



# Mini-réseaux hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale

Présentation générale et recommandations pour leur déploiement



PVPS

PHOTOVOLTAIC  
POWER SYSTEMS  
PROGRAMME

Rapport IEA-PVPS T9-13:2013

PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME DE L'AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE

CLUB DES AGENCES ET STRUCTURES NATIONALES AFRICAINES EN CHARGE DE  
L'ÉLECTRIFICATION RURALE (CLUB-ER)

# **Mini-réseaux hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale**

Présentation générale et recommandations pour leur déploiement

Tâche 9 de l'AIE-PVPS, Sous-Tâche 4, Rapport AEI-PVPS T9-13:2013

CLUB-ER, Publication Thématique

Juillet 2013

ISBN : 978-3-906042-15-2

Auteur : Grégoire Léna (IED)

## Table des matières

1	Systèmes hybrides : définition et bénéfices attendus.....	7
1.1	Un contexte d'opportunités nouvelles .....	7
1.2	Caractéristiques de la solution hybride pour une centrale électrique type en zone rurale.....	8
2	Statut actuel des systèmes hybrides PV-diesel.....	12
2.1	Aperçu du développement de la technologie hybride en Afrique .....	12
2.2	Gamme de solutions techniques actuellement disponibles.....	14
2.3	Coûts et enjeux opérationnels des systèmes hybrides.....	15
3	Analyse du marché et indicateurs-clés pour les porteurs de projets .....	19
3.1	Proposition de segmentation du marché .....	19
3.2	Informations-clés pour la prise de décision en matière d'électrification rurale au moyen de systèmes hybrides.....	20
3.2.1	Électrification de base pour institutions villageoises (systèmes micro-hybrides de moins de 5 kWc) .....	20
3.2.2	Électrification de base d'un petit village rural (petit système hybride : de 5 à 30 kWc) ....	22
3.2.3	Électrification d'un village avec activités productives (système hybride de moyenne capacité : de 30 à 100 kWc) .....	25
3.2.4	Systèmes hybrides de grande capacité pour de petites villes ayant des activités économiques significatives (système >100 kWc) .....	28
4	Défis et recommandations pour la durabilité des systèmes .....	31
4.1	Principes généraux.....	31
4.2	Recommandations pour la conception de systèmes durables .....	32
4.2.1	Évaluations de préfaisabilité.....	32
4.2.2	Prévision de la demande.....	33
4.2.3	Conception du système.....	33
4.3	Recommandations pour une exploitation durable des systèmes hybrides.....	37
5	Perspectives pour un déploiement à plus grande échelle.....	38
5.1	Accroître l'implication des intervenants publics et du secteur privé .....	38
5.2	Nécessité d'une gamme de produits élargie et d'une concurrence accrue .....	38
5.3	Scénarios de déploiement futur .....	39
6	Annexe .....	41
6.1	Documents relatifs aux activités du CLUB-ER sur les systèmes hybrides .....	41
6.2	Résumé de la publication de ARE - USAID sur les mini-réseaux hybrides .....	42
6.3	Résumé des publications de la Tâche 11 du programme PVPS.....	48
6.4	Bibliographie .....	60

## Liste des schémas et des tableaux

Schéma 1 : Plan schématique d'un système hybride PV-diesel pour l'électrification rurale .....	7
Schéma 2 : Courbe de charge typique en zone rurale.....	8
Schémas 3 : Système hybride de 16 kWc en Mauritanie : courbe de charge quotidienne moyenne, énergie solaire produite, usage du parc de batteries et du groupe électrogène (valeurs en kW).....	9
Schémas 4 : Système hybride de 70 kWc au Cambodge : courbe de charge quotidienne moyenne, énergie solaire produite, usage du parc de batteries et du groupe électrogène (valeurs en kW).....	9
Schéma 5 : Évolution des prix des panneaux PV 1985-2011 .....	15
Schéma 6 : Structure de coût type d'un système hybride PV-diesel .....	15
Schéma 7 : Exemple d'un système hybride PV-diesel de 60 kWc en Équateur : simulation des coûts cumulés sur 20 ans.....	16
Schéma 8 : Carte du coût estimé du kWh fourni par une production diesel et par un système PV en mini-réseau en Afrique.....	18
Schéma 9 : Segmentation du marché des systèmes hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale dans les pays en développement (type de système et montant de l'investissement initial) .....	19
Schéma 10 : Principes de préparation et de mise en œuvre de projets durables en matière de systèmes hybrides hors réseau.....	31
Schéma 11 : Augmentation de la consommation de carburant des groupes électrogènes fonctionnant à faible facteur de charge .....	34
Schéma 12 : Durée de vie en fonction de la profondeur de décharge (pour des éléments de 2V, OPzS et OPzV).....	35
Tableau 1 : Fabricants d'onduleurs multifonctionnels pour application hybride, avec la gamme de puissance correspondante.....	14
Tableau 2 : Structure de coût de systèmes hybrides au Sénégal et au Cambodge .....	15
Tableau 3 : Matrice pour la prise de décision concernant les petits systèmes hybrides .....	22
Tableau 4 : Matrice pour la prise de décision concernant les systèmes hybrides de moyenne capacité ..	25
Tableau 5 : Matrice pour la prise de décision concernant les systèmes hybrides de grande capacité .....	29
Tableau 6 : Recommandations-clés pour la conception d'un système hybride durable.....	36

## Avant-propos

Le présent document est une publication conjointe de la Tâche 9 du programme PVPS de l'Agence Internationale de l'Énergie (*Photovoltaic Power Systems Programme*) et du CLUB-ER (Club des Agences et Structures nationales africaines en charge de l'Électrification Rurale). Il se fonde essentiellement sur les travaux passés effectués par les experts de la Tâche 9 de l'AIE-PVPS, ainsi que sur les séances de formation et les études de terrain menées dans le cadre des activités du CLUB-ER. Cette publication a de plus bénéficié des résultats de la Tâche 11 de l'AIE-PVPS (Systèmes photovoltaïques hybrides en mini-réseaux), ainsi que des publications de l'Alliance pour l'Électrification Rurale (ARE) et de l'Agence Internationale des Énergies Renouvelables (IRENA). Les références aux documents publiés par ces institutions figurent en Annexe.

### Le programme PVPS de l'AIE

L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), fondée en novembre 1974, est un organisme autonome œuvrant au sein de l'Organisation pour la Coopération et le Développement Économique (OCDE). L'AIE coordonne un programme de coopération dans le secteur de l'énergie entre ses 23 États membres. La Commission européenne participe également aux travaux de l'Agence.

Le **Photovoltaic Power Systems Programme de l'AIE (AIE-PVPS)** est l'une des ententes de collaboration mises en place par l'AIE dans le domaine de la recherche et du développement. Depuis 1993, ses participants mènent conjointement des projets variés en matière de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire en électricité.

Les 23 pays participants sont l'Australie (AUS), l'Autriche (AUT), la Belgique (BEL), le Canada (CAN), la Chine (CHN), le Danemark (DNK), la France (FRA), l'Allemagne (DEU), Israël (ISR), l'Italie (ITA), le Japon (JPN), la Corée du Sud (KOR), la Malaisie (MYS), le Mexique (MEX), les Pays-Bas (NLD), la Norvège (NOR), le Portugal (PRT), l'Espagne (ESP), la Suède (SWE), la Suisse (CHE), la Turquie (TUR), le Royaume-Uni (GBR) et les États-Unis d'Amérique (USA). La Commission européenne, la *European Photovoltaic Industry Association*, la *US Solar Electric Power Association*, la *US Solar Energy Industries Association*, ainsi que l'Alliance Internationale du Cuivre en sont aussi membres. Un comité exécutif, composé d'un représentant de chaque pays ou organisation membre, veille à l'orientation du programme global. La gestion des Tâches individuelles (projets de recherche / champs d'activités) est la responsabilité des *Operating Agents*. Des informations au sujet des Tâches en cours et achevées sont disponibles sur le site de l'AIE-PVPS : [www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)

### Le CLUB-ER

Le **Club des Agences et Structures nationales en charge de l'Électrification Rurale (CLUB-ER)** est un groupe de travail opérationnel dédié à l'électrification rurale en Afrique. Le CLUB-ER vise à accélérer le développement de l'électrification rurale en Afrique en créant les conditions d'un partage d'expertise et d'expérience, dont les bénéficiaires sont réciproques, entre les agences et structures nationales africaines responsables de l'électrification rurale. Il s'agit d'un réseau de plus de 30 entités publiques issues de 25 pays africains : agences d'électrification rurale, agences et commissions de régulation, fonds d'électrification rurale et sociétés nationales d'électricité, ayant pour mandat de mettre en œuvre la politique nationale en vigueur en matière d'électrification rurale.

Depuis sa fondation en 2002, le CLUB-ER bénéficie de financements de l'Agence française de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME), ainsi que de l'IEPF (Institut de l'Énergie et de l'Environnement de la Francophonie). Depuis 2008, le CLUB-ER reçoit également un financement de l'Union Européenne.

## Remerciements

Cette publication a bénéficié de la précieuse contribution de plusieurs experts internationaux. Nous tenons en particulier à remercier Erik Lysen, Anjali Shanker (IED), Caroline Nielsen (SERC), Michael Wollny (SMA), Georg Bopp (Fraunhofer ISE) et Brisa Ortiz (Fraunhofer ISE).

## Abstract

L'état des lieux de la technologie des systèmes hybrides PV-diesel destinés à l'électrification rurale est présenté et les principaux enjeux actuels – relatifs à la conception, aux aspects techniques et à la mise en œuvre de ces systèmes – sont abordés et analysés. Des conseils sont formulés à destination des décideurs afin de favoriser une prise de décision éclairée en matière de systèmes photovoltaïques hybrides pour l'électrification rurale. Les spécificités des systèmes hybrides sont explicitées, les marchés et les paramètres technico-économiques pour la planification des projets sont décrits. Enfin, les questions liées à la durabilité des systèmes hybrides et à leur développement effectif sont examinées.

## Résumé

**Les enseignements tirés des projets passés révèlent qu'au-delà des questions techniques, bon nombre de défaillances sont dues à des schémas organisationnels inappropriés ou peu clairs en ce qui concerne l'exploitation et la maintenance des systèmes, ainsi qu'au manque de modalités adéquates pour encourager un usage responsable de l'énergie dans un contexte de disponibilité limitée**

Avec la baisse des prix des panneaux solaires, les mini-réseaux hybrides PV-diesel suscitent une attention croissante parmi les institutions chargées de l'électrification rurale et les bailleurs de fonds. L'objectif étant de compenser la hausse du prix des carburants, de réduire les coûts d'exploitation et d'offrir un service de meilleure qualité que celui des systèmes classiques basés sur une source unique. La combinaison des technologies offre en effet des opportunités intéressantes pour surmonter certaines limitations techniques.

Le déploiement futur de la technologie hybride dans les pays en développement sera porté par divers facteurs, selon le type d'application. La gamme des systèmes micro-hybrides pour l'alimentation fiable et économique des stations de télécommunication poursuit actuellement son expansion. Le développement de petits systèmes hybrides décentralisés répondant aux besoins d'électrification des populations rurales isolées dépendra, quant à lui, de l'impulsion donnée par les institutions chargées de l'accès des usagers ruraux aux services essentiels. Le renforcement des capacités des acteurs locaux et l'accès aux financements concessionnels seront des facteurs-clés pour le développement de ce segment. Les systèmes hybrides décentralisés de moyenne capacité ont, pour leur part, encore besoin de volonté politique accrue pour favoriser l'implication du secteur privé. Quant aux systèmes hybrides de grande capacité, ils nécessitent des investissements substantiels et une rentabilité conséquente. Le secteur privé devrait donc jouer un rôle décisif dans leur développement, en tant qu'investisseur et fournisseur de systèmes clé-en-main. Par ailleurs, la question de l'extension du réseau interconnecté vers les localités équipées de mini-réseaux reste critique.

Les enseignements tirés des projets passés révèlent qu'au-delà des questions techniques, bon nombre de défaillances sont dues à des schémas organisationnels inappropriés ou peu clairs en ce qui concerne l'exploitation et la maintenance des systèmes, ainsi qu'au manque de modalités adéquates pour encourager un usage responsable de l'énergie. Les principales causes de défaillance sont le faible niveau de compétences et d'information des utilisateurs, les augmentations imprévues de la demande, les recettes insuffisantes, l'indisponibilité d'un service après-vente et, enfin, des régimes de propriété et de gestion inadaptés.

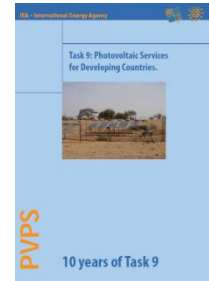
**Le recours à la technologie photovoltaïque pour réduire les coûts de production des centrales diesel exige des capitaux significatifs en comparaison avec ceux des projets classiques. Par ailleurs, les systèmes hybrides PV-diesel introduisent une complexité technique nouvelle dans des régions où les compétences requises sont le plus souvent absentes.** L'instauration d'un environnement plus sûr reste nécessaire à la participation des investisseurs privés. Les partenariats public-privé doivent donc être promus et facilités.

L'appropriation des projets par les usagers et les communautés locales est essentielle pour la pérennité des projets. Des actions de renforcement des capacités locales et de formation à l'exploitation et la maintenance seront nécessaires pour assurer la durabilité des projets à long terme. Il faut enfin que les agences d'électrification encouragent l'implication des autorités locales dès la planification des projets, au long de leur mise en œuvre, ainsi que pour l'exploitation et la maintenance des systèmes sur une base locale.



## Introduction

Le photovoltaïque, ainsi que les autres technologies des énergies renouvelables, peuvent significativement contribuer au développement économique et social. Aujourd'hui, près de 1,5 milliard de personnes dans le monde, dont bon nombre vivent dans des régions isolées, n'ont toujours pas accès à l'électricité et à l'eau potable, à des soins de santé de base, à l'éducation et à d'autres services essentiels. Or l'impact de ces insuffisances dépend fortement de l'accès à l'électricité. En 1998, le comité exécutif du programme PVPS de l'AIE a donc décidé la création d'une nouvelle Tâche afin de contribuer plus efficacement à la résolution de ces problèmes. Il s'agissait de la toute première activité de l'AIE ciblant des pays non-membres de l'OCDE. Durant ses dix premières années, de 1999 à 2009, la **Tâche 9** a consacré ses activités au *Développement des services PV dans les pays en voie de développement*. Des *Guides des pratiques recommandées* ont été rédigés, abordant des enjeux tels que la conception des programmes, les cadres institutionnels, les sources de financement et les *business models*, ainsi que la qualité de gestion et le renforcement des capacités. Les leçons tirées des expériences sur cette période ont été résumées dans la publication *10 years of Task 9*.



Afin de répondre simultanément aux exigences des diverses organisations, gouvernements, banques et agences de développement et aux évolutions rapides de la technologie, le champ d'action de la Tâche 9 a été étendu en 2010 au *Déploiement des services photovoltaïques pour le développement régional*. Ses activités incluent désormais :

- Le photovoltaïque pour les besoins des communautés rurales
- Le photovoltaïque pour les mini-réseaux et les systèmes hybrides
- L'intégration du photovoltaïque dans l'environnement urbain
- Les systèmes photovoltaïques à grande échelle.

Les activités du CLUB-ER (ateliers, formations, publications, participation à des conférences internationales) gravitent autour de cinq thèmes de travail :

- Thème 1 : Renforcement de l'impact de l'électrification rurale sur la réduction de la pauvreté et le développement durable
- Thème 2 : Cartographie organisationnelle de l'électrification rurale, émergence des opérateurs nationaux privés et électrification transfrontalière
- Thème 3 : Outils et technologies au service de la planification de l'électrification rurale, dont les Systèmes d'Information Géographique
- Thème 4 : Cahiers des charges techniques adaptés à l'électrification rurale et à la réduction des coûts
- Thème 5 : Aspects financiers de l'électrification rurale (mécanismes de financement nationaux et internationaux, politique tarifaire, taxation) et réglementation.



En 2011, à la suite d'une étude consistant à identifier les systèmes hybrides existants en Afrique de l'Ouest et de l'Est, le CLUB-ER a organisé deux ateliers de formation portant sur les solutions hybrides PV-diesel et éolien-diesel pour l'électrification rurale. Ces ateliers ont été destinés aux ingénieurs et aux techniciens des organisations membres. Les principaux fabricants de solutions techniques pour la production électrique décentralisée présents en Afrique ont été invités. Le présent document se fonde en grande partie sur les contributions, les analyses et les échanges qui ont eu lieu lors de ces ateliers.

## Portée du présent document et public visé

Cette publication vise à présenter les derniers développements en matière de **systèmes hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale**, ainsi qu'à mettre en lumière les principaux enjeux qui s'y rattachent – à la fois du point de vue de la conception, des dimensions techniques et de la mise en œuvre. Ce document ne traite pas des systèmes hybrides associant les groupes électrogènes diesel à d'autres technologies d'énergies renouvelables que le photovoltaïque. Le propos se concentre ici explicitement sur l'électrification rurale, et avant tout sur les mini-réseaux décentralisés. Le présent document pourra être complété par des publications ultérieures.

Les décideurs au sein des institutions en charge des programmes d'électrification rurale, du financement de l'électrification, les bailleurs de fonds, de même que les intervenants privés – chacun trouvera dans ce document des informations utiles permettant d'éclairer les décisions relatives aux systèmes solaires hybrides à destination de l'électrification rurale.

# 1 Systèmes hybrides : définition et bénéfices attendus

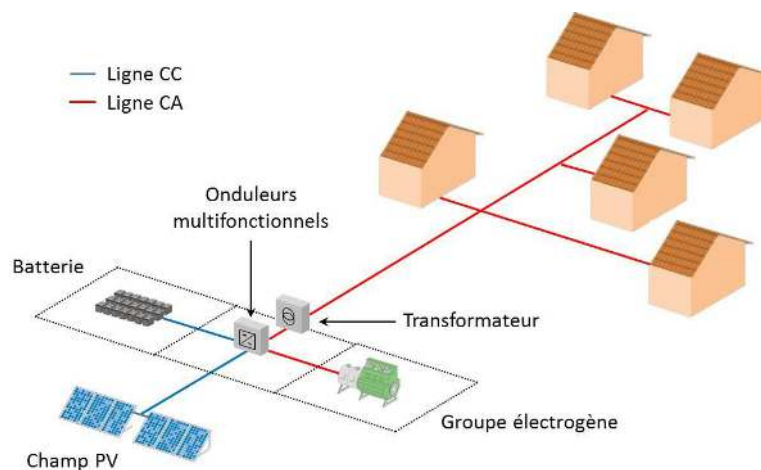
## 1.1 Un contexte d'opportunités nouvelles

L'électrification progressive des zones non encore raccordées au réseau électrique principal, ou trop isolées pour envisager une extension des lignes de transport et de distribution, a principalement été réalisée via l'installation de groupes électrogènes diesel décentralisés, ainsi que, dans une moindre mesure, par le biais de systèmes utilisant des sources locales d'énergies renouvelables, tels que les systèmes PV autonomes.

Chacune de ces deux technologies comporte cependant des limitations. L'option des groupes électrogènes souffre de la hausse du prix des carburants, à laquelle s'ajoute non seulement le coût du transport du carburant dans des régions souvent difficiles d'accès, mais aussi celui de l'exploitation et de la maintenance dans ces régions isolées ; sans compter la dégradation des rendements énergétiques des groupes électrogènes lorsqu'ils sont utilisés à faible facteur de charge. De son côté, l'énergie solaire est intermittente, ce qui nécessite un équipement de stockage de l'électricité non consommée à l'instant de sa production (c'est-à-dire aux heures d'ensoleillement) ; elle suppose d'importants investissements initiaux, bien que par la suite ses coûts d'exploitation soient faibles. La combinaison de ces deux technologies permet de compenser certains de ces inconvénients. C'est pourquoi les systèmes hybrides PV-diesel offrent des perspectives intéressantes, et peuvent être avantageusement mis en œuvre dans le cadre de mini-réseaux locaux.

Un système de production hybride est un système combinant deux sources d'énergie (ou davantage) utilisées conjointement, incluant souvent (mais pas nécessairement) une unité de stockage, et raccordé à un réseau de distribution local (mini-réseau). Les panneaux photovoltaïques produisant du courant continu (CC) et les mini-réseaux fonctionnant en courant alternatif (CA), le cœur d'un système hybride est constitué d'un onduleur multifonctionnel capable de convertir les courants continu et alternatif, de contrôler les systèmes de production et de stockage, ainsi que de fixer la tension et la fréquence du mini-réseau<sup>1</sup>.

Schéma 1 : Plan schématique d'un système hybride PV-diesel pour l'électrification rurale



Le mini-réseau local pourra à terme être raccordé au réseau national. Dans ce cas, les infrastructures de production hybride existantes seront mises en concurrence avec la production centralisée du point de vue du coût de production (généralement plus élevé que celui de la production centralisée), ainsi qu'au niveau de la disponibilité et de la fiabilité du service (potentiellement meilleures que celles de

<sup>1</sup> Les diverses fonctions énumérées ici peuvent être réalisées soit par une unité centralisée (comme représenté sur le schéma), soit par plusieurs composants distincts connectés entre eux par un bus CA ou un bus CC.

l'approvisionnement offert par le réseau national, souvent sujet aux délestages et à un service limité dans les zones rurales). Par ailleurs, l'interconnexion de tels mini-réseaux au réseau national pourrait contribuer à la stabilité de ce dernier.

Ce document s'intéresse aux systèmes hybrides PV-diesel composés d'un champ photovoltaïque, d'un groupe électrogène diesel et d'un parc de batteries, cet ensemble étant relié à un mini-réseau de différentes envergures possibles, allant du petit réseau villageois jusqu'au réseau indépendant d'une petite ville. Les micro-systèmes hybrides PV-diesel sans mini-réseau y sont aussi traités. Les centrales solaires PV raccordées au réseau national, ou à un réseau régional, mais dépourvues de capacité de stockage, ne font pas partie du périmètre de ce document.

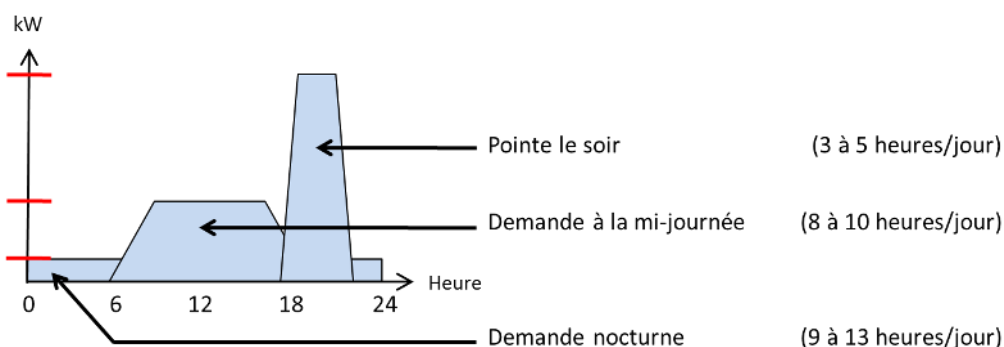
Dans le contexte actuel de baisse du prix des panneaux photovoltaïques, les systèmes hybrides PV-diesel suscitent un intérêt réel de la part des institutions responsables de l'électrification rurale et des bailleurs de fonds, car ils permettent non seulement d'amortir l'impact de la hausse des prix des carburants et de réduire les frais d'exploitation, mais aussi d'offrir une meilleure qualité de service qu'avec un système classique basé sur une seule source d'énergie.

## 1.2 Caractéristiques de la solution hybride pour une centrale électrique type en zone rurale

### *Contexte général des besoins en électricité en milieu rural*

La courbe de charge typique d'un village rural est habituellement composée d'une pointe significative en soirée, qui correspond principalement aux usages d'éclairage, d'une demande importante le matin et l'après-midi, et d'une base. La base concerne généralement les premières heures du jour, mais peut parfois inclure une consommation nocturne. Dans bien des cas, la puissance de pointe le soir est deux à cinq fois plus élevée que la plus forte puissance appelée en période de base. La demande énergétique nocturne est assez limitée dans les zones rurales (ou même inexistante dans les petits villages) : la puissance appelée est donc d'ordinaire très basse la nuit, comparée aux pointes du soir et de la mi-journée.

Schéma 2 : Courbe de charge typique en zone rurale



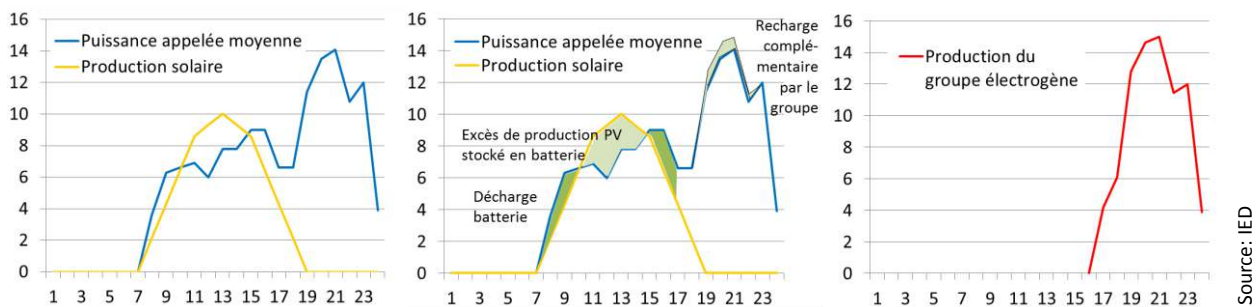
Un système de production composé uniquement d'un groupe électrogène ne permet pas d'alimenter pendant plusieurs heures une demande trop faible. En effet, lorsque le facteur de charge d'un groupe est faible, son moteur diesel se dégrade, son rendement est plus faible et la surconsommation de carburant rend cet usage économiquement non-rentable. C'est pourquoi la demande électrique potentielle pendant la nuit n'est le plus souvent pas desservie dans les petits villages. La différence significative entre les niveaux de demande du matin et du soir favorise les solutions à deux groupes électrogènes de puissances différentes, afin de pouvoir s'adapter à ces différents niveaux de demande.

### Avantages des systèmes hybrides dans ce contexte

Dans ce contexte, l'hybridation avec des panneaux photovoltaïques et un parc de batteries offre la possibilité de répondre à une demande basse pendant plusieurs heures durant la nuit grâce à la batterie et, selon la capacité PV installée, de couvrir partiellement ou complètement les demandes du matin et de l'après-midi. Le groupe électrogène diesel est utilisé pour couvrir la pointe du soir et pour assurer la recharge complète des batteries si nécessaire<sup>2</sup>.

Les schémas suivants sont basés sur la courbe de charge d'une centrale thermique diesel existante alimentant le village de Ain Ehel Taya, en Mauritanie<sup>3</sup>. Ces schémas montrent la production actuelle du groupe électrogène diesel de 55 kVA existant, cette même production après l'ajout d'un système PV de 16 kWc et d'un parc de batteries de 150 kWh, pour une demande électrique quotidienne de 140 kWh.

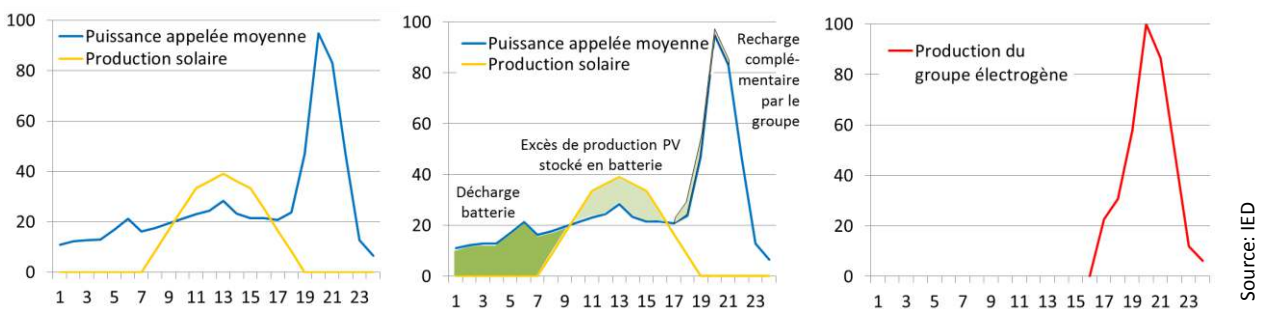
**Schémas 3 : Système hybride de 16 kWc en Mauritanie : courbe de charge quotidienne moyenne, énergie solaire produite, usage du parc de batteries et du groupe électrogène (valeurs en kW)**



Ici, le taux de pénétration annuel<sup>4</sup> de la composante PV atteint 35%. L'hybridation réduit la consommation de carburant, améliore les performances du groupe (car ses périodes d'utilisation à faible charge sont diminuées) et réduit sa durée journalière d'usage, ce qui accroît sa durée de vie.

Les schémas suivants illustrent la production d'un système PV de 70 kWc avec un parc de batteries de 600 kWh, adjoints à une centrale dotée de trois groupes électrogènes (73 kVA, 125 kVA et 175 kVA), au Cambodge. Ce système est actuellement à l'étude.

**Schémas 4 : Système hybride de 70 kWc au Cambodge : courbe de charge quotidienne moyenne, énergie solaire produite, usage du parc de batteries et du groupe électrogène (valeurs en kW)**



<sup>2</sup> Ce n'est pas là la seule manière de faire fonctionner un système hybride PV-diesel. Par exemple, l'énergie solaire, via les batteries, peut être employée pour fournir une puissance additionnelle durant les pics de demande, réduisant d'autant la charge du groupe électrogène, qui peut alors fonctionner de façon plus régulière. Outre ces deux stratégies opérationnelles, de nombreuses autres options sont possibles. Ce document se concentre sur la stratégie décrite plus haut, parce qu'elle apparaît comme la plus pertinente dans les conditions habituelles de l'électrification rurale dans les pays en développement. Pour plus d'information, voir [12] et [13].

<sup>3</sup> La centrale thermique diesel a été installée à Ain Ehel Taya en 2007, grâce au cofinancement de l'Agence Française de Développement et de l'État mauritanien.

<sup>4</sup> Le taux de pénétration annuel de la composante PV est calculé en divisant la quantité d'énergie produite par le système PV par la quantité totale d'énergie fournie par la centrale hybride sur une période d'un an. Ce taux est différent du taux de pénétration instantané qui, à un instant donné, correspond au ratio de la puissance générée par le système PV sur la puissance active appelée par les charges.

Dans le dernier cas ci-dessus, le taux de pénétration PV est de 45%. L'hybridation permet de répondre à la demande en base grâce aux batteries, plutôt qu'à l'aide d'un petit groupe électrogène fonctionnant 16 heures par jour, ce qui impliquerait de mauvaises performances et une durée de vie réduite.

### **Problématiques spécifiques**

Les problématiques majeures qui surgissent lors de la migration d'un modèle fondé sur le diesel seul vers un modèle hybride PV-diesel sont relatives à l'accès au financement, à l'accroissement des risques techniques et aux besoins en personnel qualifié.

#### **Financement**

En raison de la faible densité de population et de la dispersion de l'habitat, assurer l'approvisionnement en électricité dans les zones rurales est une tâche difficile en l'absence d'un mécanisme de subvention. Cela est vrai pour les solutions exclusivement basées sur le diesel, mais aussi pour les systèmes hybrides.

Les modèles de subvention existants pour la production décentralisée comprennent habituellement des subventions aux investissements (équipement de production et infrastructures, raccordement des clients, etc.) et des subventions aux coûts d'exploitation (généralement des subventions sur les dépenses en carburant supportées par les opérateurs locaux).

→ Dans les pays où l'électricité est subventionnée (là où les consommateurs ne paient pas le prix réel de l'énergie qu'ils consomment), la transition d'un système diesel conventionnel vers un système hybride PV-diesel induit un transfert des subventions auparavant consacrées aux coûts d'exploitation vers des subventions à l'investissement initial. Il s'agit d'un changement important pour les autorités publiques en charge de subventionner l'électrification rurale. Cette transition entraîne également un changement de perspective pour les bailleurs de fonds.

→ Si les investisseurs sont des entreprises privées, ceci pose la question de la volonté des investisseurs d'immobiliser leurs capitaux sur des investissements d'une durée d'au moins 10 ans, et par ailleurs celle de leur capacité à lever des fonds pour des investissements à forte intensité en capital.

#### **Besoins en personnel qualifié supplémentaire**

La transition technologique implique aussi un changement dans les compétences techniques requises chez les opérateurs et les installateurs. Si cette transition crée de nouvelles opportunités pour les distributeurs locaux d'équipement, il est parfois difficile, dans les zones rurales, de retenir sur place le personnel qualifié.

→ Une approche exhaustive pour encourager l'essor de cette technologie dans les pays en développement doit inclure le renforcement des capacités, la formation, la promotion de la technologie et le soutien aux équipementiers locaux et fournisseurs de services.

#### **Risques techniques**

Les batteries et les onduleurs intégrés dans les systèmes hybrides introduisent des risques techniques supplémentaires en comparaison des systèmes basés sur les seuls groupes électrogènes.

→ La disponibilité des pièces de rechange, l'existence de circuits de distribution couvrant les zones rurales, ainsi que la disponibilité d'un service après-vente pour le dépannage des onduleurs électroniques sont essentielles pour assurer la continuité du service. Regrouper les projets afin d'offrir à moindre frais des services de maintenance et de distribution de pièces de rechange peut contribuer à résoudre ces problèmes.

### *Points-clés sur les avantages et les enjeux des systèmes hybrides*

- Les principaux avantages apportés par l'hybridation d'une centrale thermique diesel sont l'amélioration de la qualité du service, l'extension de la durée du service aux heures de faible demande, la réduction de la consommation de carburant, ainsi qu'une diminution de l'utilisation du groupe électrogène.
- A l'heure actuelle, la technologie hybride PV-diesel appliquée à l'électrification rurale nécessite encore des mécanismes de subvention.
- Cette technologie est significativement plus complexe que les solutions basées sur un groupe électrogène seul.

## 2 Statut actuel des systèmes hybrides PV-diesel

### 2.1 Aperçu du développement de la technologie hybride en Afrique

La présente section est basée sur les informations fournies par les représentants des agences chargées de l'électrification rurale et autres membres institutionnels du CLUB-ER, lors de deux ateliers (tenus en 2011 au Mali et au Kenya) consacrés au thème des systèmes hybrides. Ces ateliers ont réuni les délégués de 40 institutions publiques africaines, ainsi que des représentants d'entreprises, de fabricants et d'exploitants. Les discussions ont porté sur les enseignements des expériences passées, sur les technologies et la conception des systèmes, sur l'état actuel du secteur dans chaque pays, ainsi que sur les perspectives futures.

#### Mali

Le Mali possède le plus important système hybride PV-diesel en mini-réseau d'Afrique. Il s'agit du système de 216 kWc mis en place en 2011 grâce à la coopération entre la société d'électricité nationale EDM-SA et un exploitant privé, ainsi qu'au financement de la Banque pour le Commerce et l'Industrie du Mali. Par ailleurs, la Banque Mondiale et l'AfDB financent actuellement un projet (SREP) qui inclut des composants hybrides et projette d'ajouter des panneaux photovoltaïques à des centrales thermiques diesel dans 40 localités, pour un total de 5 MWp PV et un investissement de 58 millions USD (soit 11.600 USD par kWc PV). Un autre programme géré par l'agence d'électrification rurale (AMADER) est en train d'hybrider les systèmes de 17 localités, pour un total de 1 MWp de capacité PV. Plusieurs exploitants privés prévoient aussi d'ajouter des systèmes PV à des centrales diesel (Kama SA : 300 kWc ; SSD Yeelen Kura : 300 kWc supplémentaires pour le système hybride déjà existant de 72 kWc ; et enfin, Tilgaz : 22 kWc).

#### Sénégal

Le Sénégal est l'un des pays africains les plus actifs dans le déploiement de la technologie hybride. Avec l'entreprise espagnole Isofoton, un programme de 13 milliards de FCFA (20 millions EUR) a permis d'installer neuf centrales hybrides dans des régions isolées et dans les îles du delta de Saloum, afin d'assurer un approvisionnement en électricité à 5000 ménages et à plusieurs activités productives. Aussi, avec l'aide de la GIZ et de DGIS des Pays-Bas, un programme d'un budget de 685 millions de FCFA (1 million EUR) a permis d'installer 16 centrales hybrides (5 kWc PV et 11 kVA diesel par centrale). Une extension de ce programme comprend l'ajout de 50 systèmes hybrides. Deux systèmes hybrides de plus grande puissance sont prévus sur des îles situées en Casamance (30 kWc PV et 50 kVA diesel).

#### Tanzanie

L'Agence tanzanienne pour l'électrification rurale (REA) perçoit la technologie hybride comme l'une des solutions qui lui permettra d'offrir un service électrique fiable et abordable aux régions isolées. Des acteurs privés développent actuellement des projets de systèmes hybrides, tandis que REA leur apporte son soutien par des actions de renforcement des capacités, d'assistance technique, de sensibilisation et de promotion de la technologie. REA entend également utiliser divers schémas de financement pour développer la technologie hybride.

Plusieurs systèmes hybrides sont déjà en fonctionnement, de l'ordre de 1 à 10 kWc PV chacun. La mise en place de systèmes hybrides incluant une composante éolienne est envisagée.

#### Rwanda

Depuis 2007, des systèmes hybrides PV-diesel ont été installés dans 50 dispensaires isolés (souvent équipés d'un groupe électrogène diesel de 16 à 20 kVA et de panneaux PV de 3 à 6 kWc). Les groupes électrogènes servent d'appoint à la production solaire. Les systèmes hybrides sont la propriété des usagers. Ils sont financés par des subventions provenant de différents bailleurs en collaboration avec le Ministère de la Santé. Ces systèmes ont ainsi réduit la consommation de carburant des dispensaires et



rendu possible l'utilisation de nouveaux équipements médicaux. La maintenance demeure toutefois problématique pour les établissements bénéficiaires de ces systèmes.

### **Mauritanie**

En 2013, grâce à un financement de l'Union européenne de 2,3 millions EUR, l'Agence pour le Développement de l'Électrification Rurale de la Mauritanie installe six systèmes hybrides PV-diesel à travers le pays. Trois d'entre eux consistent en l'adjonction de champs photovoltaïques d'une capacité de 15 kWc à 50 kWc, à des groupes électrogènes existants. Trois nouveaux systèmes seront construits, chacun doté de 25 kWc PV et de deux groupes électrogènes diesel.

### **Ouganda**

Jusqu'à présent, des systèmes hybrides de l'ordre de 5 kWc ont été mis en place pour alimenter les bâtiments administratifs de certaines localités rurales et quelques industries. Le déploiement de cette technologie est encore embryonnaire.

La Stratégie et le Plan d'Électrification Rurale adoptés en 2011 ont pour objectif de fournir l'électricité à plus de 500.000 nouveaux clients en les raccordant au réseau principal, à des réseaux indépendants ou en les équipant de systèmes PV, avec le soutien des institutions locales (le *Rural Electrification Fund*, le *Rural Electrification Board*, et la *REA Rural Electrification Agency*). Ces institutions souhaitent promouvoir la technologie hybride PV-diesel. REA a programmé des études de faisabilité en 2011-2012 pour des solutions hybrides à Koome et sur l'île de Buvuma (systèmes hybrides associant solaire et éolien avec des groupes électrogènes diesel).

### **Kenya**

En 2011, un système hybride PV-diesel a été construit (10 kWc PV et 80 kVA diesel). Il s'agissait du premier projet du genre dans ce pays. Sa mise en place a été gérée par KPLC.

### **Burkina Faso**

Le Fond pour le Développement de l'Électrification du Burkina Faso a initié un projet en 2012 destiné à ajouter une composante solaire PV à des groupes électrogènes existants dans la région du Sahel. Par ailleurs, un système PV associé à une centrale diesel située dans une localité isolée du Sahel sera prochainement raccordé au réseau principal.

### **Madagascar**

En 2010, deux systèmes hybrides PV-diesel ont été installés. L'un a été financé par le gouvernement (7 kWc PV et 12 kW diesel), l'autre par la Banque Africaine de Développement (8 kWc PV et 100 kW diesel).

Ce bref aperçu, qui ne prétend pas être exhaustif, montre qu'il existe un intérêt indéniable pour cette technologie, surtout dans les régions où l'énergie solaire est la seule ressource disponible. La plupart des projets mis en place ces dernières années étaient des projets-pilotes, surtout de petits systèmes hybrides d'une capacité PV allant de 5 à 30 kWc essentiellement financés par les bailleurs de fonds. Des projets plus ambitieux émergent cependant, notamment au Mali.

Les agences africaines chargées de l'électrification rurale acquièrent graduellement des connaissances sur les coûts réels des projets et profitent des retours d'expérience sur les aspects techniques. La technologie est en phase d'émergence et des programmes gouvernementaux à grande échelle restent à venir. Le niveau important des investissements initiaux nécessaire représente encore aujourd'hui un obstacle majeur.

## 2.2 Gamme de solutions techniques actuellement disponibles

L'intérêt récent et croissant pour les systèmes hybrides PV-diesel procède de deux réalités : le besoin de meilleures solutions pour l'électrification des localités isolées, où la hausse du prix du diesel devient un problème majeur, et du fait que les mini-réseaux PV-diesel sont perçus comme un nouveau marché, potentiellement important, venant en complément des marchés PV des pays de l'OCDE.

Les principaux composants d'un système hybride, c'est-à-dire le groupe électrogène, les batteries et les panneaux solaires PV, sont désormais des produits courants. Mais le composant central, porteur de valeur ajoutée du point de vue technique, est l'onduleur. Celui-ci réalise plusieurs fonctions :

- Contrôler le point de fonctionnement du champ PV et en optimiser la production
- Convertir le courant continu (provenant de la batterie ou du champ PV) en courant alternatif, et redresser le courant alternatif pour recharger la batterie ;
- Contrôler le processus de charge de la batterie afin de prolonger sa durée de vie.

Si ces fonctions peuvent être réparties entre plusieurs unités distinctes, certaines fonctions peuvent également être combinées en une seule unité centrale.

Les onduleurs multifonctionnels conçus pour les mini-réseaux hybrides sont différents des onduleurs réseau qui ajustent leurs tension, fréquence et phase à celles du réseau, fixées par la centrale principale de production. Pour des raisons de sécurité, les onduleurs réseau doivent se déconnecter automatiquement en cas de perte de la production principale. À l'inverse, les onduleurs multifonctionnels employés dans les systèmes hybrides sont conçus pour constituer le mini-réseau, en établissant la tension et la fréquence de celui-ci. Ils sont aussi dénommés **onduleurs en îlotage**.

Pour les applications destinées à l'électrification rurale, ce composant essentiel a principalement été développé par les fabricants d'onduleurs à destination des systèmes PV dans la gamme de puissance de 1 kW à 20 kW : onduleurs PV et contrôleurs de charge de batterie, de cette même gamme de puissance. Quant aux produits modulaires qui combinent des onduleurs multifonctionnels avec des onduleurs PV ou des contrôleurs de charge, ils permettant d'atteindre des puissances de sortie de 300 kW.

Tableau 1 : Fabricants d'onduleurs multifonctionnels pour application hybride, avec la gamme de puissance correspondante

Fabricant*	Onduleur multifonctionnel : puissance de sortie**			
Outback Power	modulaire : 2 à 3 kVA	1ph	jusqu'à : <b>27 kVA</b>	(3x3x 3 kVA)
Schneider Electric	modulaire : 4 à 6 kVA	1ph	jusqu'à : <b>54 kVA</b>	(3x3x 6 kVA)
Studer	modulaire : 0,5 à 7 kVA	1ph	jusqu'à : <b>63 kVA</b>	(3x3x 7 kVA)
SMA	modulaire : 5 kW, 6 kW, 8 kW	1ph	jusqu'à : <b>180 kW</b>	(3x12x 5 kW)
Ingeteam	modulaire : 10 kW, 45 kW	3ph	jusqu'à : <b>195 kW</b>	(15 kW + 4x 45 kW)

\* Classement en fonction du niveau de puissance de sortie de l'onduleur

\*\* Unités de puissance : kVA pour les systèmes en bus CC, kW pour les systèmes en bus AC. 1ph, 3ph : monophasé, triphasé

Les niveaux de puissance supérieurs (de moins de 50 kW jusqu'au mégawatt) peuvent être atteints avec des systèmes d'alimentation sans coupure (UPS), principalement employés dans les industries ou activités ne pouvant tolérer de rupture d'alimentation électrique. Selon le niveau de puissance et le temps de réponse requis, les systèmes UPS sont constitués de parcs de batteries et/ou de groupes électrogènes diesel. Certains des grands fabricants de systèmes UPS ont développé des produits et des activités en lien avec le secteur photovoltaïque. Parmi eux figurent AEG Power Solutions (qui a mis en œuvre un système UPS pour une centrale hybride PV-diesel au Mali), Schneider Electric, SIEL et Woodward [1].

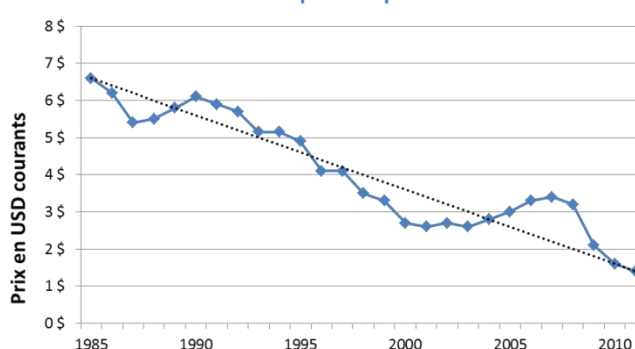
## 2.3 Coûts et enjeux opérationnels des systèmes hybrides

### Coûts d'investissement actuels

Les agences d'électrification rurale, comme beaucoup d'exploitants de mini-réseaux PV-diesel, sont conscients que l'hybridation peut contribuer à améliorer le service et à réduire les coûts de production par rapport aux systèmes basés sur une seule source d'énergie.

**Le coût des panneaux solaires a diminué régulièrement** et cette tendance favorise un large déploiement des systèmes hybrides PV. Il faut toutefois tenir compte du fait qu'un système hybride inclut d'autres composants que les panneaux PV. **Le coût des composants de stockage est très significatif.** En outre, la fonction de contrôle de charge des batteries propre aux **onduleurs pour systèmes hybrides les rend plus onéreux** que les onduleurs réseau, ce qui entraîne une **hausse de coût importante comparé à une simple centrale PV raccordée au réseau.**

Schéma 5 : Évolution des prix des panneaux PV 1985-2011



Source : Données pour 1985-2010 de Paula Mints, analyste en chef, Programme des Services Solaires, Navigant. 2011 : Basé sur les données actuelles du marché.

Selon les données recueillies sur les systèmes récemment installés en Afrique et en Asie, on constate que le coût effectif moyen de l'installation d'un système hybride PV-diesel se situe entre 5.500 et 9.000 EUR / kWc. Les variations de coût dépendent de la puissance du système et du lieu d'implantation. Les groupes électrogènes diesel sont très répandus dans les pays en développement et les produits et services qui leur sont destinés sont facilement disponibles. En revanche, les distributeurs et installateurs de systèmes PV possédant l'expérience et la base de marché nécessaire sont beaucoup moins nombreux dans ces pays, avec pour conséquence des coûts accrus pour la composante PV et des variations de prix selon les pays concernés. Le tableau ci-dessous indique des exemples de répartition du coût de plusieurs systèmes hybrides. On voit qu'en dépit des variations liées à la puissance des systèmes et au lieu d'installation, la structure de coût d'un système hybride PV-diesel reprend typiquement la répartition illustrée par le diagramme ci-dessous.

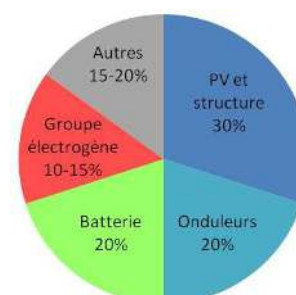
Tableau 2 : Structure de coût de systèmes hybrides au Sénégal et au Cambodge

Lieu	Sénégal	Cambodge
<b>Capacité du champ PV</b>	<b>30 kWc</b>	<b>70.8 kWc</b>
Panneaux PV et structure support	56.600 €	141.700 €
Onduleurs	42.700 €	93.600 €
Parc de batteries	29.800 €	122.600 €
Groupe électrogène	21.400 €	84.600 €
Autres coûts (dont génie civil)*	24.000 €	98.400 €
<b>Total</b>	<b>174.500 €</b>	<b>540.900 €</b>
<b>Total / kWc PV</b>	<b>5.820 €</b>	<b>7.640 €</b>

\*Le coût n'inclut aucun réseau MT ou BT.

Sources : GIZ, IED

Schéma 6 : Structure de coût type d'un système hybride PV-diesel

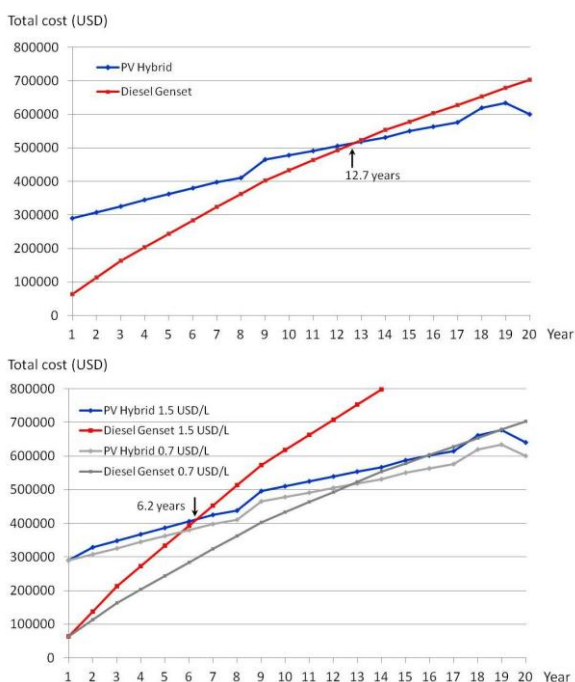


## Coûts d'exploitation et seuil de rentabilité

L'objectif premier de l'adjonction d'une composante solaire PV à une centrale thermique diesel isolée est de réduire sa consommation de carburant. L'investissement pour la composante PV et le système de stockage ne sera économiquement pertinent que si son temps de retour (atteint lorsque les économies de carburant compensent cet investissement), apparaît raisonnable et acceptable par un investisseur.

Sont présentés ci-dessous les résultats d'une simulation des coûts cumulés d'un système hybride de 60 kWc situé sur une île en Équateur [2]. Dans les conditions locales, avec un taux de pénétration de l'énergie solaire de 93% et en supposant un coût constant du carburant (0,7 USD/L), le calcul indique un temps de retour de 12,7 années. Comparé à la solution basée sur un simple groupe électrogène, le coût actualisé du kilowattheure est réduit de 15% (0,46 USD/kWh, contre 0,54 USD/kWh). En supposant un coût de carburant plus élevé (1,5 USD/L), le temps de retour est réduit à 6,2 années.

Schéma 7 : Exemple d'un système hybride PV-diesel de 60 kWc en Équateur : simulation des coûts cumulés sur 20 ans



Données énergie	
Ressource solaire	6 kWh / m <sup>2</sup> / jour
Demande en énergie	266 kWh / jour
Pointe	26 kW
Coût du carburant (constant)	0,7 USD / L
Coût des composants	
Groupe électrogène 30 kVA	400 USD / kW
PV 60 kWc	2.822 USD / kWc
Batterie	225 USD / kWh
Onduleur	1.445 USD / kW
Durée de vie des composants	
Groupe électrogène	25.000 heures
Batteries	8 ans
Temps de retour	
	<b>12,7 ans</b>

Source : [2]

Impact d'un coût de carburant plus élevé	
Coût du carburant (constant)	1,5 USD / L
Temps de retour	
	<b>6,2 ans</b>

Adapté de [2]

## Exploitation et enjeux liés à la maintenance

### Panneaux photovoltaïques

Outre la ressource locale en énergie solaire et le coût du carburant (et sa hausse possible), plusieurs paramètres ont une influence sur le temps de retour d'un investissement d'hybridation. Les panneaux solaires PV bénéficient d'une longue durée de vie (plus de 20 ans), mais leur rendement diminue quelque peu avec le temps. Ce paramètre doit donc être intégré dans l'analyse économique du projet sur toute sa durée. Les fabricants de panneaux PV garantissent normalement un taux de performance de 90% du niveau de départ après 10 ans, puis de 80% après 25 ans. Mais la possibilité de recourir à la garantie en cas de défaillance après plusieurs années reste une question en suspens dans des régions où les distributeurs ne sont pas encore solidement établis.

### Parc de batteries

La durée de vie des batteries dépend de nombreux paramètres liés à la manière dont elles sont utilisées, ainsi qu'à certaines conditions extérieures, notamment la température ambiante. Ainsi, les batteries acide-plomb conçues pour des applications solaires perdront de 15% à 20% de leur durée de vie (c'est-à-dire le nombre de cycles de charge-décharge qu'elles peuvent supporter) pour chaque tranche de 5°C au-dessus de la température standard (25°C). Par ailleurs, plus profonde est la décharge lors de chaque

cycle plus courte sera la durée de vie de la batterie. Il en résulte que, pour atteindre la durée de vie optimale d'une batterie, il faut dimensionner une batterie de capacité suffisante afin d'assurer une profondeur de décharge convenable. Etant donné le coût du parc de batteries (qui représente 20% à 30% du coût total du système), il est raisonnable de le dimensionner de façon à obtenir une durée de vie de six ans minimum dans ses propres conditions d'exploitation, et idéalement de huit à dix ans.

### **Onduleurs**

La durée de vie d'un onduleur peut dépasser dix ans, mais il s'agit d'un produit de haute technologie et dont le remplacement d'un composant défectueux ne pourra être effectué que par un technicien spécialisé en lien avec le fabricant. La complexité particulière des onduleurs exige la mise en place d'un service après-vente adéquat pour assurer la maintenance des systèmes sur le long terme. Les risques associés à la défaillance d'un onduleur doivent être pris en compte, notamment en régions isolées ou dans des pays où les fournisseurs spécialisés sont rarement présents.

### **Groupes électrogènes diesel**

Les nécessaires opérations de maintenance lourde des groupes électrogènes doivent être prises en compte en termes de coût et d'indisponibilité de l'équipement qu'elles entraînent. Les groupes électrogènes d'une puissance de 30 kVA à 200 kVA nécessitent d'importantes opérations de maintenance, ou même leur remplacement, après 15.000 à 25.000 heures de fonctionnement.

### **Évolution de la demande**

L'évolution de la demande au cours des années peut affecter la part respective de chacune des sources d'énergie dans la production totale du système hybride. Cette évolution peut modifier le temps de retour initialement prévu pour l'investissement d'hybridation. Un accroissement de la demande se traduira généralement par une part accrue de l'énergie solaire consommée directement et par une moindre part d'énergie solaire devant être stockée, et par conséquent une réduction des pertes dues au stockage. Mais une hausse très significative de la demande durant les heures où le parc de batteries et l'onduleur associé assurent la fourniture du service, entraînera des appels de puissance et de courant élevés, avec pour conséquence des pertes accrues dans le cycle de charge-décharge de la batterie.

### **Principaux enjeux liés au coût initial élevé et aux risques techniques**

Etant donné les prix actuels des matériels pour les systèmes hybrides et les risques mentionnés plus haut, la réduction de 15% du coût actualisé du kilowattheure envisagée dans l'exemple précédent apparaîtrait insuffisante à un investisseur privé pour couvrir les risques potentiels de dépassements de coûts à long terme, du moins sans un apport substantiel des autorités publiques (subventions).

**→ Cette analyse confirme le besoin de partenariats public-privé solides afin de réduire et partager les risques.**

- Implication du secteur privé au moyen du renforcement des capacités afin d'assurer une qualité élevée et une maintenance adéquate.
- Implication du secteur public via une approche par programme, et via des subventions / appui financier durant les premières années, afin de mettre en place les compétences nécessaires et développer le marché.

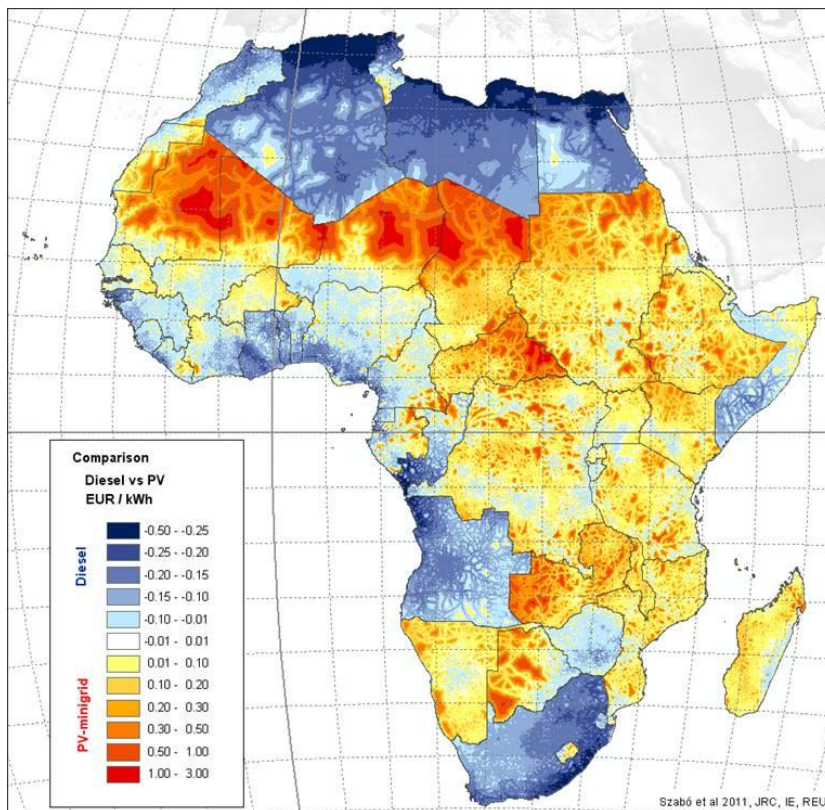
Le coût du kilowattheure d'un système hybridé dépend directement de la ressource solaire locale (qui détermine la quantité d'électricité produite par le système PV pour un investissement donné) et du coût local du diesel (incluant le coût de son acheminement jusqu'au site de production).

→ Etant donnés les coûts réels des systèmes PV et le prix du diesel en 2012, les zones où l'hybridation est économiquement justifiée se limitent actuellement aux régions où la ressource solaire est très abondante, ainsi qu'aux zones éloignées où le coût d'acheminement du diesel est très significatif.

La carte de l'Afrique ci-après donne un exemple des zones où l'option du diesel et celle d'un système solaire PV sont les solutions d'électrification de moindre coût.

Etant donné que le prix du carburant continuera probablement à augmenter dans les années à venir, et que les prix de certains composants des systèmes PV diminuent, les régions où l'hybridation est la solution de moindre coût seront amenées à s'étendre.

Schéma 8 : Carte du coût estimé du kWh fourni par une production diesel et par un système PV en mini-réseau en Afrique



Des informations supplémentaires au sujet de cette carte sont disponibles en [3] et en [4].

### 3 Analyse du marché et indicateurs-clés pour les porteurs de projets

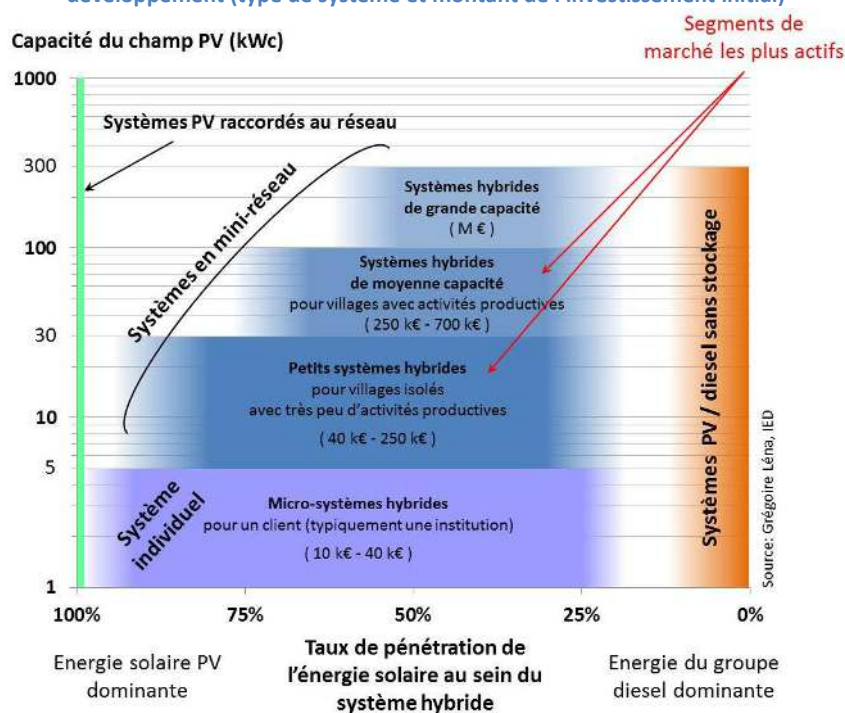
#### 3.1 Proposition de segmentation du marché

Différents niveaux ou étapes caractérisent le processus d'électrification des localités éloignées du réseau principal :

- Une stratégie de pré-électrification commence en général par un service basique fourni par des solutions individuelles (kits solaires pour les habitations, systèmes indépendants pour les services de base tels que les dispensaires, etc.). Dans ce cadre, les systèmes micro-hybrides constituent une solution adéquate pour les institutions telles que les centres de santé requérant une alimentation électrique fiable en journée.
- Dans une localité isolée, un système primaire d'électrification constitué d'une petite centrale visera d'abord à couvrir les besoins fondamentaux tels que l'éclairage des habitations et les services essentiels (dispensaires locaux, services divers à la communauté, etc.). De petits systèmes hybrides dotés d'une composante PV de l'ordre de 5 kWc à 30 kWc peuvent généralement répondre à ce type de besoins.
- Les localités où sont présentes de petites activités commerciales ou productives (éventuellement alimentées en électricité par des groupes électrogènes individuels avant qu'un service collectif d'électricité ne soit mis en place) exigent des équipements d'électrification collective plus avancés, capables de répondre aux besoins de ces activités économiques et de leur croissance potentielle. Des systèmes hybrides de moyenne capacité (30 kWc à 100 kWc PV) sont pertinents pour ce type de localités.
- Enfin, les localités bénéficiant d'une activité économique plus développée, mais situées loin du réseau national d'électricité (elles sont généralement alimentées par une petite centrale thermique locale), peuvent tirer profit du développement de la technologie des systèmes hybrides et de la réduction de coût qu'elle permet.

Les systèmes hybrides peuvent se révéler adéquats pour chacun de ces segments. Toutefois ces quatre segments de marché diffèrent en termes de budget nécessaire pour le système requis, de type d'équipement, ainsi que sur les aspects organisationnels et ceux liés à l'exploitation des systèmes.

Schéma 9 : Segmentation du marché des systèmes hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale dans les pays en développement (type de système et montant de l'investissement initial)



Le chapitre suivant fournit davantage d'informations sur les principaux paramètres de chacun des segments de marché, selon la capacité de la composante PV et selon le niveau de la demande locale (exprimée en puissance appelée). C'est en effet le niveau de puissance requise qui se révèle pertinent pour différencier les localités considérées et non leur nombre d'habitants car la consommation individuelle rurale est très variable d'un pays à l'autre.

## 3.2 Informations-clés pour la prise de décision en matière d'électrification rurale au moyen de systèmes hybrides

### 3.2.1 Électrification de base pour institutions villageoises (systèmes micro-hybrides de moins de 5 kWc)

→ **Ce type de système alimente un seul « client »** : typiquement une institution telle qu'une école, un centre administratif, un dispensaire ou un centre communautaire, dont les activités ont lieu en journée. La pointe et la demande énergétique quotidienne peuvent varier de façon significative selon le type d'usage du système.

L'essentiel de la demande électrique d'une institution de ce type se situe aux heures de travail, durant la journée. Les consommations électriques peuvent être celles des équipements de bureau : ordinateurs, photocopieurs et imprimantes. Selon le type d'institution, le matériel électrique peut comprendre, par exemple, du petit matériel électrique pour une école, des réfrigérateurs pour la conservation des vaccins dans un dispensaire, des chargeurs de batteries et de téléphones portables dans un centre communautaire, ou encore des outils électriques pour la formation professionnelle.

La demande électrique peut présenter une pointe durant la journée, ou rester relativement constante. Si un éclairage de sécurité ou des réfrigérateurs sont présents, ceux-ci entraînent une consommation, faible, en dehors des heures de travail. Certaines institutions peuvent aussi avoir des activités en soirée, comme les pensionnats et les dispensaires qui admettent des patients. Toutefois, la demande en électricité est généralement plus basse en soirée que celle qui prévaut durant la journée.

Étant donné que la pointe de demande survient pendant les heures d'ensoleillement, une part significative de l'électricité produite par le système PV peut être utilisée en temps réel. Le système de stockage doit idéalement être assez puissant pour couvrir les demandes en soirée et durant la nuit, afin de limiter l'emploi du groupe électrogène et donc de limiter les coûts d'exploitation. S'il y a une pointe de demande significative en journée, un groupe électrogène diesel peut être employé pour assurer cette pointe, en combinaison avec le système PV. Dans ce cas, le recours à une solution hybride pour répondre aux pointes de demande, en comparaison avec un système PV seul, permettra de réduire la capacité du champ PV nécessaire, et ainsi d'abaisser les coûts d'investissement du système.

Une autre option, particulièrement pertinente lorsqu'aucune pointe notable n'est présente, consiste à concevoir le système de telle manière que la demande normale puisse être alimentée par la production PV conjointement avec le parc de batteries, pour les conditions météorologiques habituelles, sans intervention du groupe électrogène. Durant les quelques périodes de l'année où la demande est plus élevée, ou durant les périodes de production photovoltaïque réduite en raison d'un faible ensoleillement, le groupe électrogène diesel prend le relais pour recharger les batteries et alimenter la demande. Dans ce cas, l'hybridation abaissera également les coûts d'investissement, car le système pourra être conçu pour les conditions habituelles (et non plus les conditions extrêmes), tout en améliorant la fiabilité du système.

Les systèmes électriques des institutions telles que les dispensaires, écoles et centres administratifs ont l'avantage de n'avoir qu'un seul gestionnaire. Une exploitation attentive et une flexibilité dans



l'utilisation de l'électricité, fondées sur l'état présent du système de production (état de charge, disponibilité de puissance), peut généralement s'appliquer plus facilement que dans un système où la responsabilité est partagée entre plusieurs utilisateurs. Par conséquent, le risque de coupure de courant est diminué, et la frustration – qui se manifeste souvent lorsqu'un système technique ne fournit pas le service escompté – se voit d'autant limitée, ce qui accroît la satisfaction des usagers. Enfin, les usages essentiels (par exemple la réfrigération en continu des vaccins) bénéficient d'un approvisionnement électrique plus sûr, et par ailleurs la durée de vie des composants des systèmes peut être prolongée.

#### **Exemple d'une installation existante avec un système micro-hybride**

En 2008 un système hybride PV-diesel a été installé au Ihushi Development Centre (IDC), près de Mwanza, en Tanzanie<sup>5</sup>. Auparavant, plusieurs petits systèmes PV y étaient utilisés et un groupe électrogène diesel était devenu indispensable pour alimenter un atelier de menuiserie. Un maximum de composants déjà présents a été utilisé pour établir un micro-réseau, puis les équipements complémentaires nécessaires ont été achetés.

IDC est une organisation bien ancrée au sein de la communauté locale, menant plusieurs projets dans le village, et animant un centre de formation professionnelle à la couture, à la menuiserie et à la maçonnerie. Le centre comprend des classes, un atelier de menuiserie, une maternelle, un espace équipé d'ordinateurs, une grande salle de réunion pouvant être louée pour des rassemblements ou des occasions particulières, une dépendance pour des invités, deux bureaux et une cuisine. Le système hybride produit de l'électricité pour l'éclairage, les ordinateurs, un photocopieur, une télévision, un réfrigérateur, le rechargement des téléphones portables des villageois et, occasionnellement, pour les outils de menuiserie, un fer électrique ou encore des machines à coudre.



Le système hybride inclut un champ photovoltaïque de 655 Wp, constitué de deux différents types de modules PV, ainsi qu'un groupe électrogène de 12 kW. Le groupe électrogène triphasé alimente principalement les machines de l'atelier de menuiserie, et l'une de ses phases est raccordée au système PV, ce qui en fait un système hybride. Un parc de cinq batteries stationnaires au plomb (de type étanche à soupapes), de 12 V 200 Ah chacune, permet le stockage d'énergie. Le système comprend un contrôleur de charge avec tracking MPPT, un onduleur bi-directionnel avec une sortie maximale de 1.500 W, ainsi qu'un équipement permettant de stabiliser le courant entrant dans le système en provenance du groupe électrogène. Le système de distribution comprend une partie en courant continu et une autre en courant alternatif, alimentant différents équipements. Le circuit CC alimente durant la nuit l'éclairage de sécurité, tandis que le circuit CA est utilisé principalement pendant la journée. La nuit, la demande électrique en CC est stable (environ 50 W), avec une légère hausse en soirée. L'énergie utilisée dans le circuit CC représente moins de 1 kWh / jour. En revanche, la demande en CA varie au cours de la journée, ainsi que d'une journée à l'autre et d'une semaine à l'autre. Il n'y a aucune demande en CA la nuit. Durant les heures de travail en journée, la puissance moyenne appelée en CA se situe autour de 150 W, avec des pointes à environ 500 W. La consommation totale d'énergie est de l'ordre de 1,5 kWh à 2 kWh par jour, à l'exclusion des week-ends.

*Source : Caroline Nielsen, SERC Dalarna University*

<sup>5</sup> On trouvera davantage d'informations à propos de ce système en [16].

### 3.2.2 Électrification de base d'un petit village rural (petit système hybride : de 5 à 30 kWc)

Les petits systèmes hybrides sont adéquats pour répondre aux besoins en électricité d'un petit village rural, où la consommation d'énergie est plutôt limitée, par exemple un village n'ayant que très peu ou pas d'activités productives ou commerciales.

→ Village avec une **demande de pointe de l'ordre de 30 kW à 60 kW** et une consommation d'électricité de **150 kWh à 300 kWh / jour**.

La courbe de charge journalière typique d'un village isolé ayant des besoins limités en énergie présente une faible charge en base, qui peut être alimentée par l'énergie solaire et un parc de batteries. Le parc de batteries devra pouvoir stocker une quantité d'énergie équivalente à une journée de production de la composante solaire. La demande de pointe survient généralement en soirée en raison des consommations d'éclairage. Pour assurer cette pointe, on mobilise le parc de batteries ou le groupe électrogène diesel. De plus, si le niveau de charge des batteries est bas, le groupe électrogène est mis automatiquement en marche et recharge les batteries tout en alimentant les clients.

L'hybridation permet de fournir un service électrique de plus longue durée journalière qu'une centrale employant un groupe électrogène seul, car les batteries peuvent répondre à des consommations dont la puissance est relativement basse, ce qui est difficile et coûteux à réaliser avec un groupe électrogène. Comparée à l'option PV seul, l'hybridation permet l'installation d'un champ photovoltaïque et d'un parc de batteries plus réduits.

Ces systèmes peuvent atteindre un taux de pénétration annuel de la composante PV significatif, de 40% à 90% par exemple. Dans les systèmes à taux de pénétration élevé, le groupe électrogène diesel joue un rôle d'appoint ponctuel et sert à compenser une éventuelle production solaire insuffisante, ce qui se produit quelques jours par an, ou à absorber des pointes de demande inhabituellement élevées.

→ **Les décideurs envisageant l'électrification d'une localité isolée de ce type**, au moyen soit d'une extension du réseau principal, de la mise en place d'une centrale thermique diesel ou d'un système hybride se doivent de considérer les paramètres présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 3 : Matrice pour la prise de décision concernant les petits systèmes hybrides

		Village isolé avec peu d'activités productives		Demande de pointe 30-60 kW		150-300 kWh / jour		faible taux de croissance	
Petits systèmes hybrides ( 5 kWc à 30 kWc PV )	Option	Chiffres-clés pour l'analyse économique et financière				Niveau de service	Compétences requises pour l'exploitation		
	Extension du réseau	distance du réseau	Coût de ligne MT 8 à 13 k€ / km	ventes annuelles 55 à 110 MWh / an	chronologie de l'extension du réseau	service maximal	aucune		
	Centrale thermique diesel	investissement initial (incluant 1 groupe électrogène) 40 à 70 k€	coût effectif du carburant diesel  tarif du kWh	-si subvention publique sur le diesel: Ex. pour 55 à 110 MWh / an en diesel, coût de subvention : 8 à 16 k€/an)*  -coûts d'exploitation et de maintenance annuels	durée de vie du groupe électrogène	horaire de service limité (pas de charge en base)	compétences basiques locales (maintenance du groupe électrogène)		
	Centrale hybride (Exemple : 30 kWc PV)	investissement initial 180-250 k€  + renouvellement des batteries (8 ans) 35 à 50 k€	taux de pénétration accessible > 40%  tarif du kWh	-si subvention publique sur le diesel: Ex. pour taux de pénétration PV @40% : 30 à 65 MWh / an en diesel, coût de subvention moindre: 3 à 7 k€ / an)**  -coûts d'exploitation / maintenance annuels réduits	-durée de retour sur investissement -longue durée vie PV (25 ans) -durée de vie des batteries -allongement de la durée de vie du groupe diesel	service 24h / 24 possible	formation requise pour les exploitants + soutien à distance		

Les données sur l'investissement citées pour comparer les options n'incluent pas le coût du réseau ou du mini-réseau local (moyenne et basse tension). L'investissement initial et le coût du renouvellement des batteries pour l'option PV-diesel sont basés sur un système 30 kWc à titre d'exemple.  
\*Basé sur une subvention de 30% sur un prix du carburant de 1,00 €/L et une consommation du groupe électrogène de 0,5 L/kWh  
\*\*Basé sur une consommation du groupe électrogène améliorée par l'hybridation : 0.35 L/kWh

Ce type de village entre typiquement dans le cadre du mandat des organismes publics d'électrification. Les organismes publics proposent généralement un plan de subvention pour cette catégorie de consommateurs (dans certains pays du Sahel, il s'agit d'une subvention sur le carburant). Le choix de l'option hybride est justifiée économiquement si le temps avant raccordement de la zone au réseau électrique principal est long (10 à 15 ans) ; si le coût total du carburant incluant son transport sur place est élevé ; si le niveau de subvention publique sur le carburant (dans le cas où celle-ci existe) est élevé ; si le taux de pénétration réalisable est significatif (>40%) ; enfin, si un prêt concessionnel ou une subvention sont disponibles. Par ailleurs, les exploitants locaux devront avoir les compétences requises pour l'exploitation d'un système hybride, qui sera plus complexe que celle d'un groupe électrogène.

L'éloignement géographique et le chiffre d'affaires limité dans un village de ce type sont des paramètres peu attractifs pour un producteur d'électricité indépendant. Si un exploitant privé souhaite investir dans un village de ce type, il favorisera l'option la moins risquée : le mini-réseau alimenté par un groupe électrogène diesel. Le partenariat public-privé est donc pertinent ici, le secteur public apportant l'investissement et l'opérateur privé assurant l'exploitation, selon les termes d'un contrat basé sur la performance. Sur le plan technique, cette catégorie de systèmes hybrides emploie typiquement des ensembles de petits onduleurs modulaires de puissance unitaire comprise entre 3 kW et 10 kW. Ces petits onduleurs peuvent être assemblés pour former des réseaux triphasés de puissance plus élevée. Les principaux fabricants d'onduleurs multifonctionnels conçus pour cette catégorie de système hybrides sont Studer, SMA, Ingeteam et Schneider Electric.

En ce qui concerne l'exploitation et la maintenance, compte tenu du fait qu'il est difficile de maintenir sur place un personnel qualifié, le système doit être conçu pour être simple et robuste. L'organisation, à intervalles réguliers, de visites sous forme de tournées par des techniciens qualifiés, couvrant les différentes installations hybrides d'une région donnée, pourrait être une bonne façon d'assurer une exploitation appropriée du système tout en partageant les coûts des visites de maintenance.

Ce segment des petits systèmes hybrides est actuellement considéré comme particulièrement intéressant par les agences d'électrification rurale en Afrique.

#### **Exemple d'un système hybride de 16 kWc en Mauritanie**

*Source : IED*

Le village de Ain Ehel Taya, dans la région de l'Adrar, à 40 km de la capitale régionale Atar, comprend 340 ménages. Une petite centrale, équipée d'un groupe électrogène diesel de 55 kVA (44 kW) fournit de l'électricité à 220 clients. La courbe de charge suit le profil classique, avec une pointe de demande de 28 kW en soirée durant l'été, et une charge de base en matinée bien plus faible (environ 9 kW). C'est pourquoi le facteur de charge moyen du groupe électrogène est bas (21%), ce qui a pour conséquence une consommation élevée de carburant. Il est estimé que la demande locale en électricité devrait croître à un taux de 3%.

Un système hybride a été conçu et optimisé pour être capable d'absorber cette croissance de la demande, de réduire la consommation de carburant et d'optimiser l'emploi du groupe électrogène existant. Un système PV de 16 kWc est prévu, avec un parc de batteries de 145 kWh et un onduleur de 16 kW. Des simulations montrent que le système PV répondra à environ 40% des besoins en électricité et que le groupe électrogène sera utilisé de manière plus performante (avec un facteur de charge de 57% en cinquième année). Le coût de l'hybridation est financé par une subvention, dont le temps de retour sera de 8,3 ans (en incluant le remplacement des batteries après neuf ans).

### **Exemple d'un système hybride de 5,2 kWc au Sénégal**

*Une visite et une analyse de ce système ont été réalisées dans le cadre des activités du CLUB-ER en 2010*

Résultant d'une initiative locale développée dans le cadre du programme PERACOD, un système hybride a été installé dans le village isolé de Sine Moussa Abdou, dans la région de Thiès, pour alimenter en électricité ses 900 habitants. Le système est composé d'un champ photovoltaïque de 5,2 kWc (complété par une turbine éolienne de 5 kW), d'un parc de batteries de 120 kWh et d'un groupe électrogène diesel de 8,5 kVA. Le groupe diesel est employé uniquement comme source d'appoint, les jours où la production solaire et éolienne ne permet pas un rechargement suffisant des batteries en vue de la pointe de consommation en soirée. Les usagers sont équipés de compteurs intelligents qui enregistrent différentes données relatives à la consommation locale. Cette installation est un projet-pilote permettant de tester les compteurs intelligents et le système hybride éolien-solaire-diesel.

L'installation globale a été financée par la GTZ (programme PERACOD : 50 k€ pour le bâtiment et les onduleurs), SEMIS (50 k€ pour l'ingénierie) et INENSUS Allemagne (70 k€ : turbine éolienne, groupe électrogène et parc de batteries).



### **Exemple du programme ERSEN au Sénégal, cofinancé par la GTZ et le Gouvernement du Sénégal**

Depuis 2009, ce programme a financé et installé, entre autres solutions d'électrification, des systèmes hybrides PV-diesel dans diverses zones rurales du Sénégal.

#### *Choix techniques*

Les centrales hybrides de ce programme sont de petits systèmes hybrides PV-diesel (5kWc PV et groupes électrogènes diesel de 10 kVA) avec un parc de batteries de moins de 50 kWh. Ces systèmes approvisionnent des villages de 500 à 800 habitants (50 à 80 ménages) dont la pointe en soirée est estimée à 4 kW. L'énergie solaire constitue la principale source d'énergie et le groupe électrogène diesel est principalement employé en appoint. En raison des conditions locales particulières (insectes, humidité et salinité pour les sites insulaires), et de leur impact sur la durées de vie des équipements, il est prévu un renouvellement des batteries après huit ans, des onduleurs après dix ans et du groupe électrogène après dix années également.

#### *Organisation administrative et commerciale*

Au cours des six premiers mois, la GTZ a apporté un soutien technique à la gestion de l'exploitation des centrales hybrides, puis ces activités ont été transférées aux exploitants privés locaux ayant investi dans l'équipement. Les exploitants font fonctionner les systèmes, gèrent la maintenance et collectent les paiements. Les tarifs sont établis par la réglementation nationale.

Afin d'améliorer le taux de recouvrement des paiements, qui demeure un problème (en particulier durant les périodes dites « de soudure<sup>6</sup> » au sein des communautés très isolées), des comités de gestion à l'échelle villageoise ont été mis en place pour assurer une perception des paiements à l'avance.

#### *Résultats et enjeux*

Le taux d'électrification dans les villages équipés d'un système hybride atteint environ 65% six mois après sa mise en service. Cependant, le problème principal demeure la surcharge du système, ce qui indique un dimensionnement inapproprié et/ou des manquements en termes d'information à destination des usagers, et d'analyse et de gestion de la demande.

*Source : ASER Sénégal*

<sup>6</sup> La période de soudure désigne la période entre deux récoltes au cours de laquelle les paysans pauvres ont épuisé leurs réserves alimentaires et n'ont par ailleurs pas accès à une nourriture adéquate et abordable.

### 3.2.3 Électrification d'un village avec activités productives (système hybride de moyenne capacité : de 30 à 100 kWc)

Les systèmes hybrides de moyenne capacité sont appropriés pour répondre aux besoins en électricité d'un village où les activités productives et commerciales utilisent de l'énergie durant la journée.

→ Village avec une **demande de pointe de l'ordre de 60 kW à 150 kW** et une consommation d'électricité de **300 kWh à 1000 kWh / jour**.

La courbe de charge journalière typique d'un village avec activités productives présente une demande importante en milieu de journée et en début d'après-midi. On constate généralement une demande plus élevée en soirée due aux consommations d'éclairage. Il existe également une demande basse durant la nuit. Le groupe électrogène du système hybride (ou deux groupes électrogènes synchronisés) est utilisé pour répondre à la pointe du soir. La demande nocturne est alimentée par le parc de batteries. En raison de la forte demande à la mi-journée, une part significative de l'énergie solaire est utilisée directement lorsqu'elle est produite. La capacité du parc de batteries requis est dimensionnée en fonction de l'excès de production PV (production non consommée en temps réel) et de la quantité d'énergie nécessaire pour assurer la demande nocturne, après recharge complète du parc batterie par le groupe électrogène durant la soirée. La capacité du parc de batteries peut être proportionnellement plus faible que pour les petits systèmes hybrides si la demande nocturne est faible ; dans ce cas, une capacité de stockage de 0,5 à 0,8 fois la production solaire journalière pourra suffire.

Pour cette catégorie de systèmes, l'atteinte de taux de pénétration élevés de la composante PV nécessite un investissement initial très important. C'est pourquoi l'ordre de grandeur de taux de pénétration PV accessible ne devrait pas dépasser 60% environ.

→ **Les décideurs envisageant l'électrification d'une localité isolée de ce type**, au moyen soit d'une extension du réseau principal, de la mise en place d'une centrale thermique diesel ou d'un système hybride se doivent de considérer les paramètres présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 4 : Matrice pour la prise de décision concernant les systèmes hybrides de moyenne capacité

Village avec activités productives Demande de pointe 60-150 kW 300-1000 kWh / jour croissance attendue							
Système hybride de moyenne capacité ( 30 à 100 kWc PV )	Option	Chiffres-clés pour l'analyse économique et financière			Niveau de service	Compétences requises pour l'exploitation	
	Extension du réseau	distance du réseau	coût de ligne MT 8 à 13 k€ / km	ventes annuelles 110 à 370 MWh / an	chronologie de l'extension du réseau	service maximal	aucune
	Centrale thermique diesel	investissement initial (incluant de 2 à 3 groupes électrogènes pour suivre la demande) 80 à 150 k€	coût effectif du carburant diesel tarif du kWh	-si subvention publique sur le diesel: Ex. pour 110 à 370 MWh / an en diesel, coût de subvention : 12 à 40 k€/an)* -coûts d'exploitation et de maintenance annuels	durée de vie des groupes électrogènes	service maximal	exploitation et maintenance de groupes électrogènes synchronisés
	Centrale hybride (Exemple : 70 kWc PV)	investissement initial 420 à 560 k€ + renouvellement des batteries (8 ans) 80 à 110 k€	taux de pénétration accessible > 40% tarif du kWh	-si subvention publique sur le diesel: Ex. pour taux de pénétration PV @40% : 65 à 220 MWh / an en diesel, Coût de subvention moindre: 7 à 24 k€ / an)* -coûts d'exploitation et de maintenance annuels réduits	-durée de retour sur investissement -longue durée de vie PV (25 ans) -durée de vie des batteries -moindre nombre de groupes diesel, et allongement de leur durée de vie	service maximal	exploitation et maintenance de groupes électrogènes synchronisés + formation et appui à distance requis
Les données sur l'investissement citées pour comparer les options n'incluent pas le coût du réseau ou du mini-réseau local moyenne et basse tension. L'investissement initial et le coût du renouvellement des batteries pour l'option PV-diesel sont basés sur un système 70 kWc à titre d'exemple. *Basé sur une subvention de 30% sur un prix du carburant de 1,00 €/L et une consommation du groupe électrogène de 0,35 L/kWh							

Le montant du capital requis pour cette catégorie de centrales hybrides est très significatif (de 200 k€ à 900 k€, comparé à 80 k€ à 150 k€ pour une centrale thermique diesel), et appelle en général une implication des banques commerciales et du secteur privé.

Aux yeux d'un investisseur privé, fournir le capital pour un investissement dans un système photovoltaïque doit pouvoir se révéler avantageux. Les économies réalisées en termes de coût de production du kilowattheure (en comparaison avec l'option diesel seul) doivent permettre le remboursement de l'investissement dans un délai raisonnable et apporter un taux de rentabilité intéressant. Pour être viable du point de vue économique et financier, et donc attirer les investissements, un système hybride de moyenne capacité doit être extrêmement performant. Dans les environnements où les coûts du carburant sont bas ou ceux où la ressource solaire est modérée, il sera difficile, pour un tel système, d'être compétitif face à un projet de centrale thermique diesel.

Il faut également tenir compte des risques associés à ce type de système. Il existe des risques techniques (potentiel dysfonctionnement des équipements, mauvaise gestion du parc de batteries), des risques liés aux prévisions (demande plus basse que prévue, raccordement possible de la localité au réseau électrique principal), ainsi que des risques commerciaux. La stabilité des tarifs est nécessaire. L'investisseur pourra exiger un contrat d'achat d'électricité à long terme ainsi qu'une obligation d'achat.

Une part de financement public et des instruments de partage du risque seront nécessaires pour attirer les investisseurs privés.

Sur le plan technique, cette catégorie de systèmes hybrides emploie typiquement des ensembles d'onduleurs modulaires de puissance unitaire comprise entre 5 kW et 45 kW. Les principaux fabricants d'onduleurs multifonctionnels pour cette catégorie de systèmes hybrides sont SMA et Ingeteam.

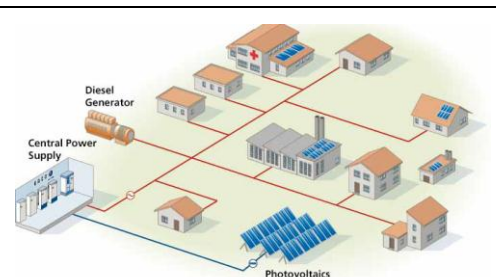
La bonne exploitation de groupes électrogènes synchronisés et le contrôle des bonnes performances de l'équipement électronique du système PV (onduleurs) exige la présence sur le site d'un personnel qualifié. Par ailleurs, un service d'appui technique est requis. Il doit permettre une assistance à distance pour la résolution de problèmes techniques, et assurer le dépannage dans les cas où le remplacement d'un composant se révèle nécessaire.

Le segment des systèmes hybrides de moyenne capacité est actuellement perçu comme particulièrement intéressant par les agences d'électrification rurale en Afrique et dans d'autres régions.

### Exemple d'un système hybride dédié à la recherche et développement

L'institut de recherche Fraunhofer ISE et le fabricant d'onduleurs KACO New Energy exploitent et étudient actuellement un système hybride PV-diesel en Allemagne. Le système est constitué d'un champ photovoltaïque fournissant une puissance maximale de 51 kW, un onduleur en îlotage (120 kW) établissant la tension et la fréquence du mini-réseau, de contrôleurs de charge à haute efficacité, d'un double système de batteries qui combine le caractère économique des batteries acide-plomb (288 kWh) avec les performances et la durabilité des batteries lithium-ion (96 kWh), ainsi que de compteurs intelligents qui offrent de nouvelles fonctionnalités pour la gestion des consommations. Ce mini-réseau est aussi conçu pour un éventuel raccordement futur au réseau national d'électricité.

Un système de gestion est connecté aux différentes sources d'énergie ainsi qu'aux charges, afin d'assurer un fonctionnement aussi performant que possible du point de vue technique et économique, et une utilisation optimale des ressources. Cet équipement permet de contrôler et



d'ajuster la consommation au moyen d'un prix de vente de l'électricité variable. Par exemple, le système n'activera les pompes à eau qu'aux moments où l'énergie est largement disponible et à faible coût.

Source : Fraunhofer ISE

### Exemple d'un système hybride de 72 kWc au Mali

Une visite et une analyse de ce système ont été réalisées dans le cadre des activités du CLUB-ER en 2010

La centrale hybride de Kimprana au Mali a été développée conjointement avec la Coopération des Pays-Bas. Elle est actuellement exploitée par la société de services énergétiques SSD Yeelen Kura. Elle dessert 217 ménages (environ 3.000 personnes). Le coût d'investissement de la composante solaire (hors groupe électrogène et réseau local) a représenté 328 M FCFA (500 k€), fourni par SSD Yeelen Kura, la Fondation FRES et la Coopération des Pays-Bas.

Le champ photovoltaïque totalise 72 kWc. Cette centrale a pour spécificité d'être subdivisée en deux champs PV distincts, possédant des régulateurs différents : un premier champ de 34,5 kWc est raccordé à six onduleurs SMA Sunny Mini Central (400 V CC), assemblés en triphasé, et un second champ de 37,5 kWc raccordé à un parc de batteries (48 V CC) via une unité de régulation de charge CC/CC, et à un groupe de neuf onduleurs bidirectionnels SMA SI 5048, assemblés en triphasé 380 V.

Le parc de batteries (1185 kWh) a été conçu pour assurer l'équivalent de trois jours de consommation. Le groupe électrogène de 175 kVA est démarré manuellement en cas de production insuffisante du champ photovoltaïque et d'un niveau de charge bas des batteries. Le système a été dimensionné pour une utilisation du groupe électrogène de moins de 500 heures par an.

L'exploitation a débuté avec un service 24h/24, mais les clients ont eu tendance à consommer davantage que ce qu'ils pouvaient se permettre de payer. C'est pourquoi la SSD a par la suite limité le service à 14 heures par jour, puis à 10 heures par jour. Le champ photovoltaïque et le parc de batteries suffisent à couvrir la consommation actuelle. Le groupe électrogène est rarement utilisé.



### 3.2.4 Systèmes hybrides de grande capacité pour de petites villes ayant des activités économiques significatives (système >100 kWc)

Les systèmes hybrides de grande capacité peuvent répondre aux besoins en électricité de petites villes possédant un réseau local non interconnecté au réseau national.

→ Ce type d'agglomération présente typiquement une **demande de pointe supérieure à 150 kW**, et une consommation d'électricité supérieure à **1000 kWh / jour**.

Les centrales conçues pour ce type d'agglomérations comprennent généralement plusieurs groupes électrogènes synchronisés afin de suivre efficacement la demande. Dans le cas d'un système hybride, la composante photovoltaïque et le parc de batteries doivent permettre d'éteindre complètement les groupes électrogènes diesel plusieurs heures par jour, réduisant ainsi la consommation de carburant et les durées d'utilisation des groupes électrogènes.

Cette catégorie de systèmes hybrides emploie typiquement des systèmes d'alimentation sans coupure (UPS). Les fabricants de produits UPS pour les industries ne pouvant tolérer de rupture d'alimentation électrique ont développé un vaste savoir-faire en matière de gestion de l'énergie entre diverses sources en courant alternatif et continu. L'unité UPS gère la totalité du système afin de préserver la durée de vie des batteries et de maximiser l'usage de l'énergie solaire. Ces systèmes peuvent être reliés aux groupes électrogènes afin de régir leurs modalités de fonctionnement.

Le parc de batteries doit être dimensionné afin de permettre de mettre à l'arrêt un ou plusieurs groupes électrogènes pendant une certaine durée. La capacité nominale de la batterie sera fonction de la puissance appelée durant la période où le groupe électrogène sera à l'arrêt et sur la durée souhaitée de cette mise à l'arrêt. Une analyse économique précise permet de déterminer les valeurs optimales de ces paramètres.

Le taux de pénétration accessible de l'énergie solaire dépendra de la forme réelle de la courbe de charge.

Les systèmes hybrides de grande capacité bénéficient d'économies d'échelle sur le coût du champ photovoltaïque et du parc de batteries. Dans les zones bénéficiant d'une bonne ressource solaire, le coût de production du kilowattheure à partir du champ photovoltaïque peut atteindre des niveaux rentables en comparaison du coût du kilowattheure produit à partir de diesel.

Une agglomération ayant déjà certaines activités productives peut présenter un potentiel de développement économique significatif et la question de son raccordement futur au réseau principal doit être prise en compte dans l'évaluation de la valeur économique du projet, en comparant la durée estimée avant raccordement au réseau à la durée nécessaire à l'atteinte du seuil de rentabilité.

→ **Les décideurs envisageant un système hybride pour ce type d'agglomération** se doivent de considérer les paramètres présentés dans le tableau ci-après.



Tableau 5 : Matrice pour la prise de décision concernant les systèmes hybrides de grande capacité

Petite ville avec activités économiques significatives							Demande de pointe > 150 kW		> 1000 kWh / jour	
Système hybride de grande capacité ( plus de 100 kWc PV )	Option	Chiffres-clés pour l'analyse économique et financière				Niveau de service	Compétences requises pour l'exploitation			
	Extension du réseau	distance du réseau	coût de ligne HT et MT	potentiel de développement économique de la localité	chronologie de l'extension du réseau	service maximal	aucune			
	Centrale thermique diesel	coût du groupe électrogène 200 à 300 € / kW + autres coûts	coût effectif du carburant diesel  tarif du kWh	-coût du kWh produit par une centrale thermique diesel  -coûts d'exploitation et de maintenance annuels	durée de vie du groupe électrogène	service maximal	exploitation et maintenance de groupes électrogènes synchronisés			
	Centrale hybride	champ PV 1500 k€ / kWc + renouvellement des batteries (10 à 12 ans) 150 k€ / MWh + autres coûts	taux de pénétration accessible  tarif du kWh	-coût du kWh produit par le champ PV  -coûts d'exploitation et de maintenance annuels réduits	-durée de retour sur investissement -longue durée de vie PV (25 ans) -allongement de la durée de vie des groupes électrogènes	service maximal	exploitation et maintenance de groupes électrogènes synchronisés  + formation aux systèmes UPS			
Les données sur l'investissement citées pour comparer les options n'incluent pas le coût du réseau ou du mini-réseau local moyenne et basse tension.										

Une fois encore, le montant très élevé de l'investissement initial, le type de technologie utilisée (UPS) et sa nouveauté dans le contexte de l'électrification dans les pays en développement exigent une solide coopération entre les intervenants et les autorités locales.

Les contraintes de financement et le type de risques associés à ce segment de marché sont similaires à ceux des centrales hybrides de moyenne capacité, mais avec un besoin accru en matière de partenariat public-privé et d'accords de partenariat à long terme, à la mesure des investissements impliqués.

Etant donné que les agglomérations jouissant d'une activité économique significative sont susceptibles d'être raccordées au réseau national, la question de la chronologie de leur raccordement est essentielle.

Sur le plan technique, l'implication des fabricants de systèmes est essentielle en raison de la nature innovante de l'association des technologies UPS avec la technologie photovoltaïque dans les pays en développement.

### **Exemple d'une installation hybride de grande capacité**

*Une visite et une analyse de ce système ont été réalisées dans le cadre des activités du CLUB-ER en 2011*

En 2011, Énergie du Mali (EDM-SA), en partenariat avec la Banque pour le Commerce et l'Industrie (BCI Mali SA) et l'entreprise privée ZED-SA, a mis en place une centrale hybride de grande capacité pour alimenter en électricité la ville de Ouélessébougou. Le projet a consisté en l'hybridation de la centrale thermique diesel existante (2 x 275 kVA, 400 kW de puissance pointe) avec un champ photovoltaïque de 216 kWc et un parc de batteries OPzV de 1600 kWh. Le système UPS est composé de trois onduleurs Protect 4.33 de AEG Power Solutions, de 220 kVA chacun. Le système alimente environ 500 habitations. L'hybridation permet de mettre à l'arrêt les groupes électrogènes pendant la journée et de réduire leur temps d'utilisation de 75%.

Le budget de ce projet s'est élevé à 1,18 milliard de FCFA (1,8 millions EUR).



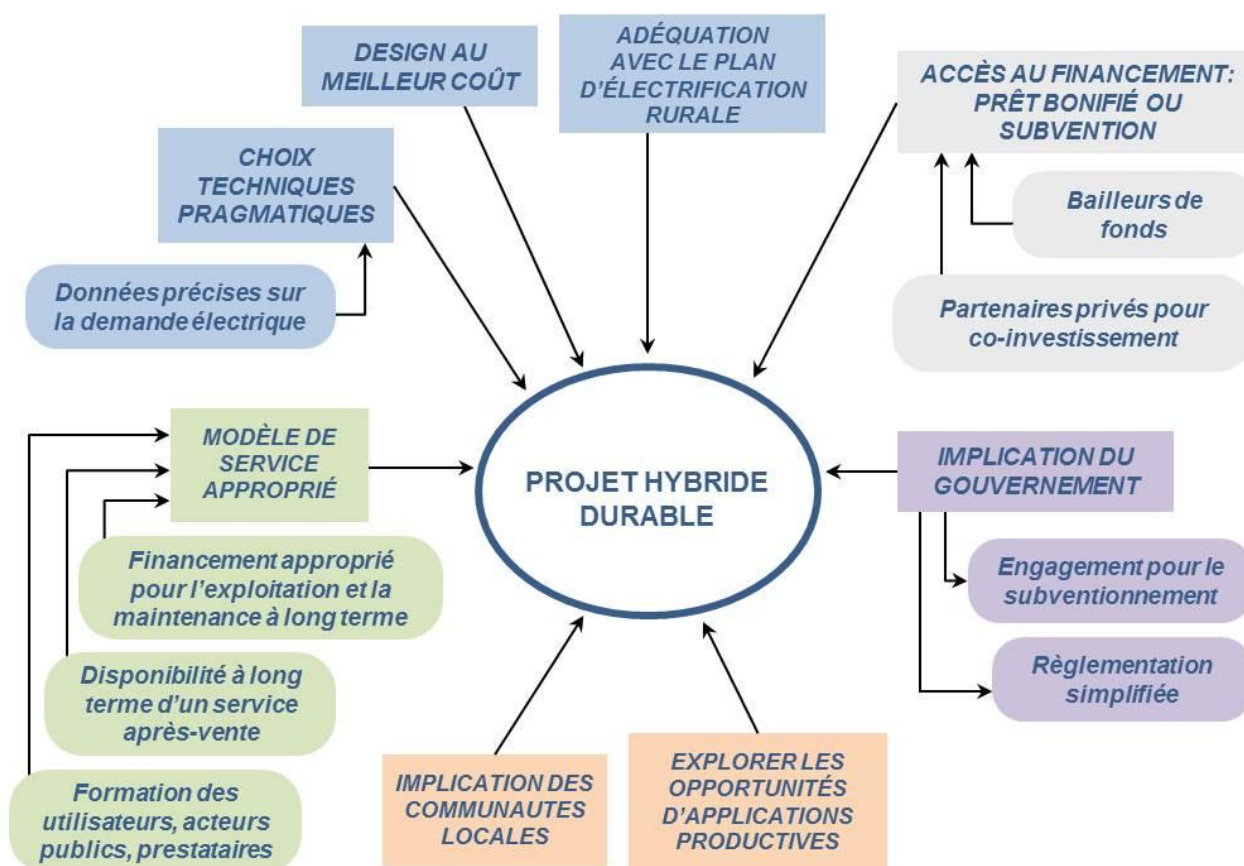
## 4 Défis et recommandations pour la durabilité des systèmes

Les agences d'électrification rurale des pays en développement et les bailleurs internationaux accordent une attention croissante aux mini-réseaux alimentés par des systèmes hybrides pour l'électrification des localités rurales. La plupart des sites visés par les programmes actuels sont des villages pouvant être électrifiés avec des systèmes hybrides de petite ou moyenne capacité. Par conséquent, les recommandations qui suivent concernent surtout ces catégories de systèmes.

### 4.1 Principes généraux

Afin de maximiser la durabilité d'un mini-réseau hybride sur le long terme, quelques principes fondamentaux de préparation et de mise en œuvre des projets doivent être observés. Ces principes peuvent être déclinés en fonction des divers intervenants prenant part aux projets. Le schéma suivant explicite les rôles de ces intervenants : le rôle du concepteur du projet en ce qui concerne les choix techniques, le modèle de distribution et le *business model*, le rôle du gouvernement, l'implication de la communauté locale et, enfin, la nécessité d'un plan de financement approprié<sup>7</sup>.

Schéma 10 : Principes de préparation et de mise en œuvre de projets durables en matière de systèmes hybrides hors réseau



<sup>7</sup> Adapté du rapport de la Banque Mondiale « *Operational Guidance for World Bank Group Staff. Rural Electrification Projects: Principles and Practices* », [14]

## 4.2 Recommandations pour la conception de systèmes durables

Ce chapitre vise à mettre en lumière les informations-clés que les porteurs de projets hybrides et les concepteurs de systèmes hybrides doivent avoir à l'esprit lorsqu'ils planifient et conçoivent un système hybride. Des informations complémentaires sont disponibles dans les publications de la Tâche 11 de l'AIE-PVPS répertoriées en Annexe.

### 4.2.1 Évaluations de préfaisabilité

Dans le cadre d'un projet d'électrification d'une localité au moyen d'un système hybride PV-diesel, l'évaluation de la pertinence de la solution hybride, comparée à l'option plus simple d'un groupe électrogène, doit en premier lieu se baser sur le budget d'investissement disponible. Le porteur de projet pourra considérer que, en règle générale, un tiers du budget d'investissement initial sera consacré au champ photovoltaïque lui-même. En considérant le prix moyen des modules photovoltaïques au moment de l'analyse, on peut estimer la capacité photovoltaïque que le budget disponible permettra d'atteindre. Avec les données relatives à la ressource solaire locale, on peut alors estimer la production journalière approximative du système photovoltaïque<sup>8</sup>.

→ Si la production PV journalière estimée représente moins de 30% de la demande énergétique journalière moyenne, il y a lieu d'interroger la pertinence du choix d'un système hybride PV.

L'estimation de la production du champ PV permet de calculer la réduction de production demandée au groupe électrogène, ainsi que la réduction des dépenses en carburant et la réduction du nombre d'heures d'exploitation du groupe électrogène, en comparaison avec l'option du groupe électrogène seul.

Une comparaison des investissements initiaux (en capital) ajoutés aux dépenses annuelles cumulées, pour chacune des deux options, hybride et diesel seul, et selon un scénario classique de croissance de la demande, permet une estimation approximative du temps de retour sur investissement dans le cas où la solution hybride serait choisie. Le remplacement du parc de batteries après sept ou neuf ans, pour un coût à peu près équivalent au cinquième du budget disponible, doit aussi être inclus dans le total des dépenses cumulées.

→ Il y a lieu de comparer le temps de retour estimé pour l'option hybride avec la planification du raccordement de la région concernée au réseau principal, et d'évaluer les autres risques pouvant survenir au cours de la période nécessaire avant retour sur investissement.

Si le raccordement de la zone considérée au réseau principal est probable à moyen terme, et que la solution hybride est choisie comme une solution temporaire, on peut considérer que le champ PV pourra être lui-même, plus tard, raccordé au réseau afin d'y injecter directement sa production. Les onduleurs installés préalablement peuvent aussi servir cet objectif à condition d'être conçus en vue du raccordement futur, notamment en matière de respect des normes et des procédures applicables aux systèmes raccordés au réseau [5].

Lorsque l'on envisage l'hybridation d'une centrale thermique diesel existante, il convient d'évaluer la qualité de l'équipement existant et de tenir compte des coûts d'adaptation éventuelle.

---

<sup>8</sup> Les cartes de ressource solaire publiées par PV GIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>) couvrant l'Europe et l'Afrique, fournissent des informations sur la production PV effective en moyenne annuelle par kWc de systèmes PV convenablement installé dans une localité donnée. Dans le cas d'un système hybride avec stockage, une partie de la production PV sera perdue dans le cycle de charge des batteries. Le calcul de ces pertes requiert toutefois une analyse détaillée.

#### 4.2.2 Prévision de la demande

La qualité et la fiabilité des données de la courbe de charge locale sont essentielles, parce que cette courbe constitue la base sur laquelle le système sera conçu et dimensionné. Afin d'évaluer la future courbe de charge, on peut se baser sur les usages actuels d'énergie (si la localité possède déjà un système basique d'électrification tel qu'un groupe électrogène individuel par exemple), ainsi que sur une étude détaillée des besoins au niveau local, et enfin par comparaison avec les localités déjà électrifiées dans la même région.

→ Les analyses de prévision de la demande électrique doivent être réalisées avec le plus de précision possible. De mauvaises prévisions mènent aisément à une conception inadéquate des systèmes, qui deviendront alors rapidement obsolètes.

La conception d'un système hybride requiert davantage de données sur la courbe de charge que le dimensionnement d'une centrale thermique diesel. Les informations suivantes sont indispensables :

- quantité d'énergie requise en moyenne journalière (kWh)
- heure et valeur de la pointe journalière moyenne, et valeur de la pointe maximale en haute saison (kW)
- moyenne et maximum des puissances requises (kW) pendant les heures de production solaire
- quantité d'énergie utilisée pendant les périodes à faible demande, généralement la nuit (kWh, début et fin de période)

→ Une courbe de charge quotidienne avec des données horaires précises, de même que les variations saisonnières attendues, sont requises pour la conception du système.

L'évolution future de cette courbe de charge doit être estimée, en tenant compte du fait que le raccordement des clients sera graduel, que ceux-ci augmenteront leur consommation individuelle au cours du temps et que de nouveaux besoins particuliers pourront apparaître, suite au développement des activités productives.

→ Les prévisions doivent au moins couvrir les cinq années suivant la mise en place du système. Des scénarios d'évolution à plus long terme (dix ans) seront nécessaires pour évaluer la durabilité à long terme de la conception choisie.

Il est suggéré que le système soit conçu de façon à répondre à la demande prévisionnelle de l'année 5, par exemple, en effet il s'agit généralement de l'horizon au-delà duquel l'incertitude est importante sur les changements pouvant intervenir dans une localité rurale. Cet horizon pourra bien sûr être ajusté aux conditions locales. La durabilité de la conception choisie et les éventuels compléments à apporter au système de manière incrémentale peuvent être évalués en utilisant le scénario à horizon 10 ans.

Les conséquences d'une demande qui s'écarterait de la prévision doivent aussi être estimées : impacts sur le groupe électrogène, sur le système d'onduleurs et sur le parc batterie. Les options préventives adéquates ou les modifications dans la conception du système doivent alors être identifiées afin de rendre le système plus robuste. La robustesse se révèle souvent plus pertinente que la recherche d'un rendement élevé.

#### 4.2.3 Conception du système

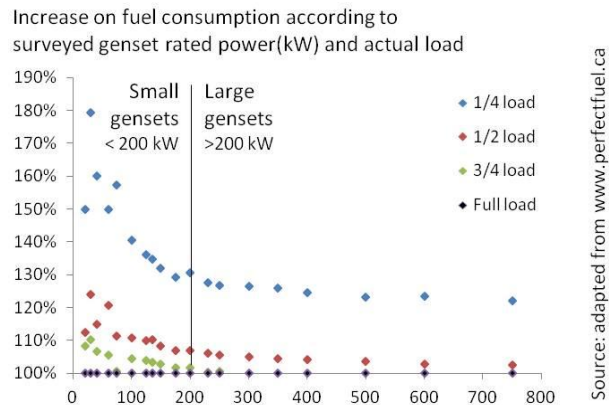
La stratégie d'exploitation du système définira les paramètres de sa conception. L'optimisation du mode d'exploitation devra viser l'efficacité du groupe électrogène et du parc batterie et l'allongement de leur durée de vie. À cette fin, optimiser le facteur de charge du groupe électrogène et le cycle de recharge des batteries est important, et ceci affectera le dimensionnement et le coût du système.

### Groupe(s) électrogène(s) diesel

Selon le niveau de service souhaité, on peut décider d'installer un ou plusieurs groupes électrogènes pour être en mesure d'assurer un service maximal, et sans interruption pendant les périodes de maintenance des groupes. De plus, pour les systèmes de plus de 50 kW, on pourra choisir d'exploiter plusieurs groupes électrogènes, de différentes puissances, afin d'optimiser leur facteur de charge.

Les groupes électrogènes, en particulier ceux dont la puissance est inférieure à 250 kVA (200 kW), connaissent des baisses de rendement importantes lorsqu'ils sont utilisés à faible facteur de charge (<40%), c'est-à-dire une augmentation de la consommation de carburant par kilowattheure produit, comme le montre le schéma ci-contre. Par ailleurs, les moteurs de tous les groupes électrogènes sont progressivement endommagés lorsqu'ils sont utilisés de façon répétée, et sur de longues périodes, à faible facteur de charge.

Schéma 11 : Augmentation de la consommation de carburant des groupes électrogènes fonctionnant à faible facteur de charge



→ Les concepteurs doivent s'assurer que les groupes électrogènes fonctionnent autant que possible à un facteur de charge supérieur à 40%.

### Parc de batteries

La technologie de stockage actuellement la plus adaptée aux systèmes hybrides pour l'électrification rurale<sup>9</sup> consiste en un parc de batteries acide-plomb à plaques tubulaires, soit de type ouvert (VLA, *vented lead-acid* : batteries à électrolyte liquide requérant un ajout régulier d'eau distillée) soit de type étanche à soupape, sans entretien (VRLA, *valve-regulated lead-acid*<sup>10</sup>). Dans ces deux gammes, les batteries choisies devront être spécialement conçues pour les applications solaires.

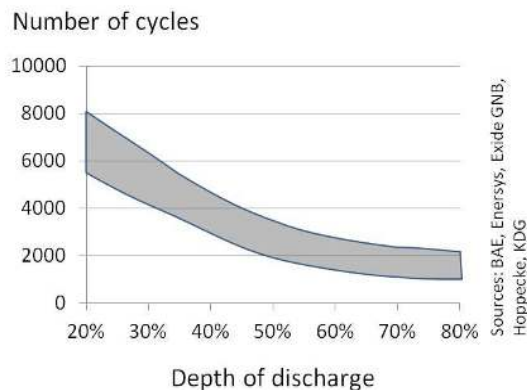
La capacité du parc de batteries doit être dimensionnée afin que les batteries puissent stocker l'énergie nécessaire pour répondre à la demande cumulée durant les heures où le groupe électrogène ne devra pas être mis en marche et où la production solaire ne sera pas disponible (il s'agit en général de la nuit, et de la matinée si la demande matinale est faible).

Le cycle de charge / décharge des batteries doit être pensé de telle sorte que les batteries soient capables de stocker la production PV en excès, et que la profondeur de décharge qu'elles atteignent autorise une durée de vie d'au moins six ans (typiquement : 2200 cycles à 50%-60% de profondeur de décharge, à raison d'un cycle par jour), et idéalement de huit à dix ans. En raison de l'impact important de la température ambiante sur la durée de vie des batteries (une augmentation de 5°C de la température réduit leur durée de vie d'environ 15%-20%), la conception de la salle des batteries doit permettre de les maintenir à la température la plus basse possible.

<sup>9</sup> Davantage d'informations sur les différentes options techniques de stockage d'énergie pour les systèmes hybrides sont disponibles en [11] et [15]

<sup>10</sup> La référence DIN pour les batteries à plaque tubulaire de type ouvert VLA est OPzS. La référence DIN pour les batteries à plaque tubulaire de type VRLA est OPzV.

**Schéma 12 : Durée de vie en fonction de la profondeur de décharge (pour des éléments de 2V, OPzS et OPzV)**



La durée de vie d'une batterie (mesurée en nombre de cycles) dépend de la profondeur de décharge atteinte à chaque cycle : plus profonde est la décharge à chaque cycle, plus courte sera la durée de vie de la batterie, comme figuré sur le schéma ci-contre, pour les batteries de type VRLA et VLA.

Le coût du parc batterie étant directement proportionnel à la capacité de batterie installée, on cherchera à optimiser cette capacité, en tenant compte du fait qu'une batterie de plus petite capacité se déchargera plus profondément à chaque cycle qu'une batterie de capacité supérieure, sa durée de vie en sera donc réduite et son coût de remplacement augmentera.

Etant donné que le processus de recharge d'une batterie comprend plusieurs étapes, dont les dernières requièrent une très faible puissance (tension constante, courant de charge réduit et décroissant), il est préférable que cette fin de charge soit effectuée par le groupe électrogène plutôt que par le champ PV, et qu'elle ait lieu à un moment où le groupe électrogène fonctionne à un bon facteur de charge. Ce mode d'exploitation permet de maximiser l'usage de l'énergie solaire.

La capacité totale d'une batterie (c'est-à-dire la quantité totale de courant qu'elle peut fournir multipliée par la durée de cette décharge) diminue lorsque la décharge se fait avec un courant élevé. Cela signifie que si la demande (puissance appelée) à laquelle la batterie doit répondre augmente au cours des années, non seulement, après quelques années le nombre d'heures de service que la batterie pourra assurer sera plus réduit (parce qu'un niveau de puissance plus élevé entraîne une durée d'alimentation plus courte pour une quantité donnée d'énergie stockée), mais aussi parce que sa capacité totale sera réduite en raison du courant de décharge plus élevé. Il faut donc tenir compte de ces deux effets dans le cas des localités où la demande croît de façon significative.

→ Les conditions d'exploitation, et l'évolution de ces conditions, ont un impact très important sur la durée de vie des batteries. Le concepteur du système doit donc s'assurer qu'une marge de sécurité est incluse dans le dimensionnement des batteries et que leur mode d'exploitation optimise leur durée de vie.

### Onduleurs multifonctionnels

Les systèmes d'onduleurs multifonctionnels comprennent (i) une composante contrôlant le point de fonctionnement du champ PV et maximisant la puissance délivrée, (ii) une composante 'onduleur' convertissant le courant continu (provenant du champ photovoltaïque ou des batteries) en courant alternatif, et un 'redresseur' convertissant le courant alternatif en courant continu pour charger les batteries, (ii) ainsi qu'une composante régulant la charge des batteries afin d'en allonger la durée de vie. Ces différentes fonctions peuvent être partagées entre plusieurs équipements distincts, ou bien être combinées en une seule unité centralisée.

Le redresseur, ainsi que le régulateur de charge de la batterie doivent être dimensionnés afin qu'autant le champ photovoltaïque que le groupe électrogène puissent charger les batteries. Le courant nominal en sortie de redresseur/régulateur doit correspondre au courant maximal de charge des batteries.

Le régulateur doit pouvoir assurer les différentes phases de charge, ainsi que les charges régulières d'égalisation et la charge de maintien, dans le but de maximiser la durée de vie des batteries.

L'onduleur doit être dimensionné (en termes de capacité nominale) afin de répondre à la demande ayant lieu aux heures où la production solaire n'est pas disponible et aux heures où l'usage du groupe électrogène ne serait pas pertinent en raison d'un fonctionnement à trop faible facteur de charge. Les variations saisonnières et la croissance annuelle de la demande doivent être prises en compte pour le dimensionnement de l'onduleur.

Les composants de l'onduleur multifonctionnel contrôlent l'exploitation des différentes sources d'énergie du système hybride. Un dysfonctionnement de l'un de ces composants entravera considérablement le fonctionnement de l'ensemble du système hybride. Par ailleurs, des réglages inappropriés des divers seuils qui contrôlent le basculement entre sources peuvent affecter la durée de vie des batteries ou le rendement d'utilisation de l'énergie solaire.

→ Le concepteur du système doit donc dimensionner l'onduleur multifonctionnel, et le mode d'exploitation de celui-ci, en recherchant à la fois la qualité, la robustesse, la durabilité et la simplicité d'exploitation.

### Optimisation de la conception du système

Beaucoup de paramètres entrent en considération dans la conception d'un système hybride PV-diesel. L'option optimale devra être performante sur le plan technique mais aussi sur les plans économique et financier.

Des outils logiciels ont été développés pour cette optimisation complexe. On trouvera des recommandations au sujet des outils disponibles et de leurs fonctionnalités dans le rapport publié par la Tâche 11 de l'AIE-PVPS : *Worldwide overview of design and simulation tools for hybrid PV systems* [6]. Pour modéliser le comportement des différentes options hybrides et identifier le dimensionnement de moindre coût, le logiciel gratuit HOMER<sup>11</sup> s'avèrera particulièrement utile.

Tableau 6 : Recommandations-clés pour la conception d'un système hybride durable

	Composant	Recommandation
<b>Conception</b>	Capacité du champ PV	Permettant de fournir plus de 20% de la demande journalière en année 1
	Puissance du groupe électrogène diesel	Permettant d'assurer la pointe de demande, en haute saison, à l'année 5
	Capacité du parc de batteries	En fonction de l'excès de production journalière solaire à stocker (en année 1), et de la quantité d'énergie requise durant les heures de faible demande (en année 5)
	Onduleur multifonctionnel Caractéristiques du composant redresseur  Dimensionnement du composant onduleur (puissance nominale)	Régulation de charge permettant d'allonger la durée de vie du parc de batteries  En fonction de la demande (puissance appelée) aux périodes où la production solaire est insuffisante et aux périodes où la demande est trop faible pour une utilisation performante du groupe électrogène (en haute saison, en année 5)
<b>Exploitation</b>	Exploitation du groupe électrogène diesel	Autant que possible : pas d'utilisation avec un facteur de charge inférieur à 40%
	Exploitation des batteries	Optimiser la durée de vie du parc de batteries

Adapté de [7]

<sup>11</sup> Disponible sur : [www.homerenergy.com](http://www.homerenergy.com)



### 4.3 Recommandations pour une exploitation durable des systèmes hybrides

Les enseignements tirés des projets passés révèlent que, au-delà des questions techniques, bon nombre de défaillances sont dues à des schémas organisationnels inappropriés ou peu clairs en ce qui concerne l'exploitation et la maintenance des systèmes, ainsi qu'au manque de modalités adéquates pour encourager un usage responsable de l'énergie dans un contexte de disponibilité limitée [8].

Les principales causes de défaillances observées sont les hausses imprévues de la demande, les recettes insuffisantes, l'absence de service après-vente, ainsi que les régimes de propriété mal adaptés.

#### **Hausses imprévues de la demande**

Ces hausses sont causées par un usage inefficace de l'énergie ou par de nouvelles demandes imprévues. La promotion des appareils électriques à faible consommation et la sensibilisation des clients à l'usage rationnel de l'énergie doivent faire partie intégrante de tout projet d'électrification rurale.

#### **Recettes insuffisantes ou manque de provisions pour la maintenance**

Le projet doit, au minimum, générer un flux de trésorerie suffisant pour couvrir les coûts d'exploitation et de maintenance, et desservir notamment les entreprises et les institutions publiques présentes sur le site, afin d'atteindre la masse critique de clients, augmenter les recettes et favoriser l'implication locale. Parce qu'il est parfois difficile et coûteux de maintenir du personnel qualifié dans un village isolé, un opérateur pourra avantageusement exploiter un ensemble de plusieurs systèmes hybrides dans une région donnée afin de réduire ses frais d'exploitation et d'entretien.

#### **Service après-vente peu accessible**

L'accès à un service après-vente et aux pièces de rechange est absolument critique pour ce qui concerne les équipements électroniques du système hybride (onduleurs, etc.) En cas de défaillance d'un de ces composants, le diagnostic nécessaire et le remplacement posent souvent problème. En plus de la formation des exploitants, il est nécessaire que les fabricants et/ou les distributeurs locaux assurent un service après-vente adéquat pour les équipements tels que les onduleurs, régulateurs, etc. La pérennité du service après-vente sur le long terme est essentielle.

#### **Régimes de propriété adéquats et modèles de responsabilités**

Il est important que des accords contractuels clairs soient conclus pour définir qui investira, qui développera le projet, qui sera propriétaire des installations et qui exploitera le système et en assurera la maintenance. Pour garantir la pérennité d'un projet, les droits de propriété et le rôle de chacun des partenaires doivent être très clairs et décrits en détails dans les accords contractuels. Divers modèles de partage des responsabilités sont possibles : le modèle basé sur la communauté, sur le secteur privé ou sur les grandes sociétés d'électricité. Les conditions sociales et économiques locales doivent orienter le choix du modèle qui convient. Des enseignements précieux sur les avantages et la pertinence de chaque modèle – en fonction des conditions locales – sont disponibles dans le rapport de ARE-USAID *Hybrid mini-grids for rural electrification: lessons learned* [2].

Quel que soit le régime de propriété choisi, tant l'implication que le soutien de la communauté locale sont essentiels pour garantir la durabilité du projet à long terme. La participation des utilisateurs dès les premières étapes de la définition du projet et jusqu'à sa mise en œuvre et exploitation contribue à obtenir un résultat correspondant aux besoins réels et responsabilise les usagers en vue d'une utilisation avisée des installations et de leur bonne maintenance [8].

## 5 Perspectives pour un déploiement à plus grande échelle

### 5.1 Accroître l'implication des intervenants publics et du secteur privé

Il y a quelques années, dans les pays en développement, les systèmes hybrides se limitaient à des applications à petite échelle, généralement pour alimenter en électricité des clients ayant des besoins spécifiques, telles que les institutions rurales. L'un des moteurs des développements actuels concernant les systèmes hybrides est le besoin de réduire les coûts de production des centrales électriques isolées.

Le recours à la technologie photovoltaïque pour réduire les coûts de production des centrales diesel suppose l'accès à des capitaux importants pour les investissements initiaux, en comparaison avec les solutions d'électrification desquelles les agences et fonds d'électrification rurale étaient familiers jusqu'à présent : en effet, les systèmes PV autonomes sont généralement de plus petite capacité, et les petites centrales thermiques diesel ne requièrent que de faibles investissements initiaux.

Les gouvernements et les agences publiques sont de plus en plus conscients des avantages des technologies hybrides. On peut s'attendre à ce que, parallèlement à cet intérêt croissant, davantage de financements soient disponibles pour cette technologie via les fonds d'électrification. Néanmoins, étant donné la taille croissante des centrales hybrides actuellement planifiées, l'implication du secteur privé sera de plus en plus nécessaire pour compléter les financements publics.

Si, à l'échelon local, le politique pourra jouer un rôle de catalyseur en lançant des programmes et des plans de mise en œuvre pour le développement des systèmes hybrides, la participation du secteur privé sera essentielle pour la réalisation effective de ces projets.

En plus des risques associés aux projets d'électrification décentralisée classiques, les systèmes hybrides PV-diesel introduisent une complexité technique nouvelle dans des régions où les compétences requises sont le plus souvent absentes. L'instauration d'un environnement plus sûr reste nécessaire pour que les investisseurs privés soient prêts à participer à ce type de projets.

Les partenariats public-privé doivent donc être promus et facilités.

**Au sein de ces partenariats, les distributeurs des équipements-clés, tels que les onduleurs, ont un rôle important à jouer. La disponibilité et la qualité du service après-vente dans les zones où les systèmes hybrides sont installés contribuent à la réduction des risques techniques.**

Pour garantir la durabilité des projets, l'appropriation locale par les communautés et les utilisateurs est essentielle. **Un renforcement des capacités locales et des actions de formation à l'exploitation et la maintenance des systèmes seront nécessaires pour assurer la durabilité des projets à long terme. Les agences d'électrification doivent encourager l'implication des autorités locales dès la planification du projet, et ce jusqu'à sa mise en œuvre et son évaluation, ainsi que pour l'exploitation et la maintenance des systèmes sur une base locale.**

### 5.2 Nécessité d'une gamme de produits élargie et d'une concurrence accrue

Le développement des systèmes hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale a été fortement stimulé par la réduction des coûts des panneaux photovoltaïques mais aussi, et surtout, par le développement de produits spécifiques (onduleurs notamment) dans la gamme de puissance correspondant aux besoins des communautés rurales isolées.

Il existe aujourd'hui une demande croissante pour ce type de solutions à plus grande échelle. Seuls quelques fabricants d'onduleurs en îlotage visent ce marché pour l'instant, avec des produits appropriés, mais la totalité de la gamme de puissance n'est pas couverte, notamment le segment des systèmes hybrides dotés d'un champ PV de 50 kWc à 150 kWc. En outre, le fait qu'il n'y ait qu'un faible nombre de fabricants limite la concurrence et offre peu d'alternatives aux porteurs de projets.

Par ailleurs, les représentants et les distributeurs des principaux fabricants d'onduleurs sont peu présents dans les pays en développement. Le manque de service après-vente et de personnel qualifié au niveau local restreint le développement de cette technologie dans le secteur de l'électrification rurale.

Pour l'aide à la conception technique, au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides (tâches bien plus complexes que pour les centrales classiques basées sur une seule source d'énergie), des outils logiciels ont été développés, principalement par des institutions de recherche. Ces outils sont toutefois limités par leur manque de simplicité d'utilisation, par les options qu'ils offrent et par le manque ou l'insuffisance de bases de données répertoriant les équipements commercialement disponibles (onduleurs, batteries, etc.). Des outils logiciels dédiés à la gamme de produits de divers fabricants existent aussi, tel le *off-grid configurator* de SMA. Une offre plus large de tels outils profiterait aux industriels impliqués dans les différents secteurs des solutions techniques pour les systèmes hybrides.

### 5.3 Scénarios de déploiement futur

Le déploiement futur de la technologie hybride dans les pays en développement sera déterminé par différents facteurs, en fonction du type d'application en question.

Le segment des systèmes micro-hybrides en tant que source d'électricité fiable et économique pour les stations de base de télécommunication se développe actuellement et devrait continuer à croître, grâce à la réduction des coûts d'exploitation que ces solutions permettent en comparaison avec l'option diesel. Ce segment de marché bénéficie d'une clientèle structurée et exigeante : les entreprises de télécommunications. Le développement de cette application spécifique pourrait attirer dans les pays en développement les fabricants de systèmes, leurs distributeurs et installateurs, ainsi que des fournisseurs de services, ce qui apporterait fiabilité et standardisation à ce segment.

Le développement des petits systèmes hybrides pour l'électrification rurale décentralisée dépendra de l'impulsion donnée par les institutions chargées de l'accès des usagers ruraux aux services essentiels. Le renforcement des capacités et l'accès aux financements concessionnels seront des facteurs-clés pour le développement de ce segment. Une certaine standardisation des solutions techniques pour ce segment profiterait à son développement.

Le développement plus large des systèmes hybrides de moyenne capacité nécessite une impulsion politique pour encourager l'implication du secteur privé. Avec la mise en place de mécanismes permettant d'atténuer les risques et d'accords contractuels permettant un partage des risques entre investisseurs privés et autres partenaires, ce segment pourra se développer de manière significative si les coûts des panneaux photovoltaïques et des onduleurs continuent de décroître. La standardisation sera moins aisée à réaliser dans ce segment en raison de l'impact des conditions locales spécifiques (notamment la courbe de charge locale) sur la conception des systèmes, ce qui limite la réplique. Toutefois la modularité des composants pourrait apporter une certaine standardisation à l'avenir, accompagnée de bénéfices en termes de coûts et de fiabilité.

Les réseaux isolés équipés de systèmes hybrides de grande capacité exigent, quant à eux, des investissements substantiels et un niveau de rentabilité important pour attirer les investisseurs. Le secteur privé pourra jouer un rôle décisif comme fournisseur de systèmes clé-en-main ainsi qu'en tant

qu'investisseur. La question de l'extension du réseau national et du raccordement des réseaux isolés à celui-ci est cruciale et directement liée à la différence de coût entre production centralisée et production décentralisée. Dans les pays dépendant exclusivement des énergies fossiles pour leur production d'électricité, la hausse du coût de ces énergies, ainsi que la réduction des subventions sur les combustibles fossiles seront les principaux moteurs pouvant favoriser le développement de réseaux hybrides basés sur les énergies renouvelables.

## 6 Annexe

### 6.1 Documents relatifs aux activités du CLUB-ER sur les systèmes hybrides

Dans le cadre des activités du CLUB-ER, une étude des systèmes hybrides existants au Mali, au Sénégal et en Tanzanie a été menée en 2010.

En 2011, deux ateliers de formation portant sur la conception des systèmes hybrides et destinés aux agences d'électrification rurale ont eu lieu à Bamako (session en français en juillet 2011) et à Nairobi (session en anglais en novembre 2011). Ces ateliers ont eu pour résultat un partage d'expérience entre les membres du CLUB-ER et un renforcement significatif des capacités des agences d'électrification rurale en matière de planification et de conception des systèmes hybrides.

La présence de fabricants d'onduleurs (SMA et Studer) et d'entreprises privées du secteur éolien, dont des spécialistes de l'installation et des porteurs de projets (Dutch Small Wind, WinAfrique ainsi que Windpower Serengeti) ont fourni des informations précieuses sur les possibilités ouvertes par les technologies hybrides et sur les retours d'expérience de projets réalisés.

Les informations partagées lors de ces ateliers ont contribué à la réalisation du présent document.

Toutes les présentations de ces deux ateliers du CLUB-ER (session en français et session en anglais) peuvent être consultées sur le site : [www.club-er.org](http://www.club-er.org)

## 6.2 Résumé de la publication de ARE - USAID sur les mini-réseaux hybrides

### Mini-réseaux hybrides pour l'électrification rurale : leçons retenues

À l'heure actuelle, environ 1,5 milliards de personnes à travers le monde vivent sans accès à l'électricité et, sans efforts concertés, ce chiffre ne diminuera certainement pas. L'extension d'un réseau électrique vers les zones rurales isolées est souvent très coûteuse et dans bien des régions, il est assez improbable qu'elle soit réalisée à moyen terme. Dans de telles situations, les mini-réseaux électriques peuvent approvisionner les ménages et les activités productives et commerciales locales. Ils assurent une production d'électricité centralisée à l'échelon local en utilisant le réseau de distribution d'un village. En outre, lorsque ces réseaux sont alimentés par des énergies renouvelables ou des systèmes hybrides, ils augmentent l'accès à l'électricité sans nuire à la lutte contre les changements climatiques.

Les membres de l'Alliance pour l'Électrification Rurale (ARE) ont été impliqués dans la mise en œuvre de centaines de projets de mini-réseaux à travers le monde. Les leçons retenues à l'issue de ces projets et résumées dans la publication *Hybrid mini-grids for rural electrification: lessons learned* donnent un aperçu des enjeux-clés dont il faudra tenir compte pour imaginer des modèles durables et reproductibles en vue d'un déploiement des mini-réseaux hybrides. La mise en place de mini-réseaux hybrides durables soulève des enjeux complexes au point de vue technique, financier et organisationnel. Ces enjeux concernent les besoins des utilisateurs en bout de ligne, le renforcement des capacités et la formation, la tarification et le montage des subventions, ainsi que la capacité institutionnelle.

#### I. Enjeux techniques

La combinaison de sources de production et de composants choisie pour un système hybride aura une influence réelle sur la durée de vie du système et sur le prix d'achat de l'électricité pour les clients. En dépit du fait que la situation économique des régions rurales favorise les choix technologiques en fonction du court terme sur la base du moindre coût, la qualité conserve une influence très significative sur la durée de vie du système. Ainsi, aucun compromis ne doit être fait sur la qualité des composants du système si l'on veut atteindre les coûts de production réels les plus bas à long terme.

Afin d'augmenter les gains d'efficacité et les économies en termes de coûts, la priorité doit aller au dimensionnement du système le plus approprié, ainsi qu'à l'efficacité énergétique. Quels que soient les choix qui sont faits, l'efficacité énergétique est cruciale, parce qu'elle influence de façon décisive la demande en énergie et, par conséquent, le volume de production d'électricité nécessaire. Tout cela a un impact sur les coûts d'investissements et sur la viabilité financière du projet. En réalité, dans la plupart des pays, la maîtrise de la demande devrait constituer la première des politiques énergétiques. Dans beaucoup de communautés rurales, on observe une tendance cherchant la réduction des coûts d'investissements à court terme. Cette situation réclame une sensibilisation accrue et continue aux questions de l'efficacité énergétique, ainsi que des efforts encourageant la distribution locale d'appareils à haute efficacité énergétique.

La décision concernant les sources d'énergie qui seront exploitées est, bien entendu, centrale. Le diesel est une ressource onéreuse et souvent difficile à acheminer dans les zones rurales. Par conséquent, les mini-réseaux alimentés à 100% au diesel seront sans doute plus chers, sur le temps de leur durée de vie, que les systèmes hybrides. De plus, les systèmes diesel sont souvent moins autonomes car la disponibilité du carburant n'est pas toujours garantie. À l'inverse, les mini-réseaux hybrides exploitent des ressources locales et renouvelables, ce qui rend moins probable l'indisponibilité de l'électricité.

Plusieurs types de technologies exploitant des énergies renouvelables peuvent être utilisés au sein des mini-réseaux :

- Les petites centrales hydroélectriques ou micro-hydroélectriques constituent la technologie la plus économique, mais aussi la plus dépendante du site, car elle requiert un cours d'eau avec un débit spécifique et des conditions de volume particulières. Les petites centrales hydroélectriques emploient une technologie mature, installée partout dans le monde ces trente dernières années.
- L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est adaptée à presque n'importe quel lieu et est aussi, comparativement, facile à installer, à entretenir et son caractère modulaire permet facilement des agrandissements de capacité. Cependant, les coûts d'investissements initiaux sont plus élevés que ceux des autres technologies.
- La technologie du petit éolien dépend fortement du site, étant donné que la ressource éolienne varie très fortement d'un endroit à l'autre. C'est pourquoi les ressources éoliennes doivent être étudiées minutieusement avant d'installer un système.

Les batteries et les groupes électrogènes diesel sont les autres composants importants des systèmes hybrides. Le parc de batteries constitue un élément déterminant pour le coût de l'électricité sur la durée de vie complète du système. Une gestion avisée de l'énergie devra maximiser la durée de vie des batteries, car les coûts de remplacement de celles-ci représentent une part importante du coût total du projet. Le groupe électrogène jouera un rôle important en assurant la charge des batteries. Le recours aux groupes électrogènes diesel doit être réduit au minimum, en raison du coût du carburant. Néanmoins, le groupe électrogène est essentiel pour garantir la qualité du service lorsque les autres technologies produisent peu ou lorsque la demande est particulièrement élevée. Il est important qu'un dispositif de gestion automatique soit intégré au système afin de protéger ses composants névralgiques d'éventuels dommages, et éviter la décharge complète des batteries. La formation des exploitants locaux et des utilisateurs est essentielle pour s'assurer que les composants sont employés correctement et fonctionneront durant toute la durée de vie du projet.

Le bus et le réseau de distribution local représentent les derniers éléments-clés au sein d'un mini-réseau hybride. Le choix du courant en particulier, CA ou CC, aura un impact sur le système, ses capacités et son prix, de même que sur le type d'appareils pouvant être alimentés en électricité par le système. Cependant, le choix du courant CA ou CC dépend avant tout des technologies à intégrer dans le système, ainsi que du recours ou non à un parc de batteries. Si les réseaux de distribution monophasés sont moins onéreux que les réseaux triphasés, ces derniers offrent toutefois une meilleure opportunité aux entreprises commerciales d'obtenir de l'électricité et accroissent la possibilité d'un éventuel raccordement au réseau national.

Des études de terrain et une analyse exhaustive de la demande sont les conditions préalables à tout projet de mini-réseau, quelle que soit la technologie sélectionnée. Surdimensionner certains composants, tels que les câbles et les transformateurs, s'avérera positif afin d'anticiper une croissance future de la demande et faciliter une expansion du mini-réseau.

## **II. Enjeux financiers et durabilité**

Les enjeux relatifs au financement et à l'exploitation sont critiques pour la durabilité à long terme des mini-réseaux. Les questions touchant à l'exploitation et la maintenance, au rôle du secteur privé, à la tarification et aux subventions, ainsi qu'au renforcement des capacités et à la formation doivent absolument être prises en compte dans les programmes d'électrification rurale. Cela est particulièrement vrai dans le cas des mini-réseaux hybrides. Voici les enjeux-clés à considérer :

1) Des solutions financières et techniques durables en matières d'exploitation, de maintenance et de gestion (E&M&G) sont cruciales pour le succès du projet dans son ensemble. Un système bien entretenu et bien géré peut fonctionner pendant 25 ans ; cela devrait être l'objectif de chaque nouveau système mis en place. C'est pourquoi il faut intégrer avec soin les E&M&G dans la planification commerciale du projet dès le début, afin de prévoir un flux de trésorerie suffisant pour couvrir ces coûts. Les droits de propriété et le rôle de chaque partenaire doivent également être clarifiés pour déterminer avec exactitude le partage des responsabilités en fonction des investissements.

Si les facteurs E&M&G constituent les indicateurs-clés du succès d'un projet/programme à long terme, de nombreux facteurs externes joueront aussi un rôle. La disponibilité (des produits, des formations, d'acteurs fiables prêts à assumer des responsabilités dans l'E&M, des pièces de rechange) se révèle ainsi de la plus haute importance, à l'instar de l'accès au financement à tous les échelons du projet. Par conséquent, les programmes d'électrification rurale couronnés de succès doivent compter sur des réseaux d'entreprises locales et d'intermédiaires financiers opérationnels, qu'il y lieu de prendre en considération et de soutenir soit parallèlement au programme, soit en tant que partie intégrante de celui-ci. Il existe plusieurs façons de réaliser cela : par exemple, par le biais de transfert de technologie et d'accords avec les entreprises, d'appels d'offres bien préparés, de formations techniques et commerciales, ainsi que par un de soutien aux organisations professionnelles. Le secteur financier est central et son absence s'avère souvent critique dans les zones rurales. C'est pour cette raison que les actions visant au renforcement des capacités, ainsi que les instruments financiers (garanties et instruments permettant de diminuer les risques financiers) sont très importants.

2) En général, l'accès à l'information et à la formation se révèle fondamental pour assurer le succès à long terme d'un programme. Beaucoup d'intervenants impliqués dans la chaîne d'un projet d'électrification rurale ignorent comment utiliser efficacement les énergies renouvelables, ou n'ont pas encore l'habitude de consommer l'électricité et de payer pour l'obtenir. Aussi, l'éducation, la formation et l'information portant sur les bénéfices de l'accès à l'énergie, et en particulier des énergies renouvelables, sont nécessaires avant la mise en œuvre de tout projet. Des campagnes de publicité fortes et ciblées, expliquant les programmes d'électrification rurale, auront ainsi des impacts positifs.

3) Le secteur privé devra à l'avenir jouer un plus grand rôle en investissant, en mettant en œuvre et en exploitant des systèmes hybrides, à condition que les investissements soient accrus et que les défis liés à la durabilité des systèmes soient surmontés. Or, plusieurs facteurs peuvent affecter à long terme l'attrait des projets pour les entreprises et les investisseurs :

- La première option pour augmenter l'attrait économique de l'électrification rurale est d'agir sur la taille du marché. Pour devenir plus intéressants du point de vue économique, les projets doivent idéalement être pensés en fonction des applications commerciales existantes ou des institutions publiques locales, afin d'augmenter la masse critique des clients, les profits potentiels, ainsi que l'implication locale (c'est-à-dire l'intérêt à la pérennité des systèmes).
- Une autre option consiste à soutenir directement les activités qui génèrent des revenus en tant que parties intégrantes du projet d'électrification lui-même, à multiplier les impacts positifs sur la communauté, ainsi qu'à générer les revenus nécessaires pour payer les E&M&G et générer des profits.
- La concentration des demandes énergétiques ou le regroupement des projets représente un autre moyen d'augmenter la taille d'un marché et l'attrait des projets d'électrification rurale. Les concessions territoriales, bien connues, constituent une bonne stratégie, mais il faut les simplifier pour réduire les coûts et le temps consacrés au processus.



4) Des tarifs et des subventions raisonnables (soit le juste prix de l'énergie) sont sûrement les facteurs les plus importants pour assurer la durabilité du projet. Un tarif d'électrification durable doit couvrir au moins le fonctionnement et les coûts de remplacement du système (tarif neutre), même si la possibilité d'un profit est décisive pour attirer des exploitants privés (tarif viable financièrement). Le tarif doit aussi maintenir l'équilibre entre la viabilité commerciale et la capacité et la volonté de payer des clients. Outre des structures tarifaires adéquates, des combinaisons intelligentes de subventions sont essentielles pour attirer des exploitants et assurer la durabilité d'un projet. Ces subventions peuvent soutenir l'investissement, le raccordement et l'exploitation. Les subventions aux investissements sont une bonne solution, à condition d'aller de pair avec une structure tarifaire pertinente. Les formules appelés *Output Based Aid* (OBA), adéquatement planifiées, deviennent de puissants instruments pour lever des investissements privés et assurer l'E&M. D'autres formes de soutien doivent en parallèle être proposées aux développeurs d'un projet : crédits d'impôts ; faibles droits de douanes sur les importations ; étude des sites ; études de marché ; et enfin, renforcement des capacités.

Les réglementations, les politiques et le cadre légal sont autant d'incitatifs ou d'obstacles au développement des activités économiques. Cela est particulièrement vrai pour l'électrification rurale à l'aide de mini-réseaux, qui offrent un service à long terme mais exigent une stabilité et des instruments adéquats. La réglementation doit être un instrument qui favorise les nouveaux projets, et non pas un obstacle. Pour les petits producteurs d'électricité, elle doit être légère et flexible en termes de normes et de tarifs, tout en protégeant en même temps les consommateurs ruraux. Les *Power Purchase Agreements* (PPA) sont particulièrement importants, puisque ces contrats balisent les relations entre les diverses parties impliquées dans tout projet d'électrification rurale à long terme avec un mini-réseau. Les PPA encadrent ces relations et doivent inspirer confiance au secteur privé et bancaire. Les PPA doivent être équitables, contraignants, bannir les modifications unilatérales et protéger également chacun des acteurs. Les PPA devraient être aussi normalisés que possible pour réduire les coûts administratifs, améliorer l'efficacité, simplifier les procédures et, surtout, améliorer la transparence du marché et attirer les exploitants et les bailleurs.

### III. Enjeux organisationnels

Le développement de projets de mini-réseaux durables peut se réaliser dans le cadre de différents *business models*, en fonction des conditions sociales et économiques locales.

- Le modèle basé sur la communauté a été mis en œuvre partout dans le monde avec des résultats variés, dépendant surtout de l'implication des populations et de la politique tarifaire. Il est nécessaire que la communauté soit impliquée aussi vite et autant que possible par le biais d'une participation financière ou en nature, ainsi que par la constitution d'une structure sociale supervisant la mise en œuvre et les E&M&G du projet. Même dans les modèles basés sur la communauté, le besoin de structures sociales établies persiste ; aussi, des contrats contraignants doivent-ils être signés pour garantir les paiements, avec des pénalités définies en cas de rupture de contrat.
- Les tarifs doivent également être déterminés à l'avance, les forfaits fixes par catégories adaptées aux différents usagers sont souvent une bonne option, en raison de la faible consommation en général. Les tarifs doivent toujours être suffisants pour couvrir l'E&M et les coûts de remplacement. Certains mini-réseaux gérés par une communauté se sont avérés des succès et ce type d'organisation peut avoir de nombreux impacts positifs sur la communauté, par exemple en termes d'autonomie et d'approvisionnement local pour les fins du système d'électrification. Néanmoins, cette approche exige aussi une longue période de préparation et beaucoup de renforcement technique et social pour compenser le manque de compétences et prévenir les possibles conflits sociaux. L'introduction d'un partenaire – qu'il soit privé ou public – prenant en charge certains aspects de la gestion du système est par conséquent préférable.

- Une autre approche commerciale applicable aux mini-réseaux d'électrification rurale mobilise un exploitant privé, dont la participation n'est réaliste que si le projet est rentable et attractif. Un financement de type *Output Based Aid* (OBA) et une concession à long terme, lorsque bien conçues, peuvent se révéler des formules intéressantes pour augmenter la participation du secteur privé ; un certain niveau de standardisation est recommandé pour atteindre un degré satisfaisant de reproduction et d'économies d'échelle. Un marketing fort et ciblé autour de l'appel d'offres et du programme est nécessaire pour gagner la participation du secteur privé. Cependant, les opérateurs eux-mêmes doivent être les concepteurs principaux de systèmes basés sur les coûts et la qualité, tout en tenant compte des enjeux relatifs à la santé des consommateurs et à l'environnement. Les fournisseurs privés offrent l'avantage de disposer de certaines capacités d'investissement et devraient détenir une réelle capacité technique, de façon à être capables de traiter les questions relatives à l'exploitation. Mais, pour être déployé à grande échelle dans les régions rurales, ce modèle requiert des efforts de formation très significatifs, tant sur les plans technique que commercial. Enfin, cette approche exige à la fois l'implication de la communauté, l'initiative du secteur privé pour générer une demande en matière de service électrique.
- Le modèle basé sur les grandes sociétés d'électricité est une autre option largement utilisée. Ces sociétés ont généralement toute l'expérience, les ressources financières et les capacités techniques pour mener à bien les projets d'électrification rurale. Elles bénéficient d'économies d'échelle et utilisent leur position pour tirer bénéfice des options financières choisies, mais nombre d'entre elles sont peu efficaces et sont peu engagées au niveau local. Pour réussir, ce modèle devra adopter une approche commerciale. Étant données leurs capacités et leur expérience, ces sociétés sont appelées à jouer un rôle important à l'avenir. Mais s'associer au secteur privé et aux organisations basées sur la communauté leur permettra d'éviter les obstacles liés à leur structure de gestion centralisée et à leur taille. Ce type de modèle public-privé est sans doute la structure la plus intéressante, mais aussi la plus difficile à définir car elle peut inclure beaucoup d'approches différentes. Les *business models* hybrides sont très variables selon les spécificités locales ; ils peuvent ainsi être très divers notamment en termes de structures de propriété et de contrats d'E&M.

Un processus de renforcement des capacités continu et adapté, ainsi que la formation aux aspects techniques, commerciaux, financiers et institutionnels d'un projet et d'un programme de développement sont nécessaires à toutes les étapes du projet et doivent inclure chaque intervenant. Le manque de capacités financières, institutionnelles et techniques constitue toujours l'une des principales raisons expliquant le peu d'attrait de certains programmes et certains malentendus entre les secteurs public et privé, dont le secteur financier. Une formation générale à l'électrification rurale devrait donc être fournie à tous les intervenants. Au niveau local, les formations techniques détaillées, destinées aux utilisateurs finaux (les clients), doivent aborder tant les usages de l'électricité (efficacité énergétique, gestion de la demande) que les limitations techniques des mini-réseaux. Le personnel responsable de l'E&M doit également être formé correctement dès la mise en place du projet, via des formations et un suivi dans la durée.

Pour garantir la durabilité du projet, l'implication de tous les intervenants locaux est fondamentale : les autorités locales doivent être impliquées dès la conception du projet, quel que soit le *business model* choisi. Elles peuvent contribuer à évaluer les besoins en électricité, assurer une bonne supervision du projet, participer à l'organisation de la communauté, appliquer les règles en vigueur, aider à développer des entreprises locales ou les activités productives, etc. La participation de la communauté locale peut prendre différentes formes : participation à l'investissement initial, frais de raccordement, paiements mensuels, etc. Il est également essentiel que la politique de rupture du service en cas de non-paiement

soit claire et appliquée. Enfin, lier performance du système et rémunération peut permettre d'augmenter l'implication du personnel local responsable de l'exploitation et de la maintenance.

Préparé par : Alliance for Rural Electrification (ARE)

ARE  
Renewable Energy House / Maison de l'Énergie Renouvelable  
Rue d'Arlon 63-65  
1040 Bruxelles  
Belgique  
Téléphone : +32 2 400 10 51  
Fax : +32 2 400 10 10  
<http://www.ruralelec.org>

## 6.3 Résumé des publications de la Tâche 11 du programme PVPS

Rapport de l'AIE–PVPS T11-01 : 2011

### Panorama de la conception et des outils de simulation pour les systèmes hybrides PV à travers le monde

#### Résumé

Les systèmes PV hors réseau, et en particulier les systèmes hybrides PV, se caractérisent par un degré élevé de complexité pour leur dimensionnement. C'est pourquoi, comme dans d'autres domaines, la simulation à l'aide de logiciels représente un atout important. Afin de permettre une vue d'ensemble des outils informatiques disponibles et de leurs qualités respectives, un sondage a été mené auprès des participants de la Tâche 11 pour en savoir davantage sur les outils qu'ils utilisent. Le questionnaire et l'analyse subséquente abordaient les thèmes suivants : la politique d'octroi de licence, le coût, la disponibilité et les particularités, le champ d'application, les caractéristiques et la qualité de l'interface utilisateur, ainsi que la documentation.

Des résultats ont été obtenus pour 23 outils logiciels. En plus des outils consacrés aux systèmes hybrides PV, le sondage a réuni de l'information sur les outils destinés à la conception des réseaux de distribution des mini-réseaux.

Les outils logiciels peuvent être divisés en quatre groupes :

1. **les outils de dimensionnement**, qui calculent les dimensions du système sur la base des données entrées (la demande et les données climatiques, ainsi que les composants du système),
2. **les outils de simulation**, qui utilisent les données entrées (la demande et les données climatiques, ainsi que les composants et la configuration du système) pour simuler le comportement du système sur une période donnée,
3. **les outils de recherche**, avec un degré élevé de flexibilité et hautement de configurables pour permettre une simulation complète de différent systèmes à des fins de recherche et, enfin,
4. **des outils de conception de mini-réseaux**, qui assistent la conception du réseau de distribution du mini-réseau électrique.

Les outils logiciels actuels peuvent grandement simplifier et accélérer le processus de conception des systèmes hybrides PV. Plusieurs outils de grande qualité sont disponibles pour un faible coût. Ceux-ci ont néanmoins des limites. Afin de conserver une certaine facilité d'utilisation et de limiter la complexité du processus, les outils de dimensionnement comme RETScreen et PV\*SOL réduisent généralement les options disponibles relatives aux sources d'énergie, à l'architecture des systèmes et aux stratégies de répartition. Des outils de simulation tels que HOMER et Hybrid2 permettent d'effectuer toutes les analyses en détails. Tous deux permettent aussi l'inclusion d'éoliennes dans les analyses du système. Mais seul HOMER permet de comparer les systèmes qui combinent les courants CC et CA.

Quant aux outils de recherche, comme TRNSYS et INSEL, et aux simulateurs standards de systèmes commerciaux, tels que MATLAB et Dymola, s'ils offrent bien plus de flexibilité dans la définition des sources d'énergie, de l'architecture des systèmes et des stratégies de répartition, ils exigent aussi des efforts importants pour maîtriser le logiciel et développer les modèles. En ce qui concerne les simulateurs standards de système commerciaux, à l'exception de Simplorer, les modèles destinés au photovoltaïque et aux énergies renouvelables doivent être développés par l'utilisateur, ou encore élaborés en coopérant avec les institutions de recherche ayant développé ces outils exclusifs.

L'absence d'échange direct de données entre les divers programmes constitue une limite. Cela ne peut être fait qu'en utilisant (ou en développant) un programme auxiliaire, ou manuellement.

L'une des décisions-clés que doit prendre l'utilisateur au moment de choisir un outil logiciel concerne l'orientation qu'il souhaite donner à ses calculs : une étude de faisabilité préliminaire et un dimensionnement d'ensemble (RETScreen), des considérations technico-économiques (HOMER), une

configuration technique détaillée (PV-SPS, PV\*SOL, PVsyst), une analyse du système (Hybrid2, PV-DesignPro) ou une recherche approfondie (TRNSYS, MATLAB/Simulink).

En conclusion, il faut rappeler que les résultats de la conception du système et de la simulation du système ne dépendent pas seulement des algorithmes de calcul du programme concerné, mais aussi, dans une large mesure, de la qualité des données entrées, c'est-à-dire des connaissances techniques et de l'expérience de l'utilisateur du programme. Le logiciel se révélera une aide précieuse durant le processus d'identification du système. Cela dit, les résultats obtenus devront toujours être évalués avec toute l'objectivité critique nécessaire.

Les résultats finaux du sondage effectué sont rassemblés dans un rapport qui propose une vue d'ensemble des outils logiciels disponibles et de leurs caractéristiques, ainsi que des recommandations en vue de la sélection et de l'usage des outils aux fins d'applications précises.

# Le rôle du stockage de l'énergie dans la stabilisation des mini-réseaux

## Résumé

Les mini-réseaux peuvent être conçus pour fonctionner de manière autonome, avec ou sans connexion à un réseau central. Lorsqu'ils fonctionnent de façon autonome, ils ne peuvent pas compter sur le réseau central pour garantir la stabilité, qui permet de contrôler la tension et la fréquence sur la ligne et l'équilibre de l'offre et de la demande, en gérant la puissance réelle ou réactive.

Le stockage de l'énergie peut assurer la stabilité d'un mini-réseau, ainsi lorsque le système fonctionne de façon autonome, le stockage fournit ou absorbe de l'électricité pour équilibrer l'offre et la demande, ou pour contrecarrer les fluctuations momentanées de la demande et les fluctuations imprévisibles de la production. Dans le cas des systèmes raccordés au réseau centralisé, les systèmes de stockage d'énergie peuvent aussi fournir des services auxiliaires pour améliorer la qualité du courant, par exemple la régulation de la tension et de la fréquence, le filtrage harmonique et la protection des réseaux par l'apport de courant de court-circuit).

Dans ce rapport, c'est la stabilité des systèmes en mini-réseaux de puissance allant jusqu'à 100 kW, avec un temps d'opération de stockage allant jusqu'à deux minutes, qui a été étudiée. Idéalement, le stockage de l'énergie consacrée à la stabilisation d'un mini-réseau doit posséder ces caractéristiques :

- Densité de courant élevée (plus importante qu'une densité d'énergie élevée).
- Grande efficacité et peu de changement dans l'efficacité avec le changement du taux de décharge.
- Durée de décharge à sa puissance nominale (ou supérieure si possible) pour un minimum de deux minutes.
- Grande fiabilité.
- Temps de réponse rapide.
- Taux de rampe flexible.
- Faible Coût.

Le caractère propre au système de stockage, qui tend à se décharger par lui-même, n'est pas vu comme critique quand le système est utilisé pour la stabilisation, en raison des fréquentes occasions de charge.

**Neuf technologies de stockage** ont été étudiées. La plupart d'entre elles sont des accumulateurs électrochimiques : acide-plomb, nickel-cadmium, lithium-ion, sodium-soufre, sodium-nickel-chlorure, vanadium redox et zinc-brome. Les deux autres technologies étudiées sont le stockage de l'énergie électrostatique par des supercondensateurs, ainsi que le stockage mécanique de l'énergie par des volants d'inertie.

Dans cette étude, nous concluons que quatre technologies de stockage constituent de bons choix pour la stabilisation du mini-réseau en raison de leur temps de réponse et de leur densité énergétique : **acide-plomb, lithium-ion, supercondensateurs et volants d'inertie**. Parmi elles, seule la batterie acide-plomb est une technologie arrivée à maturité et prête à être installée sur les mini-réseaux. Cependant, dans le cas d'une application consistant à strictement stabiliser le mini-réseau, il se peut que le parc de batteries doive être surdimensionné pour absorber la demande en électricité – c'est-à-dire que la capacité de stockage de l'énergie sera plus grande que nécessaire. Actuellement, l'usage commercial des batteries au lithium-ion se limite aux applications de faible puissance, à l'exception de quelques applications dans le domaine des véhicules électriques. Les batteries au lithium de grande puissance pour un usage stationnaire ont pour l'instant le statut de marché émergent, mais les coûts demeurent élevés. Les volants d'inertie et les supercondensateurs conviennent à la stabilisation des mini-réseaux en

raison de leur longue durée de vie pour des cycles profonds et de leur temps de réponse adéquat. Toutefois, leur coût représente toujours un inconvénient important comparé à celui des batteries conventionnelles.

Il faut garder à l'esprit que ces quatre technologies sont considérées comme les plus appropriées pour fournir une puissance de brève durée pendant la stabilisation du mini-réseau. L'évaluation de la technologie peut différer en fonction des applications pour lesquelles, tant le stockage de l'énergie à long terme que la production d'électricité à court terme, sont requis.

## Conditions de durabilité pour les systèmes hybrides PV

### Résumé

Les systèmes de mini-réseaux hybrides photovoltaïques (PV) sont utilisés pour approvisionner en électricité, 24 heures par jour, et avec la même qualité qu'un réseau classique, de petites îles, des régions rurales ou des infrastructures isolées. Les systèmes de mini-réseaux hybrides PV bénéficient de caractéristiques uniques – absentes chez les autres systèmes de production PV, tels que les systèmes solaires individuels (SHS) et les systèmes raccordés au réseau principal –, grâce à la combinaison de la technologie photovoltaïque avec diverses technologies de production d'électricité et de stockage de l'énergie.

L'intégration du photovoltaïque à une petite centrale diesel alimentant un mini-réseau peut significativement réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) du système. La réduction des émissions de GES d'un système électrique diesel, lorsque combiné à des panneaux PV, est attribuée à l'élimination de l'usage inefficace du groupe électrogène diesel, ce qui permet d'éviter les bancs de charge (charge de lissage) et au supplément d'électricité généré par le photovoltaïque lorsque les conditions sont favorables. D'après l'étude de cas incluse dans ce rapport, la compensation de la production diesel par les panneaux PV compte pour 84,9% de la réduction des émissions, l'élimination de l'utilisation inefficace du groupe électrogène diesel pour 7,7% et, enfin, le fait d'éviter la charge de lissage pour 7,3%. L'étude de cas montre aussi que la consommation de carburant d'un système hybride PV-diesel est de 33% plus basse que celle d'un système diesel seul. Le potentiel de réduction des émissions de GES diffère selon les différents systèmes de production PV. Le potentiel de réduction d'émissions de GES, par kWh produit par le PV, est la plus haute avec un SHS et la plus basse avec un système PV raccordé au réseau, et se situe à un niveau intermédiaire dans le cas des systèmes hybrides PV-diesel.

Une analyse de la réduction des émissions des GES sur la durée du cycle de vie d'un système hybride PV-diesel a été menée pour confirmer le résultat du cas examiné plus haut. L'analyse a démontré que le facteur moyen d'émission de gaz à effet de serre sur le cycle de vie d'un système hybride PV-diesel était 25,9% plus faible que pour un système fonctionnant au diesel seul, et cela même dans le cas d'hypothèses très conservatrices.

L'étude recommande le remplacement des mini-réseaux diesel par des mini-réseaux hybrides PV-diesel en tant que mesure efficace pour réduire la consommation de carburant diesel et les émissions de gaz à effet de serre, tout en assurant un service électrique 24 heures par jour à de petites îles et à d'autres régions rurales ou infrastructures isolées.



# Communication entre les composants au sein des mini-réseaux

## Résumé

Les systèmes PV, et les systèmes hybrides PV en particulier, se caractérisent par un degré élevé de complexité. Par conséquent, il est important de gérer correctement la communication des données entre les composants du système, afin de coordonner l'ensemble du flux d'énergie dans le système. Les composants inclus dans le système de communication d'une centrale hybride PV sont : les composants de conversion de courant, les équipements produisant l'énergie, les systèmes de stockage, les charges, ainsi que des systèmes de contrôle et de supervision. Le système de communication des données réalise une ou plusieurs des fonctions suivantes :

- *Contrôle* – coordination de l'exploitation des composants pour la gestion de l'énergie, la synchronisation, l'exploitation parallèle, la protection et les autres besoins du système
- *Configuration* – paramètres et réglages initiaux définissant le mode opératoire du système et de ses composants, téléchargement des mises à jour des logiciels à partir d'un point unique
- *Supervision* – fournir des données consolidées sur le statut et la performance des composants individuels et sur le système dans son ensemble

De nombreuses fonctions de contrôle exigent une communication « rapide » où l'échange d'information, synchronisé avec précision, intervient à l'échelle des microsecondes ou des millisecondes. Le contrôle de supervision (gestion de l'énergie), la configuration et la surveillance des fonctions peuvent habituellement être assurés par des canaux de communication « lents », qui ne nécessitent pas de synchronisation précise et permettent des échanges d'information dans des délais plus longs – des fractions de seconde ou mêmes des secondes. Les canaux de communication rapides sont en général plus onéreux et plus difficiles à mettre en place sur de grandes distances. Il faut donc que les systèmes hybrides PV soient conçus de telle manière que les composants exigent une communication rapide soient physiquement proches les uns des autres.

La conception d'un système de communication des données pour un mini-réseau hybride PV requiert une sélection de procédures définies au préalable en ce qui concerne la régulation de la transmission des données, appelées **protocoles**, ainsi qu'un moyen de communication physique, souvent appelé le **bus de données**. Si les fils de cuivre demeurent le moyen de communication physique le plus commun au sein des réseaux de communication des systèmes hybrides PV, les systèmes sans fil (radio) sont de plus en plus utilisés pour les communications lentes, tandis que la fibre optique peut être employée pour les applications de haute performance. Un grand nombre de protocoles ont été définis et standardisés pour la communication de données. Un système de communication complet au sein d'un système hybride PV utilisera un ensemble comportant plusieurs couches de protocoles pour transférer l'information depuis le support physique vers les logiciels de contrôle. Bon nombre des couches basses du protocole standard, comme RS485 plus Modbus, ou CAN plus CANopen, sont appropriés pour les systèmes hybrides PV. L'usage de protocoles de hauts niveaux, souvent appelés *standard information models*, n'est cependant pas encore généralisé parmi les composants hybrides PV. Les fabricants développent individuellement des modèles d'information exclusifs permettant à leurs composants d'interagir, mais ces modèles ne sont pas compatibles avec les composants d'autres fabricants.

La Tâche 11 a interrogé ses participants pour déterminer la manière dont ils utilisaient la communication de données entre les composants et à quels protocoles ils avaient recours. La communication lente pour la supervision, l'acquisition de données, ainsi que le contrôle de supervision est largement mise en place. La communication rapide aux fins de contrôle est moins commune. Les résultats de l'enquête montrent que le bus le plus utilisé par l'industrie pour contrôler les composants

des systèmes hybrides PV est le bus RS485, doté de protocoles exclusifs pour l'échange d'information. Le bus CAN est également utilisé, souvent avec des protocoles exclusifs. Des protocoles standards de haut niveau en source libre (non exclusifs) sont actuellement en développement pour des applications liées aux énergies renouvelables. Ceux-ci comprennent des extensions du standard IEC 61850, développé initialement pour l'automatisation des sous-stations, ainsi que le *Universal Energy Supply Protocol* (UESP), conçu spécifiquement pour les systèmes hybrides.

## **Cadre social, économique et organisationnel pour l'exploitation durable des systèmes hybrides PV au sein de mini-réseaux**

### **Résumé**

Dans les régions où les systèmes hybrides photovoltaïques (PV) ont été installés, il a été démontré que, en plus d'une conception et d'une installation adéquates, les aspects non-techniques doivent être pris en compte. Les aspects sociaux et économiques décrits dans ce rapport évaluent les conditions d'exploitation et gestion des systèmes hybrides PV à long terme et les critères de leur durabilité globale. Compte tenu des environnements organisationnels, sociaux et économiques dans lesquels les systèmes hybrides PV sont installés, exploités et entretenus, et compte tenu des enseignements tirés de la conception et de l'exploitation des systèmes, on constate que :

- La conception du système doit être adaptée aux conditions et aux besoins de la communauté (et prendre en compte un rôle égalitaire des femmes).
- Le manque de familiarisation du développeur avec les conditions locales et une approche consistant à développer du haut vers le bas (une conception fondée sur ce que les développeurs pensent que le développement devrait être) est un facteur négatif.
- Une approche condescendante (l'ignorance des savoir-faire, de la contribution, des capacités, de l'expression des communautés locales, et sans respect de leur dignité) a des effets nuisibles.
- Les membres des communautés concernées trouveront toujours de nouvelles manières de consommer de l'électricité : les systèmes doivent donc être planifiés pour promouvoir une consommation efficace et responsable, en vue de minimiser la hausse de la demande ou de permettre une expansion aisée et durable.
- Une bonne compréhension des niveaux d'éducation et de la capacité de la communauté à se développer par elle-même est essentielle, et doit être mise en regard des objectifs du projet. Les savoirs locaux doivent être mis à profit et les dépendances externes limitées.
- Un dialogue doit être mis en œuvre en début de projet, de façon à ce que les utilisateurs soient conscients des limites du service énergétique et de la nécessité d'employer des appareils performants du point de vue énergétique.
- Le système doit être robuste et hautement efficace.
- Tous les équipements requièrent une maintenance : l'exploitation et la maintenance (E&M) des systèmes PV doivent être financées.
- Le tarif payé par les clients, dans la mesure où ils sont disposés à payer, doit permettre de financer au minimum l'exploitation du système et le remplacement de ses composants.
- Les actions de suivi après la mise en œuvre, quand sont soutenues par les utilisateurs et gérées avec eux, permettent de prévenir nombre de difficultés potentielles.
- Les réparations dans les localités isolées sont difficiles et coûteuses : la logistique des pièces de rechange et des appareils électriques performants peut s'avérer critique.
- Le vandalisme, le vol et l'adoption de mesures préventives sont des enjeux à considérer.

La plupart des défaillances ne sont pas dues à des problèmes techniques, mais plutôt à l'absence d'un schéma organisationnel clair dans l'exploitation du système (gestion des tâches d'E&M et de la collecte des paiements des clients), ainsi qu'au manque de modalités de gestion de l'énergie qui encouragent l'usage responsable de l'énergie dans un contexte de disponibilité limitée. Parvenir à un usage durable, économique et généralisé des systèmes électriques hybrides est possible, à condition que soient mis en place des plans de gestion locaux, des politiques efficaces, un financement avisé, ainsi qu'une coopération entre les intégrateurs, les fournisseurs de systèmes et les utilisateurs finaux.

# **Conception et recommandations opérationnelles relatives au raccordement des mini-réseaux hybrides PV au réseau principal**

## **Résumé**

Dans le cas où un mini-réseau hybride PV est raccordé au réseau principal, les concepteurs, les exploitants du réseau et les autres intervenants doivent, au cours des étapes initiales de la conception, tenir compte des enjeux suivants pour s'assurer de la qualité du service et de la fiabilité de l'approvisionnement :

### **1) Conformité avec les règles existantes encadrant la qualité du service et le raccordement au réseau**

La conception doit se conformer aux règles prescrites par les réglementations en place en matière de qualité de l'électricité et de raccordement au réseau.

### **2) Mise en œuvre de contre-mesures additionnelles spécifiques au site**

Si des facteurs spécifiques liés au site entraînent des risques en termes de sécurité et soulèvent des questions touchant à la qualité du service ou à sa fiabilité, il y a lieu d'inclure dans la conception initiale les contre-mesures techniques qui s'imposent, en s'assurant d'un consensus parmi les parties prenantes.

### **3) Prise en compte de l'évolution des normes en vigueur**

Dans de nombreux pays, des travaux en cours visent à établir, réviser et uniformiser les normes relatives à la qualité des services électriques comportant un taux de pénétration élevé en énergie renouvelable. Des activités de recherche et développement sont menées dans ce domaine afin de contribuer à l'élaboration de nouvelles normes. Les intervenants doivent se tenir informés de ces activités.

## Mini-réseaux hybrides PV : méthodes de contrôle applicables à différentes situations

### Résumé

Partout dans le monde, les communautés isolées ont été alimentées en électricité au moyen de groupes électrogènes diesel. L'usage des sources d'énergies renouvelables (EnR) peut diminuer l'impact environnemental de la production d'électricité, réduire les besoins en carburant et réduire le coût de l'électricité. Mais, lorsque le taux de pénétration des EnR est élevé, le caractère fluctuant et intermittent de la production électrique à partir des EnR, auquel s'ajoute la grande variabilité de la courbe de charge des communautés isolées, posent des défis considérables pour l'équipement (maître) qui régule la tension et la fréquence du réseau. Ces défis peuvent être relevés à l'aide de stratégies de contrôle adéquates, qui doivent, au premier niveau (contrôle primaire), préserver la stabilité du réseau en équilibrant la production et la consommation ; puis, à un deuxième niveau (secondaire, ou contrôle de supervision), optimiser la production de toutes les sources et l'exploitation des unités de stockage d'énergie.

Les mini-réseaux hybrides peuvent être classifiés de différentes manières. Dans ce rapport, c'est un schéma de classification basé sur la nature de l'unité maître (ou des unités maîtres), formant le réseau et équilibrant la production d'électricité et la consommation au sein du mini-réseau, qui a été choisi pour aborder les techniques de contrôles existantes et les développements futurs dans ce domaine. Trois catégories y sont abordées :

1. Le **mini-réseau multi-maîtres commandé par une machine tournante**, qui constitue la configuration typique des mini-réseaux diesel, possède de multiples sources en courant AC (groupes électrogènes, onduleurs PV et autres sources EnR) raccordées au mini-réseau et fournissant simultanément de l'électricité. Les groupes électrogènes assurent la formation du réseau, tandis que les autres sources s'ajustent à la tension et à la fréquence du mini-réseau.

2. L'architecture de **mini-réseau avec commutation du maître** présente plusieurs sources en courant alternatif alimentant simultanément le mini-réseau (habituellement des groupes électrogènes diesel, des onduleurs pour parc de batteries ou système PV, ou encore autres sources EnR), mais dans cette architecture, le contrôle de la formation du réseau passe du groupe électrogène à l'onduleur ou aux onduleurs du parc de batteries et inversement. Cela permet de mettre le groupe électrogène à l'arrêt. Ces architectures sont typiques des micro-réseaux villageois.

3. Le **mini-réseau commandé par un onduleur multi-maîtres** a lui aussi des sources multiples de courant AC (groupes électrogènes au carburant fossile, onduleurs PV, onduleurs du parc de batteries et d'autres RES) raccordés au mini-réseau et fournissant simultanément de l'électricité, mais dans ce cas, certains onduleurs participent également à la formation du mini-réseau, avec les groupes électrogènes. Cette approche convient aux mini-réseaux composés de beaucoup de sources de production réparties à travers le réseau.

Les stratégies de contrôle primaire décrites plus haut permettent de réguler la tension et la fréquence d'un mini-réseau afin de répondre aux besoins en électricité des utilisateurs. Le choix de la stratégie employée dépendra de l'architecture du mini-réseau (centralisée ou décentralisée), de la répartition de la production (prédominance du diesel ou taux de pénétration élevé des d'énergies renouvelables), ainsi que des aspects économiques liés à l'intégration de mécanismes auxiliaires de stabilisation, tels que les systèmes de stockage d'énergie ou d'effacement des charges.

Ces stratégies de contrôle sont en général les plus faciles à mettre en œuvre dans les mini-réseaux dont le niveau de puissance est bas et la production centralisée. Pour les niveaux de puissance plus élevés et les réseaux plus étendus, les défis sont plus nombreux, notamment en raison de :

- la moindre disponibilité de composants et systèmes standards
- défis accrus en ce qui concerne la communication entre les éléments du système
- défis accrus également pour le maintien d'une tension constante sur l'ensemble du mini-réseau

Il faudra mener davantage d'activités de recherche et de développement commercial sur les systèmes de contrôle et leurs composants pour les applications destinées aux réseaux isolés de grande capacité.

## **Vue d'ensemble des stratégies de contrôle et de supervision incluant un outil de simulation MATLAB® Simulink®**

### **Résumé**

La conception du système de contrôle/supervision constitue l'une des tâches les plus critiques du processus de planification des systèmes hybrides et des mini-réseaux. Même si le système est correctement dimensionné et capable de s'adapter à des événements imprévus, un système de contrôle/supervision mal conçu peut mener à des performances en-deçà du niveau optimal, à des périodes d'arrêt plus longues et à des défaillances prématurées du système.

Ce rapport fait l'étude de l'état actuel des techniques dans le domaine des stratégies de répartition pour les sources de production et les charges. Les différents objectifs possibles de contrôle et supervision ont été identifiés et sont les suivants :

- Meilleure exploitation du point de vue économique
- Fiabilité accrue
- Réduction de l'empreinte carbone
- Optimisation du service
- Optimisation de la durée de vie des composants
- Optimisation de la charge grâce à la maîtrise de la demande
- Meilleure qualité de l'approvisionnement

En se basant sur les paramètres de contrôle de répartition disponibles, plusieurs stratégies de contrôle /supervision sont présentées pour les catégories de schémas habituels des systèmes hybrides. Les schémas sont catégorisés en fonction de la part d'énergie solaire, du niveau de flexibilité de la demande et de la disponibilité du stockage. Pour chaque catégorie de conception, une ou plusieurs stratégies de répartition adaptées sont identifiées. Au total, dix stratégies de répartition sont décrites.

En réalité, bon nombre de systèmes hybrides ne peuvent pas être classifiés aussi aisément. Aussi, différentes stratégies de contrôle doivent être comparées. Au regard de la grande variété dans la configuration des systèmes, les conditions climatiques et les courbes de charge, il est important de simuler en détail l'impact que la stratégie de contrôle de supervision choisie aura sur les performances globales. Résultant du travail effectué, un logiciel de simulation utilisant le système MATLAB® a été développé à l'Institut Fraunhofer de l'Énergie éolienne et des Technologies des systèmes énergétiques, à Kassel en Allemagne. Cet outil peut être utilisé pour aider à anticiper de possibles états critiques du système et à évaluer la performance d'une stratégie de contrôle de supervision donnée. Des unités de production standard, ainsi que leurs paramètres de contrôle sont proposés. Le logiciel de simulation (testé avec Simulink® 7.0) peut être téléchargé sur le site web de la Tâche 11 : [www.iea-pvps-task11.org](http://www.iea-pvps-task11.org)

Dans la dernière partie de ce rapport, l'outil de simulation est appliqué à un mini-réseau virtuel. Deux stratégies de supervision différentes sont comparées en fonction de leurs impacts techniques et économiques. Les résultats de la simulation confirment qu'une quantité significative de carburant peut être économisée en choisissant une stratégie de répartition appropriée.

## 6.4 Bibliographie

- [1] Solarpraxis AG, *Inverter and PV system technology - Industry Guide 2012*, RENI, 2012.
- [2] Simon Rolland, Guido Glania, *Hybrid mini-grids for rural electrification: lessons learned*, ARE, USAID, 2011.
- [3] S. Szabo, K. Bodis, T. Huld, M. Moner-Girona, *Energy solutions in rural Africa: mapping electrification costs of distributed solar and diesel generation versus grid extension*, Environ. Res. Lett. 6 (2011), 2011.
- [4] S. Szabo, K. Bodis, T. Huld, M. Moner-Girona, *Spatial evaluation of viable RE technologies in rural areas using GIS science*, ARE Symposium "Merging Off-Grid Research and Business", 2011.
- [5] PVPS Task 11, *Design and operational recommendations on grid connection of PV hybrid mini-grids*, IEA PVPS, 2011.
- [6] PVPS Task 11, *Worldwide overview of design and simulation tools for hybrid PV systems*, PVPS, 2011.
- [7] G. Seeling-Hochmuth, *Optimisation of hybrid energy systems sizing and operation control*, University of Kassel, 1998.
- [8] PVPS Task 11, *Social, Economic and Organizational Framework for Sustainable Operation of PV Hybrid Systems within Mini-Grids*, IEA PVPS, 2011.
- [9] PVPS Task 11, *Communication between components in mini-grids*, IEA PVPS, 2011.
- [10] PVPS Task 11, *Sustainability Conditions for PV Hybrid Systems*, IEA PVPS, 2011.
- [11] PVPS Task 11, *The role of energy storage for mini-grid stabilization*, IEA PVPS, 2011.
- [12] PVPS Task 11, *PV Hybrid Mini-Grids: Applicable Control Methods for Various Situations*, IEA PVPS, 2012.
- [13] PVPS Task 11, *Overview of Supervisory Control Strategies including a MATLAB® Simulink® Simulation Tool*, IEA PVPS, 2012.
- [14] Ernesto Terrado, Anil Cabraal, Ishani Mukherjee, *Operational Guidance for World Bank Group Staff – Designing Sustainable Off-Grid Rural Electrification Projects: Principles and Practices*, 2008.
- [15] IRENA, *Electricity storage and renewables for island power: A guide for decision makers*, IRENA, 2012.
- [16] Caroline Nielsen, Frank Fiedler, *Evaluation of a Micro PV-Diesel Hybrid System in Tanzania*, Borlänge, Sweden: Solar Energy Research Center, 2012.







ISBN 978-3-906042-15-2



9 783906 042152 >