de taux d'actualisation pour l'actualisation des flux de trésorerie disponibles (DCF). Le coût moyen pondéré du capital dépend du montant des capitaux propres, du rendement des capitaux propres durant la durée de vie de l'installation, du coût de la dette et de la part de la dette.

Le fait de ramener à leur valeur actuelle toutes les dépenses effectuées et toute l'électricité produite durant la durée de vie d'une installation permet de garantir la comparabilité du LCOE. Ainsi, le LCOE est un calcul comparatif effectué sur la base des coûts d'installations de production d'électricité de sources différentes. Il correspond au prix auquel l'électricité doit être produite pour atteindre le seuil de rentabilité durant la durée de vie du projet.

3- En anglais: Levelized Cost of Electricity (LCOE)

4- En anglais: Weighted Average Cost of Capital (WACC)



Le graphique suivant présente le LCOE d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire utilisant des technologies différentes et situées à des emplacements géographiques différents.

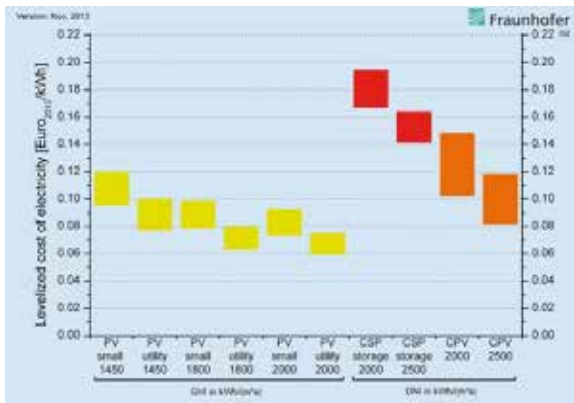


Figure 3 : LCOE de diverses applications solaires pour la production d'électricité

Source : Fraunhofer ISE

Comme illustré dans le graphique ci-dessus, on observe que le désavantage économique des installations de petite taille par rapport aux installations à grande échelle est assez faible en ce qui concerne le PV. Cette conclusion confirme l'intérêt des petits systèmes PV de production décentralisée, installés près du point de consommation.

iv. CALCUL DU TAUX DE RENDEMENT INTERNE (TRI)

Par définition, le taux de rendement interne⁵ d'un investissement ou d'un projet est le taux de rendement pour lequel la valeur actualisée nette de tous les flux de trésorerie (positifs et négatifs) est égale à zéro. En d'autres termes, le TRI de l'investissement est le taux d'actualisation pour lequel la valeur actualisée nette des coûts d'investissement (flux de trésorerie négatifs) est égale à la valeur actualisée nette des bénéfices de l'investissement (flux de trésorerie positifs).

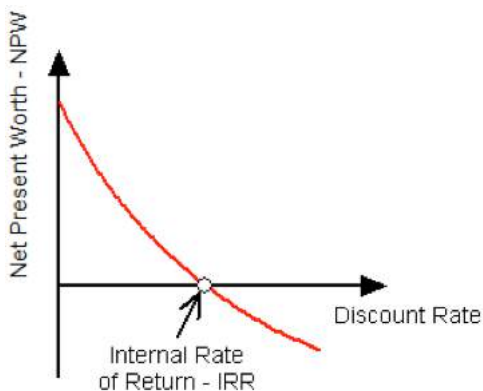


Figure 4 : Courbe illustrant le taux de rendement interne (IRR), la valeur actualisée nette (NPV) et le taux d'actualisation

Le calcul du TRI standard part du principe que tous les flux de trésorerie sont réinvestis dans d'autres projets avec le même taux de rendement interne, bien qu'en réalité il soit difficile d'accéder à des projets disposant de TRI comparables, en particulier lorsqu'il s'agit de projets à long-terme. Toutefois, le TRI reste utile pour comparer des projets à

risque égal. C'est pourquoi, en plus du TRI, l'outil de calcul de rentabilité utilise la méthode du TRI modifié, qui permet d'appliquer des TRI différents lors du réinvestissement des bénéfices.

- **TRI standard** – dans ce calcul, les revenus sont réinvestis avec le même taux d'actualisation / taux de rendement interne, bien qu'il soit pratiquement impossible de réinvestir les bénéfices d'un projet dans un autre projet avec le même TRI.
- **TRI du projet** – dans ce calcul, le TRI est calculé du point de vue du projet, en prenant en compte tous les flux de trésorerie restants après le paiement des charges d'exploitation. Les flux de trésorerie liés au financement (principal, intérêt) ne sont pas pris en compte.
- **TRI des capitaux propres** – dans ce calcul, les prélèvements de la dette ainsi que le remboursement du principal et des intérêts sont déduits des flux de trésorerie après le paiement des charges d'exploitation. Le reste entre en compte dans le calcul du TRI des capitaux propres
- **TRI modifié** – dans ce calcul, le réinvestissement des flux de trésorerie pendant la durée du projet rapporte un TRI différent car on suppose que le développement de projets PV comparables est limité pour les investisseurs. La méthode du TRI modifié permet le recours à un taux d'emprunt différent du taux de réinvestissement appliqué pendant l'exploitation du projet.

5- En anglais: Internal Rate of Return (IRR).

Pour plus d'informations, veuillez consulter le site internet Investopedia à l'adresse suivante : http://www.investopedia.com/articles/07/internal_rate_return.asp

1. INTRODUCTION

Pour le calcul du TRI des capitaux propres, l'outil Excel prend en compte le taux d'actualisation de capitaux propres tel qu'indiqué dans la feuille « inputs », qui correspond au TRI cible de l'investisseur en capital. Pour le calcul du TRI modifié, l'outil prend en compte le coût moyen pondéré du capital (CMPC).

v. L'APPROCHE DU FINANCEMENT DE PROJET

Financement de projet et Financement du bilan

Le financement de projet correspond au financement à long-terme de projets industriels ou d'infrastructure, calculé en fonction des prévisions de flux de trésorerie du projet et non en fonction du bilan de l'investisseur. Le financement de projet comprend des prêts dits "sans recours" ou "avec droit de recours limité", qui sont basés sur la seule rentabilité du projet. Cette approche permet à l'investisseur que l'opération ne pèse pas sur ses comptes, afin de limiter les risques au-delà de l'investissement.

Même si le financement de projet n'est généralement pas appliqué aux projets photovoltaïques en autoproduction, il constitue une bonne approche pour structurer le financement d'un projet et en évaluer la viabilité. Le concept de financement de projet permet de s'assurer que le projet a un flux de trésorerie net positif (économies nettes) pour chaque période d'exploitation. Autrement dit pour chaque période, le service de la dette peut être couvert par le projet sans exiger de trésorerie supplémentaire de la part de l'investisseur.

L'outil Excel utilise donc l'approche de financement de projet. Afin de modéliser un projet, tous les flux de trésorerie générés sont projetés sur toute la durée de vie du projet. Le graphique suivant illustre les différentes relations des acteurs actifs dans un même projet, ainsi que les connexions et les flux de trésorerie existant entre eux.

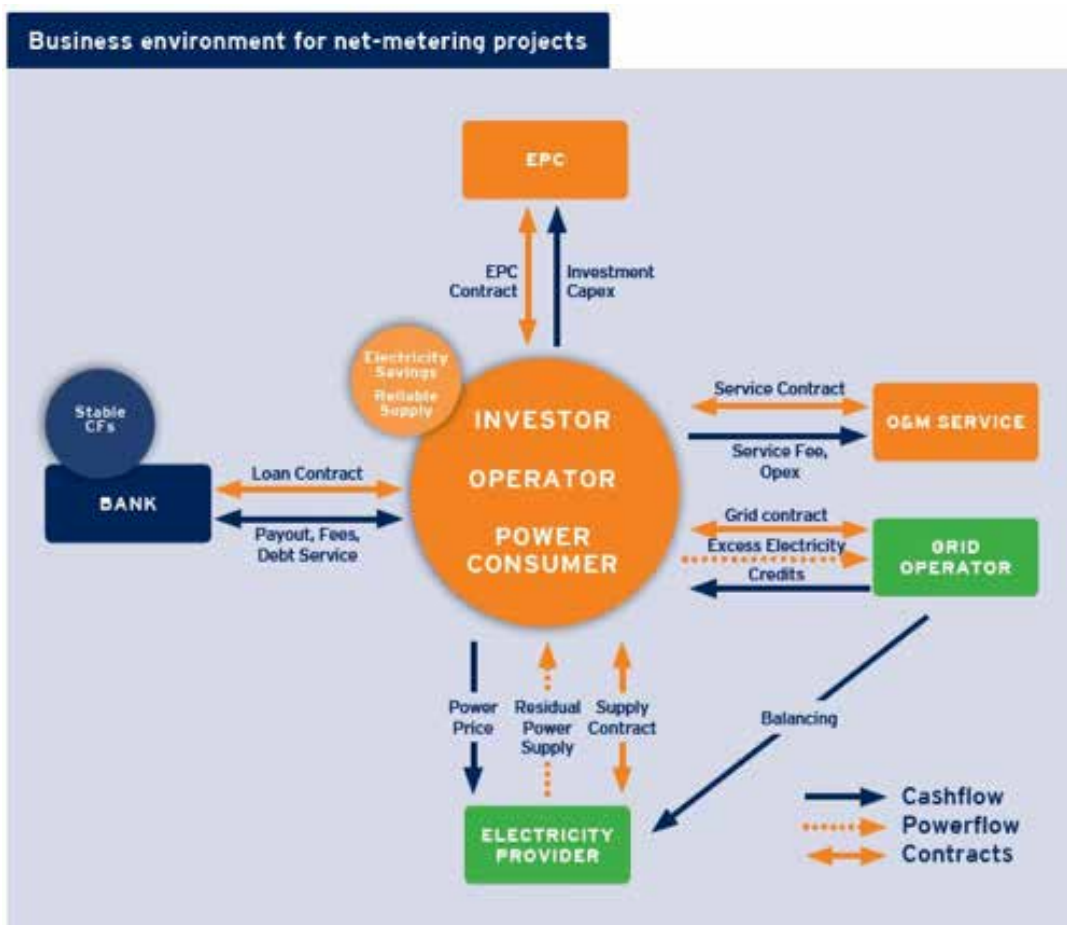
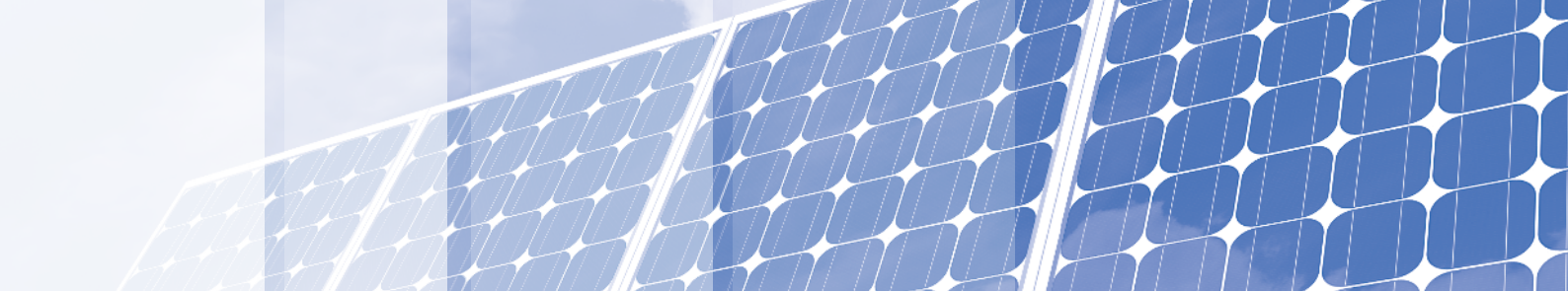


Figure 5 : Structure d'un projet-type fonctionnant en net-metering

Source : BSW-Solar



Cascade des flux de trésorerie

L'outil Excel résume les flux de trésorerie du projet à travers une cascade des flux de trésorerie visualisant la priorité de chaque entrée et sortie de trésorerie. A partir de cette cascade, les flux de trésorerie disponibles au service de la dette (CFADS)⁶ sont calculés en effectuant la compensation des flux de trésorerie suivants:

Revenus

- Coûts d'exploitation (OpEx)
 - Dépenses en capital (CapEx)
 - Financement de la dette et des capitaux propres
 - Taxes et ajustements relatifs au fonds de roulement
-
- = CFADS

Le flux de trésorerie disponible au service de la dette est l'élément le plus important de la cascade des flux de trésorerie, car il permet de calculer le remboursement de la dette et les ratios suivants:

- **Ratio de couverture du service de la dette:** mesure combien de fois le service de la dette peut être payé au cours de chaque période
- **Ratio de couverture pendant la durée du prêt:** mesure combien de fois le flux de trésorerie actualisé est en mesure de payer le solde de prêt pendant la durée du crédit
- **Ratio de couverture pendant la durée du projet:** Similaire au ratio précédent, mais calculé pendant la durée du projet

Le graphique suivant illustre le montant du CFADS pour chaque période d'exploitation (surface gris clair) et visualise à travers un point rouge le ratio de couverture du service de la dette (DSCR). Les colonnes représentent quant à elles le montant du remboursement du principal et des intérêts.

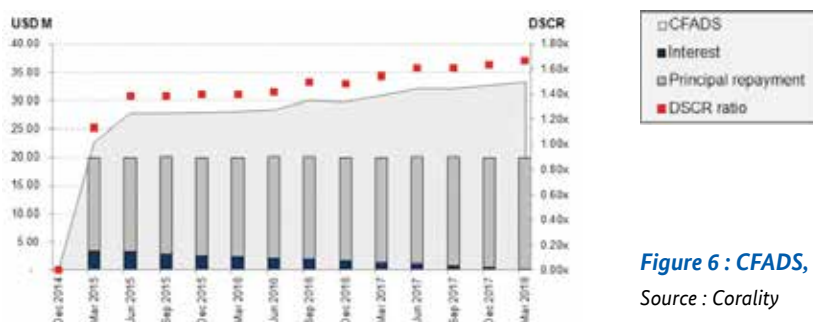


Figure 6 : CFADS, DSCR et service de la dette

Source : Corality

Le DSCR indique, pour chaque période, la marge disponible entre les flux de trésorerie disponibles au service de la dette (CFADS) et le service de la dette. Cette marge représente aussi le flux de trésorerie disponible pour les capitaux propres, après le paiement du service de la dette, en supposant que tous les flux de trésorerie restants sont des revenus.

6- En anglais : Cash Flow Available for Debt Service (CFADS)

OUTIL DE CALCUL DE RENTABILITÉ DES PROJETS PHOTOVOLTAÏQUES EN TUNISIE

d. STRUCTURE DE L'OUTIL EXCEL

L'outil offre une structure transparente qui présente les étapes de réalisation du projet et les résultats des simulations dans des feuilles Excel séparées.



Figure 7 : Aperçu des différentes feuilles de l'outil Excel

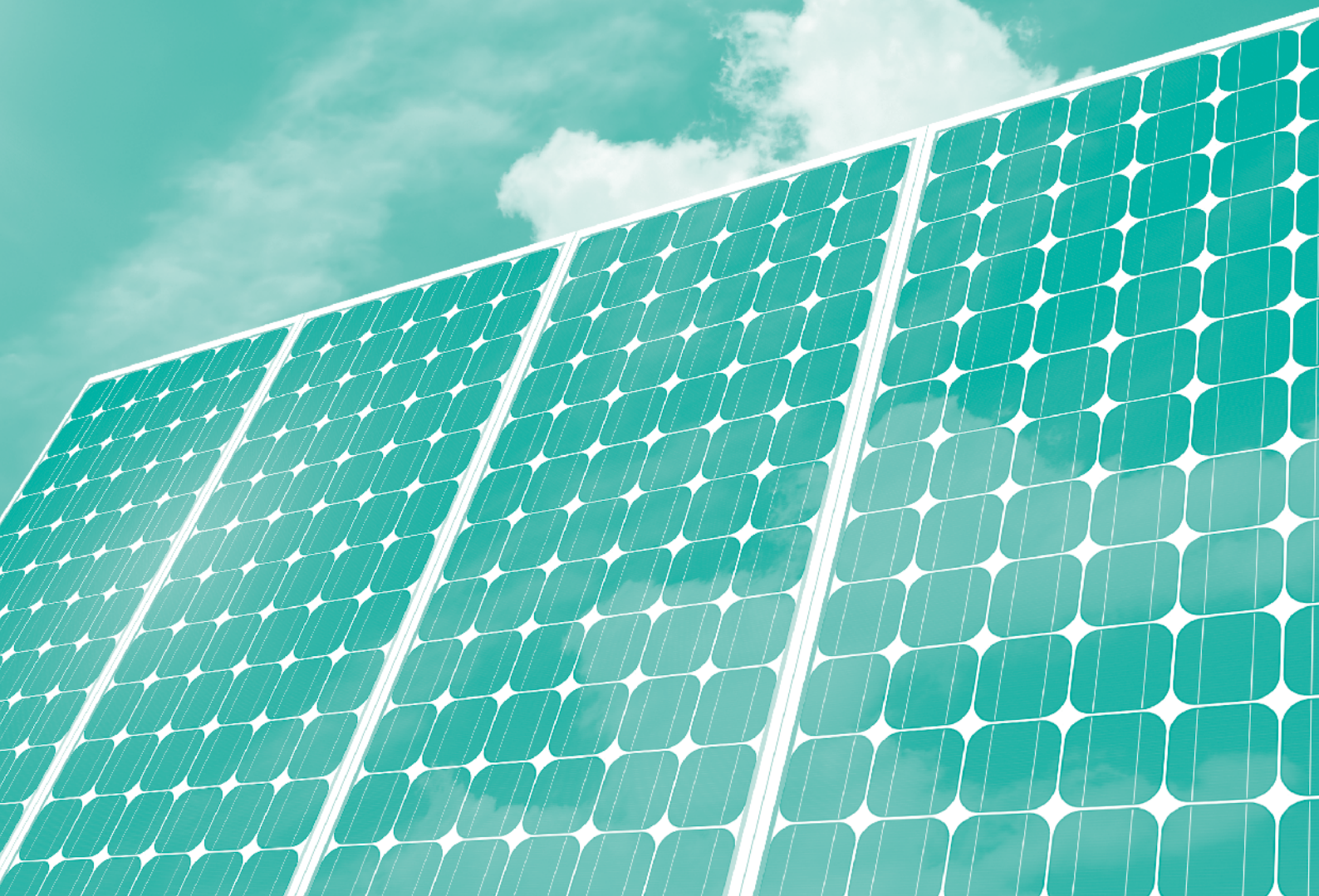
- Résultats** – Contient les résultats de l'hypothèse de référence ainsi que ceux des scénarios, présentés sous forme de tableaux et graphiques.
- Scénarios** – Contient l'analyse de toutes les sensibilités pouvant être appliquées au projet sans pour autant modifier l'hypothèse de référence contenue dans la feuille « inputs ». Les résultats des différents scénarios sont présentés sous forme de graphiques et de tableaux.
- Inputs** – Contient l'hypothèse de référence définie pour le projet. Certaines données peuvent être modifiées de façon dynamique à travers la feuille des scénarios.
- Cashflows** – Présente la cascade des flux de trésorerie en résumant les flux de trésorerie principaux illustrés dans les graphiques et tableaux
- Délais** – Contient les dates et les indices utilisés dans l'outil Excel. Ces informations sont reprises dans les autres feuilles Excel mentionnant les délais relatifs au projet.
- Cons** – Etablit la liste des dépenses encourues durant la phase de construction de l'installation, y compris les intérêts et les commissions sur les prêts, en détaillant le recours à la dette et aux capitaux propres.
- Expl** – Précise la production d'électricité, les économies effectuées ainsi que les revenus et les coûts d'exploitation du projet. Le rajustement en fonction de l'inflation et les éventuelles dépenses d'investissement (CapEx) sont également calculés dans cette feuille.
- Financement** – Précise les sources de financement et les modalités de remboursement de la dette, à savoir le remboursement du principal et des intérêts. La feuille calcule également le ratio de couverture du service de la dette⁷ et le ratio de couverture pendant la durée du prêt.⁸
- Equity** – Détaille le compte des capitaux propres sur la base des flux de trésorerie disponibles et calcule les indicateurs de performance de l'investissement, tels que l'amortissement ou le taux de rendement interne du projet.

Le chapitre suivant explique en détail la feuille « inputs», dans laquelle sont définies toutes les hypothèses de référence qui sont ensuite reprises dans les feuilles listées ci-dessus.

7- En anglais: Debt Service Coverage Ratio (DSCR)

8- En anglais : Loan Life Coverage Ratio (LLCR)

OUTIL DE CALCUL DE RENTABILITÉ DES PROJETS PHOTOVOLTAÏQUES EN TUNISIE



2. DONNEES D'ENTREE (INPUTS)

2. DONNEES D'ENTREE (INPUTS)

La feuille des données d'entrée (inputs) contient tous les paramètres utilisés dans l'outil de calcul de rentabilité. Les paramètres les plus importants peuvent être modifiés via la feuille des scénarios. Chaque rubrique de la feuille « inputs » est liée à une des feuilles grises (« Cashflows », « Délais », « Cons » etc.), qui correspondent aux feuilles de calcul de l'outil. Ces feuilles de calcul sont expliquées plus en détail dans le chapitre suivant. Toutes les cellules jaunes peuvent être modifiées par l'utilisateur, tandis que les cellules vertes contiennent les données provenant de la feuille des scénarios. Une cellule verte vide indique qu'aucun scénario n'a été appliqué et donc que l'hypothèse de référence n'a pas été modifiée.

Format Cellule		
Hypothèses		100 Assumptions
Référence Scénario		100 ScenarioSheet
Référence hors feuille Excel		100 Offsheet
Calculs dans la feuille Excel		100 InSheet
Données techniques		100 Input
Case vide		Empty_Cell
Vérification		OK Check

Figure 8 : Code couleurs des cellules de l'outil (cf : feuille « légende »)

a. DELAIS

La rubrique « délais » précise la date de début du projet ainsi que les dates de début et de fin des phases de construction et d'exploitation. Ces informations sont reprises dans la feuille « délais » afin de calculer les phases de construction et d'exploitation. De plus, ces informations servent à dater certaines hypothèses, par exemple lorsqu'il s'agit de déterminer à partir de quelle date l'outil doit calculer l'augmentation des prix de l'électricité dans la rubrique « économies d'électricité ».

Délais

Départ

Date de début de la modélisation	Date	01-janv-15
----------------------------------	------	------------

Construction

Début	Date	01-janv-15
Durée	Mois	3 Mois
Fin	Date	31-mars-15

Exploitation

Début	Date	01-avr-15
Durée de l'hypothèse de référence	Ans	20 Ans
Fin	Date	31-mars-35

Figure 9 : Date de début du projet et phases de construction et d'exploitation (cf. : feuille « Inputs »)

L'outil effectue les calculs de la phase de construction sur une base mensuelle, tandis que la phase exploitation est calculée sur une base annuelle. Bien qu'aujourd'hui les ins-

tallations PV peuvent être exploitées jusqu'à 30 ans, la phase d'exploitation est en général calculée sur 20 ans, sachant que dans la plupart des pays, le tarif d'achat est garanti pour 20 ans. Dans le cas de projets d'autoproduction comme en Tunisie, la durée du projet dépend de plusieurs facteurs, tel que l'horizon de planification de l'investisseur ou la rudesse de l'environnement. Il n'en reste pas moins que les projets PV sont le plus souvent calculés sur une période de 20 ans.

La période de construction correspond à la durée entre la signature de l'accord de prêt pour le projet et les premiers jours d'exploitation de l'installation PV, une fois les premiers kWh produits. En effet, l'outil suppose que les frais de financement et la commission d'engagement sont pris en compte dans le prêt dès le premier mois de construction. Cela signifie que certaines autorisations sont déjà obtenues et certains accords sont déjà signés avant que ne commence la période de réalisation de l'installation.

Input	Plage de valeurs	Remarques
Phase d'exploitation	15 à 30 ans	La durée standard pour les projets PV correspond à 20 ans
Phase de construction	1 à 5 mois	Période entre la signature de l'accord de prêt et la mise en service de l'installation. L'acquisition du site et le temps requis pour les procédures administratives ne sont pas compris.

b. CONSTRUCTION

PRIX DE L'INSTALLATION PV

La première entrée de cette rubrique concerne le coût total du système PV en termes absolus. Cela inclut tous les coûts nécessaires à la réalisation de l'installation, depuis l'obtention des permis jusqu'à la connexion de l'installation au réseau, en passant par l'acquisition des composants et la construction de l'installation PV. Le coût total de l'installation ne prend pas en compte le montant d'une subvention éventuelle. Habituellement les installateurs et les promoteurs de projets proposent la construction d'installations PV clé en main, ce qui signifie qu'ils prennent en charge toutes les démarches et facturent au client les coûts relatifs à la main d'œuvre, aux procédures administratives et aux équipements auxiliaires. Dans les marchés émergents, les écarts de prix peuvent être importants d'un projet à l'autre. Plus le marché mûrit, plus les différences de prix diminuent et le prix global moyen baisse grâce à l'effet d'apprentissage et à la concurrence accrue.

LISTE DES DÉPENSES

La liste des dépenses permet de spécifier quand les paiements liés à l'installation PV doivent être prélevés au cours de la phase de construction. Dans la feuille de construction les valeurs en pourcentage sont multipliées avec le prix total de l'installation PV.

SUBVENTION

La rubrique « subvention » permet de saisir en termes absolus le montant de la subvention qui peut être octroyé pour le projet PV. L'utilisateur a la possibilité de préciser l'année de versement de la subvention, sachant qu'en général il faut un certain temps avant que la subvention ne soit effectivement versée. Le montant de la subvention peut ainsi être utilisé pour des remboursements exceptionnels durant l'année en question. Ces remboursements apparaissent alors dans la feuille de financement. Dans cet outil Excel, le montant de la dette et des capitaux propres est dimensionné de telle sorte à couvrir tous les coûts relatifs au projet, sans prendre en compte le montant de la subvention. En conséquence, le délai de paiement de la subvention engendre un paiement des intérêts plus élevés.

Input	Plage de valeurs	Remarques
Coût du système PV	En fonction de la taille de l'installation, le prix des systèmes PV en Tunisie varie de 3000 à 4000 DT/kWc hors TVA (10/2014).	Selon le type de client et le régime fiscal auquel il est soumis, la TVA doit être incluse ou exclue du prix de l'installation. En général, la TVA est appliquée aux ménages et non aux entreprises.
Liste des dépenses	On considère que la majeure partie des dépenses est réglée au début du projet, tandis que 10% à 20% des dépenses sont payées après la mise en service de l'installation	Pour les entreprises, le montant du dernier paiement est souvent similaire au montant de la TVA parce que c'est une somme qu'elles peuvent réclamer à l'autorité financière une fois l'installation réalisée.
Subvention	La législation actuellement en vigueur prévoit un soutien financier allant de 20% à 30% du coût de l'investissement PV selon le mécanisme de soutien.	Le fait de saisir le montant de la subvention en termes absolus nécessite quelques calculs préalables de la part de l'utilisateur. Cependant, cette option offre plus de flexibilité dans le cas où les plafonds de subvention seraient modifiés par le gouvernement. Vous trouverez de plus amples informations sur les subventions applicables sur le site de l'ANME.
Année d'allocation de la subvention	La définition de l'année de versement de la subvention dépend surtout du retour d'expérience d'autres projets et peut changer avec le temps. En général, on prévoit une période de 0 à 2 années avant le versement de la subvention.	0 signifie que la subvention est versée au début de la première période d'exploitation, ce qui veut dire qu'on ne paie pas d'intérêts pour ce montant.

2. DONNEES D'ENTREE (INPUTS)

c. EXPLOITATION

La rubrique « exploitation » couvre toutes les entrées liées aux revenus (ici les économies effectuées) ainsi qu'aux coûts et investissements survenus pendant la période d'exploitation de l'installation PV.

Afin de calculer la production annuelle PV dans la feuille « expl », les entrées suivantes sont nécessaires dans la rubrique « production PV » de la feuille des inputs.

TAILLE DE L'INSTALLATION [kWc]

En Tunisie, la taille de l'installation PV dépend principalement de la consommation d'électricité du consommateur. La réglementation prévoit en effet que la taille de l'installation soit déterminée de telle sorte à couvrir les besoins en électricité du site en question.

DÉGRADATION DES PERFORMANCES [% p.a.]

La performance d'un panneau PV diminue avec le temps. Le taux de dégradation est généralement plus élevé dans la première année lors de l'exposition initiale à la lumière et se stabilise ensuite. Le degré de dégradation des performances dépend de plusieurs facteurs, tel que les matériaux utilisés dans la fabrication des panneaux, le processus de fabrication, la qualité de l'assemblage des cellules PV dans le panneau solaire, ainsi que la maintenance déployée sur le site. Bien qu'un entretien et un nettoyage réguliers puissent réduire la dégradation des performances, la qualité du panneau utilisé reste l'élément déterminant. Il est donc important de choisir des panneaux PV de bonne facture et de vérifier consciencieusement la puissance garantie du panneau.

RENDEMENT GLOBAL DE L'INSTALLATION [%]

La baisse du rendement global de l'installation entraîne une réduction de la production électrique annuelle. Contrairement au taux de dégradation des performances qui s'aggrave au fil du temps, le rendement global de l'installation correspond à un pourcentage stable chaque année. Cette entrée est utilisée pour tenir compte des pertes supplémentaires qui ne sont pas reflétées dans la dégradation des performances et le ratio de performance de l'installation. Il peut s'agir par exemple des conditions d'ombrage ou des pertes d'électricité dues à une distance importante entre l'installation et le point de raccordement au réseau.

L'IRRADIATION HORIZONTALE/RENDEMENT [kWh / m² / a]

Le rayonnement solaire du site en question est l'information clé pour calculer la performance spécifique de l'installation PV. En général, ces informations peuvent être obtenues à partir de cartes d'irradiation ou de bases de données par satellite. Cependant, il faut noter que le rayonnement solaire local peut varier en raison des conditions nuageuses et des conditions d'ombrage sur le site. Dans le cas des installations PV, la meilleure solution est d'utiliser les moyennes annuelles des bases de données d'irradiation. Une autre option serait de mesurer le rayonnement solaire sur site pendant un an, cependant cette solution présente l'inconvénient de prendre beaucoup de temps et de ne pas tenir compte des variations d'ensoleillement annuelles.

RATIO DE PERFORMANCE

Le ratio de performance résume toutes les pertes causées notamment par une inclinaison et un angle non-optimal des panneaux, l'efficacité des panneaux utilisés ainsi que les pertes d'électricité dues aux câbles et aux onduleurs.

Rendement spécifique de l'installation [kWh/kWc/a]

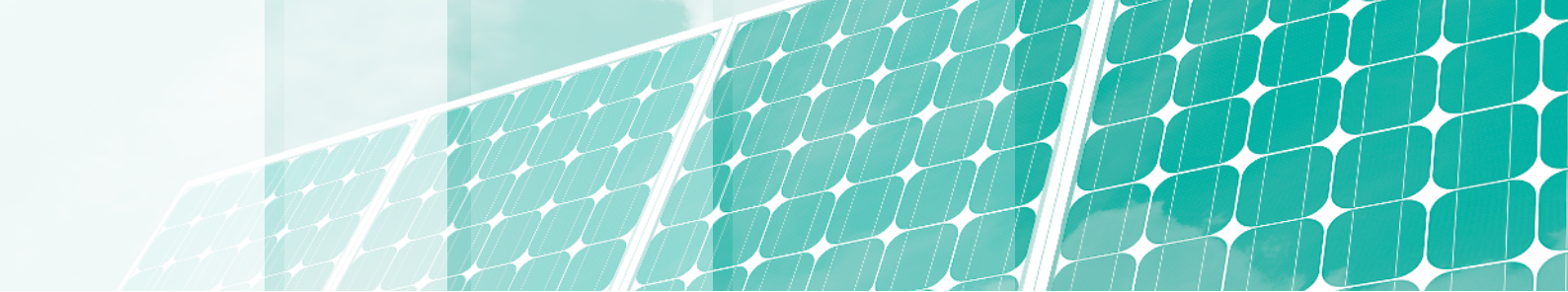
Le rendement spécifique par kWc de l'installation PV est calculé selon la formule suivante:

$$\text{Rendement spécifique} = \text{Irradiation horizontale} * \text{Ratio de Performance}$$

Production

Taille de l'installation	kWp	2
Dégradation des performances	% p.a.	0,70%
Rendement global	x	1
Rendement	kWh/qm/a	1 882
Ratio de performance	x	0,85
Rendement spécifique	kWh/kWp/a	1 600
Rendement appliqué	kWh/kWp/a	1 600

Figure 10 : Hypothèses pour la production électrique PV (feuille « inputs »)



Dans la feuille correspondant à la phase d'exploitation (« Expl »), la production électrique annuelle est calculée selon la formule suivante :

$$\text{Production électrique annuelle} = \text{Rendement spécifique} * \text{Taille de l'installation} * \text{Indice de dégradation des performances}$$

Délais		2015	2016	2017	2018
Année civile	Nombre	31	28	31	275
Nombre de jours de la période	Nombre				
Période de construction	Nombre	1	2	3	
Période d'exploitation	Nombre				1
Production					
Taille de l'installation	kWc				4
Production par kWc	kWh/kWc				1.600
Dégradation des performances	Index	1,00	1,00	1,00	0,99
Production brute d'électricité	kWh				6.396
Rendement de l'installation	%				100%
Production nette	kWh				6.336

Figure 11 : Modélisation de la production annuelle nette d'électricité PV (feuille « Expl »)

Input	Plage de valeurs	Remarques
Taille de l'installation (par secteur)	Résidentiel: 2 à 8 kWc	La durée standard pour les projets PV correspond à 20 ans
Commercial: 10 à 30 kWc	1 à 5 mois	Période entre la signature de l'accord de prêt et la mise en service de l'installation. L'acquisition du site et le temps requis pour les procédures administratives ne sont pas compris.
Grand commercial: 30 à 250 kWc		
Industriel: Plus de 250 kWc	La taille de l'installation est dimensionnée de telle sorte à ce que la production PV couvre la consommation mensuelle moyenne du client.	
Dégradation des performances	Les modules PV peuvent avoir un taux de dégradation à long terme compris entre %0,3 et %1 par an. Ce taux est utilisé pour calculer l'indice annuel tenant compte l'effet cumulatif au fil des années	Pour les modules cristallins, un taux de dégradation de %0,5 par an est souvent appliqué. C'est en général le taux de dégradation considéré par les banques.
Rendement global	1 à 0.95	0.95 correspond à une perte additionnelle de la production électrique de %5 par an.
Irradiation (rendement)	1.700 à 1.900 kWh/m ² /an sur une surface horizontale sans ombre.	Le rayonnement réel peut changer d'une année sur l'autre à hauteur de +/- %15.
Ratio de performance	Emplacement optimal, sans ombre: 0.8	
Emplacement correct, sans ombre:	0.75	
Emplacement correct avec un peu d'ombre:	0.7	
Emplacement moyen, ombragé:	0.6	
Mauvais emplacement, souvent ombragé:	0.5	Une planification technique détaillée est nécessaire pour obtenir le ratio de performance exact de l'installation. En effet, celui-ci est un des résultats des outils de planification standards. Cependant, les ratios mentionnés ci-joint peuvent être utilisés pour une première évaluation approximative de l'installation.

d. ECONOMIES D'ELECTRICITE

Étant donné que l'avantage de l'électricité photovoltaïque en Tunisie repose essentiellement sur les économies faites sur la facture d'électricité, il est important de comprendre et de calculer correctement le montant des économies générées pour chaque kWh d'électricité PV. Ces économies dépendent fortement de la structure tarifaire de l'électricité et du régime de

2. DONNEES D'ENTREE (INPUTS)

rémunération de l'électricité excédentaire conformément à la législation en vigueur. Par conséquent, l'outil Excel propose deux versions de calcul :

- l'une pour les projets raccordés au réseau basse tension dans le cadre des programmes « Bâtiments Solaires » et « Prosol Elec »
- l'autre pour les projets en moyenne tension dans le cadre du programme d'autoproduction.

Le tableau suivant donne un aperçu comparatif des principales caractéristiques des projets en moyenne et basse tension en Tunisie. Pour de plus amples informations, veuillez consulter le rapport du projet "Enabling PV dans la région MENA", offrant une analyse du marché solaire photovoltaïque en Tunisie⁹.

	Prosol Elec	Bâtiment solaire	Autoproduction	Autoproduction
Tension		Basse tension		Moyenne tension
Client cible	Résidentiel	Résidentiel Tertiaire Industriels	Industriels Tertiaire Agricole (avec matricule fiscal)	Industriels Tertiaire Agricole (avec matricule fiscal)
Net Metering	Oui	Oui	Oui	Oui
Tarif d'achat de l'excédent	Non	Non	Non	Oui (max 30%)
Subvention FTE (% coût de l'investissement)	30%	30%	20%	20%
Plafond de la subvention	1.800 DT / kWc 1.450 DT / kWc (2+)	1.800 DT / kWc 1.450 DT / kWc (2+)	Selon la loi tunisienne de la Maitrise de l'énergie	
Crédit Attijari	Oui	Non	Non	Non
Crédit conventionnel	Non	Oui	Oui	Oui

Figure 12 : Modèles commerciaux PV en Tunisie Source "Enabling PV dans la région MENA"

Le chapitre suivant explique les calculs effectués dans la rubrique « économies d'électricité » de la feuille des inputs.

i. BASSE TENSION (BT)

La structure tarifaire de l'électricité en basse tension est constituée de différentes tranches de prix selon la consommation mensuelle du client. Plus la consommation mensuelle est élevée, plus les tarifs sont élevés. Pour calculer les économies moyennes effectuées par kWh d'électricité PV, il faut commencer par calculer la quantité d'électricité du réseau que consommerait le client s'il n'avait pas de système PV. Cette consommation du réseau est ensuite répartie selon les différentes tranches de tarif, du plus bas au plus élevé. Dans le cas d'un consommateur disposant d'une installation PV, la production PV réduit la consommation d'électricité du réseau. En conséquence, le consommateur évite de tomber dans la tranche de tarif la plus chère. La production PV mensuelle estimée doit donc être répartie dans les tranches tarifaires en partant de la tranche la plus élevée. Les deux paragraphes ci-dessous expliquent comment procéder au calcul des économies d'électricité grâce à une installation PV.

Consommation sans PV

Consommation mensuelle	kWh	800
Consommation appliquée	kWh	800
Production mensuelle		245

Répartition par tranche de prix

	Tranche de Prix					
Limite inférieure	kWh	200	300	500	-	-
Limite supérieure	kWh	200	300	500	800	-
Répartition de la consommation	kWh	200	100	200	300	-
Répartition de la production élec.	kWh	245	-	-	245	-

Figure 13 : Consommation électrique et structure tarifaire (dans la feuille « input »)

Le tableau ci-dessus présente l'exemple d'un projet avec une production PV mensuelle moyenne de 248 kWh, pour une consommation mensuelle moyenne de 800 kWh. Cela correspond à la consommation d'une famille nombreuse utilisant souvent l'air conditionné en été. Grâce au fait que l'installation PV soit relativement petite par rapport à la forte consommation électrique du ménage, toute la production PV tombe dans la tranche de prix la plus élevée.

La deuxième étape consiste à calculer les économies moyennes pondérées effectuées grâce à l'électricité PV en fonction de la répartition de la production électrique dans les tranches de prix du tableau ci-dessus, en partant de la tranche la plus élevée à la plus basse. Le résultat de cette étape est illustré dans le tableau ci-dessous. L'utilisateur de l'outil peut entrer les tarifs correspondants pour chaque tranche en sélectionnant le type de client concerné (résidentiel ou commercial) grâce à un menu déroulant.

Calcul du tarif moyen

Résidentiel
Commercial
Tarif sélectionné
Tarif d'électricité

DT/kWh
DT/kWh
DT/kWh
DT/kWh

		Tarifs					
		0,1510	0,1840	0,2800	0,3500	-	-
		0,1510	0,1840	0,2500	0,2950	-	-
Résidentiel		0,1510	0,1840	0,2800	0,3500	-	-
		0,3500					

Figure 14 : Calcul du prix moyen d'électricité (dans la feuille « input »)

Étant donné que dans cet exemple, toute la production PV peut être répartie dans la tranche de tarif la plus élevée, le montant des économies moyennes pondérées par kWh correspond de fait au montant du tarif le plus élevé. En conclusion, plus la consommation du client est élevée, plus l'installation PV est rentable. Dans le cas présenté ci-dessus, le ménage pourrait ainsi maximiser ses économies en décidant d'installer un système PV plus grand afin que la production PV permette d'économiser complètement les deux tranches de prix les plus élevées.

Dans le cas de Prosol Elec, peu importe que l'électricité photovoltaïque soit directement consommée ou injectée dans le réseau avec un système de reliquat, étant donné que le reliquat PV est soumis aux mêmes tarifs que les tarifs d'électricité du réseau. En outre, les différences de production en fonction des périodes de l'année ne jouent pas de rôle non plus, sachant que le reliquat peut être transféré d'un mois sur l'autre tout au long de l'année.

La dernière étape pour le calcul des économies d'électricité est la prise en compte de l'évolution des prix de l'électricité pendant la période d'exploitation. L'outil Excel permet d'entrer des augmentations de prix individuelles pour les 5 premières années. En effet, l'outil part du principe qu'en général, on peut connaître l'évolution des tarifs d'électricité pour cette période grâce aux communiqués de la STEG ou du ministère de l'énergie.

Projections de prix

Augmentation du prix
Prix avec augmentation
TVA
Surtaxe Municipale
Prix de l'électricité appliqué

%
DT/kWh
%
DT/kWh
DT/kWh

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	10%	10%	10%	10%	10%	5%
	0,3850	0,4235	0,4659	0,5124	0,5637	0,5919
12%	0,0462	0,0508	0,0559	0,0615	0,0676	0,0710
0,0050	0,0050	0,0050	0,0050	0,0050	0,0050	0,0050
	0,4362	0,4793	0,5268	0,5789	0,6363	0,6679

Figure 15 : Projection d'augmentation des prix

Pour les années suivantes, une augmentation fixe est appliquée sur la base de la valeur saisie pour la 5ème année. On recommande de saisir ici une valeur plutôt conservatrice, car l'effet cumulatif au fil des ans est assez important et difficile à prévoir. De manière générale, une forte augmentation des tarifs d'électricité dans le temps paraît peu réaliste. En effet, dans le cas où l'augmentation des tarifs d'électricité serait trop importante sur quelques années, on peut raisonnablement s'attendre à ce que le gouvernement intervienne et régule les tarifs. De plus, en supposant que la production électrique PV et éolienne se généralise dans les dix prochaines années, les tarifs d'électricité pourraient se stabiliser plus que prévu.

2. DONNEES D'ENTREE (INPUTS)

Input	Plage de valeurs	Remarques
Consommation mensuelle sans PV	Résidentiel: 100 kWh par mois et par personne Petit tertiaire: 2000 kWh par mois	Les factures d'électricité des dernières années doivent être vérifiées. Afin d'éviter les effets de la saisonnalité, l'outil a besoin des moyennes mensuelles calculées à partir de la consommation annuelle.
Calcul du tarif moyen	Veuillez vous reporter au site internet de la STEG	Dans les deux tableaux, les cellules vides peuvent être remplies avec des tranches de prix supplémentaires au cas où la structure tarifaire de l'électricité était amenée à être modifiée. https://www.steg.com.tn/fr/clients_res/tarif_electricite.html
Projections de prix	Dépend des communiqués de la STEG sur l'évolution des tarifs dans les 5 prochaines années.	Pour les années d'exploitation à partir de la 6ème année on conseille de s'orienter grâce aux taux d'inflation à long terme.

ii. MOYENNE TENSION (MT)

La structure tarifaire de l'électricité en moyenne tension et le calcul des économies d'électricité grâce au PV sont complètement différents. Par conséquent, les clients MT peuvent calculer la rentabilité de leur installation PV grâce à un fichier Excel séparé. Premièrement, on distingue l'électricité PV consommée directement et l'électricité PV excédentaire injectée sur le réseau. En effet, chaque kWh injecté dans le réseau est soumis à des frais d'utilisation du réseau. Deuxièmement, les clients MT peuvent choisir de souscrire soit au tarif uniforme soit au tarif par poste horaire. Dans le cas du tarif uniforme, c'est ce tarif qui est utilisé pour le calcul des économies réalisées grâce à la compensation de l'électricité PV dans le cadre du net-metering. Le tarif uniforme peut être entré manuellement dans la dernière section du tableau ci-dessous. Dans le cas où le client a souscrit au tarif par poste horaire, la facture d'électricité de l'année la plus récente doit d'abord être analysée afin de comprendre la répartition de la consommation du client sur les plages horaires de la journée.

Economies d'électricité

Net-metering

Calcul du prix d'électricité

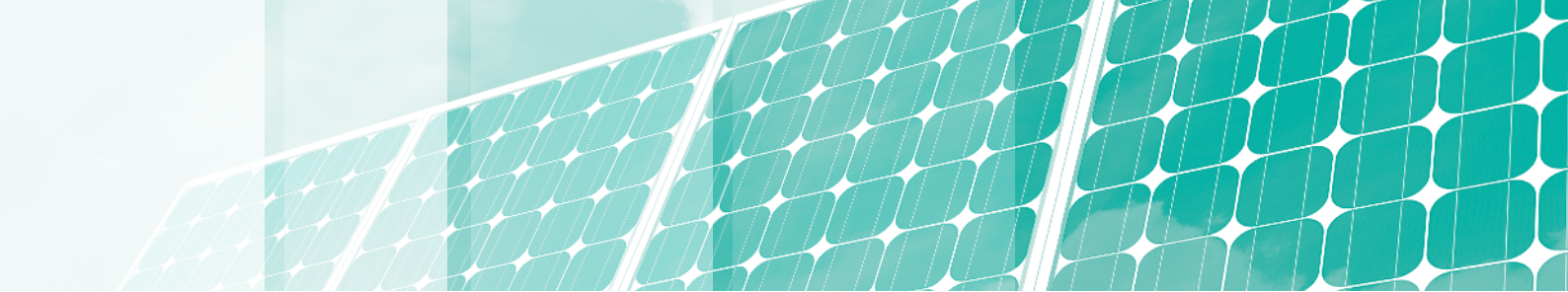
Jour	DT/kWh	
Pointe matin été	DT/kWh	
Pointe soir	DT/kWh	
Nuit	DT/kWh	
Production mensuelle moyenne	%	
Tarif mensuel de l'électricité	DT/kWh	
Prix de l'électricité annuelle	DT/kWh	0,1606
Tarif Uniforme (saisie manuelle)	DT/kWh	-
Prix de l'électricité appliqué	DT/kWh	0,1606

Tarif	Janvier	Février	Mars
0,1520	82,5%	82,5%	82,5%
0,2380	-	-	-
0,2180	5,0%	5,0%	5,0%
0,1150	12,5%	12,5%	12,5%
100%	5,0%	6%	8%
	0,1507	0,1507	0,1507

Figure 16 : Calcul du prix moyen de l'électricité (dans la feuille « Inputs »)

La première section du tableau ci-dessus permet d'attribuer la consommation de chaque mois de l'année aux différentes plages horaires de la journée, afin de calculer le prix moyen pondéré de l'électricité pour chaque mois. Afin de calculer les économies moyennes pondérées effectuées grâce à l'électricité PV, on multiplie ce résultat par la production PV pour chaque plage horaire. Le montant qui en résulte peut être remplacé par une saisie manuelle, dans le cas où un outil de planification technique proposerait une simulation plus précise. Cette cellule de saisie manuelle peut également être utilisée pour entrer le tarif uniforme.

La rubrique suivante intitulée «Net-metering» prend en compte la consommation annuelle estimée durant les futures années d'exploitation de l'installation PV. Une sensibilité peut être appliquée à cette valeur pour analyser l'impact des changements de consommation sur la rentabilité du projet. Sachant que le producteur PV ne peut vendre à la STEG que jusqu'à 30% de son électricité excédentaire produite annuellement, chaque kWh photovoltaïque produit au-delà de ces 30% est perdu et ne génère donc ni économies ni revenus. Par conséquent, il est conseillé de déterminer la taille de l'installation PV de telle sorte à ce qu'elle produise 30% de moins que ce qui est consommé sur place.



Cette précaution permet de s'assurer qu'aucun kWh photovoltaïque ne soit perdu dans le cas d'un rendement solaire élevé et d'une consommation plus faible que prévu. La production PV moyenne annuelle est fournie en tant que valeur de référence et peut être utilisée pour ajuster la taille du système PV en conséquence. La dernière ligne de cette section correspond à limite maximum de net-metering autorisé par la loi. Cette limite peut être modifiée en fonction des changements de législation.

Net-metering

Consommation annuelle	kWh	40 000
Consommation annuelle appliqué		40 000
Production annuelle moyenne	kWh	44 067
Limite facturation annuelle	%	30%
Limite facturation annuelle	kWh	12 000

Figure 17 : Application de la limite de net-metering (dans la feuille "input")

Tout comme pour les projets en basse tension, la rubrique suivante intitulée «projections de prix » calcule l'évolution des prix de l'électricité pendant la période d'exploitation du projet.

Enfin, la rubrique «vente de l'électricité excédentaire» calcule la rémunération issue du rachat de l'électricité photovoltaïque excédentaire (basé sur le bilan électrique annuel) pour chaque année du projet. Le calcul est basé sur le prix de rachat de l'électricité PV tel que défini par la STEG, après avoir déduit le montant des frais d'utilisation du réseau. L'outil permet en outre de saisir manuellement le montant du tarif de rachat, au cas où les tarifs de rachat par la STEG de l'électricité excédentaire étaient modifiés.

Input	Plage de valeurs	Remarques
Calcul du prix d'électricité	Information disponible sur le site de la STEG	https://www.steg.com.tn/fr/clients_ind/tarifs_mt.html
Consommation annuelle	Dépend fortement du type de projet	Le meilleur moyen d'obtenir une estimation de la consommation annuelle du client est de consulter ses factures d'électricité des dernières années. En général, il est conseillé de rester prudent lors de l'estimation de la courbe de consommation future du client.
Limite net-metering	Correspond actuellement à 30% de l'électricité excédentaire produite annuellement	La limite est définie dans la réglementation sur l'autoproduction, disponible sur les sites de la STEG ou de l'ANME.

iii. LE MODELE «IPP»

Bien que la Tunisie soit toujours en attente d'une réglementation spécifique concernant le modèle «IPP»¹⁰, l'outil Excel pour les projets d'autoproduction en moyenne tension peut également être utilisé pour calculer la rentabilité d'un projet basé sur un modèle IPP. Un projet IPP se caractérise généralement par un tarif de rachat fixe défini dans le cadre d'un contrat de fourniture d'électricité à long terme.

Plusieurs modifications doivent être faites dans l'outil avant de pouvoir l'appliquer pour un projet IPP. Premièrement, la ligne « consommation annuelle » doit correspondre à 0, sachant que les projets IPP ne prennent pas en compte la consommation électrique sur place. Deuxièmement, la ligne « limite de net-metering annuelle » doit contenir la valeur 100%, étant donné que toute la production PV est injectée dans le réseau. En modifiant ces paramètres, l'outil ne prend en compte que la production totale PV par an et la multiplie avec le tarif défini pour la consommation directe.

10- «IPP» correspond en anglais à l'expression « Independent Power Producer », faisant référence aux projets développés dans le cadre d'une production indépendante d'électricité

2. DONNEES D'ENTREE (INPUTS)

Net-metering

Consommation annuelle	kWh
Consommation annuelle appliqué	
Production annuelle moyenne	kWh
Limite facturation annuelle	%
Limite facturation annuelle	kWh

	-
	-
	44 067
	100%
	44 067

Figure 18 : Input pour un projet IPP

Dans la section « Vente de l'électricité surplus », la cellule de saisie manuelle du prix de l'électricité doit être utilisée pour entrer le prix IPP défini dans le contrat de fourniture conclut avec la STEG. En fonction de la réglementation, le montant des frais d'utilisation du réseau peut être inclus ou non.

Vente de l'électricité surplus

Prix de l'électricité (saisie manuelle)	DT/kWh
Taxe	DT/kWh
Crédit par kWh	DT/kWh

	2015	2016	2017	2018
0,1500	0,1500	0,1500	0,1500	0,1500
0,0050	0,005	0,005	0,005	0,005
	0,1450	0,1450	0,1450	0,1450

Figure 19 : Inputs concernant la rémunération et les frais d'utilisation du réseau pour les projets IPP

e. COÛTS D'EXPLOITATION

En général, les coûts d'exploitation et de maintenance annuels sont définis à travers une valeur en pourcentage, déterminée sur la base de l'investissement initial total de l'installation PV. Cette valeur se situe entre 1% et 2%, et inclut les frais relatifs aux assurances, au dispositif de contrôle, aux vérifications sur place, ainsi que le budget prévu pour le remplacement de l'onduleur. Pour les grands projets PV au sol, les coûts d'exploitations comprennent également les dépenses de sécurisation du site. Le nettoyage régulier des panneaux photovoltaïques n'est souvent pas inclus dans les coûts d'exploitation, étant donné que dans de nombreuses régions, la pluie suffit à éliminer la poussière des panneaux. Le montant des coûts d'exploitation est souvent lié à la maturité du marché photovoltaïque. C'est pourquoi il est fortement conseillé d'estimer les coûts d'exploitation du projet concerné sur la base de projets similaires déjà réalisés ou à partir de devis de fournisseurs de services et de compagnies d'assurance.

La rubrique « coûts fixes » calcule les coûts d'exploitation à partir du pourcentage défini plus haut. De plus, l'outil permet d'ajouter des coûts fixes annuels comme pour le nettoyage régulier des panneaux dans les régions désertiques ou plus sèches, ainsi que pour un bail foncier annuel fixe. La rubrique « coûts variables » permet d'ajouter des coûts variables en fonction du nombre de kWh générés par le système PV. Cette section peut être utilisée pour ajouter un bail foncier variable qui est souvent préféré par les investisseurs pour réduire les coûts en cas d'inactivité temporaire de l'installation PV. Cette rubrique peut également être utilisée pour ajouter des éventuels frais supplémentaires qui dépendent du nombre de kWh générés par le système PV.

La rubrique « dépenses en immobilisations permanentes » peut être utilisée pour mentionner des mesures de maintenance planifiées, comme l'ajout d'un onduleur supplémentaire ou le remplacement d'un module après l'expiration de la période de garantie. Les investissements en dépenses de capital peuvent être définis séparément pour chaque année d'exploitation. Il convient de formuler les hypothèses de manière raisonnable, en tenant compte de la réduction future des prix et de l'inflation.

Input	Plage de valeurs	Remarques
Coûts fixes	1 à 2% des coûts d'investissement initiaux	Les coûts dépendent aussi de la taille de l'installation. Les grands systèmes ont tendance à avoir des coûts d'exploitation inférieurs grâce à l'effet d'échelle.
Coûts variables	Spécifique au projet	Le montant d'un bail foncier variable dépend fortement de la rentabilité globale de l'installation PV et de la concurrence existante liée à la disponibilité de surfaces appropriées au sol ou sur toiture.
Dépenses en immobilisations permanentes	Spécifique au projet	Lors de la prévision des investissements en dépenses de capital, l'inflation et la réduction des coûts doivent être pris en compte.

f. FINANCEMENT

La rubrique « financement » contient les données nécessaires pour la modélisation du financement de la dette. L'utilisateur de l'outil peut choisir de calculer le financement de la dette soit en définissant la limite d'endettement soit en déterminant le ratio d'endettement. Quand le ratio d'endettement est appliqué, le montant de la dette est calculé sur la base du coût total de l'installation PV.

La ligne suivante figurant dans cette rubrique correspond à la marge de la banque commerciale, qui associée au taux de la banque centrale, constitue le taux d'intérêt. L'utilisateur peut spécifier des taux différents pour la phase de construction et les premières années d'exploitation du système PV. En effet, les banques fixent parfois des taux différents pour chaque période en fonction des risques associés aux différentes phases de réalisation de l'installation. La marge peut diminuer avec le temps dû au fait que le risque diminue après plusieurs années d'exploitation.

Le paragraphe suivant traite des frais de financement de la dette, à savoir la commission initiale et la commission d'engagement. La commission initiale est facturée pour la mise à disposition du prêt tandis que la commission d'engagement est comprise dans la marge d'intérêt qui est facturée en fonction du montant du prêt non utilisé pendant la phase de construction. Le montant dépend principalement de la durée de la phase de construction et de quand les montants sont prélevés. Enfin, les modalités de remboursement sont définies en fonction de la durée du crédit et du délai de grâce pendant lequel seuls les intérêts doivent être payés (sans le principal).

Input	Plage de valeurs	Remarques
Limite d'endettement	En général de 60 à 80%. Les projets ayant un risque faible peuvent bénéficier d'une limite d'endettement plus élevée.	Dépend d'une part du degré de risque du projet du point de vue des banques et d'autre part des préférences des investisseurs. Plus le montant de la dette est élevé, plus le TRI des capitaux propres de l'investisseur est élevé.
Marge	Entre 1% et 10%, dépend fortement du pays et de la technologie en question	Correspond à la majoration de la banque pour couvrir le risque du projet. Plus les antécédents de crédit du débiteur sont favorables, plus la marge est faible. La marge dépend également fortement du développement économique du secteur, du risque-pays, des risques technologiques etc.
Frais de financement	Autour d'1% de la marge pour la commission initiale et 25% pour la commission d'engagement	Dépend des normes bancaires pour chaque marché.
Modalités de remboursement	Une durée de crédit de 5 à 15 ans est en général appliquée	Dans les marchés émergents et en particulier pour les projets en autoproduction, la durée de crédit est généralement plus courte (environ 7 ans). Les projets fonctionnant sur la base d'un tarif d'achat, qui sont très stables et sans risques financiers, peuvent obtenir des durées de crédit de 15 à 17 ans dans les marchés matures avec de faibles taux d'intérêts.

g. CAPITAUX PROPRES

La rubrique « capitaux propres » détermine tout d'abord le montant des fonds propres nécessaires pour financer intégralement le projet. Le montant des capitaux propres correspond à la différence entre l'investissement total et le montant de la dette calculé dans la rubrique précédente. Des fonds propres supplémentaires doivent être ajoutés afin de couvrir les frais de financement survenant au cours de la phase de construction.

La troisième section détermine le taux d'actualisation des capitaux propres de l'investisseur, correspondant au rendement moyen de ses principales alternatives d'investissement. Le coût moyen pondéré du capital¹¹ est calculé sur la base du taux

11- En anglais: *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*

2. DONNEES D'ENTREE (INPUTS)

d'actualisation et du taux global de la dette (marge commerciale + taux d'intérêt). Le coût moyen pondéré du capital est ensuite utilisé dans la feuille des flux de trésorerie pour calculer le coût moyen actualisé de l'énergie.

Coût moyen pondéré du capital = Coût des capitaux propres (pondéré) + Coût de la dette (pondéré)

Coût des capitaux propres = (Total des capitaux propres/Coûts totaux du projet) * Taux d'actualisation

Coût de la dette = (Montant total de la dette/Coûts totaux du projet) * Taux global de la dette

Le taux global de la dette est composé de la marge bancaire et du taux interbancaire. On part du principe que 100% du capital restant après le paiement du service de la dette est versé à l'investisseur en tant que bénéfice sans créer de compte de réserve.

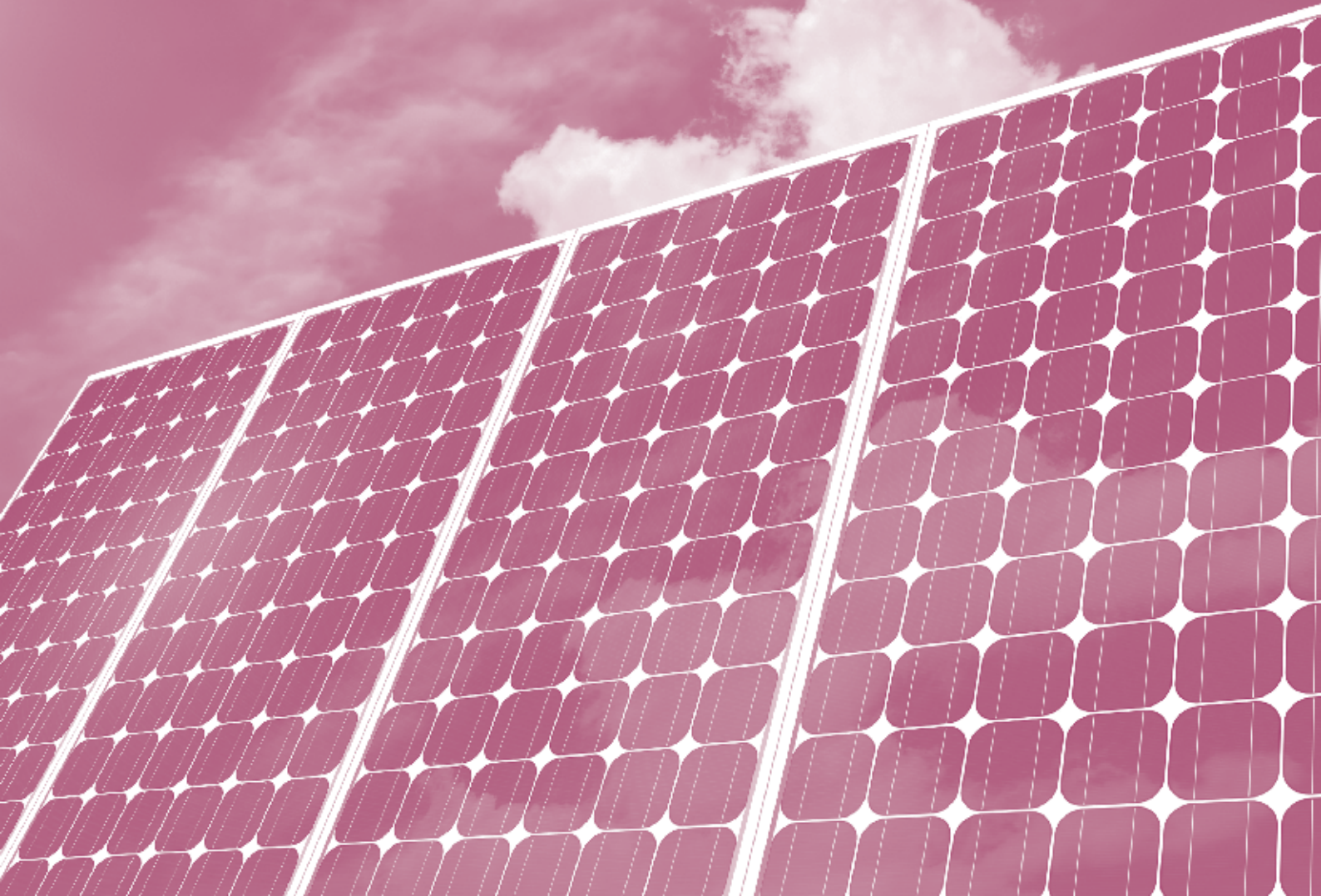
Input	Plage de valeurs	Remarques
Taux d'actualisation des capitaux propres	Ménages: 2% à 5% Petits commerces: 5% à 20% Industrie: 2% à 15%	Dépend fortement des alternatives d'investissement dont dispose l'investisseur ou l'entreprise. En général, les entreprises ont accès à des possibilités d'investissement avec un TRI plus élevé. C'est le cas par exemple de certains projets d'efficacité énergétique.
Taux global de la dette		Somme de la «marge» telle qu'indiquée dans la rubrique « financement » et du « taux de référence » du marché monétaire, indiqué dans la rubrique «éléments macroéconomiques ».

h. ÉLÉMENTS MACROECONOMIQUES

Enfin la rubrique « éléments macroéconomiques » détermine le taux de référence (taux du marché monétaire) de la banque centrale, qui fait partie du taux global de la dette. Le taux de référence des quatre premières années du projet peut être déterminé en fonction des prévisions disponibles. Le taux de référence des années suivantes est calculé sur la base du taux de la 4^{ème} année. La deuxième section détermine le taux d'inflation standard utilisé pour estimer l'augmentation des coûts d'exploitation durant la phase d'exploitation du projet. De même que pour le taux de référence, c'est la valeur de la 4^{ème} année qui sert de base pour calculer le taux d'inflation de toutes les années suivantes.

Input	Plage de valeurs	Remarques
Taux de référence	Se situe en général entre 0 et 5%	Cette information est disponible sur le site de la banque centrale.
Inflation	Se situe en général entre 2 et 7%.	Cette information est disponible sur le site du ministère de l'économie. Le taux d'inflation est déterminé en fonction de certains produits. Il est basé sur l'indice des prix à la consommation et peut varier selon les coûts d'exploitation spécifiques du système PV. Surtout pour les marchés émergents, les coûts d'exploitation ont plutôt tendance à diminuer avec la maturité du marché.

OUTIL DE CALCUL DE RENTABILITÉ DES PROJETS PHOTOVOLTAÏQUES EN TUNISIE



3. FEUILLES DE CALCUL

3. FEUILLES DE CALCUL

Dans toutes les feuilles de calcul, les chiffres affichés dans les cellules grises sont le résultat de formules. Les formules sont fixes et ne peuvent être modifiées.

a. DELAIS

La feuille des délais précise la phase de construction et la phase d'exploitation du projet en fonction des dates et des durées inscrites dans la feuille des inputs. De plus, plusieurs indices sont calculés, comme l'augmentation des prix basée sur le taux d'inflation, le taux d'actualisation ou la dégradation annuelle des performances pour les panneaux PV. Les délais et les indices sont utilisés dans les différentes feuilles de calcul.

b. CONSTRUCTION (CONS)

La feuille « construction » détermine le profil des dépenses ainsi que les utilisations du financement pendant la phase de construction de l'installation PV. Sur la base de la liste des dépenses, l'outil indique les prélèvements effectués en premier lieu sur le compte des capitaux propres, et ensuite sur le compte d'emprunt afin de couvrir les coûts de l'installation PV. Les frais de financement sont ensuite calculés en fonction du montant des prélèvements. Les coûts de construction et les frais de financement sont résumés dans la section « utilisation du financement ».

Afin de modéliser le remboursement, le montant total de la dette est transféré de la feuille de la construction vers la feuille de financement. De même, le montant total des capitaux propres de la feuille de construction est transféré vers la feuille des capitaux propres afin de modéliser les recettes pour l'investisseur.

c. EXPLOITATION (EXPL)

La feuille « exploitation » commence par la modélisation de la production d'électricité PV pour chaque année d'exploitation. La production annuelle diminue tous les ans en fonction de l'indice de dégradation des performances et du rendement global de l'installation. La production annuelle nette d'électricité qui en résulte permet de calculer les économies effectuées en utilisant la feuille « inputs ». La feuille « exploitation » est calculée sur une base annuelle. Conformément à la réglementation, la production PV annuelle ne doit pas être supérieure à la consommation totale du client. En conséquence, cette limite a été prise en compte dans l'outil de calcul de rentabilité. Les différences de consommation et de production entre les différents mois de l'année sont équilibrées en transférant le reliquat de production électrique d'un mois sur l'autre tout au long de l'année, c'est-à-dire pendant une même période de facturation.

Concernant les projets PV en basse tension, toute production d'électricité excédentaire à la fin de la période de facturation est considérée comme « perdue » (annuellement). Dans le cas d'une augmentation de consommation pendant la période de facturation suivante, l'excédent produit pendant la période de facturation peut être pris en compte par la STEG. Donc les économies réalisées réelles peuvent être plus élevées.

Concernant les projets en moyenne tension, le producteur d'électricité photovoltaïque peut vendre exclusivement à la STEG jusqu'à 30% de son électricité excédentaire produite annuellement.

La section suivante porte sur les coûts d'exploitation annuels, auxquels est appliqué le taux d'inflation pour chaque année du projet. Les dépenses en immobilisations permanentes pendant la période d'exploitation sont également spécifiées dans cette feuille. Celles-ci réduisent le flux de trésorerie net disponible pour les revenus dans la feuille des capitaux propres.

d. FINANCEMENT

La feuille de financement modélise tout d'abord la durée du crédit et le délai de grâce. Le remboursement est calculé pour chaque période du projet, en fonction du montant total de la dette indiquée dans la feuille « construction ». L'outil utilise la méthode du remboursement par annuités constantes, qui correspond au remboursement régulier d'une somme fixe, composée de l'intérêt et remboursement du principal. Avec le temps, le remboursement du principal augmente tandis que l'intérêt baisse, mais la somme des deux reste toujours la même. Contrairement au mode de remboursement linéaire, le remboursement par annuités constantes permet un remboursement moins élevé durant les premières années. En outre, un remboursement exceptionnel correspondant au montant de la subvention est modélisé dans le compte d'emprunt.

$$A = (D * r) / (1 - (1+r)^{-n})$$

A Remboursement par annuités **D** Dette active (dette en cours)
R Taux global de la dette **N** Nombre de périodes

La section suivante de la feuille de financement porte sur le ratio de couverture du service de la dette (DSCR) et le ratio et de couverture pendant la durée du prêt (LLCR) (cf.: chapitre 1 pour les définitions). Pour chaque période, les deux ratios sont calculés et les résultats minimum ainsi que les moyennes sont indiquées.

Ratio de la dette										
Ratio de couverture du service de la dette										
Flux de trésorerie disponibles au service de la dette	DT									
Intérêt	DT									
Montant du principal	DT									
Service de la dette	DT									
Ratio de couverture du service de la dette	x									
Ratio de Couverture pendant la Durée du Prêt										
Flux de trésorerie disponibles au service de la dette (CFADS)	DT									
CFADS admissible	DT									
Coût de la dette	% p-a									
Facteur d'actualisation	Numér									
Valeur actualisée nette du CFADS	DT									
Solde de la dette reporté	DT									
Ratio de Couverture pendant la Durée du Prêt	x									

Figure 20 : Calcul des ratios de la dette (dans la feuille « financement »)

e. CAPITAUX PROPRES

La feuille « capitaux propres » modélise le compte de capital, en reprenant l'investissement total de capitaux propres de la feuille « construction » et les flux de trésorerie disponibles pour les capitaux propres de la feuille « cashflow » (décrits dans la section « cascade des flux de trésorerie »). L'outil calcule ensuite les différents indicateurs de performance, tels que le taux de rendement interne (TRI), l'amortissement et la valeur actualisée nette (VAN). Ces calculs sont faits sur la base du compte de capital pour chaque période et des flux de trésorerie nets disponibles pour les capitaux propres.

Rendements										
Investissements	DT									
Recettes	DT									
Flux de trésorerie net	DT									
Solde de capitaux propres reporté	DT									
Solde de capitaux propres à la clôture	DT									
Évaluation des flux de trésorerie	DT									
TRI des capitaux propres	%									
TRI modifié des capitaux propres	%									
Valeur actualisée nette	DT									
Amortissement										
Actualisation										
Taux d'actualisation	Index									
Capitaux propres actualisés	DT									
Compte de capital actualisé										
Solde de capitaux propres reporté	DT									
Solde de capitaux propres à la clôture	DT									
Amortissement										
Année	Ans									
Fraction d'année	Ans									
Amortissement	Ans									

Figure 21 : Modélisation des rendements et de l'amortissement (dans la feuille « capitaux propres »)

3. FEUILLES DE CALCUL

f. CASCADE DES FLUX DE TRESORERIE

La cascade des flux de trésorerie est modélisée dans la feuille « cashflows » et résume tous les flux de trésorerie des feuilles décrites précédemment en fonction de la priorité de chaque entrée et sortie de trésorerie. La cascade reprend le montant des économies réalisées, telles qu'indiquées dans la feuille « exploitation » et calcule le flux de trésorerie disponible au service de la dette en déduisant les coûts d'exploitation pour chaque période. Le flux de trésorerie disponible au service de la dette permet de rembourser le principal et les intérêts indiqués dans la feuille « financement ». Enfin le flux de trésorerie restant disponible pour les capitaux propres est repris dans la feuille « capitaux propres » et versé à l'investisseur en tant que bénéfice.

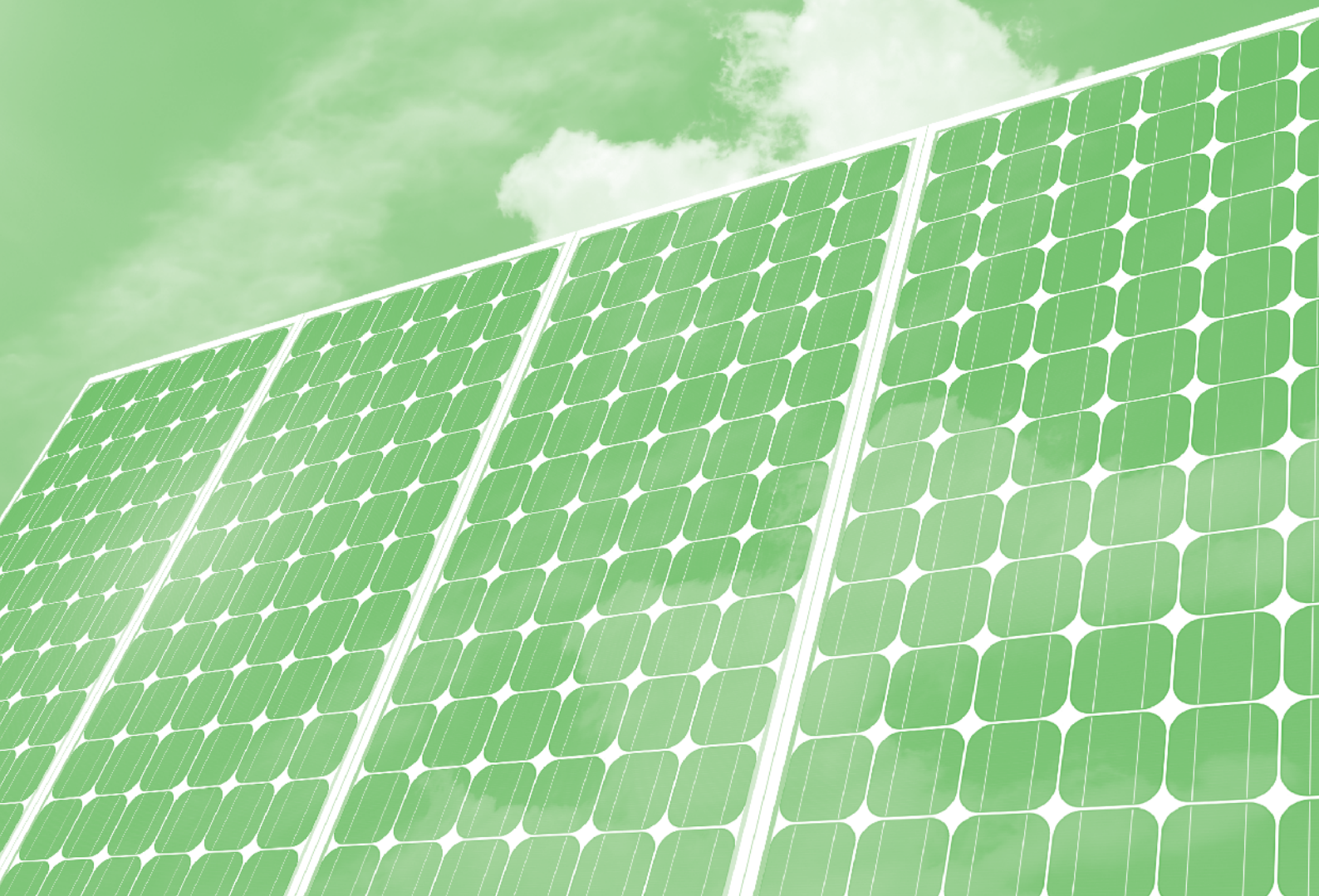
Dans les rubriques suivantes de la feuille « cashflows », l'outil calcule le TRI du projet et le coût moyen actualisé de l'énergie. Le TRI du projet est calculé en fonction la totalité de l'investissement et du flux de trésorerie disponible au service de la dette, tandis que le TRI des capitaux se base sur les investissements en capital et les revenus.

Coût Moyen Actualisé de l'Énergie					
Hausse du coût moyen pondéré du capital	Index		1,05	1,11	1,17
Coûts d'exploitation	DT	11 149	374	369	405
Dépenses en immobilisations permanentes	DT	-	-	-	-
Actualisé au coût moyen pondéré du capital	DT	6 286	355	351	346
Production nette	kWh	117 511	4 788	6 328	6 267
Production nette actualisée	kWh	71 227	4 544	5 698	5 354
Coût Moyen Actualisé de l'Énergie (sans subvention)	DT/kWh	0,2872			
Coût Moyen Actualisé de l'Énergie (avec subvention)	DT/kWh	0,2282			

Figure 22 : Calcul de coût moyen actualisé de l'énergie (dans la feuille « cashflows »)

Le coût moyen actualisé de l'énergie est obtenu en divisant la somme des coûts d'exploitations actualisés et de la production nette PV actualisée par l'investissement total. Le coût moyen actualisé de l'énergie est calculé avec et sans la subvention PV de l'ANME.

OUTIL DE CALCUL DE RENTABILITÉ DES PROJETS PHOTOVOLTAÏQUES EN TUNISIE



4. RESULTATS

4. RÉSULTATS

La feuille « résultats » contient 4 tableaux résumant les données concernant l'installation PV, les paramètres de prix, les paramètres de l'investissement ainsi que les résultats de l'investissement. Les tableaux peuvent être exportés et copiés dans des documents Word ou PowerPoint grâce à l'option « enregistrer en tant que PDF »¹², ou tout simplement en copiant le tableau en tant qu'image¹³. Dans le tableau des résultats, un menu déroulant peut être utilisé pour afficher soit le TRI standard, soit le TRI modifié.

Installation PV			Investissement		
Taille de l'installation	kWp	2	Durée du projet	Années	20
Coût d'investissement spécifique	DT/kWp	3 500	Subventions	DT	2 400
Coût d'investissement total	DT	7 000	Capitaux propres	DT	2 185
Indice de performance	%	85%	Montant de la dette	DT	4 900
Rendement spécifique	kWh/kWp/a	1 600	Durée du crédit	Années	7
Dégradation des performances	% p.a.	0,70%	Taux d'intérêt	%	6,00%
Coûts fixes	DT/a	105	Taux d'actualisation	%	4%
Coûts variables	DT/kWh	-			

Paramètres de prix			Résultats		
Consommation mensuelle	kWh	800	Valeur Actualisée Nette	DT	24 734
Production mensuelle moyenne	kWh	245	TRI du projet	%	23,87%
Prix de l'électricité appliqué		Résidentiel	TRI des capitaux propres	%	49,95%
Économies (avec TVA)	DT/kWh	0,4362	Amortissement	Années	2,66
TVA	DT/kWh	0,0462	LCOE* (sans subvention)	DT/kWh	0,25
Augmentation du prix de l'électricité*	% p.a.	5%	LCOE (avec subvention)	DT/kWh	0,18
Inflation	% p.a.	4%	Min DSCR**	x	2,76 x
* après 5 ans			Min LLCR***	x	3,36 x

* LCOE: Coût Moyen Actualisé de l'Énergie
 ** DSCR: Ratio de couverture du service de la dette
 *** LLCR: Ratio de couverture de la durée du Prêt

Figure 23 : Tableaux d'investissement (dans la feuille « résultats »)

Les graphiques suivants résument les flux de trésorerie de l'investissement du point de vue du projet et du point de vue de l'investisseur. Le premier graphique illustre l'investissement de capitaux propres avant la première année d'exploitation. Les colonnes vertes représentent les revenus pour l'investisseur en capital pour chaque année d'exploitation et la courbe bleue représente l'accumulation de ces revenus au fil des ans. Lorsque la courbe bleue devient positive, le retour sur les investissements du capital initial est obtenu.

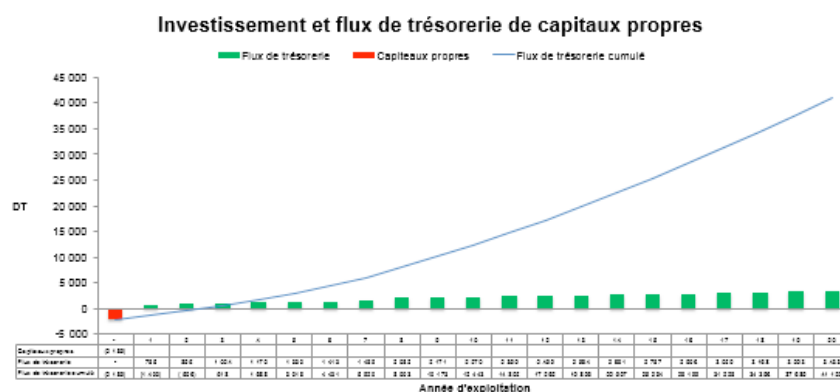
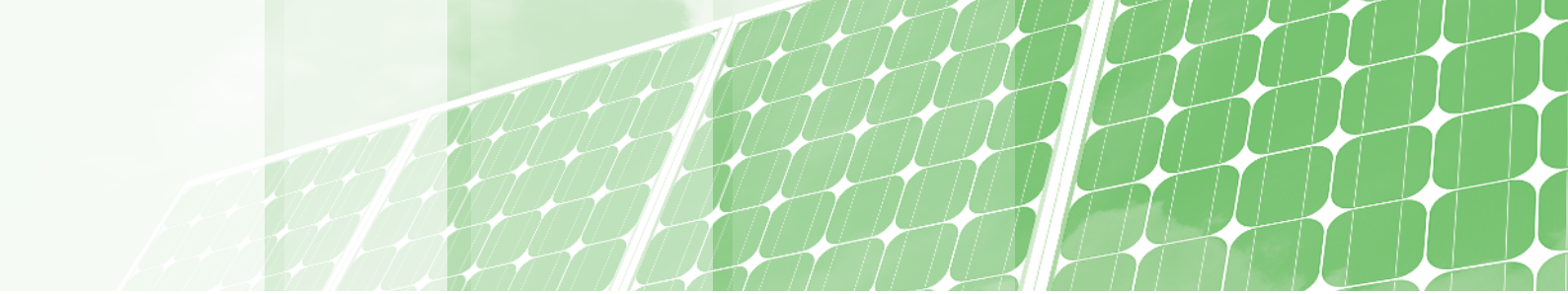


Figure 24 : Flux de trésorerie (dans la feuille « résultats »)

12- Cliquez sur « Enregistrer sous » et dans la liste « type », sélectionnez le format « PDF »

13- Sélectionnez le graphique que vous souhaitez copier, appuyez sur « Ctrl + c » puis dans le document Word, appuyez sur « Ctrl + v » pour coller le graphique. Pour un meilleur dimensionnement du graphique, sélectionnez « coller comme image » dans le menu déroulant qui s'affiche juste après le collage en bas à droite du graphique. Une autre possibilité consiste à presser la touche « impr. écran » de votre clavier pour copier tout l'écran. Vous pouvez ensuite coller l'image dans votre document et utiliser la fonction de rognage dans le menu « outils image », sous l'onglet « format ».



Dans le second graphique, les revenus générés grâce aux économies effectuées sur la facture d'électricité sont illustrés par la surface rouge, tandis que les colonnes vertes correspondent au service de la dette, constitué du principal et des intérêts. Les colonnes grises représentent quant à elles les coûts d'exploitation annuels, qui augmentent légèrement chaque année dû au taux d'inflation. De même, la surface rouge augmente chaque année en raison de l'augmentation des prix de l'électricité. La courbe de la surface rouge peut varier en fonction de l'augmentation des prix appliquée pour le projet.

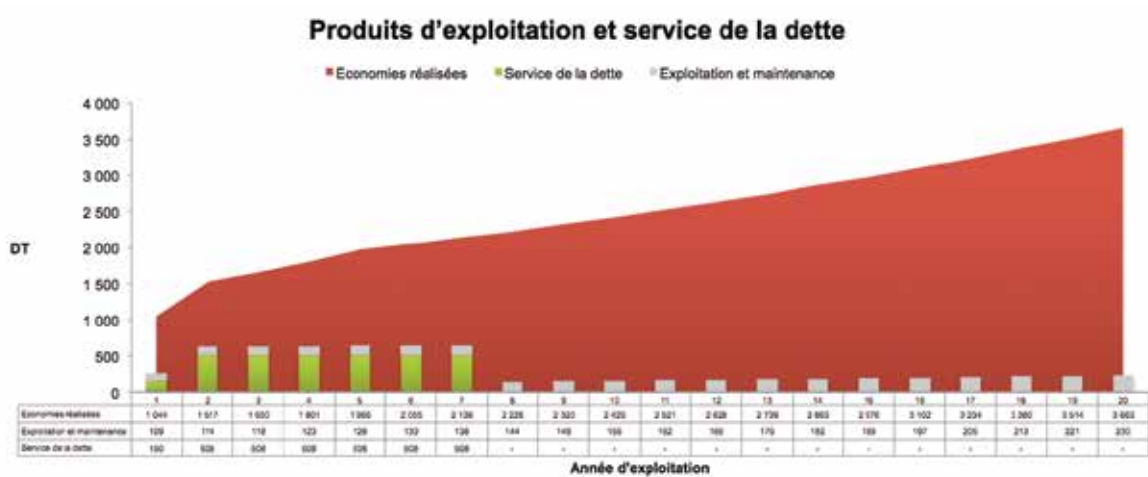
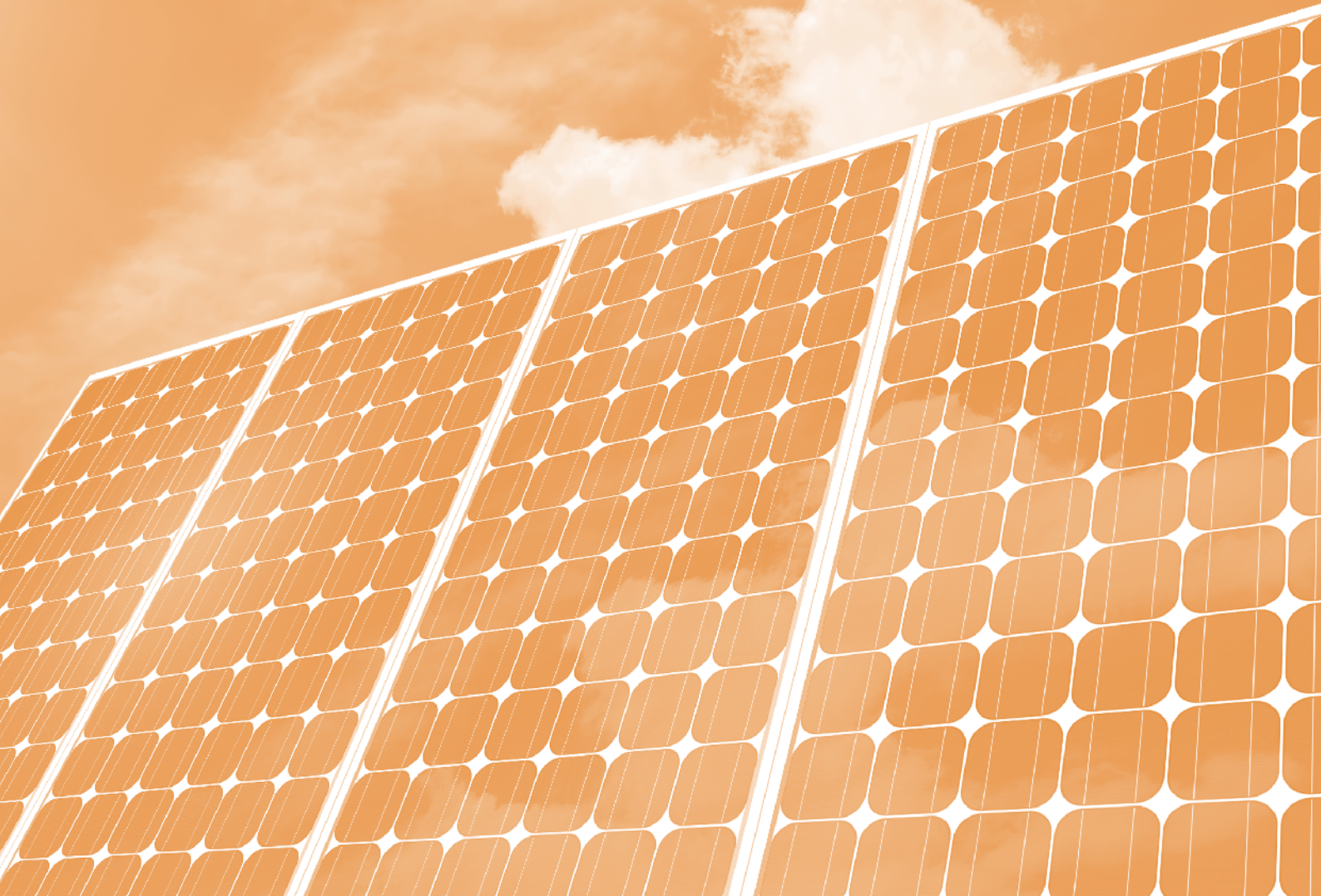


Figure 25 : Economies réalisées

OUTIL DE CALCUL DE RENTABILITÉ DES PROJETS PHOTOVOLTAÏQUES EN TUNISIE



5. ANALYSE DES SCENARIOS

5. ANALYSE DES SCÉNARIOS

La feuille des scénarios permet de modifier plusieurs données d'entrée de façon dynamique, sans pour autant changer les hypothèses de référence saisies dans la feuille « input ». Grâce à l'analyse des sensibilités, l'utilisateur peut ainsi observer comment réagissent les indicateurs de performance du projet.

Rendement spécifique

Données d'entrée

Sélection du scénario	Choice	8	1	2	3	4	5	6	7	8
Cas		Base Case	Down Case	Down Case	Down Case	Down Case	Down Case	Down Case	Down Case	Base Case
% de changement	%	-	(35%)	(30%)	(25%)	(20%)	(15%)	(10%)	(5%)	-

Résultats

	Changement de rendement	Rendement réel	TRI des capitaux propres	TRI du projet	Amortissement	Valeur actualisée nette	Coût moyen actualisé de l'énergie	Ratio de couverture du service de la dette	Ratio de couverture la durée du prêt	Scénario
	-	1 600	12,50%	5,56%	6,29	24 343	0,29	1,42 x	1,83 x	Base Case
1	(35,00%)	1 040	10,41%	4,92%	9,04	14 299	0,44	1,00 x	1,29 x	Down Case
2	(30,00%)	1 120	10,83%	5,04%	8,51	15 976	0,41	1,07 x	1,38 x	Down Case
3	(25,00%)	1 200	11,16%	5,14%	8,10	17 444	0,38	1,13 x	1,46 x	Down Case
4	(20,00%)	1 280	11,46%	5,24%	7,75	18 824	0,36	1,19 x	1,53 x	Down Case
5	(15,00%)	1 360	11,74%	5,32%	7,44	20 203	0,34	1,25 x	1,60 x	Down Case
6	(10,00%)	1 440	12,01%	5,41%	7,15	21 583	0,32	1,31 x	1,68 x	Down Case
7	(5,00%)	1 520	12,26%	5,48%	6,76	22 963	0,30	1,37 x	1,75 x	Down Case
8	-	1 600	12,50%	5,56%	6,29	24 343	0,29	1,42 x	1,83 x	Base Case
9	5,00%	1 680	12,73%	5,63%	5,90	25 710	0,27	1,47 x	1,90 x	Up Case
10	10,00%	1 760	12,88%	5,68%	5,90	26 654	0,26	1,44 x	1,90 x	Up Case

Figure 26 : Tableaux des données d'entrée et des résultats de la feuille des scénarios

Pour chaque paramètre modifiable dans la feuille « scénarios », le tableau des données d'entrée affiche tous les scénarios applicables. Le scénario souhaité peut être sélectionné à travers un menu déroulant. Le scénario intitulé "base case" correspond à l'hypothèse de référence telle que saisie dans la feuille « input », ce qui signifie que lorsque celui-ci est sélectionné dans le menu déroulant, aucun changement n'est appliqué. Le tableau des résultats offre un aperçu des effets de chaque scénario sur les indicateurs de performance, accompagné de graphiques correspondants. Les graphiques sont établis à partir du scénario appliqué à l'hypothèse de référence. Par exemple, si le cas n°7 est sélectionné pour le rendement spécifique, cela signifie que l'hypothèse de référence pour le rendement spécifique dans la feuille « input » sera diminuée de 5%. L'utilisateur peut vérifier si un scénario a été appliqué à un certain paramètre grâce aux cellules vertes de la feuille « input », qui indiquent si oui ou non une sensibilité a été utilisée. En l'occurrence, l'utilisateur devrait voir s'afficher « -5% » face au rendement spécifique dans la feuille « input ». Il est important de comprendre que si vous sélectionnez un autre scénario, les graphiques de la feuille « scénarios » seront modifiés en conséquence. En effet, les résultats et les graphiques de la feuille des scénarios sont interdépendants, ce qui signifie que même si aucun scénario n'est appliqué à un certain paramètre, celui-ci peut quand même être modifié à travers les scénarios appliqués à d'autres paramètres.

Cette fonctionnalité peut être utilisée afin d'examiner comment réagit le projet face à plusieurs changements de paramètres. Par exemple, on peut diminuer simultanément le rendement spécifique de l'installation et la consommation mensuelle d'électricité, et observer les effets sur la rentabilité du projet. La feuille « scénarios » peut également être utilisée pour soumettre le projet à un test de résistance, en appliquant le pire scénario possible à chaque paramètre, afin de vérifier si le projet serait toujours rentable dans les pires conditions. Dans l'exemple suivant, l'hypothèse de référence est modifiée en diminuant à la fois le rendement spécifique (moins 15%) et la consommation mensuelle (moins 30%). Une consommation mensuelle plus basse que prévu réduit le montant des économies par kWh, étant donné qu'un plus grand nombre de kWh tombe dans les tranches de prix inférieures. Si au final la consommation annuelle est inférieure à la production annuelle PV, les économies sont perdues dû au fait que l'électricité PV produite ne peut être entièrement couverte par la consommation. Cet effet peut être aggravé lorsque le rendement spécifique de l'installation PV est plus faible que prévu : en effet le montant total des économies d'électricité diminue, ce qui conduit à allonger la période d'amortissement.

Rendement spécifique

Données d'entrée

Sélection du scénario	Choice	5	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cas		Down Case	Down Case	Down Case	Down Case	Down Case	Down Case	Down Case	Down Case	Base Case	Up Case	Up Case
% de changement	%	(15%)	(35%)	(30%)	(25%)	(20%)	(15%)	(10%)	(5%)	-	5%	10%

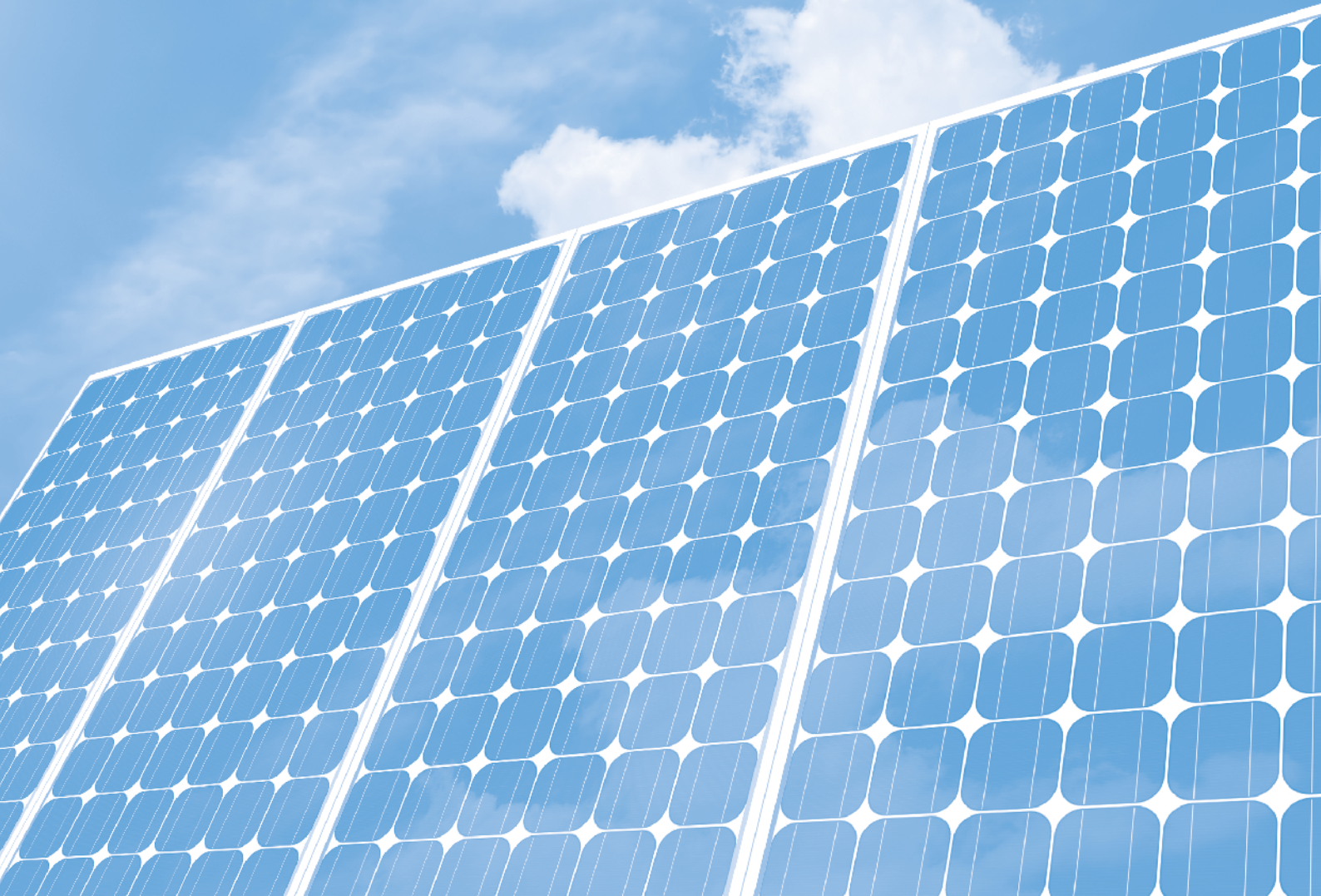
Consommation Mensuelle

Données d'entrée

Sélection du scénario	Choice	5	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cas		Down Case	Down Case	Down Case	Down Case	Down Case	Down Case	Down Case	Down Case	Base Case	Up Case	Up Case
% de changement	X * (1 + %)	(30,00%)	(70%)	(60%)	(50%)	(40%)	(30%)	(20%)	(10%)	-	10%	20%

Figure 27 : Exemple de test de résistance en modifiant deux paramètres à la fois

OUTIL DE CALCUL DE RENTABILITÉ DES PROJETS PHOTOVOLTAÏQUES EN TUNISIE



6. EXERCICES

6. EXERCICES

Les exercices suivants, accompagnés de leurs solutions, abordent les aspects principaux de l'outil de calcul de rentabilité des projets PV. Les exercices d'entraînement ont pour objectif de se familiariser avec l'outil. Afin d'augmenter l'efficacité d'apprentissage, il est donc conseillé de les faire plusieurs fois avant de consulter les solutions correspondantes.

a) EXERCICE DANS LA FEUILLE "INPUT"

Veuillez modifier les éléments suivants dans la feuille « input », puis expliquer les changements observés dans les feuilles « Cons », « Expl » et « Résultats » :

- Modifiez la durée du projet de 20 à 25 ans
- Modifiez le coût de l'installation appliqué en changeant le montant des coûts de l'installation PV et des subventions
- Modifiez la dégradation des performances à 3% par an
- Modifiez les tarifs d'électricité en ajoutant une nouvelle catégorie supérieure à 500 kWh avec un tarif correspondant plus élevé
- Modifiez l'augmentation des coûts d'électricité à 5% durant les 5 premières années

Solutions

• **Modification de la durée du projet de 20 à 25 ans**

Une durée de projet plus longue fait diminuer le coût moyen actualisé de l'énergie (LCOE) car plus de kWh d'électricité PV seront produits avec le même montant de dépenses en capital. De plus, la valeur actualisée nette (VAN) augmente dû à une période plus longue avec des flux de trésorerie positifs.

• **Modification du coût de l'installation appliqué en changeant le montant des coûts de l'installation PV et des subventions**

Le coût de l'installation appliqué (exprimé en valeur absolue) et la liste des dépenses, sont repris dans la feuille « cons » pour calculer le financement nécessaire durant la phase de construction. Le calcul prend également en compte les frais applicables, tels que la commission d'engagement pour le prêt. Un profil des dépenses qui afficherait des dépenses plus élevées dans les derniers mois de la phase de construction, entrainerait des frais de financement plus élevés durant la phase de construction.

Étant donné que dans la plupart des cas, les subventions ne sont pas versées pendant la phase de construction, les fonds requis durant cette phase sont plus importants. C'est pourquoi dans la feuille « financement », le versement de la subvention est associé à un remboursement supplémentaire qui survient durant l'année de versement de la subvention telle qu'indiquée dans la feuille « input ». Plus la subvention est versée loin dans le temps, plus les intérêts sont élevés, ce qui diminue légèrement la rentabilité du projet.

Le coût de l'installation appliqué ainsi que la subvention, tous deux exprimés en valeur absolue, ont un effet direct sur la rentabilité (TRI, Amortissement, VAN) et le LCOE de l'installation.

• **Modification de la dégradation des performances à 3% par an**

Une augmentation de la dégradation des performances réduit le nombre de kWh d'électricité PV produits. Par conséquent, les revenus provenant des économies effectuées sur la facture d'électricité diminuent chaque année. La dégradation des performances à un effet cumulatif, ce qui signifie que les pertes en termes absolus augmentent chaque année.

• **Augmentation des tarifs d'électricité en ajoutant une nouvelle catégorie supérieure à 500 kWh et un tarif correspondant (dans l'outil Excel pour les projets en basse tension)**

Une tranche de prix supplémentaire avec un tarif plus élevé que les catégories inférieures augmente les économies directes effectuées grâce à l'installation PV. Plus la tranche de tarif est élevée, plus les économies directes sont importantes.

Répartition par tranche de prix

Limite inférieure	kWh
Limite supérieure	kWh
Répartition de la consommation	kWh
Répartition de la production élec.	kWh

		Tranche de Prix			
		200	300	500	1 000
		200	300	500	1 000
		200	100	200	50
	483	133	100	200	50

Calcul du tarif moyen

Résidentiel	DT/kWh
Commercial	DT/kWh
Tarif sélectionné	DT/kWh
Tarif d'électricité	DT/kWh

		Tarifs				
		0,1510	0,1840	0,2800	0,3500	0,4000
		0,1510	0,1840	0,2500	0,2950	0,3500
	Résidentiel	0,1510	0,1840	0,2800	0,3500	0,4000
		0,2319				

Figure 28 :
Ajout d'une tranche de prix supplémentaire

- **Modification de l'augmentation des coûts d'électricité à 5% durant les 5 premières années**

Cette modification a plusieurs conséquences :

- Effet important sur la Valeur Actualisée Nette et sur le Taux de Rentabilité Interne, notamment dû à l'augmentation constante du prix de l'électricité avec les années.
- Pas d'incidence sur le LCOE, puisque ce calcul ne prend en compte que les kWh produits, les dépenses en capital et les coûts d'exploitation.

b. CREER UN NOUVEAU PROJET (DANS L'OUTIL EXCEL BASSE TENSION)

L'exercice suivant se base sur les acquis de l'exercice précédent. Il consiste à définir un projet complètement différent de celui présenté par défaut dans l'outil.

Veillez créer un nouveau projet à partir des valeurs affichées par défaut lors du premier téléchargement de l'outil. Il n'est pas nécessaire d'effacer les valeurs par défaut, au contraire, il est plutôt conseillé de les conserver. Veillez sélectionner une installation de 3 kWc ainsi que le montant standard du crédit de la STEG. Pour ce faire, veuillez parcourir chaque rubrique de la feuille « inputs » et vérifier si des changements de données sont nécessaires. Pour certains paramètres, vous pouvez vous référer à la situation réelle du marché (coût de l'installation PV, consommation d'électricité etc.). Sinon, vous pouvez aussi formuler vous-même des hypothèses vraisemblables. A titre indicatif, le rapport du projet « ENABLING PV » (chapitre 4) présente plusieurs exemples de projets PV qui se basent sur des hypothèses réalistes pour le marché tunisien.

Après avoir déterminé la taille de l'installation, sélectionné les tarifs d'électricité résidentiels et saisi le montant du crédit STEG, vous pouvez déjà vérifier les résultats obtenus dans la feuille « résultats ». Il est conseillé de vérifier constamment dans la feuille « résultats » les effets des modifications effectuées dans la feuille « input ». Ainsi, vous serez plus à même d'identifier quelles sont les hypothèses les plus réalistes. Vous pouvez aussi vous aider des résultats obtenus pour les exemples du rapport « ENABLING PV ».

Avant de prendre une décision sur la base des résultats de l'outil Excel, il est fortement conseillé de revérifier vos données et de soumettre les résultats de l'outil à une tierce-personne pouvant confirmer vos conclusions. En général, les banques ont leur propre outil Excel, et les outils de planification techniques standards permettent également une analyse préliminaire de la rentabilité du projet. Les banques et les outils de planification technique n'obtiendront très probablement pas exactement les mêmes résultats que votre outil, mais ils s'en approcheront fortement.

c. EXERCICE DE FINANCEMENT

En s'appuyant sur les exercices précédents, les exercices suivants vous permettent de mieux comprendre les indicateurs de performance financière. Ces indicateurs vous permettent ensuite d'optimiser le financement de votre projet et de gérer les risques financiers liés à celui-ci. Vous pouvez vous entraîner en effectuant les exercices dans votre fichier Excel et en comparant les résultats obtenus avec ceux des tableaux et graphiques ci-dessous.

Exemple de projet (Basse tension)

Figure 29 :
Exemple de projet pour l'exercice de financement

Installation PV			Investissement		
Taille de l'installation	kWp	4	Durée du projet	Années	20
Coût d'investissement spécifique	DT/kWp	3 500	Subventions	DT	4 200
Coût d'investissement total	DT	14 000	Capitaux propres	DT	4 371
Indice de performance	%	85%	Montant de la dette	DT	9 800
Rendement spécifique	kWh/kWp/a	1 600	Durée du crédit	Années	7
Dégradation des performances	% p.a.	0,70%	Taux d'intérêt	%	6,00%
Coûts fixes	DT/a	360	Taux d'actualisation	%	4%
Coûts variables	DT/kWh	-			
Paramètres de prix			Résultats		
Consommation mensuelle	kWh	550	Valeur Actualisée Nette	DT	24 343
Production mensuelle moyenne	kWh	490	TRI du projet	%	14,55%
Prix de l'électricité appliqué		Résidentiel	TRI des capitaux propres	%	26,39%
Économies (avec TVA)	DT/kWh	0,2893	Amortissement	Années	6,29
TVA	DT/kWh	0,0305	LCOE* (sans subvention)	DT/kWh	0,29
Augmentation du prix de l'électricité*	% p.a.	5%	LCOE (avec subvention)	DT/kWh	0,23
Inflation	% p.a.	4%	Min DSCR**	x	1,42 x
* après 5 ans			Min LLCR***	x	1,76 x

* LCOE: Coût Moyen Actualisé de l'Énergie

** DSCR: Ratio de couverture du service de la dette

*** LLCR: Ratio de couverture de la durée du Prêt

6. EXERCICES

- Changez la durée du crédit à 12 ans et expliquez les résultats obtenus concernant le ratio de couverture du service de la dette (DSCR)
- Modifiez le délai de grâce à 1 an et expliquez les résultats obtenus concernant le ratio de couverture pendant la durée du prêt (LLCR)
- Modifiez le rendement spécifique et expliquez les résultats obtenus sur l'amortissement et le TRI
- Changez le taux d'actualisation et expliquez les résultats obtenus concernant la valeur actualisée nette (VAN)

Solutions

- Changement de la durée du crédit à 12 ans et explication des résultats obtenus concernant le ratio de couverture du service de la dette (DSCR)

Une durée de crédit plus longue entraîne un service de la dette moins élevé pour chaque période, et donc un ratio de couverture du service de la dette plus élevé et moins de risque. Cependant, allonger la durée du prêt comporte certains inconvénients, sachant qu'il est difficile de prévoir loin dans l'avenir, surtout quand il s'agit des prix de l'électricité et de la consommation annuelle d'électricité sur place.

Figure 30 :
Flux de trésorerie d'un projet avec une durée de crédit de 12 ans



- Modification du délai de grâce à 1 an et explication des résultats obtenus concernant le ratio de couverture pendant la durée du prêt (LLCR)

Un délai de grâce d'un an signifie que durant la première année, l'emprunteur ne rembourse pas de principal, mais seulement les intérêts. En conséquence, le montant du principal à rembourser est plus élevé durant les années suivantes, ce qui signifie donc un service de la dette plus important durant les autres périodes. Cet effet est visible dans le graphique ci-dessous, qui montre que durant la première année, les dépenses correspondant au service de la dette et à l'exploitation du projet sont moins élevées, tandis que le service de la dette augmente durant les années suivantes jusqu'à la fin de la durée du crédit. C'est pourquoi le délai de grâce a pour effet de diminuer le LLCR et le DSCR.

Figure 31 :
Flux de trésorerie d'un projet avec une durée de crédit de 7 ans et une période de grâce d'1 an

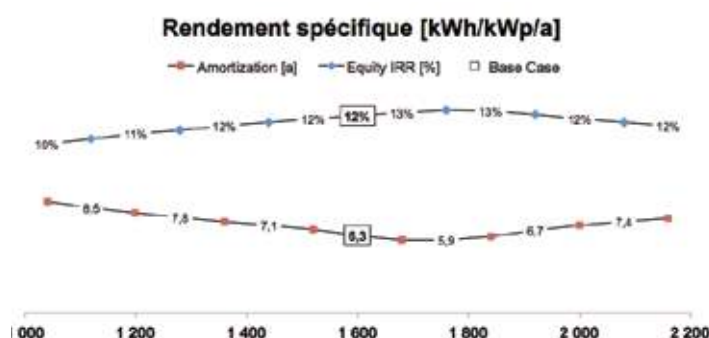


- Modification du rendement spécifique et explication des résultats obtenus sur l'amortissement et le TRI

Plus le rendement solaire est important, plus la période d'amortissement de l'investissement est courte. Il en va de même pour le taux de rendement interne (TRI) du projet. Si durant les années "normales", la production annuelle PV est légèrement inférieure à la consommation électrique du ménage, alors il y a un risque que pendant les "bonnes" années, durant lesquelles le rendement solaire augmente d'environ 15%, cette production électrique soit perdue car elle ne peut être autoconsommée entièrement par le ménage. Il en va de même lorsque la consommation est significativement inférieure que prévu. C'est pourquoi les installations PV doivent être dimensionnées avec une marge suffisante de sécurité, afin de pouvoir profiter autant des années au rendement solaire élevé, que de celles à la consommation plus faible.

Figure 32 : Scénario du rendement spécifique

- Changement du taux d'actualisation et explication des résultats obtenus sur la VAN
- Une augmentation du taux d'actualisation entraîne une baisse de la valeur actualisée nette (VAN) et vice versa. Un taux d'actualisation élevé signifie que la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs est plus faible. Plus le flux de trésorerie survient loin dans le temps, plus cet effet est important.



d. EXERCICE DE SCENARIOS

La feuille « scénario » permet de configurer des scénarios pour tester les sensibilités des hypothèses principales sans pour autant modifier la structure de l'outil de calcul. De plus, en sélectionnant les scénarios les plus négatifs pour chaque paramètre indiqué dans la feuille « scénario », l'utilisateur peut observer les effets sur la rentabilité du projet PV et évaluer la capacité du projet à assurer le service de la dette. Enfin, la feuille « scénario » permet aussi de comprendre le niveau d'interdépendance des paramètres en observant les effets obtenus en modifiant l'un ou l'autre paramètre.

Exemple de projet (Moyenne tension)

Installation PV			Investissement		
Taille de l'installation	kWp	30	Durée du projet	Années	20
Coût d'investissement spécifique	DT/kWp	3 000	Subventions	DT	19 000
Coût d'investissement total	DT	90 000	Capitaux propres	DT	28 099
Indice de performance	%	85%	Montant de la dette	DT	63 000
Rendement spécifique	kWh/kWp/a	1 600	Durée du crédit	Années	7
Dégradation des performances	% p.a.	0,70%	Taux d'intérêt	%	6,00%
Coûts fixes	DT/a	1 350	Taux d'actualisation	%	4%
Coûts variables	DT/kWh	-			
Paramètres de prix			Résultats		
Économies facturation (avec TVA)	DT/kWh	0,1817	Valeur Actualisée Nette	DT	85 271
Limite facturation annuelle	%	30%	TRI du projet	%	10,22%
TVA	DT/kWh	-	TRI des capitaux propres	%	15,80%
Taxe vente du surplus	DT/kWh	0,0050	Amortissement	Années	9,87
Crédit vente du surplus	DT/kWh	0,1450	LCOE* (sans subvention)	DT/kWh	0,21
Augmentation du prix de l'électricité*	% p.a.	5%	LCOE (avec subvention)	DT/kWh	0,18
Inflation	% p.a.	4%	Min DSCR**	x	0,76 x
* après 5 ans			Min LLCR***	x	1,09 x

* LCOE: Coût Moyen Actualisé de l'Énergie

** DSCR: Ratio de couverture du service de la dette

*** LLCR: Ratio de couverture de la durée du Prêt

Figure 33 : Exemple de projet pour l'exercice de scénarios

6. EXERCICES

- Appliquez une sensibilité à un des paramètres de référence et observez les changements obtenus au niveau des autres paramètres
- Expliquez pourquoi à un certain point, l'augmentation de la consommation mensuelle n'a plus d'effet sur le taux de rendement interne du projet (et baisse l'amortissement)?
- Augmentez le rendement spécifique et expliquez pourquoi le TRI et l'amortissement restent tels quels. En quoi est-ce lié à la sensibilité du paramètre "consommation mensuelle"?
- Expliquez pourquoi le TRI diminue lorsque le montant de la dette est plus élevé.

Solutions

- **Application d'une sensibilité à un des paramètres de référence et observation des changements obtenus au niveau des autres paramètres**

Par exemple, en modifiant l'hypothèse de référence pour le coût de l'installation dans le menu déroulant, on constate un effet sur le taux de rendement interne et l'amortissement de tous les autres scénarios, du fait que les autres paramètres sont maintenant calculés à partir d'une hypothèse de référence différente.¹⁴

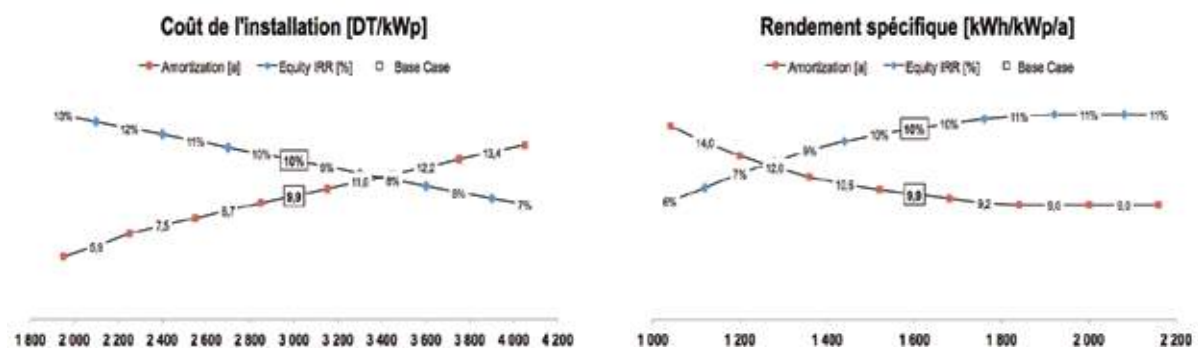


Figure 34 : Taux de rendement interne et amortissement pour le coût de l'installation et le rendement spécifique, calculés à partir de l'hypothèse de référence pour le coût de l'installation (Scénario n°8)

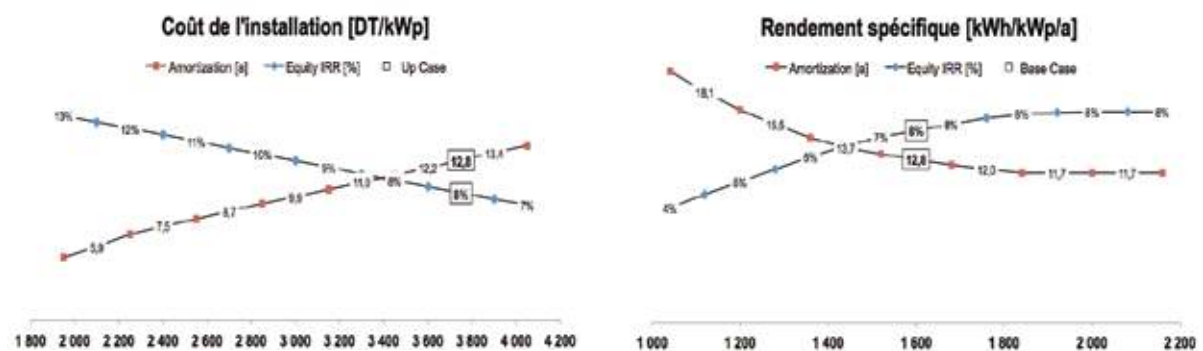
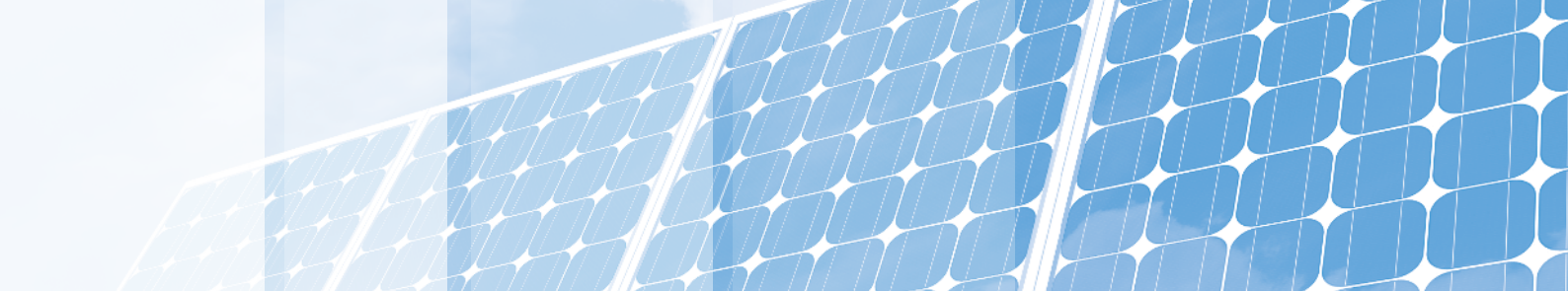


Figure 35 : Taux de rendement interne et amortissement pour le coût de l'installation et le rendement spécifique, calculés après avoir modifié l'hypothèse de référence pour le coût de l'installation (Scénario n°13)

- **Pourquoi à un certain point, l'augmentation de la consommation mensuelle n'a plus d'effet sur le taux de rendement interne du projet (et baisse l'amortissement)?**

Pour les projets en basse tension, la corrélation entre la production PV et la consommation électrique a pour conséquence que toute production d'électricité excédentaire à la fin de l'année est considérée comme « perdue ». Toute consommation sur place qui ne peut être couverte par la production PV annuelle ne contribue pas à améliorer la rentabilité du projet. C'est

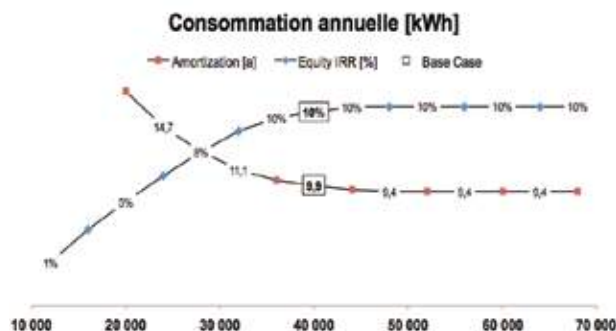
¹⁴- Assurez-vous de recalculer manuellement les tables de données si le calcul automatique est désactivé. En cliquant sur le bouton bleu « réajustement de l'échelle », l'échelle des axes sera ajustée automatiquement. Afin que cette opération fonctionne, assurez-vous que les macros sont activés.



pourquoi il est nécessaire de dimensionner la taille de l'installation PV de telle sorte à assurer une marge de sécurité pour limiter les pertes d'électricité durant les années avec rendement solaire important ou une consommation d'électricité plus faible.

Concernant les projets en moyenne tension, le producteur d'électricité photovoltaïque peut vendre exclusivement à la STEG jusqu'à 30% de son électricité excédentaire produite annuellement. Cette possibilité laisse davantage de champ libre pour le dimensionnement de l'installation et réduit l'impact financier des années de plus faible consommation. Il n'en reste pas moins que chaque kWh produit au-delà de cette limite de 30% est perdu et réduit la rentabilité du projet.

Figure 36 : Scénario pour la consommation annuelle



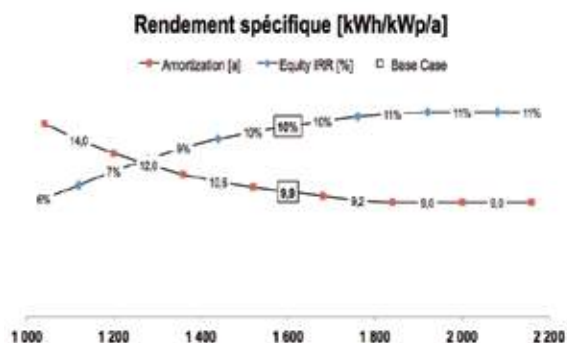
- **Augmentez le rendement spécifique et expliquez pourquoi le TRI et l'amortissement ne s'améliorent pas. En quoi est-ce lié à la sensibilité du paramètre "consommation mensuelle"?**

Pour les projets en basse tension, le TRI et l'amortissement ne changent pas seulement dans le cas où la consommation mensuelle est égale à la production électrique PV. L'électricité PV excédentaire qui ne peut être consommée sur place est alors perdue et n'améliore donc pas la rentabilité du projet.

Dans de nombreux cas, l'installation PV peut être dimensionnée à une taille relativement petite, de telle sorte que sa production électrique ne couvre que la consommation tombant dans les tranches de tarif les plus élevées, afin de maximiser la rentabilité de l'installation. Dans ce cas, le rendement solaire durant les années fortement ensoleillées augmentera les revenus du projet, mais ce dans une moindre mesure, sachant qu'une partie de l'électricité produite servira à économiser l'électricité soumise à des tranches de tarif plus faibles. Cet effet est montré dans l'exemple saisi par défaut dans l'outil Excel pour les projets en basse tension.

La situation est différente pour les projets en moyenne tension puisque les clients moyenne tension ne sont pas soumis à une structure tarifaire par tranche de consommation. Par contre, les producteurs d'électricité PV ont la possibilité de vendre à la STEG jusqu'à 30% de leur électricité excédentaire produite annuellement. Dans le graphique ci-dessous, à partir de 1800 kWh/kWp/a l'installation dépasse les 30% de l'excédent autorisé. Aucun kWh/kWp/a produit au-delà de cette valeur n'est plus remboursé par la STEAG. Pour cette raison, une augmentation supplémentaire de production d'électricité PV n'aurait aucun effet sur la durée d'amortissement ou bien sur le taux de rendement interne.

Figure 37 : Scénario pour le rendement spécifique



Publié par **Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

Siège de la société : Bonn et Eschborn, Allemagne

Développement du Marché Solaire en Tunisie
Bureau de la GIZ
B.P. 753 – 1080 Tunis Cedex - Tunisie
T +216 71 96 72 20
www.giz.de

Mise à jour **Mai 2015**

Impression/ Conception **Kréa
1002 Tunis**

Texte **Christian Grundner
Martin Bader, Christopher Groß, Céline Najdawi**

Le contenu de la présente publication relève de la responsabilité de la GIZ.

En coopération avec **Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie**

Sur mandat du **Ministère fédéral de la Coopération économique
et du Développement (BMZ)**

Adresses des **BMZ Bonn** **BMZ Berlin**
Bureaux du BMZ **Dahlmannstraße 4** **Stresemannstraße 94**
53113 Bonn, Deutschland **10963 Berlin, Deutschland**
T +49 228 99 535 - 0 **T +49 30 18 535 - 0**
F +49 228 99 535 - 3500 **F +49 30 18 535 - 2501**

poststelle@bmz.bund.de
www.bmz.de