



AOUT
2018

NET-METERING ET AUTOCONSOMMATION PHOTOVOLTAIQUE DANS LES PAYS ÉMERGENTS

Aspects réglementaires et politiques au
niveau résidentiel et urbain

RAPPORT FINAL

ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Énergie

En partenariat avec :



CITATION DE CE RAPPORT

Auteurs : Andréanne ROUX

Relecture : Anjali SHANKER

Année de publication. 2018. Net-metering et Autoconsommation photovoltaïque dans les pays émergents – Rapport intermédiaire. 34 pages.

L'ouvrage final sera disponible en ligne www.ademe.fr/mediatheque

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Ce document est diffusé par l'ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 1705C0031

Étude réalisée par Andréanne ROUX pour ce projet cofinancé
par l'ADEME et IED

Coordination technique - ADEME : Paul KAAIJK

Direction/Service : Actions Internationales

TABLE DES MATIERES

Résumé	7
1. Contexte de l'étude	9
1.1. Vocabulaire	9
1.1.1. Ville Durable	9
1.1.2. Autoconsommation	9
1.1.3. Consommateur/producteur (ou prosumer)	9
1.1.4. Mécanisme (ou schéma) de compensation	9
1.1.5. Net-metering	9
1.1.6. Tarif de rachat (ou feed-in tariff)	9
1.2. Eléments de contexte	9
1.3. Objectifs	11
1.4. Déroulement	11
1.4.1. Phase 1 : Sélection des pays (3 mois)	11
1.4.2. Phase 2 : Etude (9 mois)	11
1.4.3. Phase 3 : Dissémination (12 mois)	12
2. Travail effectué	12
2.1. Travail effectué dans la Phase 1	12
2.1.1. Affinage des objectifs	12
2.1.2. Limites de l'étude	12
2.1.3. Qu'est-ce que le net metering ?	13
2.1.4. Pays étudiés	13
2.2. Travail effectué dans la Phase 2	13
2.2.1. Synthèse du travail effectué	13
2.2.2. T1 - Analyse du contexte général	14
2.2.3. T2 - Focus sur l'Afrique du Sud	15
2.2.3.1. Secteur électrique	15
2.2.3.2. Position vis-vis du net metering	15
2.2.3.3. Retour d'expérience	15
2.2.3.4. Analyse miroir de ce qui a été fait par IEA Tâche 1 (2016)	16
2.2.3.5. Pour aller plus loin	16
2.2.4. T2 - Focus sur le Benin	16
2.2.4.1. Secteur électrique	16
2.2.4.2. Position vis-vis du net metering	17
2.2.4.3. Pour aller plus loin	17
2.2.5. T2 - Focus sur le Burkina Faso	17
2.2.5.1. Secteur électrique	17
2.2.5.2. Position vis-vis du net metering	17

2.2.5.3.	Pour aller plus loin.....	17
2.2.6.	T2 - Focus sur le Kenya	17
2.2.6.1.	Secteur électrique	18
2.2.6.2.	Position vis-vis du net metering	18
2.2.6.3.	Pour aller plus loin.....	18
2.2.7.	T2 - Focus sur le Cap Vert	18
2.2.7.1.	Secteur électrique	18
2.2.7.2.	Position vis-vis du net metering	18
2.2.7.3.	Analyse miroir de ce qui a été fait par IEA Tâche 1 (2016)	19
2.2.7.4.	Pour aller plus loin.....	19
2.2.8.	T2 - Focus sur le Ghana	19
2.2.8.1.	Secteur électrique	19
2.2.8.2.	Position vis-vis du net metering	20
2.2.8.3.	Retour d'expérience.....	21
2.2.8.4.	Pour aller plus loin.....	21
2.2.9.	T2 - Focus sur l'Inde	21
2.2.9.1.	Secteur électrique	21
2.2.9.2.	Position vis-vis du net metering	22
2.2.9.3.	Retour d'expérience.....	23
2.2.9.4.	Analyse miroir de ce qui a été fait par IEA Tâche 1 (2016)	23
2.2.9.5.	Pour aller plus loin.....	23
2.2.10.	T2 - Focus du les Philippines	24
2.2.10.1.	Secteur électrique	24
2.2.10.2.	Position vis-vis du net metering	24
2.2.10.3.	Pour aller plus loin.....	24
2.2.10.4.	Analyse miroir de ce qui a été fait par IEA Tâche 1 (2016)	24
2.2.11.	T3- Analyse comparative	25
2.2.11.1.	Valeur de l'énergie excédentaire injectée dans le réseau	25
2.2.11.2.	Impacts sur le consommateur final	25
2.2.11.3.	Les impacts sur les sociétés de distribution.....	26
2.2.12.	T4 - Bonnes pratiques	26
2.2.13.	T5 – Mise en regards des enjeux	27
2.2.14.	T6 – Etudes de cas	28
2.2.14.1.	Philippines.....	28
2.2.14.2.	Ghana.....	29
2.2.14.3.	Inde	29
1.1.	Afrique du Sud	30
2.2.15.	T7 – Opportunités pour les entreprises tricolores	30

2.3.	Travail effectué par la phase 3	30
2.3.1.	Objectifs	30
2.3.2.	T1 - Créer des outils d'aide pour les décideurs	31
2.3.2.1.	Fiches pays	31
2.3.2.2.	Rapports complets en français et anglais	31
2.3.2.3.	Poster présentant les principaux résultats	31
2.3.2.4.	Diaporama powerpoint	32
2.3.3.	T2-a – Diffuser les résultats durant le prochain salon Pollutec	32
2.1.1.	T2-b– Diffuser les résultats durant le prochain évènement PVPS / PVSEC	32
2.1.2.	T3 – Diffuser les résultats lors d'autres évènements	32
2.1.2.1.	Evènements du réseau Tenerrdis	32
2.1.2.2.	Evènement rattachés au service de coordination géographique de l'ADEME	32
2.1.3.	T4 – Diffuser les résultats sur internet	32
2.1.3.1.	Publication sur le site d'IED	32
2.1.3.2.	Publication sur le site de l'ADEME	33
	Le diaporama PowerPoint sera mis en ligne par l'ADEME et est accessible à partir de la page :	33
	http://www.ademe.fr/recherche-innovation/programmes-recherche-internationaux/photovoltaïque-programmes-collaboration-technologiques-énergies-renouvelables	33
2.1.3.3.	Publication sur le site de PVPS	33
2.1.4.	T5 – Communiquer auprès d'acteurs ciblés	33
2.1.4.1.	Lettre d'information IED	33
2.1.4.2.	Message d'information sur Twitter	33
2.1.4.3.	Courriel ciblé aux fabricants de compteurs	33
	Les fabricants de compteurs électriques peuvent être particulièrement intéressés par l'étude aussi un courriel sera envoyé, dès lors que les résultats seront en ligne, à :	33
2.1.4.4.	Communication auprès de France Solar Industry	33
2.1.4.5.	Communication auprès de l'IRENA	33
	Dès lors que les résultats de l'étude seront en ligne, IED entamera la discussion avec l'IRENA afin de leur présenter l'étude. Ce qui est envisagé est d'utiliser la newsletter de l'IRENA comme canal de diffusion de l'information.	33
2.1.4.6.	Communication auprès de l'AER et du Club ER	33
	Dès lors que les résultats de l'étude seront en ligne, IED informera l'AER (Agence d'Electrification Rurale) et le Club ER (Club des Agences d'Electrification Rurale) afin de leur présenter l'étude. IED demandera de mentionner la publication de l'étude dans leur lettre d'information. En revanche il est impossible de garantir qu'ils soient intéressés étant donné que ces acteurs œuvrent pour l'électrification rurale et que le net metering est à priori et pour l'instant peu approprié pour les zones rurales des pays émergents	34
3.	Planning prévisionnel	35
3.1.	Calendrier et livrables	35
3.2.	Réunions COPIL	35
	Résumé exécutif	36

Références bibliographiques	38
Index des tableaux et figures.....	39
Sigles et acronymes	39

Résumé

L'objectif de l'étude est de collecter des exemples de bonnes pratiques de mise en place de politiques en matière d'autoconsommation/net-metering dans huit pays émergents afin de donner un aperçu du développement des producteurs/consommateurs grâce à ces mécanismes et d'apporter ces enseignements à des pays qui mettent actuellement en place cette législation.

Cette étude s'inscrit dans le cadre de la Tâche 9 de PVPS qui est un programme d'échange et de collaboration entre les membres de l'Agence Internationale de l'Énergie. La France à travers l'ADEME fait partie du comité exécutif de ce programme.

Actuellement, la phase d'étude est terminée. Une revue de la littérature ainsi que des discussions avec des experts ont permis de dresser un inventaire des enjeux, opportunités et défis relatifs au schéma réglementaire nommé net metering.

Les principaux résultats sont les 3 points suivants :

- ① Une réflexion approfondie doit être menée avant de mettre en place le net metering dans un contexte donné.
- ② Une fois la loi approuvée, une volonté politique forte est primordiale pour que des réalisations concrètes voient le jour.
- ③ Si le net metering dynamise le marché des équipements solaires, ce sont tout d'abord les clients commerciaux et industriels qui semblent bénéficier en premier lieu de ce marché, car leurs capacités d'investissement sont plus élevées que les acteurs résidentiels.

ABSTRACT

The objective of the study is to collect examples of good practices in setting up self-consumption / net-metering policies in eight emerging countries in order to give an overview of the development of prosumers through these mechanisms and to spread out learnt lessons to countries that are in the process of introducing this legislation.

This study is part of Task 9 of PVPS, which is a program of exchange and collaboration between members of the International Energy Agency. France through ADEME is part of the executive committee of this program.

From this selection of countries and literature review, an inventory of best practices was made. Most important results are the 3 following points:

- In-depth analyses are necessary prior to setting up any compensation schemes.
- Strong politic will is necessary to turn the law into concrete achievements.
- It seems that net metering development in emerging countries can be split into two phases (i) First phase where net metering is mainly aimed at those whose investment capacities are relatively high (e.g. commercial users rather than residential ones) and (ii) second phase where net metering becomes interesting for all types of users since solar costs decrease.

1. Contexte de l'étude

En septembre 2015, la Tâche 1 du groupe PVPS de l'Agence Internationale de l'Énergie a publié une étude complète sur les schémas réglementaires encadrant les pratiques d'autoconsommation photovoltaïque solaire dans les pays membres du PVPS : *"PV development as prosumers: the role and challenges associated to producing and self-consuming PV electricity"*.

Conformément à ce qui a été convenu avec l'ADEME et l'AIE, IED est en charge de réaliser une étude visant à agrandir la portée de l'analyse.

1.1. Vocabulaire

1.1.1. Ville Durable

Le concept de Ville Durable englobe tous les aspects du développement durable appliqués au contexte urbain. Il s'agit d'un urbanisme qui à la fois répond aux besoins actuels des citoyens, et a un impact environnemental le plus faible possible. Ce concept de Ville Durable regroupe les problématiques de bâtiments à faible consommation en énergie, de déplacement doux (piétons, vélos...), l'utilisation des toitures pour produire de l'énergie photovoltaïque, etc.

1.1.2. Autoconsommation

L'autoconsommation est la possibilité pour un acteur (particulier, industriel, commercial) de produire de l'électricité, de la consommer (à la hauteur de ses besoins) et d'injecter l'éventuel excédant de production sur le réseau électrique.

1.1.3. Consommateur/producteur (ou prosumer)

On appelle consommateur/producteur (ou prosumer en anglais) un acteur qui utilise l'autoconsommation, c'est-à-dire un acteur à la fois producteur d'électricité et consommateur d'électricité.

1.1.4. Mécanisme (ou schéma) de compensation

Dans cette étude on appellera mécanisme (ou schéma) de compensation les dispositions réglementaires qui encadrent la valorisation économique du surplus de production injectée dans le réseau lors de l'autoconsommation.

Par exemple, le net-metering est un schéma de compensation.

1.1.5. Net-metering

Le net-metering est un schéma de compensation qui permet au producteur/consommateur de différer sa production d'électricité et sa consommation. Par exemple, si l'électricité est produite lorsque le producteur/consommateur n'en a pas besoin, alors il injecte cette électricité sur le réseau et pourra la consommer plus tard (par exemple en soirée lorsque son système PV ne produit pas).

Ici la compensation n'est pas monétaire, mais énergétique, en effet le producteur n'est pas payé pour l'énergie qu'il injecte dans le réseau.

1.1.6. Tarif de rachat (ou feed-in tariff)

Le tarif de rachat est un mécanisme de compensation dans lequel la production et la consommation ne sont pas liées. Le tarif de rachat ne concerne que la production. Il permet au producteur d'être payé pour la quantité d'énergie qu'il injecte sur le réseau selon un contrat établi entre le producteur et l'exploitant du réseau.

1.2. Éléments de contexte

Le mouvement d'urbanisation galopante que connaît le monde depuis 1950 n'est pas prêt de ralentir, comme le montre le graphique ci-dessous. Depuis 2008, plus de la moitié de l'humanité vit

en ville, selon les Nations unies¹. Et, en 2050, la planète comptera 6,4 milliards d'urbains, soit plus des deux tiers de la population mondiale qui atteindra alors 9 milliards.

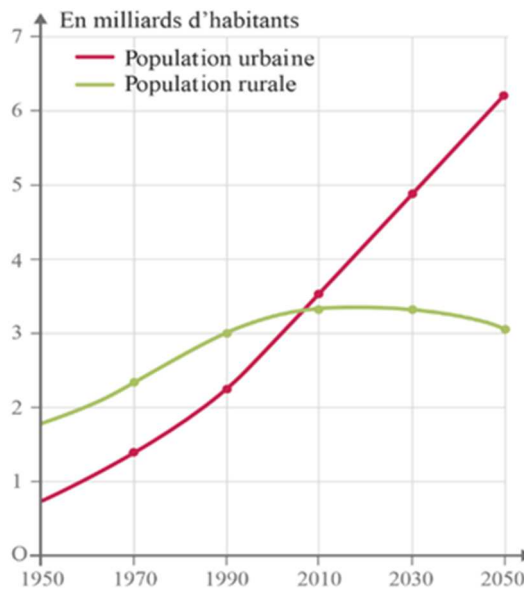


Figure 1: Croissance urbaine et rurale au niveau mondial (1950-2050)

Les pays dont la **croissance urbaine** a été la plus **forte** entre 2000 et 2014 sont principalement des pays en développement, et notamment en **Afrique** et **Asie**.

Pour ces pays, les défis liés à l'urbanisation sont nombreux : approvisionnement énergétique et stabilisation de la demande, maîtrise des impacts sur l'environnement, gestion des déchets, gestion des eaux usées, maîtrise des risques sanitaires liés au développement des logements insalubres de type bidonvilles, etc.

Urbanisation et défis énergétiques dans les pays en développement :

L'accroissement extrêmement rapide de la population urbaine des pays en développement s'accompagne d'une forte croissance de leurs besoins énergétiques, que les fournisseurs locaux d'énergie ne parviennent pas toujours à combler.

Un grand nombre d'entre eux doivent affronter des crises énergétiques majeures, avec des niveaux de croissance de la demande en électricité qui excèdent largement l'offre. Pour les gouvernements, les conséquences économiques, politiques et sociales sont lourdes (coupures de courant régulières impactant directement l'activité économique, dépendance aux importations, accroissement brutal du prix du kWh pour le consommateur final, crise sociale et mécontentement populaire, etc.).

Pour ces pays, la maîtrise de l'approvisionnement énergétique des villes représente un enjeu de plus en plus crucial pour la stabilité et la durabilité de leur modèle de croissance et de développement.

Par ailleurs, si la production d'électricité à partir des combustibles fossiles continue de jouer un rôle prépondérant dans les villes des pays en développement, il apparaît désormais indispensable de favoriser les énergies vertes, étant donné leur poids démographique croissant au niveau planétaire et leur impact sur les émissions mondiales de gaz à effet de serre (GES).

Encourager l'autoconsommation PV pour répondre aux défis énergétiques des villes du sud :

L'utilisation des énergies renouvelables à grande échelle dans les environnements urbains est un choix énergétique durable pour l'avenir qui revêt une grande importance, car il répond à la demande énergétique urbaine croissante et réduit les émissions de GES. Alors que la technologie continue de progresser, les énergies renouvelables deviendront plus efficaces, plus faciles à utiliser, plus économiques, plus accessibles et plus durables, en particulier pour ce qui concerne l'énergie solaire photovoltaïque.

¹ World Urbanization prospects, highlights, 2014 - <https://esa.un.org/unpd/wup/Publications/Files/WUP2014-Highlights.pdf>

Ainsi, le développement des pratiques d'autoconsommation/autoproduction d'énergie PV en milieu urbain peut renforcer la qualité de l'approvisionnement énergétique en ville, tant du point de vue quantitatif que qualitatif (accroissement des capacités de production, limitation des pertes liées au transport et la distribution, limitation de l'accroissement des GES), tout en générant de l'activité économique via le développement de nouveaux marchés, contribuant ainsi à l'émergence de modèles de développement urbain durable et respectueux de l'environnement.

Il semble donc pertinent d'étudier, à partir de cas d'études concrets, les enjeux associés au développement des pratiques d'autoconsommation/autoproduction d'énergie PV en milieu urbain, et de voir dans quelles mesures elles peuvent contribuer à garantir l'accès des populations urbaines des pays émergents à des services énergétiques modernes et propres.

1.3. Objectifs

L'objectif de l'étude est (i) de collecter des exemples de bonnes pratiques de mise en place de politiques en matière d'autoconsommation/net-metering dans 5 à 10 pays émergents afin de donner un aperçu du développement des PV prosumers et (ii) de diffuser ces bonnes pratiques à des pays mettent actuellement en place cette législation. L'étude menée par IED :

- Pourra servir comme source d'information à destination des décideurs institutionnels dans les pays ou régions émergents pour faciliter la mise en place de telles politiques. Il est effectivement important de souligner que le déploiement de politiques d'autoconsommation nécessite que le cadre juridique, technique, économique et organisationnel lui soit favorable, et cela est souvent la problématique principale dans les pays émergents ;
- Veut être une source d'information à destination de l'industrie française afin de donner aux acteurs français une longueur d'avance dans leurs stratégies commerciales en permettant de voir plus clair dans les pratiques et les tendances du secteur dans les pays émergents ;
- S'inscrit dans les travaux de l'Agence Internationale de l'Énergie mise à jour de la publication de la Tâche 1: « PV development as prosumers: the role and challenges associated to producing and self-consuming PV electricity ». Cette étude, qui pour l'instant reste focalisée sur les pays membres du PVPS, a été publiée en 2015.

1.4. Déroulement

1.4.1. Phase 1 : Sélection des pays (3 mois)

Cette phase a permis de sélectionner un panel de 8 pays choisi à la fois pour des raisons d'accessibilité de données et pour l'intérêt qu'ils apportent vis-à-vis du net metering. La phase 1 a également permis de poser les choix méthodologiques et limites de l'

1.4.2. Phase 2 : Étude (9 mois)

La phase 2 a consisté à analyser la situation de chacun des pays de la sélection, à travers une étude bibliographique et des discussions avec des experts du secteur (avocats, experts techniques, chercheurs). L'objectif était de mettre en évidence les enjeux économiques, sociaux et politiques liés au développement des pratiques d'autoconsommation et d'autoproduction de l'électricité. Les aspects techniques n'ont pas été étudiés de façon approfondie, étant donné les limites budgétaires de cette étude. Toutefois, les problématiques techniques clés qui se posent aux pays en développement dans la mise en œuvre de ces schémas d'autoconsommation/autoproduction sont pointées du doigt.

Concernant les aspects méthodologiques, IED s'est appuyé sur les indicateurs utilisés par la Tâche 1 du PVPS dans le cadre de la publication susmentionnée. Ces indicateurs, décrits dans le rapport de démarrage, ont été adaptés aux spécificités contextuelles des pays en développement.

Lorsque possible, des études de cas ont été relevées dans les pays où le net metering est déjà en place, afin de collecter des informations précieuses aux entreprises françaises désireuses de se positionner sur ces marchés.

1.4.3. Phase 3 : Dissémination (12 mois)

Pour permettre la plus ample dissémination, IED structurera son action sur plusieurs fronts :

- Présence sur internet
- Événements internationaux : En collaboration avec la Tâche 1 de PVPS, IED choisira quelques événements clés pour présenter les résultats de l'étude.
- Diffusion des résultats auprès de l'industrie française : IED utilisera son réseau et des événements professionnels du secteur PV pour faire connaître l'étude aux entreprises tricolores.

2. Travail effectué

2.1. Travail effectué dans la Phase 1

Cette section rappelle brièvement les objectifs déjà définis et validés afin que le lecteur se rappelle les choix méthodologiques effectués. Pour plus d'information, se référer au rapport de démarrage où la méthodologie a été présentée en détail.

2.1.1. Affinage des objectifs

Les objectifs sont les suivants :

- Fournir une analyse comparative des mécanismes (d'ordres réglementaires, financiers, et fiscaux) soutenant l'autoconsommation d'énergie solaire dans les pays en développement afin de faire ressortir les défis et les opportunités que représente l'autoconsommation d'énergie PV pour ces pays.
- Mettre en évidence les bonnes pratiques existantes et les schémas institutionnels pertinents.
- Mesurer la « répliquabilité » de ces bonnes pratiques
- Encourager les échanges Nord-Sud et Sud-Sud à travers la compilation et la diffusion des bonnes pratiques (favorisant le partage d'expérience et le transfert de compétences entre décideurs politiques des pays du sud).
- Développer une vision prospective du développement du marché de l'autoconsommation PV en milieu urbain dans les pays en développement
- Identifier des opportunités de marché pour les entreprises françaises

2.1.2. Limites de l'étude

- Cette étude veut insister sur les opportunités offertes par l'urbanisation grandissante : les enjeux relatifs aux **zones urbaines et péri-urbaines** seront au centre de l'étude.
- L'étude se limite à des systèmes de production de **puissance inférieures à 1MW** afin de se focaliser sur le secteur résidentiel, même si les autres acteurs (commerciaux, industriels) ne sont pas exclus

- L'étude s'intéresse aux **enjeux réglementaires, fiscaux et économiques**, les aspects techniques ne seront pas abordés.
- L'étude concerne un seul mécanisme d'incitation non fiscale qu'on appelle le **net metering** et ses applications à la **technologie photovoltaïque** uniquement.

2.1.3. Qu'est-ce que le net metering ?

Le net metering est un type de contrat liant un client et son distributeur d'énergie. Dans ce contrat, le client est à la fois consommateur et producteur d'électricité (par exemple grâce à une centrale solaire en toiture). Le client consomme l'électricité de sa centrale en temps réel (pas de stockage). Le surplus d'électricité est injecté sur le réseau et donne lieu à une compensation sous forme de crédits. Deux types de crédits existent : les crédits monétaires, c'est-à-dire que l'utilisateur reçoit une certaine somme d'argent qu'il pourra déduire de sa prochaine facture (on parle de net-billing ou facturation nette) ; ou les crédits énergétiques, c'est-à-dire que l'utilisateur pourra consommer gratuitement un certain nombre de kWh en compensation de l'énergie qu'il a injectée (on parle de net metering).

Par souci de simplicité, on utilisera ici le terme « net-metering » à la fois pour les crédits énergétiques (net-metering) et pour les crédits monétaires (net-billing).

2.1.4. Pays étudiés

L'étude se concentre sur l'Afrique du Sud, le Bénin, le Burkina-Faso, le Cap-Vert, le Ghana, le Kenya, l'Inde et les Philippines.

Cette sélection a été choisie par rapport à :

- (i) la disponibilité des données
- (ii) l'état de maturité des réflexions ou régulations concernant le net metering. Ainsi trois catégories peuvent être différenciées :

Tableau 1 - Sélection des pays de l'étude

Le net metering est appliqué	Pays où le net metering est inscrit dans le cadre réglementaire mais le net metering n'est pas appliqué en pratique*	Pays où le net metering n'est pas autorisé
Inde Philippines Afrique du Sud	Kenya Cap Vert Ghana	Bénin Burkina Faso

* car le décret n'est pas rentré en application par exemple.

2.2. Travail effectué dans la Phase 2

2.2.1. Synthèse du travail effectué

La Phase 2 s'est concentrée sur ces objectifs :

- Ressembler des ressources bibliographiques,
- Contacter des acteurs clés de différents pays pour comprendre les enjeux,
- Répertorier les bonnes pratiques, et analyser les points durs
- Créer des outils d'aide à la décision et réfléchir aux moyens de disséminer les résultats

Ces objectifs se sont traduits en différentes tâches dont chacune est présentée ci-dessous :

Tableau 2 - Tâches relatives à la phase 1

Tâche	Contenu	Avancement
-------	---------	------------

T1	Faire une revue du net metering dans le monde	Fini
T2	Pour chacun des 8 pays sélectionnés, faire l'état des lieux de la situation électrique et de la réglementation sur le net metering	Fini
T3	Comparer les 8 pays en termes de (i) valeurs de l'énergie injectée sur le réseau (ii) impact sur le consommateur (iii) impact sur les sociétés de distributions	Fini
T4	Dresser un inventaire des bonnes pratiques	Fini
T5	Synthétiser les enjeux dans une matrice Force/Faiblesse	Fini
T6	Fournir des études de cas issues de pays où le net metering s'applique	Fini
T7	Lister les opportunités que le net metering pourraient offrir aux entreprises tricolores	Fini

2.2.2. T1 - Analyse du contexte général

Le net metering a vu le jour aux Etats-Unis au Minnesota en 1983 (NREL²). Le développement des politiques de net-metering a été fulgurant depuis l'an 2000. Dans la plupart des cas, le net-metering s'applique à l'échelle nationale et il est couplé à d'autres mécanismes incitatifs.

Le REN21 publie dans son rapport annuel la liste des pays ayant mis en place le net metering.

Tableau 3 - Etat des lieux du net metering dans le monde

Pays à hauts revenus	Pays à hauts/moyens revenus	Pays à bas/moyens revenus	Pays à bas revenus
Barbade Belgique Canada Chypre Danemark Italie Japon Malte Pays-Bas Nouveau le Portugal Singapour Sud Espagne Etats-Unis	Brésil Chili Costa dominicain Grenade Jamaïque Jordon Liban Mexique Zélande Panama Afrique du Sud Corée Uruguay	Cap-Vert Egypte Rica République Lesotho Micronésie Pakistan Philippines Sri Lanka Maroc Tunisie Sainte Lucie	Sénégal

Source : http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/178399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf

Pourquoi le net-metering est particulièrement adapté aux pays dits émergents ?

Le potentiel solaire est généralement meilleur dans les pays émergents que dans les pays dits « du Nord ».

La majorité des pays émergents n'arrivent pas à satisfaire la demande, faute de moyen de production. Il faut alors soit importer de l'énergie, soit limiter le service énergétique (délestages). Le net metering permet à la fois de réduire la demande et de renforcer les moyens de production sans investissement majeur de la part de la société nationale ou des producteurs indépendants.

² <https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/21651.pdf> (page1)

Enfin, la baisse du prix des équipements solaires rend la technologie PV de plus en plus accessible même dans des pays où les capacités d'investissement sont souvent limitées. Cependant, des blocages peuvent apparaître : il convient (i) de bien évaluer le marché en amont (pour définir une réglementation adaptée) et (ii) de mettre en place les moyens / la volonté politique nécessaire pour faire appliquer cette réglementation.

2.2.3. T2 - Focus sur l'Afrique du Sud

La recherche d'information sur l'Afrique du Sud a été faite grâce à des discussions à distance avec des experts :

Stephen KOOPMAN, chef de projet R&D au CSIR (Council for Scientific and Industrial Research)

Clinton CARTER-BROWN, ingénieur chef au CSIR (Council for Scientific and Industrial Research)

2.2.3.1. Secteur électrique

En Afrique du Sud, la génération et le transport sont assurés par Eskom, la compagnie nationale, qui produit plus de 95% de l'énergie (IRENA³, 2013). L'Afrique du Sud possède un système semi-décentralisé avec environ 180 compagnies de distribution qui sont soit les municipalités, soit la société nationale Eskom. Le secteur résidentiel pèse pour une demande de 16GW (Solar Plaza, 2017). Le mix énergétique est dominé par les énergies fossiles.

2.2.3.2. Position vis-vis du net metering

En 2007, la demande en électricité a été plus importante que les capacités de production. La société nationale Eskom a été contrainte de mettre en place des délestages pour protéger la stabilité du réseau. Le prix de l'énergie a augmenté et de nombreux habitants se sont tournés vers des sources alternatives d'énergie (dont solaires) parfois exploitées sans les autorisations nécessaires. C'est pour lutter contre le développement de systèmes non autorisés (qui auraient conduit à des problèmes de gestion du réseau) que la municipalité de Nelson Mandela Bay (NMBM), pionnière, a décidé de s'engager dans le net metering. Ce choix était aussi motivé par la volonté d'augmenter la capacité de production et la part d'énergie renouvelable dans le mix énergétique. En 2008, NMBM obtient l'autorisation du régulateur (NERSA) pour commencer une étude pilote sur des sites résidentiels, dont les résultats ont été concluants (viabilité technique et financière). Le retour d'expérience de NMBM a conduit au développement par le NERSA d'un guide technique « Standard Conditions for Embedded Generation within Municipal Boundaries » en 2011. Le premier système sous net metering a été installé en mars 2013. Depuis, le net metering est appliqué dans certaines municipalités (en octobre 2017 : dans 34 des 164 municipalités). Chaque municipalité, en accord avec le régulateur, est libre d'autoriser ou non le net metering et de proposer type de compensation.

Aucun cadre réglementaire national n'a été établi (un projet est en cours). En revanche des modèles de documents⁴ ont été créés pour faciliter la mise en place du net metering (par exemple modèle de tarif⁵ développé par la GIZ/SEA). Les limitations techniques exigées par les municipalités proviennent des textes suivants : RSA grid code. NRS 097-2-1, NRS097-2-3, Eskom grid interconnection standards. Enfin, il existe des associations comme PV Green Card (<https://www.pvgreencard.co.za/>) ou SAPVIA (<http://www.sapvia.co.za/>) qui agissent pour améliorer la qualité des installations et l'information des usagers.

2.2.3.3. Retour d'expérience

Valeur de l'énergie excédentaire.

Les municipalités ne reçoivent aucune incitation à la mise en place du net metering et sont libres de choisir le montant de compensation de l'énergie injectée (avec approbation du régulateur). Dans la

³

https://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_renewable_energy_auctions_in_developing_countries.pdf page 37

⁴ Formulaire d'inscription : http://www.cityenergy.org.za/uploads/resource_412.pdf

⁵ Modèle : <http://www.cityenergy.org.za/getfile.php?id=437&category=5> et manuel explicatif du modèle : http://www.cityenergy.org.za/uploads/resource_436.pdf

NMBM le schéma de compensation (1 : 1) ne reflète pas le coût réel du net metering, les tarifs sont supposés être révisés après une certaine période d'évaluation

Impacts sur le consommateur final. La majorité des acteurs résidentiels et commerciaux ont des perspectives à 3 ans environ alors que la rentabilité a atteint en 7 à 12 ans (analyse de 2015⁶). Si certaines municipalités imposent aux prosumers une part fixe plus importante que celle des clients classiques, certaines municipalités mettent en place des incitations pour encourager les clients à devenir producteur / consommateur. Par exemple, la NMBM offre un mécanisme de dépréciation des actifs d'énergie renouvelable sur trois ans (année 1 : 50%, année 2 : 30%, année 3 : 20%).

Impact sur entités chargées de la distribution. Les municipalités ne sont pas chargées uniquement de la distribution d'électricité : la vente d'électricité n'est pas leur source de revenu principal. C'est pourquoi, il n'y a pas, en Afrique du Sud, l'inquiétude du manque à gagner que l'on retrouve dans les autres pays où le net metering est présent (manque à gagner dû à la fois à l'autoconsommation – moins de ventes – et à la compensation que doivent offrir les sociétés de distribution aux clients qui injectent dans le réseau). En Afrique du Sud, la motivation des municipalités n'est pas uniquement financière, d'où une meilleure acceptabilité que dans le cas de sociétés de distribution privé. Un autre point important à signaler : L'expérience de MNBM (analyse de 2015) confirme qu'on ne peut négliger les ressources additionnelles que le net metering requière. Il faut allouer du temps au personnel et former le personnel.

2.2.3.4. Analyse miroir de ce qui a été fait par IEA Tâche 1 (2016)

Remplir un tableau de synthèse n'est pas pertinent, car il n'y a pas de réglementation nationale et autant de cas de figures que de municipalités.

2.2.3.5. Pour aller plus loin

- La fiche pays de l'Afrique du Sud
- Le document de retour d'expérience à propos Nelson Mandela Bay's Municipality (ICLEI Case Studies 174) En ligne http://e-lib.iclei.org/wp-content/uploads/2016/05/ICLEI_cs_174_NMBM_UrbanLEDS_2014-web.pdf
- L'analyse de Solar Plaza : page 82 du rapport Fact & Figures 2017 (notamment des informations financières) : <https://www.solarplaza.com/channels/markets/11717/facts-figures-solar-energy-africa-2017/>
- Statuts of Small Scale Embedded Generation In South African municipalities [Etat des lieux des SSEG prosumers] - Octobre 2017 publié par l'association sud-africaine des gouvernement locaux (SALGA) <http://www.salga.org.za/SALGA%20Energy%20Summit%202018/Energy%20Summit%20Web/Document/Status%20of%20Small%20Scale%20Embedded%20Generation.pdf>
- Le document de consultation, publié en 2015 : <http://www.nersa.org.za/Admin/Document/Editor/file/Electricity/Consultation%20Paper%20Small%20Scale%20Embedded%20Gx.pdf>
- Le site internet de <http://www.cityenergy.org.za/index.php>

2.2.4. T2 - Focus sur le Bénin

La recherche d'information sur le Bénin a été faite grâce à des discussions à distance avec des experts :

Jean Paul LAUDE, chef de projet, IED, Bénin

Sarah HOLT, chargée de projet, IED, Bénin

Gildas BANKOLE, Société Béninoise d'Énergie Electrique, Bénin

2.2.4.1. Secteur électrique

⁶ Étude "ICLEI Case Studies 174", en ligne http://e-lib.iclei.org/wp-content/uploads/2016/05/ICLEI_cs_174_NMBM_UrbanLEDS_2014-web.pdf

Au niveau de l'électricité, le Bénin est associé avec le Togo, pays limitrophe. En effet, l'import et l'export d'électricité pour ces deux pays sont la responsabilité d'une seule et même entité, la Communauté Electrique du Bénin⁷ (CEB) qui opère pour le compte de ces deux pays. Le prix de vente moyen⁸ (69.82FCFA /kWh en 2016) est supérieur au coût de revient moyen² (58.99kWh/kWh), mais le résultat d'annual est négatif et en dégradation depuis 2014. Le Bénin-Togo importe 6 fois plus d'électricité qu'il n'en produit⁹ et sa production est basée sur des centrales hydro et thermiques.

2.2.4.2. Position vis-vis du net metering

Malgré les nombreux facteurs propices à la mise en place du net metering cités au-dessus, le Bénin ne semble pas prêt à mettre en place un cadre réglementaire pour le net-metering. En effet, le Bénin n'a actuellement aucune expérience en matière de réglementation relative à l'injection réseau : il est en passe de mettre en place un tarif de rachat, ce qui semble prioritaire avant d'envisager le net metering. De plus, le fait que le Togo et le Bénin soit liés au point de vue de la réglementation électrique imposerait une réflexion globale à l'échelle des deux pays.

2.2.4.3. Pour aller plus loin

- La fiche-pays du Bénin
- Le site de la SBEE <https://www.sbee.bj/>
- Le site de la CED Bénin <http://www.cebnet.org/>

2.2.5. T2 - Focus sur le Burkina Faso

La recherche d'information sur le Burkina Faso a été faite grâce à des discussions à distance avec un expert :

Geraldine BRUGGMAN PALLIERE, chargée de projet, IED, Burkina-Faso

2.2.5.1. Secteur électrique

Au niveau de l'électricité, le Burkina-Faso se compose d'un réseau principal (appelé segment 1) sur lequel transite 91% de l'énergie totale qui est sous la responsabilité de la SONABEL, opérateur national. Les 9% restant forment le segment 2 et sont gérés par des coopérative électriques (COOPEL). Le prix de revient moyen est supérieur au prix de vente moyen ce qui entraîne un résultat net négatif de la SONABEL (17 millions d'euros de déficit en 2015). 36% de l'énergie produite est importée, majoritairement de la Côte d'Ivoire et dans une moindre mesure du Ghana et Togo (source ARSE - rapport d'activité 2014).

2.2.5.2. Position vis-vis du net metering

Malgré la dépendance aux importations et le fait que les capacités actuelles de production ne sont pas suffisantes pour répondre à la demande, la génération décentralisée par le net metering ne semble pas être appropriée au contexte burkinabé actuel. En effet, le Burkina-Faso est actuellement en train de mettre en place un cadre réglementaire pour le rachat d'électricité auprès des producteurs indépendants, ce qui semble prioritaire avant d'envisager d'autres dispositions pour l'injection réseau.

2.2.5.3. Pour aller plus loin

- La fiche-pays du Burkina

2.2.6. T2 - Focus sur le Kenya

La recherche d'information sur le Kenya faite grâce à une mission sur place à Nairobi (juin 2017) et des discussions à distance avec des experts :

Alfred OSEKO, avocat, Nairobi – Kenya

⁷ <http://www.cebnet.org/>

⁸ source CEB. <http://www.cebnet.org/ceb-en-bref/chiffres-cles>

⁹ source Rapport d'activité de la SBEE (société nationale) 2016

Joseph NJUGUNA, consultant en énergie et efficacité énergétique, Nairobi – Kenya
Jasmine FRAATZ, chargée de projet, GIZ (coopération allemande), Nairobi – Kenya
Florian SIMONSEN, chargé de projet, GIZ (coopération allemande), Nairobi - Kenya
Taric DE VILLIERS, consultant en énergie, Bruxelles, Belgique

2.2.6.1. Secteur électrique

Le Kenya se compose d'un réseau principal et de mini-réseaux. La production d'électricité est basée sur les énergies renouvelables avec 40% d'hydro et 49% de géothermie en 2016. La dépendance aux importations est très faible (1.7% de la production, importée majoritairement d'Uganda).

2.2.6.2. Position vis-vis du net metering

Suite à une assistance technique de la coopération internationale (GIZ) le Kenya est en passe de mettre en place un cadre réglementaire pour le net metering décrit dans l'Energy Bill de 2015. Depuis cette date, le texte est en discussion. Un tarif de rachat existe depuis 2012, mais seul un petit nombre d'entreprises ont réussi à avoir un contrat, car la procédure pour établir un contrat de rachat n'est complexe. Actuellement, malgré une exemption de droits de douane à l'import des panneaux solaires, l'investissement reste élevé et le tarif de rachat (0.12 USD /kWh) trop faible¹⁰ pour que le temps de retour sur investissement soit intéressant. On peut craindre la même difficulté avec le net metering si aucune subvention à l'investissement n'est mise en place pour aider les particuliers à investir dans des installations solaires.

2.2.6.3. Pour aller plus loin

→ La fiche-pays du Kenya

→ L'analyse de Solar Plaza : page 53 du rapport Fact & Figures 2017 (notamment des informations financières) : <https://www.solarplaza.com/channels/markets/11717/facts-figures-solar-energy-africa-2017/>

→ L'analyse de la coopération allemande (GIZ) : EUIE-PDF Kenya 2013 Project Renewable Energy Regulator Capacity Development – Assessment of a net metering programme in Kenya. Volume 1 Main Report. March 2014 pp3-5. March 2014

2.2.7. T2 - Focus sur le Cap Vert

La recherche d'information sur le Cap-Vert a été faite grâce à des discussions à distance avec un expert :

Lucius MAYER TASCH, GIZ

2.2.7.1. Secteur électrique

Le Cap-Vert est un pays composé de 10 petites îles et 13 îlots, situé dans l'océan Atlantique, il a peu de ressources naturelles. En 2012, le prix de détail de l'électricité pour le consommateur résidentiel était de 0.38 €/kWh soit un des plus chers d'Afrique subsaharienne (IRENA). Cependant, ce tarif élevé ne suffit pas à couvrir les coûts de revient, car la production est chère (82.7% de l'énergie provient de centrales thermiques - fuel ou diesel - entièrement alimentées par des importations) et le niveau de perte élevé (25% en 2007¹¹). Selon le directeur de l'Energie, la part d'énergie renouvelable est à 17.3% en 2017, soit un léger recul par rapport aux années précédentes.

2.2.7.2. Position vis-vis du net metering

Pour améliorer la situation électrique, le Cap Vert a élaboré un plan d'action ambitieux, visant une source 50% renouvelable pour son électricité en 2020. Un décret de 2011 a introduit le net metering pour la production renouvelable jusqu'à 100 kW sous l'appellation « micro génération ». Cependant, cette loi

¹⁰ pour 0.5-10MW installés - source : <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/kenya/name-127280-en.php>

¹¹ Source : <https://expressodasilhas.cv/economia/2018/02/25/perdas-totais-na-distribuicao-causam-prejuizos-de-27-milhoes-de-contos/56791>

n'a jamais été mis en œuvre.. Il semblerait que les délais de mise en application soient longs, car (i) le tarif n'est pas en faveur de la société nationale (ELECTRA) et (ii) la taille limite des systèmes est faible (100kW).

2.2.7.3. Analyse miroir de ce qui a été fait par IEA Tâche 1 (2016)

Tableau 4 - Synthèse du net metering au Cap-Vert

CAP VERT			
Auto-consommation PV	1	Droit d'autoconsommer	Oui
	2	Revenus issus de l'autoconsommation	Oui (economies)
	3	Charge à payer pour financer les sociétés de distribution	n/a
Surplus d'électricité PV	4	Revenus issus du surplus d'électricité injecté	n/a
	5	Délai max. pour utiliser les crédits gagnés	n/a
	6	Compensation géographique autorisée	non
Autres caractéristiques	7	Durée du contrat	indéterminée
	8	Propriété d'un tiers	non
	9	Réglementation	Law Decree n°1/2011
	10	Autres incitations à l'autoconsommation	non
	11	Limitation du système PV	100kW
	12	Limitation du réseau électrique	n/a
	13	Autres points	n/a

n/a : pas d'information recueillies

2.2.7.4. Pour aller plus loin

- La fiche-pays du Cap-Vert
- Le décret concernant le régime de microgénération « BO Da Republica de Cabo Verde – 3 de Janeiro de 2011 »
- Law Decree n° 14 / 2006: Organizational framework, role of stakeholders and tariff regulatory principles
- Law Decree n°30/2006: Licensing procedures for IPPs and Auto Producers;
- "Despacho" n° 14/2011: The Electricity Sector Tariff Methodology;
- Law Decree n°1/2011 (up-dated in Jan. 2014): Incentive Regime for Renewable Energy Promotion;

2.2.8. T2 - Focus sur le Ghana

La recherche d'information sur le Ghana a été faite grâce à des discussions à distance avec un expert : **Ebenezer NYARKO KUMI**, chercheur à l'Université de l'Énergie et des Ressources Naturelles, Ghana

2.2.8.1. Secteur électrique

Au Ghana, la demande de pointe a augmenté de 50% entre 2006 (1393MW) et 2016 (2087MW). La capacité de production a augmenté dans les mêmes portions sur cette période, mais le pays reste confronté à des coupures d'électricité. Le graphique ci-dessous montre que l'industrie et le secteur résidentiel représentent plus de la moitié de l'énergie générée au Ghana.

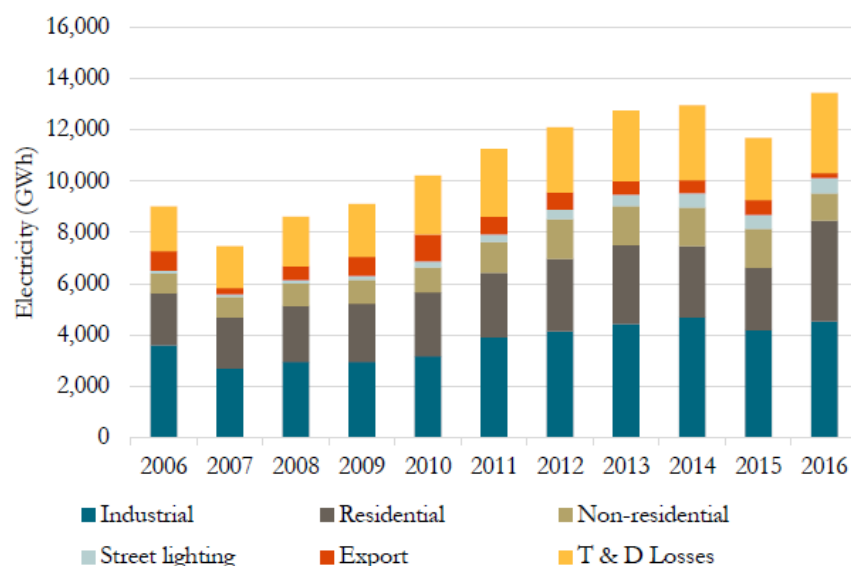


Figure 2 - Evolution de la consommation par usage

Source: Ebenezer Nyarko Kumi. 2017. "The Electricity Situation in Ghana: Challenges and Opportunities." CGD Policy Paper. Washington, DC: Center for Global Development. <https://www.cgdev.org/publication/electricity-situation-ghana-challenges-and-opportunities>.

Le transport de l'électricité est assuré par la GRIDCo, entreprise nationale, tandis que la distribution est à la charge de deux entreprises : La Compagnie Electrique du Ghana (ECG) et la Société de Distribution du Nord Ghana (NEDCo). Une carte des réseaux est disponible à l'adresse suivante : <http://www.gridcogh.com/en/national-grid.php>

2.2.8.2. Position vis-vis du net metering

Le Ghana a publié en 2015 un texte de loi pour encadrer le netmetering qui est autorisé pour des centrales de 200kWp max. Ce code juridique prévoit que chaque kWh exporté donne lieu à une compensation d'un kWh, entièrement supportée par les sociétés de distribution. Le coût du compteur bidirectionnel sera à la charge du client. Il était prévu qu'une étude pilote soit effectuée avant que le net metering soit mis en application. Cette étude pilote est à la charge du régulateur ERC et du Ministère de l'Énergie. A priori cette étude serait encore en cours et il n'a pas été possible d'obtenir les résultats. En 2016, un programme visant à encourager l'autoconsommation solaire a été lancé. Ce programme concerne les installations jusqu'à 500kWc (donc plus larges que celles pour lesquelles le net metering est autorisé : centrales jusqu'à 200kWc). L'objectif initial était le raccordement de 20 000 toits solaires, pour lesquels une aide est attribuée : soit une somme d'argent pour couvrir l'investissement des panneaux solaires, soit la fourniture en nature des panneaux. Pour obtenir cette aide, les conditions à respecter par le client sont les suivantes :

1. Remplacer les lampes par des lampes LED ;
2. Financer tous les composants autres que les panneaux ;
3. Installer tous les composants autres que les panneaux avant l'installation des panneaux soit faites (les panneaux sont fournis gracieusement par le programme) ;
4. Installer uniquement des batteries à cycle profond conçues pour les systèmes PV solaires ;
5. Veiller à ce que les composants respectent les normes minimales établies par la Ghana Standards Authority (GSA) ;
6. N'utiliser que des installateurs photovoltaïques agréés par la Commission de l'énergie pour tous les travaux d'installation

Si le net metering n'a pour l'instant pas donné de résultats concrets, plusieurs personnes ont déjà bénéficiés du Programme. Ainsi, lorsque le net metering sera en place, il sera possible de bénéficier à la fois des aides du Programme et des avantages du net metering.

Tableau 5 - Synthèse du net metering au Ghana

GHANA

Auto-consommation PV	1	Droit d'autoconsommer	Oui
	2	Revenus issus de l'autoconsommation	Oui (economies)
	3	Charge à payer pour financer les sociétés de distribution	n/a
Surplus d'électricité PV	4	Revenus issus du surplus d'électricité injecté	Oui*
	5	Délai max. pour utiliser les crédits gagnés	1 an
	6	Compensation géographique autorisée	non
Autres caractéristiques	7	Durée du contrat	illimité**
	8	Propriété d'un tiers	n/a
	9	Réglementation	Subcode 2015
	10	Autres incitations à l'autoconsommation	n/a
	11	Limitation du système PV	200kW
	12	Limitation du réseau électrique	n/a
	13	Autres points	n/a

* chaque kWh exporté donne lieu à une compensation d'un kWh

** peut-être résilié par le client à tout moment / peut être résilié par la société de distribution seulement si le client ne respecte pas la réglementation en vigueur (source : Subcode 2015 – 40 et 41)

n/a : Pas d'information

2.2.8.3. Retour d'expérience

Rien de concret pour le net metering. Pour réduire les délais entre la mise en place de la loi et la mise en application effective, il faut une volonté politique forte et des moyens de suivi.

Dans le cadre du Programme, certaines informations sont disponibles en ligne, telles que la liste des banques partenaires et une liste de 80 fournisseurs d'énergie solaire. C'est un très bon point pour l'information de l'utilisateur final. Malheureusement, ces données ne sont pas à jour en février 2018.

2.2.8.4. Pour aller plus loin

→ La fiche pays du Ghana

→ Des informations sur le secteur électrique au Ghana dans cette publication : Ebenezer Nyarko Kumi. 2017. "The Electricity Situation in Ghana: Challenges and Opportunities." CGD Policy Paper. Washington, DC: Center for Global Development. <https://www.cgdev.org/publication/electricity-situation-ghana-challenges-and-opportunities>

→ L'analyse de Solar Plaza : page 27 du rapport Fact & Figures 2017 (notamment des informations financières) : <https://www.solarplaza.com/channels/markets/11717/facts-figures-solar-energy-africa-2017/>

→ Le code juridique qui encadre le net metering (Subcode 2015)

<http://energycom.gov.gh/files/Net%20Metering%20Sub-Code%2C%202015.pdf>

→ Le site du Programme encourageant les toitures solaires :

<http://rooftopsolar.energycom.gov.gh/about-nrp>

→ Des informations supplémentaires sur le secteur de l'énergie :

<http://151.80.133.24:90/gheatweb/Home/Project>

2.2.9. T2 - Focus sur l'Inde

La recherche d'information sur le Inde a été faite grâce à l'analyse de documents issus de bureaux spécialisés dans l'analyse des marchés et opportunités économiques, notamment :

Bloomberg New Energy Finance (<https://about.bnef.com/about/>) qui est spécialisé dans l'innovation énergétique et les nouveaux marchés à l'international

Bridge to India (<http://www.bridgetoindia.com/>) qui publie régulièrement un état des lieux du solaire PV en toiture <http://www.bridgetoindia.com/reports/india-solar-map-september-2017/>

2.2.9.1. Secteur électrique

L'Inde est le troisième plus grand producteur et le quatrième plus grand consommateur d'électricité au monde, avec une puissance installée atteignant 340 GW en avril 2018. Le secteur de l'électricité est réglementé à la fois au niveau et au niveau fédéral (il y a donc un régulateur central chapotant les régulateurs fédéraux). L'énergie est l'un des secteurs clés attirant les Foreign Direct Investment (facilités

d'investissements) en Inde. Les tarifs sont fixés conformément à la politique tarifaire nationale (« National Tarrif Policy » 2006), où des modifications ont été apportées en 2016 afin de mettre davantage l'accent sur l'utilisation des ressources énergies renouvelables. Bien que le mix énergétique soit dominé par les sources thermiques (environ 65%), la part de l'hydroélectricité est d'environ 13% et les autres énergies renouvelables représentent environ 20% du mix total. L'Inde a un objectif ambitieux concernant la production PV, visant à atteindre 100GW en 2020, parmi lesquels 40GW devraient être installées en toiture. Pour y parvenir, plusieurs mesures d'incitation s'appliquent (voir la section Net metering). Par exemple, des obligations d'achat d'énergie ont été imposées : les compagnies de distribution doivent justifier d'un certain pourcentage d'énergie renouvelable allant de 4% à 14% de leur demande totale¹². En outre, l'Inde prépare une politique¹³ de « location de toit » (« Rent a roof » en anglais) pour permettre à quiconque de devenir un générateur solaire.

2.2.9.2. Position vis-vis du net metering

Le net metering, ainsi que tarif de rachat sont disponibles en Inde, selon la réglementation de chaque État. La propriété par des tiers est également autorisée. Cependant, elle n'est pas considérée comme une option de net metering, mais relève que ce qui s'appelle « Open Access » ("accès ouvert" en anglais). Voici ci-dessous un tableau publié dans le « Guide des meilleures pratiques - Mise en œuvre du programme photovoltaïque solaire de toiture au niveau de l'État en Inde » de l'Agence indienne de développement des énergies renouvelables (pages 19-20):

Tableau 6 - Business Models émergents en Inde

Type d'incitation	Ventes à la société de distribution		Vente à un tiers
	Net Metering	Tarif de rachat	Open Access
Capacité du système	Limité par un ratio de la demande contractuelle du consommateur voire par la charge autorisée au niveau du transformateur, sur la base du « premier arrivé premier servi » (voir annexe)	Limitée par la surface disponible sur le toit (ou liée à la capacité du transformateur de distribution associé) ou selon les termes de l'obligation d'achat le cas échéant.	Basé sur accord mutuel entre le producteur et le tiers
Propriété	Le producteur / consommateur	Le producteur / consommateur ou un tiers	Un tiers
Cycle de facturation	Selon le cycle de facturation actuel du consommateur	Mensuel	L'énergie solaire mensuelle doit être ajustée sur une base de 15 minutes
Compensation	L'excédent d'énergie peut être stocké pendant la durée de l'exercice financier, au terme duquel la production excédentaire sera payée à un tarif approprié déterminé par régulateur fédéral concerné.	Ne s'applique pas, car l'intégralité de l'énergie est vendue au tarif déterminé par la SERC concernée	Pas de compensation, car l'intégralité de l'énergie est vendue au tarif déterminé par la SERC concernée
Tarif	Tel que déterminé par le régulateur fédéral concerné (avec révisions périodiques possibles)	Tel que déterminé par le régulateur fédéral concerné (avec révisions périodiques possibles) ou basé sur un appel d'offre concurrentiel prenant pour référence	Basé sur accord mutuel entre le producteur et le tiers

¹² Page 38 <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/pdf/2015/09/taxes-and-incentives-2015-web-v2.pdf>

¹³ <https://www.livemint.com/Industry/Y9LTkS5U96ZXgaQIiyYHTM/Govt-planning-rent-a-roof-policy-in-solar-power-push.html>

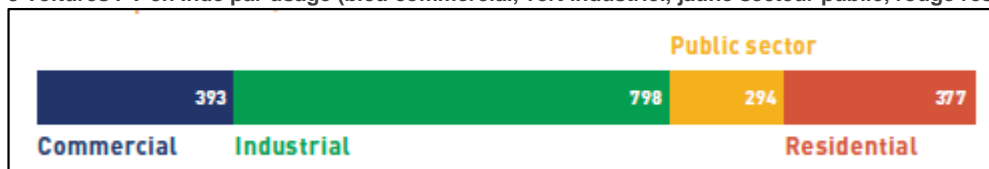
		les tarifs du régulateur concerné	
Taxe électrique	Pas applicable	Exempté	Exempté

Source : <https://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/Best-Practices-Guide-on-State-Level-Solar-Rooftop-Photovoltaic-Programs.pdf>

Ainsi, des limitations peuvent s'appliquer à la fois au niveau du transformateur (premier arrivé, premier servi) et au niveau d'un seul système.

En septembre 2017, la capacité installée totale de toiture solaire était de 1,861 MW. La répartition par type de client est telle que le graphique ci-dessous :

Figure 3 Toitures PV en Inde par usage (bleu commercial, vert industriel, jaune secteur public, rouge résidentiel)



Source: Bridge to India. India Solar Rooftop Map 2017. [online] <http://www.bridgetoindia.com/reports/india-solar-map-september-2017/>

2.2.9.3. Retour d'expérience

Valeur de l'énergie excédentaire : dépend de la réglementation des États

Impacts sur le consommateur final¹⁴: Actuellement, la capacité installée de toiture solaire ne représente que 3% de la valeur cible de 2022 (40GW) parce que le développement résidentiel a été plus lent que prévu. Le toit solaire profite surtout aux utilisateurs commerciaux, car :

(i) Le coût des systèmes solaire est en Inde 44% plus élevé pour l'utilisateur résidentiel que pour l'utilisateur commercial ou industriel, principalement en raison de coûts et absence d'économies d'échelle.

(ii) Le prix de détail de l'électricité résidentielle est de 4 à 6 roupies / kWh, tandis que le prix de détail commercial est d'environ 6 à 10 roupies / kWh / heure. Ainsi, les utilisateurs commerciaux sont plus intéressés par les sources d'énergie alternatives que les utilisateurs résidentiels.

(iii) La procédure administrative pour l'enregistrement en tant que prosumers serait longue et fastidieuse

(iv) La disponibilité des produits PV est moindre, car les entreprises ne génèrent que peu de profit avec le secteur résidentiel et ont préféré investir dans la création de gammes de produits PV pour les acteurs commerciaux ou industriels.

Impact sur les entités en charge de la distribution : n / a

2.2.9.4. Analyse miroir de ce qui a été fait par IEA Tâche 1 (2016)

Remplir un tableau de synthèse n'est pas pertinent, car il y a autant de réglementations que d'états.

2.2.9.5. Pour aller plus loin

→ La fiche pays de l'Inde

→ Le site de Bridge To India et leur Carte du Toit Solaire (Solar RoofTop) : <http://www.bridgetoindia.com/wp-content/uploads/2017/12/India-Solar-rooftop-Map-Dec.pdf> [en ligne]

→ Exemple de tarifs <http://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/Grid-Connected-Solar-Rooftop-policy/HERC-Tariff-order.pdf>

¹⁴ Bloomberg New Energy Finance. 2017. "Accelerating India Clean Energy Transition - The future of rooftop PV and other distributed energy markets in India. [online] <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/10/BNEF-Accelerating-Indias-Clean-Energy-Transition-Nov-2017.pdf>

→ La publication de Bloomberg New Energy Finance. "Accelerating India Clean Energy Transition - The future of rooftop PV and other distributed energy markets in India. 2017 [online]
https://data.bloomberglp.com/professional/sites/10/BNEF_Accelerating-Indias-Clean-Energy-Transition_Nov-2017.pdf

2.2.10.T2 - Focus du les Philippines

La recherche d'information sur les Philippines a été entamée par une mission sur place (cf. rapport de démarrage) puis grâce à des discussions avec des experts :

Sulpicio Junior LAGARDE, Manager général de la CENECO

Jayson CORPUS, Ingénieur sénior à la National Electrification Administration (NEA)

Michael VEMURI, GIZ

Ferdinand LARONA, GIZ

2.2.10.1. Secteur électrique

Les Philippines possèdent 3 réseaux électriques indépendants et de nombreux mini réseaux. La distribution est assurée par une vingtaine de sociétés. En 2009, une loi nommée « Renewable Energy Act » (Republic Act 9531) a été adoptée¹⁵. Elle impose aux sociétés de distribution un certain pourcentage d'énergie d'origine renouvelable (1% en 2020¹⁶). Si les Philippines possèdent des ressources hydro et géothermiques, ce sont actuellement les énergies fossiles qui dominent le mix énergétique (en 2016 : Gaz 16% / Fuel 17% / Charbon 34%)¹⁷

2.2.10.2. Position vis-vis du net metering

Le net metering a été introduit par la loi de 2013 et compte au 31 décembre 2017 1329 clients¹⁸ pour une capacité installée de 9.5MW¹⁹. Si le nombre est peu élevé, c'est à cause des lourdeurs administratives de la procédure de connexion d'une part, et des difficultés d'investissement d'autre part. En effet, pour être raccordé en net metering l'utilisateur doit payer une étude d'impact (dont le coût est fixé par la société de distribution, par exemple 5000 PhP -78€). Le client reçoit chaque mois des crédits monétaires dont la valeur correspond au coût de production moyen de l'énergie. C'est le régulateur ERC qui fixe mensuellement la valeur de ces crédits. Ainsi la valeur d'un crédit peut varier d'une société de distribution à l'autre, et d'un mois à l'autre. A titre d'exemple, en février 2018, pour un client consommant 100kWh à la Manila Electric Company (MERLACO) les crédits sont valorisés 4.66PhP/kWh tandis que le prix de vente est de 8.33PhP/kWh. A ce jour, aucune étude n'aurait montré un effet négatif du net metering sur les sociétés de distribution aux Philippines (manque à gagner causé par l'autoconsommation et l'utilisation de crédits).

2.2.10.3. Pour aller plus loin

→ L'analyse de KPMG, un groupe international agissant dans l'expertise comptable, publiée en 2015, page 52 [en ligne]

<https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/pdf/2015/09/taxes-and-incentives-2015-web-v2.pdf>

→ Les guides techniques édités par la GIZ, avec notamment des études de cas et calculs de temps de retour sur investissements dans différentes hypothèses

<https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/netmeter/net-metering-reference-guide-philippines-E.pdf>

→ Le texte de loi « the Renewable Energy Act » (RA 9513)

→ Une analyse de 2016: Roberto Verzola, Executive Director, Center for Renewable Energy Strategies. Philippine Pseudo-Net-Metering Scheme - Results In The Double-Charging Of Consumers [en ligne]

<https://rverzola.files.wordpress.com/2016/01/philippine-pseudo-net-metering-results-in-the-double-charging-of-customers-by-rverzola.pdf>

2.2.10.4. Analyse miroir de ce qui a été fait par IEA Tâche 1 (2016)

¹⁵ Page 52 <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/pdf/2015/09/taxes-and-incentives-2015-web-v2.pdf>

¹⁶ Echange avec Ferdinand Larona GIZ

¹⁷ *Philippine Power Situation Report 2016*

¹⁸ National Electrification Administration, décembre 2017

¹⁹ National Electrification Administration, décembre 2017

Tableau 7 - Synthèse du net metering au Philippines

PHILIPPINES			
Auto-consommation PV	1	Droit d'autoconsommer	Oui
	2	Revenus issus de l'autoconsommation	Oui (economies)
	3	Charge à payer pour financer les sociétés de distribution	Oui (taxe)
Surplus d'électricité PV	4	Revenus issus du surplus d'électricité injecté	Oui (crédits)
	5	Délai max. pour utiliser les crédits gagnés	1 an
	6	Compensation géographique autorisée	Non
Autres caractéristiques	7	Durée du contrat	Indéterminé
	8	Propriété d'un tiers	Non (1 projet pilote*)
	9	Réglementation	Grid code
	10	Autres incitations à l'autoconsommation	Exemption de taxes
	11	Limitation du système PV	100kW
	12	Limitation du réseau électrique	n/a
	13	Autres points	Un client doit être en importation nette sur l'année

* projet NAMA²⁰ qui doit travailler sur l'élaboration d'un cadre réglementaire.

n/a : pas d'information recueillies

2.2.11. T3- Analyse comparative

L'analyse comparative veut insister sur :

- La valeur de l'énergie excédentaire injectée dans le réseau
- Les impacts sur le consommateur final et le secteur PV
- Les impacts sur les sociétés de distributions

Tableau 8 - Comparatif des tailles limites

	Cap Vert	Ghana	Afrique du Sud	Inde	Philippines
Réglementation	Nationale	Nationale	Municipale	Fédérale	Nationale
Limitations système	100kW	200kW	100kW	*	100kW

* La puissance limite est variable en fonction des Etats, entre 250kW et 1MW, selon La Carte du Solaire en Toiture éditée par Bridge To India.

2.2.11.1. Valeur de l'énergie excédentaire injectée dans le réseau

Tableau 9 - Comparatif de la valeur de l'énergie excédentaire

	Cap Vert	Ghana	Afrique du Sud	Inde	Philippines
Réglementation	Chaque kWh injecté donne lieu à une compensation d'un 1kWh	Chaque kWh injecté donne lieu à une compensation d'un 1kWh	Dépend des municipalités	Dépend des Etats	Compensation égale au prix moyen de l'énergie produite

Sources : Réglementations nationale

2.2.11.2. Impacts sur le consommateur final

Les économies réalisées par l'autoconsommation, et d'autre part la rémunération de l'énergie injectée sur le réseau vont permettre à l'utilisateur d'amortir son système sur une durée d'autant plus faible que l'investissement initial est faible et que les conditions de compensations sont intéressantes.

²⁰ http://www.nama-facility.org/projects/?no_cache=1

Tableau 10 - Comparatif de l'impact sur le consommateur final

	Cap Vert	Ghana	Afrique du Sud	Inde	Philippines
Temps de retour sur investissement	n/a	n/a	7 à 12 ans (2015)	de 8.3 à 10.5 ans	6-7 ans (2013)
Sources	n/a	n/a	voir ci-dessous	Voir l'étude de cas de l'Inde	Voir l'étude de cas des Philippines

Source pour l'Afrique du Sud : Embedded energy generation experience in a South African metropolitan municipality.

[online] http://e-lib.iclei.org/wp-content/uploads/2016/05/ICLEI_cs_174_NMBM_UrbanLEDS_2014-web.pdf

2.2.11.3. Les impacts sur les sociétés de distribution

Tableau 11 - Comparatif des impacts sur les sociétés de distribution

	Cap Vert	Ghana	Afrique du Sud	Inde	Philippines
Point de vue des sociétés de distribution	La société nationale ELECTRA semble redouter des tarifs* désavantageux	Aucun impact actuellement, car aucune installation accréditée	Les sociétés de distribution (= les municipalités) négocient le tarif* (avec révisions annuelles) auprès du régulateur	n/a	Si les sociétés de distribution ont parfois redouté les tarifs* elles sont aussi incitées par l'obligation d'un certain % de renouvelable

* tarifs de revalorisation des kWh injectés par des particuliers dans le cadre de leur contrat de net metering

Les sociétés de distribution craignent une baisse de rentabilité due à (i) l'autoconsommation (réduction des ventes), (ii) la compensation énergétique (pertes de revenus) et (iii) les changements nécessaires dans la gestion des factures (renforcement des capacités du personnel).

Plusieurs moyens de réduire ces risques existent (se reporter aux items ci-dessous, explicités dans la section « Bonnes pratiques »)

- Adapter le cadre réglementaire au fur et à mesure que le nombre de producteurs/consommateurs augmente
- Optimiser le système de compensation (la valeur que les clients reçoivent pour chaque kWh injecté)
- Compenser uniquement l'énergie injectée

2.2.12.T4 - Bonnes pratiques

- **Commencer simple.** Commencer par les études puis une phase pilote qui donne des éléments concrets pour choisir la réglementation.
- **Faire évoluer le cadre réglementaire** au fur et à mesure de l'augmentation du nombre de prosumers. La GIZ, qui a accompagné la mise en place du net metering dans plusieurs pays, préconise un déploiement en deux phases²¹.
- **Etre clair et précis.** Le cadre réglementaire doit être clair et précis : à minima détailler les conditions d'éligibilité, la procédure de raccordement, les responsabilités de chacun (à qui appartient le compteur, qui le vérifie) et les spécifications techniques (taille du système). Le net-metering en groupe ou la compensation géographique sont des pratiques plus complexes qui ne sont pas adaptés dans un premier temps.

²¹ Voir EUIE-PDF Kenya 2013 Project Renewable Energy Regulator Capacity Development – Assessment of a net metering programme in Kenya. Volume 1 Main Report. March 2014 pp3-5. March 2014

- **Simplifier les procédures administratives** au maximum pour encourager la participation de tous. Les prosumers potentiels peuvent être découragés par les coûts des procédures qu'ils doivent supporter (par exemple certaines sociétés de distribution demandent aux Philippines une étude d'impact coûtant 5000PhP soit 78€– à la charge du prosumers²²)
- **Renforcer les capacités au sein des compagnies de distribution** qui devront mettre en place un nouveau système de facturation, comprendre les études d'impacts réalisés en amont des connexions, gérer les litiges, etc...
- **Optimiser le schéma de compensation** c'est à dire la valeur que le client reçoit pour chaque kWh injecté sur le réseau. Il s'agit de (i) ne pas pénaliser la société de distribution avec une valeur trop élevée (ii) être intéressant pour le client. Pour ne pas pénaliser la société de distribution, il y a plusieurs solutions : La valeur d'un kWh injectée doit être inférieure ou égale au coût moyen de production d'électricité, ou alors la quantité d'énergie injectable doit être limitée par la réglementation, ou encore les sociétés de distribution doivent recevoir une aide financière qui peut se traduire par une taxe spécifique. De plus, le coût du compteur doit être à la charge du client
- **Compenser uniquement l'énergie injectée.** En cas de problème sur le réseau qui empêcherait l'énergie d'être injectée, le client ne doit pas recevoir de compensation (pas de « deemed » generation sous le concept de net metering)
- **Empêcher client de devenir producteur indépendant :** La puissance injectable ne doit pas être supérieure à la puissance souscrite et le client doit être importateur net sur la période ; le client doit être un importateur net dur la période de compensation (un an dans la plupart des pays).
- **S'assurer du paiement des taxes** sur la consommation d'électricité : les crédits gagnés lors de l'injection réseau ne doivent pas être utilisés pour s'acquitter des taxes ou autres impôts. De plus les taxes basées sur la consommation doivent être calculée sur l'énergie totale consommée et non sur la seule énergie importée.
- **Prendre garde à ne pas impacter les réseaux :** Même si ce présent document s'attache pas contraintes techniques il faut les anticiper. Certains pays (l'Inde par exemple) instaurent des limites en termes de puissance au niveau du poste de transformation (par exemple à Dehli, la puissance injectée à un instant donné sur le réseau BT ne doit pas dépasser 20% ²³ de la puissance nominale du transformateur). Au Ghana, chaque entreprise de distribution doit publier un état des lieux annuels quant au net-metering (Ghana net metering subcode – 37)
- **Suivre la mise en pratique des lois :** Dans plusieurs pays (ex. Ghana, Cap-Vert) c'est la mise en place de la réglementation qui pose problème. Il est nécessaire d'avoir une volonté politique forte et de mettre en place des moyens nécessaires pour (i) traduire les lois en action et (ii) et suivre la mise en place par des états des lieux périodiques.
- **Choisir entre net metering et prépaiement :** Des pays étudiés, le net metering et le prépaiement, ne semblent pas compatibles. Par exemple, en Afrique du Sud, les clients en « prépayés » s'orientant vers du net metering doivent changer de compteurs. Des études sont en cours sur le sujet (Ghana²⁴, Afrique du Sud).

2.2.13.T5 – Mise en regards des enjeux

²² Source : Echange avec M. Ferdinand Larona, GIZ

²³ Bridge to India : : <http://www.bridgetoindia.com/wp-content/uploads/2017/12/India-Solar-rooftop-Map-Dec.pdf> [en ligne]

²⁴ Phase pilote : les compteurs net metering étaient en parallèle ou série avec les compteurs à pré/post paiement (presented by ing. mrs. sariel etwire Gm/ metering and technical services, ecg - <http://energycom.gov.gh/refair/files/ECG.pdf>)

Tableau 12 - Matrice des enjeux dites "SWOT" - Net metering pour les centrales solaires en toiture

<p><u>Forces (= conséquences positives)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ● Augmentation de la capacité installée ● Amélioration de l'accès à l'énergie (source propre et moderne) ● Diversification du mix énergétique ● Promotions des investissements privés à petite échelle ● Augmentation de la valeur du bâti ● Renforcement de la filière solaire / création d'emploi 	<p><u>Faiblesses (= conséquences négatives à réduire)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ● Manque à gagner pour la société de distribution ● Impact sur le marché de gros ● Coûts administratifs associés (adaptation de la gestion client) ● Eventuelles contraintes techniques
<p><u>Opportunités (= contexte favorable au net metering)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ● Croissance urbaine ● Fort ensoleillement ● Dépendance aux imports / Instabilité approvisionnement ● Incapacité à investir dans de nouvelles centrales ● Objectifs d'amélioration du service (par ex. ↑ accès électricité / ↓ pertes électriques / ↓ délestages) ● Objectifs politiques (développement ENR et Ville Durable) ● Coût du matériel PV en baisse ● Retours d'expérience de plus en plus nombreux 	<p><u>Menaces (= contexte défavorable au net metering)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ● Instabilité politique ● Réglementation inapproprié ● Frein (lobby) des sociétés de distribution ● Système de gestion de données inefficent ● Mauvaise coordination/manque de compétences des acteurs ● Disponibilité de nouvelles sources d'énergie à faible coût ● Incapacité des clients à investir

Source : Analyse IED à partir d'Energypedia et discussions avec des experts

Notons que la grande fluctuation des tarifs de l'électricité (causée par la fluctuation des coûts des combustibles fossiles) peut être à la fois une opportunité et une menace. En effet, si le coût des énergies fossiles est la seule motivation des gouvernements, alors la volonté politique sera fluctuante. C'est l'ambition d'augmenter la part des énergies renouvelable et d'augmenter la qualité/résilience du service électrique qui doivent être les moteurs.

2.2.14.T6 – Etudes de cas

L'objectif de cette section est de présenter des systèmes effectivement connectés sous contrat de net metering et les principales caractéristiques de leur fonctionnement.

2.2.14.1. Philippines

Les 2 études ci-dessous ont été réalisées par la GIZ²⁵ et publiées dans le rapport "Net-metering référence guide" ²⁶ (publiée en 2013, les tarifs restent cependant valables actuellement). Les temps de retour sur investissement sont de l'ordre de 7 ans.

Tableau 13 - Étude de cas aux Philippines (1)

Puissance nominale	5kWp en toiture d'une banque ²⁷ - Ayala Avenue Extension, Makati City
Caractéristiques	20 Panneaux solaires (CS6P 245) 2 onduleurs (SMA) 1 structure métallique (Mp Tec) 1 Web box (SMA)


²⁵ Avec l'aimable autorisation de Larona Ferdinand (GIZ)

²⁶ Markus DIETRICH, GIZ. 2013. Net-metering reference guide pp 38-45 [online] <https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/netmeter/net-metering-reference-guide-philippines-E.pdf>

²⁷ Bank of the Philippine Islands (BPI)

Temps de retour sur investissement	7 ans
Images	

Tableau 14 - Étude de cas aux Philippines (2)

Puissance nominale	8.46kWp chez un particulier ²⁸ - Mr Tom Thomas, Sta Rosa, Laguna
Caractéristiques	34 Panneaux solaires (MP TEC S-LINE 240) 2 onduleurs (SMA Sunny Boy 7000 et SMA Sunny Boy 2500) 1 structure métallique (Mp Tec) 1 Web box (SMA)
Temps de retour sur investissement	6-7 ans
Images	

Les calculs de temps de retour sur investissement ont été effectués grâce à la méthode de calcul définie par Markus Dietrich (consultant à la GIZ) – page 34 du Guide de Référence publié sur <https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/netmeter/net-metering-reference-guide-philippines-E.pdf>

2.2.14.2. Ghana

Une étude pilote est en cours, mais les résultats ne sont pas accessibles au moment de la rédaction de ce rapport.

2.2.14.3. Inde

Une étude de 2015, faite par Jagruti Thakur et Basab Chakraborty²⁹, a simulé les bénéfices de 10 prosumers urbains sur la base d'enquêtes (pour connaître les habitudes de consommation) et des hypothèses suivantes :

Tableau 15 - Paramètres pour l'étude de cas Inde

Paramètres	Valeur	Paramètres	Valeur
Charge supportée	80%	Taux de vente	7.2 Rs
Augmentation de la charge	+1.2%/an	Charge mensuelle fixe	10 Rs.
Rendement de l'onduleur	96%	Charges mensuelles minimum	28 Rs.
Rendement des panneaux	15%	Prêt (en % du capital)	70%
Rendement de conversion DC > AC	1.1	Intérêt du prêt	5% / an
Inclinaison (degrés)	30	Inflation	8.35% /an
Pertes	14,08%	Période d'analyse	25 ans
Dégradation du système solaire	-0.5%/an	Variation coût de l'électricité	+9.38%/an
Coût d'opération et maintenance	2400 Rs /an		

Toutes les simulations ont été effectuées à partir d'un outil de simulation du laboratoire NREL³⁰, en considérant un système est 100kWp et que la compagnie d'électricité est WBSEDCL (West Bengal

²⁸ Bank of the Philippine Islands (BPI)

²⁹ 1876-6102 © 2016 Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>). Peer-review under responsibility of the organizing committee of CUE 2015 doi: 10.1016/j.egypro.2016.06.139

³⁰ Logiciel SAM, en ligne sur <https://sam.nrel.gov/>

State Electricity Distribution Company Limited). Le temps de retour sur investissement varie de 8,3 à 10,5 ans.

L'étude complète dont un extrait est cité ci-dessus est disponible sur internet à l'adresse suivante : https://ac.els-cdn.com/S1876610216302089/1-s2.0-S1876610216302089-main.pdf?_tid=a47540ee-b8ef-4c0b-b270-a79dc5161391&acdnat=1525091004_6b6047165681e062c035033f23d4c185

1.1. Afrique du Sud

Malgré une demande faite à l'organisme de recherche Sud-Africain CSIR (Council for Scientific and Industrial Research) et aussi à une association d'industriels du Photovoltaïque (SAPVIA - South African Photovoltaic Industry Association), il n'a pas été possible de recueillir des données.

2.2.15. T7 – Opportunités pour les entreprises tricolores

La mise en place du net metering peut ouvrir des perspectives commerciales pour de nombreuses entreprises, notamment dans les secteurs suivants :

- Formation (renforcement des capacités des sociétés de distribution, au niveau électrique, mais aussi informatique)
- Expertise technique / juridique / appui à la mise en place des politiques, c'est-à-dire des missions de consultance auprès des décideurs
- Fourniture du matériel solaire (panneau solaire, équipement électronique, compteur, etc.) Les entreprises internationales intéressées par ce marché devront prendre garde aux taxes douanières qui sont très volatiles
- Fourniture de matériel et solution informatique (solution logicielle de facturation, suivi de la mise en place du net metering)

L'acquisition d'une centrale solaire par les particuliers voulant bénéficier du net metering se traduit par l'émergence de plusieurs business models³¹

Tableau 16 - Business models émergents

Achat cash	« Lease-to-own »*	Accord de vente/achat d'énergie
<ul style="list-style-type: none"> • Achat en une fois • Le client est propriétaire du système • Paiement pendant voire directement après l'installation 	<ul style="list-style-type: none"> • Aucun / Faible apport initial de la part du client • Le client devient propriétaire de son système après une certaine durée de location • Paiements récurrents pendant habituellement 3 à 7 ans 	<ul style="list-style-type: none"> • Aucun / Faible apport initial de la part du client • L'installateur est propriétaire du système. La propriété peut être transférée au client après une certaine durée (typiquement 5 ans) • Paiements régulier pour l'énergie générée

* Littéralement « Louer pour acheter »

2.3. Travail effectué par la phase 3

2.3.1. Objectifs

La Phase 3 consiste en la diffusion des résultats. L'objectif de cette diffusion est :

- D'apporter des outils d'aide pour les décideurs
- De toucher le plus grand nombre de personnes en utilisant des moyens de diffusion adaptés.

Ces objectifs se sont traduits en différentes tâches dont chacune est présentée ci-dessous :

³¹ Description et tableau issues d'une présentation de la Coopération Allemande (GIZ), Steffen Behrle, page 17 , 2017

Tableau 17 - Tâches de la phase 3

Tâche	Contenu	Avancement
T1	Créer des outils d'aide pour les décideurs	Fini
T2-a	Diffuser les résultats durant Pollutec 2018	En discussion
T2-b	Diffuser les résultats durant l'événement PVPS se déroulant en parallèle de PVSEC 2018	A venir
T3	Diffuser les résultats lors d'autres événements	En discussion
T4	Diffuser les résultats sur internet	Fini pour le 01/09
T5	Communiquer auprès d'acteurs ciblés (entreprises, ...)	Fini pour le 01/09

2.3.2. T1 - Créer des outils d'aide pour les décideurs

Un ensemble d'outils permet la diffusion des résultats :

- Un ensemble de « fiche pays » (en anglais)
- Un rapport complet en français et en anglais (au format de PVPS)
- Un poster présentant les principaux enjeux et résultats
- Un diaporama Powerpoint

2.3.2.1. Fiches pays

Pour chaque pays de l'étude, une fiche recto verso a été rédigée, à la fois en anglais, avec le souci d'être synthétique et clair. Ces fiches présentent les informations clés sous forme de chiffres ou graphiques et sont regroupées dans 7 rubriques :

- Net metering
- Secteur électrique
- Secteur urbain et résidentiel
- Production / Transport / Distribution
- Tarification
- Programme d'intérêt par rapport à l'énergie renouvelable ou l'efficacité énergétique
- Ressources complémentaires

2.3.2.2. Rapports complets en français et anglais

Un rapport complet et illustré d'une vingtaine de pages sera prochainement accessible en ligne et téléchargeable au format PDF. Il est au format de PVPS. Ces rapports seront disponibles en ligne d'ici le 27/07/2018 sur le site d'IED, rubrique News et rubrique Publication :

<https://www.ied-sa.fr/fr/accueil/actualites.html>

2.3.2.3. Poster présentant les principaux résultats



Il s'agit d'imprimer un poster présentant un résumé de la méthodologie et les principaux résultats (cf. exemple ci-contre). Le poster est en finalisation et un aperçu PDF sera communiqué d'ici la réunion COPIL.

2.3.2.4. Diaporama powerpoint

Ce diaporama donne une synthèse de l'étude et s'adresse à un public non expert. Il pourra être diffusé dans des événements ainsi que sur internet, selon les besoins à venir. Il existe en version française et en version anglaise.

2.3.3. T2-a – Diffuser les résultats durant le prochain salon Pollutec

Par le biais de l'ADEME, les résultats de l'études seront présentés durant le prochain salon Pollutec sur le stand de l'ADEME, en novembre prochain à Lyon. IED est en contact avec M. Walter PERSOLLO afin de finir de choisir quel livrable sera mis à disposition du public (fiches pays imprimées, poster ?) Ce salon se tiendra du mardi 27 novembre au jeudi 29 novembre au Parc des Expositions Eurexpo à Lyon. Plus d'informations : <http://www.pollutec.com/>
IED est aussi en discussion avec Tennerdis pour une diffusion des résultats sur le stand de Tennerdis à Pollutec 2018.

2.1.1. T2-b– Diffuser les résultats durant le prochain évènement PVPS / PVSEC

Chaque année, la conférence PVSEC est le rendez-vous des professionnels et chercheurs dans le domaine du photovoltaïque. Les inscriptions à la session de PVSEC 2018 étant clôturées depuis mars 2018, il ne sera pas possible d'y présenter les résultats.

En revanche, il sera possible d'afficher sur le stand de PVPS un poster présentant les résultats de l'étude. En effet, en parallèle de PVSEC, PVPS organise un salon visant à présenter les travaux réalisés par les différentes tâches.

En 2018, le programme est le suivant : <https://www.photovoltaique-conference.com/programme/parallels-events.html> La date limite pour l'envoi du poster est le 6 septembre 2018. A ce jour le poster est en cours de réalisation.

2.1.2. T3 – Diffuser les résultats lors d'autres événements

2.1.2.1. Evènements du réseau Tenerrdis

Le réseau Tenerrdis (www.tenerrdis.fr), auquel adhère IED, va être impliqué dans la diffusion des résultats dès lors que les résultats seront publiés sur internet, c'est-à-dire avant le 27/07/2018. Tenerrdis est pôle de compétitivité dans le secteur de la transition énergétique.

2.1.2.2. Evènement rattachés au service de coordination géographique de l'ADEME

Par le biais de l'ADEME, les résultats de l'étude pourront être présentés durant les prochaines manifestations professionnelles du secteur de l'énergie. IED a pris contact avec M. François GREAUME afin de finir d'évaluer quelle(s) valorisation(s) serait la plus pertinente.

2.1.3. T4 – Diffuser les résultats sur internet

2.1.3.1. Publication sur le site d'IED

Il s'agira page web sur le site internet d'IED. L'adresse URL de cette page web sera largement diffusée afin d'augmenter la visibilité de l'étude. La publication sera effective d'ici le 27/07/2018 sur le site d'IED, rubrique News et rubrique Publication :

<https://www.ied-sa.fr/fr/accueil/actualites.html>

2.1.3.2. Publication sur le site de l'ADEME

Le diaporama PowerPoint sera mis en ligne par l'ADEME et est accessible à partir de la page : <http://www.ademe.fr/recherche-innovation/programmes-recherche-internationaux/photovoltaïque-programmes-collaboration-technologiques-énergies-renouvelables>

2.1.3.3. Publication sur le site de PVPS

Il s'agira d'un lien sur le site de PVPS. Le rapport complet (en version anglaise et en version française) sera publié sur cette page :

<http://iea-pvps.org/index.php?id=385>

Actuellement la publication est en attente d'attribution d'un numéro ISBN.

Dès lors que les résultats seront en ligne, la newsletter (lettre d'information) PVPS mentionnera la publication de l'étude. IED est en contact avec Guilia Serra qui est responsable de la lettre d'information PVPS.

2.1.4. T5 – Communiquer auprès d'acteurs ciblés

2.1.4.1. Lettre d'information IED

Dès lors que les résultats seront en ligne, une newsletter (lettre d'information) IED sera diffusée : ceci permet de toucher nos partenaires et clients internationaux.

2.1.4.2. Message d'information sur Twitter

Dès lors que les résultats seront en ligne, l'ADEME publiera un message d'information sur Twitter.

2.1.4.3. Courriel ciblé aux fabricants de compteurs

Les fabricants de compteurs électriques peuvent être particulièrement intéressés par l'étude aussi un courriel sera envoyé, dès lors que les résultats seront en ligne, à :

Entreprise	Contact
Sagemcom	Nicolas LEFAHLER, nicolas.lefalher@sagemcom.com
Michaux	Sébastien DURAFFOURG, sduraffourg@michaud-export.com

2.1.4.4. Communication auprès de France Solar Industry

IED a pris contact avec Cyril Carobot, Secrétaire Général & Responsable relations internationales chez Syndicat des Energies Renouvelables pour voir ce qui serait envisageable en termes de coopération entre IED et Solar France Industry pour la diffusion des résultats.

2.1.4.5. Communication auprès de l'IRENA

Dès lors que les résultats de l'étude seront en ligne, IED entamera la discussion avec l'IRENA afin de leur présenter l'étude. Ce qui est envisagé est d'utiliser la newsletter de l'IRENA comme canal de diffusion de l'information.

2.1.4.6. Communication auprès de l'AER et du Club ER

Dès lors que les résultats de l'étude seront en ligne, IED informera l'AER (Agence d'Electrification Rurale) et le Club ER (Club des Agences d'Electrification Rurale) afin de leur demander de mentionner la publication de l'étude dans leur lettre d'information. Cependant, il est impossible de garantir qu'ils soient intéressés étant donné que ces acteurs œuvrent pour l'électrification rurale et que le net metering est à priori et pour l'instant peu approprié pour les zones rurales des pays émergents.

3. Planning prévisionnel

3.1. Calendrier et livrables

Le planning prévisionnel n'a pas évolué depuis le rapport de démarrage :

- **Juillet 2017 (Mois M+1³²)** : Délimitation des contours de l'étude – livrable : Premier rapport d'avancement intermédiaire
- **Juillet 2017 – Mai 2018 (Mois M+12)** : Collecte et analyse des données – livrable : Deuxième rapport d'avancement intermédiaire dû le 10 mai 2018
- **Juin 2018 – Septembre 2018 (Mois M+17)** : Finalisation de l'étude et dissémination des résultats - livrables : Rapport final dû le 27 août 2018

3.2. Réunions COPIL

Il est prévu la réunion suivante :

- **Réunion suite au rendu du rapport final :**

Vendredi 17 septembre 2018 14h30

Il est possible que ces dates ou horaires soient décalés pour faire face à d'éventuels imprévus.

³² Le mois M est celui de la notification



Résumé exécutif

PVPS est un programme de recherche collaborative sur des thématiques innovantes dans le domaine photovoltaïque. En 2013, un groupe de travail de PVPS a publié une comparaison des politiques encadrant l'autoconsommation PV des clients résidentiels dans les pays de l'OCDE. Suite à ce rapport, il a été décidé de lancer une seconde étude, reprenant le thème de l'autoconsommation PV, mais centré sur les pays dits émergents.

Il s'agit d'une étude comparative dans une sélection de pays africains (Cap-Vert, Burkina Faso, Bénin, Afrique du Sud, Kenya, Ghana) et asiatiques (Inde et Philippines) pour examiner et analyser leurs politiques respectives d'autoconsommation PV. Bien qu'il existe une multitude de politiques d'autoconsommation PV cette étude se concentre uniquement sur le net-metering, qui permet aux consommateurs qui génèrent une partie ou la totalité de leur propre électricité d'utiliser cette électricité à tout moment (injection de l'excédent sur le réseau permettant de gagner des crédits pour consommer gratuitement les mois suivants »).

Le fait de disposer d'un échantillon de pays est un moyen de mettre en évidence les défis et les opportunités liés au comptage net dans divers contextes (contexte insulaire du Cap-Vert et des Philippines, expérience étendue de l'énergie solaire en Inde, etc.).

En outre, cette sélection englobe à la fois les pays où les lois sur le mesurage net se déroulent sans heurt (Philippines, Inde) et les pays où le comptage net est autorisé bien qu'aucun cadre national ne soit encore fixé (Afrique du Sud). Cette sélection se concentre également sur les pays où la facturation nette ne s'applique pas : soit parce que la loi est longue à appliquer (Cap-Vert, Kenya), soit parce que les compteurs nets ne sont pas au cœur des préoccupations actuelles en matière de politique énergétique (Bénin).

À partir de cette sélection des pays et de la revue de la littérature, un inventaire des meilleures pratiques a été réalisé. Les résultats les plus importants sont les 3 points suivants :

- ① Des analyses approfondies sont nécessaires avant de mettre en place des systèmes de compensation.
- ② Une forte volonté politique est nécessaire pour transformer une loi en réalisations concrètes.
- ③ Il semble que le développement des compteurs nets dans les pays émergents peut être divisé en deux phases: (i) Une première phase où le net-metering est principalement destiné aux personnes dont les capacités d'investissement sont relativement élevées (par exemple les utilisateurs commerciaux plutôt que résidentiels) puis (ii) une deuxième phase où le net metering devient intéressant pour tous les types d'utilisateurs puisque les coûts solaires diminuent.

Si on fait un état des lieux des forces et faiblesses :

<u>Forces (= conséquences positives)</u> <ul style="list-style-type: none">● Augmentation de la capacité installée● Amélioration de l'accès à l'énergie (source propre et moderne)● Diversification du mix énergétique● Promotions des investissements privés à petite échelle● Augmentation de la valeur du bâti● Renforcement de la filière solaire / création d'emploi	<u>Faiblesses (= conséquences négatives à réduire)</u> <ul style="list-style-type: none">● Manque à gagner pour la société de distribution● Manque à gagner pour le gouvernement● Impact sur le marché de gros● Coûts administratifs associés (adaptation de la gestion client)● Eventuelles contraintes techniques
<u>Opportunités (= contexte favorable au net metering)</u> <ul style="list-style-type: none">● Croissance urbaine● Fort ensoleillement● Dépendance aux imports / Instabilité approvisionnement● Incapacité à investir dans de nouvelles centrales	<u>Menaces (= contexte défavorable au net metering)</u> <ul style="list-style-type: none">● Instabilité politique● Réglementation inappropriée● Frein (lobby) des sociétés de distribution● Système de gestion de données inefficace● Mauvaise coordination/manque de compétences des acteurs

<ul style="list-style-type: none"> ● Objectifs d'amélioration du service (par ex. ↑ accès électricité / ↓ pertes électriques / ↓ délestages) ● Objectifs politiques (développement ENR et Ville Durable) ● Coût du matériel PV en baisse ● Retours d'expérience de plus en plus nombreux 	<ul style="list-style-type: none"> ● Disponibilité de nouvelles sources d'énergie à faible coût ● Incapacité des clients à investir
---	---

Notons que la grande fluctuation des tarifs de l'électricité (causée par la fluctuation des coûts des combustibles fossiles) peut être à la fois une opportunité et une menace. En effet, si le coût des énergies fossiles est la seule motivation des gouvernements, alors la volonté politique sera fluctuante. C'est l'ambition d'augmenter la part des énergies renouvelable et la qualité/résilience du service électrique qui doivent être les moteurs.

De nombreuses sociétés de distribution craignent des pertes de revenus causées par le net metering. En fait, la mise en place du net metering impose aux sociétés de distribution de gérer les points suivants :

- l'enregistrement et la gestion des procédures,
- formation de personnel dédié,
- suivi d'un nombre croissant de producteur/consommateur et donc
- établissement de limitations techniques appropriées,
- négociations et rapports aux régulateurs
- normalement, une diminution des ventes et
- un accord principalement à long terme entre producteur/consommateur et service public (avec avantages et inconvénients respectifs).

Toutes ces questions rendent souvent les services publics réticents à introduire le net metering.

Parmi les aspects positifs, citons l'augmentation de la part d'énergie renouvelable dans le mix électrique (qui pourrait être intéressante en cas de RPS ou de Certificat verts) et un niveau de service souvent amélioré (intéressant en cas d'objectifs de qualité).

Le critère le plus important pour décider de l'introduction du net metering devrait être un calcul de scénario basé sur des hypothèses réalistes, pour avoir une idée de la question de savoir si le comptage net entraîne des pertes (financières) ou des gains. Si l'électricité est de toute façon vendue à un tarif subventionné ou si les factures d'électricité ne sont PAS payées par des groupes de consommateurs spécifiques (par exemple les institutions gouvernementales), le net metering peut certainement apporter des avantages en réduisant les pertes continues.

Au final, la mise en place du net metering peut ouvrir des perspectives commerciales pour de nombreuses entreprises, notamment dans les secteurs suivants :

- Formation (renforcement des capacités des sociétés de distribution, au niveau électrique, mais aussi informatique)
- Expertise technique / juridique / appui à la mise en place des politiques, c'est-à-dire des missions de consultance auprès des décideurs
- Fourniture du matériel solaire (panneau solaire, équipement électronique, compteur, etc.) Les entreprises internationales intéressées par ce marché devront prendre garde aux taxes douanières qui sont très volatiles
- Fourniture de matériel et solution informatique (solution logicielle de facturation, suivi de la mise en place du net metering)

Références bibliographiques

En plus des références citées dans le corps du rapport, les documents suivants ont été utilisés :

Bonnes pratiques & généralités sur le Net Metering

- GIZ. Grid Connection of Solar PV – Technical and Economical Assessment of Net Metering in Kenya 2011 page 53
http://kerea.org/wp-content/uploads/2012/12/Net_MeteringReport-Kenya.pdf
- EUEI-PDF Kenya 2013 Project Renewable Energy Regulator Capacity Development – Assessment of a net metering programme in Kenya. Volume 1 Main Report. March 2014 page 25.
http://www.renewableenergy.go.ke/asset_uplds/files/Net%20Metering%20Assessment%20Report%20Volume%201.pdf
- USAID. Lessons learned from various approaches in scaling up solar rooftop, 2017
https://d2oc0ihd6a5bt.cloudfront.net/wp-content/uploads/sites/837/2017/06/3_Lessons-learned-from-various-approaches-in-scaling-up-solar-rooftop-Boonrod-Yaowapruerk.pdf [online] data dated January 29th 2018
- Patrick Curran and Gerrit W. Clarke. Review of Net Metering Practices, 2012 [online]
http://www.reiaon.com/wp-content/uploads/downloads/2013/02/Review_of_NetMetering_Practices_v1.pdf

Outils pour le calcul de temps de retour sur investissement

Markus Dietrich, GIZ. Net metering reference guide, 2013 pages 34-35 [online]
<https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/netmeter/net-metering-reference-guide-philippines-E.pdf>

Informations spécifiques pour les pays de la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest

- ECREEE Portail avec des données électriques par pays.
<http://www.ecowrex.org/>

Comparaison entre le net metering et d'autres mécanismes d'incitations

- Net metering VS Tarif de rachat
GIZ. Grid Connection of Solar PV – Technical and Economical Assessment of Net Metering in Kenya 2011 (p26)
- Net metering en groupe VS compensation géographique
Gujarat Energy Research & Management Institute (GERMI).
<https://germipower.wordpress.com/2016/07/12/why-is-virtual-net-metering-the-next-big-thing-in-the-indian-rooftop-solar-market/>

Documentation sur les sujets annexes

- L'adéquation entre la production et la demande : "The Challenge of shifting peak electricity demand"
https://www.nesta.org.uk/sites/default/files/the_challenge_of_shifting_peak_electricity_demand.pdf
- Les consommateurs / producteurs en Afrique : UNIDO. Industrial Prosumers of Renewable Energy, Contribution to Inclusive and Sustainable Industrial Development 2015 [online]
https://www.unido.org/sites/default/files/2015-04/PROSUMERS_Energy_0.pdf

Index des tableaux et figures

Tableaux ⁽ⁱ⁾

Tableau 1 - Sélection des pays de l'étude	13
Tableau 2 - Tâches relatives à la phase 1	13
Tableau 3 - Etat des lieux du net metering dans le monde.....	14
Tableau 4 - Synthèse du net metering au Cap-Vert.....	19
Tableau 5 - Synthèse du net metering au Ghana	20
Tableau 6 - Business Models émergents en Inde	22
Tableau 7 - Synthèse du net metering au Philippines.....	25
Tableau 8 - Comparatif des tailles limites	25
Tableau 9 - Comparatif de la valeur de l'énergie exedentaire.....	25
Tableau 10 - Comparatif de l'impact sur le consommateur final	26
Tableau 11 - Comparatif des impacts sur les sociétés de distribution	26
Tableau 12 - Matrice des enjeux dites "SWOT" - Net metering pour les centrales solaires en toiture .	28
Tableau 13 - Étude de cas aux Philippines (1).....	28
Tableau 14 - Étude de cas aux Philippines (2).....	29
Tableau 15 - Paramètres pour l'étude de cas Inde	29
Tableau 16 - Business models émergents	30
Tableau 17 - Tâches de la phase 3.....	31

Figures⁽ⁱ⁾

Figure 1: Croissance urbaine et rurale au niveau mondial (1950-2050).....	10
Figure 2 - Evolution de la consommation par usage	20
Figure 3 Toitures PV en Inde par usage (bleu commercial, vert industriel, jaune secteur public, rouge résidentiel)	23

Sigles et acronymes

ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
AFPIA	Association pour la Formation Professionnelle dans les Industries de l'Ameublement
AIE	Agence Internationale de l'Énergie
ARE	Alliance for Rural Electrification
BT	Base Tension
CEDEAO	Communauté Economique des Etats d'Afrique de l'Ouest
CPV	Photovoltaïque à Concentration
CSP	Concentrated Solar Power
ECREE	Ecowas Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency
ENR (ou EnR)	Energies Renouvelables
GES	Gaz à Effet de Serre
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH
HT	Haute Tension
IRENA	International Renewable Energy Agency
KWh	Kilo Watt heure
MW	Mega Watt
PV	Photovoltaïque

PVPS	Photovoltaic Power Systems Programme
SWOT	Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats
TENERRDIS	Technologies, Energies Renouvelables, Rhône-Alpes, Drôme, Isère, Savoie, Haute Savoie
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée

L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale. L'Agence aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, les économies de matières premières, la qualité de l'air, la lutte contre le bruit, la transition vers l'économie circulaire et la lutte contre le gaspillage alimentaire.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de la Transition Écologique et Solidaire et du ministère de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

LES COLLECTIONS DE L'ADEME



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.





NET-METERING ET AUTOCONSOMMATION PHOTOVOLTAÏQUE DANS LES PAYS ÉMERGENTS

Résumé

L'objectif de l'étude est de collecter des exemples de bonnes pratiques de mise en place de politiques en matière d'autoconsommation/net-metering dans huit pays émergents afin de donner un aperçu du développement des producteurs/consommateurs grâce à ces mécanismes et d'apporter ces enseignements à des pays qui mettent actuellement en place cette législation.

Cette étude s'inscrit dans le cadre de la Tâche 9 de PVPS qui est un programme d'échange et de collaboration entre les membres de l'Agence Internationale de l'Énergie. La France à travers l'ADEME fait partie du comité exécutif de ce programme.

Les principaux résultats sont les 3 points suivants :

- ① Une réflexion approfondie doit être menée avant de mettre en place le net metering dans un contexte donné.
- ② Une fois la loi approuvée, une volonté politique forte est primordiale pour que des réalisations concrètes voient le jour.
- ③ Si le net metering dynamise le marché des équipements solaires, ce sont tout d'abord les clients commerciaux et industriels qui semblent bénéficier en premier lieu de ce marché, car leur capacités d'investissement sont plus élevées que les acteurs résidentiels.

Essentiel à retenir Le net metering est intéressant pour les pays émergents à condition que (i) des études amont soient menées pour déterminer le cadre réglementaire le plus adapté ; (ii) qu'une volonté politique forte suive la mise en place de ce cadre réglementaire.

ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Énergie

www.ademe.fr

