



HAL
open science

METEOROLOGIE APPLIQUEE AUX SYSTEMES ENERGETIQUES

Mathieu David

► **To cite this version:**

Mathieu David. METEOROLOGIE APPLIQUEE AUX SYSTEMES ENERGETIQUES. Physique [physics]. Université de La Réunion, 2015. tel-01167141

HAL Id: tel-01167141

<https://hal.science/tel-01167141>

Submitted on 23 Jun 2015

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Université de La Réunion, Ecole doctorale « Sciences, Technologies et Santé »

Habilitation à Diriger des Recherches

présentée par

Mathieu DAVID

MÉTÉOROLOGIE APPLIQUÉE AUX SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES

A soutenir le 27 avril 2015 devant le jury composé de :

M. Philippe POGGI Président du jury	Professeur, SPE, Université de Corse Pascal Paoli
M. Michel PONS Rapporteur	Directeur de Recherche CNRS, LIMSI, Orsay
M. Lucien WALD Rapporteur	Professeur, MINES ParisTech, Sophia Antipolis
M. François GARDE Rapporteur	Professeur, PIMENT, Université de La Réunion
M. Richard PEREZ Examineur	Professeur, ASRC, University at Albany, USA
M. Philippe LAURET Examineur	Professeur, PIMENT, Université de La Réunion

SOMMAIRE

REMERCIEMENTS	5
PRESENTATION DU MEMOIRE D'HABILITATION	6
SYNTHESE DES TRAVAUX SCIENTIFIQUES	8
1. DONNEES METEOROLOGIQUES TYPES, BATIMENTS A FAIBLE CONSOMMATION D'ENERGIE ET A ENERGIE POSITIVE EN MILIEU TROPICAL	8
1.1 ENJEUX SOCIETAUX	8
1.2. VERROUS ET OBJECTIFS SCIENTIFIQUES	9
1.3. METHODOLOGIE	10
1.4. TRAVAUX SCIENTIFIQUES REALISES	11
1.4.1. Génération d'années météorologiques types (TMY)	11
1.4.2. Net Zero Energy Building (Net ZEBs), confort thermique et visuel en milieu tropical	14
1.4.3. Participation au développement de référentiels de construction en, milieu tropical	18
1.5. SYNTHÈSE DES TRAVAUX	20
2. PREVISION DU RAYONNEMENT SOLAIRE	21
2.1. ENJEUX SOCIETAUX	21
2.2. VERROUS ET OBJECTIFS SCIENTIFIQUES	22
2.3. METHODOLOGIE	24
2.4. RESULTATS SCIENTIFIQUES	26
2.4.1. Décomposition du rayonnement global horizontal et transposition sur des plans inclinés	26
2.4.2. Variabilité spatio-temporelle de la ressource solaire à La Réunion	27
2.4.3. Modèles de prévision du rayonnement solaire	28
2.5. SYNTHÈSE DES TRAVAUX	31
3. ÉNERGIES RENOUVELABLES INTERMITTENTES COUPLEES A UN STOCKAGE D'ENERGIE EN CONTEXTE INSULAIRE	32
3.1. ENJEUX SOCIETAUX	32
3.2 VERROUS ET OBJECTIFS SCIENTIFIQUES	32
3.3 METHODOLOGIE	33
3.4 TRAVAUX SCIENTIFIQUES	36
3.4.1. Optimisation technico-économique de systèmes hybrides EnR + Stockage en contexte insulaire	36
3.4.2. Impact de la qualité de la prévision du rayonnement solaire sur le dimensionnement du stockage en contexte insulaire	42
3.5. SYNTHÈSE DES TRAVAUX	46
PERSPECTIVES SCIENTIFIQUES	47
1. OBJECTIFS	48
2. AXES ET PROJETS DE RECHERCHE	50
2.1. CREATION D'UN CADRE DE TRAVAIL METEOROLOGIQUE POUR L'ETUDES DES SMART GRIDS	50
2.2. DEVELOPPEMENT DE MODELES DE PREVISION DU RAYONNEMENT SOLAIRE	53
2.3. ETUDES DES SMART GRIDS A L'ECHELLE DU BATIMENT ET DU QUARTIER	57
REFERENCES	61
CURRICULUM VITAE DETAILLE	69
1. CURRICULUM VITAE	69

2. PUBLICATIONS	70
2.1. ARTICLES DANS DES REVUES INTERNATIONALES AVEC COMITE DE LECTURE (ACL)	70
2.2. ARTICLES DANS DES CONGRES INTERNATIONAUX AVEC ACTES (ACTI)	72
2.3. ARTICLES DANS DES CONGRES NATIONAUX	73
2.4. RAPPORTS DE CONTRAT, MEMOIRES ET AUTRES DOCUMENTS	74
3. ACTIVITES D'ENCADREMENT	74
3.1. ENCADREMENT DE THESES DE DOCTORAT	74
3.3. PARTICIPATION A DES JURYS DE THESE	76
3.2. ENCADREMENT DE POST-DOCS ET CHERCHEURS	76
3.3. ENCADREMENT DE STAGES DE MASTER ET INGENIEUR	76
4. RAYONNEMENT ET DIFFUSION SCIENTIFIQUE	78
4.1. PARTICIPATION A DES PROGRAMMES NATIONAUX ET INTERNATIONAUX	78
4.2. CONFERENCIER INVITE	78
4.3. « REVIEWER » POUR DES REVUES INTERNATIONALES	79
5. RESPONSABILITES SCIENTIFIQUES	79
5.1 CONTRATS DE RECHERCHE	79
5.2. ORGANISATION DE COLLOQUES	80
6. ACTIVITES D'ENSEIGNEMENT	81
6.1 RESPONSABILITES PEDAGOGIQUES	81
6.2. ENSEIGNEMENTS	81
SELECTIONS DE PUBLICATIONS	83
<hr/>	
1. DONNEES CLIMATOLOGIQUES ET BATIMENT	83
2. PREVISION DU RAYONNEMENT SOLAIRE	83
3. SYSTEMES HYBRIDES ENR INTERMITTENTES + STOCKAGE	83

REMERCIEMENTS

Je souhaite remercier toutes les personnes qui m'ont aidé en contribuant à la réussite de ce travail, et plus particulièrement les membres du jury de ma prochaine soutenance :

- Monsieur Philippe Poggi, Professeur de l'Université Pascal Paoli de Corse, d'avoir partagés des idées, des projets et de bons moments depuis ma thèse et de me faire l'honneur d'être le président du jury de ma soutenance de HDR,
- Monsieur Michel Pons, Directeur de Recherche CNRS au LIMSI à Orsay, d'avoir accepté de lire et rapporter ce mémoire,
- Monsieur Lucien Wald, Professeur à MINES ParisTech, d'avoir accepté de lire et rapporter ce mémoire même s'il ne pourra pas profiter des douceurs de la Réunion lors de la soutenance,
- Monsieur François Garde, Professeur au Laboratoire PIMENT de l'Université de La Réunion, pour son enthousiasme contagieux qui nous pousse toujours à vouloir nous lancer dans de nouveaux défis et d'avoir accepté de rapporter ce mémoire,
- Monsieur Richard Perez, Professeur au laboratoire ASRC, University of Alabany, qui me semble toujours, sans le laisser paraître, avoir une idée d'avance sur tout le monde, pour avoir accepté de participer à ma soutenance,
- Monsieur Philippe Lauret, Professeur au Laboratoire PIMENT de l'Université de La Réunion, pour tous les travaux de recherche que nous menons ensemble, pour avoir été le guide de ce travail de synthèse que constitue mon mémoire de HDR et enfin pour toutes les missions trépidantes que nous avons faites et que j'espère nous ferons encore à travers le monde.

Je tiens à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin au travaux que j'ai menés et que je présente dans ce mémoire synthétique. Ils appartiennent au laboratoire PIMENT, à l'Université de La Réunion, à d'autre laboratoire nationaux et internationaux, à des entreprises et autres organismes. Les échanges que j'ai avec eux me permettent de forger mes compétences et de confronter nos approches. C'est autant dans nos concordances que dans nos oppositions que j'ai évolué. Grâce ces très nombreuses personnes, j'ai réussi à apporter mon humble contribution à des sujets de recherche qui me semblent essentiels pour l'évolution de notre société.

Je tiens tout particulièrement à remercier ma famille et mes amis, qui, malgré leur éloignement pour certains et leur proximité pour d'autres, sont toujours là pour me soutenir et m'encourager. Mes convictions sont souvent les leurs et mes travaux ne sont rien devant l'action quotidienne qu'ils mènent chacun à leur façon pour faire que notre monde devienne meilleur pour nos enfants.

Et enfin, Christine et Mérane, je vous remercie d'avoir la patience de me supporter et de me reconforter tout au long des étapes de notre vie. Vous avez un don pour me changer les idées et ainsi de me faire prendre le recul nécessaire à l'accomplissement de ce mémoire.

PRESENTATION DU MEMOIRE D'HABILITATION

Mes activités de recherche et d'enseignement au sein du laboratoire de Physique et Ingénierie Mathématique pour l'Énergie le bâtiment et l'environnement (PIMENT), de l'École Supérieure d'Ingénieurs Réunion Océan Indien, de l'IUT de Saint-Pierre et de l'UFR Sciences de l'Homme et de l'Environnement de l'Université de La Réunion contribuent au développement de l'analyse météorologique appliquée aux systèmes énergétiques. En effet, la très grande majorité des systèmes énergétiques sont en interaction directe avec leur environnement climatique. Leurs performances sont donc intimement liées à cette interaction. Dans le contexte actuel, l'analyse des conditions météorologiques est ainsi essentielle pour réduire les consommations d'énergie produites à partir de ressources fossiles. Pour répondre à cet enjeu majeur de notre société, il faut agir autant sur les systèmes consommateurs d'énergie que sur les systèmes producteurs d'énergie. Mes travaux de recherche sont actuellement structurés selon ces deux axes.

Le premier axe sera abordé à travers le bâtiment qui est actuellement un des tous premiers consommateurs d'énergie. Il intègre de nombreux éléments tels que les composants de l'enveloppe, les systèmes de traitement d'air, l'éclairage, l'électroménager, etc. A ce titre, il correspond à un système énergétique complexe dont les performances sont fortement liées aux conditions climatiques dans lesquelles il évolue. La conception bioclimatique et le confort thermique illustrent parfaitement cet aspect. La consommation des bâtiments doit être réduite par des moyens passifs (protections solaires, ventilation naturelle traversante, isolation, etc.) et par des systèmes énergétique plus efficaces. On s'oriente de plus en plus vers des bâtiments et des espaces bâtis plus larges (quartiers, villes) à énergie positive. Pour ces constructions, la faible consommation est compensée par le recours à des énergies renouvelables intégrées au bâti. La modélisation et la simulation numérique du système complexe « bâtiment » sont largement traitées par des codes de calcul développés par des laboratoires de recherche et utilisés en ingénierie. Ces codes de calcul sont de plus en plus performants et la qualité des résultats dépend aujourd'hui de la qualité des données que l'on utilise en entrée. Pour pouvoir évaluer la consommation énergétique des bâtiments, il est donc important de disposer de données météorologiques de qualité et adaptées aux codes de calcul qui les utiliseront. D'une part, ces données météorologiques doivent permettre d'estimer le confort thermique des usagers afin de vérifier la capacité des bâtiments à fonctionner de manière passive. D'autre part, elles doivent répondre aux besoins de dimensionnement des systèmes énergétiques et à l'évaluation de leurs consommations. Une méthode de génération de données climatiques type pour la simulation des systèmes énergétique dite « Typical Meteorological Year (TMY) » développée pour répondre au contexte particulier de l'île de La Réunion sera présentée dans une première partie.

Le deuxième axe sera traité à travers la problématique d'intégration des énergies renouvelables intermittentes à l'intérieur d'un réseau insulaire. En effet, les systèmes de production d'électricité utilisant les ressources du soleil, du vent et de la houle suivent les variations spatiales et temporelles de ces paramètres météorologiques. C'est leur caractère intermittent. Ces ressources sont abondantes à l'île de La Réunion et elles

offrent une alternative intéressante aux énergies provenant de ressources fossiles. Malheureusement leur disponibilité n'est que très peu corrélée à la consommation énergétique. L'intermittence de ces énergies renouvelables pose de nouveaux challenges pour réaliser leur insertion massive au sein de réseaux insulaires ne bénéficiant pas d'interconnexion avec des réseaux continentaux. Pour répondre à cette problématique, deux approches complémentaires sont proposées : la prévision de la ressource et le stockage de l'énergie. Mes travaux de recherche se sont donc naturellement orientés vers l'application de l'analyse météorologique appliquée à la prévision et au stockage. Ces deux approches seront illustrées par la prévision du rayonnement solaire et par le stockage d'énergie couplé aux énergies renouvelables intermittentes.

En considérant le fort potentiel solaire et sa maturité, la technologie PV est aujourd'hui la technologie la plus intéressante et aussi la plus développée à La Réunion. La puissance installée représente actuellement 30% de la puissance totale de production électrique de l'île. L'intégration massive de cette technologie, que ce soit à l'échelle du bâtiment ou à l'échelle d'une centrale de production, représente donc déjà un problème pour le gestionnaire du réseau électrique. La production PV a besoin d'être anticipée à plusieurs échelles de temps pour, d'une part répondre au besoin de la consommation électrique et d'autre part, pour adapter le fonctionnement des systèmes de production conventionnels. La prévision répond en partie à ces enjeux mais le besoin en stockage est nécessaire. En effet, il permet de lisser les variations brutales de la production PV et il compense les erreurs inhérentes à la prévision. Je présenterai dans la seconde partie du mémoire les méthodes que nous avons développées pour générer des prévisions du rayonnement solaire adaptées aux horizons de prévision utiles pour les acteurs de l'énergie. Enfin, dans la troisième partie, je présenterai l'étude de faisabilité technico-économique d'un stockage d'énergie couplé à une ferme PV et l'influence de la qualité de la prévision du rayonnement solaire sur la rentabilité du système de stockage.

Pour atteindre l'objectif d'autonomie énergétique que s'est fixée l'île de La Réunion pour 2030, il est nécessaire de produire l'intégralité des besoins à partir des ressources renouvelables disponibles localement. Cet objectif n'est atteignable qu'en mettant en adéquation parfaite les systèmes de production et de consommation d'énergie en utilisant si besoin du stockage. Les ressources renouvelables mais aussi les consommations liées au confort, notamment dans l'habitat, découlent de l'environnement climatique. L'étape suivante est donc de réaliser une approche qui propose l'analyse météorologique appliquée au couplage entre les systèmes consommateurs et producteurs d'énergie. Cette approche constitue la ligne directrice de mes perspectives et sera présentée en dernière partie.

Ce document présente la synthèse de mes activités de recherche, de valorisation, de formation et d'animation dans le cadre du développement de l'analyse climatique appliquée aux systèmes énergétiques. Le contexte particulier d'une région insulaire en climat tropical humide est le support d'application de ce concept.

SYNTHESE DES TRAVAUX SCIENTIFIQUES

1. Données météorologiques types, bâtiments à faible consommation d'énergie et à énergie positive en milieu tropical

1.1 Enjeux sociétaux

Le secteur du bâtiment est le secteur le plus gourmand en énergie de la planète. Il représente ces dernières années environ 38 % de la consommation énergétique mondiale ("[Key World Energy Statistics](#)," 2014), 42 % en France ("[Bilan énergétique de la France pour 2013](#)," 2014) et 38 % à La Réunion ("[Bilan énergétique 2012, île de La Réunion](#)," 2013). La réduction des émissions de gaz à effet de serre responsable du changement climatique passe donc par une réduction importante de la consommation énergétique du secteur du bâtiment. Plusieurs des programmes de recherche lancés par l'Agence Internationale de l'Énergie concernent directement la consommation énergétique des bâtiments : Solar Heating and Cooling (SHC)¹, Energy in Buildings and Communities (EBC)², District Heating and Cooling (DHC)³. Par ailleurs, d'après la directive européenne sur les performances énergétiques de bâtiments révisée en 2010, tous les bâtiments neufs des états membres devront être à énergie positive ou presque à énergie positive (EPBD recast, 2010). L'évaluation à priori de la consommation énergétique des bâtiments est donc une des clés de l'analyse de l'impact environnemental des constructions autant pour l'ingénierie que pour la recherche.

Pour baisser la consommation des bâtiments, de nombreux outils réglementaires et incitatifs existent aujourd'hui. La dernière version de la réglementation thermique RT2012 applicable en France continentale a pour objectif un ratio de consommation énergétique de 50 kWh_{ep}/m²/an. Il existe aussi aujourd'hui un engouement croissant pour les labellisations environnementales des constructions fixant des exigences en termes de consommation. Leur élaboration passe par un transfert de connaissances entre les résultats de programme de recherche et l'ingénierie liée à la construction.

Le comportement énergétique des bâtiments est directement lié au contexte climatique. L'obtention du confort hygro-thermique avec des systèmes de traitement d'air pouvant être fortement énergivore illustre parfaitement la forte relation entre météorologie et consommation énergétique. La connaissance précise du climat et la création de données météorologiques adaptées à l'évaluation du comportement des systèmes énergétiques tels que les constructions sont donc essentielles pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les moyens d'observation météorologique tel que le réseau de station de mesure de Météo-France ou les bases de données regroupant des relevés de paramètres atmosphérique sur de longues période comme le British Atmospheric Data Centre ("[British Atmospheric Data Centre](#)," 2015) permettent de disposer d'informations

¹ <http://www.iea-shc.org/>

² <http://www.iea-ebc.org/>

³ <http://www.iea-dhc.org/>

précises sur le climat de très nombreux sites. Par contre, les bases de données météorologiques brutes ne sont pas applicables en l'état pour la conception des bâtiments. Il est nécessaire de traduire ces données pour qu'elles soient interprétables par les concepteurs et code de simulation. Le produit qui tend aujourd'hui à être la référence en terme de données climatologiques pour la conception des systèmes énergétiques tels que les bâtiments est l'année type météorologique (Marion and Urban, 1995). La création de ces années types pour une mise à disposition auprès des chercheurs et des ingénieurs est donc essentielle à l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre du secteur du bâtiment.

1.2. Verrous et objectifs scientifiques

Les modèles de simulation numérique permettant d'estimer avec précision le comportement énergétique des bâtiments utilisent en entrée des données météorologiques types. Les années météorologiques types TMY (Typical Meteorological Year) sont aujourd'hui les données types les plus répandues à travers le monde. Il s'agit d'années de données horaires pour lesquelles les indicateurs statistiques s'approchent au plus près de ceux d'une période d'observation d'au minimum 10 à 15 ans. Les paramètres météorologiques nécessaires à la construction des ces TMYs sont : la température d'air, l'humidité relative, le rayonnement solaire, la vitesse et la direction du vent, la pluviométrie ("EN ISO 15927," 2003). Lorsqu'on dispose d'un historique de mesures suffisamment long pour ces différents paramètres climatiques, la méthode dite de Sandia (LW Crow, 1981) permet de réaliser une sélection et un assemblage de mois types à partir de tests statistiques. Pour que cette méthode de sélection soit applicable, l'historique doit être de grande qualité et ne comporter qu'au maximum 15% de données erronées ou manquantes pour chacune des variables météorologiques (Levermore and Parkinson, 2006). De très nombreuses régions ne dispose pas d'observations permettant de mettre en œuvre cette méthode. Une alternative est proposée par la méthode utilisée dans les logiciels TRNSYS (Knight et al., 1991) et METEONORM (Remund, 2014). A partir de données moyennes mensuelles des différents paramètres climatiques, cette méthode permet de reconstruire des séries de données horaires. Chacun des paramètres météorologiques étant généré de manière quasi indépendante, cette méthode ne permet pas de reproduire de manière cohérente les inter-corrélations existantes.

Lorsque l'on dispose de mesures horaires dont la qualité n'est pas suffisante pour appliquée la méthode de Sandia, le recours à la méthode alternative n'utilisant que les moyennes mensuelles conduit à perdre des informations précieuses contenues dans les mesures disponibles. C'est le cas de l'île de La Réunion. Météo France et le CIRAD entretiennent conjointement un réseau relativement dense avec environs 30 stations météorologiques automatiques (Jumaux et al., 2014). La jeunesse du réseau, les épisodes cycloniques et la problématique du coût d'entretien des stations font que très peu de ces stations disposent d'enregistrements continus sur de longues périodes. Dans ces conditions, les méthodes de « gap filling » permettant de reconstituer les mesures manquantes trouvent rapidement leurs limites (Wilcox, 2012). Ainsi, pour une grande partie des stations météorologiques de La Réunion, l'application de la méthode de Sandia n'est pas envisageable. Le premier objectif scientifique est donc le

développement d'une méthode de génération de données climatiques types adaptée au contexte réunionnais.

La connaissance précise des contraintes et potentiels offerts par le contexte climatique permet de développer une nouvelle génération de bâtiment, les « Net Zero Energy Buildings » (Net ZEBs) (Voss and Musall, 2013) (Torcellini et al., 2006) (Ayoub, 2014) (Garde et al., 2014). Ces bâtiments, comme nous l'avons dit précédemment sont au cœur des problématiques actuelles et vont devenir le standard de ce que l'on attend en termes d'évolutions dans le secteur du bâtiment d'ici 2020⁴. D'une part, l'enveloppe des Net ZEBs est conçue de manière à réduire fortement la consommation énergétique nécessaire à l'obtention du confort des usagers. D'autre part, des solutions de production énergétique utilisant des ressources renouvelables sont intégrées au bâti pour aboutir à un équilibre entre consommation et production. Pour les climats tropicaux humides comme ceux présents dans les zones côtières de l'île de La Réunion, les grands principes de conception bioclimatique permettant d'optimiser le confort hygro-thermique sont une bonne combinaison entre protection solaire et ventilation naturelle (Garde et al., 2001) (Lenoir and Garde, 2012). Ces principes permettent notamment de réduire voire d'annuler la consommation énergétique liée aux systèmes de traitement d'air. Lorsqu'on cherche à pousser à l'extrême la réduction des consommations pour concevoir les Net ZEBs, il est nécessaire d'agir sur tous les postes consommateurs. Dans ce contexte de réduction globale, certaines cibles peuvent devenir antagonistes. C'est par exemple le cas en milieu tropical entre la mise en œuvre de protections solaires efficaces et le confort visuel en éclairage naturel (David et al., 2011). La conception des Net ZEBs nécessite donc une approche nouvelle de la construction pour résoudre ces challenges. Le deuxième objectif scientifique porte ainsi sur le développement de méthodes et outils adaptés aux climats tropicaux humides permettant de concevoir les Net ZEBs.

Les innovations récentes issues de la recherche dans le domaine des bâtiments à faible consommation d'énergie sont les clés de la réduction des émissions de gaz à effet de serre du secteur de la construction. La mise en œuvre de ces innovations passe par un transfert de connaissances entre le milieu de la recherche et le secteur opérationnel de la construction des bâtiments. Le dernier enjeu scientifique est de participer à ce partage de connaissances par le développement de référentiels pour la construction, l'accompagnement pour l'élaboration de labels et réglementations en milieu tropical.

1.3. Méthodologie

Le développement de modèles et outils pour la conception énergétique des bâtiments en climat tropical est l'activité principale et historique du laboratoire PIMENT. Le code de calcul CODYRUN permettant la simulation numérique en régime dynamique de bâtiment est notamment le fruit d'un travail collaboratif d'une grande partie des membres de l'équipe de recherche (Boyer et al., 1998). Les travaux que j'ai menés sur la génération

⁴ <http://task40.iea-shc.org/>

de données météorologiques types font partie du développement de l'environnement de travail nécessaire à l'application des modèles du laboratoire PIMENT. Ils ont été initiés dans le cadre du programme expérimental des Ecoles Solaires (David and Adelard, 2004) sur lequel était adossé mon sujet de thèse. L'objectif était d'accompagner les équipes de maîtrise d'œuvre pour des travaux de rénovation de bâtis situés dans des microclimats très différents.

L'application du code CODYRUN pour les projets de rénovation était envisageable sous condition de disposer de données météorologiques adaptées. Une collaboration avec Météo France a été mise en place pour l'installation de stations météorologiques à proximité des opérations et plus globalement pour disposer d'un accès à leur base de données de relevés. Ce partenariat a permis le développement du générateur d'années météorologiques types Runéole (Adelard et al., 2000) (M. David et al., 2010). La mise en production opérationnelle de ce nouvel outil a permis de générer des fichiers TMYs pour de très nombreux sites à La Réunion mais aussi pour d'autres territoires d'outre-mer français (Guyane, Mayotte, Nouvelle-Calédonie, Tahiti, etc.). Ces années types et les représentations statistique issues du traitement de la base de données de Météo-France (cartographies, zonages, roses des vents) ont aussi été implémentées dans les référentiels et outils destinés à la conception énergétique des bâtiments pour certains de ces territoires Français situés dans la ceinture intertropicale.

La mise en pratique pour les Net ZEBs a été réalisée à travers le projet ANR PREBAT ENERPOS (Garde and David, 2009). Ce projet avait pour objet la conception, les travaux et le suivi d'un bâtiment démonstrateur à « énergie positive » à La Réunion (figure 4). Regroupant trois laboratoires universitaires (LPBS/Université de La Réunion, PHASE/UPS toulouse et LOCIE/Université de Savoie) et deux bureaux d'études (TRIBU/Pariset Imageen/Réunion), ce projet a permis de définir de nouvelles méthodes et outils pour le développement des ZEBs en climat tropical.

La méthodologie adoptée a donc été la suivante :

1. Développement d'un outil de génération d'années météorologiques types (TMYs) pour les territoires d'outre-mer français,
2. Participation au développement de référentiels et réglementations pour conception des bâtiments en climats tropical,
3. Application des outils développés pour l'étude et la réalisation des Net ZEBs en climat tropical.

1.4. Travaux scientifiques réalisés

1.4.1. Génération d'années météorologiques types (TMY)

Les années météorologiques types (TMY), quoique contestables sur leur capacité à être réellement représentatives d'une période climatique plus longue, sont des outils très appréciés autant par les ingénieurs que par les chercheurs. Elles permettent simultanément d'évaluer le comportement horaire d'un système énergétique et ses performances à long terme. Pour capturer la tendance à long terme sans perdre les informations contenues dans les observations horaires d'une base de données

climatiques présentant de nombreux trous, j'ai développé une méthodologie multi-paramètre originale (M. David et al., 2010) basée sur le principe des séquences climatiques types (Le Chapellier, 1979) (Adelard, 1998). Ce principe avait notamment été utilisée pour reproduire des séries temporelles de rayonnement solaire en Corse (Muselli et al., 2001). Avec cette nouvelle méthode, l'analyse en séquence type est appliquée à un ensemble de variables climatiques.

Le générateur de variable développé comporte deux étapes bien distinctes : l'analyse de la base de données de mesures et la génération d'années types. La phase d'analyse permet de déterminer de manière automatique les différentes séquences météorologiques types observées. De cette classification sont extraits les paramètres permettant de reproduire la tendance à long terme observée (probabilité de transitions entre séquences) et les caractéristiques horaires (profils et inter-corrélation des résidus). La génération utilise un modèle probabiliste de série temporelle, les chaînes de Markov, permettant de reproduire un séquençement journalier sur une année (David et al., 2005a). Le passage aux données horaires réalistes est ensuite réalisé en combinant un profil horaire moyen et un modèle de série temporelle multi-variable reproduisant les inter-corrélations entre des résidus distribués selon une loi normale (Matalas, 1967). La figure 1 donne un aperçu schématique de la méthode mise en place pour générer les années météorologiques types directement depuis la base de données de mesures.

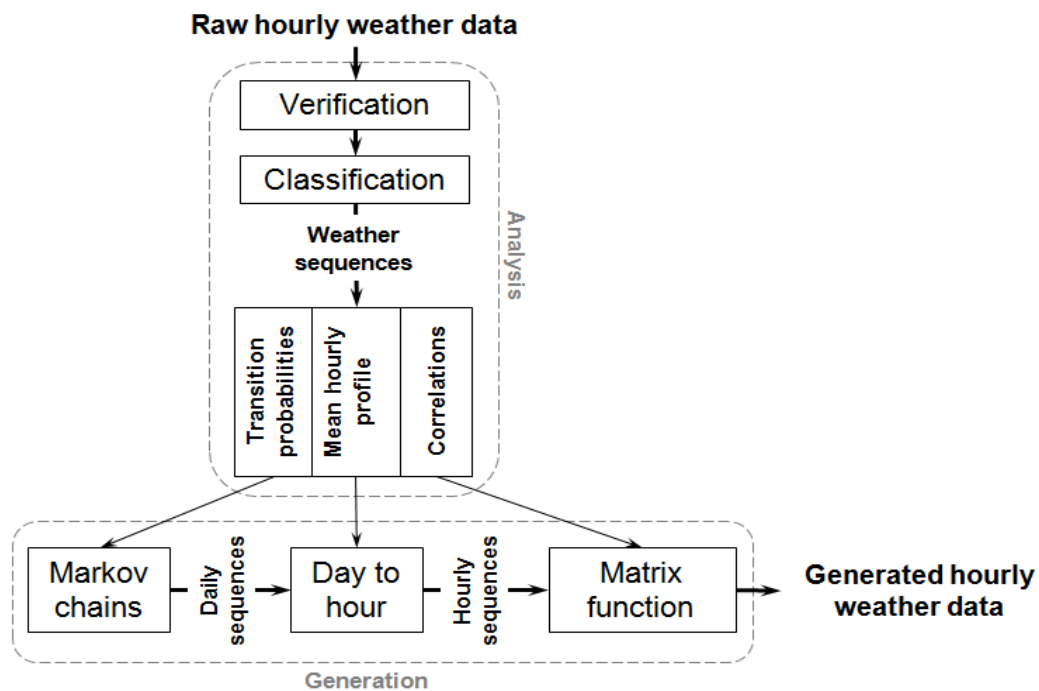


Figure 1 : Schéma de principe du générateur de données types Runéole

Pour détecter une séquence type, il n'est pas nécessaire de disposer d'une série continue mais uniquement de journées complètes. Cette méthode de génération d'années types permet donc de s'affranchir de la problématique du « gap filling » lorsque de très nombreux trous de données sont présents dans une série de mesures météorologiques. C'est un cas relativement courant car il est difficile et souvent coûteux de maintenir une

continuité de mesures sur plusieurs années et pour plusieurs paramètres climatiques avec un pas de temps horaire.

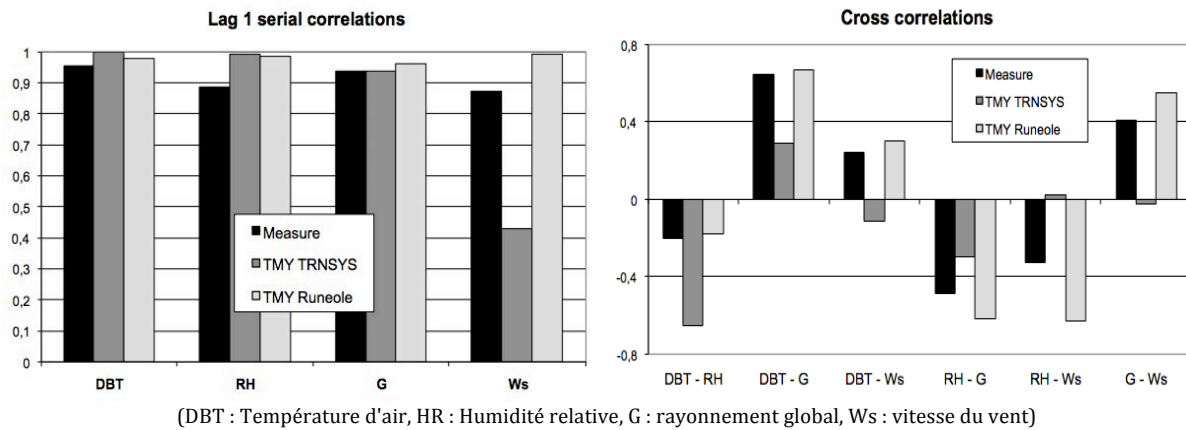


Figure 2 : Auto-régressions d'ordre 1 et inter-corrélations des années types générées pas TRNSYS et Runéole

Les résultats obtenus par cette méthode montre une nette amélioration de la reproduction des caractéristiques statistiques horaires des données générées par rapport à la méthode utilisée dans le logiciel TRNSYS (figure 2 et 3).

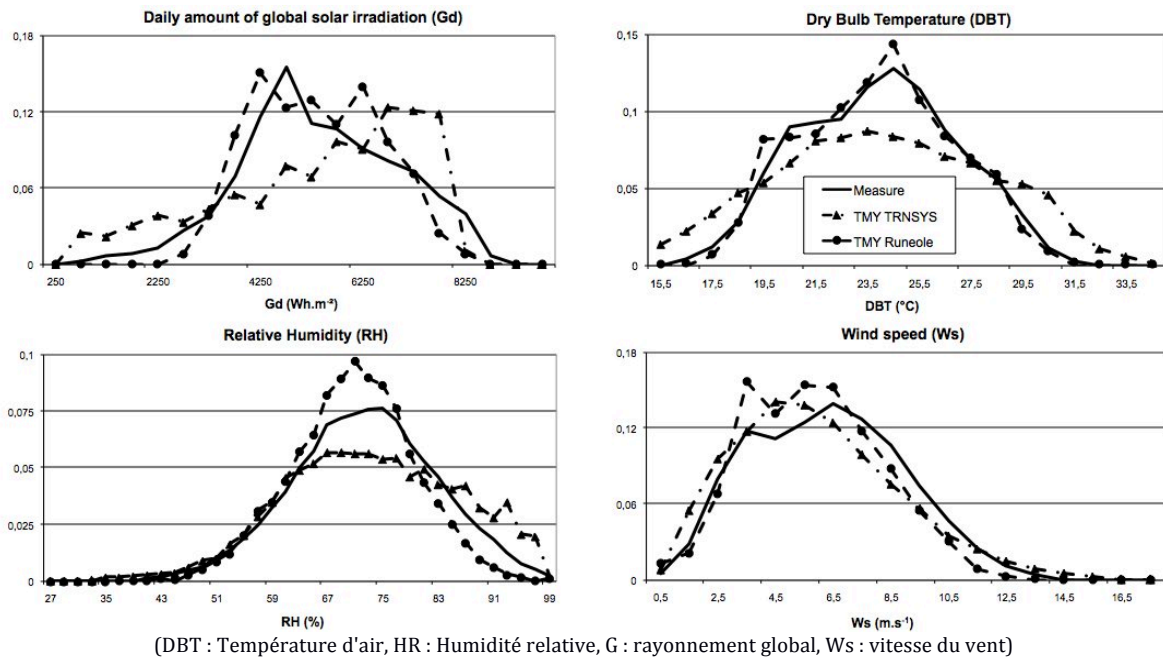


Figure 3 : Distributions statistiques des paramètres climatiques des années types générées pas TRNSYS et Runéole

1.4.2. Net Zero Energy Building (Net ZEBs), confort thermique et visuel en milieu tropical

A La Réunion, la consommation moyenne des bâtiments tertiaires est d'environ 140 kWh/m²_{su}/an et il s'agit uniquement d'énergie électrique. Les principaux postes consommateurs sont la climatisation (50%), le matériel informatique (25%) et l'éclairage artificiel (11%). Les réductions de consommation doivent donc porter en premier sur ces postes. D'autant plus que les charges internes apportées par l'informatique et l'éclairage augmentent les besoins en climatisation. L'objectif du projet ANR PREBAT ENERPOS (Garde and David, 2009) et de la thèse d'Aurélien Lenoir (Lenoir, 2013), auxquels j'ai participé activement, était de développer des outils et méthodes pour la conception de bâtiments tertiaires à La Réunion présentant un bilan annuel positif en énergie finale (Net ZEB). D'une part, un seuil de consommation électrique maximum 50 kWh/m²_{su}/an a été fixé avant la construction. D'autre part, un système photovoltaïque intégré au bâti devait permettre de produire au moins autant d'électricité que le bâtiment en consomme. Mes travaux de recherche ont porté sur deux aspects complémentaires du développement des Net ZEBs en climat tropical :

- la définition d'indices et d'outils pour l'évaluation croisée du confort et de la consommation énergétique,
- la proposition de méthodes de conception adaptées au développement des Net ZEBs.



Figure 4 : Bâtiment Enerpos construit dans le cadre du projet ANR PREBAT ENERPOS, IUT de Saint-Pierre, Île de La Réunion. Architecte : T. Faessel-Boehe, Crédits photos : Jérôme Balleydier

Le développement des Net ZEBs à La Réunion et plus généralement dans les climats intertropicaux nécessite de mettre en place des outils de conception pointus dédiés à la réduction des consommations électriques. La première cible de réduction est liée au système de traitement d'air permettant de réguler le confort hygro-thermique des usagers des bâtiments. Outre l'amélioration de l'efficacité énergétique de ces systèmes, une réduction significative des consommations est obtenue par la diminution de leur période de fonctionnement. Pour cela, il est nécessaire d'utiliser des outils permettant

d'évaluer le confort hygro-thermique des usagers pour un fonctionnement passif du bâtiment. Certains indices numériques très répandus tel que le PMV ont été développés à cet effet (Fanger, 1982) (American Society of Heating, 2001). Basés principalement sur des études statistiques réalisées en climats froids et tempérés, ils ne sont pas applicables en climat tropical. Par exemple, le confort humain en climat chaud dépend fortement de la vitesse d'air s'écoulant sur la peau et ce paramètre fondamental n'est pas pris en compte par la plupart de ces indices. Le diagramme de confort, initialement proposé par Givoni (Givoni, 1998) permet une évaluation pertinente du confort en contexte tropical. Cette représentation graphique qui peut être en partie déterminée avec les lois de régulation du corps humain et le résultat d'une approche empirique. Elle associe dans une représentation unique les trois paramètres environnementaux régulant le confort dans des conditions chaudes et humides : la température ressentie, l'humidité et la vitesse d'air. Dans le cadre de stages de Master que j'ai encadré, un outil logiciel a été développé pour pouvoir établir des diagrammes de confort directement en sortie des codes de simulation numérique CODYRUN et EnergyPlus (Stempflin and David, 2009). Un outil de tracé des diagrammes de confort a aussi été réalisé et utilisé par Aurélie Lenoir dans le cadre de sa thèse pour l'évaluation du confort dans le bâtiment Enerpos. Elle en a même proposé une évolution pour les couples d'humidités et températures ressenties élevés (Lenoir, 2013).

Nous avons notamment utilisé cette approche pour optimiser la conception d'habitat social au Cambodge lors d'un appel à projet international lancé par Building Trust International. L'objectif était de réaliser des logements à faible coût à moins de US\$2000. Nous avons travaillé avec des architectes italiens pour arriver à un prototype respectant les coutumes et traditions locales, l'utilisation de matériaux bio-sourcés et simulé l'impact des solutions passives en termes de confort thermique. J'ai réalisé des simulations à partir d'une année type. Ces simulations ont permis de visualiser sur le diagramme de confort les améliorations en terme de confort thermique (figure 5).

La réduction des périodes de climatisation, voire leur suppression comme dans le cas du bâtiment Enerpos, n'est possible qu'en mettant en place une combinaison efficace entre ventilation naturelle traversante et protections solaires. Cette dernière permet notamment une réduction des apports calorifiques solaires par les baies des bâtiments. Cette diminution des apports solaires engendre naturellement une réduction du niveau intérieur d'éclairage naturel et donc un accroissement de la consommation de l'éclairage artificiel. Le dimensionnement des protections solaires pour le développement des Net ZEBs en climat tropical doit donc être le fruit d'une optimisation entre apports solaires et niveau de confort visuel en éclairage naturel. Pour résoudre cette problématique duale, j'ai travaillé sur le croisement d'indicateurs utilisés pour évaluer l'efficacité énergétique des protections solaires et la qualité du confort en éclairage naturel.

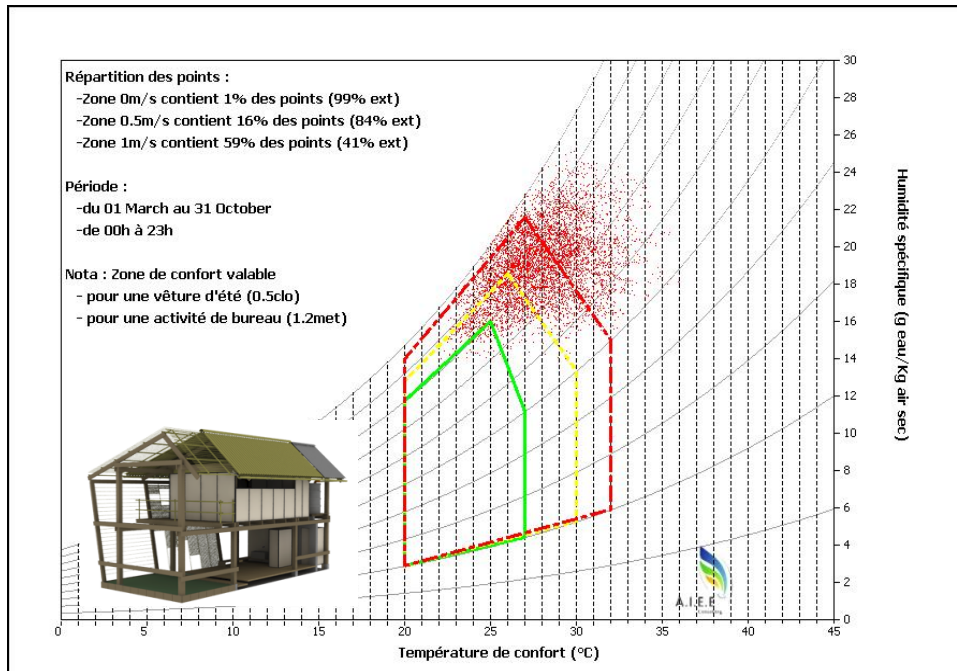


Figure 5 : Exemple de diagramme de confort appliqué à la conception d'un logement durable à faible coût au Cambodge (Garde et al., 2013b)

D'une part, je me suis basé sur le coefficient de masque (C_m) comme indicateur énergétique. Il correspond au rapport entre l'énergie solaire direct incidente sur une surface avec et sans protection solaire. Il a été proposé pour l'élaboration du référentiel PERENE concernant la conception de bâtiments à faible consommation d'énergie à La Réunion (Garde et al., 2005). Cet indice permet de quantifier l'efficacité « énergétique » d'une protection solaire vis à vis d'une paroi exposée d'un bâtiment. La demande en froid d'un bureau type peut-être évaluée par une fonction linéaire du coefficient de masque (figure 6). Cet indice entre aujourd'hui dans le calcul du facteur solaire plus largement utilisé dans la réglementation thermique applicable dans les départements d'outre-mer français. D'autre part, j'ai utilisé l'UDI (Useful Daylight Index) comme indicateur de la qualité du confort visuel en éclairage naturel dans une pièce. Il définit le pourcentage de temps pendant lequel une surface reçoit un niveau d'éclairement compris dans un intervalle défini (Nabil and Mardaljevic, 2006). Contrairement au Facteur de Lumière du Jour, généralisé pour les études d'éclairagisme en climat tempéré, cet indicateur permet de mener une analyse cohérente quelque soit le type ciel et quelque soit la position du soleil. Le choix de l'intervalle de prise en compte de l'UDI permet de le relier directement au profil d'utilisation de l'éclairage artificiel. La limite basse de l'intervalle est le seuil d'éclairement à partir duquel l'utilisateur allumera l'éclairage artificiel. La limite haute correspond au seuil d'éblouissement (ou tâche solaire) à partir duquel l'utilisateur devra escamoter la baie et probablement recourir de nouveau à l'éclairage artificiel. Pour un usage de bureau à La Réunion, nous avons déterminé l'intervalle de prise en compte de l'UDI entre 300 lux et 8000 lux.

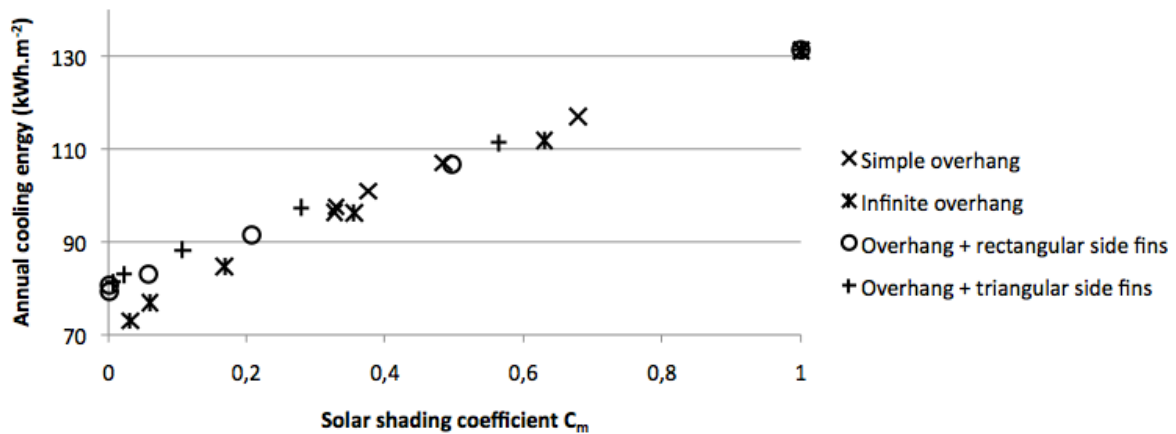


Figure 6 : Demande annuelle d'énergie frigorifique d'un bureau type (construction lourde en béton et d'une surface de 12m²) en fonction du coefficient de masque C_m de plusieurs types de protection solaire à La Réunion

Le croisement de ces deux indicateurs permet de sélectionner le dimensionnement d'une protection solaire de baie à partir d'une représentation graphique (David et al., 2011). La figure 7 montre l'application de ce croisement pour un bureau type de 12 m² en structure lourde construit sur la zone côtière de La Réunion et simulé avec le code dynamique EnergyPlus. Le local étudié ne dispose que d'une seule fenêtre faisant face au Nord avec une surface vitrée correspondant à 20% de la surface de la façade. On remarque sur ce graphe que la qualité du confort en éclairage naturel reste constante avec un UDI compris entre 85% et 90% pour un C_m diminuant de 1 à 0,2, c'est à dire d'une protection inexistante à une protection bloquant 80% des apports solaires directs. Un renforcement de l'efficacité de la protection solaire au delà d'un coefficient de masque de 0,2 conduit à dégrader significativement la qualité de l'éclairage naturel.

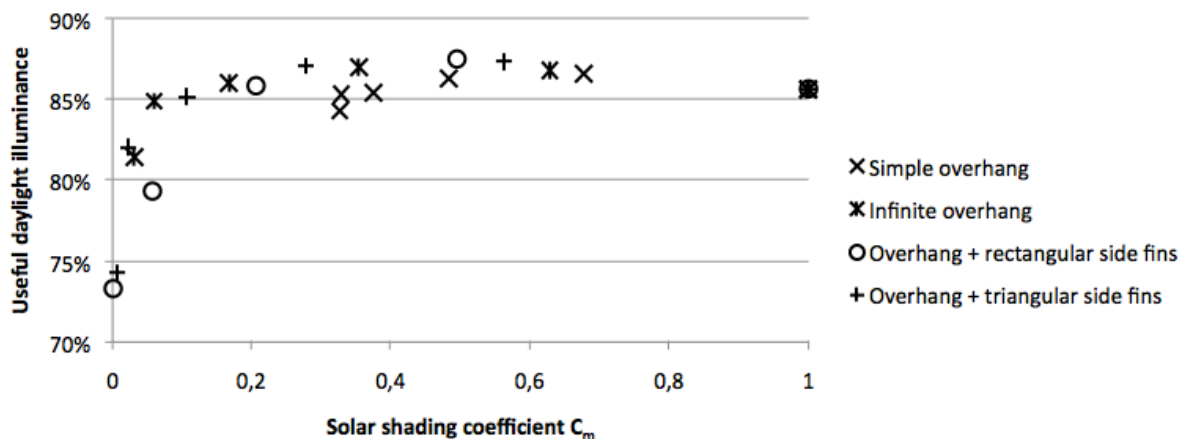


Figure 7 : Evolution de l'UDI en fonction du coefficient de masque (C_m) pour un bureau type (construction lourde en béton et d'une surface de 12m²) et pour plusieurs types de protection solaire à La Réunion

1.4.3. Participation au développement de référentiels de construction en milieu tropical

La simulation numérique en énergétique des bâtiments n'est pas accessible à tous les projets de construction principalement pour des raisons de coûts et de volonté de la maîtrise d'ouvrage. C'est par exemple le cas des bâtiments de petite taille comme les maisons individuelles ou le petit tertiaire. Pour que la conception des bâtiments tendent vers la sobriété énergétique sans obliger le recours aux simulations, plusieurs leviers sont disponibles : les réglementations, les incitations et les reconnaissances issues de l'application de règles expertes (référentiels et labels). Pour que ces documents intègrent les avancés dans le domaine, il est nécessaire de réaliser un transfert de connaissance du milieu de la recherche vers le secteur opérationnel de la construction. Mon engagement s'est traduit par la participation à l'élaboration de référentiels et réglementations pour la construction de bâtiments à faible consommation d'énergie dans des territoires d'outre-mer français présentant un climat tropical humide.

Les référentiels de construction auxquels j'ai participé, PERENE (Garde et al., 2004) (Garde et al., 2009) pour l'île de La Réunion et Mayénergie (Garde et al., 2013a) pour l'île de Mayotte, ont été mis en place pour anticiper les futures réglementations thermiques applicables dans ces territoires. D'une part, ils synthétisent les avancées de la recherche et les retours d'expérience de professionnels du domaine. D'autre part, ils définissent des règles de conception expertes pouvant être reprises dans les futures réglementations thermiques. Ma contribution pour l'établissement de ces référentiels a été de fournir le cadre de travail climatique par la réalisation de zonages et par la création de fichiers météorologiques types. Les zonages ont été établis en croisant les sollicitations météorologiques et les stratégies de conception bioclimatique. Par exemple, pour le référentiel PERENE Réunion, nous avons réalisé pour la première fois un zonage climatique de l'île (figure 8) :

- La zone littoral comprise entre 0m et 400m d'altitude (Z1 et Z2) – climat chaud et humide avec une problématique de protection solaire et de ventilation naturelle.
- La zone des hauts comprise entre 400m et 800m d'altitude (Z3) - climat clément toute l'année avec dualité entre protection contre le rayonnement en saison humide et isolation contre le froid en saison sèche.
- La zone d'altitude située au dessus de 800m d'altitude (Z4) – climat tempéré à froid avec une problématique d'isolation et de chauffage.

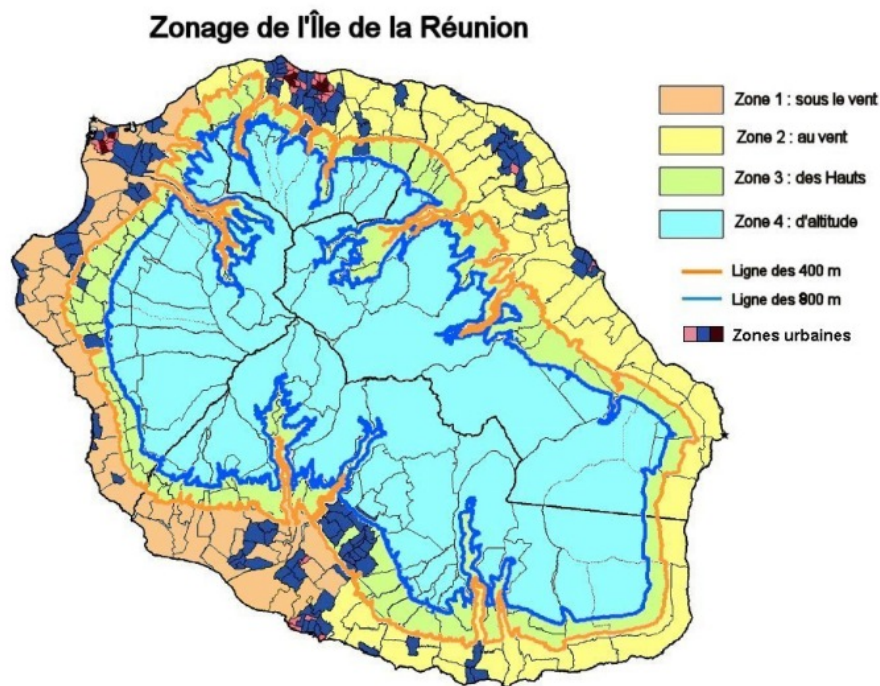


Figure 8 : Zonage climatique du référentiel PERENE Réunion

Pour compléter le zonage climatique, j'ai aussi produit un ensemble d'années météorologiques types représentatives des différentes zones établies à partir des relevés existants du réseau de stations de Météo France. Ces années types ont été utilisées pour mener des simulations énergétiques de bâtiment afin d'établir des outils quantitatifs permettant la mise en application des règles expertes. Elles sont aussi mises à disposition des cabinets d'ingénierie en tant que partie intégrante des référentiels. Ainsi, 29 années types ont été créées pour le référentiel PERENE et 1 année type pour la charte Mayénergie.

Mon implication dans l'élaboration des référentiels de construction réunionnais et mahorais m'a conduit naturellement à participer en tant qu'expert pour les travaux de mise à jour de la réglementation thermique, aéraulique et acoustique à La Réunion et pour la rédaction d'une future réglementation thermique à Mayotte.

1.5. Synthèse des travaux

Travaux	Encadrements	Publications
Générateur d'année types météorologiques		(David et al., 2005a) (David et al., 2005b) (David, 2005) (David and Adelard, 2006) (Rakoto-Joseph et al., 2009) (M. David et al., 2010)
Conception de NZEBs en climat tropical	Marc Stempflin (M1) Jean-Charles Bourdeau (M2) Murielle Martin (M2) Aurélie Lenoir (Doctorante puis Postdoc)	(Martin et al., 2008a) (Martin et al., 2008b) (Lenoir et al., 2009) (Garde et al., 2011) (David et al., 2011)
Participation à l'élaboration de référentiels	Aurélie Lenoir (M2)	(Garde et al., 2005) (Garde et al., 2009) (Garde et al., 2010) (Garde et al., 2013a)

Tableau 1 : Synthèse des travaux de la thématique des données météorologiques appliquées aux bâtiments

2. Prévision du rayonnement solaire

2.1. Enjeux sociétaux

Pour anticiper la raréfaction des ressources fossiles et pour limiter les émissions de gaz à effet de serre, une transition du mode de production d'énergie vers les ressources renouvelables (EnR) est déjà engagée au niveau mondial. La ressource solaire est une ressource abondante sur toute la planète et les technologies permettant de la convertir en énergie utilisable directement par l'homme sont aujourd'hui largement développées. Cette ressource EnR reste cependant sous-exploitée car sa disponibilité est très variable dans le temps et dans l'espace. La course de la terre dans notre système solaire engendre des variations saisonnières et journalières prévisibles. Par contre elle connaît une variabilité liée à la couverture nuageuse beaucoup moins prévisible. Les systèmes photovoltaïques (PV) ne présentent aucune inertie. Leurs variations brutales de puissance peuvent avoir un impact direct sur le réseau électrique auquel ils sont connectés en provoquant des instabilités entre l'offre et la demande en énergie (Perez and Hoff, 2013).

Pour les territoires français d'outre-mer, une politique incitative de développement des énergies solaires a conduit à une pénétration massive des systèmes photovoltaïques dans des réseaux électriques insulaires. Par exemple avec 152 MWc, la puissance PV installée à La Réunion fin 2012 représentait environ 20% de la puissance totale du parc de production électrique ("Bilan énergétique 2012, île de La Réunion," 2013). Les réseaux non-interconnectés étant de nature plus fragile que les réseaux continentaux, leur capacité à accepter des fluctuations brutales de la production solaire est limitée. Un décret limite donc la part de la puissance provenant des EnR intermittentes (solaire et éolien) à 30% de la puissance totale produite (ref décret). Cette limite est atteinte depuis déjà plusieurs années dans plusieurs territoires français d'outre-mer dont La Réunion.

Pour accroître la part des EnR dans les réseaux électriques mais aussi pour pérenniser la filière solaire et les emplois qu'elle représente, il est nécessaire de proposer des méthodes permettant de garantir une puissance prévue et lissée aux EnR solaires. Pour atteindre cette garantie de puissance, deux solutions complémentaires sont envisagées : le stockage d'énergie et la prévision. Dans cette partie je présenterai les travaux menés dans le cadre du développement des outils de prévision. La partie suivante (3) sera consacrée aux travaux menés sur le stockage.

La prévision à court terme (1 jour à l'avance) et à très court terme (de quelques minutes à quelques heures l'avance) de la production des EnR solaires, principalement le PV, est un outil d'aide à la décision pour les producteurs et pour les gestionnaires de réseaux électriques (Kostylev, 2011). Elle permet une gestion anticipée du mix de production (figure 9) et une optimisation de l'utilisation des moyens de stockage.

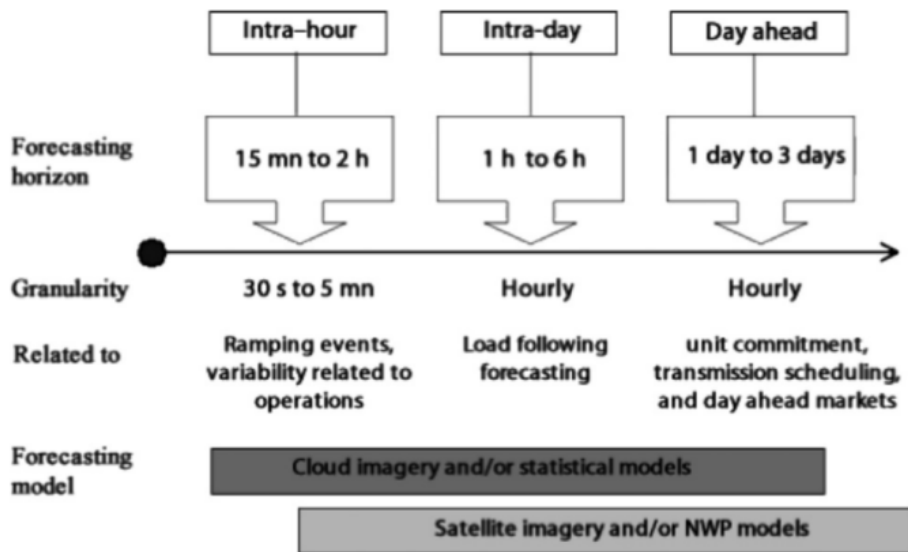


Figure 9: Horizons de prévision et utilisation pour la gestion des réseaux (Diagne et al., 2013)

2.2. Verrous et objectifs scientifiques

L'évaluation de la production des EnR solaires est principalement abordée par la quantification du gisement solaire et de ces différentes composantes : les rayonnements solaires global, diffus et direct. L'objectif est d'estimer la productivité des systèmes solaires sur leur durée de vie. A cet effet, Il existe des bases de données issues de mesures au sol (Vignola et al., 2013) (M. David et al., 2010) et aussi des atlas générés à partir du traitement de l'imagerie satellite par des modèles de transfert radiatifs (Gschwind et al., 2006) (Vignola et al., 2013). Ces outils climatologiques permettent d'estimer avec une grande précision les différentes composantes du rayonnement solaire pour des périodes d'au moins une année.

Les recherches dans le domaine de la prévision appliquée à la production des systèmes EnR solaires sont très récentes (Diagne et al., 2013). Suivant l'horizon et la granularité des prévisions (figure 10), les méthodes et modèles développés actuellement sont de natures différentes :

- Les modèles de prévision numériques du temps (PNT) permettent de réaliser des prévisions pour des horizons supérieurs à 6h jusqu'à plusieurs jours (Perez et al., 2013).
- Les méthodes de traitement statistique des images de satellites géostationnaires tels que le suivi du mouvement des nuages sont utilisées pour des horizons de prévisions compris entre 1h et 6h (Hammer et al., 1999) (Dambreville et al., 2014) (Perez et al., 2010).
- Les méthodes d'imagerie du ciel à partir du sol sont en cours de développement pour faire des prévisions avec des horizons inférieures à l'heure (Chow et al., 2011) (Alonso and Batlles, 2014).
- Les modèles statistiques de séries temporelles (AR, ARMA, etc.) et d'intelligence artificielle (Réseaux de Neurones, etc.) permettent de réaliser des prévisions pour des horizons de quelques minutes à plusieurs heures (Voyant et al., 2013) (Bacher et al., 2009).

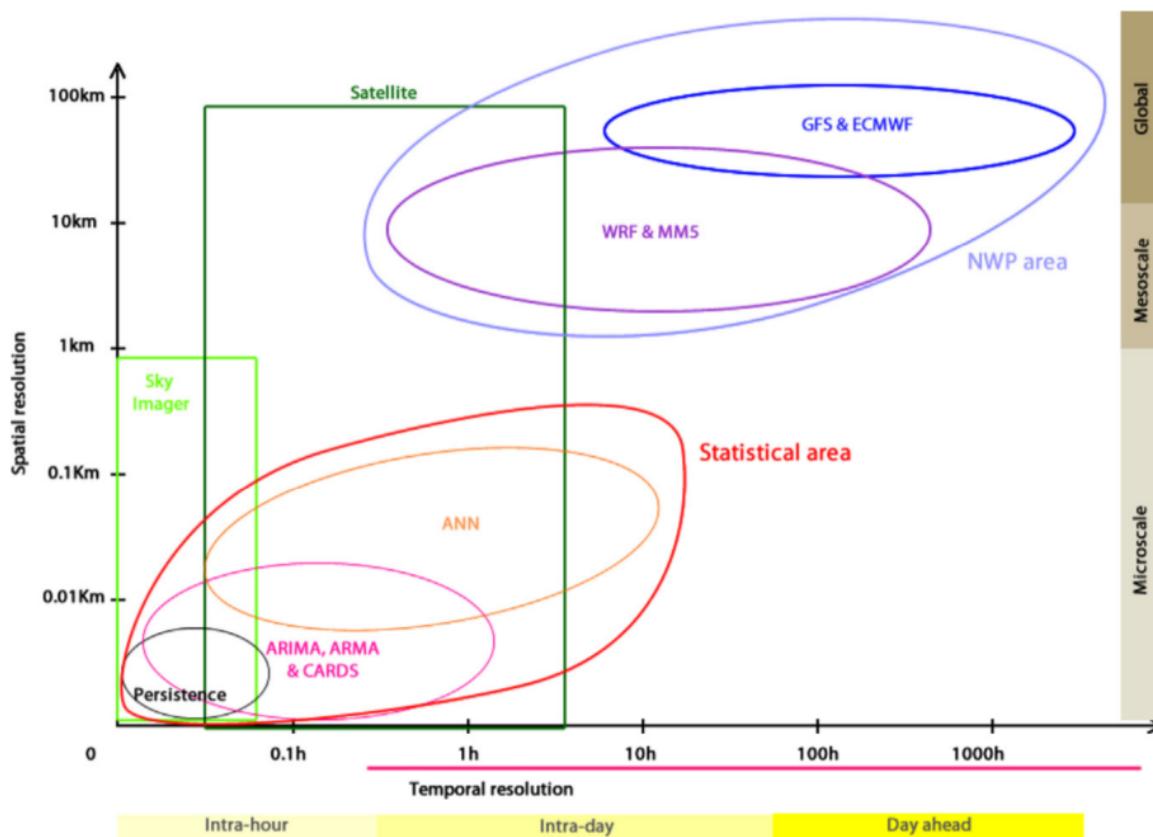


Figure 10 : Classification des modèles de prévision en fonction de leur échelle spatiale et temporelle (Diagne et al., 2013)

Les méthodes issues de l'imagerie notamment au sol mais aussi satellitaire sont prometteuses pour le très court terme mais elles demandent une mise en œuvre relativement complexe. La transmission en temps réel des images pour leur traitement n'est pas encore totalement mature. Leur mise en place opérationnelle n'est donc pas encore répandue. Les méthodes adaptées aujourd'hui à un fonctionnement en mode opérationnel sont donc basées sur les prévisions produites par les PNT pour le court terme (un jour à l'avance) et des modèles statistiques très simples pour le très court terme (de quelques minutes à quelques heures à l'avance). Elles ont l'avantage de s'appuyer sur des moyens de mesures et des outils fonctionnels déjà en place. Un des verrous scientifiques est donc le développement des modèles statistiques adaptés à la prévision du productible des EnR solaires et donc des composantes du rayonnement solaire.

Les PNT globaux permettant de réaliser des prévisions pour toute la planète disposent de résolutions spatiales et temporelles assez grossières avec des pixels de dimension supérieurs à 150 km² et une granularité supérieure à l'heure. Ils offrent des performances en prévision nettement meilleures pour de grands territoires que pour une zone restreinte (Lorenz et al., 2009). Pour un petit territoire comme l'île de La Réunion, deux approches complémentaires sont explorées actuellement pour palier à ce problème : la descente d'échelle des PNT globaux avec des PNT régionaux (ou méso-

échelle) et la correction avec des modèles statistiques de la prévision du rayonnement solaire des PNT (Diagne et al., 2014) (Lauret et al., 2014).

Pour des pas de temps très court (inférieurs à l'heure), le rayonnement solaire présente des épisodes avec des variabilités temporelles très différentes. A cette échelle, les séries de rayonnement solaire présente un caractère hétéroscédastique. La variance du signal n'est pas constante dans le temps et la série temporelle est composée de période pouvant être plus ou moins variable. Ce comportement est courant pour le cours des actifs boursiers dérivés. Le domaine de l'économétrie propose des modèles statistiques et probabilistes permettant de reproduire et prévoir ce type de comportement.

Les approches actuellement menées à partir de méthodes statistiques réalisent une minimisation globale de l'erreur de prévision à partir de paramètres liées directement au rayonnement solaire tel que l'indice de ciel clair, la hauteur solaire et la couverture nuageuse. L'erreur des modèles de prévision dépend pourtant du régime de temps observé. Elle est par exemple, en Guadeloupe, plus importante pour les régimes de ciel variable que pour un ciel clair et stable (Andre et al., 2014) (Lauret et al., 2015).

Pour obtenir des prévisions de qualité croissante, la mise en œuvre des modèles statistiques a besoin d'être abordée sous deux points de vue complémentaires. D'une part, il doivent être utilisés et construits en prenant en compte de manière cohérente le cadre mathématique pour lequel il sont conçus. Par exemple, les réseaux de neurones paraissent être des outils faciles à utiliser. Le contrôle de leur complexité et l'optimisation de leur structure nécessite néanmoins une maîtrise très pointue. D'autre part, les modèles statistiques de prévision du rayonnement solaire utilisent comme entrées et sorties des paramètres physiques. La connaissance de ces paramètres et des phénomènes qui régissent leur évolution est donc essentielle. Ces deux points de vue sont encore aujourd'hui trop souvent abordés de manière distincte. Mon objectif scientifique est donc de développer des modèles statistiques cohérents intégrant simultanément ces deux aspects et de les appliquer pour les cas insulaires ou les réseaux de petites tailles. Ce travail relèvera d'une collaboration étroite entre physiciens de l'atmosphère et experts en méthodes mathématiques.

2.3. Méthodologie

Les travaux de recherche sur la prévision du productible PV à La Réunion sont le fruit d'une réflexion que j'ai initié en 2006 avec le CEA et l'ARER (Agence Régionale de l'Énergie Réunion) pour anticiper les problématiques liées à l'intégration massive du PV dans les réseaux insulaires. L'objectif de cette réflexion était d'identifier les verrous scientifiques et les équipes disposant des compétences requises afin de proposer des projets de recherche. Sa mise en œuvre a permis de concrétiser des projets de recherche (SOLEKA, PEGASE, SOLFIN, DURASOL) mais surtout de créer un réseau collaboratif très large. Au niveau national, je participe activement à l'organisation de workshops et conférences sur le thème de la prévision du productible PV en contexte insulaire (Aix en Provence 2012, Réunion 2013, Martinique 2014). Les principales équipes avec qui je travaille sont : LARGE (Université Antilles-Guyane), SPE (Université de Corse), CEP (Armines), IPSL/LMD, EDF-SEI, EDF R&D, CEA-INES et Météo-France. Au niveau

international, je participe à la tâche 46 « Solar resource assessment and forecasting » du programme Solar Heating and Cooling (SHC) de l'Agence International de l'Energie (IEA). A travers ce réseau, j'entretiens des collaborations très fructueuses avec Richard Perez (ASRC, University at Albany, New-York, USA), Elke Lorenz (Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Germany) et John Boland (University of South Australia).

Les différentes approches de prévision du productible PV à La Réunion sont menées en parallèle. Dans le cadre du projet PEGASE, les approches par PNT avec le modèle AROME de Météo France (Bouttier, 2014) et par imagerie ont été abordé par le LMD (Haeffelin et al., 2014), Armines et EDF R&D (Maire, 2014). Mes travaux sont quant à eux concentrés sur l'approche par modèles statistiques qui permet aussi de valoriser les résultats issus du traitement de l'imagerie satellitaire et des PNT.

Le prérequis nécessaire à la mise en place des modèles est de disposer de mesures de qualité. Même si le réseau de mesures du rayonnement solaire est largement développé à La Réunion, il est restreint au rayonnement global horizontal avec un pas de temps horaire (Atlas Météo France). En ce qui concerne le productible PV, il est difficile d'avoir accès à un large panel de centrales avec des données de qualité. Les multiples producteurs gardent une grande confidentialité sur leurs données qui sont très variables en nature et en qualité. La première étape a donc été la mise en place de mesures complémentaires du rayonnement. D'une part, j'ai assuré la mise en place d'une station météorologique de référence pour le rayonnement solaire sur le site de Saint-Pierre dans le cadre du projet ANR Performance PV France (David et al., 2008). D'autre part, j'ai accompagné la mise en place d'un réseau de mesure du rayonnement avec un pas de temps de la minute avec l'entreprise Réuniwatt dans le cadre du projet SOLEKA. Pour compléter les mesures du rayonnement au sol, nous avons récolté des estimations du rayonnement global issues des images du satellite METEOSAT-7 par la méthode SUNY (Perez et al., 2002) en collaboration avec l'équipe de Richard Perez. Enfin, nous avons mis en place des partenariats avec des producteurs PV (SCE, Score, Région Réunion, Akuo) pour avoir accès à leurs données de production.

Ces projets de recherche, collaborations et supports expérimentaux m'ont permis de conduire des études sur des points critiques à la mise en place de la prévision du productible PV à La Réunion. En premier, j'ai traité la problématique de la décomposition de rayonnement global en ces composantes diffuse et directe qui est transversale à toutes les méthodes d'estimation de l'énergie solaire incidente sur une surface. Cette étape est nécessaire pour réaliser la transposition du rayonnement sur des plans inclinés (2.4.1.). Ensuite, j'ai réalisé une étude détaillée sur la variabilité spatio-temporelle du rayonnement à La Réunion à partir des réseaux de mesures au sol et de l'imagerie satellite (2.4.2.). Enfin, j'ai travaillé sur la mise en place de méthodes de prévision pour le jour suivant et intra-journalière (2.4.3.).

2.4. Résultats scientifiques

2.4.1. Décomposition du rayonnement global horizontal et transposition sur des plans inclinés

Ce travail est transversal à tous les systèmes énergétiques soumis au rayonnement solaire. Il a néanmoins été mené à l'issue de la partie expérimentale du projet ANR Performance PV France (2006-2008) sur le développement d'une filière française de caractérisation des performances des modules PV (David et al., 2008). En tant que responsable scientifique pour l'Université de La Réunion pour ce projet, j'ai assuré la coordination et la réalisation d'un banc expérimental permettant la mesure des composantes du rayonnement solaire (directe, diffuse, horizontale, réfléchi et grande longueur d'onde) ainsi que le rayonnement global incident sur 14 plans inclinés à 0°, 20° et 40° (figure 11).



Figure 11 : Tracker solaire (premier plan) et structure semi-hémisphérique comportant 14 plans inclinés (second plan).

La mesure standardisée du rayonnement solaire est le rayonnement global sur un plan horizontal (GHI). C'est donc cette composante du rayonnement qui est mesurée au sol ou évaluée par l'imagerie satellitaire pour déterminer la ressource solaire. Les plans récepteurs, comme les modules PV sont généralement inclinés en fonction de contraintes architecturales ou bien pour maximiser l'énergie incidente. Il est donc nécessaire de déterminer le rayonnement incident sur des surfaces inclinées à partir du rayonnement global horizontal mesuré. Il existe de nombreux modèles de décomposition et de transposition du rayonnement solaire pouvant être très simples ou bien relativement compliqués. Leurs performances ont généralement été testées dans l'hémisphère Nord et pour un nombre restreint de plans inclinés. Les travaux que j'ai menés proposent un modèle de décomposition du rayonnement global horizontal (Lauret et al., 2006) à partir d'un réseau de neurones bayésien et une évaluation de modèles de transposition se basant sur une base de données expérimentales très consistante avec 14 plans inclinés (David et al., 2013).

Ce dernier travail a été réalisé en collaboration avec Philippe Lauret (Laboratoire PIMENT) et John Boland, (University of South Wales, Australie). Tous deux spécialistes en outils mathématiques appliqués, ils ont apporté les méthodes statistiques nécessaires à une comparaison approfondie des modèles. En plus des critères les plus courants (MBE, RMSE et MAE), ils ont proposé l'utilisation du Bayesian Information Criterion (BIC). Ce dernier indice permet d'évaluer la performance d'un modèle en prenant en compte sa complexité. Pour cela, le nombre paramètres d du modèle est pris en compte pour son évaluation (équation 1).

$$(1) \quad BIC = \log \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Model_i - Measure_i)^2 \right) + d \cdot \frac{\log(N)}{N}$$

Cette approche nous a permis de comparer des modèles très différents allant d'un seul paramètre (Hay) à 61 paramètres (Perez) en prenant en compte leur complexité.

2.4.2. Variabilité spatio-temporelle de la ressource solaire à La Réunion

Cette étude a été menée en parallèle de celle réalisée par Martial Haeffelin et Jordi Badosa du Laboratoire de Météorologie Dynamique (LMD) de l'École Polytechnique dans le cadre du projet PEGASE (Badosa et al., 2013). Son objectif est de caractériser et modéliser l'effet de lissage résultant de la combinaison entre répartition spatiale des systèmes PV et la variabilité spatio-temporelle du rayonnement à La Réunion. Pour cela, j'ai utilisé les données minutes relevées par le réseaux de mesures au sol de l'entreprise Réuniwatt et les images du satellite METOSAT-7 traitées par l'équipe de Richard Perez.

La variabilité temporelle d'un ensemble de fermes PV $\sigma_{\Delta t}^{fleet}$ dépend de la variabilité de chacune des fermes et de la corrélation les liants une à une. Cette relation a été mise en évidence par Tomas E. Hoff et Richard Perez (Hoff and Perez, 2012) et formalisée dans l'équation suivante :

$$(2) \quad \sigma_{\Delta t}^{fleet} = \sqrt{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sigma_{\Delta t}^i \cdot \sigma_{\Delta t}^j \cdot \rho_{\Delta t}^{i,j}}$$

Pour évaluer l'effet de lissage temporel de la répartition spatiale d'installations PV, les deux paramètres à connaître sont donc l'écart type de la série temporelle de production des fermes PV $\sigma_{\Delta t}^i$ et le coefficient de corrélation $\rho_{\Delta t}^{i,j}$ liant les installations entre elles. L'analyse des données mesurées au sol et des estimations satellitaires ont permis de modéliser le coefficient de corrélation en fonction du pas de temps considéré Δt , la distance horizontale entre les sites d^{ij} et la vitesse de déplacement des nuages CS (équation 3).

$$(3) \quad \rho_{\Delta t}^{i,j} = \frac{1}{1 + \frac{d^{i,j}}{D \cdot \Delta t \cdot CS}}$$

Cette relation dépend de la zone géographique considérée et il est nécessaire de déterminer un paramètre régressif D . En comparaison avec les zones continentales, La

Réunion bénéficie d'une forte influence de ces différents microclimats et, à distance égale, la dé-corrélation entre les principaux sites de productions est plus importante. Il en résulte un effet plus marqué du lissage temporel de la répartition spatiale des installations PV.

D'autre part, les PNT et les modèles issus de l'imagerie satellitaire génèrent des prévisions avec des résolutions spatiale et temporelle assez grossières. A partir de ces prévisions « moyennées » spatialement sous forme de pixels, il est intéressant d'évaluer la variabilité des sites de production pour des pas de temps réduit (de l'ordre de la minute). Mes travaux ont mis en évidence qu'il existe à La Réunion des relations déterministes entre la variabilité spatiale des pixels satellitaires au pas de temps horaires avec la variabilité temporelle au pas de temps de la minutes en un point du rayonnement solaire (figure 12).

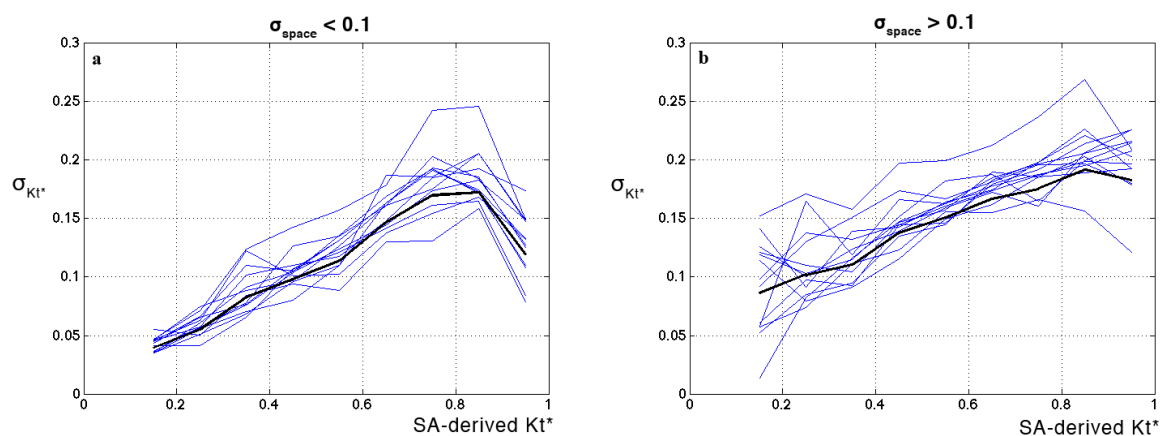


Figure 12 : Écart type minute σ_{Kt^*} du rayonnement solaire pour un site en fonction de l'indice de ciel clair estimé par satellite « SA-derived Kt^* » pour une faible variabilité spatiale (a) et une forte variabilité spatiale (b). Chaque ligne bleue représente un site. La ligne noire représente la tendance moyenne de tous les sites.

2.4.3. Modèles de prévision du rayonnement solaire

Dans le cadre de la thèse de Maïmouna Hadja Diagne, dont je suis l'encadrant principal, nous avons mené une veille scientifique et établi une étude bibliographique approfondie des méthodes de prévisions du productible PV (Diagne et al., 2013). Cet état de l'art nous a permis de dessiner les grandes lignes à suivre pour la mise en place de méthodes de prévision pour le cas insulaire de La Réunion et de cibler les modèles que nous pourrions développer pour améliorer leur qualité. Pour cela, nous avons mis en place un cadre de travail intégrant des outils existants tels que des PNT globaux (GFS et ECMWF), un PNT méso-échelle (WRF), l'estimation du rayonnement par le traitement des images du satellite METEOSAT-7, le réseau de mesures de Météo-France Réunion et des stations de mesures de référence à La Réunion et sur d'autres territoires insulaires (Hawaï, Guadeloupe, Corse). Cet environnement m'a permis de participer au développement de modèles pour la prévision à court terme (1 jour à l'avance) et à très court terme (de quelques minutes à quelques heures en avance).

Mes travaux sur la prévision de la veille pour le lendemain (J+1) ont porté sur le test de modèles de post-processing de PNT. En effet, les prévisions du rayonnement global horizontal produites par les PNT souffrent de biais systématiques dépendant de paramètres tels que l'indice de ciel clair et de l'angle zénithal solaire (Lorenz et al., 2009). D'une part, l'accès aux données du centre européen de prévision (ECMWF) m'ont permis de tester une correction des prévisions de PNT globales par différentes techniques. L'utilisation d'une moyenne spatiale sur plusieurs pixels, qui donne une amélioration pour les zones continentales, ne permet pas d'améliorer les prévisions pour le cas insulaire de la Réunion (figure 13). La correction de la prévision du GHI par un polynôme d'ordre 4 ou bien par un réseau de neurones utilisant comme paramètre l'indice de ciel clair et l'angle zénithal solaire conduit à une réduction du biais mais n'améliore que très faiblement l'erreur quadratique. D'autre part, dans le cadre du projet de la thèse de Maïmouna Hadja Diagne, nous avons appliqué la mise en place d'une descente d'échelle du modèle global GFS avec le modèle régional WRF. Même si cette descente d'échelle permet de modéliser de manière plus fidèle les effets microclimatiques présents sur l'île de La Réunion, les prévisions souffrent des mêmes problèmes que celles du modèle global d'ECMWF.

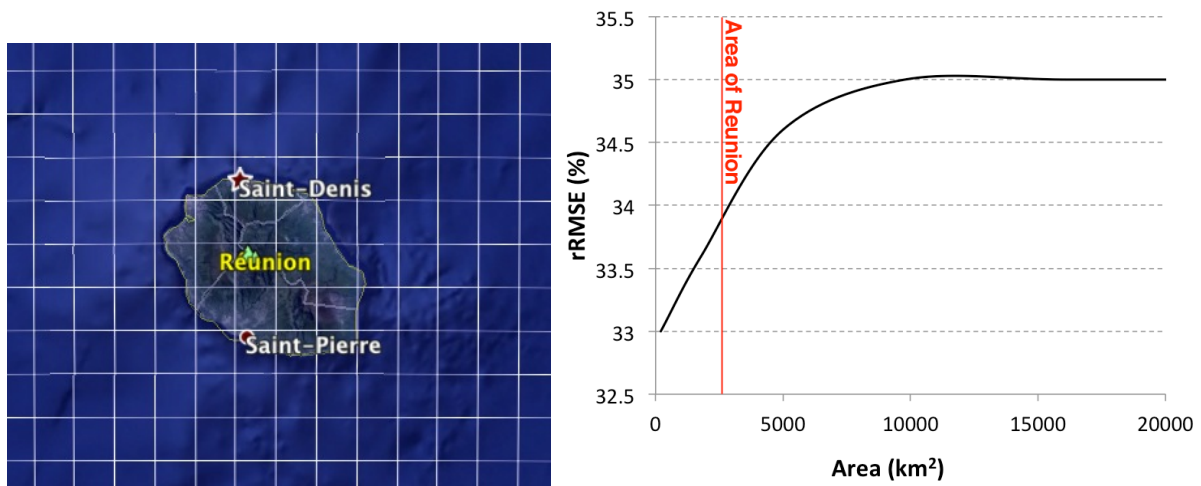


Figure 13 : Maillage en pixels du modèle d'ECMWF autour de La Réunion et erreur de prévision du rayonnement en fonction de l'agrégation spatiale pour la station météorologique de Saint-Pierre

En ce qui concerne la prévision à très court terme, il existe de très nombreux modèles statistiques pour modéliser les séries temporelles. Plusieurs approches ont été comparées pour modéliser les séries temporelles d'indice de ciel clair (figure 14). Les principaux modèles qui ont été testés et qui ont fait l'objet de communications sont les suivants :

- Les modèles naïfs de persistance et de climatologie. Ils ont été définis pour fixer les limites de performances de modèles plus élaborés.
- Les modèles auto-régressifs simples (AR) et à moyenne mobile (ARMA). Un modèle particulier ARMA avec une forme récursive issue de la prévision des puissances éoliennes a notamment été adapté à la problématique solaire.
- Les méthodes dites de « machine learning » tel que les réseaux de neurones (NN), les processus gaussiens (GP) et les supports de vecteur machine (SVM).

- Un filtre de Kalman avec des entrées hybrides et conçu pour traiter différents horizons de prévision.

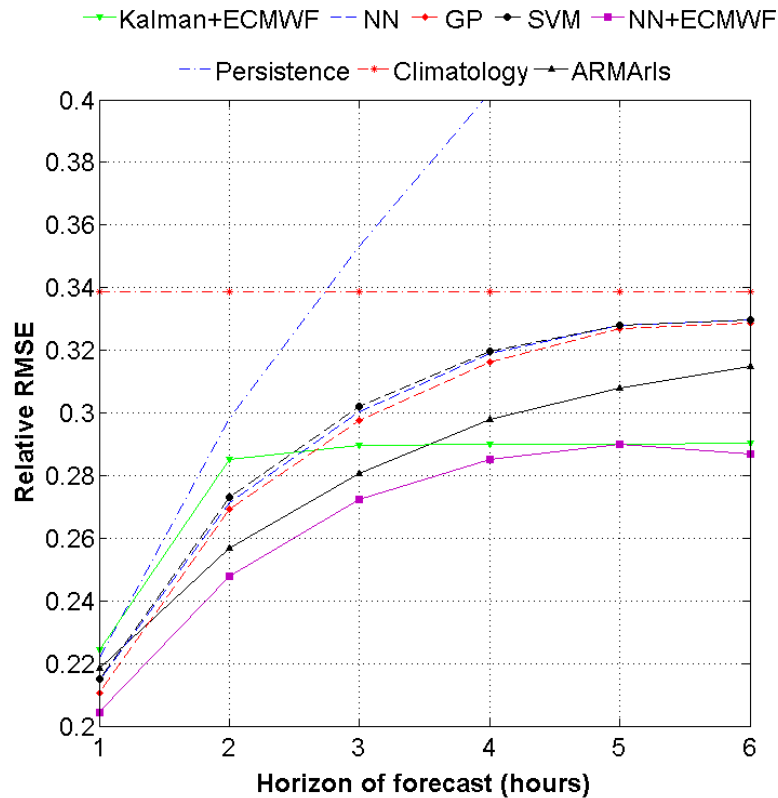


Figure 14 : Erreur de prévision en fonction de l'horizon pour différentes méthodes

Les modèles de « machine learning » fonctionnent de manière très similaires avec une phase d'apprentissage et une phase de validation. Leurs performances en prévision sont quasi identiques lorsqu'ils n'utilisent que l'entrée endogène d'indice de ciel clair. Le modèle ARMA récursif avec uniquement cette même entrée endogène est quant à lui plus performant, surtout lorsque l'horizon de prévision croît. L'ajout de l'entrée exogène ou hybride de la prévision à J+1 de l'indice de ciel clair réalisée par une PNT (ici ECMWF) permet d'améliorer sensiblement la performance de la prévision. Dans ce cas, avec l'augmentation de l'horizon, l'erreur de prévision tend vers celle obtenue par les PNT et non plus vers celle obtenue avec la climatologie.

Pour les prévisions à court terme et à très court terme, l'erreur de prévision est directement corrélée avec le type de ciel prévu. Dans le cadre de la thèse de Maïmouina Hadja Diagne, du projet SOLFIN, de notre collaboration avec le LMD, les universités de Corsess et d'Antilles-Guyane, un travail est en cours pour déterminer des méthodes et paramètres pouvant apporter les informations conduisant à une meilleure prise en compte du type de ciel dans nos modèles. Une approche complémentaire purement statistique comme la classification est notamment envisagée. L'approche phénoménologique sur la formation des nuages à La Réunion est aussi prise en compte. Elle offre la possibilité d'utiliser des paramètres météorologiques exogènes aux séries temporelles de rayonnement et directement liés à l'évolution du type de ciel.

3.5. Synthèse des travaux

Travaux	Encadrements	Publications
Tests de modèles de transposition du rayonnement global horizontal sur des plans inclinés	J.P. Nebout (M2) S. Randriatsarafara (M2)	(Lauret et al., 2006) (David et al., 2008) (David et al., 2013)
Variabilité spatio-temporelle de la ressource solaire à La Réunion	F. Ramahatana (M2) G. Fabre (M2)	(David et al., 2014a)
Modèles de prévision du rayonnement solaire	M. Diagne (Doctorante) P.J. Trombe (Postdoc) F. Ramahatana (Ingénieur) O. Liandrat (M2) E. Trouillefou (M2) A. Gosset (M1)	(Diagne et al., 2013) (Diagne et al., 2014) (Lauret et al., 2014) (David et al., 2014b) (Lauret et al., 2015)

Tableau 2 : Synthèse des travaux de la thématique prévision du rayonnement solaire

3. Énergies renouvelables intermittentes couplées à un stockage d'énergie en contexte insulaire

3.1. Enjeux sociétaux

Les enjeux du développement des systèmes couplant des EnR intermittentes et des stockages d'énergie en contexte insulaire sont dans les grandes lignes similaires à ceux évoqués pour la prévision du rayonnement solaire (chapitre 2.1). Les énergies renouvelables solaires, éoliennes ou bien de la houle sont abondantes mais posent le problème de leur forte variabilité dans le temps et dans l'espace. Leur intégration dans des réseaux d'énergie est limitée par la capacité à mettre en phase leur production avec la consommation. La solution technique la plus évidente pour remédier à ce déséquilibre est de coupler la production EnR intermittente avec un système de stockage d'énergie. L'ajout du stockage représente un coût supplémentaire non négligeable. Pour pouvoir être compétitifs avec les solutions de productions d'énergie utilisant des ressources fossiles, ces systèmes hybrides nécessitent une optimisation pointue.

L'accroissement de la part des énergies renouvelables intermittentes dans les réseaux insulaires dépend donc fortement du développement des technologies hybrides EnR + Stockage et aussi de nouvelles méthodes de management du mix énergétique. Le total décalage qu'il peut exister entre la disponibilité de la ressource intermittente et la demande en énergie ne peut pas être accomplie avec un coût supportable par la société uniquement par la mise en place de stockages. L'éolien illustre très bien cette problématique. Il faudrait un stockage d'une très grande taille et donc très coûteux pour pouvoir compenser une série de jour sans vent (Bridier et al., 2014). Le développement d'une filière compétitive des systèmes hybrides passe donc aussi par la mise en place d'une gestion adaptée du mix de la production énergétique.

3.2 Verrous et objectifs scientifiques

La gestion du couplage de systèmes EnR intermittents avec un stockage d'énergie, appelés systèmes EnR hybrides, est principalement abordée pour des sites isolés avec une seule source de production EnR. Pour des réseaux non interconnectés avec des continents, dits insulaires, mais présentant de multiples sources, la problématique de l'équilibre offre-demande est différente car la capacité du réseau ne peut pas être considérée comme infinie autant pour la consommation que pour la production. Dans ce contexte, les systèmes de production doivent répondre aux trois contraintes suivantes ((Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer, 2010) :

- Une injection de puissance stable et lissée,
- Une planification à l'avance (prévision) de la puissance injectée,
- Une participation au maintien de la fréquence du réseau électrique.

Les systèmes de stockage d'électricité (DOE, 2014), notamment issus des technologies chimiques, ainsi que les systèmes de production utilisant des ressources EnR intermittentes (PV et éolien) sont déjà à un stade industriel. Leur couplage avec un stockage d'énergie pour une injection sur un réseau électrique est très récent et seuls quelques travaux ont été publiés sur cette problématique pour des réseaux continentaux (Haessig et al., 2015) (Korpaas et al., 2003). Par contre, l'optimisation de leur couplage

dans un contexte de réseaux insulaires n'a été abordée que pour des réseaux électriques principalement résidentiels n'excédant pas 1MW de puissance et pour un nombre réduit de sources de production (IRENA, 2014). Le premier démonstrateur industriel de grande taille avec une puissance photovoltaïque de 9Mc et une capacité de stockage chimique de 9MWh a vu le jour à La Réunion en 2014.

Pour que ces systèmes hybrides EnR + Stockage puissent se développer, ils doivent permettre de produire de l'électricité à un prix compétitif tout en respectant les contraintes inhérentes aux réseaux insulaires tels que le lissage et la prévision de production. Les verrous scientifiques portent sur la mise en place de modèles technico-économiques et l'application de méthodes d'optimisation.

Le premier objectif scientifique est de construire des modèles de systèmes hybrides EnR + Stockage. Deux échelles temporelles sont proposées. Dans un premier temps, une échelle basse fréquence avec une période de l'heure permet de mener une sélection des stratégies de gestion conduisant à une solution technico-économique viable. A cette échelle, la modélisation est simplifiée. Les différents éléments de conversion énergétique sont caractérisés par leur rendement et leur temps de réponse est considéré négligeable devant les variations de production de la ressource EnR. Dans un deuxième temps, une modélisation détaillée du modèle hybride EnR + Stockage est réalisée afin de simuler le comportement dynamique des différents éléments. Elle permet de définir avec précision les éléments et la programmation du système de contrôle-commande conduisant à une gestion optimale du système hybride EnR + Stockage.

Le deuxième objectif scientifique est de mettre en place des méthodes d'optimisation pour sélectionner la ou les stratégies de gestion conduisant à une viabilité technico-économique du système hybride EnR + Stockage. Il s'agit d'une problématique d'optimisation sous contraintes faisant intervenir des fonctions avec des paramètres continus et discrets. D'autre part, l'optimisation peut être envisagée à priori sur des données d'historique de production et de prévision sur au moins une année. Même avec un pas de temps réduit à une heure, la quantité de données à traiter requiert l'utilisation de méthodes adaptées.

3.3 Méthodologie

Les travaux engagés sur le couplage des EnR intermittentes avec un système de stockage ont été menés en parallèle de ceux sur la prévision du rayonnement solaire. C'est le deuxième axe de recherche qui avait été identifié par le groupe de réflexion sur l'intégration massive des EnR intermittentes dans les réseaux insulaires (cf. chapitre 2.3). Avec la croissance exponentielle des systèmes PV depuis 2006, il était prévisible que la limite réglementaire des 30% de la puissance produite par les EnR intermittentes sur les réseaux insulaires serait atteinte très rapidement. Pour anticiper l'atteinte de cette limite, les industriels du secteur de l'énergie engagés dans l'installation et la gestion des EnR intermittentes ont souhaité coordonner des programmes de recherche sur le développement des systèmes hybrides EnR + Stockage. J'ai participé en tant que responsable scientifique pour le laboratoire PIMENT au projet ONERGIE puis

ENERSTOCK initiés par l'entreprise QUADRAN (anciennement Aérowatt filiale de Vergnet) et au projet SEAWATT STORAGE coordonné par l'entreprise SEAWATT portant sur le développement de démonstrateurs de systèmes de production hybrides pour l'île de La Réunion. Ces projets ont regroupé des entreprises privées, des laboratoires de recherche et le gestionnaire de réseau local EDF-SEI (Systèmes Electriques Insulaires). J'ai aussi participé à l'élaboration puis en tant qu'observateur au projet PEGASE porté par EDF R&D sur l'application de la prévision du productible PV à la conduite d'un système de stockage centralisé.

Dans le cadre des ces projets, nous avons apporté nos compétences en termes de modélisation de systèmes complexes en énergétique et nos connaissances sur la variabilité des ressources renouvelables intermittentes disponibles à La Réunion. En effet, la variabilité de la production des EnR intermittentes dépend directement de la variabilité de la ressource. L'approche systémique mise en place permet de modéliser l'interaction entre la ressource renouvelable et les besoins du réseau électrique puis d'appliquer une méthodologie d'optimisation des systèmes hybrides. Cette approche pour le PV et l'éolien fait l'objet de la thèse de Laurent Bridier pour laquelle je suis l'encadrant principal. Son extension pour la production d'énergie à partir d'un système houlomoteur a été l'objet du contrat post-doctoral de David Hernandez-Torres.

Pour la mise en place des modèles et leur test sur des données réalistes, nous nous sommes en partie appuyés sur les données d'historique des producteurs participants aux différents projets. L'entreprise QUADRAN a notamment mis à notre disposition ses données de production et de prévision de fermes éoliennes dans les Caraïbes. Pour le photovoltaïque, nous avons utilisé les données de nos propres sites expérimentaux situés La Réunion et nos modèles de prévision (David et al., 2014b). Enfin, pour la houle, il n'existe pas encore de système de production industriel. Nous avons donc utilisé le modèle Wave to Wire (Baudry et al., 2012) développé par l'Ecole Centrale de Nantes pour modéliser la production d'un générateur houlomoteur de type PELAMIS II (Henderson, 2006) à partir de mesures de hauteur de bouée et d'estimation satellitaires collectées par l'entreprise SEAWATT lors de sa prospection. Les données de prévision des vagues ont été quant à elles été téléchargées dans les archives libres du modèle Wave Watch 3 (WW3) maintenues par l'US-NAVY (U.S. Navy, 2014).

En ce qui concerne les données relatives aux réseaux électriques insulaires, nous avons bénéficié du partenariat avec EDF-SEI pour tous les projets. Ces données sont très sensibles car elles concernent directement le marché concurrentiel de la production d'énergie. Dans un premier temps, des données du mix de production à La Réunion avec un pas de temps intra-journalier nous ont été fournies. Elles ont été utilisées pour le projet ONERGIE qui fut le premier traitant des systèmes EnR hybrides connectés au réseau électrique réunionnais (Mathieu David et al., 2010). Les résultats obtenus au cours de ce projet ont notamment contribué à l'élaboration du premier appel d'offre lancé par la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) en 2010 sur le financement de systèmes hybrides de type éolien avec stockage d'énergie (Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer, 2010). Pour les projets qui ont suivi (PEGASE, ENERSTOCK et SEAWATT), seul des profils d'injections définis par le gestionnaire de réseau EDF-SEI ont été utilisé pour prendre en compte le comportement

du réseau électrique insulaire (figure 15). Ces projets ont eux aussi contribué à l'élaboration de nouveaux cahiers des charges pour les appels d'offres de la CRE lancés depuis 2010 et concernant les systèmes hybrides PV et éoliens dans les réseaux insulaires français.

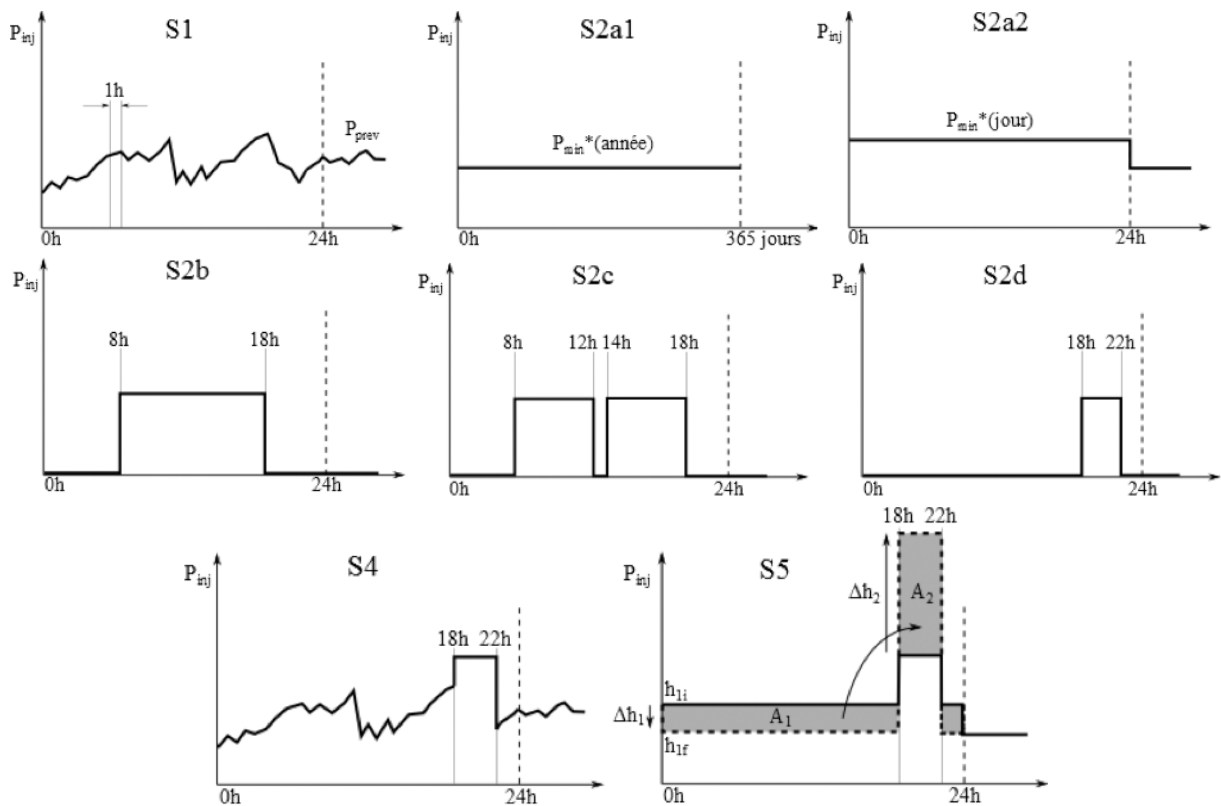


Figure 15 : Scénarii types d'injection définis dans le cadre du projet ENERSTOCK (S1 et S2) et leurs combinaisons proposées (S4 et S5)

	Combustible fossile évité	Investissement évité
S1 Puissance lissée prévue	100€/MWh	-
S2a Puissance constante	100€/MWh	300€/MW
S2b Puissance constante créneaux	200-250€/MWh	80-100€/MW
S2c et S2d Puissance constante heures de pointe	200-250€/MWh	80-100€/MW

Tableau 3 : Coûts du combustible et des investissements évités en fonction du type d'injection réseau (Source : EDF-SEI 2013)

3.4 Travaux scientifiques

3.4.1. Optimisation technico-économique de systèmes hybrides EnR + Stockage en contexte insulaire

L'optimisation technico-économique des systèmes hybrides EnR + Stockage a été traitée dans le cadre des projets ENERSTOCK (FUI) et SEAWATT (ADEME/FEDER) par les travaux de doctorat de Laurent Bridier (Bridier et al., 2014) et de post-doctorat de David Hernandez-Torres (Hernández-Torres et al., 2015) que j'ai encadrés. De nombreuses études, surtout techniques, ont déjà été menées pour étudier le couplage entre des systèmes utilisant des ressources intermittentes, le stockage et le réseau électrique (O'Connor et al., 2013). Il s'agit principalement d'injection électrique sur des réseaux continentaux. Les problématiques de l'injection sur un réseau insulaire et de la prévision de production associée n'ont que très peu été abordées (Diaf et al., 2008). Pour le cas du réseau insulaire, la stratégie d'injection dépend des contraintes fixées par le gestionnaire du réseau électrique. Le choix de la stratégie d'injection sur le réseau est donc au centre de l'étude technico-économique à réaliser. De son choix découle le dimensionnement du stockage et aussi sa rentabilité.

Les trois systèmes utilisant une ressource EnR intermittente qui ont été traités sont :

- La ferme éolienne de Fond Caraïbes (Guadeloupe) exploitée par QUADRAN,
- Le système photovoltaïque de l'IUT de Saint-Pierre (Réunion) exploitée par l'Université de La Réunion,
- Le projet de ferme houlomotrice de la baie du Pic du Diable à Saint-Pierre (Réunion) élaboré par SEAWATT.

Pour permettre une comparaison des différentes EnR, toutes les puissances installées ont été ramenées à 1MW. Les principaux indicateurs statistiques de production et de prévision sont donnés dans le tableau 4.

	Eolien	PV	Houle
Energie annuelle produite	1692 kWh/kW	1357 kWh/kWc	964 kWh/kW
Energie annuelle prévue	1659 kWh/kW	1357 kWh/kWc	938 kWh/kW
Erreur absolue moyenne de la prévision (rMAE)	47,1 %	31,4 %	43,5 %

Tableau 4 : Principaux indicateurs statistiques des mesures et prévisions de l'énergie produite les systèmes EnR étudiés (puissance installée 1MW)

La ressource étant par essence très incertaine, la garantie de puissance peut toujours être sujette à des aléas non prévisibles et non compensables par le système de stockage. Il a donc été mis en place deux critères pour prendre en compte que le risque zéro

n'existe pas. Le premier critère définit une bande de tolérance ($\pm tol$) autour de la puissance qu'il est normalement prévue d'injecter sur le réseau (P_{bid} ou P_{min}^*). Le deuxième critère impose un pourcentage de temps maximum de défaut ou « Default Time Rate » (DTR). EDF-SEI a fixé à priori la valeur des deux critères comme suit (figure 16) :

- Bande de tolérance : $tol < \pm 5\%$ de la puissance garantie ou prévue,
- Temps de défaut annuel : $DTR < 5\%$.

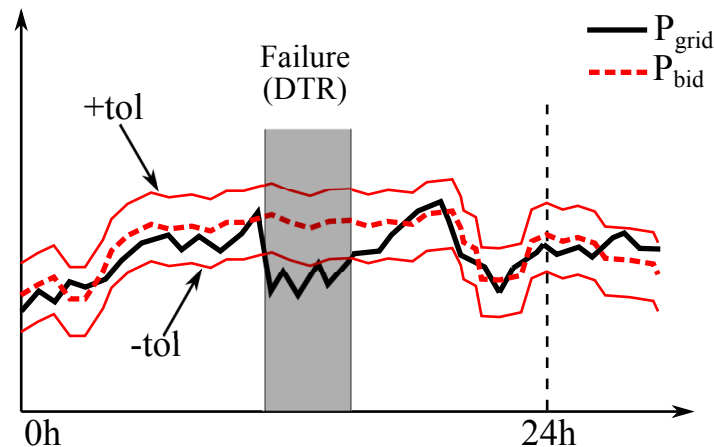


Figure 16 : Bande de tolérance ($\pm tol$) et temps de défaut (DTR), P_{bid} étant la puissance prévue d'être injectée et P_{grid} la puissance réellement injectée sur le réseau

L'étude technico-économique a été menée en utilisant un modèle simplifié dit de « basse fréquence » (figure 17). Il permet de définir les stratégies de gestion qui aboutissent à des dimensionnements de stockage économiquement viables. Son pas de temps est de l'ordre de l'heure. Cette étape permet de pré-sélectionner les composants technologiques à mettre en œuvre pour répondre à la stratégie de gestion. C'est donc un pré-requis nécessaire pour concevoir le ou les modèles détaillés de l'hybridation entre le système EnR et le stockage.

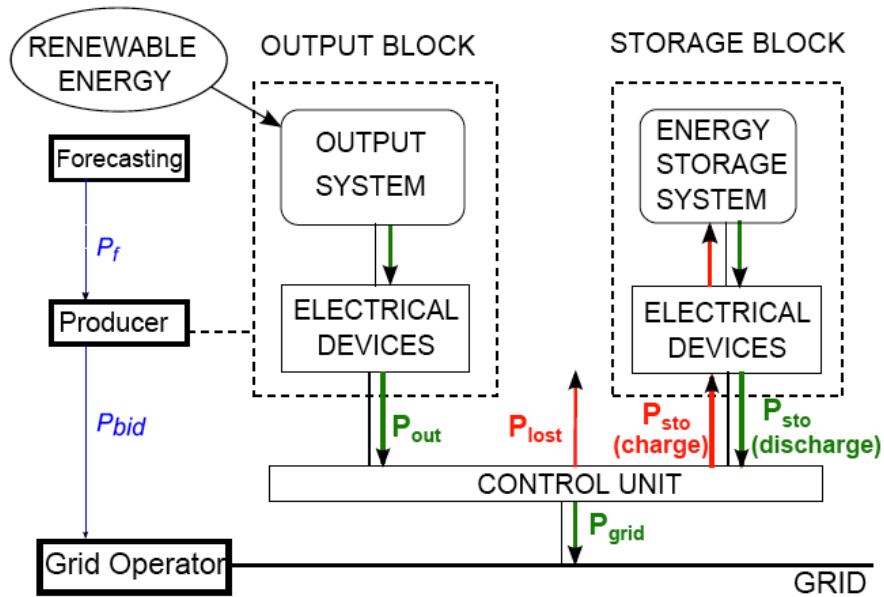


Figure 17 : Schéma de blocs du modèle « basse fréquence » système hybride EnR + Stockage

Le modèle du stockage est de type boîte noire. Il est défini par ses rendements de charge (η_c), de décharge (η_d), sa puissance en charge (P_c) et décharge (P_d), sa taille (S) et sa profondeur de décharge maximum (DOD_{max}). Les paramètres utilisés pour ces études sont ceux d'un stockage par batterie chimique disposant de rendements de charge/décharge de 0,9. La méthode utilisée pour quantifier la rentabilité économique du couplage EnR + Stockage est celle définie par le National Renewable Energy Laboratory (Short et al., 2005). Les deux critères retenus sont la valeur actuelle nette (VAN) et le taux de rentabilité interne (TIR). Le taux de rentabilité interne est l'indicateur qui permet de définir si l'investissement se révèle intéressant. Pour cela, il doit être supérieur au taux d'actualisation du capital, choisi à 10% pour cette étude (tableau 5).

Deux problématiques d'optimisation découlent du contexte de mise en œuvre des systèmes hybrides EnR + Stockage. D'un côté, l'optimisation de la taille du stockage est au centre de la préoccupation économique. En effet, le surcoût engendré par son ajout au système de production EnR affecte directement sa rentabilité. D'un autre côté, le choix de la stratégie optimale d'injection sur le réseau influence directement le dimensionnement du système de stockage. Ces deux problématiques sont traitées de manière imbriquée. La détermination de la taille optimale du stockage est incluse dans la recherche de la stratégie optimale. Les méthodes utilisées pour chacune de ces deux optimisations sont de nature très différentes.

	Eolien	PV	Houle
Taux d'actualisation	10%	10%	10%
Taux d'inflation	2%	2%	2%
Durée de vie du projet	20 ans	20 ans	20 ans
Impôts sur le revenu	20%	20%	20%
Durée de vie du stockage	20 ans	20 ans	20 ans
Coût de l'investissement initial du stockage	700€/kWh	700€/kWh	700€/kWh
Coût de fonctionnement et de maintenance du stockage	10% du capital	5% du capital	10% du capital
Coût de l'investissement initial du système EnR	2 M€/MW	4 M€/MWc	4 M€/MWc

Tableau 5: Données économiques et financières des systèmes hybrides EnR + stockage

La taille optimale du stockage est obtenue par la recherche d'un minimum local d'un problème d'optimisation sous contraintes. En théorie, la puissance délivrée ou absorbée par le stockage à l'instant t ($x(t)$) doit compenser la différence entre la puissance prévue ou garantie ($P_{bid}(t)$) et la puissance produite par le système EnR ($P_{out}(t)$). La taille et la puissance du stockage étant limitées, la puissance du stockage ne peut pas compenser de manière exacte cette différence. Le problème est formulé de la manière suivante (équations 4 à 8) :

$$(4) \quad \min f(x) = \|x(t) - (P_{out}(t) - P_{bid}(t))\|^2$$

Avec les contraintes suivantes pour $t = 1, \dots, N$:

$$(5) \quad DTR \leq 5\%$$

$$(6) \quad -P_d \leq x(t) \leq P_c$$

Avec P_c et P_d les puissances maximum de charge et de décharge du stockage.

$$(7) \quad SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max}$$

Avec $SOC(t)$ (State Of Charge), l'état de charge du stockage donné par l'équation suivante :

$$(8) \quad SOC(t) = SOC(t-1) + \frac{x(t)}{\text{Taille stockage}}$$

L'optimisation de la stratégie d'injection a été envisagée avec différentes méthodes dans la thèse de Laurent Bridier. Il s'agit cette fois d'un problème de recherche opérationnelle

reprenant les contraintes non linéaires de la problématique de dimensionnement du stockage. Le grand nombre de données (Exemple : 1 année au pas de temps horaire = 8760 heures) requiert la mise en œuvre d'une méthode d'optimisation combinatoire adaptée. D'un côté, des modélisations de la problématique ont été réalisées avec différentes approches telles que les programmations linéaire (LP), quadratique (QP) et mixte continue/discrète (MILP). La méthode de résolution globale « Branch-and-Bound » utilisée traditionnellement pour les problèmes d'optimisation combinatoire (Lawler, 1985) a été appliquée à ces modélisations à travers des solveurs existants. D'un autre côté, une méthode heuristique d'optimisation dite « algorithme glouton » (Hazewinkel, 1988) a été développée à partir de notre connaissance experte du contexte. Cette deuxième approche est basée sur la construction d'une solution réalisable en se ramenant à une suite de décisions qu'on prend à chaque fois au mieux en fonction d'un critère local sans remettre en question les décisions déjà prises (Hacene, 2015). La solution obtenue est approchée. C'est cette deuxième approche qui a permis d'obtenir les meilleurs résultats et d'envisager les stratégies opérationnelles suivantes :

- Utiliser la bande de tolérance pour réduire les sollicitations du stockage en déchargeant le moins possible et en chargeant le plus que possible.
- Charger le stockage lorsque le système est en défaut (puissance réellement injectable inférieure à la bande de tolérance de la puissance prévue) et reprendre l'injection sur le réseau que lorsque l'état de charge dépasse un seuil appelé « facteur de charge adaptative » pour éviter les oscillations.
- Utiliser un « facteur de réserve » permettant de réserver une part de la production EnR pour charger le stockage et anticiper les compensations de puissance future pour diminuer les risques de défaut.

La mise en application de l'optimisation aux différents scénarii d'injection définis avec le gestionnaire des réseaux insulaires français (figure 15) a permis d'évaluer la rentabilité économique des systèmes hybrides EnR + Stockage. Elle a aussi permis de mettre en évidence la forte influence de l'intervalle de tolérance sur la puissance injectée. Tous les résultats obtenus sont exprimés en fonction de la tolérance (tol) exprimée en pourcentage de puissance moyenne annuelle produite par les systèmes EnR sans stockage.

Les deux systèmes hybrides envisagés avec la ferme éolienne et les PELAMIS aboutissent à une solution technico-économique viable uniquement pour le scénario d'injection S1 (prévu lissé) et sa combinaison S4 (prévu lissé + injection créneau aux heures de pointe). Les longues périodes sans production liées à une absence de ressource rendent trop onéreux les scénarii S2 garantissant une puissance constante. Le scénario S4 proposant une combinaison permet de valoriser l'énergie injectée aux heures de pointes avec un tarif d'achat pouvant être plus élevé (tableau 3). Pour ce scénario combiné, la figure 18 montre que pour l'éolien (Wind) et le PELAMIS (Wave), il est possible de rentabiliser l'installation de stockage avec des tarifs de revente de l'énergie compétitifs par rapport au coût réel de l'énergie électrique dans les territoires insulaires français.

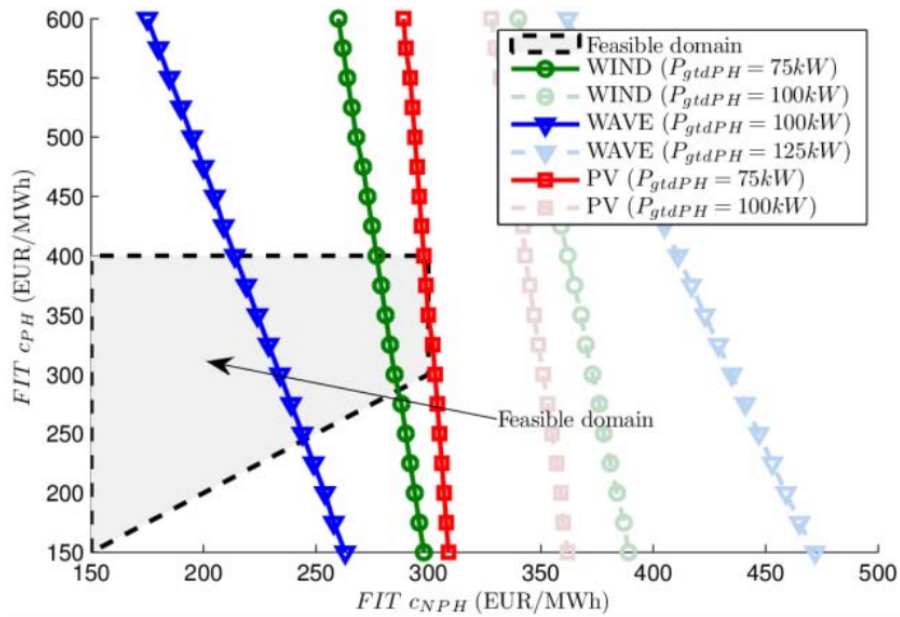


Figure 18 : Contour des combinaisons possibles des tarifs d'achat en heures creuses (C_{NPH}) et en heures de pointe (C_{PH}) avec un facteur de charge adaptative de 20% et une tolérance de 25% de la puissance moyenne produite. Stockage PV=1,2 MWh/MWc, Eolien=1 MWh/MW et PELAMIS=0,8 MWh/MW

En ce qui concerne le système hybride PV + Stockage étudié, il conduit à des solutions technico-économiques viables pour les scénarii S1 (prévu lissé) et S2 (puissance garantie constante). L'appel d'offres de la CRE sur le PV + Stockage concernant les territoires insulaires français (Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer, 2011) s'appuie sur le scénario S2b portant sur injection de puissance constante sur un créneau horaire quotidien. L'optimisation découlant de ce scénario pour le PV (figure 19) montre qu'une injection sur les créneaux de jour compris entre 9h00 et 17h00 ou bien 10h00 et 16h00 aboutissent à un tarif de revente rentabilisant le stockage aux alentours de 0,25€/kWh. A ce tarif, les systèmes hybrides PV + Stockage rivalisent avec les moyens de production de pointe utilisant des ressources fossiles.

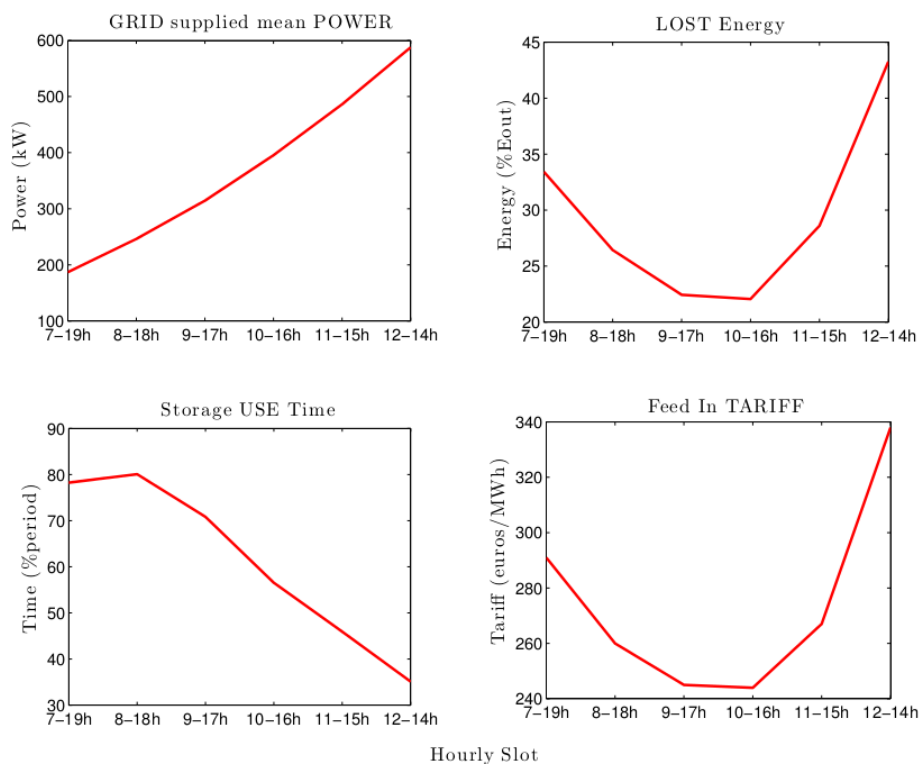


Figure 19 : Influence du créneau horaire choisi pour le scénario S2b dans la rentabilité technico-économique du couplage PV (1MWc) + stockage (1MWh) avec une tolérance de tolérance de 25% de la puissance moyenne produite

3.4.2. Impact de la qualité de la prévision du rayonnement solaire sur le dimensionnement du stockage en contexte insulaire

Pour les territoires insulaires, la mise en place d'un système de stockage couplé à une EnR intermittente est obligatoirement accompagnée d'une prévision du profil de puissance injectée sur le réseau au moins une journée à l'avance. Le dimensionnement technico-économique des systèmes hybrides EnR + Stockage dépend donc directement de la qualité de la prévision utilisée pour réaliser le plan d'injection du producteur. L'évaluation de l'influence de la qualité de la prévision pour le dimensionnement d'un système de hybride n'est étudiée que depuis très récemment et il n'existe que très peu de publications sur le sujet (Haessig et al., 2015). Plusieurs travaux ont défini le MAE (Mean Absolute Error) comme l'indicateur d'erreur permettant d'évaluer de manière la plus pertinente la qualité d'une prévision (Glassley et al., 2010). Nous avons donc basé notre étude sur cet indicateur.

Il existe encore peu de modèles de prévision pour les trois types d'EnR intermittentes étudiées et encore moins de données de prévision issues de méthodes différentes pour les 3 systèmes particuliers étudiés (cf. chapitre précédent). Seul le système PV de l'IUT de Saint-Pierre à La Réunion disposait de prévisions variées obtenues à partir de nos travaux sur le rayonnement solaire (cf. chapitre 3.4.1). Pour cette étude, 4 modèles de prévision ont été appliqués pour ce site (tableau 6). Les figures 20 et 21 montrent les résultats obtenus pour le service combiné S4. On remarque que le biais du modèle de

prévision influence directement le niveau de puissance garantie en heure de pointe. Le modèle ECMWF sans post-processing sous-estimant la puissance (tableau 6) produite, pour une même puissance garantie en heure de pointe, l'optimisation conduit à une taille de stockage inférieure à celle des autres modèles. Par contre, la qualité de la prévision impacte directement la quantité d'énergie injectée sur le réseau. Meilleure est la précision de la prévision, plus l'énergie injectée sur le réseau sera importante. Par exemple, la mise en place d'un post-processing du modèle ECMWF permet de revendre 2% à 3% d'énergie en plus que le modèle initial.

	rMBE	MAE	rMAE
Persistence	-0.10%	44,8 kW	23,58%
ECMWF	-3,99%	39,9 kW	21,04%
ECMWF + MOS	0,96%	38,9 kW	20,51%
ECMWF + NN	0,81%	38,1 kW	20,05%

Tableau 6 : Erreur de prévision sur le profil horaire de la puissance PV prévu à J+1 des 4 modèles testés

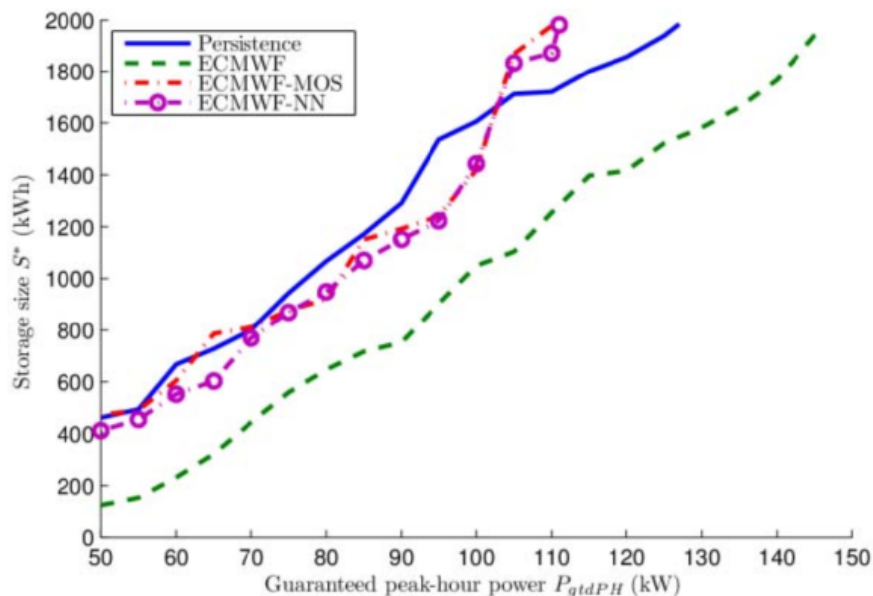


Figure 20 : Influence du modèle de prévision du rayonnement solaire sur la taille d'un stockage couplé à 1Mwc de PV pour le scénario S4 (injection prévue avec lissage horaire + créneau de puissance constante en heure de pointe 18h00-22h00) en fonction de la puissance garantie en heure de pointe

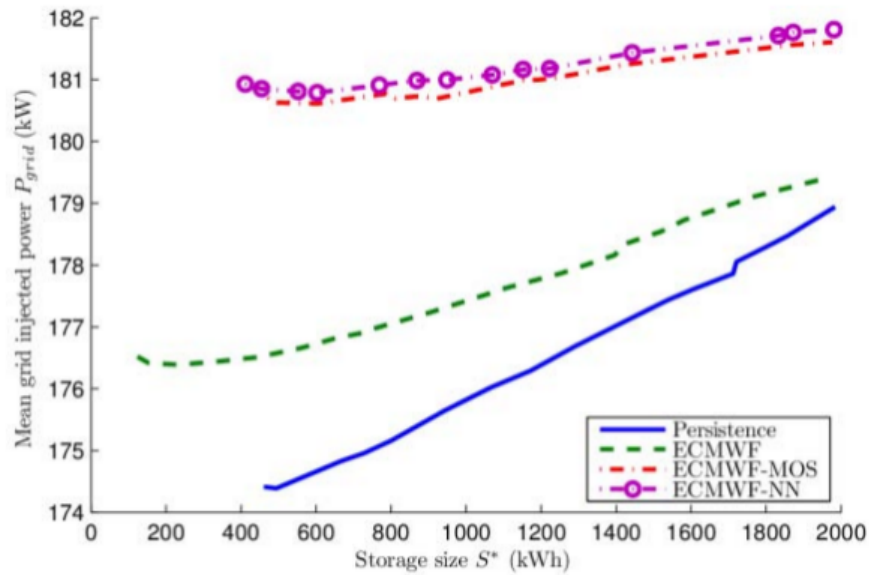


Figure 21 : Influence du modèle de prévision du rayonnement solaire sur l'énergie injecté sur le réseau pour un stockage couplé à 1Mwc de PV pour le scénario S4 (injection prévue avec lissage horaire + créneau de puissance constante en heure de pointe 18h00-22h00) en fonction de la taille du stockage

Pour pouvoir étendre cette analyse de l'influence de la prévision sur le dimensionnement technico-économique des trois types de systèmes hybrides étudiés, nous avons proposé une méthode de bruitage de la prévision définie par l'équation 9. Le paramètre α représente la variation de la précision de la prévision. Si α est supérieur à 1, la prévision est améliorée. Si α est inférieure à 1, la prévision est détériorée.

$$(9) \quad \text{Nouvelle Puissance prévue} = (1-\alpha) \cdot \text{Puissance réelle} + \alpha \cdot \text{Puissance prévue}$$

La figure 22 présente les résultats obtenus pour les scénarii d'injection S1 (prévu lissé). On remarque un impact très important de la qualité de la prévision pour les trois systèmes étudiés. Une amélioration de 5% du MAE de la prévision permet de réduire la capacité de stockage de 22% pour l'éolien, 28% pour le PELAMIS et 13% pour le PV. Cette réduction de la taille du stockage se répercute immédiatement sur le tarif de revente permettant de rentabiliser les systèmes hybrides à 20 ans avec une diminution de 13% du tarif pour l'éolien, 18% pour le PELAMIS et 4% pour le PV.

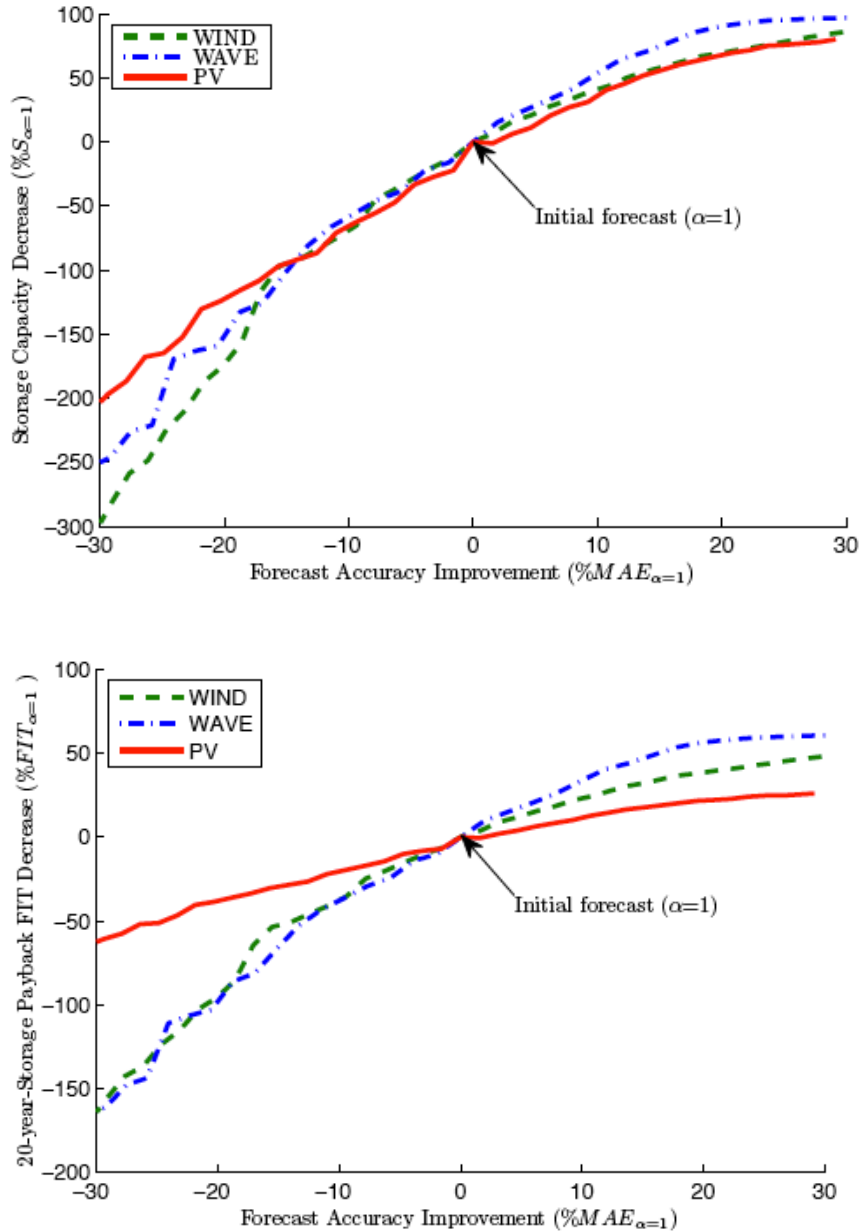


Figure 22 : Influence de la qualité de la prévision en termes de variation du MAE sur l'optimisation technico-économique des systèmes hybrides éolien, houlomoteur et PV pour le scénario S1 (injection prévue avec lissage horaire)

La prise en compte de l'influence de la qualité de la prévision des EnR intermittente sur les systèmes qui peuvent leur être associés (réseau et stockage) en est à ses prémices. Elle sera un complément nécessaire aux prévisions intégrant des intervalles d'incertitude. Une évolution de l'approche que nous avons menée pour cette analyse serait d'utiliser des générateurs stochastiques de séries temporelles reproduisant des prévisions réalistes.

3.5. Synthèse des travaux

Travaux	Encadrements	Publications
Optimisation technico-économique système hybride EnR+Stockage en contexte insulaire	S. Meddahi (M2) L. Bridier (Doctorant) D. Hernandez (Postdoc)	(Mathieu David et al., 2010) (Bridier et al., 2014) (Hernández-Torres et al., 2015)
Impact de la qualité de la prévision du productible PV sur le dimensionnement d'un système de stockage en contexte insulaire	L. Bridier (Doctorant)	(Hernández-Torres et al., 2014)

Tableau 7 : Synthèse des travaux de la thématique système hybride EnR+Stockage en contexte insulaire

PERSPECTIVES SCIENTIFIQUES

La transition énergétique vers une diminution des consommations et une intégration croissante des EnR est un vecteur environnemental, social et surtout économique. Cette transition s'appuie sur des solutions technologiques innovantes et des filières industrielles en plein développement. Elle représente donc un enjeu majeur pour l'emploi et l'économie mondiale de demain. Mon objectif est de continuer à enrichir les connaissances sur les interactions entre météorologie et systèmes énergétiques et ainsi d'apporter des solutions pour accompagner la transition énergétique.

La simultanéité entre la disponibilité des ressources renouvelables et la demande énergétique est aujourd'hui la contrainte majeure pour le dimensionnement des moyens de production et de distribution des réseaux intégrant une forte part d'EnR. La mise en commun des moyens de production sur des réseaux d'énergie de grande taille reporte ce problème sur un ou des gestionnaires « totalitaires ». Dans ce contexte, l'utilisateur final n'est plus acteur et décisionnaire des choix réalisés pour la gestion de l'approvisionnement énergétique nécessaire à ses activités. C'est probablement une des raisons pour laquelle les usagers de systèmes énergétiques n'adoptent pas toujours un comportement responsable conduisant à une réduction des consommations. Pour que cet utilisateur final se sente concerné et soit moteur dans son comportement énergétique, il est nécessaire de changer d'échelle. L'équilibre énergétique entre production et consommation doit être gérée à l'échelle d'un groupe ou d'une communauté. Cette dimension restreinte offre la possibilité d'une dynamique accrue pour la réalisation de choix économiques, environnementaux et comportementaux dans le domaine de l'énergie. Les travaux menés par la Task 40/Annex52 de l'IEA sur les Net ZEBs concluent d'ailleurs qu'un changement d'échelle est nécessaire du bâtiment vers le quartier (Scognamiglio and Garde, 2014). Cette orientation est actuellement en cours avec l'appel à proposition d'Horizon 2020 « Smart cities & communities » du Programme Européen pour la Recherche et l'Innovation ([Ministère de l'éducation nationale, de l'enseignement supérieur et de la recherche, 2015](#)) et avec la tâche 51 « Solar energy in urban planning » du programme SHC de l'Agence Internationale de l'Energie (International Energy Agency, 2015).

Mes travaux de recherche sur les données météorologiques appliquées aux systèmes énergétiques et la conception des Net ZEBs (Net Zero Energy Buildings) ont concerné des entités individuelles dans leur environnement proche. Il sera donc nécessaire d'ouvrir la problématique à un espace bâti plus vaste disposant d'une variabilité environnementale et climatique en son sein. D'un autre côté, mes travaux sur la prévision du rayonnement solaire et sur les systèmes hybrides EnR + Stockage ont concerné la gestion d'un réseau d'énergie relativement étendu de la taille d'une île abritant de nombreuses villes. Je devrai donc réduire le champ spatial de ces deux axes de recherche pour définir des solutions applicables à un espace bâti restreint. La mise en place d'une gestion énergétique à l'échelle d'une communauté pouvant être un quartier, une zone d'aménagement ou bien une ville, offre un cadre unique pour déployer les compétences que j'ai développées dans mes travaux de recherche antérieurs.

1. Objectifs

Les travaux de recherche que j'envisage pour les prochaines années s'inscrivent dans une continuité de ceux que j'ai menés jusqu'à maintenant. Mes objectifs scientifiques s'appuieront sur les compétences que j'ai acquises et les collaborations que j'ai initiées. L'espace bâti à l'échelle d'une communauté sera le cadre de prédilection pour l'application des méthodes que je développerai. Aujourd'hui, mes travaux sur la prévision, le stockage et les bâtiments sont principalement liés par la problématique transversale de la météorologie appliquée aux systèmes énergétique. Pourtant, le challenge proposé par la transition énergétique confère à ces axes de recherche des interactions multiples et très riches. Les « smart grids » représentent une approche prometteuse du couplage de la prévision des EnR, de la consommation des bâtiments et des systèmes de stockage.

A l'échelle du quartier, les « smart grids » que j'envisage d'étudier correspondent à une gestion intelligente d'un réseau d'énergie de petite taille intégrant une forte part d'EnR disponibles localement. La gestion de ces réseaux doit intégrer la prévision des productions, la prévision des consommations et des systèmes de stockage d'énergie afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Un smart grid peut être envisagé à l'échelle d'un bâtiment. Les outils que j'ai développés jusqu'à aujourd'hui peuvent y être appliqués. Pour changer d'échelle et se positionner sur un espace bâti plus vaste tel qu'un quartier, il est nécessaire de développer des outils intégrant une dimension spatiale. Mes travaux futurs s'organiseront suivant cette même évolution. Une application du concept de smart grid sur un bâtiment puis vers un espace bâti en faisant évoluer une approche ponctuelle vers une approche spatiale.

Pour mener à bien l'étude des smart grids, la mise en place d'un cadre de travail météorologique adapté au développement des modèles à l'échelle des espaces bâtis est nécessaire. Les données climatiques ponctuelles permettant d'évaluer les consommations et de produire des prévisions existent mais sont limitées aux sites ayant bénéficié de mesures consistantes sur de longues périodes. Pour les sites ne disposant pas de ces données de haute qualité l'apport de l'imagerie satellitaire et les programmes de réanalyses des PNT devraient permettre d'améliorer les données. Par contre il n'existe aujourd'hui que très peu de méthodes permettant de spatialiser les données à l'échelle d'un espace bâti de la taille d'un quartier ou bien d'une ville. En ce qui concerne les prévisions, des méthodes permettant d'avoir des données intégrant les dépendances spatio-temporelles ont déjà été définies dans mes précédents travaux. Ces méthodes sont applicables à l'échelle de smart grids de petite taille.

Mon premier objectif est de développer le cadre de travail météorologique indispensable au développement des modèles adaptés aux espaces bâtis. Aujourd'hui, les outils d'observation ponctuels comme les réseaux de stations, spatiaux comme l'imagerie ou encore tridimensionnels issus de PNT offrent des possibilités accrues. D'une part, la combinaison de ces différents vecteurs d'observation peut être réalisée pour compléter voire même créer des bases de données climatiques d'historiques pour des sites bien précis. D'autre part, cette combinaison offre la possibilité de générer des données météorologiques spatialisées applicables à un ensemble bâti. Pour être encore plus précis, les conditions aux limites des modèles en thermique urbaine doivent être

forcés par un champ météorologique cohérent avec l'environnement proche. Une descente d'échelle adaptée à la dimension réduite des espaces bâtis est largement envisageable avec les PNT méso-échelle. Cette approche de développement du cadre de travail météorologique s'orientera autant vers la génération de données d'historique que de données de prévision.

Mon deuxième objectif est d'améliorer les modèles de prévision court terme et très court terme du rayonnement solaire en s'appuyant sur une combinaison entre modèles mathématiques et compréhension des phénomènes physiques influençant la dynamique de la couche nuageuse. Les travaux menés antérieurement ont permis de cibler plusieurs pistes. Les méthodes de prévision issues des mathématiques financières offrent des perspectives nouvelles pour traiter des séries temporelles dont les aléas sont peu ou pas corrélés avec les observations réalisées. En parallèle, les équipes de recherche en physique de l'atmosphère avec qui je collabore ont avancé récemment sur la compréhension de la formation de la couche nuageuse à la Réunion. Ils ont dégagé des paramètres pouvant être utilisés comme entrées exogènes des modèles de séries temporelles tel que ceux utilisés en économétrie. Enfin, la prévision point doit être complétée par une information probabiliste permettant de prendre en compte les incertitudes associées. L'évaluation du risque associé à la prévision du rayonnement permet notamment de sécuriser les décisions de gestion de smart grids ayant pour source énergétique principale le soleil. Cette approche probabiliste est un complément essentiel à la gestion des réseaux d'énergie.

Mon troisième objectif est de développer les smart grids à l'échelle des espaces bâtis construits sous les climats tropicaux comme ceux rencontrés à La Réunion. Je propose d'adopter une approche systémique partant des sollicitations et des potentiels climatiques pour concevoir et gérer les systèmes énergétiques composant ces espaces bâtis. D'un côté, il est indispensable de faire évoluer les méthodes de réduction des consommations énergétiques utilisées actuellement à l'échelle du bâtiment vers la dimension d'un espace bâti pouvant être un quartier ou une ville. La répartition spatiale des charges thermiques provenant du soleil et les potentiels en ventilation naturelle issus du profil du vent seront au centre des préoccupations de cette approche consacrée aux climats tropicaux. D'un autre côté, le soleil représente la ressource la plus abondante en climat tropical et les technologies associées (PV et solaire thermique) sont matures pour être les systèmes de production énergétique principaux des espaces bâtis. La conception des smart grids intégrant le solaire comme principale source d'énergie passe par le développement de systèmes de stockage et de stratégies de gestion utilisant des prévisions probabilistes du productible solaire. Le développement des smart grids représente le cadre applicatif des deux premiers objectifs définis précédemment.

De manière transversale, l'atteinte de mes objectifs scientifiques est conditionnée par la mise en œuvre de projets expérimentaux et démonstrateurs. L'axe fort engagé sur le solaire doit être conforté par la réalisation d'une station de mesures de référence des composantes du rayonnement. Il s'agit d'une évolution des moyens de mesure que j'ai mis en place au laboratoire PIMENT. Ces mesures de référence garantiront la qualité des données nécessaires au développement des modèles météorologiques. D'autre part, elles serviront au développement de techniques de mesures spatialisées du

rayonnement à l'échelle réduite des espaces bâti pour laquelle les images des satellites géostationnaires actuels ne disposent pas d'une résolution suffisante. A cet effet, l'imagerie au sol des nuages par une caméra hémisphérique est notamment prévue. D'autre part, la recherche sur les smart grids doit être accompagné par le suivi instrumenté de démonstrateurs permettant de confronter les résultats théoriques des modélisations à la réalité de systèmes physiques. A l'échelle du bâtiment, la réalisation d'un smart grid intégrant la production PV, la réduction des consommations et un systèmes de stockage à air comprimé est envisagée. A l'échelle des espaces bâtis, je compte m'associer à des programmes de suivis du confort et des consommations énergétiques « d'écoquartiers » intégrant des principes de conception adaptés au microclimat urbain.

2. Axes et projets de recherche

Je présente ici des projets hiérarchisés suivant les trois axes scientifiques définis par mes objectifs. Ces projets sont déjà entamés, en cours de montage ou constituent des perspectives à plus long terme. Pour chaque projet, je détaille les objectifs scientifiques, mon rôle, les collaborations, les moyens prévus au niveau de PIMENT et les encadrements de chercheurs.

2.1. Création d'un cadre de travail météorologique pour l'études des smart grids

Nouvelle génération de TMYs pour les territoires d'outre-mer français

La méthode Runéole a permis de générer des années types météorologiques (TMYs) pour les stations météorologiques du réseau Météo-France en outre-mer. Ces TMYs sont issues de la période d'observation 1991-2006 et la méthode mise en œuvre était adaptée au contexte de l'époque. Les nouvelles techniques d'observation disponibles permettent d'envisager la création d'une nouvelle génération de TMYs de meilleure qualité pour les territoires d'outre-mer français prenant en compte le changement climatique observé ces dernières années. Le problème de la base de données climatique de Météo-France dans les territoires d'outre-mer en 2006 provenait de la jeunesse du réseau de mesure et des très nombreux manques de données. 10 ans après, la problématique du manque de données est toujours présente mais les techniques de « gap filling » peuvent bénéficier de nouveaux outils d'observation. D'un côté, les images satellites permettent de disposer d'estimation du rayonnement solaire avec un pas de temps de l'heure. D'un autre coté, les réanalyses menées avec les modèles numériques permettent de reproduire l'état de l'atmosphère terrestre et de disposer d'estimation pour des autres paramètres climatiques nécessaires à l'élaboration des TMYs. La combinaison de ces deux outils ouvre la possibilité de compléter les bases de données climatiques de Météo-France et ainsi d'appliquer la méthode de sélection de Sandia pour générer les années types.

L'objectif de ce projet est dans un premier temps de développer une nouvelle approche de « gap filling » afin de compléter les nombreux manques de données sur les 10 dernières années avec :

- les données de rayonnement estimées à partir d'images satellites et disponibles dans base de données Hélioclim maintenue par Armines,

- les données de température, humidité, et vent à partir d'une descente d'échelle des réanalyses ERA-Interim du Centre Européen de Prévision (ECMWF).

Dans un deuxième temps l'utilisation de la méthode de sélection de Sandia permettra de créer la nouvelle génération de TMYs pour les territoires d'outre-mer français.

Pour ce projet, mon rôle sera d'assurer le montage, la coordination scientifique et l'encadrement des moyens humains pour le laboratoire PIMENT.

Statut du projet	Prospectif
Collaboration	Météo-France (Accès à la base de données climatiques) Armines (Accès et usage d'HélioClim) LaCy (Université de La Réunion) ou IPSL/LMD (Compétences en PNT et physique de l'atmosphère)
Financement	Sources locales outre-mer : Région Réunion, ADEME Réunion et Ministère de l'Outre Mer (estimation budgétaire : 150k€)
Moyens	Postdoc spécialiste en PNT sur 1 an Stagiaires de Master pour application de la méthode de Sandia Accès aux bases de données HélioClim et Météo-France

Spatialisation des données météorologiques pour l'étude du comportement énergétique des espaces bâtis en climat tropical

Le comportement énergétique des bâtiments dépend du climat mais aussi du microclimat créé par l'environnement proche. Le phénomène d'élévation importante de la température dans les îlots de chaleur urbains très minéralisés et peu végétalisés en est un exemple significatif. Le modèle thermo-aéraulique Solene-microclimat développé par le CERMA permet de simuler la modification du microclimat induite par un espace bâti et d'en dériver les conditions de confort et les consommations énergétiques des bâtiments. Ce type de modèle réduit son domaine d'étude aux dimensions de l'espace bâti concerné par la modélisation. La prise en compte des sollicitations météorologiques est réalisée par le forçage des conditions aux limites du modèle pour plusieurs variables (rayonnements, température, humidité, vent, pluie, etc.). Ces conditions aux limites peuvent être établies à partir de relevés ponctuels d'une station météorologique située à proximité. Dans ce cas, elles ne varieront qu'en fonction d'un modèle simplifié estimant leur évolution aux frontières du domaine d'étude. Pour prendre en compte les effets plus lointains de l'environnement, du relief et des couches atmosphériques non inclus dans le domaine modélisé, le couplage avec un modèle atmosphérique numérique est aussi possible. Ce deuxième mode de forçage des conditions aux limites correspond à la spatialisation des données météorologiques. Cette approche a déjà été proposée dans le projet ARTEUS (Papadopoulos and Moussiopoulos, 2004) et fait aussi l'objet du programme COSMO (COSMO, 2015) en Europe.

L'objectif de ce projet est d'étudier le couplage entre un modèle atmosphérique numérique méso-échelle (Meso-NH ou WRF) avec le modèle thermo-aéraulique Solene-

microclimat pour la conception des espaces bâtis à La Réunion et plus généralement dans les climats tropicaux.

Ce projet sera inclus dans un projet collaboratif plus large sur la conception des espaces bâtis en milieu tropical regroupant plusieurs chercheurs du laboratoire PIMENT. Mon rôle sera d'assurer le montage du projet sur la partie météorologique et d'encadrer les moyens humains associé.

Statut du projet	Prospectif
Collaboration	CERMA (Compétences en thermique urbaine) LaCy (Université de La Réunion) et/ou IPSL/LMD (Compétences en PNT et physique de l'atmosphère)
Financement	ANR, ADEME
Moyens	Thèse avec profil numéricien CFD ou PNT Campagne de mesures du confort et des consommations énergétique de l'éco-quartier de la Ravine Blanche, St-Pierre, réunion

HORUS : Modernisation de la plateforme de mesure du rayonnement solaire à Saint-Pierre

Ce projet expérimental vise à mettre à jour les moyens de mesures de rayonnement solaire du laboratoire PIMENT déjà en place sur le site expérimental de l'IUT de Saint-Pierre à La Réunion. A ce jour, nous disposons d'une station météorologique permettant de réaliser les mesures standards de la World Meteorological Organization (WMO) : température d'air à 2 mètres, humidité relative à 2 mètres, pression atmosphérique, pluviométrie, direction et vitesse du vent à 10 mètres, rayonnement global horizontal, rayonnement diffus horizontal (avec anneau de diffus) et rayonnement grande longueur d'onde de la voute céleste. Nous disposons aussi d'un tracker solaire équipé d'un pyréliomètre pour mesurer le rayonnement direct normal et de pyranomètres étalons secondaires pour les mesures du rayonnement global et diffus horizontaux. L'emplacement actuel de ce tracker n'est pas idéal (classe 4 selon norme Météo-France) et ne permet pas d'avoir des mesures de qualité optimale. D'autre part, les problématiques liées à la prévision et à la connaissance de la répartition spatio-temporelle du rayonnement pour une échelle réduite à un espace bâti requièrent de nouvelles techniques de mesures. L'imagerie du ciel par caméra hémisphérique est notamment une des méthodes actuellement développée.

L'objectif de ce projet expérimental est de disposer de mesures de haute qualité des composantes du rayonnement solaire et de s'inscrire dans le Baseline Surface Radiation Network (BSRN). En complément, des imageurs du ciel seront testés pour permettre d'évaluer la répartition spatiale du rayonnement. Une position en toiture de l'IUT de Saint-Pierre, à proximité immédiate de la station météorologique, offre un site optimal

(classe 1 selon norme Météo-France). Le tracker et les nouveaux instruments seront déplacés et le protocole de mesures spécifique au BSRN sera implémenté.

Je me positionne en tant que responsable scientifique de ce projet. J'ai assuré son montage en collaboration avec Emeric Tapachés et le Pr. Philippe Lauret du laboratoire PIMENT. Enfin, je coordonnerai la réalisation des installations expérimentales.

Statut du projet	En recherche de financement
Collaboration	Armines (Compétences en imageur du ciel) NREL, USA (Compétences en mesures du rayonnement au standard BSRN)
Financement	Région Réunion, PRECIPUT ANR (Montant projet : 60k€)
Moyens	Matériel : station d'acquisition, caméra hémisphérique, étalonnages sondes de rayonnement, raccordement réseau, consommables structure Technicien en instrumentation sur 1 mois Ingénieur de recherche sur 6 mois

2.2. Développement de modèles de prévision du rayonnement solaire

SOLFIN : Modèles économétriques appliqués à la prévision du rayonnement solaire

Les séries temporelles d'indices de ciel clair ont un comportement hétéroscédastique qui est caractéristique de l'évolution des actifs boursiers dérivés. Les séries temporelles hétéroscédastiques sont caractérisées par une variance non constante pouvant être faible (période de ciel clair) ou bien très élevée avec des clusters de volatilité (ciel variable). La volatilité, c'est à dire l'écart type de la série temporelle, est un indicateur communément utilisé en finance pour estimer le risque associé à un investissement dans un actif boursier dérivé. En économétrie, de nombreux modèles ont été développés pour prévoir l'évolution de ce type de série. D'une part, des modèles au formalisme autorégressif reproduisent la tendance moyenne de l'évolution de la série temporelle. D'autre part, des modèles stochastiques s'attache à prévoir l'évolution de la volatilité. Il ne s'agit pas réellement de produire une prévision probabiliste avec un intervalle d'incertitude à proprement dit mais d'associer à une prévision de la moyenne un paramètre de risque. Pour ce projet, des données minutes du rayonnement réparties spatialement sur les principaux bassins de production PV à la Réunion sont utilisées pour développer les modèles de prévision.

L'objectif de ce projet est d'appliquer des modèles issus des mathématiques financières à des séries temporelles d'indice de ciel clair pour réaliser des prévisions très court terme (entre 10 minutes et 4 heures avec une granularité de 10 minutes) du productible PV à La Réunion. Les modèles qui seront étudiés pour la prévision de la moyenne sont des variantes du modèles ARMA (AutoRegressive and Moving Average) et l'application d'un

lissage exponentiel à une décomposition en ondelette du signal. La volatilité du signal autour de la moyenne sera prévue avec un modèle GARCH (Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity).

Pour ce projet, j'assume le rôle de responsable scientifique pour le laboratoire PIMENT. J'ai monté le projet avec le partenaire industriel et actuellement j'encadre les personnels contractuels recrutés avec le Pr. Philippe Lauret.

Statut du projet	Démarré en avril 2013 pour 27 mois
Collaboration	Réuniwatt (Réseau de mesure au sol et compétences en prévision)
Financement	ADEME (240k€ dont 130k€ pour PIMENT)
Moyens	6 mois de postdoc en prévision des EnR 1 an de chercheur polyvalent en méthodes statistiques et modélisation en énergétique Réseau de mesure au pas de temps minutes du rayonnement solaire à La Réunion

Apport des données exogènes dans les modèles de prévision du rayonnement solaire

Les modèles de correction des PNT pour les prévisions à court terme et très court terme du rayonnement solaire sont aujourd'hui principalement construits avec des entrées directement liées au rayonnement solaire dites endogènes. Le post-processing des PNT est réalisé en prenant en compte l'indice de ciel clair et la hauteur solaire. Les modèles de séries temporelles utilisent uniquement les historiques de l'indice de ciel clair. Les travaux de l'IPSL/LMD sur la variabilité du rayonnement à La Réunion et la formation de la couche nuageuse à La Réunion ont permis d'enrichir les connaissances sur les paramètres influençant le développement et le mouvement des nuages sur notre île. Si l'évolution et le déplacement des nuages formant les systèmes synoptiques sont bien pris en compte par les PNT, la couche nuageuse orographique très fréquente est quant à elle souvent mal reproduite. Entre autre, la formation et le mouvement de cette couche nuageuse orographique dépendent principalement du profil vertical et horizontal du vent sur la Réunion. La hauteur d'inversion de vent d'alizés est un paramètre déterminant. Ces paramètres non directement liés au rayonnement solaire sont prédits par les PNT et certains peuvent être observés directement depuis le sol. Leur prise en compte comme entrée exogène dans les modèles statistiques de correction des PNT ou bien par les modèles statistiques de prévision très court terme est une piste intéressante à explorer pour en améliorer la précision.

L'objectif de ce projet est de tester des entrées exogènes issues de l'expertise de physiciens de l'atmosphère dans des modèles statistiques en vue d'évaluer leur capacité à améliorer la précision des prévisions du rayonnement solaire. Les modèles ciblés a priori sont les techniques de « machine learning » (réseaux de neurones, processus

gaussiens, support vector machine), de simple régression linéaire et des modèles de séries temporelles (ARX, ARMAX).

Ce projet consiste en une collaboration étroite entre des physiciens de l'atmosphère qui a déjà été entamée lors du cycle de rencontres/conférence sur la prévision dans les territoires insulaires (cf. chapitre 2.3.). Il a déjà été entamé de manière transversale aux autres projets sur la prévision avec mon collègue le Pr. Philippe Lauret. Nous partageons les rôles de développeur/testeur de modèles et d'encadrement de stagiaires.

Statut du projet	En cours
Collaboration	IPSL/LMD
Financement	Propre au laboratoire
Moyens	Stagiaires de Master en énergétique et/ou statistiques appliquées

Développement de méthodes de prévisions probabilistes

Une prévision est une manière d'approcher l'avenir. Elle est donc par nature incertaine. Des modèles de prévision de la moyenne du rayonnement solaire existent. Par contre l'étude et la définition de l'incertitude inhérente à ces prévisions moyennes ne sont que très peu abordées dans la littérature. La connaissance de l'incertitude liée aux prévisions du rayonnement solaire est une information de première importance pour la gestion des réseaux intégrant une forte part d'EnR solaire. Elle permet de sécuriser ou d'optimiser les décisions prises pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Dans le domaine de l'éolien, de nombreuses méthodes ont déjà été testées pour définir des intervalles d'incertitude autour des prévisions de la moyenne de la puissance des génératrices (Zhang et al., 2014). Les principales méthodes probabilistes abordées sont les méthodes de régression quantiles, l'approche bayésienne, les prévisions ensemblistes des PNT et les modèles à changement de régime (regime-switching). Une démarche similaire doit être menée pour la prévision du productible PV.

L'objectif de ce projet de développer des modèles probabilistes permettant de définir l'incertitude liée à la prévision du rayonnement solaire. Les méthodes qui seront développées seront similaires à celles testées dans le cadre de l'éolien. Je compte apporter l'expertise acquise dans le projet relatif à la définition d'entrées exogènes pour l'amélioration de la prévision. En effet, il est possible que les paramètres physiques influençant la formation et le déplacement des nuages ne permettent pas d'améliorer la prévision de la moyenne. Par contre, ils représenteront probablement des variables explicatives de l'incertitude de la prévision du rayonnement solaire.

Statut du projet	Prospectif
------------------	------------

Collaboration	DTU, Danemark (Compétences en modèle de prévision éolien) SPE, Université de Corse (Compétences en modèles de prévision) LARGE, Université d'Antilles-Guyane (Compétence en analyses statistiques des conditions de ciel)
Financement	Propre au laboratoire
Moyens	Stagiaires de Master en énergétique et/ou probabilités

SUNyRUN : Intégration facilitée de l'énergie solaire sur le territoire de La Réunion

La répartition spatiale des EnR solaire tend à lisser les intermittences liées à la variabilité temporelle de la ressource. Ce phénomène est déterminant dans la gestion des réseaux et il doit être pris en compte dans les modèles de prévision du productible des EnR solaires. La variabilité spatio-temporelle ne peut être observé qu'à partir de moyens répartis comme un réseau denses de mesures au sol ou intrinsèquement spatialisé comme les images satellites et les PNT. Le réseau de mesures au sol et les PNT sont disponibles de manière opérationnelle actuellement. Par contre, les images satellitaires ne sont pas disponibles localement mais des installations comme le SEAS-OI devrait permettre à moyen terme de fournir un flux adapté à la mise en œuvre de modèles opérationnels. Dans des précédents travaux, nous avons travaillé sur l'hybridation des données d'entrée de modèles de prévision mais nous n'avons pas encore exploré l'apport des informations spatiales et temporelles des images satellites. L'idée de ce projet consiste à développer un modèle de prévision du rayonnement solaire pour des horizons allant de h+15min à h+6 avec l'hybridation de sources prédictives : satellite, données au sol et modèle atmosphérique. Le modèle développé bénéficiera des toutes dernières avancées des méthodologies du "machine learning" (filtre de Kalman, processus gaussiens, support vector machine, etc.).

L'objectif du projet est de fournir un outil appliqué permettant de lever les blocages liés à la variabilité de la ressource solaire et par là même vise à faciliter l'intégration de l'énergie solaire au sein du mix énergétique Réunionnais en s'appuyant sur l'apport de l'imagerie satellitaire.

Le projet est coordonné par le Pr. Philippe Lauret. Mon rôle a été de participer à l'élaboration du contenu du projet. Par la suite, je contribuerai à la mise en place des entrées hybrides et aux tests des modèles.

Statut du projet	En recherche de financement
Collaboration	ASRC, University at Albany, USA (Compétence en imagerie satellitaire) NREL, USA (Compétence en énergies renouvelables solaires)
Financement	Région Réunion, ADEME Réunion (Montant projet 70k€)
Moyens	Postdoc sur 6 mois spécialiste en « machine learning »

2.3. Etudes des smart grids à l'échelle du bâtiment et du quartier

BIBAS : réhaBilitation et Innovation pour des BAAtiments à énergie positive avec Stockage de l'énergie

Ce projet s'inscrit dans le contexte énergétique actuel, à la fois dans le cadre de la mise en œuvre des Net Zero Energy Buildings (Net ZEBs) et par une utilisation rationnelle de l'énergie passant par sa gestion intelligente. Ce dernier point est particulièrement intéressant dans la mesure où la production électrique peut-être assurée par du PV, dont la production serait autoconsommée lorsqu'il y a stricte égalité entre le besoin et la demande, partiellement stockée lorsqu'elle devient supérieure et déstockée dans le cas contraire. Le projet BIBAS concerne la réhabilitation d'un bâtiment appelé « bâtiment M » sur le campus universitaire du Tampon à l'île de La Réunion. Il vise à transformer le bâtiment existant de 1400 m² de SHON en un bâtiment passif à basse consommation, à énergie positive et avec un stockage d'énergie à air comprimé. Le projet porte donc à la fois sur une réduction significative de la consommation du bâtiment mais également sur la production sécurisée de l'énergie à partir d'énergies renouvelables de manière à rendre le bâtiment le plus autonome possible vis à vis du réseau électrique. En termes de stratégie et d'objectifs de stockage, nous souhaitons travailler sur un effacement total du bâtiment vis à vis du réseau. Reste à savoir si cet objectif est réalisable techniquement (optimisation du système PV/volume stockage/puissance compresseur). Les simulations permettront d'optimiser le dimensionnement des divers composants. Il n'y a pas d'opération similaire à l'échelle mondiale sur les gammes de puissance envisagées. Seul l'EPFL (Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne) a travaillé sur le sujet avec la réalisation d'un prototype de faible puissance dit « adiabatique » avec récupération d'énergie dans les phases compression/détente (Lemofouet-Gasti, 2006).

D'un point de vue technique et scientifique, les objectifs du projet BIBAS sont multiples:

- démontrer que l'on peut réduire à 25 kWh_{EP}/m²SHON.an la consommation d'un bâtiment tertiaire à La Réunion ;
- proposer, concevoir et valider des solutions passives innovantes portant à la fois sur la conception thermique et aérodynamique de l'enveloppe mais également sur la conception en éclairage naturel et sur les effets acoustiques induits; le problème se pose notamment pour transformer un bâtiment non traversant en un bâtiment traversant en évitant les nuisances sonores ;
- développer, tester et valider une solution de stockage de l'énergie propre et inédite à ce jour à l'échelle du bâtiment (stockage par air comprimé). Il s'agirait d'une première mondiale.

Le projet est porté par le Pr. François Garde qui est un spécialiste en Net ZEBs dans les climats tropicaux. Plusieurs enseignants chercheurs du laboratoire PIMENT sont aussi engagés dans ce projet demandant d'associer des champs de compétences différents. Pour ma part, j'apporte mon expertise dans la prévision du productible PV et la gestion des systèmes hybride EnR + Stockage. J'assure une partie de l'encadrement de Sidiki Simpure actuellement en thèse sur ce projet.

Statut du projet	Bâtiment en cours de réhabilitation, thèse débutée en 2014, en recherche de complément de financement pour le système de stockage
------------------	---

Collaboration	EPFL (Compétence en stockage à air comprimé de faible puissance) G2ELab (Compétences en contrôle commande des systèmes hybrides EnR + stockage) Industriels : Imageen, Pro2air, TEEO
Financement	Région/FEDER/ADEME (réhabilitation 3,5M€), MESR (Thèse)
Moyens	Démonstrateur échelle 1 d'un bâtiment réhabilité de 1400m ² Stockage d'énergie à air comprimé Suivi instrumenté et système de contrôle commande 1 thèse (en cours) Stagiaires de Master

FREHEL : Contrôle dynamique d'une centrale à concentration Fresnel intégrant un stockage thermochimique pour production déphasée d'électricité

La filière solaire thermodynamique à concentration est une des voies possibles pour la production d'électricité. Parmi les capteurs solaires utilisés dans cette filière, la technologie linéaire de Fresnel connaît un intérêt grandissant du fait de son compromis attractif entre performance, simplicité de mise en œuvre et coût. La plupart des modèles de capteurs solaires à concentration linéaire présentés dans la littérature sont basés sur une approche pseudo-stationnaire, et si quelques articles présentent des simulations dynamiques et des procédures de contrôle pour des centrales cylindro-paraboliques, il apparaît qu'aucun ne traite de cette problématique pour des capteurs linéaires de Fresnel. Si le dimensionnement de très grandes installations basé sur des puissances moyennées ne pose plus de difficulté particulières en termes de recherche, la maîtrise des conséquences des transitoires est toujours un point crucial : il faut d'un côté éviter des surchauffes locales qui dégraderaient prématurément le fluide caloporteur ou les éléments du récepteur et de l'autre maximiser l'énergie captée en adoptant des procédures de conduite aussi efficaces que possible tout en respectant des consignes de fonctionnement telles que la température de sortie du fluide caloporteur. Par ailleurs, il convient également de se préoccuper de la fonction stockage qui est envisagée ici comme permettant l'accumulation de chaleur durant la journée et la production électrique à l'heure du pic de consommation de fin de journée. En outre, la nature mécanique du cycle ORC (Organic Rankine Cycle) préfère une source de chaleur stable ou en tout cas peu variable et c'est également là tout l'intérêt de ce stockage qui permet un contrôle en température et en puissance plus adapté à ces contraintes. Ainsi, être capable d'alimenter le stock dans les meilleures conditions constitue la problématique scientifique que nous souhaitons explorer en prenant en compte l'ensemble de la chaîne énergétique depuis la ressource jusqu'à production de chaleur en direction du cycle thermodynamique de puissance.

Les objectifs de ce projet sont d'affiner les modèles liés à l'évaluation de la ressource solaire, de prendre en compte le design du système de Fresnel en fonction des conditions climatiques et de vents cycloniques dans la zone intertropicale, d'intégrer la gestion du débit de fluide caloporteur circulant dans le concentrateur pour maintenir

des conditions optimales de températures et d'incorporer le stockage de chaleur dans la problématique générale associée à l'utilisation du solaire concentré dans la production de chaleur haute température pour cycles thermodynamiques.

Ce projet collaboratif est porté par le Dr. Jean Castaing-Lasvignottes du laboratoire PIMENT qui se positionne comme coordinateur. Plusieurs enseignants chercheurs de notre laboratoire sont aussi engagés dans ce projet demandant d'associer des champs de compétences différents. Mon rôle sera d'assurer la responsabilité scientifique de la tâche sur la ressource solaire et d'encadrer le postdoc prévu sur 1 année.

Statut du projet	Soumis à l'ANR
Collaboration	LIMSI (Compétences en conversion énergétique) LSS (Compétences en systèmes de commandes) PROMES (Compétences en technologies solaires à concentration) RAPSODEE (Compétence en stockages thermochimiques)
Financement	ANR (840k€)
Moyens	Prototype d'un système solaire à concentration avec stockage 1 thèse 1 an de postdoc 1 an d'assistant ingénieur Stagiaires de Master

« Zero Energy Communities (ZECs) » : Application au quartier de la Ravine Blanche

Le concept de « Zero Energy Community (ZEC) » correspond à l'extension des ZEBs à des espaces bâtis. Ce concept a déjà été défini par la communauté scientifique (Carlisle et al., 2009). Le projet de réhabilitation du quartier de la Ravine Blanche de Saint-Pierre à la Réunion rejoint en partie ce concept. Il a reçu plusieurs récompenses pour son approche environnementale de l'urbanisme. La plus distinctive de ces récompenses étant la labellisation Ecoquartier obtenue en 2013. Il s'agit d'un projet de réhabilitations et de constructions neuves d'un quartier d'une superficie de 60 hectares comptant 6000 habitants. La densité atteinte est de 50 logements par hectares. Les travaux ont commencé en 2007 et ils devraient se terminer cette année (2015). Ce quartier va bénéficier d'un suivi instrumenté du confort et des consommations énergétiques auquel participe l'Université de La Réunion. Il s'agit d'un cas particulièrement propice à l'étude d'un smart grid intégrant une ZEC urbaine en climat tropical.

L'objectif de ce projet est d'étudier le dimensionnement d'un système hybride PV + stockage permettant à la ZEC de la Ravine Blanche d'être autonome en électricité et de revendre le surplus sur le réseau réunionnais. Ce dimensionnement réalisé avec une approche systémique permettra de cibler la ou les technologies de stockage adaptées à l'échelle d'un quartier et d'envisager la construction d'un démonstrateur.

Ce projet entre dans un programme plus vaste de recherche sur la conception des espaces bâtis à La Réunion pour lequel d'autres chercheurs du laboratoire PIMENT et des concepteurs locaux veulent s'engager. Mon rôle sera de coordonner la partie sur la création du cadre de travail météorologique et sur le dimensionnement du smart grid.

Statut du projet	Prospectif
Collaboration	Laboratoire LAPLACE, ENSEEIHT (Compétences en génie électrique des systèmes hybrides EnR + Stockage) Cabinet d'architectes 2APMR / LEU Réunion / Imageen (Cabinet d'architecte et bureaux d'études en énergétique)
Financement	ANR, Privé
Moyens	1 thèse ANR 1 thèse CIFRE

REFERENCES

- Adelard, L., 1998. Caractérisation de base de données climatiques; proposition d'un générateur de climat. application en thermique de l'habitat. Université de La Réunion.
- Adelard, L., Boyer, H., Garde, F., Gatina, J.-C., 2000. A detailed weather data generator for building simulations. *Energy Build.* 31, 75–88. doi:10.1016/S0378-7788(99)00009-2
- Alonso, J., Batlles, F.J., 2014. Short and medium-term cloudiness forecasting using remote sensing techniques and sky camera imagery. *Energy* 73, 890–897. doi:10.1016/j.energy.2014.06.101
- American Society of Heating, R. and A.-C.E., 2001. 2001 ASHRAE handbook: fundamentals. ASHRAE, Atlanta, GA.
- Andre, M., Dabo-Niang, S., Soubdhan, T., 2014. Forecasting of different class of global solar radiation with spatio-temporal VAR model. Presented at the Energy & Environment Symposium Martinique, Fort de France, Martinique.
- Ayoub, J., 2014. IEA-SHC Task 40: Net Zero Energy Solar Buildings [WWW Document]. URL <http://task40.iea-shc.org/>
- Bacher, P., Madsen, H., Nielsen, H.A., 2009. Online short-term solar power forecasting. *Sol. Energy* 83, 1772–1783. doi:10.1016/j.solener.2009.05.016
- Badosa, J., Haeffelin, M., Chepfer, H., 2013. Scales of spatial and temporal variation of solar irradiance on Reunion tropical island. *Sol. Energy* 88, 42–56. doi:10.1016/j.solener.2012.11.007
- Baudry, V., Mouslim, H., Babarit, A., 2012. Numerical estimation of the power matrix of the wave energy converter Pelamis PII. Presented at the 13ème journées de l'hydro-dynamique, Chatou, France.
- Bilan énergétique 2012, île de La Réunion, 2013.
- Bilan énergétique de la France pour 2013, 2014.
- Bouttier, F., 2014. The forthcoming Arome regional forecasting system.
- Boyer, H., Garde, F., Gatina, J.C., Brau, J., 1998. A multimodel approach to building thermal simulation for design and research purposes. *Energy Build.* 28, 71–78. doi:10.1016/S0378-7788(97)00064-9
- Bridier, L., David, M., Lauret, P., 2014. Optimal design of a storage system coupled with intermittent renewables. *Renew. Energy* 67, 2–9. doi:10.1016/j.renene.2013.11.048
- British Atmospheric Data Centre [WWW Document], 2015. URL <http://badc.nerc.ac.uk/home/index.html>
- Carlisle, N., Van Geet, O., Pless, S., 2009. Definition of a “Zero Net Energy” Community.

- Chow, C.W., Urquhart, B., Lave, M., Dominguez, A., Kleissl, J., Shields, J., Washom, B., 2011. Intra-hour forecasting with a total sky imager at the UC San Diego solar energy testbed. *Sol. Energy* 85, 2881–2893. doi:10.1016/j.solener.2011.08.025
- COSMO, 2015. COSMO: Consortium for Small Scale Modelling [WWW Document]. COSMO Consort. Small Scale Model. URL <http://www.cosmo-model.org/>
- Dambreville, R., Blanc, P., Chanussot, J., Boldo, D., 2014. Very short term forecasting of the Global Horizontal Irradiance using a spatio-temporal autoregressive model. *Renew. Energy* 72, 291–300. doi:10.1016/j.renene.2014.07.012
- David, M., 2005. Développement d'un générateur de climat multi-variable. Application au programme Régional de réhabilitation des Ecoles Solaires. Optimisation énergétique de bâtiment. Université de La Réunion.
- David, M., Adelard, L., 2004. Solar school program in Reunion Island. Presented at the ICEBO, Paris.
- David, M., Adelard, L., 2006. Type 154 : Un nouveau générateur de données climatiques pour TRNSYS. Presented at the IBPSA France, Saint-Pierre, Reunion.
- David, M., Adelard, L., Garde, F., Boyer, H., 2005a. Weather data analysis based on typical weather sequence analysis. Application: energy building simulation, in: *Proceedings of Building Simulation 2005*. Presented at the 9th Conference of International Building Performance Simulation Association, Montréal, Canada, pp. 239–246.
- David, M., Adelard, L., Lauret, P., Fock, E., 2005b. Time Delay Neural Networks (TDNN) applied to a weather data generator based on typical meteorological sequence analysis, in: *Proceedings of ISES Congress 2005*. Presented at the Solar World Congress 2005, Orlando, Florida, US.
- David, M., Adelard, L., Lauret, P., Garde, F., 2010. A method to generate Typical Meteorological Years from raw hourly climatic databases. *Build. Environ.* 45, 1722–1732. doi:10.1016/j.buildenv.2010.01.025
- David, M., Andriamasomanana, F.H.R., Liandrat, O., 2014a. Spatial and Temporal Variability of PV Output in an Insular Grid: Case of Reunion Island. *Energy Procedia* 57, 1275–1282. doi:10.1016/j.egypro.2014.10.117
- David, M., Donn, M., Garde, F., Lenoir, A., 2011. Assessment of the thermal and visual efficiency of solar shades. *Build. Environ.* 46, 1489–1496. doi:10.1016/j.buildenv.2011.01.022
- David, M., Guerin de Montgareuil, A., Merten, J., Proisy, B., Olivier, G., 2008. Solar Resource Assessment for PV Applications, in: Goswami, D.Y., Zhao, Y. (Eds.), *Proceedings of ISES World Congress 2007 (Vol. I – Vol. V)*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 2588–2592.
- David, M., Lauret, P., Boland, J., 2013. Evaluating tilted plane models for solar radiation using comprehensive testing procedures, at a southern hemisphere location. *Renew. Energy* 51, 124–131. doi:10.1016/j.renene.2012.08.074
- David, M., Lauret, P., Diagne, M., Trombe, P.-J., 2014b. Day ahead and intra-day solar forecasting applied to an insular site. Presented at the Energy & Environment

Symposium Martinique, Fort de France, Martinique.

- David, M., Meddahi, S., Gaering, O., Rioual, P., 2010. Pumped-Storage and Renewable Energies in Reunion Island, in: Proceedings of 11th World Renewable Energy Congress. Presented at the WREC XI, Abu Dhabi, UE.
- Diaf, S., Notton, G., Belhamel, M., Haddadi, M., Louche, A., 2008. Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions. *Appl. Energy* 85, 968–987. doi:10.1016/j.apenergy.2008.02.012
- Diagne, M., David, M., Boland, J., Schmutz, N., Lauret, P., 2014. Post-processing of solar irradiance forecasts from WRF model at Reunion Island. *Sol. Energy* 105, 99–108. doi:10.1016/j.solener.2014.03.016
- Diagne, M., David, M., Lauret, P., Boland, J., Schmutz, N., 2013. Review of solar irradiance forecasting methods and a proposition for small-scale insular grids. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 27, 65–76. doi:10.1016/j.rser.2013.06.042
- DOE, 2014. International energy storage database [WWW Document]. URL <http://www.energystorageexchange.org/projects>
- EN ISO 15927, 2003.
- EPBD recast, 2010. Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings (recast).
- Fanger, P.O., 1982. Thermal comfort: analysis and applications in environmental engineering. R.E. Krieger Pub. Co, Malabar, Fla.
- Garde, F., David, M., 2009. ANR PREBAT ENERPOS, rapport final.
- Garde, F., David, M., Adelard, L., Ottenwelter, E., 2005. Elaboration of thermal standards for French tropical islands: presentation of the PERENE project, in: Proceedings of CLIMA 2005. Presented at the CLIMA, Lausanne, Switzerland.
- Garde, F., David, M., Lenoir, A., Ottenwelter, E., 2011. Towards net zero energy buildings in hot climates. Part 1 : New tools and methods. *ASHRAE Trans.* 117, 450–457.
- Garde, F., David, M., Lenoir, A., Ottenwelter, E., Ferjani, N., 2013a. Développement d'une stratégie et d'outils pour l'optimisation de la qualité environnementale du bâtiment à Mayotte.
- Garde, F., David, M., Ottenwelter, E., Ferjani, N., Pothin, E., Lenoir, A., 2009. PERENE Réunion : PERformance ENergétique des bâtiments à La Réunion.
- Garde, F., Lenoir, A., David, M., 2010. Building design and energy performance of buildings in the French island of La Reunion. Feedback and updating of the PERENE project, in: Proceedings of the CLIMA 2010 REHVA International Congress. Presented at the CLIMA 2010, Antalya, Turkey.
- Garde, F., Lenoir, A., Scognamiglio, A., Aelenei, D., Waldren, D., Rostvik, H.N., Ayoub, J., Aelenei, L., Donn, M., Tardif, M., Cory, S., 2014. Design of Net Zero Energy Buildings: Feedback from International Projects. *Energy Procedia* 61, 995–998. doi:10.1016/j.egypro.2014.11.1011
- Garde, F., Mara, T., Lauret, A., Boyer, H., Cellaire, R., 2001. Bringing simulation to

- implementation: presentation of a global approach in the design of passive solar buildings under humid tropical climates. *Sol. Energy* 71, 109–120. doi:10.1016/S0038-092X(01)00031-7
- Garde, F., Ottenwelter, E., Claudepierre, I., 2004. Mise en place d'une réglementation pour les bâtiments tertiaires et résidentiels à l'Île de La Réunion Outil PERENE.
- Garde, F., Scognamiglio, A., Basile, M., Gorgone, J., David, M., Palumbo, M.L., 2013b. Sustainable low cost building envelopes in tropical countries and integrated design process: A case study in Cambodia, in: *CISBAT 2013 Proceedings Vol. I - Cleantech for Smart Cities and Buildings*. Presented at the CISBAT 2013, EPFL, Lausanne, Switzerland, pp. 109–114. doi:10.5075/epfl-infoscience-190600
- Givoni, B., 1998. *Climate considerations in building and urban design*. Van Nostrand Reinhold, New York.
- Glassley, W., Kleissl, J., Van Dam, C.P., Shiu, H., Huang, J., Braun, G., Holland, R., 2010. Current state of the art in solar forecasting, Final report, Appendix A, California renewable Energy Forecasting, Resource data and Mapping.
- Gschwind, B., Ménard, L., Albuissou, M., Wald, L., 2006. Converting a successful research project into a sustainable service: The case of the SoDa Web service. *Environ. Model. Softw.* 21, 1555–1561. doi:10.1016/j.envsoft.2006.05.002
- Hacene, H., 2015. *Etude comparative des méthodes heuristiques d'optimisation combinatoire* (Thesis).
- Haeffelin, M., Badosa, J., Kalecinski, N., Mathorel, J., Sèze, G., 2014. Short-term photovoltaic forecast on Reunion Island: a physical approach based on multiple data sources. Presented at the Energy & Environment Symposium Martinique, Fort de France, Martinique.
- Haessig, P., Multon, B., Ben Ahmed, H., Lascaud, S., Bondon, P., 2015. Energy storage sizing for wind power: impact of the autocorrelation of day-ahead forecast errors: Energy storage sizing for wind power. *Wind Energy* 18, 43–57. doi:10.1002/we.1680
- Hammer, A., Heinemann, D., Lorenz, E., Lückehe, B., 1999. Short-term forecasting of solar radiation: a statistical approach using satellite data. *Sol. Energy* 67, 139–150.
- Hazewinkel, M. (Ed.), 1988. *Encyclopaedia of mathematics: an updated and annotated translation of the Soviet "Mathematical encyclopaedia."* Reidel; Sold and distributed in the U.S.A. and Canada by Kluwer Academic Publishers, Dordrecht; Boston : Norwell, MA, U.S.A.
- Henderson, R., 2006. Design, simulation, and testing of a novel hydraulic power take-off system for the Pelamis wave energy converter. *Renew. Energy* 31, 271–283. doi:10.1016/j.renene.2005.08.021
- Hernández-Torres, D., Bridier, L., David, M., Lauret, P., Ardiale, T., 2014. Optimal storage sizing for dedicated grid services using day ahead forecast data with renewable wave, wind and PV power. Presented at the Energy & Environment Symposium Martinique, Fort de France, Martinique.
- Hernández-Torres, D., Bridier, L., David, M., Lauret, P., Ardiale, T., 2015. Technico-

- economical analysis of a hybrid wave power-air compression storage system. *Renew. Energy* 74, 708–717. doi:10.1016/j.renene.2014.08.070
- Hoff, T.E., Perez, R., 2012. Modeling PV fleet output variability. *Sol. Energy* 86, 2177–2189. doi:10.1016/j.solener.2011.11.005
- International Energy Agency, 2015. IEA-SHC Task 51: Solar energy in urban planning [WWW Document]. SHC Task 51 Sol. Energy Urban Plan. URL <http://task51.iea-shc.org/>
- IRENA, 2014. Electricity Storage and Renewables for Island Power. A Guide for Decision Makers.
- Jumaux, G., Quetelard, H., Roy, D., 2014. Atlas climatique de la réunion.
- Key World Energy Statistics, 2014.
- Knight, K.M., Klein, S.A., Duffie, J.A., 1991. A methodology for the synthesis of hourly weather data. *Sol. Energy* 46, 109–120. doi:10.1016/0038-092X(91)90023-P
- Korpaas, M., Holen, A.T., Hildrum, R., 2003. Operation and sizing of energy storage for wind power plants in a market system. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 25, 599–606. doi:10.1016/S0142-0615(03)00016-4
- Kostylev, A., 2011. Solar power forecasting performance – towards industry standards, in: First International Workshop on the Integration of Solar Power into Power Systems. Aarhus, Denmark.
- Lauret, P., David, M., Fock, E., Bastide, A., Riviere, C., 2006. Bayesian and Sensitivity Analysis Approaches to Modeling the Direct Solar Irradiance. *J. Sol. Energy Eng.* 128, 394. doi:10.1115/1.2210495
- Lauret, P., Diagne, M., David, M., 2014. A Neural Network Post-processing Approach to Improving NWP Solar Radiation Forecasts. *Energy Procedia* 57, 1044–1052. doi:10.1016/j.egypro.2014.10.089
- Lauret, P., Voyant, C., Soubdhan, T., David, M., Poggi, P., 2015. A benchmarking of machine learning techniques for solar radiation forecasting in an insular context. *Sol. Energy* 112, 446–457. doi:10.1016/j.solener.2014.12.014
- Lawler, E.L. (Ed.), 1985. The Traveling salesman problem: a guided tour of combinatorial optimization, Wiley-Interscience series in discrete mathematics. Wiley, Chichester [West Sussex] ; New York.
- Le Chapellier, M., 1979. Analyse des données météorologiques, applications à l'étude des systèmes utilisant l'énergie solaire. Université Technologique de Compiègne.
- Lemofouet-Gasti, S., 2006. Investigation and optimisation of hybrid electricity storage systems based on compressed air and supercapacitors. EPFL, Lausanne, Switzerland.
- Lenoir, A., 2013. On comfort in tropical climates. The design and operation of Net Zero Energy Buildings. Université de La Réunion.
- Lenoir, A., Garde, F., 2012. Tropical NZEB. *High Perform. Build. J.* 43–55.
- Lenoir, A., Garde, F., Adelard, L., David, M., Lavoye, F., Thellier, F., 2009. Presentation of

- the experimental feedback of a French net zero energy building under tropical climate, in: Proceedings of the ISES Solar World Congress 2009. Presented at the Solar World Congress, Johannesburg, South Africa, pp. 1521–1530.
- Levermore, G.J., Parkinson, J.B., 2006. Analyses and algorithms for new Test Reference Years and Design Summer Years for the UK. *Build. Serv. Eng. Res. Technol.* 27, 311–325. doi:10.1177/0143624406071037
- Lorenz, E., Hurka, J., Heinemann, D., Beyer, H.G., 2009. Irradiance Forecasting for the Power Prediction of Grid-Connected Photovoltaic Systems. *IEEE J. Sel. Top. Appl. Earth Obs. Remote Sens.* 2, 2–10. doi:10.1109/JSTARS.2009.2020300
- LW Crow, 1981. Development of hourly data for weather year for energy calculation (WYEC). *ASHRAE J.* 23, 37–41.
- Maire, J., 2014. How to increase energy autonomy on islands: work and studies on PV and storage at EDF IES. Presented at the Energy & Environment Symposium Martinique, Fort de France, Martinique.
- Marion, W., Urban, K., 1995. User`s manual for TMY2s: Derived from the 1961--1990 National Solar Radiation Data Base (No. NREL/SP--463-7668, 87130).
- Martin, M., Garde, F., David, M., Adelard, L., Achard, G., 2008a. Prise en compte simultanée des exigences en éclairage naturel et des protections solaires dans les bâtiments en climat tropical. Presented at the IBPSA France, Lyon, France.
- Martin, M., Garde, F., David, M., Adelard, L., Donn, M., 2008b. Combination of daylighting and solar shading performances for buildings in tropical climates., in: 1st International Conference on Solar Heating, Cooling and Buildings (EUROSUN 2008). Presented at the EUROSUN, Lisbon, Portugal, pp. 906–913.
- Matalas, N.C., 1967. Mathematical assessment of synthetic hydrology. *Water Resour. Res.* 3, 937–945. doi:10.1029/WR003i004p00937
- Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer, 2010. Cahier des charges de l'appel d'offre n°332689-2010-FR portant sur des installation éoliennes terrestres de production d'électricité en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à La Réunion, à Saint-Barthélémy et à Saint-Martin. J. Off. Union Eur.
- Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer, 2011. Cahier des charges de l'appel d'offre portant sur la réalisation et l'exploitation d'installation de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc. J. Off. Union Eur.
- Ministère de l'éducation nationale, de l'enseignement supérieur et de la recherche, 2015. Smart cities & communities [WWW Document]. Horiz. 2020. URL <http://www.horizon2020.gouv.fr/cid77328/appel-2015-villes-quartiers-intelligents.html>
- Muselli, M., Poggi, P., Notton, G., Louche, A., 2001. First order Markov chain model for generating synthetic "typical days" series of global irradiation in order to design photovoltaic stand alone systems. *Energy Convers. Manag.* 42, 675–687. doi:10.1016/S0196-8904(00)00090-X

- Nabil, A., Mardaljevic, J., 2006. Useful daylight illuminances: A replacement for daylight factors. *Energy Build.* 38, 905–913. doi:10.1016/j.enbuild.2006.03.013
- O'Connor, M., Lewis, T., Dalton, G., 2013. Techno-economic performance of the Pelamis P1 and Wavestar at different ratings and various locations in Europe. *Renew. Energy* 50, 889–900. doi:10.1016/j.renene.2012.08.009
- Papadopoulos, A.M., Moussiopoulos, N., 2004. Towards a holistic approach for the urban environment and its impact on energy utilisation in buildings: the ATREUS project. *J. Environ. Monit.* 6, 841. doi:10.1039/b404111a
- Perez, R., Hoff, T.E., 2013. Solar Resource Variability, in: *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*. Elsevier, pp. 133–148.
- Perez, R., Ineichen, P., Moore, K., Kmiecik, M., Chain, C., George, R., Vignola, F., 2002. A new operational model for satellite-derived irradiances: description and validation. *Sol. Energy* 73, 307–317. doi:10.1016/S0038-092X(02)00122-6
- Perez, R., Kivalov, S., Schlemmer, J., Hemker, K., Renné, D., Hoff, T.E., 2010. Validation of short and medium term operational solar radiation forecasts in the US. *Sol. Energy* 84, 2161–2172. doi:10.1016/j.solener.2010.08.014
- Perez, R., Lorenz, E., Pelland, S., Beauharnois, M., Van Knowe, G., Hemker, K., Heinemann, D., Remund, J., Müller, S.C., Traunmüller, W., Steinmauer, G., Pozo, D., Ruiz-Arias, J.A., Lara-Fanego, V., Ramirez-Santigosa, L., Gaston-Romero, M., Pomares, L.M., 2013. Comparison of numerical weather prediction solar irradiance forecasts in the US, Canada and Europe. *Sol. Energy* 94, 305–326. doi:10.1016/j.solener.2013.05.005
- Rakoto-Joseph, O., Garde, F., David, M., Adelard, L., Randriamanantany, Z.A., 2009. Development of climatic zones and passive solar design in Madagascar. *Energy Convers. Manag.* 50, 1004–1010. doi:10.1016/j.enconman.2008.12.011
- Remund, J., 2014. *Meteonorm. Handbook part II: theory*.
- Scognamiglio, A., Garde, F., 2014. Photovoltaics' architectural and landscape design options for Net Zero Energy Buildings, towards Net Zero Energy Communities: spatial features and outdoor thermal comfort related considerations: PV design options for NetZEBs towards NetZECs. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* n/a–n/a. doi:10.1002/pip.2563
- Short, W., Packey, D.J., Holt, T., National Renewable Energy Laboratory (U.S.), 2005. *A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies*. University Press of the Pacific, Honolulu, Hawaii.
- Stempflin, M., David, M., 2009. *Diagramme de Confort*. AIEE.
- Torcellini, P., Pless, S., Deru, M., Crawley, D., 2006. *Zero Energy Buildings: A critical look at the definition*. Presented at the ACEEE Summer Study, Pacific Grove, California.
- U.S. Navy, 2014. USGODAE [WWW Document]. *Glob. Ocean Data Assim. Exp.* URL <http://www.usgodae.org/>
- Vignola, F.E., McMahan, A.C., Grover, C.N., 2013. Bankable Solar-Radiation Datasets, in: *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*. Elsevier, pp. 97–131.

- Voss, K., Musall, E., 2013. Net zero energy buildings: international projects of carbon neutrality in buildings.
- Voyant, C., Paoli, C., Muselli, M., Nivet, M.-L., 2013. Multi-horizon solar radiation forecasting for Mediterranean locations using time series models. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 28, 44–52. doi:10.1016/j.rser.2013.07.058
- Wilcox, S., 2012. National Solar Radiation Database 1991-2010 Update: User's Manual.
- Zhang, Y., Wang, J., Wang, X., 2014. Review on probabilistic forecasting of wind power generation. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 32, 255–270. doi:10.1016/j.rser.2014.01.033

CURRICULUM VITAE DETAILLE

1. Curriculum Vitae

Mathieu DAVID

Maître de conférence

Date et lieu de naissance	27 mars 1978 à Vichy
Adresse personnelle	10 allée des Oursins 97410 Saint-Pierre
Adresse professionnelle	ESIROI - Bâtiment Enerpos 40 avenue de Soweto 97410 Saint-Pierre
Téléphone	(+262) 02 62 94 46 60
Fax	(+262) 02 62 57 95 51
Mail	mathieu.david@univ-reunion.fr

DIPLÔMES

2005	Doctorat de l'Université de La Réunion en mécanique énergétique
2002	D.E.A. Université de La Réunion / INPL Nancy en mécanique et énergie
2001	Diplôme d'ingénieur de l'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tarbes (ENIT) spécialité mécanique
1996	Baccalauréat Scientifique (série S) spécialité sciences et techniques de l'ingénieur

EXPERIENCES PROFESSIONNELLES

Depuis 2010	Maître de Conférence ESIROI/PIMENT à l'Université de La Réunion <ul style="list-style-type: none">○ Responsable de la spécialité bâtiment et énergie (depuis 2013)○ Responsable pédagogique d'année (2010 à aujourd'hui)○ Responsable scientifique de projets de recherche (610k€)○ Encadrant principal de 2 thèses dont 1 codirection
2007 – 2010	Gérant du bureau d'études AIEE (www.aiee.fr) <ul style="list-style-type: none">○ Gestion administrative et financière (150k€ de CA en 2010)○ Etudes en acoustique, énergie et environnement○ Réalisation d'instrumentations de suivi énergétique○ Développement de guides et outils logiciels pour la conception des bâtiments en milieu tropical

2008 – 2009	<p>ATER à l'IUT de Saint-Pierre, Université de La Réunion</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Responsable pédagogique de la Licence professionnelle MdE-EnR ○ Enseignements en DUT, Licence et Master ○ Suivi de la plateforme expérimentale ○ Etude sur la dualité entre protections solaires et éclairage naturel en climat tropical ○ Modélisation des composantes du rayonnement solaire
2006 - 2008	<p>19 mois de postdoc au LPBS (nouvellement PIMENT) de l'Université de La Réunion</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Appui à la coordination du projet ANR PREBAT ENERPOS ○ Coordination de la tâche 2.2 du projet ANR Performance PV France ○ Réalisation de bancs expérimentaux ○ Enseignements en DUT, Licence et Master ○ Ouverture et co-responsable de la Licence professionnelle MdE-EnR de l'IUT de Saint-Pierre
2005 - 2006	<p>ATER à l'IUT de Saint-Pierre, Université de La Réunion</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Enseignements en DUT ○ Suivi du programme régional des Ecoles Solaires ○ Création de la station météorologique aux normes WMO du LPBS (nouvellement PIMENT)

2. Publications

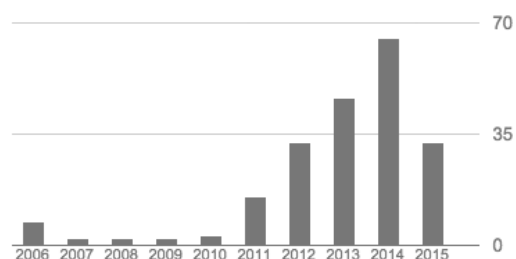


Mathieu David

Université de La Réunion
 Solar radiation, smart grids, green buildings
 Adresse e-mail validée de univ-reunion.fr
 Mon profil est public

Citations	Toutes	Depuis 2010
Citations	209	195
indice h	8	8
indice i10	7	7

Nombre de citations par an



Indice de publication fourni par Google Scholar au 19/02/2015

2.1. Articles dans des revues internationales avec comité de lecture (ACL)

- ACL1 Lauret, P., David, M., Fock, E., Bastide, A., Riviere, C., 2006. Bayesian and Sensitivity Analysis Approaches to Modeling the Direct Solar Irradiance. *Journal of Solar Energy Engineering* 128, 394. doi:10.1115/1.2210495
- ACL2 Rakoto-Joseph, O., Garde, F., David, M., Adelard, L., Randriamanantany, Z.A., 2009. Development of climatic zones and passive solar design in Madagascar. *Energy Conversion and Management* 50, 1004–1010. doi:10.1016/j.enconman.2008.12.011

- ACL3 David, M., Adelard, L., Lauret, P., Garde, F., 2010. A method to generate Typical Meteorological Years from raw hourly climatic databases. *Building and Environment* 45, 1722–1732. doi:10.1016/j.buildenv.2010.01.025
- ACL4 Garde, F., David, M., Lenoir, A., Ottenwelter, E., 2011. Towards net zero energy buildings in hot climates. Part 1 : New tools and methods. *ASHRAE Transactions* 117, 450–457
- ACL5 David, M., Donn, M., Garde, F., Lenoir, A., 2011. Assessment of the thermal and visual efficiency of solar shades. *Building and Environment* 46, 1489–1496. doi:10.1016/j.buildenv.2011.01.022
- ACL6 Lauret, P., David, M., Calogine, D., 2012. Nonlinear Models for Short-time Load Forecasting. *Energy Procedia* 14, 1404–1409. doi:10.1016/j.egypro.2011.12.1109
- ACL7 David, M., Lauret, P., Boland, J., 2013. Evaluating tilted plane models for solar radiation using comprehensive testing procedures, at a southern hemisphere location. *Renewable Energy* 51, 124–131. doi:10.1016/j.renene.2012.08.074
- ACL8 Diagne, M., David, M., Lauret, P., Boland, J., Schmutz, N., 2013. Review of solar irradiance forecasting methods and a proposition for small-scale insular grids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 27, 65–76. doi:10.1016/j.rser.2013.06.042
- ACL9 Bridier, L., David, M., Lauret, P., 2014. Optimal design of a storage system coupled with intermittent renewables. *Renewable Energy* 67, 2–9. doi:10.1016/j.renene.2013.11.048
- ACL10 Castaing-Lasvignottes, J., David, M., Garde, F., Maillard, F., Ottenwelter, E., Garnier, R., Tranier, P., 2014. Modeling of a Compressed Air Energy Storage Connected to a PV Field for NZEB in Tropics. *Energy Procedia* 61, 1175–1178. doi:10.1016/j.egypro.2014.11.1047
- ACL11 Diagne, M., David, M., Boland, J., Schmutz, N., Lauret, P., 2014. Post-processing of solar irradiance forecasts from WRF model at Reunion Island. *Solar Energy* 105, 99–108. doi:10.1016/j.solener.2014.03.016
- ACL12 David, M., Andriamasomanana, F.H.R., Liandrat, O., 2014. Spatial and Temporal Variability of PV Output in an Insular Grid: Case of Reunion Island. *Energy Procedia* 57, 1275–1282. doi:10.1016/j.egypro.2014.10.117
- ACL13 Lauret, P., Diagne, M., David, M., 2014. A Neural Network Post-processing Approach to Improving NWP Solar Radiation Forecasts. *Energy Procedia* 57, 1044–1052. doi:10.1016/j.egypro.2014.10.089
- ACL14 Hernández-Torres, D., Bridier, L., David, M., Lauret, P., Ardiale, T., 2015. Technico-economical analysis of a hybrid wave power-air compression storage system. *Renewable Energy* 74, 708–717. doi:10.1016/j.renene.2014.08.070
- ACL15 Lauret, P., Voyant, C., Soubdhan, T., David, M., Poggi, P., 2015. A benchmarking of machine learning techniques for solar radiation forecasting in an insular context. *Solar Energy* 112, 446–457. doi:10.1016/j.solener.2014.12.014
- ACL16 Praene, J.P., David, M., Sinama, F., Morau, D., Marc, O., 2012. Renewable energy: Progressing towards a net zero energy island, the case of Reunion Island. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, 426–442. doi:10.1016/j.rser.2011.08.007

2.2. Articles dans des congrès internationaux avec actes (ACTI)

- ACTI1 David, M., Adelard, L., 2004. Solar school program in Reunion Island. Presented at the ICEBO, Paris.
- ACTI2 David, M., Adelard, L., Garde, F., Boyer, H., 2005. Weather data analysis based on typical weather sequence analysis. Application: energy building simulation, in: Proceedings of Building Simulation 2005. Presented at the 9th Conference of International Building Performance Simulation Association, Montréal, Canada, pp. 239-246.
- ACTI3 David, M., Adelard, L., Lauret, P., Fock, E., 2005. Time Delay Neural Networks (TDNN) applied to a weather data generator based on typical meteorological sequence analysis, in: Proceedings of ISES Congress 2005. Presented at the Solar World Congress 2005, Orlando, Florida, USA.
- ACTI4 Lauret P., David M., Fock E., Adelard L., 2005. Bayesian and sensitivity approaches to model the direct solar irradiance, in: Proceedings of ISES Congress 2005. Presented at the Solar World Congress 2005, Orlando, Florida, USA.
- ACTI5 Garde, F., David, M., Adelard, L., Ottenwelter, E., 2005. Elaboration of thermal standards for French tropical islands: presentation of the PERENE project, in: Proceedings of CLIMA 2005. Presented at the CLIMA, Lausanne, Switzerland.
- ACTI6 Rakoto-Joseph, O., David, M., Garde, F., 2008. Development of Climatic Zones and Passive Design Principles in the Housing Sector for the Island of Madagascar, in: Goswami, D.Y., Zhao, Y. (Eds.), Proceedings of ISES World Congress 2007 (Vol. I – Vol. V). Springer Berlin Heidelberg, pp. 248-252.
- ACTI7 Martin, M., Garde, F., David, M., Adelard, L., Donn, M., 2008. Combination of daylighting and solar shading performances for buildings in tropical climates., in: 1st International Conference on Solar Heating, Cooling and Buildings (EUROSUN 2008). Presented at the EUROSUN, Lisbon, Portugal, pp. 906-913.
- ACTI8 David, M., Guerin de Montgareuil, A., Merten, J., Proisy, B., Olivier, G., 2008. Solar Resource Assessment for PV Applications, in: Goswami, D.Y., Zhao, Y. (Eds.), Proceedings of ISES World Congress 2007 (Vol. I – Vol. V). Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 2588-2592.
- ACTI9 Zhu, J., Roy, J., Brundlinger, R., Guerin de Montgareuil, A., David, M., Muhlberger, T., Betts, T.R., Gottschalg, R., 2008. Effect of timing and voltage dependency on inverter sizing, in: Proceedings of the 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference. Presented at the EUPVSEC, Valencia, Spain, pp. 2758 – 2764.
doi:10.4229/23rdEUPVSEC2008-4DO.8.4
- ACTI10 Lenoir, A., Garde, F., Adelard, L., David, M., Lavoye, F., Thellier, F., 2009. Presentation of the experimental feedback of a French net zero energy building under tropical climate, in: Proceedings of the ISES Solar World Congress 2009. Presented at the Solar World Congress, Johannesburg, South Africa, pp. 1521-1530.
- ACTI11 David, M., Meddahi, S., Gaering, O., Rioual, P., 2010. Pumped-Storage and Renewable Energies in Reunion Island, in: Proceedings of 11th World Renewable Energy Congress. Presented at the WREC XI, Abu Dhabi, UE. **Conférencier invité.**

- ACTI12 Garde, F., Lenoir, A., David, M., 2010. Building design and energy performance of buildings in the French island of La Reunion. Feedback and updating of the PERENE project, in: Proceedings of the CLIMA 2010 REHVA International Congress. Presented at the CLIMA 2010, Antalya, Turkey.
- ACTI13 Lucas, F., David, M., Marc, O., Martin, J.-F., Brangeon, B., Picgirard, F., 2011. Procedure for performance diagnostic for small air conditioning systems using dynamic simulations, in: Proceedings of Building Simulation 2011. Presented at the 12th Conference of International Building Performance Simulation Association, Sydney, pp. 2807–2814.
- ACTI14 David, M., Diagne, M., Lauret, P., 2012. Output and errors indicators for solar forecasting models, in: Proceedings of World Renewable Energy Forum (WREF) 2012. Presented at the World Renewable Energy Forum (WREF) 2012, American Solar Energy Society, Denver, Colorado, USA, pp. 831–836.
- ACTI15 Diagne, M., David, M., Lauret, P., Boland, J., 2012. Solar irradiation forecasting: state-of-the-art and proposition for future developments for small-scale insular grids, in: Proceedings of World Renewable Energy Forum (WREF) 2012. Presented at the World Renewable Energy Forum (WREF) 2012, American Solar Energy Society, Denver, Colorado, USA, pp. 4802–4809.
- ACTI16 Lauret, P., Diagne, M., David, M., Rolder, A., Muselli, M., Voyant, C., 2012. A Bayesian model committee approach to forecasting global solar radiation, in: Proceedings of World Renewable Energy Forum (WREF) 2012. Presented at the World Renewable Energy Forum (WREF) 2012, American Solar Energy Society, Denver, Colorado, USA, pp. 4354–4359.
- ACTI17 Garde, F., Scognamiglio, A., Basile, M., Gorgone, J., David, M., Palumbo, M.L., 2013. Sustainable low cost building envelopes in tropical countries and integrated design process: A case study in Cambodia, in: CISBAT 2013 Proceedings Vol. I - Cleantech for Smart Cities and Buildings. Presented at the CISBAT 2013, EPFL, Lausanne, Switzerland, pp. 109–114. doi:10.5075/epfl-infoscience-190600
- ACTI18 Bridier, L., David, M., Lauret, P., 2013. Optimal design of a storage system coupled with intermittent renewables, in: Proceedings of the World Renewable Energy Congress Australia 2013. Presented at the World renewable Energy Congress, Perth, Australia.
- ACTI19 David, M., Lauret, P., Diagne, M., Trombe, P.-J., 2014. Day ahead and intra-day solar forecasting applied to an insular site. Presented at the Energy & Environment Symposium Martinique, Fort de France, Martinique. **Conférencier invité.**
- ACTI120 Hernández-Torres, D., Bridier, L., David, M., Lauret, P., Ardiale, T., 2014. Optimal storage sizing for dedicated grid services using day ahead forecast data with renewable wave, wind and PV power. Presented at the Energy & Environment Symposium Martinique, Fort de France, Martinique.

2.3. Articles dans des congrès nationaux

- ACTN1 David, M., Adelard, L., 2006. Type 154 : Un nouveau générateur de données climatiques pour TRNSYS. Presented at the IBPSA France, Saint-Pierre, Reunion.

ACTN2 Martin, M., Garde, F., David, M., Adelard, L., Achard, G., 2008a. Prise en compte simultanée des exigences en éclairage naturel et des protections solaires dans les bâtiments en climat tropical. Presented at the IBPSA France, Lyon, France.

2.4. Rapports de contrat, mémoires et autres documents

- 1 David, M., 2002. Rafraîchissement solaire et capteurs solaires sous vide. Mémoire de DEA, Université de La Réunion.
- 2 Garde F., David M., Ottenwelter E., Ferjani N., Pothin E., 2004. PERENE Réunion, Règles de conception thermique et énergétique des bâtiments tertiaires et résidentiels adaptées aux zones climatiques de l'Île de La Réunion.
- 3 David, M., 2005. Développement d'un générateur de climat multi-variable. Application au programme Régional de réhabilitation des Ecoles Solaires. Optimisation énergétique de bâtiment. Mémoire de thèse, Université de La Réunion.
- 4 David M., Adelard, L., 2008. Estimation de la ressource solaire sur des plans inclinés, mesures par pyranomètres et cellules PV étalonnées – banc expérimental Géode PV. Rapport final tâche 2.3, projet ANR Performance PV France 2005.
- 5 Lucas F., David M., Célaire R., Picgirad F., Espero J.Y., 2008. Opticlim Réunion : Outil logiciel de diagnostic énergétique de la petite climatisation à La Réunion, Guide de l'utilisateur, ENERVAL-AIEE-ADEME.
- 6 Garde, F., David, M., Ottenwelter, E., Ferjani, N., Pothin, E., Lenoir, A., 2009. PERENE Réunion : PERformance ENÉrgétique des bâtiments à La Réunion, mise à jour 2009
- 7 David M., Morau D., Praëne J.P., Bègue B., 2009. Energie et Environnement dans le PLU, Recommandations pour l'élaboration des Plans Locaux d'Urbanisme, Île de Mayotte. Guide pour la rédaction des PLU, AIEE-ADEME.
- 8 Garde F., David M., 2009. Développement de nouvelles méthodes de modélisation et de conception pour des bâtiments à énergie positive en climat chaud. Rapport final, projet ENERPOS ANR-PREBAT 2006.
- 9 Garde, F., David, M., Lenoir, A., Ottenwelter, E., Ferjani, N., 2013. Mayénergie Plus, Développement d'une stratégie et d'outils pour l'optimisation de la qualité environnementale du bâtiment à Mayotte.
- 10 David M., Lauret P., Hernández-Torres, D., Bridier, L., 2014. SEAWATT-GRID. Etude de la valeur des services apportés par le stockage. Rapport final, projet ADEME SEAWATT-GRID 2011.
- 11 David M., Lauret P., Bridier, L., 2014.. Stockage hybride pour l'insertion des énergies renouvelables dans les îles. Rapport final WP2 Etude des services apportés par le stockage, projet FUI 11 ENERSTOCK.

3. Activités d'encadrement

3.1. Encadrement de thèses de doctorat

J'ai initié les thèses de Maïmouna H. Diagne et Laurent Bridier pour lesquelles je me positionne respectivement en tant qu'encadrant scientifique principal et co-directeur de la thèse. Ces 2 thèses sont actuellement en cours et seront soutenues en 2015. J'ai aussi

participé à l'encadrement de la thèse d'Aurélie Lenoir qui a été soutenue en mai 2013. Le détail de ces 3 thèses est donné ci-après.

Maimouna Hadja Diagne

Thèse CIFRE avec l'entreprise Réuniwatt

Sujet : Gestion intelligente du réseau électrique Réunionnais. Prévion de la ressource solaire en milieu insulaire

Début août 2011 – soutenance le 28 avril 2015

Encadrement :

- 50% - M. David (Encadrant scientifique)
- 40% - P. Lauret – (Co-directeur)
- 10% - R. Courdier (Co-directeur)

Articles associés (3 revues et 4 congrès) : ACL8, ACL11, ACL13, ACTI14, ACTI5, ACTI6, ACTI19

Laurent Bridier

Thèse sur projet FUI 11 ENERSTOCK

Sujet : Modélisation d'un système de production d'électricité d'origine renouvelable couplé à un stockage hybride

Début septembre 2011 – soutenance prévue fin d'année 2015

Encadrement :

- 50% - M. David (Co-directeur)
- 30% - P. Lauret (Co-directeur)
- 20% - D. Hernández-Torres (Postdoc)

Articles associés (2 revues et 2 congrès) : ACL9, ACL14, ACTI18, ACTI20

Aurélie Lenoir

Thèse CIFRE avec l'entreprise Imageen

Sujet : Confort en climat tropical, conception et exploitation de bâtiments « zéro énergie »

Soutenue le 12 mai 2013

Encadrement :

- 60% - F. Garde (Co-directeur)
- 30% - E. Wurtz (Co-directeur)
- 10% - M. David (membre du jury de soutenance)

Articles associés (2 revues et 2 congrès) : ACL4, ACL5, ACTI10, ACTI12

Luis Mazorra

Thèse à « Universidad de Las Palmas de Gran Canaria », Espagne

Sujet : Modèles de prévision du rayonnement solaire à partir de techniques de « machine learning ». Application à l'île de Gran Canaria.

Thèse en cours

Encadrement :

- 60% - F. Diaz (Co-directeur)
- 30% - P. Lauret (Co-directeur)
- 10% - M. David (Encadrant)

3.3. Participation à des jurys de thèse

J'ai participé en tant qu'examinateur au jury de soutenance de la thèse d'Aurélie Lenoir le 24 mai 2013.

3.2. Encadrement de post-docs et chercheurs

David Hernández-Torres

Docteur en Génie Electrique, G2ELab, Université de Grenoble

Sujet : Modélisation et optimisation technico-économique d'un système hybride composé d'un générateur houlomoteur de type PELAMIS avec un stockage d'énergie
juin 2013 – avril 2014

Financement projet ADEME/FEDER SEAWATT GRID

Articles associés : ACL14, ACTI20

Pierre -Julien Trombe

Docteur en modélisation et prévision pour l'éolien, DTU, Lyngby, Danemark

Sujet : Mathématiques financières et économétrie appliquée à la prévision très court terme de production photovoltaïque
octobre 2013 – avril 2014

Financement projet ADEME SOLFIN

Faly Ramahatana

Ingénieur en Génie Civil de l'IST, Antananarivo, Madagascar et Master 2 en Physique du Bâtiment et de l'environnement de l'Université de La Réunion

Sujet : Mathématiques financières et économétrie appliquée à la prévision très court terme de production photovoltaïque
septembre 2014 – juillet 2015

Financement projet ADEME SOLFIN

3.3. Encadrement de stages de Master et Ingénieur

Je participe régulièrement à l'encadrement de stages de recherche de Master ou d'élèves ingénieurs de dernière année. J'ai notamment encadré des stagiaires dans divers

domaines tel que la ressource solaire, la prévision et les bâtiments à faible consommation énergétique. Ci-après sont détaillés uniquement les stages pour lesquels j'ai assuré la fonction d'encadrant principal.

Sabrina Meddahi

Ingénieur ENSTA ParisTech en spécialisation Master EUREC Mines ParisTech

Sujet : Stockage hydraulique à La Réunion : projet Onergie

juin 2009 – novembre 2009

Financement entreprise Aérowatt

Article associé : ACTI11

Olivier Liandrat

Elève ingénieur Grenoble INP Ensimag

Sujet : Approche hybride pour la prévision d'ensoleillement à court et moyen terme à la Réunion

février 2012 – août 2012

Financement entreprise Réuniwatt

Faly H. Ramahatana

Master 2 Physique du Bâtiment et Environnement, Université de la Réunion

Sujet : Variabilité spatio-temporelle du rayonnement solaire à La Réunion

février 2013 – août 2013

Financement Université de La Réunion

Article associé : ACL12

Jean-Philippe Nebout

Master 2 ISI GST Université de Pau

Sujet : Evaluation de la ressource solaire sur des plans inclinés en vue de l'introduction massive de systèmes photovoltaïques connectés au réseau à La Réunion

mars 2008 – septembre 2008

Financement projet ANR Performance PV France

Sardonyx Enoka Randriatsarafara

DEA en énergétique, Université d'Antananarivo, Madagascar

Sujet : Evaluation de la ressource solaire vue par des cellules photovoltaïques en silicium polycristallin et par des pyranomètres sur le site de l'IUT de Saint-Pierre

février 2008 – avril 2008

Gabriel Fabre

Master 2 physique et sciences pour l'ingénieur, surveillance de l'environnement, Université du Sud, Toulon

Sujet : Répartition spatio-temporelle de la ressource énergétique solaire à La Réunion

mars 2009 – septembre 2009

Sans financement

Elodie Trouillefou

Mastère Optimisation des Systèmes Energétique (OSE), Ecole des Mines de Paris
Sujet : Dimensionnement d'un système de stockage pour garantir la production photovoltaïque : Le cas de l'île de la Réunion
Mars 2009 – septembre 2009
Financement EDF R&D

Jean Bourdeau

Master 2 Système complexe du bâtiment, Université de La Réunion
Sujet : Confort thermique en climat tropical, création d'un outil logiciel pour le tracé de diagramme de confort
mars 2008 – septembre 2008
Sans financement

Murielle Martin

Master 2 sciences et technologies, Polytech'Savoie
Sujet : Contradiction entre les protections solaires et la prise en compte de l'éclairage naturel
janvier 2008 – juin 2008
Financement projet ANR-PREBAT ENERPOS
Article associés (2 congrès) : ACTI7, ACTN2

4. Rayonnement et diffusion scientifique

4.1. Participation à des programmes nationaux et internationaux

Depuis mai 2012, je participe en tant qu'expert à la tâche 46 de l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) relative à la prévision et à la ressource solaire (IEA SHC Task 46: Solar resource assessment and forecasting) qui doit se terminer en 2017. Ce groupe de chercheurs internationaux se regroupe environ 2 fois par an. Je suis notamment impliqué dans la réalisation des objectifs des sous-tâches A (Solar resource variability) et C (Short term solar forecasting).

4.2. Conférencier invité

Dans le cadre de mes collaboration avec J. Boland de l'Université de South Australia qui est membre du comité organisateur du World Renewable Energy Congress (WREC), j'ai été invité par le Professeur Prof. Ali Sayigh (Chairman) à présenter mes travaux au congrès international WREC qui s'est tenu à Abu Dhabi en septembre 2010 (ACTI11).

En octobre 2012, j'ai été invité à présenter mes travaux recherche durant les « Rencontres prédictions » organisées par le pôle de compétitivité Capénergie à Aix en Provence.

En 2013, j'ai été invité à présenter mes travaux de recherche lors du Colloque Martinique Energie Environnement (CM2E) organisé par l'Agence Martiniquaise de l'Energie qui s'est tenu à Fort de France en mai 2014 (ACTI19).

4.3. « Reviewer » pour des revues internationales

Entre 2010 et aujourd'hui, j'ai participé au processus de validation et de correction d'une quinzaine de publications soumises aux journaux scientifiques suivants :

- Renewable Energy,
- Solar Energy.

5. Responsabilités scientifiques

5.1 Contrats de recherche

J'ai participé à de nombreux projets de recherche émanant de contrats publics (ANR, ADEME, OSEO/FUI) et aussi de contrats privés (Réuniwatt, Imageen). Ci-après, sont cités les principaux projets pour lesquels j'ai assuré le rôle de responsable scientifique pour le laboratoire PIMENT.

ENERSTOCK : Stockage hybride pour l'insertion des énergies renouvelables dans les îles

Coordinateur du projet : Quadran (anciennement Aérowatt)

Partenaires : EDF SEI, ARTELIA, MECAMIDI, SAFT, PIMENT, CremHyg (INP Grenoble)

Financement FUI de 2M€ (dont 130k€ pour PIMENT)

Durée : 46 mois (initialement 34 mois) du 1er mars 2011 au 31 décembre 2014

Participants PIMENT :

- M. David (Responsable scientifique) : réunions de coordination, rédaction des rapports, encadrement de thèse, étude de la faisabilité du couplage EnR intermittente et stockage en milieu insulaire (ACTI12)
- L. Bridier : modélisation du couplage EnR-stockage, optimisation technico-économique
- P. Lauret : suivi de thèse

DURASOL : Etude du vieillissement accéléré des composants et systèmes solaires photovoltaïques et thermiques et des corrélations climatiques via des plates-formes multi-sites.

Coordinateur du projet : CEA-INES

Partenaires : LaMCos, SPE, IM2NP, LPMM, PIMENT, EDF R&D

Financement ANR EQUIPEX de 9,250M€ (dont 290k€ pour PIMENT)

Durée : 88 mois (environ 7 ans) à partir du 1er septembre 2012

Participants PIMENT :

- M. David (Responsable scientifique) : réunions de coordination, rédaction des rapports, mise en place et suivi du banc de vieillissement de modules PV
- O. Marc : mise en place et suivi du banc de vieillissement de miroirs de Fresnel

SEAWATT Storage : Démonstrateur de stockage d'énergie offshore

Coordinateur du projet : SEAWATT

Partenaires : Armines, PIMENT, Ecole Centrale Nantes

Financement ADEME/FEDER de 1,332M€ (dont 42k€ pour PIMENT)

Durée : 38 mois (initialement 28 mois) du 28 juin 2011 au 28 août 2014

Participants PIMENT :

- M. David (Responsable scientifique) : réunions de coordination, rédaction des rapports
- D. Hernandez-Torres : postdoct contractuel en charge de la modélisation et de l'optimisation technico-économique

SOLEKA : Outil de prévision d'énergie photovoltaïque

Coordinateur projet : Réuniwatt

Partenaire : PIMENT

Financement dans le cadre d'une création d'entreprise de 20k€ pour PIMENT

Durée : 24 mois du 1er novembre 2010 au 31 octobre 2012

Participant PIMENT : M. David (réunions, rédaction des rapports, encadrement de stagiaires, étalonnage de sondes, développement de modèles)

SOLFIN : Prévision solaire par modèles financiers

Coordinateur du projet : Réuniwatt

Partenaires : PIMENT

Financement ADEME de 240k€ (dont 125k€ pour PIMENT)

Durée : 27 mois du 5 avril 2013 au 5 juillet 2015

Participants PIMENT :

- M. David (Responsable scientifique) : réunions de coordination, rédaction des rapports, développement et test de modèles
- P. Lauret : développement et test de modèles
- P.J. Trombe : postdoc contractuel sur 6 mois en charge du développement d'un modèle d'ondelette couplé à une prévision avec un modèle « exponential smoothing »
- F. Ramahata : chercheur contractuel sur 10 mois en charge du développement du modèle couplé ARMA-GARCH pour la prévision à très court terme de la moyenne et de la volatilité du rayonnement solaire

5.2. Organisation de colloques

En 2013, j'ai codirigé l'organisation de « International conference on solar forecasting in an insular context ». C'est un colloque scientifique sur invitation financé par la région Réunion qui s'est déroulé du 25 au 28 mars 2013. Cet événement a regroupé une vingtaine de chercheurs et industriels impliqués dans la prévision du rayonnement solaire dans les territoires insulaires. J'ai notamment encadré l'équipe en charge de la logistique et de la communication.

En 2014, j'ai codirigé la 5^{ème} rencontre des experts de la tâche 46 du programme IEA-SHC (IEA-SHC Task 46, 5th expert meeting) à La Réunion. Cette manifestation a

regroupé une trentaine d'experts internationaux les 15 et 16 avril 2014 sur le site de l'IUT de Saint-Pierre.

6. Activités d'enseignement

6.1 Responsabilités pédagogiques

Recruté en tant qu'ATER pour l'année universitaire 2005-2006, j'ai codirigé le montage de la Licence Professionnelle en Maîtrise de l'Énergie et Energies Renouvelables (MdE-EnR) de l'IUT de Saint-Pierre, Université de La Réunion. A partir de l'ouverture de cette nouvelle filière, en septembre 2006, j'ai assuré sa direction durant 3 ans jusqu'en juin 2009.

Recruté en tant que maître de conférences dans le cadre de l'ouverture de la spécialité bâtiment et énergie (B&E) de l'école d'ingénieur ESIROI de l'Université de La Réunion, j'ai endossé des charges administratives et pédagogiques importantes jusqu'à aujourd'hui. J'ai tout d'abord assuré le montage pédagogique de 2 des 3 années de formation du cycle ingénieur en tant que responsable d'année lors de l'ouverture de la 1ère et la 3ème année. Je suis aussi membre élu du conseil d'école depuis sa création. Enfin, j'assure aujourd'hui le rôle de responsable de la spécialité. Le résumé chronologique de mes charges administratives et pédagogiques est le suivant :

- 2010-2012 : responsable pédagogique de la 1ère année du cycle ingénieur spécialité B&E,
- 2012-2013 : responsable pédagogique de la 3ème année du cycle ingénieur spécialité B&E,
- 2013 à aujourd'hui : responsable de la spécialité B&E et responsable pédagogique de la 3ème année du cycle ingénieur spécialité B&E.

6.2. Enseignements

Depuis 2004, je dispense des enseignements dans les filières liées au Génie Civil de l'Université de La Réunion. Le tableau ci-après donne un aperçu non exhaustif des enseignements que j'ai réalisés.

Intitulés	Niveau	Type	Volume horaire
Outils informatiques en énergétique des bâtiment	3 ^{ème} année cycle ingénieur	CM/TP	4/16
Travaux pratique EnR solaires	3 ^{ème} année cycle ingénieur	TP	16
Acoustique des bâtiment	2 ^{ème} année cycle ingénieur	CM/TD/TP	10/10/12
Eclairagisme	2 ^{ème} année cycle ingénieur	CM/TD/TP	10/10/8
Outils informatiques en énergétique des bâtiment	2 ^{ème} année cycle ingénieur	CM/TD	8/12
Mécanique des structures	1 ^{ère} cycle ingénieur	CM/TD/TP	6/10/8

Mécanique des milieux continus	1 ^{ère} cycle ingénieur	CM/TD/TP	12/20/8
Thermodynamique	1 ^{ère} cycle ingénieur	TP	8
Mécanique des fluides	1 ^{ère} cycle ingénieur	TP	12
Méthodes numériques	1 ^{ère} cycle ingénieur	CM/TD	10/10
Thermique	1 ^{ère} cycle ingénieur	CM/TD/TP	8/8/12
Thermodynamique	Licence Pro	CM/TD	5/5
Bases du suivi instrumenté	Licence Pro	CM/TD	5/5
Physique du bâtiment	Master 2	CM/TD/TP	16/12/4
Climatologie appliquée	2 ^{ème} année Licence	CM/TD	6/12
Climatologie et conception bioclimatique	3 ^{ème} année Licence	CM	6
Outils de conception des bâtiments	3 ^{ème} année Licence	CM/TD/TP	10/8/20
Mécanique des structures	2 ^{ème} année Licence	CM/TD	16/24
Instrumentation scientifique	Master 2	CM	8
Thermodynamique	Licence Pro	CM/TD	6/6
Mécanique des structures	1 ^{ère} année DUT	CM/TD/TP	14/12/16
Mécanique des fluides	1 ^{ère} année DUT	TD/TP	12
Thermique	2 ^{ème} année DUT	TD/TP	12/8
Mécanique des fluides	2 ^{ème} année DUT	TP	8

Sélections de publications

Pour cette sélection, j'ai choisi 2 publications pour illustrer chacun des 3 thèmes de recherche sur lesquels j'ai travaillé jusqu'à ce jour.

1. Données climatologiques et bâtiment

David, M., Adelard, L., Lauret, P., Garde, F., 2010. A method to generate Typical Meteorological Years from raw hourly climatic databases. *Building and Environment* 45, 1722–1732. doi:10.1016/j.buildenv.2010.01.025

David, M., Donn, M., Garde, F., Lenoir, A., 2011. Assessment of the thermal and visual efficiency of solar shades. *Building and Environment* 46, 1489–1496. doi:10.1016/j.buildenv.2011.01.022

2. Prédiction du rayonnement solaire

Diagne, M., David, M., Boland, J., Schmutz, N., Lauret, P., 2014. Post-processing of solar irradiance forecasts from WRF model at Reunion Island. *Solar Energy* 105, 99–108. doi:10.1016/j.solener.2014.03.016

David, M., Andriamasomanana, F.H.R., Liandrat, O., 2014. Spatial and Temporal Variability of PV Output in an Insular Grid: Case of Reunion Island. *Energy Procedia* 57, 1275–1282. doi:10.1016/j.egypro.2014.10.117

3. Systèmes hybrides EnR intermittentes + Stockage

Bridier, L., David, M., Lauret, P., 2014. Optimal design of a storage system coupled with intermittent renewables. *Renewable Energy* 67, 2–9. doi:10.1016/j.renene.2013.11.048

Hernández-Torres, D., Bridier, L., David, M., Lauret, P., Ardiale, T., 2015. Technico-economical analysis of a hybrid wave power-air compression storage system. *Renewable Energy* 74, 708–717. doi:10.1016/j.renene.2014.08.070



A method to generate Typical Meteorological Years from raw hourly climatic databases

M. David*, L. Adelard, P. Lauret, F. Garde

Laboratory of Building Physics and Systems (LPBS), University of La Reunion, 40 Avenue de Soweto, 97410 Saint-Pierre, Reunion

ARTICLE INFO

Article history:

Received 27 October 2009

Received in revised form

26 January 2010

Accepted 27 January 2010

Keywords:

Weather generator

Typical weather files

Inconsistent climatic database

ABSTRACT

In order to assess the efficiency of buildings or renewable energy systems, simulation software needs relevant meteorological files. These weather data are generated thanks to statistical methods. Actually, these methods are derived to treat high quality hourly databases or monthly average of the weather parameters. When only inconsistent hourly database is available for a site, the meteorological file used for the energy simulations must be generated from the monthly averages.

This paper deals with a new weather data generation tool, Runeole, that is capable of generating a set of Typical Meteorological Year (TMY) data directly from inconsistent hourly databases. This C++ software is based on typical weather sequence analysis. It deals with the analysis and the generation process of stochastic continuous multivariable phenomena with frequency properties applied to a climatic database. The method is able to reproduce the time dependencies and the cross-correlations between different weather parameters. To do so, five weather parameters at least must be taken into account: air temperature, humidity, global solar radiation, wind speed and wind direction.

This paper introduces the methodology used and the analysis of the results given by the meteorological databases from different worldwide climates.

© 2010 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

The design of buildings, in terms of energy consumption and thermal comfort, is directly influenced by the climatic context. The design rules of construction must meet precisely the external local weather conditions. Moreover the forecasting of energy efficiency of buildings also needs an accurate and a simultaneous knowledge of a wide range of climatic parameters [5,10]. These weather parameters are solar irradiation, dry bulb temperature, humidity, wind speed and wind direction [7,8]. We also need to take into account the time dependency of these parameters. The current best way of taking into account the dynamic behaviour of the weather without being time consuming in terms of calculation time is the use of Typical Meteorological Years (TMYs). In order to size systems properly and to assess the energy demand of buildings, these TMYs should gather the long term trend and the daily fluctuations with an hourly time step.

The first means of investigation to derived TMY or Test Reference Year (TRY) data files is the selection of typical month through the Sandia's method [4,11]. But to get accurate TRY, this method

requires long term and consistent hourly weather databases that exhibit a minimum of gaps in the data. To select a month, CIBSE and ASHRAE agree on a maximum of 15% of erroneous and missing data for any single parameter [15]. So this method cannot be applied to most parts of the world where automatic weather stations that record hourly data are recent or where the climatic databases are inconsistent.

When only monthly means are available, TMY can be obtained by using a weather generator such as METEONORM [20] or TRNSYS Type 54 [12,23]. For METEONORM and TRNSYS Type 54, which are the most used, the deterministic part is commonly generated from the long term means associated with mean profiles or trigonometric functions. The way the weather data are generated has reduced significantly their accuracy for two reasons. First, these methods use some parameters that are site dependent. Second, the stochastic part is obtained by autoregressive functions. According to these methods, each parameter is split and studied independently from the others. The drawback of this split is that the estimation of the cross-correlations between some of the generated weather variables could not be realistic.

The aim of the method presented here is to generate TMY from inconsistent hourly weather databases. Such databases presenting too much missing data can't be used for the selection of typical month by the Sandia's method [11]. The method is able to reproduce

* Corresponding author. Tel.: +262 0262961647; fax: +262 0262962899.
E-mail address: mathieu.david@univ-reunion.fr (M. David).

Nomenclature			
$\varepsilon, \varepsilon'$	uniformly distributed random numbers	i, j	weather state indices
ρ_0	lag 0 correlation coefficient	k, l	weather parameter index
ρ_1	lag 1 correlation coefficient	K	number of weather parameters
σ	standard deviation	k_t	clearness index
C	weather state	N	number of weather states
C_0	lag 0 correlation matrix	p_i	marginal probabilities
C_1	lag 1 correlation matrix	p_{ij}	conditional probabilities
d	daily index	r'	residual part
DBT	dry bulb temperature ($^{\circ}\text{C}$)	r	residual part
Fp	repartition function of probabilities	RH	relative humidity (%)
G	hourly global horizontal irradiation (W m^{-2})	Ws	wind speed (m s^{-1})
G_d	daily global horizontal irradiation (Wh m^{-2})	Wd	wind direction ($^{\circ}$, north = 0°)
H	hourly index	X_k	value of the weather parameter k
		\bar{X}_k	average value of the weather parameter k

correlations between the artificial and measured weather data that cannot be obtained with the actual weather generators Meteororm and TRNSYS Type 154. In our approach, the typical weather sequences and their probabilities of transition obtained through long term measurements [18] are the deterministic parts of the climate. The stochastic part is obtained thanks to a correlative and autoregressive matrix function [16]. This process treats simultaneously all the weather variables under consideration. Therefore the time dependencies and the correlations between the climatic parameters are well reproduced. This method has been implemented in the C++ software named Runeole [6].

The approach used for the development of this synthetical outdoor climate is quite similar to that of common weather generators. The mathematical model generates new hourly data which have the same statistical properties as the measured data. In order to reproduce these statistical properties, the climate is divided into a deterministic part and a stochastic part.

In the following section, the mathematical model of outdoor climate will be presented. Then, we will focus on the accuracy of the generated data for a set of weather stations (Table 1) in Section 3. The interest of this new method of TMY generation will be discussed in Section 4.

2. Mathematical model of the weather generator

The main algorithm is described in Fig. 1. In the following subsections, we will explain in detail each step, beginning with the verification process.

2.1. Step 1: verification of the raw data

In order to detect simultaneously missing data and erroneous values, we first check whether the value of the different recorded weather parameters matches with their interval of definition

Table 1
Description of the meteorological weather stations.

City	Country	Period of record	Percentage of available days	Altitude (m)	Latitude	Longitude
<i>Tropical</i>						
Avirons	Reunion	2002–2006	95.59	180	21°14'24"S	55°19'36"E
Dzaoudzi	Mayotte	1991–2006	40.65	7	12°48'18"S	45°16'54"E
FAAA	Tahiti	1991–2006	55.53	2	17°33'12"S	149°36'30"W
Gillot	Reunion	1991–2006	86.58	8	20°53'30"S	55°31'42"E
Le Raizet	Caraiïbes	1991–2006	49.74	13	16°51'48"N	61°30'54"W
Ligne Paradis	Reunion	1997–2006	41.59	156	21°19'06"S	55°29'06"E
Matoury	Guyana	1991–2006	62.27	4	4°49'18"N	52°21'54"W
Piton Saint-Leu	Reunion	2000–2006	77.58	565	21°12'42"S	55°19'36"E
Saint-Paul	Reunion	1997–2006	57.94	186	20°58'30"S	55°19'30"E
Petit-Canal	Caraiïbes	1996–2006	29.55	35	16°24'18"N	61°28'54"W
<i>Temperate</i>						
Ajaccio	Corsica	1991–2006	85.24	5	41°55'00"N	8°47'30"E
Belfast	Ireland	1991–2005	87.92	63	54°39'51"N	6°13'28"W
Camborne	Cornwall (UK)	1991–2006	67.50	87	50°13'04"N	5°19'43"W
London	England	1991–2004	80.14	43	51°31'15"N	0°06'35"W
Corte	Corsica	1991–2006	55.15	362	42°17'54"N	9°10'24"E
Spezet	France	1994–2006	58.60	138	48°10'24"N	3°43'42"W
<i>Altitude > 1000 m</i>						
Bellecombe	Reunion	1998–2006	84.48	2245	21°13'00"S	55°41'12"E
Petite France	Reunion	1999–2006	62.85	1200	21°02'42"S	55°20'30"E
<i>Cold</i>						
Aviemore	England	1996–2006	86.92	228	57°34'33"N	3°49'06"W
Dumont D'Urville	Antarctica	1991–2006	48.56	43	66°36'42"S	140°00'00"E
Lerwick	Shetland (UK)	1991–2006	86.77	82	60°08'03"N	1°11'10"W
Port-Aux-Français	Kerguelen	1991–2006	39.02	29	49°21'06"S	70°14'36"E
Saint-Pierre	Saint-Pierre et Miquelon	1991–2006	28.19	21	46°45'54"N	56°10'42"W

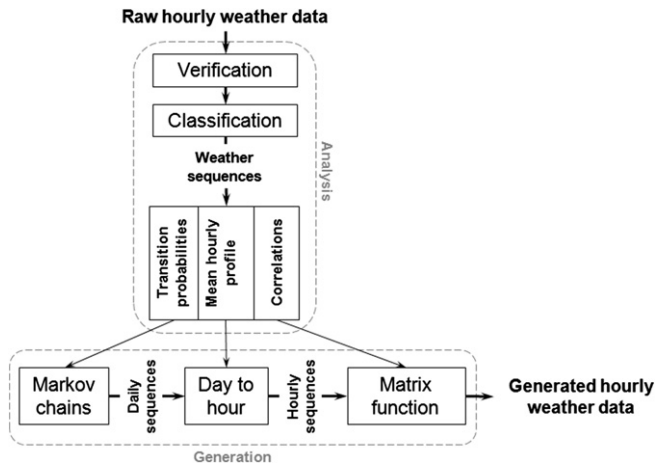


Fig. 1. Sketch of the outdoor climate mathematical model, Runeelc.

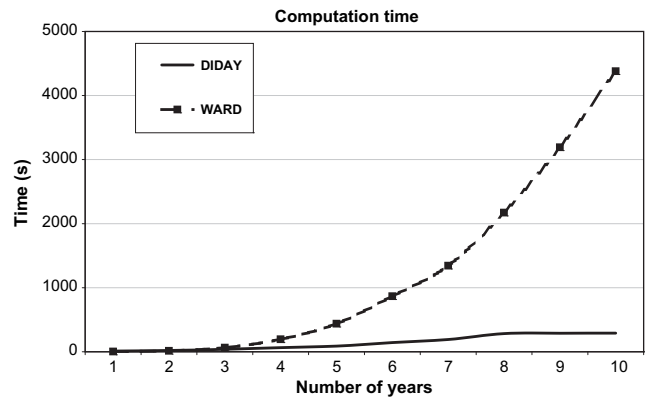


Fig. 2. Computation time of the two automatic classification methods.

(see Table 2). In agreement with the meteorological forecast utilities, a value of $-10,000$ has been defined denotes the missing data. This value is voluntarily out of range of the variables under study. Secondly, a test is applied to the global solar irradiation to detect whether a non-zero value appears at night and whether a zero value appears during daytime. This second test uses the solar elevation. A final test is done with the clearness index whose range must be $k_t \in (0;1.2)$. $1 < k_t < 1.2$ means that the values of the global irradiation can be greater than the extraterrestrial irradiation due to optical effects and cloud reflection.

The classification in weather sequences only uses full or complete days of data. In other words, if the test procedure detects at least one wrong or missing data, the selected day is not considered.

2.2. Step 2: classification of the data in typical weather sequences

The objective of the classification is to divide the database into typical weather sequences or in weather states characterized by an integer C. The weather state corresponds to the weather of the day: sunny, cloudy, windy, etc. Usually, the number of weather states C varies from 10 to 30 depending from the type of climate. For instance, Muselli [17], who has focused his research on irradiation, has defined 3 weather states. Richardson [21], who has worked on rainfall, has defined only two weather states (rain and no rain). In our case, we consider five weather parameters. The number of weather states is much higher. N is defined as the potential number of weather states.

Semi-automatic methods have already been tested for this purpose and exhibit pertinent results to treat large scale weather databases [22,17]. In our generator, two different methods of fully automatic classification are implemented [6]. The first one is a standard hierarchical classification [13] associated with a research module of the best partition in weather states inside the resultant classification tree. The second one is a fuzzy classification. Based on the Diday concept [14], the latter has been specially developed for

the presented weather generator. The main objective of this particular classification is the derivation of the most stable clusters. The mathematical model of the fuzzy classification is presented by David [6]. The results of these two methods are quite similar. The best improvement brought by the fuzzy method is a significant reduction of the computation time for a long term weather database (more than four years). Fig. 2 shows the computation time of these two automatic classification methods under a workstation with a processor Pentium P4 (2.8 GHz) and a memory of 512 kB. In order to generate the typical weather files, the fuzzy classification has been selected because of its short calculation time.

The obtained weather states are characterized by three indicators: the mean daily profile, the monthly transition probabilities and the correlations of the residual parts. The mean daily profile is derived with 24 hourly values of the five considered weather parameters. Each value $\bar{X}_{i,h}(k)$ is the average of the weather parameter k for the hour h of all the days that belong to the same weather state i. The average values $\bar{X}_{i,h}(k)$ are calculated for each hour of the day. Figs. 3–6 show mean daily profiles of the 3 main weather states for the month of January in La Plaine des Cafres. In order to make Figs. 3–6 easier to understand, not all the weather states of this month are shown for this example. Weather state I is typical of weather conditions of low pressure gradient. The sky is clear in the morning and clouds appear in the afternoon. The winds are thermal breezes. Weather state II corresponds to trade wind conditions with no clouds and regular wind from east (90°). Weather state III represents the tropical perturbations such as hurricanes. The low global irradiation is due to a thick cloud cover and abundant rainfalls. Strong winds can also occur.

For each month we estimate transition probabilities from historical data to describe the transition day to day from state i to state j. The monthly transition probabilities correspond to a square matrix ($N \times N$) where each data represents the time series probabilities of the weather states. Table 3 shows the marginal and transition probabilities for the same weather sequences as shown in Figs. 3–6. For example, there is a probability of 21.7% that the next day will be in weather state II if the current weather sequence is I.

Table 2
Checks carried out to test the quality of the raw data.

Checks	Weather parameters				
	Global solar irradiation, G ($W m^{-2}$)	Dry bulb temperature, DBT ($^\circ C$)	Relative humidity, RH (%)	Wind speed, Ws ($m s^{-1}$)	Wind direction, Wd ($^\circ$)
Range allowed	(0;1500)	($-273; +\infty$)	(0;100)	(0; $+\infty$)	[0;360]
Additional method	Detection of sunshine hours with the solar zenith angle Test if $k_t \in (0;1.2)$				

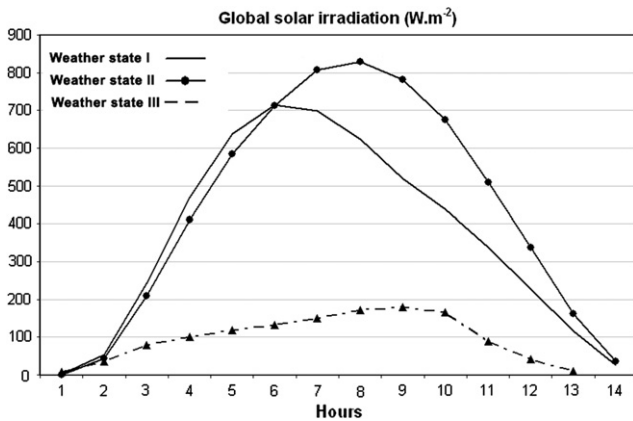


Fig. 3. Mean daily profiles of irradiation for the three main weather sequences for January in La Plaine des Cafres.

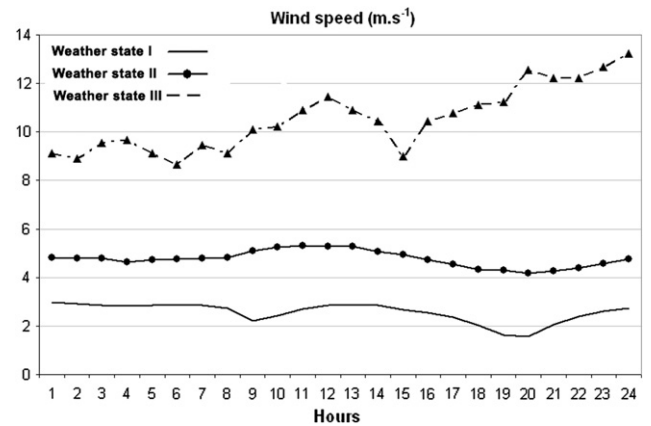


Fig. 5. Mean daily profiles of wind speed for the three main weather sequences for January in La Plaine des Cafres.

The transition probabilities also explain the possible repetition of a weather state. In Table 3 these repetitions are represented by the diagonal.

The residual parts r are calculated for each weather parameter. They correspond to the differences between the mean daily profile and the corresponding raw data. The residual parts are then used to determine the correlation between the weather parameters. Correlation matrices are derived from the residual parts (see Section 2.4). These matrices represent the time dependency and cross dependency between each weather parameter.

2.3. Step 3: daily generation of weather sequences by use of Markov chains

After a weather state classification, the daily generation of weather sequences series by first order Markov chains has already been tested and validated [21]. In the weather generator WGEN used for agricultural processes, Richardson used a two-state first order Markov chain to generate time series for wet and dry days. After a hierarchical classification of the daily irradiation, Muselli used the weather state number in a first order Markov model in order to generate synthetic daily horizontal irradiation series [18].

A stochastic model based on a first order Markov chain has been considered for this work. C and d represent respectively the weather state and the number of the day. If $C_d = i$, then the process is said to

be in state i at day d . We suppose that whenever the process is in state i , a fixed probability called p_{ij} exists and it denotes the probability that the process will next be in state j . The conditional distribution of any future state C_{d+1} is independent of past states and depends only on the present state, C_d . So, the value p_{ij} represents the probability that the process will, when in state i , next make a transition into state j . A first order Markov chain is used to synthesize daily weather sequences. The monthly time step is adopted to elaborate the matrices of marginal and transition probabilities. This particular partition of the year enables us to consider the seasonal fluctuations.

For the weather state of the first day of a month, this model starts with a uniformly distributed random variable ε in the range of $[0;1]$. This random number is compared to the repartition function Fp_i elaborated with the marginal probabilities p_i (equation (1)). The first chart of Fig. 7 gives an example of the process with the marginal probabilities of Table 3. The process generates the random variable $\varepsilon = 65\%$. The comparison of ε with the repartition function Fp_i selects the weather state II for the first day. For all the other days of the month, a new variable ε' is constructed using the same process and is compared to the repartition function of conditional probabilities p_{ij} called Fp_{ij} (equation (2)). For the example shown in the second chart of Fig. 7, the random number generated to select the second day is $\varepsilon' = 16\%$. ε' is compared with the repartition function of the weather state of the first day (II). Then the selected weather state of the second day is the state I.

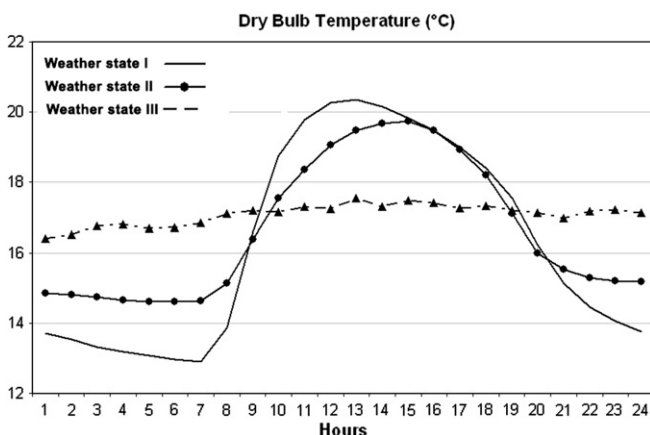


Fig. 4. Mean daily profiles of temperature for the three main weather sequences for January in La Plaine des Cafres.

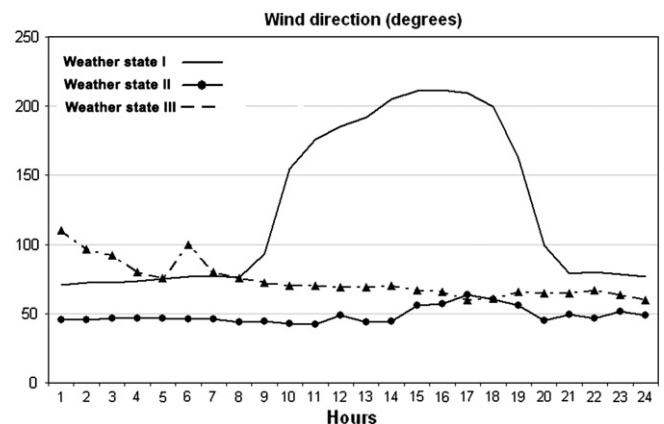


Fig. 6. Mean daily profiles of wind direction for the three main weather sequences for January in La Plaine des Cafres.

Table 3
Marginal and transition probabilities for the three main weather states for January in La Plaine des Cafres.

Weather states	Marginal probabilities (%)	Transition probabilities (%)		
		I	II	III
I	52.5	75.4	21.7	2.9
II	39.2	28	66	6
III	6.7	0	66.7	33.3

$$Fp_i = \sum_i^N p_i \quad (1)$$

$$Fp_{ij} = \sum_i^N p_{ij} \quad (2)$$

2.4. Step 4: generation of the hourly and multi-parameter data

The last step is the generation of hourly data using a multi-parameter approach. This generation reflexes the time dependencies and the cross-correlations between the weather parameters. The process, elaborated by Matalas [16], has been used by Richardson [21] to generate coherent daily values for solar irradiation, maximum and minimum dry bulb temperature. We used this process to perturb the mean daily profile by adding the residual parts r' of each parameter. $X_{h,d}(k)$ represents the output which will be used to generate the final TMY. $X_{h,d}(k)$ is determined by equation (3).

$$X_{h,d}(k) = \overline{X_{i,h}(k)} + \sigma_{i,h}(k) \cdot [A \cdot r'_{i,h-1}(k) + B \cdot \varepsilon_h(k)] \quad (3)$$

$\overline{X_{i,h}(k)}$ and $\sigma_{i,h}(k)$ are vectors whose elements are the K average values from the mean daily profiles and the K standard deviations

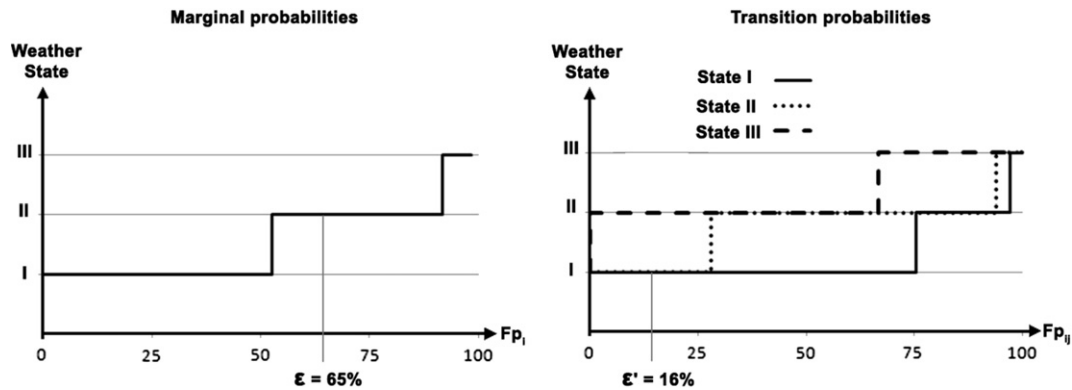


Fig. 7. First order Markov chain: selection of the first day with the marginal probabilities and the second day with the transition probabilities.

Table 4
Comparison between the long term average of recorded weather data and 1 year of generated weather data.

	DBT (°C)			RH (%)			G_d (Wh m ⁻²)			Ws (m s ⁻¹)			Wd (°)		
	Mes.	Gen.	MBE	Mes.	Gen.	MBE	Mes.	Gen.	MBE	Mes.	Gen.	MBE	Mes.	Gen.	MBE
<i>Tropical</i>															
Avirons	22.8	23.2	0.4	74.7	75.4	0.6	4765	4844	80	1.05	1.07	0.02	106	114	8
Dzaoudzi	26.6	26.7	0.1	78.2	78.3	0.1	5519	5554	35	3.53	3.46	-0.07	187	189	2
FAAA	26.5	26.4	-0.1	75.6	76.3	0.7	5345	5201	-144	2.92	2.92	0.00	128	130	2
Gillot	23.9	24.0	-0.1	72.2	72.1	-0.1	5383	5509	127	5.92	6.00	0.08	124	124	-1
Le Raizet	26.2	26.2	0.0	78.6	78.5	-0.1	5142	5237	95	3.35	3.22	-0.13	98	99	1
Ligne Paradis	22.6	22.7	0.1	76.3	76.3	-0.1	5610	5642	33	1.56	1.59	0.03	99	104	4
Matoury	26.3	26.3	0.0	82.3	82.3	0.0	4728	4784	56	2.46	2.59	0.13	92	90	-2
Piton St-Leu	19.6	19.5	0.0	83.7	84.6	0.9	4283	4158	-125	1.54	1.56	0.03	126	134	8
Saint-Paul	22.8	22.9	0.1	73.6	73.9	0.3	4599	4610	11	3.11	3.07	-0.05	169	196	1
Petit-Canal	26.1	26.1	0.0	70.3	70.1	-0.2	5688	5713	25	2.73	2.37	-0.36	116	119	3
<i>Temperate</i>															
Ajaccio	15.6	15.5	-0.1	73.5	73.4	-0.1	4390	4346	-44	3.41	3.43	0.02	131	131	0
Belfast	9.4	9.3	-0.1	83.1	83.1	0.0	2517	2484	-33	8.72	8.94	0.22	193	196	3
Camborne	11.1	11.0	-0.1	83.3	83.4	0.1	3019	2956	-63	10.36	10.40	0.04	193	192	-1
London	12.0	12.4	0.4	70.2	70.2	0.0	2660	2717	57	7.95	7.67	-0.28	192	198	6
Corte	13.7	13.7	0.0	72.8	73.5	0.7	4142	4221	79	1.44	1.36	-0.08	141	134	-7
Spezet	11.3	10.8	-0.4	85.0	85.2	0.2	3111	3050	-61	3.42	3.41	-0.01	180	178	-2
<i>Altitude > 1000 m</i>															
Bellecombe	10.8	11	0.2	No record			5309	5191	-119	3.53	3.66	0.12	141	142	1
Petite France	14.6	14.7	0.1	86.8	87.4	0.6	3126	3112	-14	2.33	2.31	-0.02	172	171	-1
<i>Cold</i>															
Aviemore	7.7	7.6	-0.1	80.1	80.7	0.6	2398	2370	-28	6.76	6.16	-0.60	187	183	-4
Antarctica	-11.0	-11.2	-0.2	59.4	59.1	-0.3	3016	2925	-92	8.87	9.01	0.14	130	129	-1
Lerwick	7.5	7.7	0.2	84.7	84.5	-0.2	2159	2089	-70	14.88	15.69	0.81	204	202	-2
Kerguelen	4.3	4.4	0.1	75.1	75.0	-0.1	2854	2878	24	9.69	9.66	-0.03	257	257	0
Saint-Pierre	5.3	5.1	-0.2	80.8	79.6	-1.2	3232	3179	-54	5.17	4.99	-0.18	190	190	0

Table 5

Comparison between the long term standard deviation of recorded weather data and 1 year of generated weather data.

	DBT (°C)			RH (%)			G (W m ⁻²)			Ws (m s ⁻¹)			Wd (°)		
	Mes.	Gen.	MBE	Mes.	Gen.	MBE	Mes.	Gen.	MBE	Mes.	Gen.	MBE	Mes.	Gen.	MBE
<i>Tropical</i>															
Avirons	3.5	3.5	0.0	10.1	9.1	-0.9	279	262	-17	0.95	0.83	-0.12	108	91	-17
Dzaoudzi	2.3	2.1	-0.2	9.4	8.4	-1.0	312	297	-15	2.11	1.75	-0.36	103	51	-52
FAAA	2.5	2.4	-0.1	9.0	8.3	-0.7	307	287	-20	2.10	1.70	-0.40	93	65	-27
Gillot	3.0	2.9	-0.1	10.5	9.0	-1.5	313	300	-13	2.66	2.43	-0.23	50	44	-7
Le Raizet	2.9	3.0	0.1	15.1	15.0	-0.1	290	282	-8	2.30	2.23	-0.07	63	66	3
Ligne Paradis	3.7	3.6	-0.1	12.4	12.2	-0.3	318	306	-12	1.47	1.40	-0.06	80	83	3
Matoury	2.7	2.6	-0.1	16.8	13.8	-3.0	276	265	-11	2.14	1.95	-0.19	83	51	-32
Piton St-Leu	3.4	3.4	0.0	8.9	9.1	0.2	249	228	-21	1.09	1.13	0.04	102	105	3
Saint-Paul	3.4	3.2	-0.2	10.8	9.0	1.9	270	242	-28	1.95	1.55	-0.40	105	69	-36
Petit-Canal	2.5	2.5	0.0	18.1	15.7	-2.4	318	314	-4	1.79	1.56	-0.23	71	59	-12
<i>Temperate</i>															
Ajaccio	6.8	6.6	-0.2	14.0	11.4	-2.6	267	256	-11	1.77	1.37	-0.40	95	81	-14
Belfast	4.9	4.6	-0.3	11.7	11.0	-0.7	175	156	-19	5.13	5.13	0.00	90	95	5
Camborne	4.2	3.7	-0.5	12.0	8.7	-3.3	206	183	-23	5.90	4.11	-1.79	103	67	-36
London	5.8	5.3	-0.5	14.9	12.3	-2.6	184	168	-16	3.65	2.37	-1.28	97	65	-32
Corte	6.9	6.9	0.0	8.5	8.3	-0.2	263	250	-13	1.66	1.17	-0.49	136	83	-53
Spezet	5.6	5.2	-0.4	14.0	12.3	-1.7	204	184	-20	2.31	1.82	-0.49	101	88	-13
<i>Altitude > 1000 m</i>															
Bellecombe	4.1	3.9	-0.2	No record			312	287	-26	2.32	2.20	-0.11	105	74	-31
Petite France	3.7	3.6	-0.1	10.1	7.7	-2.3	192	169	-23	1.21	0.90	-0.31	98	80	-18
<i>Cold</i>															
Aviemore	5.7	5.5	-0.2	13.6	11.0	-2.6	169	149	-20	5.17	3.17	-2.00	97	43	-54
Antarctica	7.1	6.9	-0.2	19.3	19.0	-0.3	206	179	-27	6.12	5.78	-0.34	54	74	20
Lerwick	3.8	3.0	-0.8	11.4	8.4	-3.0	159	134	-25	8.29	6.51	-1.78	96	70	-25
Kerguelen	3.7	3.2	-0.5	12.5	9.2	-3.3	197	175	-22	4.55	3.06	-1.49	82	55	-27
Saint-Pierre	7.3	6.7	-0.6	21.4	15.1	-6.3	222	206	-16	3.36	2.73	-0.63	107	100	-7

of the residual parts r for hour h of the weather state i generated by using the Markov chain model. $r'_{i,h-1}(k)$ is a vector whose elements are the residuals for hour $h-1$ of day i of the K considered parameters. In this case the residuals r' are the differences between

the mean daily profile and the generated data of the precedent hour.

$\varepsilon_h(k)$ is a vector of k independent random numbers that are normally distributed with a mean of zero and a variance of unity.

Table 6

Comparison of the lag 1 h autoregressive coefficients of recorded weather data and 1 year of generated weather data.

	DBT (°C)			RH (%)			G (W m ⁻²)			Ws (m s ⁻¹)			Wd (°)		
	Mes.	Gen.	MBE	Mes.	Gen.	MBE	Mes.	Gen.	MBE	Mes.	Gen.	MBE	Mes.	Gen.	MBE
<i>Tropical</i>															
Avirons	0.91	0.92	0.01	0.86	0.87	0.02	0.88	0.90	0.03	0.69	0.70	0.02	0.60	0.60	0.00
Dzaoudzi	0.89	0.92	0.03	0.86	0.91	0.05	0.89	0.92	0.03	0.82	0.94	0.12	0.52	0.83	0.31
FAAA	0.90	0.92	0.02	0.86	0.91	0.05	0.89	0.92	0.03	0.72	0.84	0.12	0.54	0.67	0.24
Gillot	0.92	0.93	0.01	0.84	0.86	0.02	0.90	0.91	0.02	0.83	0.89	0.05	0.66	0.69	0.03
Le Raizet	0.90	0.90	0.00	0.76	0.78	0.02	0.88	0.90	0.02	0.80	0.80	0.00	0.29	0.31	0.02
Ligne Paradis	0.91	0.90	-0.01	0.88	0.87	-0.01	0.90	0.91	0.01	0.80	0.73	-0.06	0.62	0.53	-0.09
Matoury	0.90	0.92	0.02	0.73	0.84	0.11	0.88	0.91	0.03	0.79	0.88	0.09	0.23	0.32	0.09
Piton St-Leu	0.90	0.88	-0.02	0.84	0.81	-0.02	0.86	0.87	0.01	0.70	0.61	-0.09	0.66	0.57	-0.09
Saint-Paul	0.89	0.92	0.03	0.86	0.91	0.04	0.86	0.91	0.05	0.83	0.90	0.08	0.44	0.67	0.23
Petit-Canal	0.89	0.91	0.02	0.88	0.89	0.01	0.90	0.91	0.01	0.83	0.90	0.07	0.69	0.85	0.16
<i>Temperate</i>															
Ajaccio	0.95	0.95	0.00	0.88	0.91	0.03	0.92	0.93	0.01	0.66	0.76	0.10	0.69	0.79	0.10
Belfast	0.95	0.95	0.00	0.90	0.89	-0.01	0.90	0.91	0.01	0.86	0.84	-0.02	0.74	0.68	-0.06
Camborne	0.95	0.96	0.01	0.89	0.95	0.06	0.91	0.94	0.03	0.83	0.96	0.13	0.75	0.94	0.19
London	0.96	0.96	0.00	0.93	0.96	0.03	0.91	0.94	0.03	0.83	0.93	0.10	0.75	0.90	0.15
Corte	0.95	0.95	0.00	0.91	0.93	0.02	0.91	0.93	0.02	0.76	0.84	0.08	0.34	0.46	0.12
Spezet	0.95	0.96	0.01	0.92	0.94	0.02	0.91	0.93	0.02	0.84	0.88	0.04	0.69	0.77	0.08
<i>Altitude > 1000 m</i>															
Bellecombe	0.92	0.93	0.02	No record			0.90	0.92	0.02	0.77	0.89	0.13	0.37	0.45	0.08
Petite France	0.91	0.93	0.02	0.79	0.87	0.08	0.82	0.88	0.06	0.57	0.75	0.18	0.57	0.74	0.17
<i>Cold</i>															
Aviemore	0.95	0.96	0.01	0.89	0.95	0.06	0.90	0.94	0.04	0.84	0.95	0.11	0.39	0.75	0.36
Antarctica	0.96	0.96	0.00	0.87	0.85	-0.02	0.95	0.95	0.00	0.89	0.87	-0.02	0.53	0.50	-0.03
Lerwick	0.95	0.96	0.01	0.85	0.92	0.07	0.91	0.94	0.03	0.89	0.94	0.05	0.72	0.85	0.13
Kerguelen	0.94	0.96	0.02	0.81	0.90	0.09	0.89	0.93	0.04	0.80	0.88	0.08	0.69	0.88	0.19
Saint-Pierre	0.96	0.96	0.00	0.84	0.81	-0.03	0.92	0.93	0.01	0.88	0.87	-0.01	0.75	0.71	-0.04

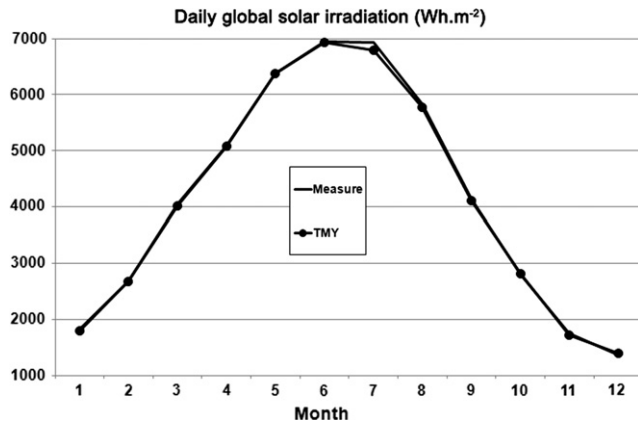


Fig. 8. Monthly averages of daily amount of solar irradiation of raw data and generated TMY for Corte (Corsica).

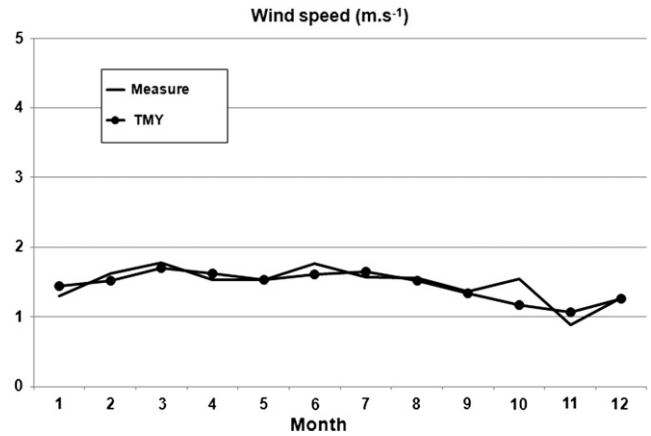


Fig. 10. Monthly averages of wind speed of raw data and generated TMY for Corte (Corsica).

A and B are $(K \times K)$ matrices whose elements are defined such that the new sequence has the desired serial correlation and cross-correlation coefficients. The use of equation (3) implies that the residual parts of the climatic parameters are normally distributed and that the autocorrelation of each climatic variable may be described by a first order linear autoregressive model. The accuracy of these choices or hypothesis will be examined in the following section.

The A and B matrices are determined from the residual parts r [16]. The residual parts are the differences between the mean daily profile and the raw data as defined in Section 2.2.

The superscripts -1 and T denote the inverse and the transpose of the matrix. C_0 and C_1 are the lag 0 and 1 covariance matrices. The residual series have unit variance. Then C_0 and C_1 are matrices containing the lag 0 and the lag 1 cross-correlation coefficients (equations (4) and (5)).

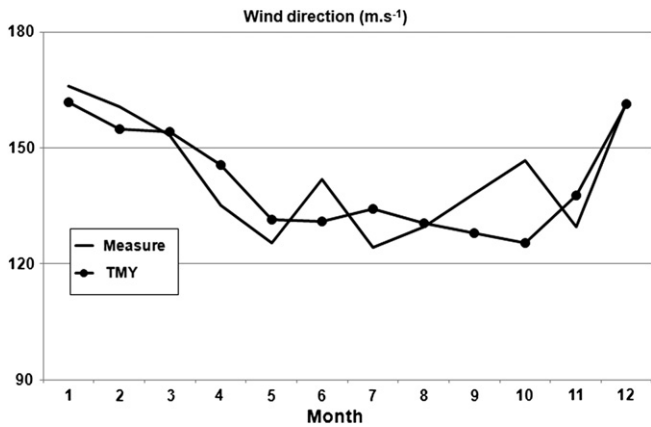


Fig. 11. Monthly averages of wind direction of raw data and generated TMY for Corte (Corsica).

$$A = C_1 \cdot C_0^{-1} \tag{4}$$

$$B = C_0 - C_0 \cdot C_0^{-1} \cdot C_1^T \tag{5}$$

$\rho_0(k,l)$ is the lag 0 cross-correlation coefficient between parameters l and k . $\rho_1(k,l)$ is the lag 1 cross-correlation coefficient between

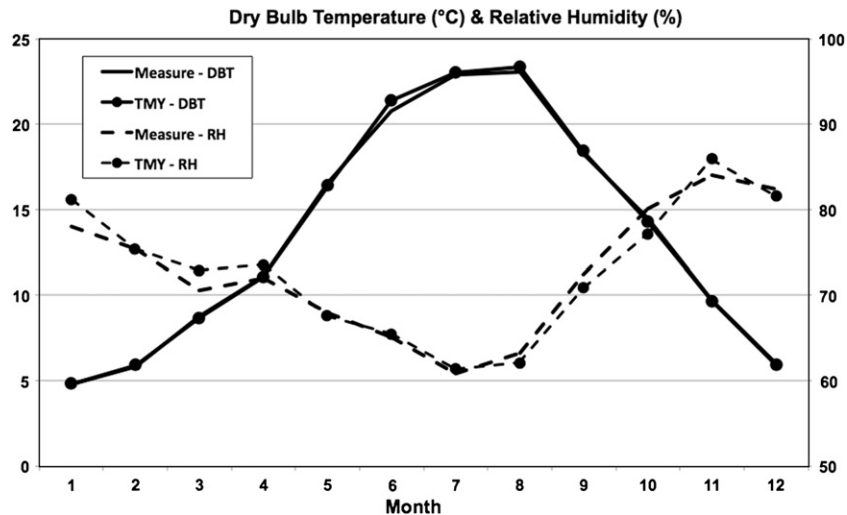


Fig. 9. Monthly averages of dry bulb temperature and relative humidity of raw data and generated TMY for Corte (Corsica).

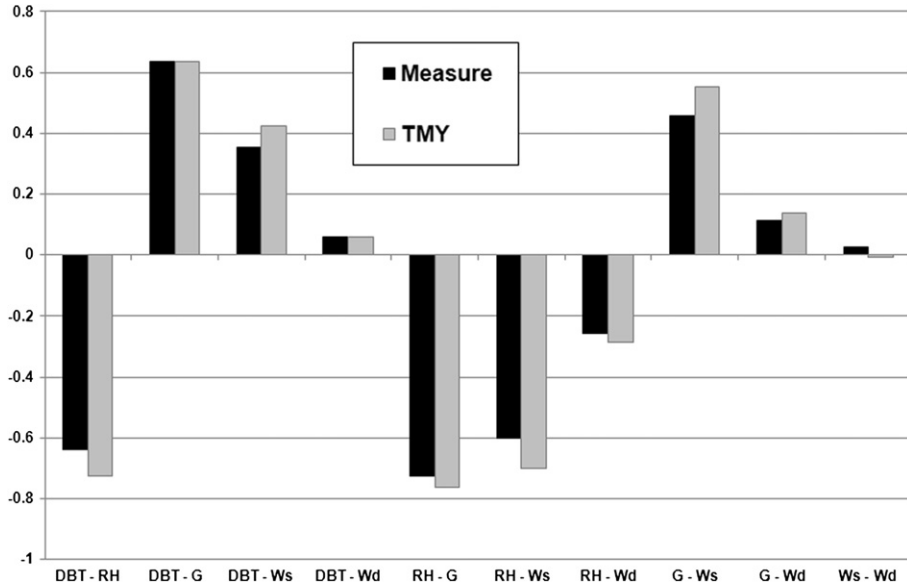


Fig. 12. Hourly cross-correlations of measured data and TMY for Corte (Corsica).

parameters k and l with variable k lagged 1 h in relation to variable l . And $\rho_1(i)$ is the lag 1 autocorrelation coefficient for the parameter i . C_0 is symmetric because $\rho_0(i,k) = \rho_0(k,i)$ (equation (6)). However, C_1 is not a symmetric matrix because $\rho_1(i,k) \neq \rho_1(k,i)$ (equation (7)).

$$C_0 = \begin{bmatrix} 1 & \rho_0(1,2) & \rho_0(1,3) & \rho_0(1,4) & \rho_0(1,5) \\ \rho_0(2,1) & 1 & \rho_0(2,3) & \rho_0(2,4) & \rho_0(2,5) \\ \rho_0(3,1) & \rho_0(3,2) & 1 & \rho_0(3,4) & \rho_0(3,5) \\ \rho_0(4,1) & \rho_0(4,2) & \rho_0(4,3) & 1 & \rho_0(4,5) \\ \rho_0(5,1) & \rho_0(5,2) & \rho_0(5,3) & \rho_0(5,4) & 1 \end{bmatrix} \quad (6)$$

Table 7
Comparison of the yearly statistics between measured data and TMYs generated with TRNSYS Type 54 and Runeole.

		Measure	TRNSYS	Runeole
DBT	Yearly average	23.96 °C	23.92 °C	23.86
	NMBD		-0.17%	-0.41%
	Standard deviation	3.05	4.35	2.91
	NMBD		42.62%	-4.96%
	Min	14.6 °C	6.47 °C	16.11 °C
	Max	33 °C	37.22 °C	32.27 °C
RH	Yearly average	71.97%	73.93%	72.71%
	NMBD		2.72%	1.03%
	Standard deviation	10.45	13.04	8.78
	NMBD		24.78%	7.52%
	Min	100%	100%	100%
	Max	27%	27.5%	39.31%
G_d	Yearly average	5401 Wh m ⁻²	5382 Wh m ⁻²	5356 Wh m ⁻²
	NMBD		-0.35%	-0.82%
	Standard deviation	315.34	319.14	299.96
	NMBD		1.21%	-4.88%
	Min	479 Wh m ⁻²	618 Wh m ⁻²	2588 Wh m ⁻²
	Max	8872 Wh m ⁻²	8096 Wh m ⁻²	8368 Wh m ⁻²
Ws	Yearly average	5.9 m s ⁻¹	5.93 m s ⁻¹	5.78 m s ⁻¹
	NMBD		0.51%	-1.71%
	Standard deviation	2.66	2.86	1.94
	NMBD		7.52%	-27.05%
	Min	0 m s ⁻¹	0.47 m s ⁻¹	0 m s ⁻¹
	Max	35 m s ⁻¹	19.3 m s ⁻¹	14.67 m s ⁻¹

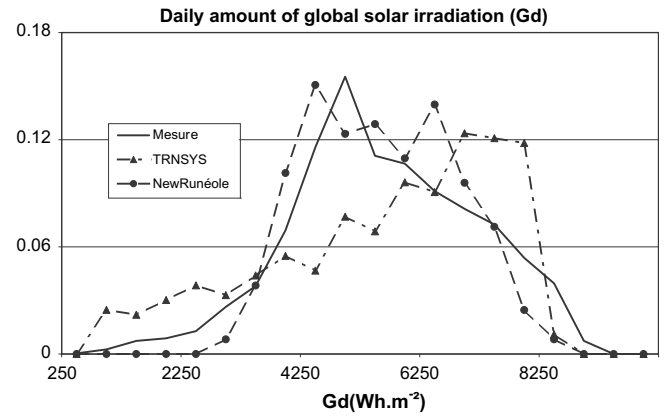


Fig. 13. Frequency distributions of daily amount of solar irradiation for measured data and TMYs generated with TRNSYS and Runeole.

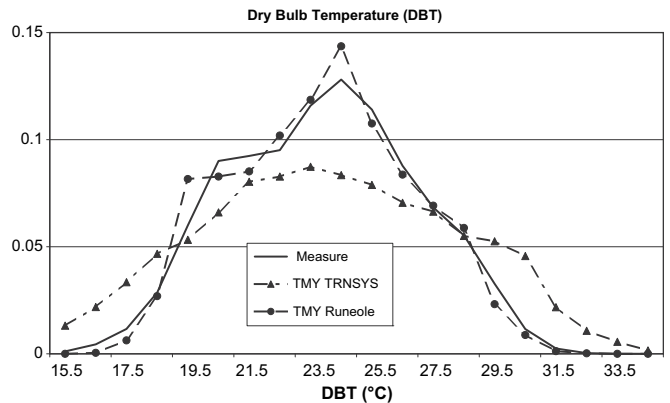


Fig. 14. Frequency distributions of dry bulb temperature for measured data and TMYs generated with TRNSYS and Runeole.

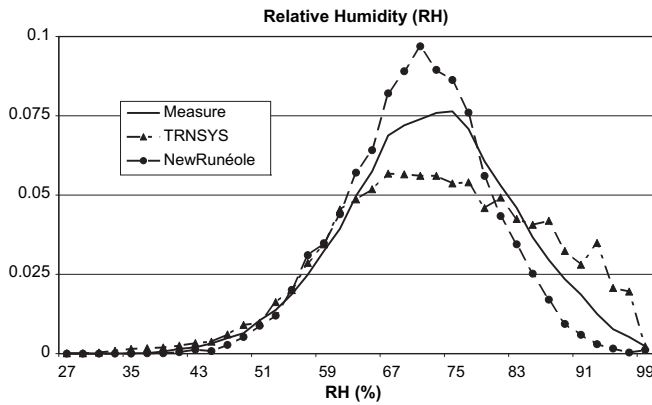


Fig. 15. Frequency distributions of relative humidity for measured data and TMYs generated with TRNSYS and Runeole.

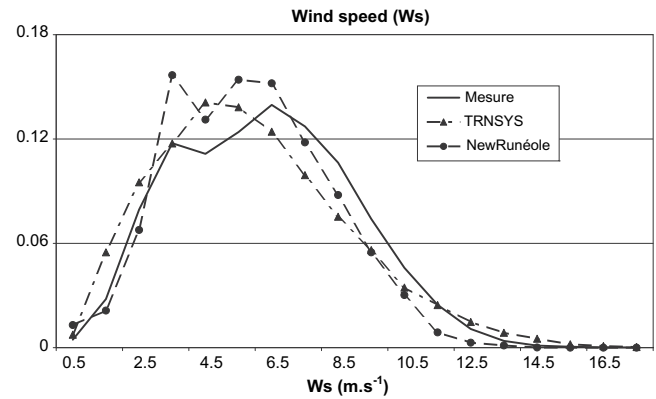


Fig. 16. Frequency distributions of wind speed for measured data and TMYs generated with TRNSYS and Runeole.

$$C_1 = \begin{bmatrix} \rho_1 & \rho_1(1,2) & \rho_1(1,3) & \rho_1(1,4) & \rho_1(1,5) \\ \rho_1(2,1) & \rho_2 & \rho_1(2,3) & \rho_1(2,4) & \rho_1(2,5) \\ \rho_1(3,1) & \rho_1(3,2) & \rho_3 & \rho_1(3,4) & \rho_1(3,5) \\ \rho_1(4,1) & \rho_1(4,2) & \rho_1(4,3) & \rho_4 & \rho_1(4,5) \\ \rho_1(5,1) & \rho_1(5,2) & \rho_1(5,3) & \rho_1(5,4) & \rho_5 \end{bmatrix} \quad (7)$$

3. Results and discussion

Tables 4–6 show the comparison for the main statistics between the generated data and the long term records of the weather parameters. The bias of the annual average of the generated data is around 1% with a maximum close to 5% for all the weather parameters (see Table 4). The standard deviation is mainly underestimated within a range of 20% for the temperature, the relative humidity and the global irradiation and a range of 30% for the wind (see Table 5). The lag 1 h autoregressive coefficient is generally overestimated with a better accuracy for the temperature, hygrometry and irradiance (less than 10%) than the wind parameters (less than 30%) (see Table 6). So, through this process of generation, the statistical properties of the temperature, the relative humidity and the irradiance are better reproduced than the wind speed and the wind direction. This generation method is better able to reproduce the weather parameters that exhibit a Gaussian shaped law of distribution of the residual part *r*. This result mainly comes from the method used for the perturbation of the hourly data.

In order to illustrate the yearly fluctuation of the weather parameters, Figs. 8–11 show the monthly means of measured data and the generated TMY for the station of Corte (Corsica). Realistic tendencies are reproduced for each weather variables. Fig. 12 exposes the lag 0 cross-correlations for the station of Corte (Corsica) Island. The TMY generally tends to overestimate slightly these correlations.

A comparison between TRNSYS Type 54 and Runeole is presented in Table 7 and Figs. 13–18. Two weather generators have been used to obtain TMYs for the station of Gillot located in Reunion Island (see Table 1). For this site, the two generators present the same ability to reproduce the long term averages, the standard deviations and the serial correlations of the weather parameters (see Table 7 and Fig. 17). The frequency distributions of the data generated with Runeole are closer to the measured data than the TMY obtained with TRNSYS (see Figs. 13–16). Fig. 18 shows that the weather generator of TRNSYS can't reproduce the dependencies between the weather parameters. The generation of realistic and accurate cross-correlations between the weather parameters is the main enhancement of the presented method.

The non stationarity of the parameters used in time series models have already been observed [19]. Parameters generally fluctuate within a daily or seasonal scale. The use of typical weather sequences and transition probabilities constructed on a monthly bases to set up Markov's chains permits to include these fluctuations inside the generation process.

Long period of records is usually needed to evaluate with accuracy the long term mean and the short term (hourly and daily) characteristics of climatic conditions. But the most popular weather generators can't reproduce simultaneously and accurately these long term mean and short term fluctuations. The statistical method [9] enables to estimate only average data. Time series methods [23,1,20] reproduce the long term means well, but can underestimate or overestimate the extremes values of the weather parameters.

The studies based on weather sequences analysis [2,18,6] tend to decrease significantly the number of recorded years needed to evaluate the average and extreme climatic conditions. Only four to five years are necessary to determine the possible weather states for a site. A period of measurements of five years is for many regions in the world too few years to get correct climatological statistics. Even if the accuracy is smaller, such an analysis offers usable results for building energy simulations.

The proposed method can be qualified as "learning method". The whole parameters of the generation process are determined from the analysis of the raw data. The combination of this learning method and the selected models confers particular behaviour to this weather generator.

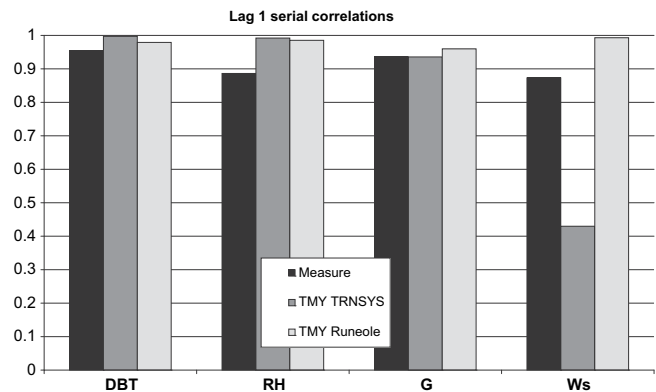


Fig. 17. Serial correlations of the weather parameters for measured data and TMYs generated with TRNSYS and Runeole.

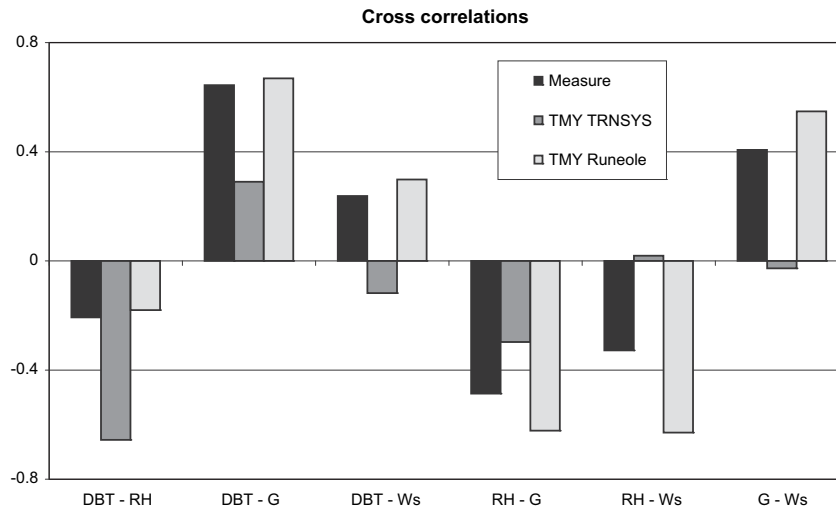


Fig. 18. Cross-correlations of the weather parameters for measured data and TMYs generated with TRNSYS and Runeole.

4. Conclusion and perspectives

The methodology used to generate TMY data files offers two major improvements. First, when an hourly weather database contains too many gaps in terms of missing data to use the Sandia method, an alternate method is available. This method is able to learn and reproduce some characteristics of the weather of the site that cannot be produced with simply using the monthly averages of the weather parameters. The generated data can also be obtained from a reduced period of records and still offers reasonable accuracy with respect to the principal statistical measures. With the reproduction of the real succession of weather states, the generated TMY offers realistic weather behaviour on the daily and hourly scales.

Second, the method permits a multi-parameters approach. The TMY files must reproduce a set of different weather parameters in order to simulate complex systems such as the buildings. The method presented here allows using TMY files which include realistic relationships between the different weather parameters.

The tool developed in this study has been used to create a large set of TMYs for Reunion Island which offers a wide variety of microclimates. These TMY files have been used to derive the future thermal standards for the French overseas territories [7]. This completely automatic method offers great possibilities when it is directly connected with an hourly climatic database.

In future work, a spatiotemporal interpolation can be set up from this weather generator. The method developed by Wilks [24] and detailed in Brissette et al. [3] from the random process of Markov chains can be applied to this outdoor model for the generation of data for locations for which no records are available. We conjecture that the weather states on a site depend on the weather states of neighbouring sites where data are available. So this method would require a multi-site classification and could generate an artificial and spatiotemporal climatic field.

A reader who is interested in TMY files generated by this method can download them at the following address: "<http://lpbs.univ-reunion.fr/>".

Acknowledgment

This research is supported by a grant from the Regional Council of Reunion Island. The weather data were supplied by the French forecast Utilities Meteo France and the British Atmospheric Data Center.

References

- [1] Aguiar R, Collares-Pereira M. TAG: a time dependant autoregressive Gaussian model for generating synthetic hourly radiation. *Solar Energy* 1992;48(3): 167–73.
- [2] Boullier P, Le Chapellier M. Weather types: an improved analysis. In *Proceedings of Colloque Météorologie et Energies Renouvelables*, Valbonne, France; 1984. p. 632–53.
- [3] Brissette FP, Khalili M, Leconte R. Efficient stochastic generation of multi-site synthetic precipitation data. *Journal of Hydrology* 2007;345:121–33.
- [4] Crow LW. Development of hourly data for weather year for energy calculation (WYEC). *ASHRAE Journal* 1981;23(10):37–41.
- [5] Cumali ZO. Spectral analysis of coincident weather data for application in building heating, cooling load and energy consumption calculations. *ASHRAE annual meeting*, n° 2159, Kansas City, Missouri; 1970.
- [6] David M, Adelard L, Garde F. Weather data analysis based on typical weather sequences. In: *Application: energy building simulation, of the ninth international building performance simulation association congress*, Montreal, Canada; 2005.
- [7] EN ISO 15927-1. *Hygrothermal performance of buildings – calculation and presentation of climatic data – part 1: monthly and annual means of single meteorological elements*; 2003.
- [8] EN ISO 15927-4. *Hygrothermal performance of buildings – calculation and presentation of climatic data – part 4: data for assessing the annual energy for heating and cooling*; 2003.
- [9] Garde F, Adelard L, David M. Elaboration of thermal standards for French tropical islands: presentation of the PERENE project. In *Proceedings of Clima 2005*, Lausanne, Switzerland; 2005.
- [10] Guan L, Yang J, Bell JM. Cross-correlations between weather variables in Australia. *Building and Environment* 2007;42:1054–70.
- [11] Hall IJ, Prairie RR, Anderson HE, Boes EC. Generation of a typical meteorological years for 26 SOLMET stations. Sandia Laboratories report, SAND 78-1601, Albuquerque, New Mexico, USA; 1978.
- [12] Knight KM, Klein SA, Duffie JA. A methodology for the synthesis of hourly weather data. *Solar Energy* 1991;46(2):109–20.
- [13] Lebart A, Morineau L. *Statistique exploratoire multidimensionnelle*. Paris: Dunod; 2000.
- [14] Lebart A, Morineau L, Fénelon JP. *Traitement des données statistiques*. Paris: BORDAS; 1982.
- [15] Levmore GL, Parkinson JB. Analyses and algorithms for new test reference years and design summer years for the UK. *Building Services Engineering Research and Technology* 2006;27(4):311–25.
- [16] Matalas NC. Mathematical assessment of synthetic hydrology. *Water Resource* 1967;3:937–45.
- [17] Muselli M, Poggi P, Notton G, Louche A. Classification of typical meteorological days from global irradiation records and comparison between two Mediterranean coastal sites in Corsica Island. *Energy Conversion and Management* 2000;41:1043–63.
- [18] Muselli M, Poggi P, Notton G. First order Markov chain model for generating synthetic "typical days" series of global irradiation in order to design photovoltaic stand alone systems. *Energy Conversion and Management* 2001;42: 675–87.
- [19] Nelson M, Hill T, Remus W, O'Connor M. Time series forecasting using neural networks: should the data be deseasonalized first? *Journal of Forecasting* 1999;18:359–67.
- [20] Remund J, Kunz S. *METEONORM handbook*. Bern: METOTEST; 2004.

- [21] Richardson CW. Stochastic simulation of daily precipitation, temperature and solar radiation. *Water Resources Research* 1981;17(1):182–90.
- [22] Sacré C. Automatic classification of meteorological days for energetic applications. In: *Proceedings of Colloque Météorologie et Energies Renouvelables*, Valbonne, France; 1984. p. 632–53.
- [23] TRNSYS. A transient simulation program. USA: Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison; 2000.
- [24] Wiks DS. Simultaneous stochastic simulation of daily precipitation, temperature and solar radiation at multiple sites in complex terrain. *Agricultural and Forest Meteorology* 1999;96:85–101.



Contents lists available at ScienceDirect

Building and Environment

journal homepage: www.elsevier.com/locate/buildenv

Assessment of the thermal and visual efficiency of solar shades

M. David^{a,*}, M. Donn^b, F. Garde^a, A. Lenoir^a^a PIMENT, University of La Reunion, 117 avenue du Général Ailleret, 97430 Tampon, Reunion Island, France^b Centre for Building Performance Research (CBPR), School of Architecture, Victoria University, Wellington 6001, New Zealand

ARTICLE INFO

Article history:

Received 11 October 2010

Received in revised form

4 January 2011

Accepted 20 January 2011

Keywords:

Thermal comfort

Visual comfort

solar shades

Low Energy Buildings

ABSTRACT

Solar shades are efficient architectural elements in order to reduce the thermal loads inside buildings. In one way, they can reduce significantly the energy needs of cooling systems. But in other way, they can decrease the visual comfort and increase the energy consumption of artificial lighting. Actually, the sizing of shading devices is mainly a thermal optimization process. The efficacy of solar shades must be assessed taking into account both thermal and visual point of view.

In this paper simple indices were proposed to compare the thermal and visual efficacy of different types of solar shadings in non-residential buildings. These indices can be derived from the results of numerical simulations that include thermal and daylighting analysis such as the EnergyPlus software. A typical office is studied in order to assess the efficacy of different types of solar protections. The use of the proposed indices made obvious the choice and the sizing of the most efficient solar shade for the case study.

© 2011 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

The design of low energy buildings in tropical climates and in warm climates normally focuses first on the quality of solar shading. Solar shading is the over-riding design feature needed to avoid overheating inside the building and thus decrease the cooling capacity of air conditioning. The capital cost of installation and the operating time of air conditioning systems can be reduced or avoided if solar shading is combined with architectural design features such as cross natural ventilation.

As reduction of the energy consumption of the building sector constitutes now a priority objective, consideration of natural lighting also is essential. This because lighting is a significant proportion of total energy use in many buildings, so replacing it with “free” light from a renewable source such as the sun brings about significant reduction in purchased energy loads. However, with natural light there is a second bonus. In spite of all technological advances in electric light in the past decade, the sun is still the coolest source of light available in buildings.¹ The problem is one of intensity: a 1.2 m long fluorescent lamp on the ceiling of a room will produce approximately 4500 lm [1]; whilst a one square meter skylight will have approximately 100,000 lm

impacting it in bright sun, and 20–30,000 lm on a cloudy day. When one is aiming for 200–500 lm per square meter (lux) on the working surfaces in a room, the problem of daylight is how to control the amount of this cooler source of light to the degree that is required.

Few building projects in tropic make the design of natural lighting a primary focus. The impact of solar protections on natural lighting has apparently not been widely studied. Only a few relevant references exist [2,3]. In certain buildings where care has been taken in design of solar protection, it is even possible that artificial lighting is required almost every day because the solar protection is too efficient. This results in increased energy use even though it had been thought during design that the optimum energy design had already been created with the solar protections to reduce cooling load of the air conditioning system. Good solar shade typically excludes all direct sun and much of the indirect light from the sky as well. An optimum design will be a compromise between effective solar protection and a suitable level of natural lighting. The ideal combination of both objectives in terms of reducing the overall building consumption is not obvious.

This paper presents a preliminary study of the simultaneous taking into account of solar shading and natural lighting in a typical room. The goal is to explore whether simple design guidance can be provided to designers that will assist them to balance solar protection and natural light. The room studied is an air conditioned office with a floor area of 12 m² and a single window.

After a brief review of typical indices used to evaluate the quality of natural light such as Daylight Factor, a simplified index

* Corresponding author. Tel.: +262 262961647; fax: +262 262962899.

E-mail address: mathieu.david@univ-reunion.fr (M. David).

¹ The efficacy of the sun has been reported as 100–130 lm W⁻¹ [EERE 2009]; while the current best efficacy of a fluorescent lamp is 70–90 lm W⁻¹.

combining solar shading efficacy and natural light effectiveness is presented. Then, the index is applied to the visual and thermal behaviors of a simple office. The utility of the index is evaluated by comparing the effect of solar shades size for two orientations that are sun exposed all the year in the south hemisphere: a north and a west-facing window.

2. Evaluation of the quality of solar protections

Some publications examine the dependence of the thermal loads reduction on the size of solar shading systems [4–6]. The solar shading coefficient C_m , presented in the following section, is developed for this purpose. But only a few articles present a coupling approach that integrates the visual comfort and solar protection [1] [3].

In high latitude countries, satisfactory illumination of office activities is often defined according to a particular “Daylight Factor” [7–9]. Daylight Factor in its simplest form is a ratio between two illuminances: that measured at a point inside, typically on a work plane such as a desk divided by that measured under an unobstructed sky outside. It is normally defined for overcast (cloudy) skies. Then it can be a theoretical value calculated for idealized overcast skies, or a measured value, calculated from two simultaneous measurements made inside and outside a building. It is assumed that a ‘typical’ overcast sky will have a standardised distribution of sky brightness that does not vary from season to season or from one to another window orientation.

Daylight Factor is not normally defined for sunny skies because it is very hard to generalize the sun position. The amount of light entering a window is dependent on the sun’s position in the sky; the amount of cloud in the sky, and its distribution; the time of day, and the time of year. No single Daylight Factor will suffice to summarize this.

The Daylight Factor is a simplified design index that assumes that a room designed to achieve a minimum Daylight Factor will have adequate light on those days when the illumination outdoors is higher due to the sun. It is also assumed that the direct sun is excluded entirely from a room. And finally, it is often assumed that the cloudy sky outside condition is typical of conditions on many workdays. But these requirements are established for temperate climates and they are not suitable for other latitudes. In order to evaluate the quality of solar protection and daylight new indices need to be set up – combining concerns for beam radiation protection as well as the need for supplementary artificial lighting to meet standards for work plane illuminance.

3. Indexes used

3.1. Solar shading coefficient C_m

A method to assess the solar shading coefficient was proposed by Garde [10]. This index allows determination of the performance

of the solar protection at glazing. This index is linked to the solar radiation load inside the room. The solar shading coefficient is merely the fraction of the beam solar irradiation (I_b) that impacts the glazing with and without the use of solar shadings (Eq. (1)). In order to elaborate the solar shading coefficient only the direct beam solar radiation is used because the solar ray is normally the principal concerns of solar protection design (Fig. 1). The closer the solar shading coefficient is to 0, the more effective the solar protection is.

3.2. Cooling energy demand

Solar protection influences overheating due to the penetration of solar radiation through windows and the amount of artificial lighting needed to deal with the shadows inside caused by the shades. If the one tends to decrease the cooling load, the other increases the internal loads. The cooling demand permits the evaluation of the thermal performance of the solar shading including both these two aspects. It is calculated for a typical meteorological year using a dynamic simulation tools that solve a thermal balance.

3.3. Daylight autonomy (DA)

As it was defined previously, the reference daylight factors used in northern countries are not adapted to tropical climates. The use of a parameter such as the daylight autonomy [11] turns out to be more suitable. Indeed, this coefficient quantifies for a typical period, the percentage of time when the required illumination is available on the work plane in terms of working requirements. Daylight autonomy is the amount of time that you can expect to reach a certain light level through the use of just daylight. In contrast to the more commonly used daylight factor, the daylight autonomy considers all sky conditions throughout the year. The daylight autonomy depends on the illuminance requirements of the user and the schedule of occupancy.

On the other hand, even if the daylight autonomy is independent of the installed electric lighting power and lighting control, the Daylight autonomy is directly linked with the energy consumption of the artificial lighting. The electric demand of the lighting decreases when the daylight autonomy rises.

The French Institute for Care and Health recommends a minimum level of illuminance of 300 lux for an office work. In this study, the daylight autonomy is calculated for this required illuminance of 300 lux.

3.4. Sun patch index on work plane (SP)

Glare is of necessity normally defined for a particular viewing angle. When calculating glare from ceiling lamps in an office for example, the lamp that is the potential glare source must be visible from the normal sitting position for people at their work desks. Similarly, for glare from large area glare sources, such as daylight windows, the angle of view facing the window is taken into account

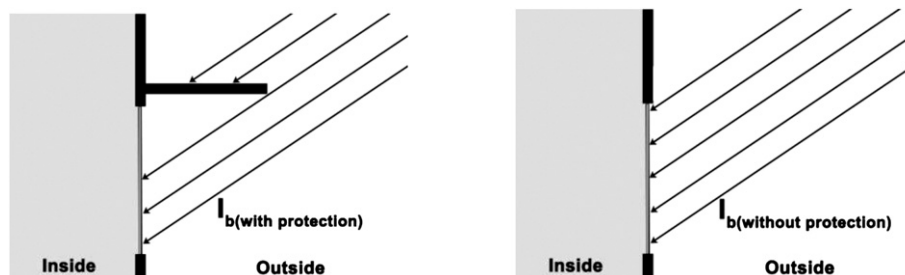


Fig. 1. Solar radiation on the window and calculation of solar shading coefficient.

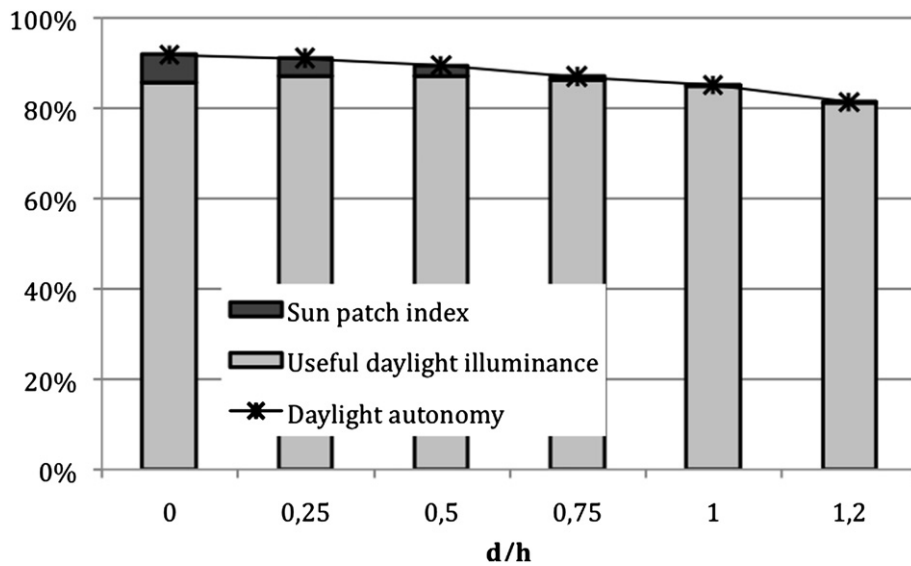


Fig. 2. Daylight visual comfort indices for different sizes of a simple overhang.

[12]. In normal office work, for this study it is assumed that a person would not normally look in the direction of the window but rather would focus on the work plane – the desk or computer screen.

Therefore, we propose to characterize glare potential as the likelihood of discomfort caused by the presence of a sun patch on the working plane. It is clear that sun shining into the eyes of an occupant is far more debilitating than sun reflecting off a desk or other work surface. However, neither are desirable in an office. This definition of a glare index based upon the presence of beam solar illuminance on the working area should also ensure that any person sitting in that working area also does not experience glare when they look up from their work task to relax their eyes looking out at the view – this latter ‘function’ being the other major human purpose of windows in buildings [13].

In order to evaluate the efficiency of the solar shading to prevent direct solar illuminance, this new index is calculated in the following manner: it is the ratio of the surface of the working area where the level of illuminance is higher than 8000 lux. This level of

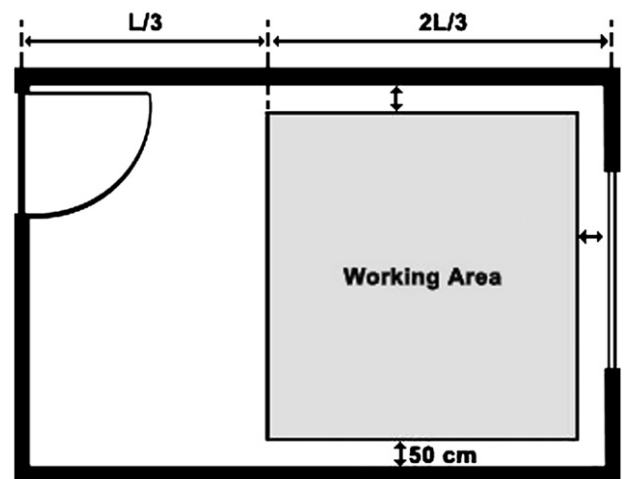


Fig. 4. Ergonomic place of the working area for the case study.

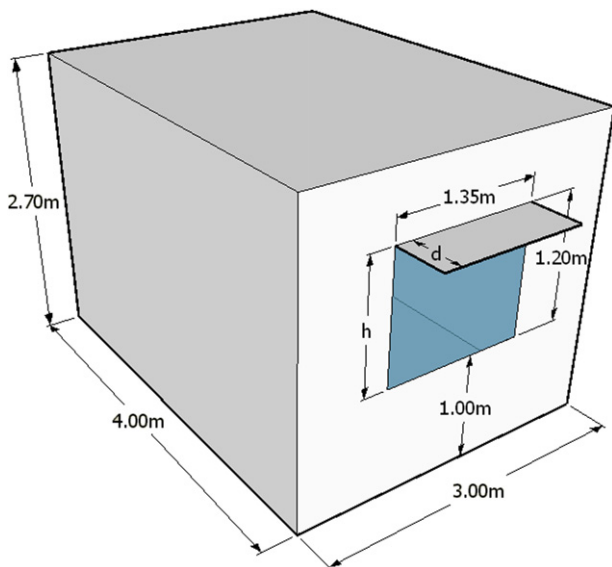


Fig. 3. Geometry of the case study.

illuminance corresponds to a value which is too high to only diffuse illuminance and too small to correspond to direct solar illuminance. This limit permits to detect a surface of the work plane affected by direct solar illuminance. A value closed to 0% for the sun patch index is needed in order to attest of the efficiency of solar shading.

3.5. Modified useful daylight index (UDI)

Proposed by Mardaljevic and Nabil in 2005, the useful daylight index is a dynamic daylight performance measure that is based on work plane illuminances [14,15]. As its name suggests, it aims to determine when daylight levels are ‘useful’ for the occupant, i.e. neither too dark (<100 lux) nor too bright (>2000 lux). The useful

Table 1
Annual weather statistics of the airport of Gillot (Reunion Island).

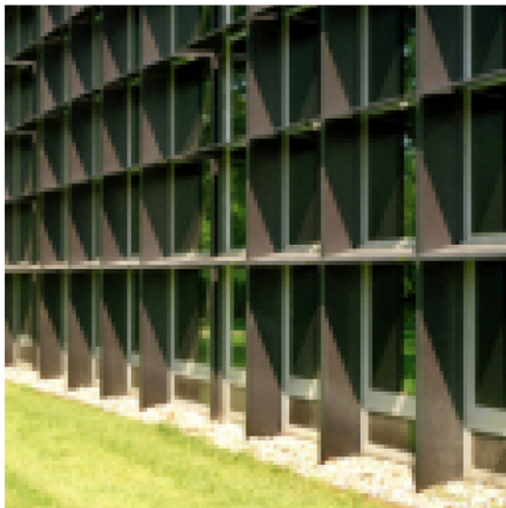
Mean dry bulb temperature	Mean relative humidity	Amount of solar irradiation	Mean wind speed	Amount of rain
23.9 °C	75.5%	1978 kWh m ⁻²	5.94 m s ⁻¹	1476 mm



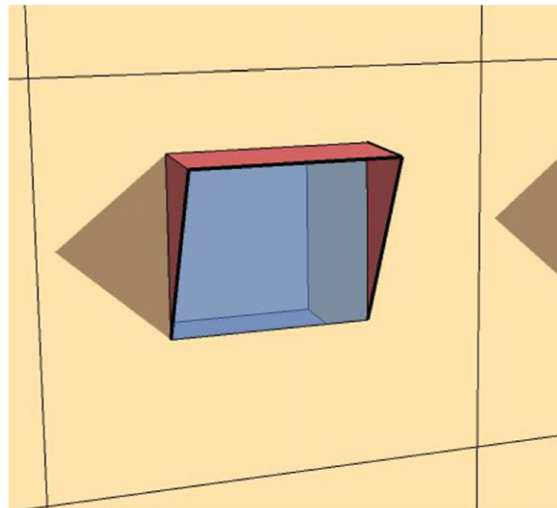
Simple overhang



Overhang with infinite width



Simple overhang + rectangular side fins



Simple overhang + triangular side fins

Fig. 5. Four types of solar shadings.

daylight index is calculated with the same process as the daylight autonomy. The UDI corresponds to the ratio of time when the illuminance observed on the work place is ranging between the two extreme values.

In order to link this index with the daylight autonomy and with the sun patch index on the work plane, we propose to use new extremes values to derive the useful daylight illuminance. The minimum level required for an office work is taken for the lower

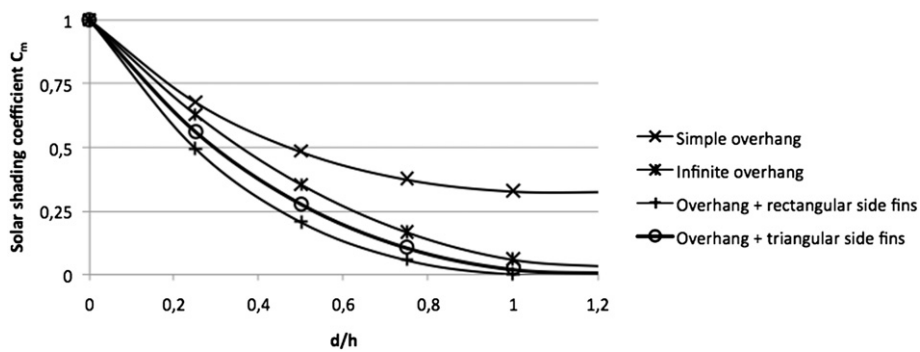


Fig. 6. Solar shading coefficient for different lengths of the solar shades.

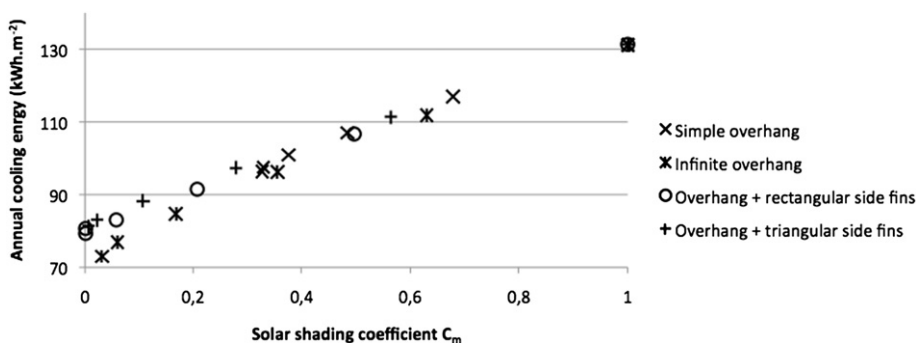


Fig. 7. Annual cooling energy as a function of the solar shading coefficient.

value of this interval, according to the calculation of the daylight autonomy. As defined previously, a level of 300 lux will be used. The upper limit corresponds 8000 lux which is taken from the sun patch index definition. This level of illuminance corresponds to direct beam solar irradiation on the work place.

Then the daylight autonomy is the sum of the useful daylight index and the sun patch index on the work plane (Fig. 2 and Eq. (2)):

4. Simulations

Thanks to the combination of the radiation models, the thermal algorithm [16,17] and the lighting ray tracing method Radiance [18], the EnergyPlus software allows study of the solar efficiency of the solar shading, the illuminance level at different points as well as the thermal loads of the room [19]. The sky radiance distribution is based on an empirical model based on radiance measurements of real skies, as described by Perez [20]. Even if EnergyPlus uses a zonal model to solve the thermal balance, the solar radiation distribution on the building is spatially defined. The shadow of a solar protection is accurately taken into account for evaluating the solar gains through windows and the illuminance inside a room. An ideal load air system is set up in order to evaluate the cooling load. This object of the EnergyPlus program permits to assess the theoretical thermal loads needed to achieve the thermal balance at any time step of the simulation. A grid of 100 points is used to determine the illuminance on the working plane.

The case study (Fig. 3) is a typical office of 12 m² design for one person. This room stands inside an office building and only the wall with the window is exposed to the exterior environment. The window-to-wall ratio (WWR) is 20%. This ratio corresponds to the recommend opening area for office buildings in the coastal part of Reunion Island [10]. The glass is a single clear sheet, 6 mm thick. The walls, floor and ceiling are in reinforced concrete of 20 cm. One

person, a computer with a power of 150 W and the lights are the internal loads. The sizing of the artificial lighting is sized at 10 W m⁻². The office schedule is from 8 h AM until 18 h PM with a break of 1 h for the lunch. The lighting has simple on/off control and is switched on when the illuminance in the center of the work plane is less than 300 lux.

Study of the whole area of the room is not suitable for an analysis of visual comfort. Inside a room some places are never dedicated to be working areas (e.g. behind the door and closed to the walls). For this study, we assume that the working area is defined for a good ergonomic situation of the office furniture (Fig. 4). So the area of study of the natural daylighting corresponds to the first two thirds of the room back from the window minus a dead band of 50 cm from the wall. The height of the work plane is 0.8 m. The interior light reflection off the wall and ceiling is 0.6 roughly equivalent to the lighting engineer's standards 0.7 to 0.8 for ceiling, and 0.5 to 0.6 for the wall. The floor has a reflectivity of 0.3.

To assess the level of illuminance at each point of the working area, a grid of 10 × 10 points is defined inside the EnergyPlus software. Each point is the center of a square surface and represents the mean level of illuminance of this elementary surface. In order to propose easy to use indices to compare the efficiency of different solar protection, the calculated daylight autonomy, sun patch index and useful daylight illuminance correspond to averages across these surfaces. These averages are derived from the yearly values of the indices calculated at each point on the grid.

The simulation site is the airport of Gillot, in the coastal part of Reunion Island. It is situated close to the tropic of Capricorn (20°53' south and 55°31' east). The climate is tropical with a high relative humidity (see Table 1). The design of the green buildings must take into account the warm weather and the great amount of solar irradiation of the site. The weather file used for the simulation is a Typical Meteorological Year generated for the PERENE project [10].

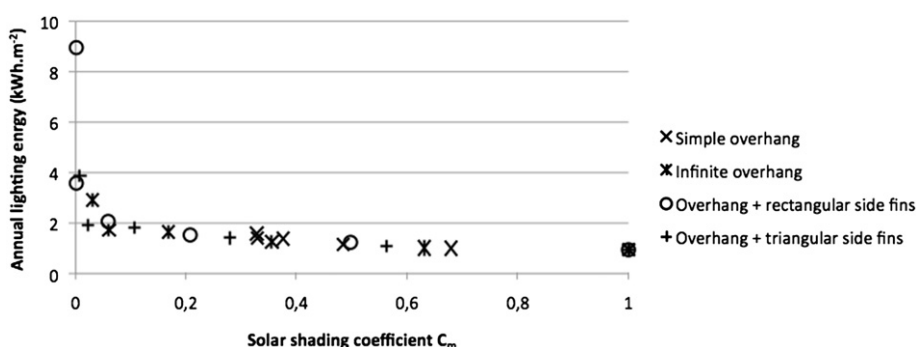


Fig. 8. Annual lighting energy as a function of the solar shading coefficient.

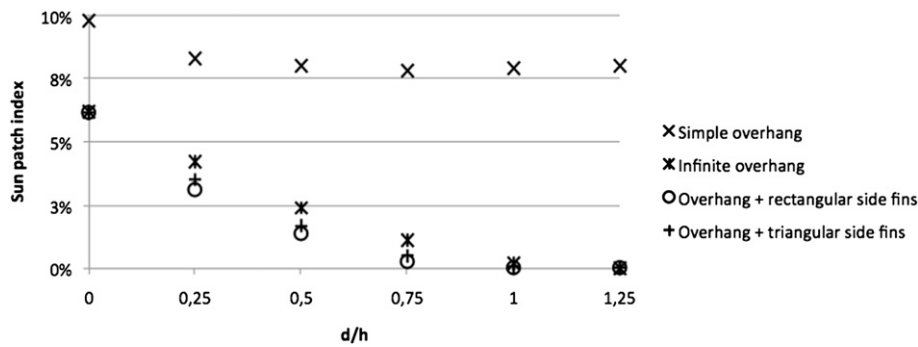


Fig. 9. Sun patch index for different lengths of the solar shades.

5. Comparison of solar shades for a north window

For this first case, four types of solar shading are considered (Fig. 5). All these protections are based on a simple overhang attached at the top of the window. The length d (Fig. 3) of the 4 shades is the unique geometric size parameter. To compare their capacity to reach both thermal and visual comfort, a variable length (d) of the solar protections is considered.

The objective of the simulations is to compare the efficacy of the four solar shades described in the last subsection. Energy consumption, thermal comfort and visual comfort are taken into account. A north-facing window is considered.

The reduction of the thermal gain of the office depends on the size of the solar protection. The greater the length of the solar protection is important the more the share of direct beam irradiation that passes through the window decreases (Fig. 6). The thermal behavior of the case study office is influenced by the amount of solar irradiation that enters the room. In our case, the annual cooling energy is almost proportional to the solar shading coefficient (Fig. 7). The length of the solar shades corresponds to design parameter used by the architects. The solar shading coefficient index could be taken to be the index that represents the thermal efficacy of the solar shades. For the following curves, the relative length (d/h) and the solar shading coefficient will be used as references (abscises). Using a geometric parameter such as the relative length, this comparison is intended to be of use to architects. Using the solar shading coefficient, which is link to the internal gains, the comparison is focused on a civil engineer audience.

The simple overhang has a lower capacity to reduce the thermal gains from the beam solar irradiation (Fig. 6). It exhibits a minimum solar shading coefficient of 30%. The other types of solar shades are more efficient. They may permit reaching a solar shading coefficient close to 0%.

In the case study, the increase in lighting energy demand does not influence significantly the thermal loads. Cooling energy needs are 20 times higher than the energy consumption of the lights (Fig. 8). For the four types of solar shades the link between the solar shading coefficient and the electric needs for the lights are quite similar. However, this information on the energy consumption of the lights is important for energy needs calculation, it does not inform the designers about daylight visual comfort.

Analysis of the sun patch index shows that the simple overhang is unable to remove discomfort due to direct beam irradiation on the work plane (Fig. 9). Analysis of the modified useful daylight illuminance demonstrates that the rectangular side fins reduce significantly the level of luminance of the room in comparison to the triangular side fins (Figs. 10 and 11). The best solar protection for the case study is clearly the overhang with an infinite width and a relative length equal to 1 (the length of the solar shading is equal to the height of the window). For this sizing, the solar shading coefficient and the sun patch index are around 0%. The modified useful daylight illuminance is 85%, only 2% less than the maximum useful daylight illuminance experienced for the any of the solar shades examined.

6. Sizing of louvers for a west window

For this second case, louvers with a different number of blades are considered (Fig. 12). The zenith angle of the solar rays that could enter through a west-facing window is high and louvers are considered as efficient solar shades for this orientation. The sizing of louvers mainly depends on the number of blades. For the case study, the height, the width and the angle of the blades are fixed (Fig. 12). The distance δ between two slats corresponds to the ratio of the height of the window to the number of blades. The aim of the analysis is to choose the optimal number of blades considering both thermal and visual behaviors.

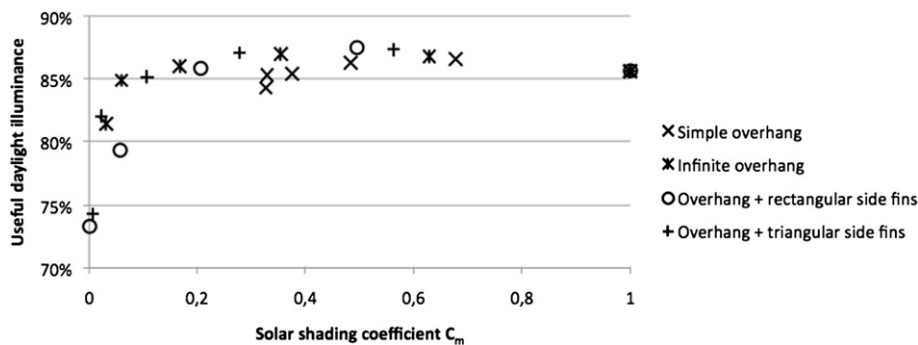


Fig. 10. Modified useful daylight luminance as a function of the solar shading coefficient.

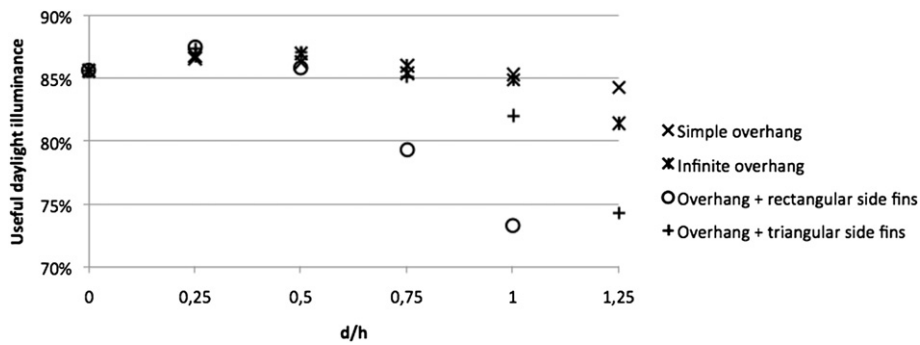


Fig. 11. Modified useful daylight illuminance for different lengths of the solar protections.

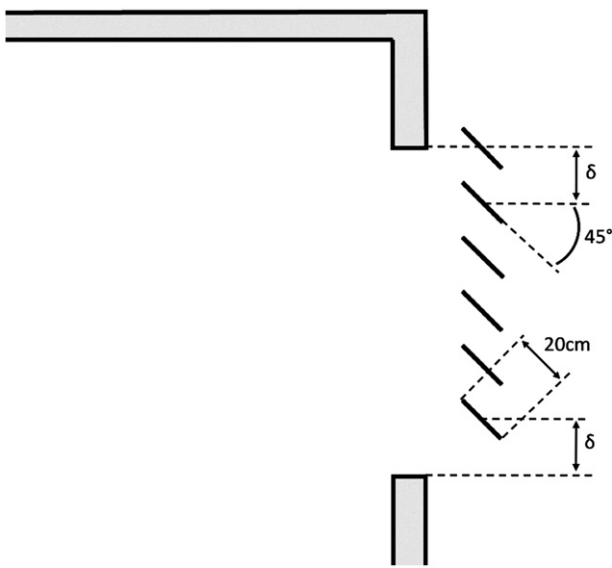


Fig. 12. Louvers dimensional characteristics.

Fig. 13 shows the useful daylight illuminance as a function of the solar shading coefficient and the number of blades. The curve presents three steps. From 0 to 3 blades, the useful daylight illuminance is greater than 80%. Between four and five blades, the useful daylight illuminance is near to 40%. Until five blades the solar shading coefficient decreases significantly while the number of slats increases. And finally, for more than 5 blades, the useful daylight illuminance is below 20% and the solar shade does not permit to reduce the amount of beam solar irradiation that enters through the windows. So, it is not necessary to overprotect the

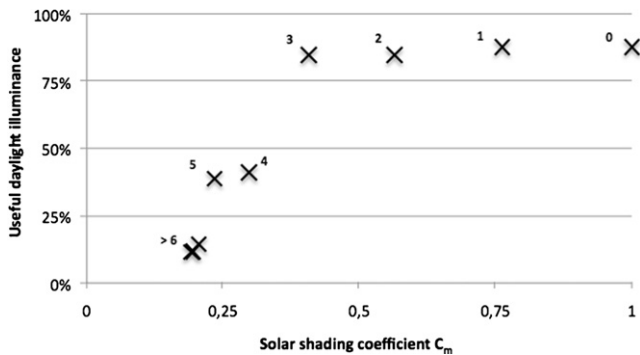


Fig. 13. Modified useful daylight illuminance as a function of the solar shading coefficient.

window with a louver that experiences more than 5 blades. It would reduce significantly the visual comfort from daylighting without improving the efficacy of the solar protection.

7. Conclusion

In order to set up a method to assess the efficacy of solar shades in terms of energy demand, thermal comfort and visual comfort, indices need to be developed. Few easy to understand indices, have been proposed that help design teams achieve this goal. The proposed solar shading coefficient reports the thermal efficacy of the solar protection. The visual comfort from daylighting is assessed by a modified useful daylight illuminance. These simple indices have been shown to permit the comparison of the energy and the visual behavior of the case study under different sizing regimes of four types of solar shades. The comparison made obvious the choice and the sizing of specific solar shading.

Using annual meteorological files such as TMYs, a building simulation generates hourly maps of illuminance. The analysis of daylighting provided by these maps can represent a long work. The proposed indices can be automatically generated from these maps. Timesaving could be obtained using these indices in order to optimize the sizing of solar shades.

Designers of green buildings must reach a numerous goals. Sometimes, targets seem to be opposite. This is the case of thermal comfort and visual comfort from daylighting when using solar shading. Even if more and more sophisticated tools permit all the phenomena inside buildings to be known, the proposed easy to use indices improve the dialog between the architects and the civil engineers. This allows the conversation about pro and cons of solar shades design ideas to be considered quickly and easily during the early stages of design.

Equations

$$C_m = \frac{I_{b(\text{with protection})}}{I_{b(\text{without protection})}} \quad (1)$$

$$\text{Daylight Autonomy} = \text{Modified Useful Daylight Index} + \text{Sun Patch Index} \quad (2)$$

References

- [1] Solid-State lighting program. US Department of Energy, www1.eere.energy.org; 2009. Energy Efficiency and Renewable Energy.
- [2] Tzempelikos A, Athienitis AK. The impact of shading design and control on building cooling and lighting demand. *Solar Energy* 2007;81(3):369–82.

- [3] Li DHW, Tsang EKW. An analysis of daylighting performance for office buildings in Hong Kong. *Building and Environment* 2008;43:1446–58.
- [4] Franzetti C, Fraisse G, Achard G. Influence of the coupling between daylight and artificial lighting on thermal loads in office buildings. *Energy and Buildings* 2004;36(2):117–26.
- [5] Afnor, EN ISO 15099: thermal performance of windows, doors and shading devices – detailed calculations; 2003.
- [6] Kuhn TE, Hler CB, Platze WJ. Evaluation of overheating protection with sun-shading systems. *Solar Energy* 2000;69(1):59–74.
- [7] IESNA lighting handbook. ISBN 0-87995-150-8. 9th ed. New-York: Illuminating Engineering Society of North America; 2000.
- [8] LEED-Canada NC version 1.0, reference guide. Canada: Canadian Green Building Council; 2004.
- [9] HQE-France. Référentiel pour la qualité environnementale des bâtiments. France: CSTB; 2008.
- [10] Garde F, David M, Adelard L, Ottenwelter E. Elaboration of thermal standards for French tropical islands: presentation of the PERENE project. In: *Proceedings of Clima 2005*, Lausanne, Switzerland; 2005.
- [11] Reinhart CF, Mardaljevic J, Rogers Z. Dynamic daylight performance metrics for sustainable building design. *Leukos* 2006;3(1):1–25.
- [12] Linney AS. Maximum luminances and luminance ratios and their impact on users' discomfort glare Perception and Productivity in Daylit offices, Thesis. New Zealand: Victoria University of Wellington; 2008.
- [13] Hopkinson RG. Glare from daylighting in buildings. *Applied Ergonomics* 1972;4:206–15.
- [14] Nabil A, Mardaljevic J. Useful daylight illuminance: a new paradigm to access daylight in buildings. *Lighting Research & Technology* 2005;37(1):41–59.
- [15] Nabil A, Mardaljevic J. Useful daylight illuminances: a replacement for daylight factors. *Energy and Buildings* 2006;38(7):905–13.
- [16] BLAST, building loads analysis system thermodynamics, user's manual. version 3. USA: University of Illinois, Urbana-Champaign, Blast Support Office; 1986.
- [17] DOE-2 Engineers manual. version 2.1A, LBL-11353. Berkeley, USA: Lawrence Berkeley Laboratory; 1982.
- [18] Ward G, Shakespeare R. Rendering with RADIANCE, the art and science of lighting visualization. Morgan Kaufmann Publishers; 1998.
- [19] EnergyPlus version 3.1 documentation EnergyPlus: the official building simulation program of the United States department of energy; 2009.
- [20] Perez R, Ineichen P, Seals R, Michalsky J, Stewart R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy* 1990;44:271–89.



Post-processing of solar irradiance forecasts from WRF model at Reunion Island

Maimouna Diagne^{a,b,*}, Mathieu David^b, John Boland^c, Nicolas Schmutz^a,
Philippe Lauret^b

^a Reunivatt Company, Reunion

^b PIMENT Laboratory, University of La Reunion, Reunion

^c Centre for Industrial and Applied Mathematics and the Barbara Hardy Institute, University of South Australia, Australia

Received 23 September 2013; received in revised form 6 March 2014; accepted 12 March 2014

Available online 4 May 2014

Communicated by: Associate Editor David Renne

Abstract

An efficient use of solar energy production requires reliable forecast information on surface solar irradiance. This article aims at providing a Model Output Statistics (MOS) method of improving solar irradiance forecasts from Weather Research and Forecasting (WRF) model.

The WRF model was used to produce one year of day ahead solar irradiance forecasts covering Reunion Island with an horizontal resolution of 3 km. These forecasts are refined with a Kalman filter using hourly high quality ground measurements. Determination of the relevant data inputs for the Kalman filter method is realized with a bias error analysis. The solar zenith angle and the clear sky index, among others, are used for this analysis.

Accuracy of the method is evaluated with a comprehensive testing procedure using different error metrics. The Kalman filtering appears to be a viable method in order to improve the solar irradiance forecasting.

© 2014 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Keywords: Solar irradiance forecasting; NWP; WRF; Model Output Statistics; Kalman filtering

1. Introduction

In Reunion Island, the threshold of 30% of intermittent renewables energy (wind power and photovoltaic) in the energetic mix has been achieved. Incoming solar radiation is the most important meteorological factor that influences the power production of a solar energy power plant. There is an increasing need for accurate solar forecasting methods

at different forecast horizons, say hourly or daily. It is helpful for operational control and optimization of some energy systems.

Solar power production is highly variable due to the extinction of solar radiation by clouds. Because of the intermittent character of the resource, it is important to know how much energy will be produced in the next days for the entire management of total power production from different sources and power delivery to customers. Therefore, the importance of a forecast of solar power production is evident for the entire energy industry.

At least two approaches allow the forecasting of solar irradiance. The first one consists of statistical models. It

* Corresponding author at: PIMENT Laboratory, University of La Reunion, Reunion.

E-mail addresses: maimouna.diagne@reunivatt.com, hadja.diagne@univ-reunion.fr (M. Diagne).

Nomenclature

GFS	Global Forecast System	MOS	Model Output Statistics
GHI	Global Horizontal Irradiance	NAM	North American Mesoscale Model
GHI_{Bird}	modeled GHI from Bird model	NWP	Numerical Weather Prediction
GHI_{meas}	measured GHI at the ground	QC	Quality Check
GHI_{wrf}	forecasted GHI from WRF	RMSE	Root Mean Square Error
IFS	Integrated Forecast System	SZA	Solar Zenith Angle
k_t^*	clear sky index	WRF	Weather Research and Forecasting
MAE	Mean Absolute Error		
MBE	Mean Bias Error		

is based on historical data. The second approach consists of Numerical Weather Prediction (NWP) models. NWP models can be global (IFS, GFS,...) or local (WRF, NAM,...) – see [Diagne et al. \(2013\)](#).

The use of NWP to forecast Global Horizontal Irradiance (GHI) has been extensively tested in [Lara-Fanego et al. \(2012\)](#), [Lorenz et al. \(2009a,b\)](#) and [Perez et al. \(2010, 2013\)](#); however, differences over a specific location usually arise in regions with changeable weather and typical partially cloudy days ([Lorenz et al., 2009b](#)). Post-processing methods are frequently applied to refine the output of NWP models like Model Output Statistics (MOS) in [Lorenz and Heinemann \(2012\)](#). Among the post-processing techniques, the Kalman filter has been used to refine the forecast of some weather parameters like solar irradiance – see [Pelland et al. \(2011\)](#) and [Galanis et al. \(2006\)](#).

In this work, the Kalman filtering method is used to improve the hour-ahead forecasted GHI from the measured GHI at the ground (GHI_{meas}) and the forecasted GHI from the Weather Research and Forecasting (WRF) model (GHI_{wrf}) of the current time. The day before, hourly day-ahead GHI is forecasted with WRF model ([Skamarock et al., 2008](#)). At the current time, the Kalman filtering, a post-processing method, is applied on GHI_{wrf} of the hour-ahead in order to improve GHI hour-ahead forecast. This hybrid method allows us to update the hour-ahead forecast of GHI from WRF forecasts done the day before and ground measurement performs taken at the current time. Our objective is to increase the accuracy of the solar irradiance forecast in Reunion Island for use in an operational setting.

2. Methods

The solar irradiance forecast method follows several steps as illustrated by [Fig. 1](#). First, we download forecasts of the Global Forecast System (GFS) model generated at 00h UTC from the NCEP web site ([NCEP, 2012](#)). Next, GFS data are used as input to the WRF model in order to downscale the spatial and temporal resolution of GFS forecasts. GHI forecasts from WRF are compared to ground measurements in order to evaluate forecast accu-

racy. In the last step, we apply a post-processing method like the Kalman filter in order to derived hour-ahead forecast using WRF output and ground measurements. In this way, the Kalman filtering algorithm allows us to correct the GHI of the next hour.

2.1. WRF setup

Parametrization of WRF differs slightly from previous work of [Lara-Fanego et al. \(2012\)](#). The model has been configured with the WRF Single-Moment 3-class micro-physic scheme ([Hong et al., 2004](#)), the RRTM scheme for longwave radiation ([Mlawer et al., 1997](#)), the Dudhia scheme for shortwave radiation ([Dudhia, 1989](#)), the MM5 similarity scheme for Surface Layer ([Paulson, 1970](#)), the unified Noah land-surface model ([Tewari et al., 2004](#)), the YSU planetary boundary layer scheme ([Hong et al., 2006](#)), and the Kain–Fritsch cumulus scheme ([Kain, 2004](#)). The time step of the model integration is 15 s. The time step of the radiative model is 3 min. Elevation and land cover data were provided by the digital terrain model from the United States Geological Survey ([USGS, 2012](#)).

2.2. WRF forecasts

The regional NWP WRF is used to forecast hourly surface solar irradiance on a day-ahead basis for one year from January 2011 to December 2011. The WRF configuration includes three two-way nested domains with horizontal resolutions of 27, 9 and 3 km ([Fig. 2](#)) in order to obtain a high resolution forecast. A variable distribution of one hundred vertical levels, with more levels near the surface, was applied. WRF is used to downscale the 30 h-ahead forecast of the GFS model. We do not take into account the first 6 h because we consider that the WRF model needs time to stabilize. The next 24 h correspond to the day-ahead forecast that interests us.

The temporal resolution is 5 min. The spatial resolution reaches about 3 km at the grid center, in Saint Pierre in Reunion Island. Forecasts were extracted for the variables and grid points of interest using the NCL programming language ([NCL, 2013](#)).

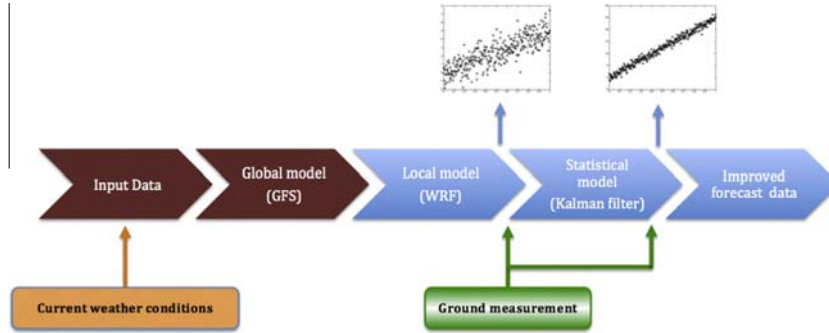


Fig. 1. Improvement of WRF forecasts through a Kalman filter post-processing technique.

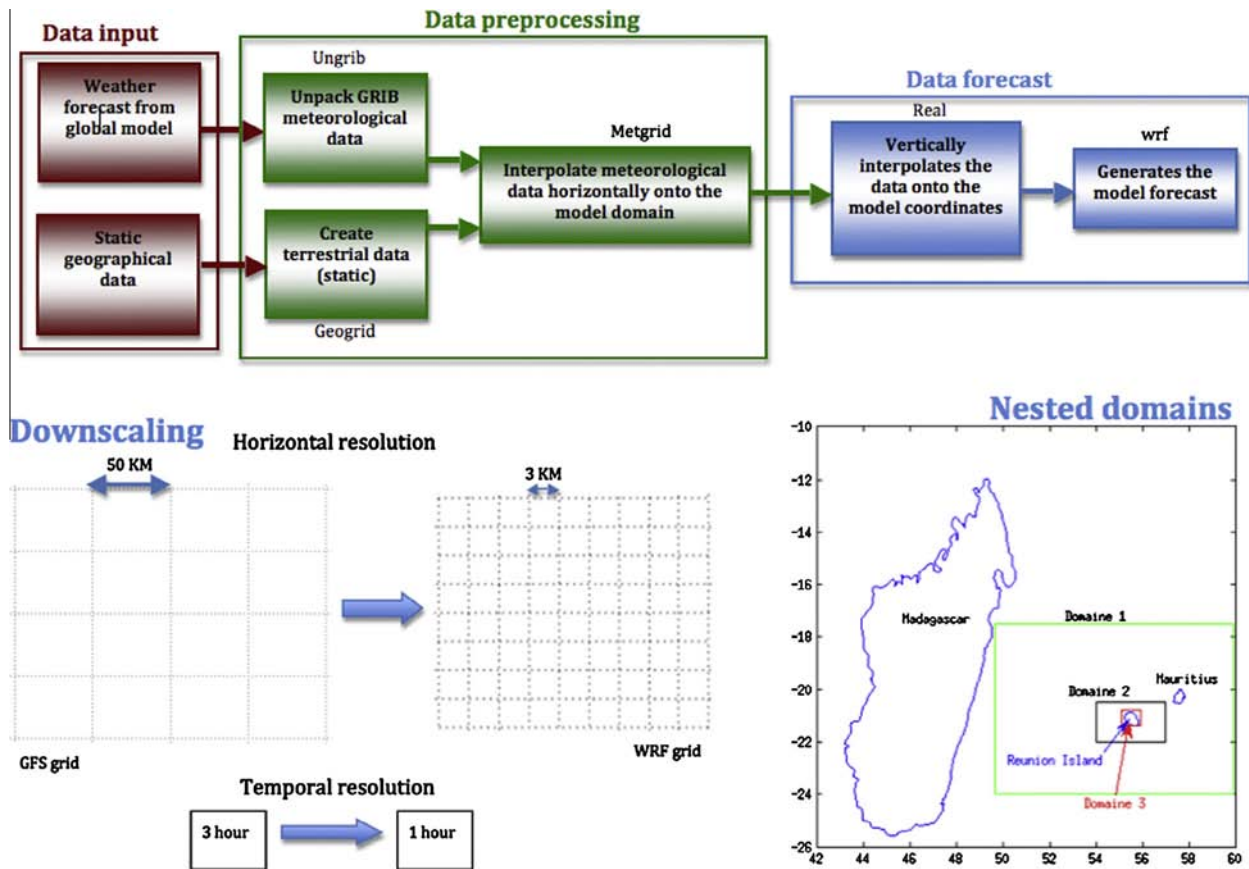


Fig. 2. Downscaling of temporal and spatial resolution of GFS data with WRF model.

Initial and boundary conditions were obtained from GFS forecasts. GFS data are available up to four times a day, at 0 UTC, 6 UTC, 12 UTC, and 18 UTC, and at time steps of 3 h and horizontal resolution of $0.5^\circ \times 0.5^\circ$ (NCEP, 2012). Only forecasts originating at 00 UTC in Grib2 format were considered herein because these are the most relevant for day-ahead PV forecasting in Reunion Island. Currently, our objective is to produce forecasts by 17h00 for each hour of the following day, which means that 00 UTC forecasts are the most recent forecasts available prior to the 17h00 deadline. The day-ahead forecast period corresponds to forecast horizons of 21 h of the current day to 21 h of the next day in the

GFS 00 UTC forecast because Reunion Island has a 4 h time difference.

In spite of this high resolution forecast, during cloudy days some discrepancies between model results and measurements were observed. These differences are mainly due to the difficulty to forecast the development of clouds and transport over a single location.

2.3. Ground data measurements

Modeled GHI results were compared against ground measurements. The ground stations are located in Saint Pierre ($21^\circ 20' S$; $55^\circ 29' E$) and Tampon ($21^\circ 16' S$; $55^\circ 30'$

Table 1
Locations, heights and instruments of ground measurement stations.

Station	Saint-Pierre	Tampon
Latitude	21° 20 S	21° 16 S
Longitude	55° 29 E	55° 30 E
Elevation	72 m	550 m
Sensor	CMP11 Kipp & Zonen	
Sampling	1 min average from 6 s records	
QC check	SERI-QC Maxwell et al. (1993)	
Precision	< 3%	

E) at the south of Reunion Island. These two sites are characterized by different microclimates due to their difference of elevation – see Table 1. The stations measure the Direct Normal Irradiance (DNI), the Diffuse Horizontal Irradiance (DHI) and the Global Horizontal Irradiance (GHI) each 6 s among others, reported as 1-min averages. The 1-h data used corresponds to the average of the previous 60 min measurements.

2.3.1. Missing data

Concerning the treatment of missing data, in case a day presents gaps, it is not taken into account for the study. The data is from January 2011 to December 2011. It has 34.52% of gaps for the Tampon site and 11% of gaps for the Saint Pierre site.

2.3.2. Quality check data

Measurement quality is an essential asset in any solar resource forecasting study. The two experimental sites are well maintained and have followed the radiometric techniques regarding calibration, maintenance and quality control. They are equipped with CMP11 Kipp & Zonen pyranometers that measure the three basic components of solar radiation GHI, DNI, and DHI. Each data point has been processed with the SERI-QC quality control software (Maxwell et al., 1993). SERI QC software has been developed by NREL for assessing the quality of solar radiation data by comparing measured values with expected values. This procedure is based on the relationship between the global and direct components of solar radiation. Based on knowledge of site operations, instrumentation, and calibration protocol, the precision in these measured data is calculated at about 3% in GHI.

2.4. Forecast accuracy

The accuracy measures used to evaluate solar forecasts vary. Benchmarking of solar forecasts has been examined in David et al. (2012). Following David et al. (2012), the criteria used to evaluate the forecast accuracy are the root mean squared error (RMSE), the mean bias error (MBE), and the mean absolute error (MAE) defined as:

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (x_{pred,i} - x_{obs,i})^2} \quad (1)$$

$$\text{MBE} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (x_{pred,i} - x_{obs,i}) \quad (2)$$

$$\text{MAE} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n |(x_{obs,i} - x_{pred,i})| \quad (3)$$

where $x_{pred,i}$ and $x_{obs,i}$ represent the i th valid forecast and observation pair, respectively. As the above definitions indicate, RMSE gives more weight to large errors, whereas MAE reveals the average magnitude of the error and MBE indicates whether there is a significant tendency to systematically over-forecast or under-forecast. When comparing different models in the training year, RMSE was used as the metric for minimization, that is, forecasts were trained with the goal of reducing the largest errors. Relative values of these metrics (rRMSE, rMAE and rMBE) are obtained by normalization to the mean ground measured irradiance of the considered period.

In order to compare the real clear sky conditions, characterized by the absence of clouds, to forecasted clear sky conditions, we calculate the clear sky index (k_t^*). It is defined as the ratio of the irradiance at ground level GHI_{meas} to the irradiance of a defined clear-sky model. The Bird model (Bird and Riordan, 1986) is used as the clear-sky model and the modeled GHI is noted GHI_{Bird} . For the forecasted k_t^* , GHI_{meas} is replaced by GHI_{wrf} in Eq. (4).

$$k_t^* = \frac{\text{GHI}_{meas}}{\text{GHI}_{Bird}} \quad (4)$$

Persistence is used as a benchmark to our proposed models. A persistence forecast is simply the assumption that the value for the next time step is the same as the present value. In our case, we use a persistence on the GHI values noted X_t in Eq. (5).

$$\hat{X}_{t+1} = X_t \quad (5)$$

To improve forecast accuracy, we apply post-processing methods. Five-minute WRF forecasts and one-minute ground station data were respectively averaged hourly. GHI values were excluded from the analysis when those were outside a physically plausible range. Solar forecast evaluation was restricted to solar zenith angle ranging from 0° to 80° which corresponds to daylight period.

2.5. Bias removal using a Kalman filter

The Kalman filtering is a two step predictor–corrector method that corrects and updates the estimated forecast error using the last observed error. It has been used extensively in a number of areas, including post-processing of NWP model outputs. Recently, Pelland et al. (2011) and Galanis et al. (2006) applied the Kalman filtering to bias removal in solar irradiance forecasts and wind speed forecasts, respectively. Following these authors, we investigated bias removal for irradiance forecasts by exploring different variations of their approaches. The most satisfac-

tory approach was found to be the one where the bias depends linearly on the forecasted irradiance ($GHI_{wrf,t}$) and the solar zenith angle (SZA). The Bias dependence to other input variables like hour of the day, temperature, humidity, pressure have also been assessed but their inclusion in the modeling process did not improve the accuracy of the method.

2.5.1. Kalman filtering algorithm

Let $x_{pred,t}$ be the state of the forecast error at time step t that is to be predicted. The subscript “ $pred,t$ ” is used to denote predictions for time t based on information available up to time $(t - 1)$. The system equation defines the time dependent evolution of x_{t-1} by a persistence of the current bias.

$$x_{pred,t} = x_{t-1} + w_t \quad (6)$$

Here w_t represents the random change from $t - 1$ to t and is assumed to be normally distributed with mean zero and variance W_t . The observable bias at time step t , y_t is assumed to be noisy, with a normally distributed random error term of v_t of variance V_t .

$$y_t = H_t x_t + v_t \quad (7)$$

Here H_t is a 3 column matrix. $H_t = \left[1, \frac{GHI_{wrf,t}}{1000}, \cos(SZA_t) \right]$.

The objective is to get the best estimate of x_t , which is termed $x_{pred,t}$, by projecting the error covariance ahead $P_{pred,t}$.

$$P_{pred,t} = P_{t-1} + W_{t-1} \quad (8)$$

For updating the estimate x_t , when the observed bias y_t becomes available, Eq. (9) is used:

$$x_t = x_{pred,t} + K_t (y_t - H_t x_{pred,t}) \quad (9)$$

where K_t is the Kalman gain and is determined by Eq. (10):

$$K_t = P_{pred,t} H_t^T (H_t P_{pred,t} H_t^T + V_t)^{-1} \quad (10)$$

And finally for updating the error covariance term Eq. (11) is used:

$$P_t = (I_{2 \times 2} - K_t H_t) P_{pred,t} \quad (11)$$

At any time t , the forecast bias can be estimated as:

$$bias_{pred,t} = 1000 \cdot y_{pred,t} = 1000 \cdot H_t x_{pred,t} \quad (12)$$

For a more complete description of the Kalman filtering and its application in post-processing – see Pelland et al. (2011).

The full set of variables, used in the Kalman filter procedure, is shown in Fig. 3, as well as the equations used in the iterative predict and update algorithm.

The bias correction using the Kalman filtering method is done in an operational way from comparison of forecast with near real time solar irradiance observation. A period of training is not necessary for constructing the model.

2.5.2. Initial values of Kalman filtering algorithm

Initial values for the Kalman filtering algorithm have been determined based on Galanis et al. (2006). The choice of initial values has been fixed taking into account the fact that they should not seriously affect the final performance of the Kalman filtering algorithm.

More precisely, the initial value of the state vector x is $[000]$, assuming, in this way, that the initial bias of the forecasting model in use is non-systematic: $y_0 = v_0$ (Eq. (7)). On the other hand, the covariance matrix P (Eq. (8)) is considered initially diagonal, indicating trivial correlations between different coordinates of the state vector x . The diagonal elements have an initially relatively large

value, here we used $P(t_0) = \begin{bmatrix} 5 & 0 & 0 \\ 0 & 5 & 0 \\ 0 & 0 & 5 \end{bmatrix}$. Finally, the values

of the variances $W(t)$ and $V(t)$ (Eqs. (8), (10)) are $W(t) = I_n$ (i.e. the identity matrix with dimension equal to the order of the filter in use), $V(t) = 0.01$ (because accuracy of the sun sensor is inferior to 3%). These two variances remain constant throughout the simulation process. Different methods of calculation of these two variances were tested (constant and sliding windows). And the best results were obtained when V_t and W_t remain constant. V_t and W_t being constants, there is no need for the historical data in order to update them. The selection of these values for the variables also leads to an initial Kalman gain which contributes to the fast adaptability of the filter to any possible new conditions (Eq. (10)).

3. Results

3.1. WRF forecast evaluation

The scatterplot of hourly day-ahead forecasted GHI versus hourly measured GHI in Fig. 4 shows that the GHI forecast from WRF is not accurate.

The graphical representation of the MBE depending on the forecasted k_t^* and the SZA (Fig. 5) allowed us to conclude that when a clear sky is forecasted then the model overestimates GHI. However, if a cloudy sky is forecasted, then the model underestimates GHI. WRF forecast seems reliable for clear days and inaccurate for cloudy days. Accuracy evaluation gives a rRMSE of 37.18% and a rMBE of 6.34% in Saint Pierre and rRMSE of 57.3% and rMBE of 16.08% in Tampon.

Accuracy evaluation depending on the hour of the day at the Saint Pierre site, Fig. 6 shows that the MBE is low during the morning. It corresponds to the period in Saint Pierre where there is high occurrence of clear sky.

At Reunion Island, austral winter is from May to November and summer from December to April. An assumption in Saint Pierre is that there are observations of higher occurrence of clear sky in the winter than in the summer. To verify this assumption, we plot the average k_t^* of each month ($k_{t,month}^*$). It is defined as the ratio of

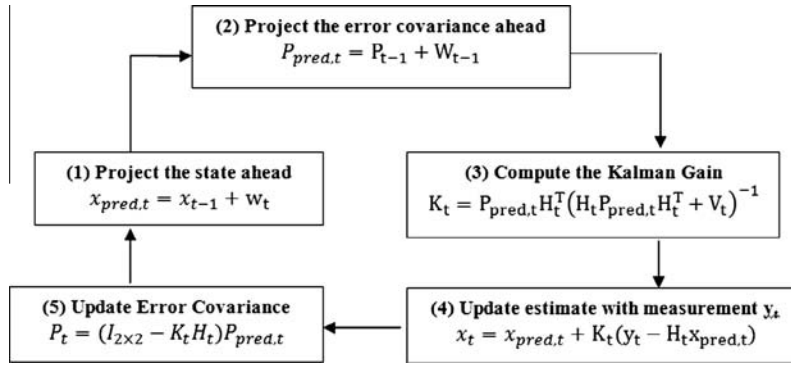


Fig. 3. Kalman filtering algorithm (Extracted from Pelland et al. (2011)).

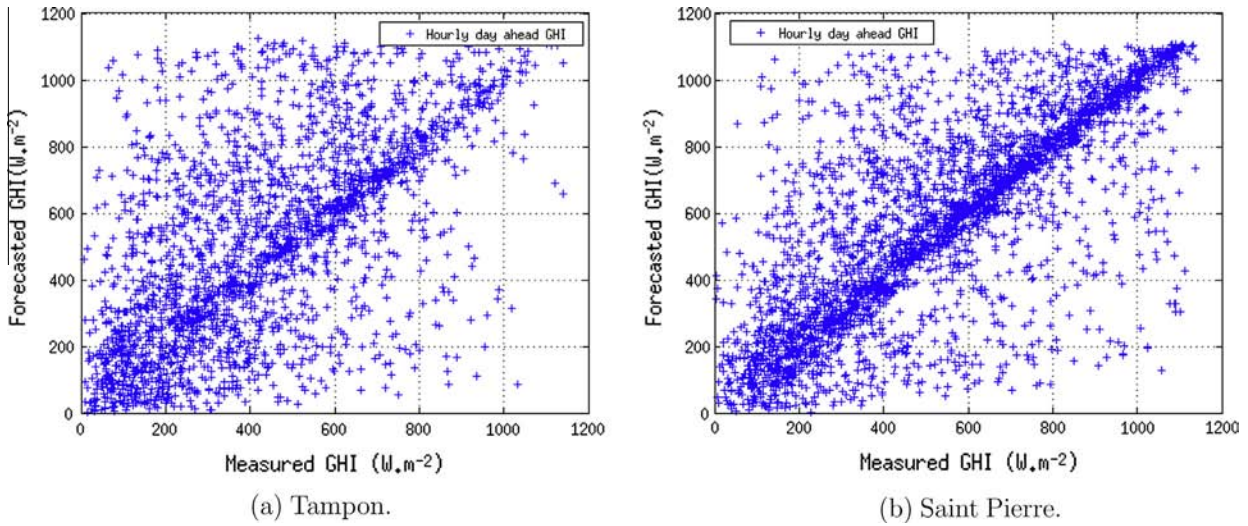


Fig. 4. Hourly day ahead WRF GHI forecasted versus hourly measured GHI.

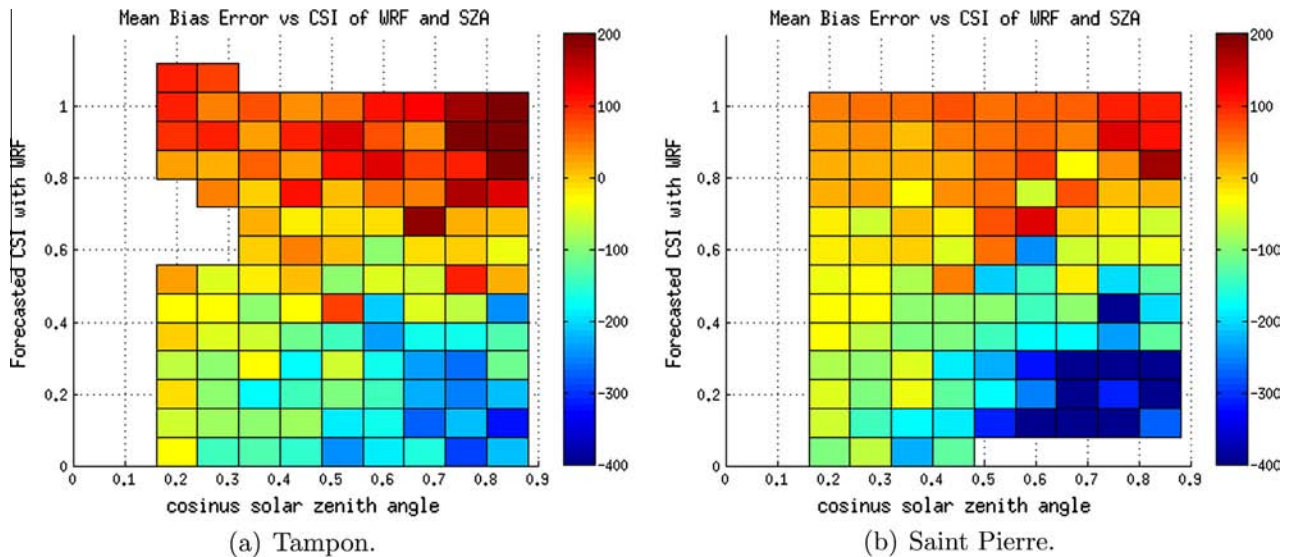


Fig. 5. Variation of the bias with k_i^* forecasted and SZA.

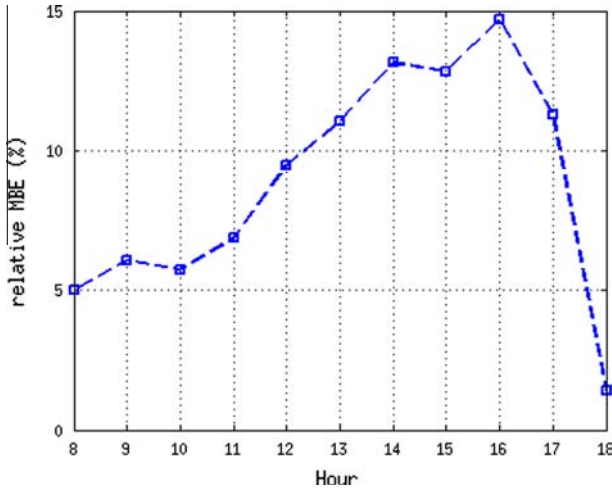


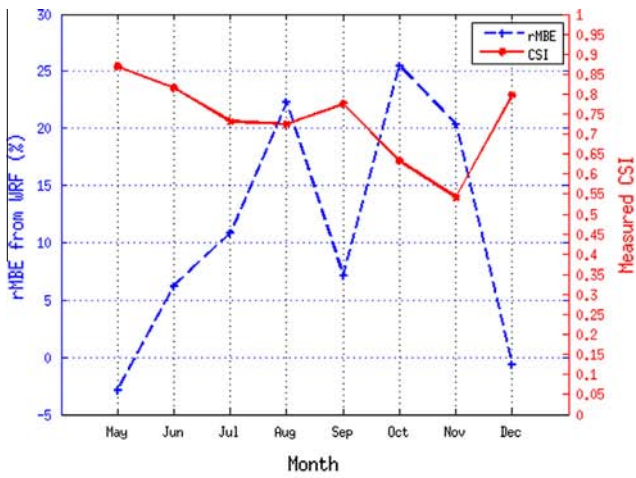
Fig. 6. rMBE as a function of time of day.

monthly measured GHI noted $\sum (GHI_{meas})_{month}$ to monthly modeled GHI with Bird model noted $\sum (GHI_{Bird})_{month}$ in Eq. (13).

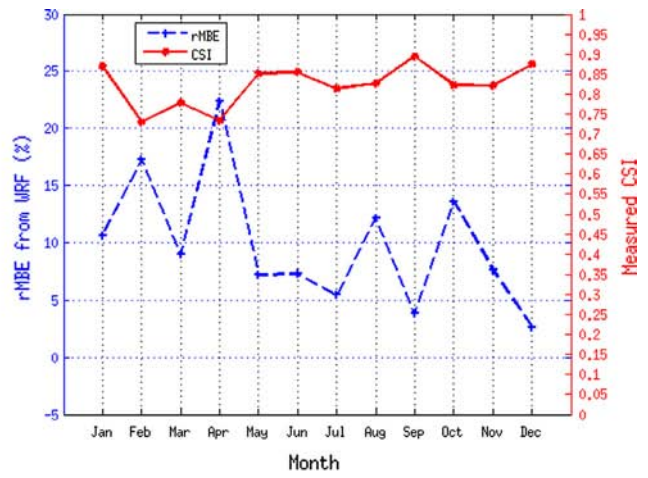
$$k_{t,month}^* = \frac{\sum (GHI_{meas})_{month}}{\sum (GHI_{Bird})_{month}} \quad (13)$$

A clear sky corresponds to a $k_t^* > 0.8$ (Lorenz et al., 2009a). Fig. 7 shows that in Saint Pierre, in 2011, clear days occur from May to January including winter season. $k_t^* < 0.8$ meaning the presence of clouds occurs from February to April corresponding to 60% of the summer season. So representation of k_t^* depending on the month (Figs. 7 and 8) allows us to confirm this assumption.

To study the WRF model accuracy in relation to the season, we plot the MBE and the RMSE according to the month. Concerning the Saint Pierre site, during the winter, the relative MBE obtained from WRF model is close to 10% and the relative RMSE is approximately 32%. For 60% of the summer season, the relative MBE is close to 18% and the relative RMSE is approximately 43%. At the Tampon site, cloudy days occur most of the time like illustrated by Figs. 7 and 8. In this case, the relative MBE obtained from WRF is close to 20% and the rel-

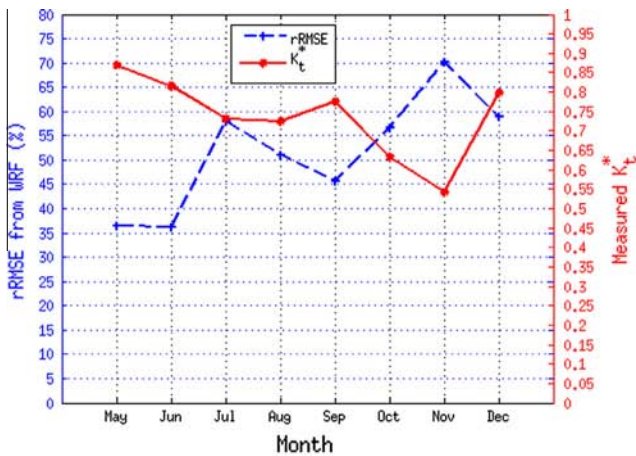


(a) Tampon.

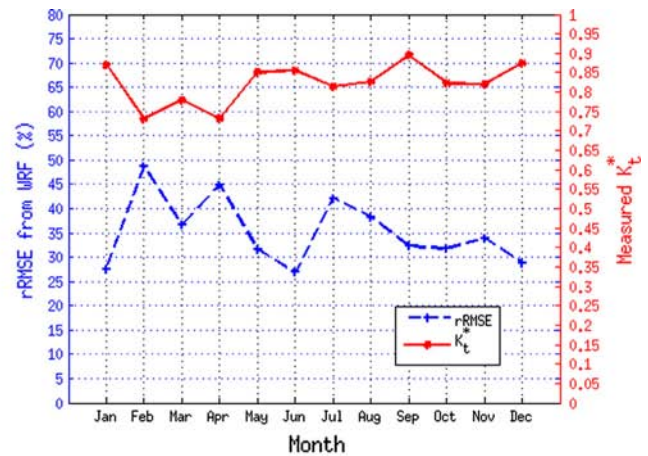


(b) Saint Pierre.

Fig. 7. Relative MBE and k_t^* as a function of month.



(a) Tampon.



(b) Saint Pierre.

Fig. 8. Relative RMSE and k_t^* as a function of month.

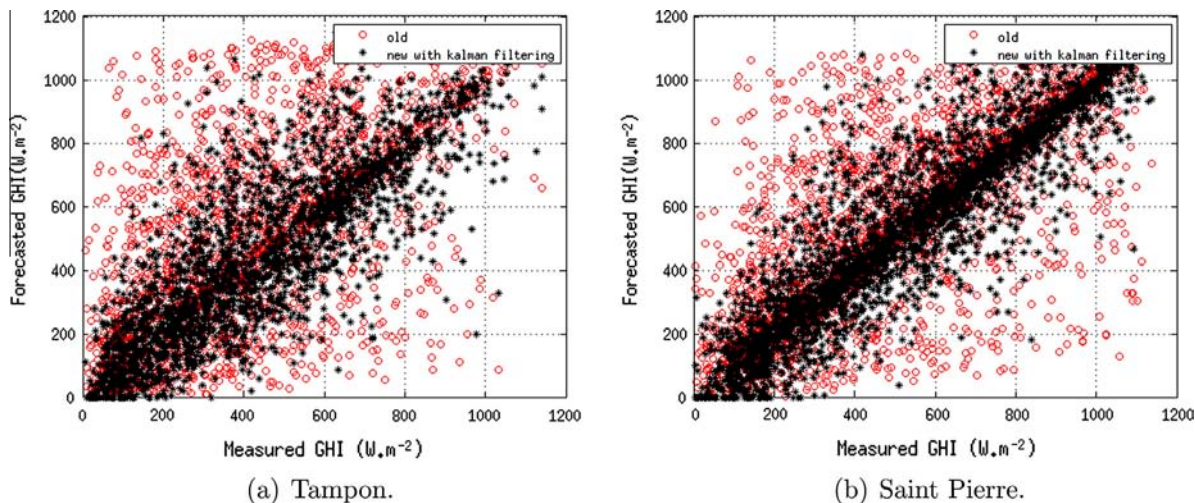


Fig. 9. Hourly forecasted GHI from WRF + Kalman filtering versus hourly measured GHI.

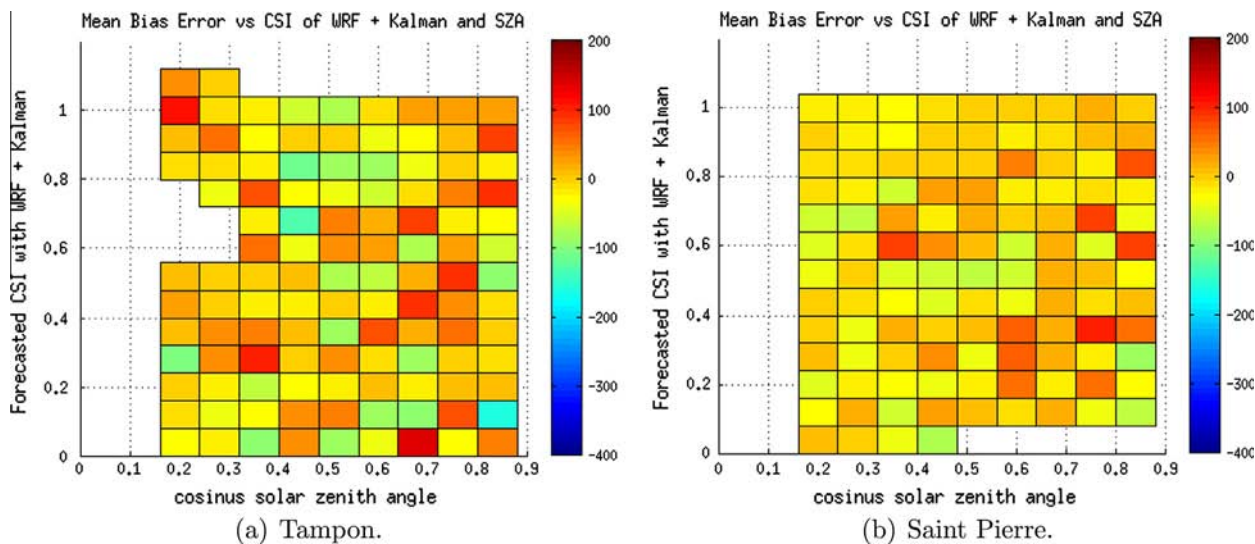


Fig. 10. Bias corrected after Kalman filtering.

Table 2
Accuracy of GHI forecasted.

Sites	Forecasting methods	RMSE (rRMSE)	MBE (rMBE)	MAE (rMAE)
Tampon	Persistence	189.35 (43.6%)	-13.88 (-3.2%)	154.32 (35.54%)
	WRF	248.82 (57.3%)	69.82 (16.08%)	170.04 (39.16%)
	Kalman filtering	154 (35.5%)	6.52 (1.5%)	110.5 (25.44%)
Saint Pierre	Persistence	184.59 (34.26%)	-13.84 (-2.57%)	157.66 (29.27%)
	WRF	200.3 (37.18%)	34.18 (6.34%)	123.81 (22.98%)
	Kalman filtering	119.83 (22.24%)	1.63 (0.3%)	78.9 (14.66%)

ative RMSE is approximately 45%. These results confirm that the WRF model is reliable for clear days.

The high occurrence of clear day at the Saint Pierre site showed that WRF model is adequate for forecasting GHI in Saint Pierre. However, it is possible to improve the results by post-processing method.

3.2. Kalman filtering evaluation

Results of post-processing hour by hour forecasted GHI from WRF, with our Kalman filtering application, is illustrated by Fig. 9. It shows that the Kalman filtering improves accuracy of forecasted GHI from WRF. In fact,

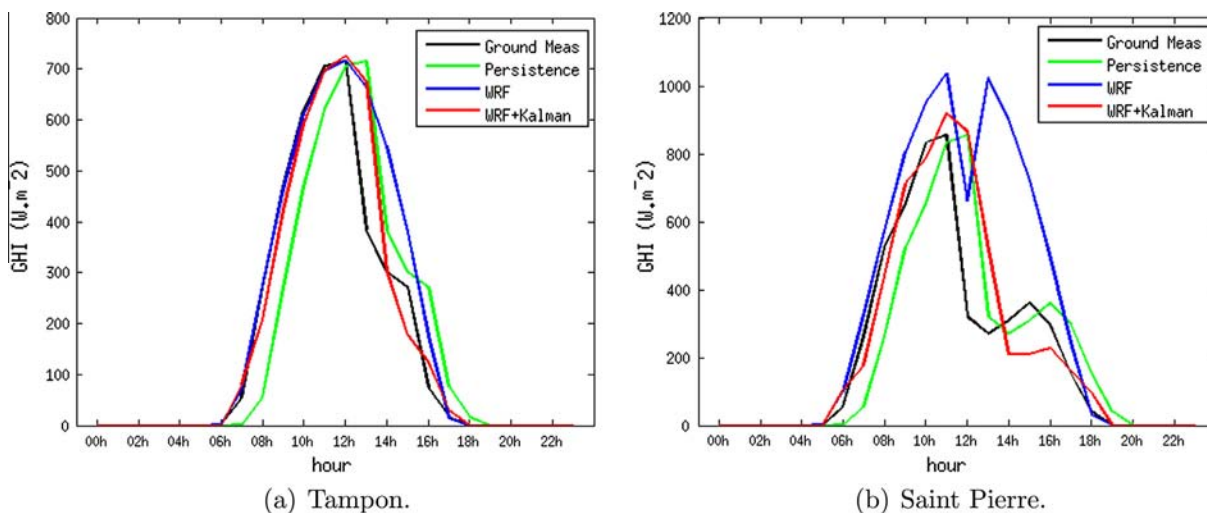


Fig. 11. GHI forecasted and measured for one day.

we obtain a relative RMSE of 22.24% and a relative MBE of 0.3% at the Saint Pierre site and a relative RMSE of 35.5% and a relative MBE of 1.5% at the Tampon site. The graphical representation of the MBE depending on the forecasted k_t^* and the SZA in Fig. 10 allowed us to conclude that the Kalman filtering algorithm corrects high underestimation and overestimation.

The accuracy of (i) WRF model forecasts, (ii) persistence forecasts and (iii) the Kalman filtering applied to WRF forecasts are summarized in Table 2. Comparison of GHI forecasted and GHI measured for a partially cloudy day with several methods is illustrated in Fig. 11.

4. Conclusions

Solar irradiance is the most important weather factor that affects solar energy production. Today, scientists use post-processing methods on the Global Horizontal Irradiance (GHI) forecast from Numerical Weather Prediction (NWP) model to establish reliable planning of energy production.

In this work, hourly GHI forecasts from the WRF model were tested, in terms of the rMBE and rRMSE, against ground measurements collected at ground station in Saint Pierre and Tampon of La Reunion along one year from January to December 2011. We compare the WRF forecasts to ground measurements. Next, we apply the post-processing methods the Kalman filtering to the WRF forecasts. Our work focused on rRMSE and rMBE reduction of GHI forecasts hour by hour for the day ahead.

Hourly post-processing of GHI forecasted with the Kalman filtering gave better results than direct WRF output, i.e., rRMSE decreased from 37.18% to 22.24% and rMBE from 6.34% to 0.3% at the Saint Pierre site. At the Tampon site, rRMSE decreased from 57.3% to 35.5% and rMBE from 16.08% to 1.5%. Accuracy evaluation showed that rRMSE was reduced by 15% by the Kalman filtering

method compared to WRF forecasts without post-processing for the Saint Pierre site.

The main feature of the post-processing methods used herein is that they remove the bias in the GHI forecasts without need for a long historical data archive, as they can adapt to weather changes quickly. It should be noted, however, that all the post-processing methods used in this study are exclusively based on statistical properties of the forecast errors and do not use the physical properties of solar irradiance.

In subsequent work, it would be interesting to consider versions of the WRF forecasts that incorporate bias removal methods based on pattern recognition from GHI, temperature and cloud evolution. These approaches would further reduce the forecast RMSE and avoid a systematic tendency to over-forecast or under-forecast. They were not considered herein since information on cloud evolution was not available.

Acknowledgement

The authors would like to thank the Reuniwatt company for its support for the present work. Computations have been performed on the supercomputer facilities of Université de la Réunion.

References

- Bird, R.E., Riordan, C., 1986. Simple solar spectral model for direct and diffuse irradiance on horizontal and tilted planes at the earth's surface for cloudless atmospheres. *J. Clim. Appl. Meteorol.* 25, 87–97. [http://dx.doi.org/10.1175/1520-0450\(1986\)025<0087:SSSMFD>2.0.CO;2](http://dx.doi.org/10.1175/1520-0450(1986)025<0087:SSSMFD>2.0.CO;2), <<http://journals.ametsoc.org/doi/abs/10.1175/1520-0450%281986%29025%3C0087%3ASSSMFD%3E2.0.CO%3B2>>.
- David, M., Diagne, M., Lauret, P., 2012. Outputs and error indicators for solar forecasting models. In: *Proceedings of the World Renewable Energy Forum 2012 (WREF 2012)*, Denver, USA.
- Diagne, M., David, M., Lauret, P., Boland, J., Schmutz, N., 2013. Review of solar irradiance forecasting methods and a proposition for small-scale insular grids. *Renew. Sust. Energy Rev.* 27, 65–76, <http://>

- dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.06.042, <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113004334>>.
- Dudhia, J., 1989. Numerical study of convection observed during the winter monsoon experiment using a mesoscale two-dimensional model. *J. Atmos. Sci.* 46, 3077–3107, [http://dx.doi.org/10.1175/1520-0469\(1989\)046%253C3077:NSOCOD%253E2.0.CO;2](http://dx.doi.org/10.1175/1520-0469(1989)046%253C3077:NSOCOD%253E2.0.CO;2). <[http://dx.doi.org/10.1175/1520-0469\(1989\)046%253C3077:NSOCOD%253E2.0.CO;2](http://dx.doi.org/10.1175/1520-0469(1989)046%253C3077:NSOCOD%253E2.0.CO;2)>.
- Galanis, G., Louka, P., Katsafados, P., Kallos, G., Pytharoulis, I., 2006. Applications of Kalman filters based on non-linear functions to numerical weather predictions. *Ann. Geophys.* 24, 2451–2460.
- Hong, S.Y., Dudhia, J., Chen, S.H., 2004. A revised approach to ice microphysical processes for the bulk parameterization of clouds and precipitation. *Mon. Weather Rev.* 132, 103–120.
- Hong, S.Y., Noh, Y., Dudhia, J., 2006. A new vertical diffusion package with an explicit treatment of entrainment processes. *Mon. Weath Rev.* 134, 2318–2341, <http://dx.doi.org/10.1175/mwr3199.1>.
- Kain, J.S., 2004. The kain-fritsch convective parameterization: an update. *J. Appl. Meteorol.* 43, 170–181.
- Lara-Fanego, V., Ruiz-Arias, J.A., Pozo-Vazquez, D., Santos-Alamillos, F.J., Tovar-Pescador, J., 2012. Evaluation of the wrf model solar irradiance forecasts in andalusia (southern spain). *Solar Energy* 86, 2200–2217, *progress in Solar Energy* 3. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2011.02.014>. <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X11000582>>.
- Lorenz, E., Heinemann, D., 2012. prediction of solar irradiance and photovoltaic power. In: Ali Sayigh, E. (Ed.), *Comprehensive Renewable Energy*. Elsevier, Oxford, pp. 239–292.
- Lorenz, E., Hurka, J., Heinemann, D., Beyer, H.G., 2009a. Irradiance forecasting for the power prediction of grid-connected photovoltaic systems. *IEEE J. Sel. Top. Appl. Earth Observ. Remote Sens.* 2, 2–10, <http://dx.doi.org/10.1109/JSTARS.2009.2020300>. <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4897348>>.
- Lorenz, E., Remund, J., Muller, S., Traunmuller, W., Steinmaurer, G., D., Ruiz-Arias, J., Fanego, V., Ramirez, L., Romeo, M., Kurz, C., Pomares, L., Guerrero, C., 2009b. Benchmarking of different approaches to forecast solar irradiance. In: 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference.
- Maxwell, E., Wilcox, S., Rymes, M., 1993. Users manual for seri qc software, assessing the quality of solar radiation data. Report no. NREL-TP-463-5608. 1617 Cole Boulevard, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Mlawer, E.J., Taubman, S.J., Brown, P.D., Iacono, M.J., Clough, S.A., 1997. Radiative transfer for inhomogeneous atmospheres: Rrtm, a validated correlated-k model for the longwave. *J. Geophys. Res.: Atmos.* 102, 16663–16682. <http://dx.doi.org/10.1029/97JD00237>.
- NCEP, 2012. National centers for environmental prediction (ncep). <<http://www.nco.ncep.noaa.gov/pmb/products/gfs/>>. (web site).
- NCL, 2013. The ncar command language (version 6.1.2). <http://dx.doi.org/10.5065/D6WD3XH5>.
- Paulson, C., 1970. The mathematical representation of wind speed and temperature profiles in the unstable atmospheric surface layer. *J. Appl. Meteorol.* 9, 857–861.
- Pelland, S., Galanis, G., Kallos, G., 2011. Solar and photovoltaic forecasting through post-processing of the global environmental multiscale numerical weather prediction model. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, n/a–n/a. <http://dx.doi.org/10.1002/pip.1180>.
- Perez, R., Kivalov, S., Schlemmer, J., Hemker Jr, K., Renné, D., Hoff, T.E., 2010. Validation of short and medium term operational solar radiation forecasts in the US. *Solar Energy* 84, 2161–2172. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2010.08.014>, <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X10002823>>.
- Perez, R., Lorenz, E., Pelland, S., Beauharnois, M., Knowe, G.V., Hemker Jr, K., Heinemann, D., Remund, J., Muller, S.C., Traunmuller, W., Steinmaurer, G., Pozo, D., Ruiz-Arias, J.A., Lara-Fanego, V., Ramirez-Santigosa, L., Gaston-Romero, M., Pomares, L.M., 2013. Comparison of numerical weather prediction solar irradiance forecasts in the US, Canada and Europe. *Solar Energy* 94, 305–326, <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.05.005>. <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13001886>>.
- Skamarock, W., Klemp, J., Dudhia, J., et al., 2008. A description of the advanced research wrf version 3. Technical Note NCAR/TN-475+STR. Boulder, CO: Mesoscale and Microscale Meteorology Division, National Center for Atmospheric Research.
- Tewari, M., Chen, F., Wang, W., Dudhia, J., Lemone, M., Mitchell, K., Ek, M., Gayno, G., Wegiel, J., Cuenca, R., 2004. Implementation and verification of the unified noah land-surface model in the wrf model. 20th Conference on Weather Analysis and Forecasting/16th Conference on Numerical Weather Prediction. American Meteorological Society, Seattle, WA, pp. 11–15.
- USGS, 2012. United states geological survey. Technical Report u.s. Geological Survey (web site). <<http://www.usgs.gov>>.



2013 ISES Solar World Congress

Spatial and temporal variability of PV output in an insular grid: Case of Reunion Island

Mathieu David^{a*}, Faly H. Ramahatana Andriamasomanana^a, Olivier Liandrat^b

^a*PIMENT, University of La Reunion, 117 rue du General Ailleret, 97430 Tampon, Reunion Island*

^b*Reuniwatt, 14 rue de la Guadeloupe, 97490 Saint-Clotilde, Reunion Island*

Abstract

Some small territories, such islands, actually experience a high penetration rate of PV inside a small electricity grid. In this context, the variability of the PV output is an issue for the supply-demand balance. The spatial and temporal smoothing of the variability of the PV production is an important information for the grid operator.

Previous works on this topic were mainly done for large-scale continental grids. They pointed out the relation between the production variability with the number and the dispersion factor of the PV systems. This paper presents an analysis of the variability of PV output for a small insular territory: Reunion island. This island has a large variety of microclimates and a strong penetration rate of PV (almost 30% of the installed power). For this little grid, the spatial and temporal effects on the variability of the PV output differ slightly with previous works.

© 2014 The Authors. Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/>).

Selection and/or peer-review under responsibility of ISES.

Keywords: short-term solar variability ; PV ; insular grid

1. Introduction

Between 2005 and 2011, the French government set up an incentive policy in order to develop the electricity production from photovoltaic. In the overseas territories, as Reunion Island, the feed-in tariffs proposed for the next 20 years were specifically high [1]. It results an exponential increase of the installed PV systems (Fig. 1). For these small grids, an important penetration rate of such a variable means of production can destabilize the supply-demand balance. A regulatory limit of 30% of the instantaneous power produced from intermittent renewables (PV, wind turbines) was defined in order to avoid this risk. This legal constraint was reached in 2012 in Reunion. In this context, the knowledge of spatial and temporal short-term variability of the PV output power is essential. In one hand, it will help the grid

* Corresponding author. Tel.: +262-262-579-249
E-mail address: mathieu.david@univ-reunion.fr

operator to better manage the different means of production. Second, it will permit to stretch the mandatory limit of 30% and so to increase the penetration rate of PV.

The short-term variability of the solar resource is generated by variable cloudiness conditions. The considered time scales range from few seconds to one hour. The solar fluctuations on short time scales were firstly studied in terms of frequency distribution of the instantaneous clearness index [2][3][4][5]. More recently, numerous articles dealing with the PV output power variability propose new indices in order to quantify the temporal fluctuations of the solar resource. Lave and Kleissl [6][7] used the statistical distributions of the Ramp Rates (RRs). RRs relate to the sudden changes in power output or in solar irradiance. Hoff and Perez introduced the standard deviation of the change in power output to quantify the short-term variability [8][9][10]. These works were mainly focus on continental territories. This work will focus on this second approach in order to assess the temporal and spatial variability of the PV production.

Reunion Island exhibits a particular meteorological context dominated by a large diversity of microclimates. Two main regimes of cloudiness are superposed: the clouds driven by the synoptic conditions over the Indian Ocean and the orographic cloud layer generated by the local reliefs. Badosa et al. did a first study about the solar variability in Reunion [11]. They characterized the daily fluctuations using hourly profiles of irradiance of 7 ground stations. Identical weather conditions can be encountered in Hawaii. Hoff and Perez included this island in their study about the correlation of the solar variability between different sites [11]. They used the same method for Hawaii and for the continental territories of the US.

In this work, the spatial and temporal variability will be studied and compared with the results of previous works on the topic.

2. Methodology

This section describes the methods and indices used in order to quantify the variability of the PV power output. This variability is directly linked with the variability of the solar resource. Thus, the proposed methods and indices are mainly derived from the ground measurements or assessment from satellite images of the solar irradiance.

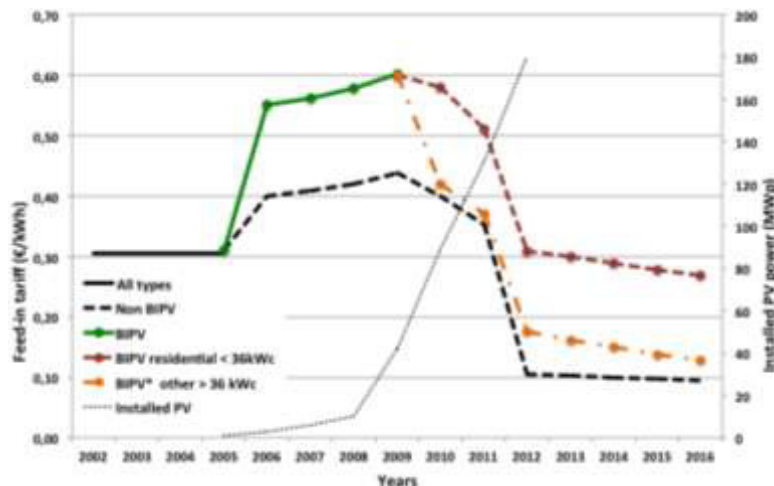


Fig. 1. Evolution of the feed-in tariffs [1] and installed PV power in Reunion

2.1. Temporal variability

The variability of a single PV system is quantified by the standard deviation $\sigma_{\Delta t}$ of the change in power output $\Delta P_{\Delta t}$ for a considered time interval Δt [10].

$$\sigma_{\Delta t} = \sqrt{\text{Var}(\Delta P_{\Delta t})} \quad (1)$$

For a PV fleet, the variability is evaluated considering the aggregate power output and it can be derived from the variability of each single system. In order to quantify the PV fleet variability, Hoff and Perez [11] proposed two models. In the first model, they consider that the changes in the output of the plants are uncorrelated. It has been shown previously that the changes in solar irradiance between two locations can be partially correlated [9][12]. So, they established a more realistic model for correlated locations. We will focus on this second model given in Eq. (2) that requires the knowledge of each plant variability and the correlations between the different locations $\rho_{\Delta t}^{i,j}$.

$$\sigma_{\Delta t}^{fleet} = \sqrt{\sum_{i=2}^N \sum_{j=1}^i \sigma_{\Delta t}^i \cdot \sigma_{\Delta t}^j \cdot \rho_{\Delta t}^{i,j}} \quad (2)$$

The temporal short-term variability of the PV output power is directly linked with the fluctuation of the global horizontal irradiance *GHI*. In order to take only into account the effects of these fluctuations, it is important to remove the seasonal variation of the solar radiation. This deterministic part is commonly modeled by the global irradiance observed for a clear sky GHI_{clear} . The clear sky index Kt^* as defined in Eq. 3 was created for this purpose.

$$Kt^* = \frac{GHI}{GHI_{clear}} \quad (3)$$

Finally, the variability of the solar resource for a site can be assessed using the changes in clear sky index for a considered time interval $\Delta Kt_{\Delta t}^*$.

2.2. Cloud speed

It has been shown that the cloud speed affects significantly the solar variability for a site and also the correlation between sites [8]. Several methods were developed to derive the cloud speed. Hoff and Perez assess a relative cloud speed using satellite images [10]. Their method is based on the concept of cloud motion vectors initially developed for forecasting. Two recent articles propose some methods in order to derive the cloud speed from ground measurements [13][14]. These methods need a large number of sensors or cameras and are not suitable in order to cover a large area. Finally, Lave and Kleissl use the NOAA North American Mesoscale (NAM) numerical weather forecast [15]. They assessed the height of the cloud layers with the vertical profile of the relative humidity. In this work, we used a similar method with the help of the Global Forecast System (GFS) model. The spatial resolution is 0.5° (55km x 55km) and the temporal resolution is 3 hours. A linear interpolation of the weather parameters was done in order to fit with the considered time scale. The main cloud layer is supposed to be situated at an altitude where the relative humidity is the highest (Fig. 2). The wind speed and direction at this altitude are used as an approximation of the cloud motion. If the vertical profile of the relative humidity is never higher than 90%, a clear sky is considered.

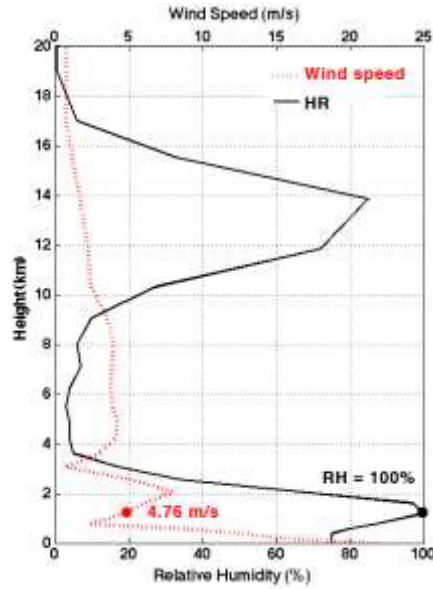


Fig. 2. Plot of the profile of relative humidity and wind speed on January 1st 2011 at Reunion. In this example, the main cloud layer was found to be at about 1200m, with a speed of 4.76 m/s.

2.3. Pair sites correlation

As presented in the sub-section 2.1, the temporal variability of a fleet of PV systems is dependent on the correlation of the variability between the different locations. The correlation coefficient (Pearson’s formula) of changes in clear-sky index is defined in Eq. 4. This pair site correlation coefficient is highly dependent on the distance between sites, the time scale and the cloud speed [10].

$$\rho^{i,j} = \frac{cov[\Delta Kt_{\Delta t}^{*i}, \Delta Kt_{\Delta t}^{*j}]}{\sigma_i \times \sigma_j} \tag{4}$$

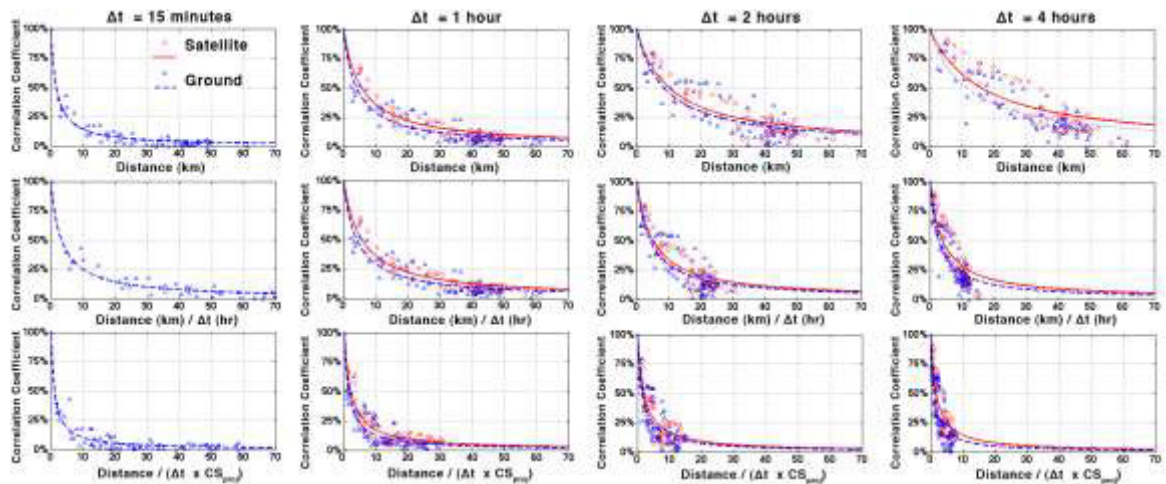


Fig. 3. Pair site correlation coefficients presented by time interval as a function of distance, time scale and projected cloud speed.

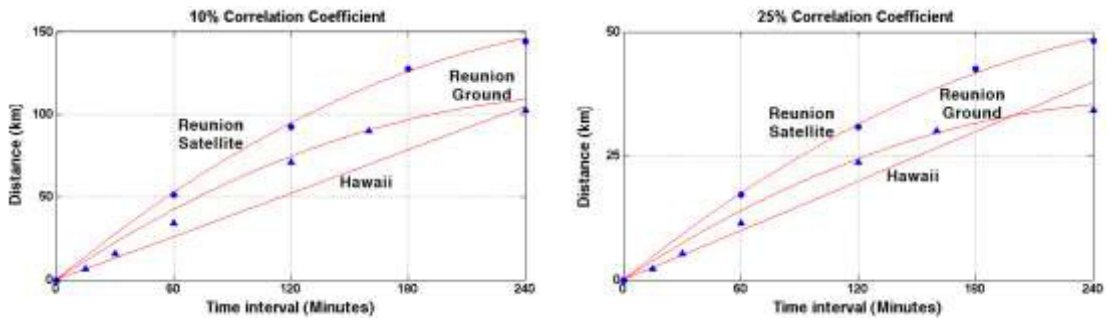


Fig. 4. Mean distance for a fixed correlation coefficient as a function of the time interval for Reunion (ground and satellite) and for Hawaii [10].

2.4. Spatial variability

Perez et al. proposed a metric in order to quantify the spatial variability [16]. It corresponds to the standard deviation of the satellite derived clear-sky index σ_{space} of the pixel surrounding the considered location as given in Eq. 5. In this formula, N is an odd number greater or equal to 3, Kt^* is the satellite derived clear-sky index and $\overline{Kt^*}$ is the mean index across the extended area. For this analysis, the number of considered pixels N^2 is equal to 9 and hourly satellite data are used. In order to differentiate the high and low spatial variability, a threshold of 0.1 was defined [16].

$$\sigma_{space} = \frac{1}{N} \sqrt{\sum_{i=1}^{N^2} (Kt^{*i} - \overline{Kt^*})^2} \tag{5}$$

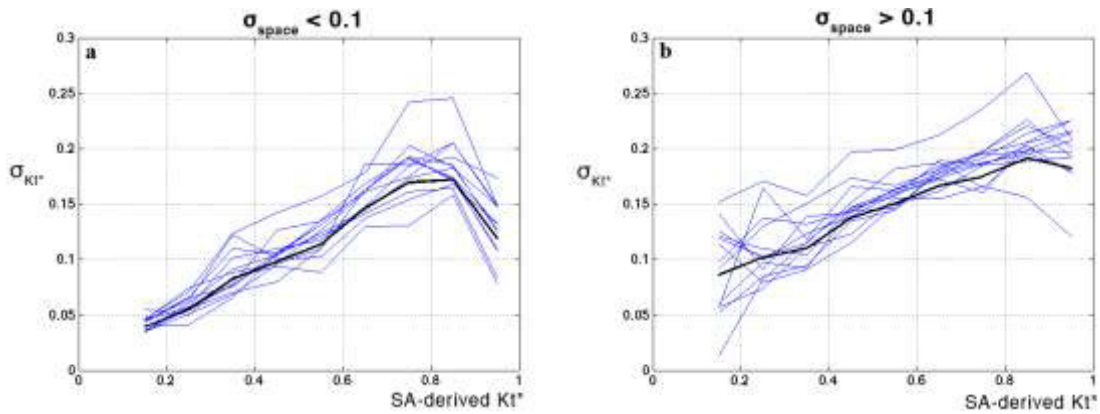


Fig. 5. One-minute σ_{Kt^*} metric trends as a function of satellite derived Kt^* for low spatial variability (a) and high spatial variability (b). Each blue line represents an individual site. The bold black line represents the mean trend derived for all sites.

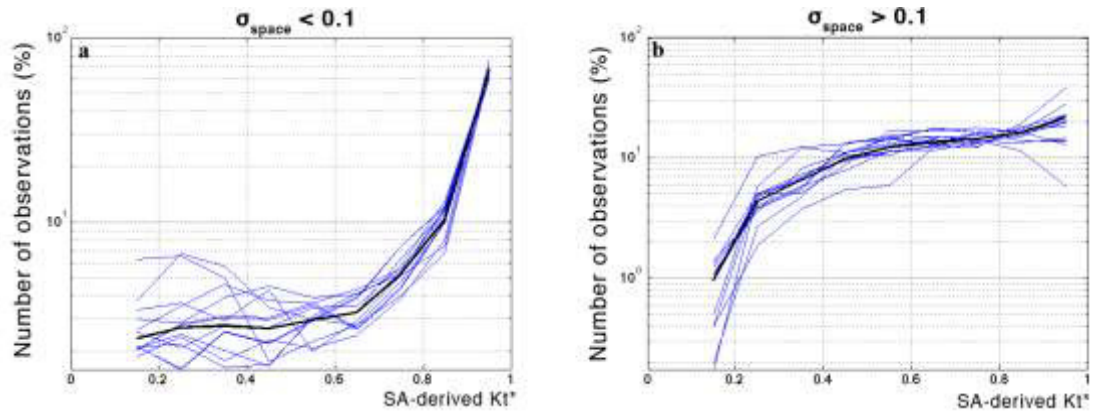


Fig. 6. Number of minute observations as a function of satellite derived Kt^* for low spatial variability (a) and high spatial variability (b). Each blue line represents an individual site. The bold black line represents the mean trend derived for all sites.

3. Results and discussion

3.1. Data

13 locations distributed in the main PV areas of Reunion were considered for this work. For each of these sites, one-minute ground measurements of the GHI were provided by the company Reuniwatt (11 sites) and the PIMENT laboratory (2 sites). The data of Reuniwatt and PIMENT were recorded respectively since 2010 and 2006. The satellite derived GHI and clear-sky indices were provided by the ASRC, State University of New York at Albany. The size of the pixels is $0.05^\circ \times 0.05^\circ$ (5.5 km). They cover a square of 1.6° (approximately 178 km) of latitude and longitude including Reunion Island and surrounding sea. The time step is one hour and the satellite images were observed during 5 years between 2008 and 2012.

3.2. Influence of the time scale and cloud speed on the pair site correlation coefficient

The site pair correlation coefficient decreases with increase of the distance between two sites d^{ij} for both satellite and ground observations. The relationship can be assessed with the formula given in Eq. 6 and is represented by the continuous line in Fig. 3 [10][11]. The parameter D is called the “decorrelation” distance and it corresponds to the distance where the correlation coefficient is equal to 0.5. The decorrelation distance is lower for the satellite images because of the spatial smoothing.

$$\rho^{i,j} = \frac{1}{1+d^{ij}/D} \quad (6)$$

The time scale of the data influences significantly the value of the decorrelation distance. Hoff and Perez assume a linear relationship between the time scale and the parameter D [10]. The results obtained with the ground data measurements of Reunion are closed to the linear regression of Hawaii (Fig. 4). A better fitting curve can be achieved using a polynomial function. In Fig. 10, a quadratic function was used for the ground and satellite observation of La Reunion.

The raw cloud speed and direction evaluated with the procedure described in sub-section 2.2 were not used directly. A projection of the motion vector of the clouds \mathbf{C}_{motion} was done on the distance separating

the different locations (Eq. 7). At each time step the distance between the sites was divided by the results of the projection and by the time scale.

$$CS_{proj} = \overrightarrow{C_{motion}} \cdot \overrightarrow{d^{ij}} \quad (7)$$

Adding in Eq. 6 the two parameters relative to the time scale Δt and the projected cloud speed CS_{proj} , the pair site correlation coefficient can be assessed using Eq. 8. Fig. 3 shows the results for the ground data and the satellite images at different time scales.

$$\rho^{i,j} = \frac{1}{1 + \overrightarrow{d^{ij}} / D \cdot \Delta t \cdot CS_{proj}} \quad (8)$$

With at least one year of data, the analysis was done for relatively long time series of solar irradiance. The correlation coefficients are calculated over the whole time period. Thus, the results are representative of the average behavior during the studied period.

3.3. Spatial variability versus temporal variability

Fig. 6 presents the distribution of the ground measurements. For a high spatial variability ($\sigma_{space} > 0.1$), the distribution of the Kt^* is almost constant between 0.4 and 1. Contrariwise, for a low spatial variability ($\sigma_{space} < 0.1$), 80% of the observations correspond to clear skies with a Kt^* ranging between 0.8 and 1. This second distribution is significantly different from the work of Perez et al. [16] that presents a bimodal shape with a large number of observed overcast skies. The measurements were done in the main PV areas where the solar potential is the most important of the island ($>1.8\text{MWh/m}^2/\text{year}$). This is why we mainly observed clear sky conditions.

Fig. 5 presents the trend of the hourly standard deviation of the minute Kt^* for each sites as a function of the satellite derived Kt^* and for the two conditions of spatial variability. In both cases, temporal variability of the clearness index seems to follow a similar shape for all the sites. As proposed by Perez et al. [16], a robust parameterization of the site-specific short-term variability can be achieved using spatial information.

Satellite data are currently available with a rough time scale of half an hour. The knowledge of the relationship between the spatial variability and the short-term temporal variability is essential. It will permit to assess the level of temporal variability without needs of high frequency ground measurements. This approach is complementary to a spatially distributed method of forecast, like cloud motion vectors approach or numerical weather prediction software.

4. Conclusion

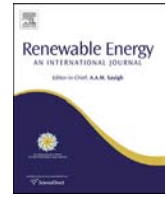
Different metrics and data sources were used in order to characterize the spatial and temporal variability of the solar irradiance. Even if the climatic conditions of Reunion differ highly with the continental sites studied in most other works, the trends are relatively well reproduced. Because of the proximity of very different microclimates, some light differences are observed for the studied metrics. The distance of decorrelation in Reunion is shorter than the continental regions. So, the smoothing effect of the spatial distribution is higher for this small territory. The results of this study improve the knowledge of the relationships between the spatial and temporal variability. They can be applied to the grid management and they can also be used in order to refine the forecast of the PV output power.

Acknowledgements

The authors would like to thank the Reuniwatt society for providing their ground measurements and the SRC, University of Albany, for providing the satellite derived GHI and clear-sky index.

References

- [1] Praene JP, David M, Sinama F, Morau D, Marc O. *Renewable energy: Progressing towards a net zero energy island, the case of Reunion Island Review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2012;16:426-442.
- [2] Skartveit A, Olseth JA. *The probability density and autocorrelation of short-term global and beam irradiance*. Solar Energy 1992;249:477-487.
- [3] Gansler RA, Klein SA, Beckman WA. *Investigation of minute solar radiation data*. Solar Energy 1995;55:21-27.
- [4] Vijayakumar G, Kummert M., Klein SA, Beckman WA. *Analysis of short-term radiation data*. 2005;79:495-504.
- [5] Woyte A, Belmans R, Nijs J. *Fluctuations in instantaneous clearness index: Analysis and statistics*. Solar Energy 2007;81:195-206.
- [6] Lave M, Kleissl J. *Solar variability of four sites across the state of Colorado*. Renewable Energy 2010;35:2867-2873.
- [7] Lave L, Kleissl J, Arias-Castro E. *High-frequency fluctuations and geographic smoothing*. Solar Energy 2012;86:2190-2199.
- [8] Hoff TE, Perez R. *Quantifying PV power Output Variability*. Solar Energy 2010;84:1782-1793.
- [9] Mills A, Wiser R. *Implication of Wide-Area Geographic Diversity for Short-Term Variability of Solar Power*. Lawrence Berkeley National Laboratory Technical Report LBNL-3884E; 2010
- [10] Hoff TE, Perez R. *Modeling PV fleet output variability*. Solar Energy 2012;86:2177-2189.
- [11] Badosa J, Haeffelin M, Chepfer H. *Scales of spatial and temporal variation of solar irradiance on Reunion tropical island*. Solar Energy 2013;88:42-56.
- [12] Lorenz E, Hurka J, Heinemann D, Beyer HG. *Irradiance forecasting for the prediction of grid-connected photovoltaic systems*. IEEE Journal of selected topics in applied earth observations and remote sensing 2009;2:2-10.
- [13] Chow CW, Urquhart B, Lave M, Domingez A, Kleissl J, Shields J, Washom B. *Intra-hour forecasting with a total sky imager at the UC San Diego solar testbed*. Solar Energy 2011;85:2881-2893.
- [14] Bosch JL, Zheng Y, Kleissl J. *Deriving cloud velocity from an array of solar radiation measurements*. Solar Energy 2013;87:196-203.
- [15] Lave M, Kleissl J. *Cloud speed impact on solar variability scaling – Application to the wavelet variability model*. Solar Energy 2013;91:11-21.
- [16] Perez R, Kivalov S, Schlemmer J, Hemker K, Hoff TE. *Short-term irradiance variability: Preliminary estimation of station pair correlation as a function of distance*. Solar Energy 2012;86:2170-2176.



Optimal design of a storage system coupled with intermittent renewables



Laurent Bridier*, Mathieu David, Philippe Lauret

PIMENT Laboratory, University of La Reunion, Le Tampon, La Reunion, France

ARTICLE INFO

Article history:

Received 14 October 2013

Accepted 14 November 2013

Available online 18 December 2013

Keywords:

Wind power

Photovoltaics

Energy storage sizing

Optimization

ABSTRACT

In this paper, two ways of increasing the integration of wind and solar energy into the electricity grid through energy storage are analyzed. The first service (S1) to the electricity grid is related to a smoothed and hourly scheduled daily production while the second one (S2) concerns a constant and guaranteed minimal production. A power bid, based on meteorological forecasts, is transmitted a day ahead by the producer to the utility grid operator. This leads to a yearly default time rate for which the actual power supplied does not meet the announcement within a given tolerance. The modelling approach developed in this study enables to infer the optimal operation of the system and more specifically the optimal size of the energy storage, aiming at reducing the default time rate (DTR) under 5%. The simulations consider PV or wind with storage systems having discharge time in the range of minutes. Two real test cases are examined: Guadeloupe Island for wind and Reunion Island for PV. The results show that both of the two services can be achieved under specific conditions and that an optimal day-ahead power bid with a 2% DTR is possible with a storage capacity of 1 MWh per installed MWp. In addition, a linear strategy of forecasting this optimal power is highly correlated to the precision of upstream meteorological forecast.

© 2013 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

The integration of renewable energy into non-interconnected grids like insular grids is a major challenge in order to increase their energetic independence and cut their energy bill. However when the rate of integration of the renewables exceeds 15 or 20%, the grid operator has to face new problems. Since the source is highly intermittent, it is hard to significantly increase the rate of fatal renewable energy sources into the grid. In order to compensate this intermittency, large-scale storage facilities have been set up worldwide for years [1].

The EnerStock Project aims at developing a storage system than can be suitable for these type of isolated grids by supplying services like Wind or PV smoothing, peak shaving or voltage regulation [2].

Regarding the coupling of energy storage with Wind/PV, numerous research works have been made with Wind/PV and diesel with hydrogen/batteries systems [3]. With a diesel generator, the control strategy is more complex as, at each time, the element (diesel or storage) has to be selected in order to balance the intermittency. In these studies, the time step is usually 1 h during which all parameters are kept constant.

In this paper, no diesel generator is considered. Instead, a single storage system with a time step in range of one to 10 min for energy management applications is evaluated. The goal is to accurately size the storage so that the supplier can provide, within a tolerance, two specific services – hourly smoothing and daily/yearly levelling – to the grid operator.

2. Design of the model

2.1. Specifications

Two services specifications that the supplier must fulfil have been studied:

- S1: hourly smoothing with day-ahead forecasting,
- S2: yearly guaranteed power and daily levelling with day-ahead forecasting.

The power bid P_{bid} is the day-ahead power announced by the supplier to the grid operator.

In S1, the forecast shall be given hourly, as in this case study. Indeed, the bid in this service is taken equal to the hourly forecast using a linear interpolation between every hour.

In S2, the bid is a minimal guaranteed power P_{min} . This minimal threshold must be ensured during the whole year (yearly levelling).

* Corresponding author.

E-mail address: contact.run@gmail.com (L. Bridier).

Nomenclature

Inputs

period	total duration of study
N	number of observations
Δt	time step [h]
t	time [0, 1, ..., N]
$P_{out}(t)$	wind, PV power output at time t [kW]
E_{out}	energy output of wind, PV farm [kWh]
$P_f(t)$	power forecast at time t [kW]
$P_{bid}(t)$	guaranteed power bid at time t [kW]
$P_{err}(t)$	deviation between actual output power and forecast at time t [kW]
$P_{dev}(t)$	deviation between output power and bid at time t [kW]
P_c	charge power of storage [kW]
P_d	discharge power of storage [kW]
S	storage capacity [MWh]
$SOC(t)$	state of charge at the end of $[t; t + \Delta t]$ [% S]
SOC_{min}	minimal energy storage level [% S]
SOC_{max}	maximal energy storage level [% S]
SOC_0	initial state of charge [% S]
DOD_{max}	maximal depth of discharge [% S]

η_c	efficiency of storage in charge [p.u.]
η_d	efficiency of storage in discharge [p.u.]
tol	tolerance allowed by the grid operator in day-ahead guaranteed power commitment [p.u.]
tolDTR	maximal allowed threshold for DTR [p.u.]
$P_{min}, P_{min}(j)$	yearly, daily guaranteed power supplied to the grid [kW]

Outputs

$P_{sto}(t)$	Actual storage power at time t , >0 charge, <0 discharge [kW]
P_{min}^*	optimal yearly guaranteed power [kW]
$P_{min}^*(j)$	optimal guaranteed power minimizing DTR during day j [kW]
S^*	optimal storage capacity for $DTR < tolDTR$ [MWh]
$SOC^*(t)$	optimal state of charge at the end of $[t; t + \Delta t]$ [% S]
E_{inj}	total energy injected to the grid [% E_{out}]
E_{outinj}	part of energy output injected into the grid [% E_{out}]
$E_{storinj}$	stored energy injected into the grid [% E_{out}]
$P_{outlost}, E_{lost}$	lost power/energy output (full storage) [% E_{out}]
E_{lack}	energy lack (empty storage) [% E_{out}]
T_{Ellost}	time during which day-ahead bid is greater, with tolerance, than actual power [% period]
DTR	default time rate [% period]

A greater power can be supplied to the grid with a constant value $P_{min}(j)$ during the whole day j (daily levelling). This increase must be announced a day ahead to the grid operator.

These two services with two renewable energy sources led to the following 4 scenarios:

- Scenario 1 = S1 with Wind + Storage
- Scenario 2 = S1 with PV + Storage
- Scenario 3 = S2 with Wind + Storage
- Scenario 4 = S2 with PV + Storage

2.2. Modelling assumptions

In this paper, the storage is a generic black box known only by its technical common characteristics (Fig. 1):

- the storage capacity S ,
- the power of charge P_c ,
- the power of discharge P_d ,
- the minimal state of charge SOC_{min} ,
- the maximal state of charge SOC_{max} ,
- the initial state of charge SOC_0 ,
- the maximal depth of discharge DOD_{max} ,
- the round-trip efficiency $\eta_c^* \eta_d$.

The storage is supposed to have a response time compatible with the considered time scale i.e. minutes in this case study. Thus dynamic or transitional processes in each block are not taken into account (static model). In scenarios 1 to 4, power output and forecast data are known for all the period (Fig. 2). The aim is to find the minimal storage size that leads to a DTR lower than 5%.

There is no overshoot default. If the output with storage is above the bid because storage is full, the excess energy is considered lost (E_{lost} and T_{Ellost}). The energy loss is not considered as a default. Moreover, this energy could be valorized either by the producer himself or by the grid operator. Only undershoot is considered as a

default when there's a lack of energy because the storage is empty. So the DTR is the global time, per period, during which the relative difference between the bid and the actual supplied power with storage is greater than 5%:

$$P_{bid} - P_{inj} > tol * P_{bid} \quad (1)$$

where

$$P_{inj} = P_{outinj} + P_{stoinj} \quad (2)$$

During the discharge (respectively charge) phase, powers are considered negative (respectively positive).

The storage power P_{sto} must balance, as much as possible, the deviation between the bid and the actual Wind or PV power output $P_{dev} = P_{out} - P_{bid}$. Powers are considered constant during the time interval $[t; t + \Delta t]$. The time scale Δt implies a storage response time under Δt , typically batteries for minute's range [4,5].

The main assumption on storage is that during Δt , whatever its state of charge, the system can charge or discharge an energy $P_{sto} * \Delta t$. This is globally the case as P_{sto} is lower than P_c or P_d and if Δt is in range of minutes as in this survey.

The energy losses due to the efficiency of the storages or transformers are represented here by the parameter P_{stoL} . E_{lost} , corresponding to the power $P_{outlost}$, is the lost output energy which is the part of the output $P_{out} - P_{outinj}$ that could not be injected into the grid. E_{lost} is also a significant parameter as it represents the available energy that could not be stored due to a too small capacity. Minimizing E_{lost} is a mean to maximize the total injected energy into the grid.

2.3. Mathematical formulation

Thus, the mathematical formulation of the problem is a quadratic programming (QP) i.e. a minimization of a quadratic function under linear constraints. The objective function f is the square of the deviation between $x = P_{sto}$ and P_{dev} .

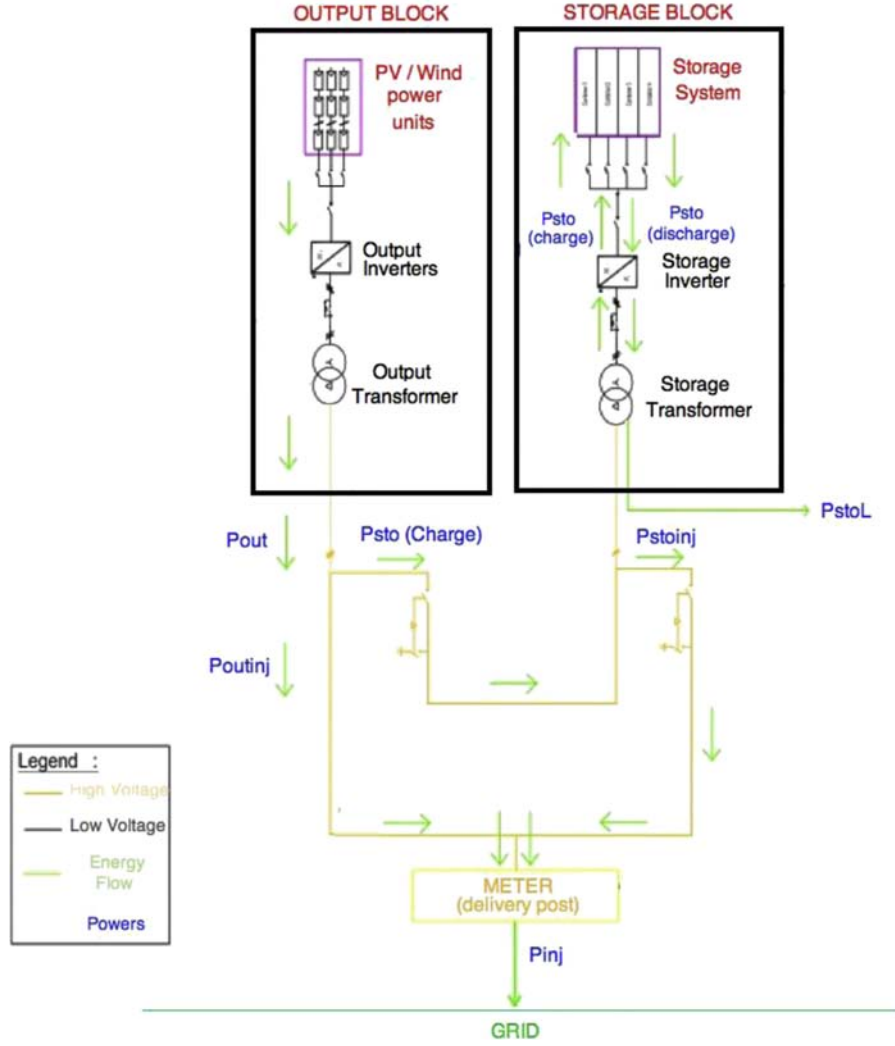


Fig. 1. Flowchart of power output with storage.

$$\text{Min } f(x) = \|x - P_{\text{dev}}\|^2$$

under Power constraints

$$-P_d \leq x(t) \leq P_c, \quad t = 1, \dots, N \quad (3)$$

and Capacity constraints

$$\text{SOC}_{\text{min}} < \text{SOC}(t) < \text{SOC}_{\text{max}}, \quad t = 1, \dots, N \quad (4)$$

with

$$\text{SOC}(t) = \text{SOC}(t-1) + x(t) \cdot \Delta t / S \quad (5)$$

This formulation can be rewritten according to the problem of the projection on a bounded closed convex

$$(\text{QP}) \cdot \begin{cases} \text{Min } \|x - d\|_2^2 \\ Ax \leq b \\ \alpha \leq x \leq \beta \end{cases}$$

The number of time steps N is 5.10^4 for time interval $\Delta t = 10$ min and during one year. The number of considered time steps increases with the decrease of the time scale ($N = 5.10^5$ for $\Delta t = 1$ min, $N = 3.10^7$ for $\Delta t = 1$ s). So (QP) is a large-scale

quadratic problem. Some routines in optimization toolboxes use the gradient projection's method or Non-Interior Point algorithm to solve this kind of problem [6] but with a few hundred of variables ($N < 10^3$) and are often not suited for very large-scale problems with inequalities.

In this work, the chosen approach to solve (QP) is a local optimization consisting in minimizing $|P_{\text{sto}}(t) - P_{\text{dev}}(t)|$ at each time step t , pushing P_{sto} as great as possible in respect of power and capacity constraints. This local minimizer can become a global one if the two following constraints are added:

- «no discharge, respectively charge, is allowed when charge, respectively discharged, is needed»
- «no more than the deviation to compensate can be charged or discharged»

It comes that if $P_{\text{dev}}(t) \geq 0$ (charge)

$$0 \leq x(t) \leq \min(P_{\text{dev}}(t)/\eta_c, P_c) = \alpha_t, \quad t = 1, \dots, N \quad (6)$$

and if $P_{\text{dev}}(t) < 0$ (discharge)

$$\beta_t = -\min(-P_{\text{dev}}(t)/\eta_d, P_d, \text{DOD}_{\text{max}} \cdot S / (\Delta t \cdot \eta_d)) \leq x(t) < 0, \quad t = 1, \dots, N \quad (7)$$

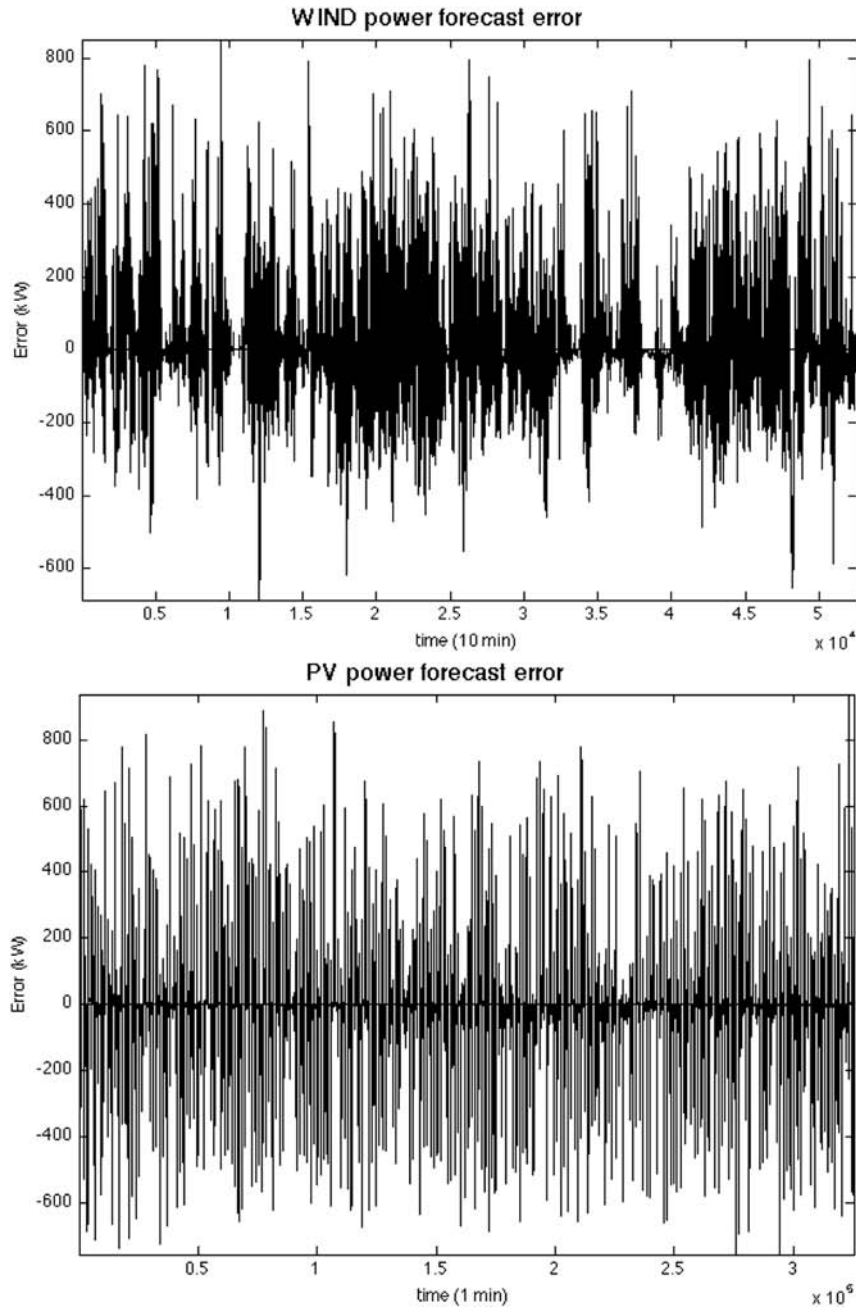


Fig. 2. Wind and PV Power forecast error.

For the service S1, the power bid P_{bid} is equal to the forecast power P_f . So the storage have to balance the forecast error $P_{dev} = P_{err} = P_{out} - P_f$.

For the service S2, the bid is equal to the minimal guaranteed power P_{min} . So the storage have to compensate the deviation between the bid and the produced power from renewables $P_{dev} = P_{out} - P_{min}$.

For S1, the goal is to compensate as well as possible the hourly power forecast error by storage operation. The model aims to obtain the optimal size of storage. In S2, the actual output with storage, that is P_{inj} , must fit a yearly or daily minimal power P_{min} or $P_{min}(j)$ which can vary. A maximal guaranteed power P_{min}^* or $P_{min}^*(j)$ can be found iteratively.

For the different scenarios, all historical data of production – output and forecast – are known. The optimal size of the storage is

given by the minimal value that leads, within this static context, to a DTR lower than 5%.

DTR is a relative time of power supply default and is similar to a Loss of Load Probability [3] where the load is the bid. DTR is the optimization criterion.

The chosen quantity for measuring the quality of forecasting is the relative Mean Absolute Error $rMAE$ which is less sensitive than *root mean square error* (RMSE) to extreme values [7].

$$rMAE(P_{out}, P_f) = \text{mean}(|P_{out} - P_f|) / \text{mean}(P_{out}) \quad (8)$$

The final strategy should help the producer to choose an optimal bid that minimize DTR for a given storage capacity. In S1, improving the bid amounts to improve the meteorological forecast which is

out of the scope of this paper. In S2, an optimal power minimizing DTR and losses or lacks of energy is obtained with the exact knowledge of the day-after output, which is not the case in operational use. Thus, the question is to achieve a day-ahead bid strategy close to the optimum, only knowing the past outputs and the day-ahead forecast. In order to compute the day-ahead guaranteed power bid, an optimal linear strategy consisting in finding a linear combination of the available data before the next day has been investigated. The simple mean strategy based on the following statement «the producer chooses the mean value of the power forecast as the guaranteed power bid» will be compared to the optimal linear strategy.

In the first model for S1, (QP) is solved with the local approach and this routine is called iteratively to determinate the minimal capacity S^* ensuring a 5%-DTR. In the second model for S2, the QP-solving routine is applied to get the optimal yearly P_{\min}^* or daily $P_{\min}^*(j)$ which corresponds to the maximal P_{\min} complying with a 5%-DTR.

2.4. Wind and PV case studies

For the wind power case, the time scale is 10 min i.e. $\Delta t = 1/6$. The power output was measured from September 2010 to August 2011 in a Guadeloupe wind farm ($N = 52,560$). The mean output is 193 kW with a standard deviation of 214 kW. A great irregularity was observed in the output power. During 2200 h, the measured power is zero corresponding to windless periods. The facility rated power is normalized to 1 MWp with a yearly energy output of 1.69 GWh.

Hourly power forecasts are based on meteorological forecasts and computed by a specialized company. They are given a day-ahead to the producer. A linear interpolation is made for every 10 min.-point.

The hourly mean absolute error (MAE) of wind power forecasting is 90 kW. The forecast is relatively good for most of the days ($rMAE < 10\%$). There is also a significant number of hours where the important errors are observed. For almost 3000 h the MAE is greater than 100 kW of which 1100 h with a MAE superior than 200 kW.

For the PV case, the time scale is 1 min that is $\Delta t = 1/60$. The power output was measured from Mars to November in La Reunion island. It represents a total period of 226 days ($N = 325,440$). As done previously for the wind power case, the PV facility rated power is also normalized to 1 MWp, with a total energy output of 900 MWh.

In this case, PV forecasts are given by the simple model of persistence, i.e. the power forecast is equal to the measured output of the day before at the same hour. The accuracy of the persistence forecast is rather low ($rMAE = 38.5\%$) but the goal here was to assess our approach even with a relatively bad forecasting method. Obviously, better results may be obtained with a more accurate forecasting method. The average power output and forecast are 167 kW.

Also notice that hourly power forecast has been linearly interpolated between every hour for the S1 service.

Overall, the PV power forecast error exhibits a more regular pattern when compared with the wind power case. As the storage has to compensate this error, this difference between these two renewables will have significant consequences on storage sizing.

3. Results

Simulations have been performed with the values of storage parameters given in Table 1.

As the local approach of minimizing DTR can deal with large-scale problem in the minutes range, the optimal storage sizing for

hourly smoothing (S1) and the optimal day-ahead bid for yearly and daily levelling (S2) have been found iteratively. The results are given for the 4 scenarios S1-Wind, S1-PV, S2-Wind, S2-PV coupled with a storage system with response times in the range of minutes and capacity in the range of MWh/MWp.

3.1. Hourly smoothing (S1)

As shown in Fig. 3, in the case of wind + storage, when the day-ahead bid is taken equal to the forecast, it is technically difficult for the supplier to match the specifications. Indeed, it may be noticed that

- either a great DTR (15% = three times the allowed threshold) and energy loss (13%) are observed, for a capacity of 2 MWh,
- or a critical sizing (greater than 10 MWh) is necessary to reach a 5%-DTR.

This is due to consecutive days with a high error between the forecast and the realized output power of the wind turbines. The accumulation of these days leads to a non-optimized operation with periods of full or empty storage.

For the PV power case and a storage capacity $S^* = 1.5$ MWh, a DTR of 5% is achieved and 6% of output energy loss is obtained. This means that, for this specific site, from March to Nov. 2009, a storage capacity of 1.5 MWh for a PV farm of 1 MWp would be enough to guarantee each day, within a 5% tolerance the day before output. In the other hand, for the wind power case, the required capacity for 5%-DTR is critical, that is 10.5 MWh/MWp which is not feasible in practice.

The hourly linear interpolation of the bid penalizes the supplier. A forecasted bid with a smaller granularity would permit to decrease the storage capacity with the same 5%-DTR. For example, in the case of PV, a forecasted bid with 1 min time step results in a storage capacity of 1 MWh/MWp.

As a conclusion on hourly smoothing (S1), the required storage capacity to ensure a 5%-DTR output is considerably lower with PV than with wind power. This result is due to the better PV power predictability as during the night the forecast error is zero. However, the producer may not take full profit from this advantage in PV power as the energy injected into the grid will be lower. This service could be fulfilled with wind power but only by increasing the tolerances.

3.2. Yearly and daily levelling (S2)

Regarding the wind power case, the minimal yearly constant power that can be guaranteed by the supplier to the grid is very low. This is 30 kW per MWp for a storage capacity of 2 MWh. With PV 1 MWh capacity is sufficient to guarantee a minimal power of 75 kW during the considered period as shown in Fig. 4. To obtain a constant guaranteed power of 100 kW with a 5%-DTR, a critical sizing greater than 10 MWh for wind power and 1.4 MWh for PV power are necessary. These two configurations result in high energy losses.

This is due to consecutive windless days where output is zero. For instance, more than two days with no wind require a capacity of more than 5 MWh to ensure a constant power of 100 kW. The wind

Table 1
Storage parameters' values.

P_c	P_d	$\eta_c^* \eta_d$	DODmax	SOCmin	SOCmax	SOCO
500 kW	500 kW	90%	60%	0%	100%	50%

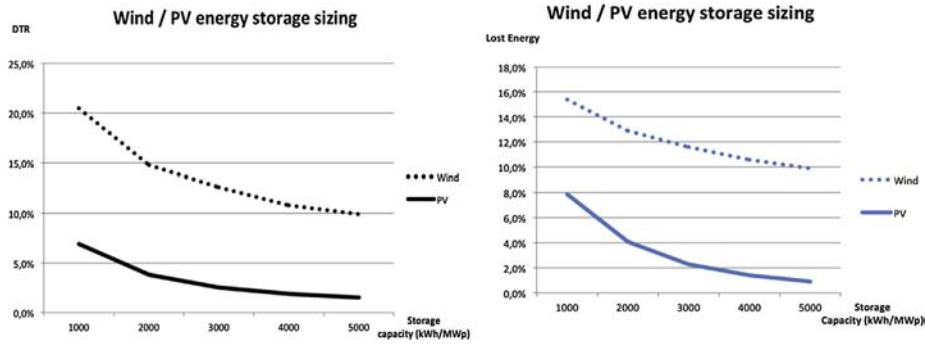


Fig. 3. Influence of the storage capacity on the DTR and resulting energy losses.

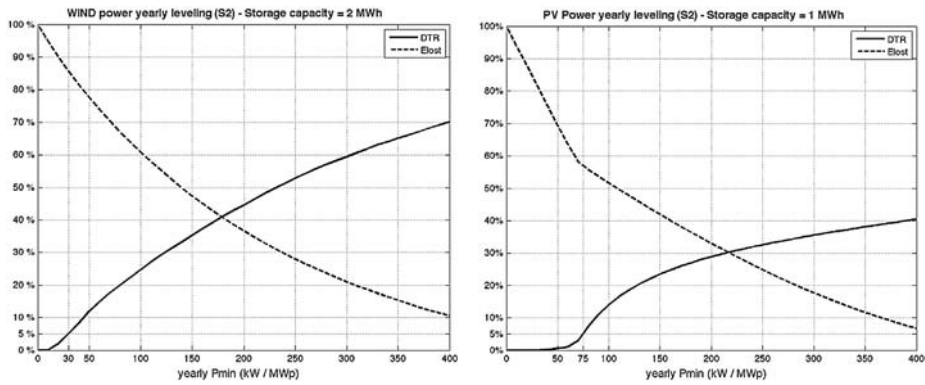


Fig. 4. Yearly levelling (S2) – Wind and PV Storage sizing.

resource is highly variable and more difficult to forecast in long-term scale [8]. Thus the use of wind power and storage to comply with this service is not efficient.

However, an optimal day-ahead bid achieving a daily 5%-DTR (1.2 h per day) is found under a given storage capacity of 1 MWh (Fig. 5). This daily guaranteed power gives a yearly DTR lower than 2%. This optimal daily power corresponds to the maximal power that can be guaranteed a day-ahead.

With wind power, the mean value of this optimal daily guaranteed power is 176 kW. A guaranteed supplied energy E_{inj} of 1506 MWh is achieved. It corresponds to 88% of the wind energy output. The storage operation related to the daily levelling optimum is much more efficient and energy losses are less important.

Table 2 Results for Wind/PV energy storage sizing.

Scenario	S^* (5%-DTR)	E_{lost}^* (5%-DTR)	DTR ($S = 1$ MWh)	E_{lost} ($S = 1$ MWh)
S1-Wind	10 515 kWh	9.7%	20.5%	15.4%
S1-PV	1528 kWh	5.5%	6.9%	7.9%
Scenario	Yearly P_{min}^* (5%-DTR)	Mean of daily P_{min}^* (j)	E_{lost} for daily P_{min}^* (j)	Mean of daily P_{min}^* (j)/ E_{lost} (8 h–18 h)
S2-Wind	30 kW	176 kW	12%	–
S2-PV	75 kW	73 kW	57.5%	375 kW/7.5%

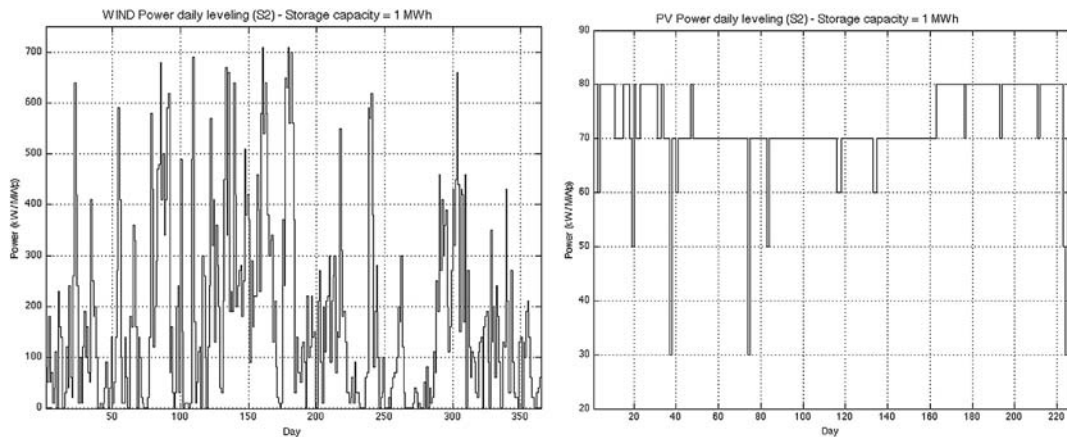


Fig. 5. S2 – Wind and PV optimal day-ahead bid.

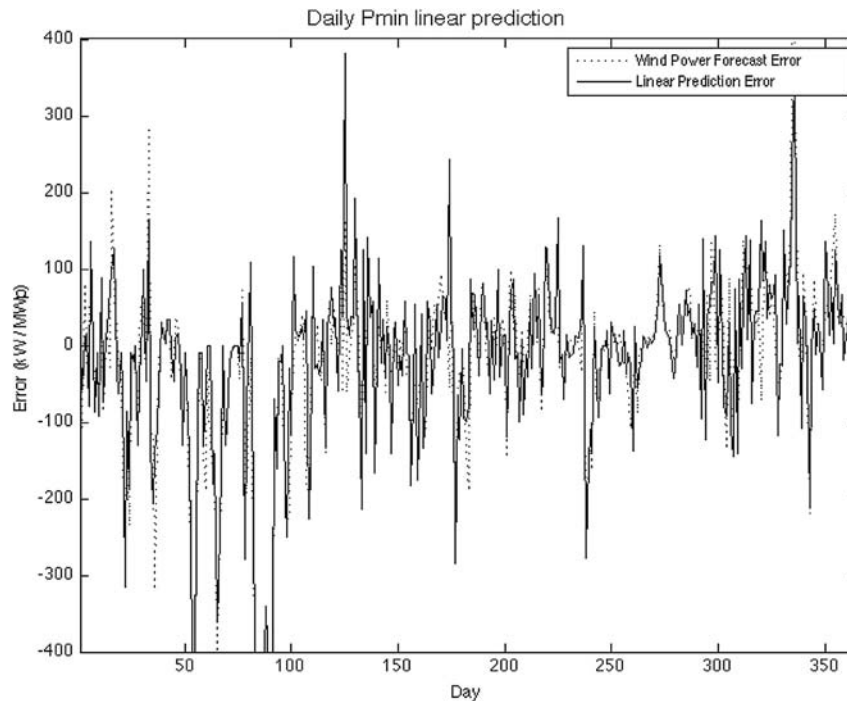


Fig. 6. P_{\min} linear prediction and wind power forecast errors.

But to achieve this result, the service is not completely fulfilled. Indeed in this case the guaranteed power is zero during windless days.

With PV power, the mean value of the optimal day-ahead bid is 73 kW corresponding to 43% of the total PV output energy. It represents an energy loss of 57% of the total produced energy. The PV production is unfortunately zero during the night. This results in low daily minimal power, weak injected energy and high losses. So another service (S2b) must be investigated. In this new service the minimal power could be guaranteed during only sunny slot of the day between 8 h and 18 h for instance. Under this new specification, the minimal guaranteed power to the grid during each daily slot is much higher and can reach, with 1 MWh storage, a 375 kW mean power value and a 6% energy loss.

Furthermore, the storage in this optimal daily bid is more regularly used than in S1. Indeed, the storage is more rarely full or empty. It can be used more often but with more rapid ageing.

Table 2 summarizes the obtained results (for a 1 MWp farm).

In the scenario S2-wind, the linear strategy of optimal bid's prediction, based only on forecast data, is not efficient. With wind power, this strategy leads indeed to a DTR of 12.5% with a 2 MWh storage capacity. In order to achieve a 5%-DTR a 5 MWh storage capacity is needed. With the «mean's strategy», the DTR is 22%. This comes from the significant correlation (90%) between the quality of the linear strategy and the quality of forecasting. Fig. 6 shows this high correlation between optimal bid linear prediction and power forecast error. So improving this strategy amounts to improve the forecast.

As a conclusion for the power levelling service, a high yearly constant power P_{\min} can not be guaranteed either with wind or PV power. In the wind power case, the storage capacity needed to balance windless periods is too large. For the PV power case, the output energy losses required to fulfil specifications are too important. This service could be provided with wind power but only with an additional output power source to fill windless periods. Nevertheless, this service (S2) can be more efficiently fulfilled with PV power if refocused on the daylight hours.

4. Conclusion

In this paper, in order to improve the integration of renewables into the electricity grid, an optimal design of a storage system is performed. 4 scenarios (corresponding to 2 specific grid services and 2 energy sources wind and PV) are evaluated. The following first conclusions can be drawn:

- The hourly smoothing with day-ahead forecasting can be achieved with wind power. An economical optimum can be reached by extending the DTR threshold or power supply tolerance. Improving the results in wind power case amounts mainly to improve the forecast quality during windless days which is a key factor for sizing.
- PV power is more globally predictable than wind power. Thus the results based on forecasting are technically better for the PV power in the two studied services regarding the DTR value. However this advantage is economically balanced by a lower production (15% in this case study) and high losses of energy for yearly levelling. This fact may arise the question of the interest for the supplier of a constant guaranteed power level. The scenario of daily levelling is more interesting in between daylight slots as it can be fulfilled with much higher power levels and reduced energy losses.

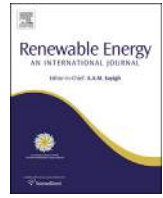
Acknowledgements

This work was completed in the framework of Enerstock project. The authors would like to thank Aerowatt for providing their data of production and forecasting.

References

- [1] DOE International Energy Storage Database. Available from: <http://www.energystorageexchange.org/projects>; 2012.

- [2] Lefevre D, Guilbaud C. Hybrid energy storage for renewable energy insertion into island grids. In: Proceedings of SHF conference 2011.
- [3] Bernal-Agustín JL, Dufo-López R. Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2009;13:2111–8.
- [4] Adolfo G, Ó Gallachóir B, McKeogh E, Lynch K. Study of electricity storage technologies and their potential to address wind energy intermittency in Ireland. Sustainable Energy Research Group (SERG); 2004.
- [5] Augustine C, Bain R, Chapman J, Denholm P, Drury E, Hall DG, et al. Renewable electricity futures study. In: *Renewable electricity generation and storage technologies*, vol. 2. NREL; 2012.
- [6] Gill PE, Murray W, Saunders MA, Wright MH. Procedures for optimization problems with a mixture of bounds and general linear constraints. *ACM Trans Math Softw* 1984;10:282–98.
- [7] Hoff TE, Perez R, Kleiss J, Renne D, Stein J. Reporting of irradiance modeling relative prediction errors. *Prog Photovolt Res Appl* 2012. <http://dx.doi.org/10.1002/pip.2225>.
- [8] Hassan U, Sykes DM. Wind structure and statistics. In: Freris LL, editor. *Wind energy conversion systems*. Englewood, NJ: Prentice-Hall; 1990.



Technico-economical analysis of a hybrid wave power-air compression storage system



David Hernández-Torres^{a,*}, Laurent Bridier^a, Mathieu David^{a,*}, Philippe Lauret^a,
Thomas Ardiale^b

^a Université de La Réunion, 40 Avenue de Soweto, 97410 Saint-Pierre, Reunion

^b Seawatt, 14 Rue Henri Cornu, 97490 Sainte-Clotilde, Reunion

ARTICLE INFO

Article history:

Received 23 January 2014

Accepted 25 August 2014

Available online 20 September 2014

Keywords:

Wave energy converter

Air compression storage

Network utility services

Optimization

Economical analysis

ABSTRACT

This paper presents a technico-economical analysis of a Pelamis wave power generator coupled with a proposed air compression storage system. Ocean wave measurements and forecasts are used from a site near the city of Saint-Pierre in Réunion island, France. The insular context requires both smoothing and forecast of the output power from the wave power system. The storage system is a solution to meet this requirement. Several power network services are defined by the utility operator in order to meet different load needs. The goal is to analyze the role of the proposed storage device for each desired network service. An optimization procedure, from previous works, based on available wave energy forecast, is used to compute the optimal storage size for each service. An economical analysis shows the feasibility from the addition of the storage device, as the hybrid source power output may be economically profitable compared to a raw wave power production.

© 2014 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

Integration of renewable energy sources in island networks are of great concern because of the absence of extended, robust and interconnected electric infrastructure. Mature and well established technologies, such as wind and solar power, are stochastic by nature, thus limiting the amount of “fatal” power available from these sources [1]. Energy storage systems are a solution to cope with the intermittent character of renewable sources. They are used to efficiently smooth power output and to store exceeding production. Ocean wave energy production technologies are also somewhat stochastic, with the design of the power take off (PTO) converter and its control being a crucial stage in a wave power generation project [2].

Within this context, the Seawatt R&D project was launched to develop a wave energy conversion farm with storage device units in the shores of Reunion island in the Indian Ocean (Lat. -21.34 Long. 55.43). The goal is to set-up an array of Pelamis P2 wave energy

converters (WEC), for a total installed power of 30 MW at the selected site in Saint-Pierre (Pierrefonds) [3]. The Pelamis P2 units have 750 kW of rated power, composed by five tube sections linked by hinged joints (180 m long, 4 m diameter), and a conversion efficiency ~70% considering both thermodynamic and electrical circuits [2]. The selected site in Reunion island is a particular challenging problem since the ratio of renewable penetration (mostly PV) is close to a 30% limitation established by the utility operator, hence the importance of a storage device design.

In this paper, an optimization methodology for sizing of the storage device is presented. The storage size of the hybrid system is optimized to comply with desired performances for several network services defined by the utility operator. The optimization method presented in Ref. [1] is used to find a suitable storage size for each service. The method, based on the day ahead power production, relies on the quality of the forecast. This has been widely studied for storage sizing with wind power [4–6]. The optimization method is based on a general basic approach using minimum search.

As a part of the Seawatt project, the storage system is composed by an on-board air compression system, that will, in fact, work as an extension of the built-in power smooth storage device delivered with the Pelamis P2. The additional system takes advantage of the available empty space at each structure tube. However, only static

* Corresponding authors.

E-mail addresses: david.hernandez-torres@univ-reunion.fr, davidusb@gmail.com (D. Hernández-Torres), laurent.bridier@univ-reunion.fr (L. Bridier), mathieu.david@univ-reunion.fr (M. David), philippe.lauret@univ-reunion.fr (P. Lauret), thomas.ardiale@seawatt.re (T. Ardiale).

Nomenclature

P_{bid}	Guaranteed power bid [kW]
P_f	Power forecast [kW]
P_{out}	Power output (from wave converter) [kW]
E_{out}	Energy output [kWh]
E_{lost}	Energy lost from P_{out} [% E_{out}]
P_{sto}	Storage power ($P_{sto}>0$ charge, $P_{sto}<0$ discharge) [kW]
P_{inj}	Power injected to the grid [kW]
P_{outinj}	Injected power part from P_{out} [kW]
P_{stoinj}	Injected power part from P_{sto} [kW]
P_{dev}	Deviation between output power and bid [kW]
P_{min}^*	Optimally guaranteed power [kW]
S/S^*	Useful/optimal storage capacity [kWh]
SOC	Storage state of charge [kWh]
P_c, P_d	Storage charge/discharge power [kW]
η_c, η_d	Storage charge/discharge efficiency [%]
DTR	Default time rate [%]
NPV	Net present value [€]
IRR	Internal rate of return [%]
FIT	Feed in tariff [€/MWh]

characteristics of the storage system are to be defined in this paper, as the assumptions made on the optimization method implies that the storage time constant is lower or equal to the considered time step Δt (1 h in this study).

A final step in the methodology is to analyze the economic benefit from the addition of the storage device. For this purpose, the guidelines presented in Ref. [7] are used.

2. Ocean data and wave converter power matrix

Wave data measurements from a chosen site near the city of Saint-Pierre (Pierrefonds) in Reunion island, France, are used. The available data include ocean state signals as significant wave height and maximum period of waves measured from 2000 to 2007 and 2009.

The optimization methodology presented in this paper is based on the day ahead output power bid computed from wave height forecasts. Available wave state forecast data from WW3 models are published by the US-NAVY at <http://www.usgodae.org/>. These forecasts include years 2005–present. For this reason, the base data set was chosen for the year 2006, for complete measured and forecast data. This is a limitation that may have an influence on the resource assessment analysis, hence the results presented in this article does not consider the inter-annual variability of wave energy. To account for inter-annual variations, it is recommended to consider at least 10 year of measured data.

The measured and forecast signals of the significant wave height and maximum period for the selected site in 2006 are shown in Fig. 1. Plotted data and spectral analysis of several years data shows a clearly seasonal behavior of the ocean state with particularly higher significant height and maximum period for the austral winter season.

With the forecast data, the power output of the Pelamis wave power converter can be computed using its power matrix. The Pelamis P2 power matrix, shown in Fig. 2, gives the correlation between the output power and significant height and maximum period of waves, it was developed in Ref. [3] using a regression on the simulation results obtained for various wave operating conditions using a non-linear wave to wire model of the converter. Using

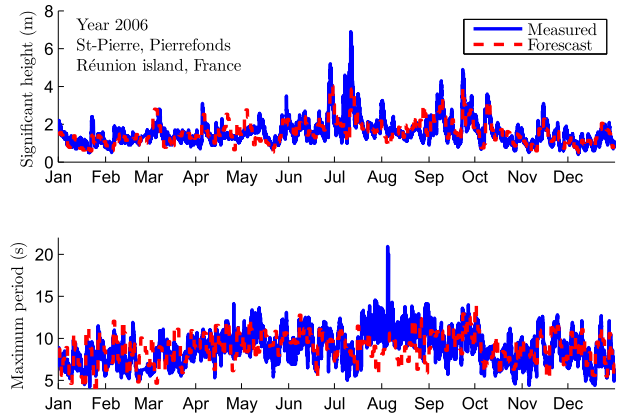


Fig. 1. Significant wave height and period in Pierrefonds, year 2006.

actual measured data and assuming an overall round trip efficiency of $\eta_{round} = 73.37\%$ ($\eta_{round} = \eta_c^* \eta_d$), the yearly mean value of effective power production P_{out} is 82.51 kW, roughly 11% of the 750 kW installed capacity for each converter, with maximum peaks at 667 kW (88.93% of installed capacity) during the winter season.

3. Network services

In this paper, several power network services are analyzed. These services are defined by the utility operator in order to cope with the different load needs. System services are presented in Fig. 3.

The first service S1, yields an hourly smoothed output of the day-ahead forecast power P_f . Service S2a1, comply with a bid of a yearly guaranteed constant power. Service S2a2, defines a bid of a constant power for each day of the year. Services S2b, S2c and S2d, defines bids within different time lapses for each day of the year. Specially service S2d is designed to provide a guaranteed power bid for evening peak hours. Finally services S4 and S5, defines combined bids of hourly smoothing and daily constant power with a constant power evening (18–22 h) service.

4. Methodology

4.1. Mathematical formulation

In this paper the storage is considered as a generic black box. The static technical characteristics of the storage system are

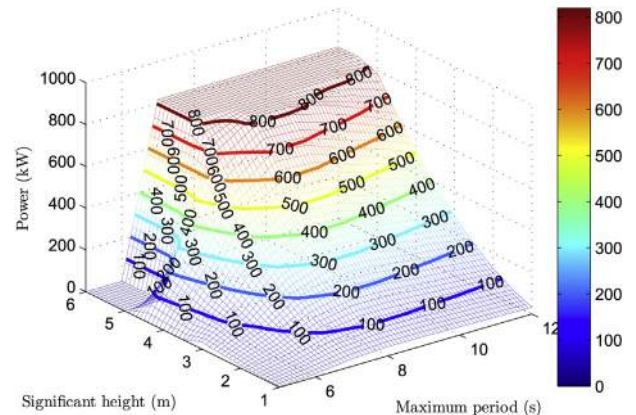


Fig. 2. Pelamis power matrix.

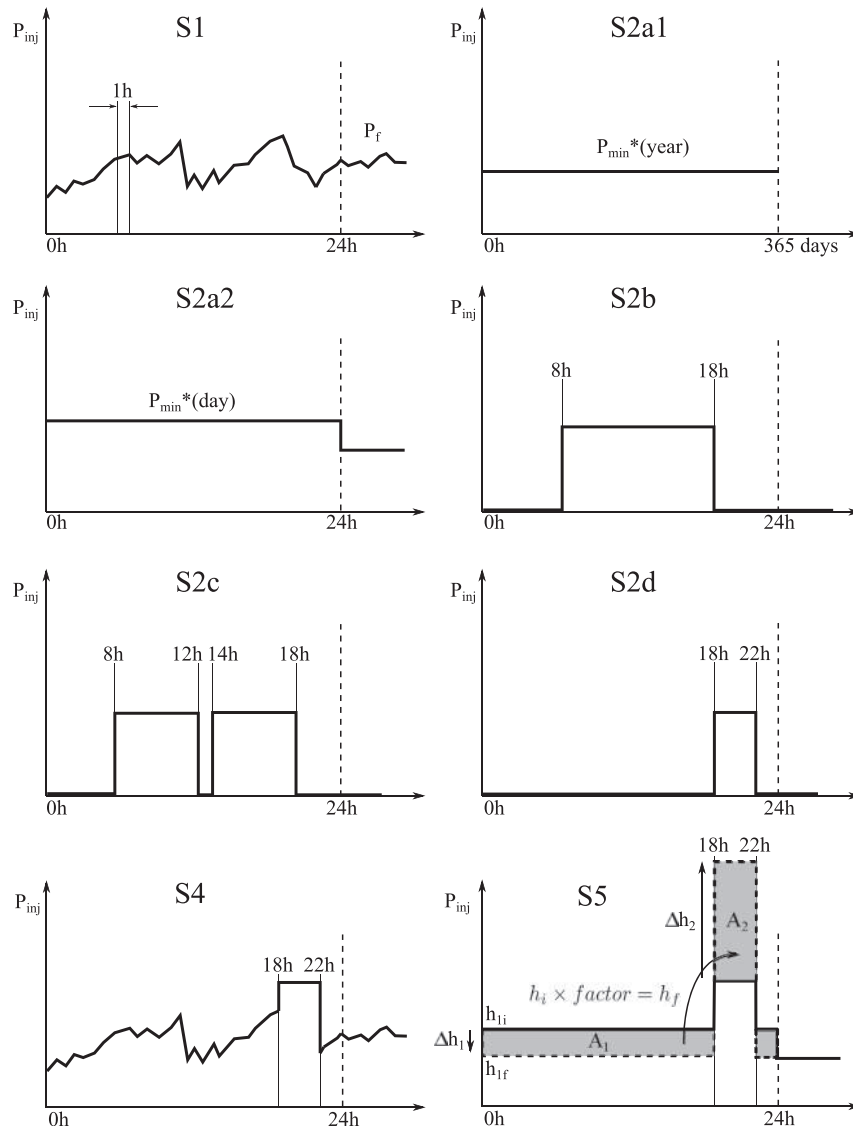


Fig. 3. System services.

considered known. It is assumed that the time step of the storage device is sufficiently large compared to the systems dynamics. Transient equations are neglected and a static efficiency-based model is considered.

The default time rate (DTR) is defined as the part of the total time during which the injected power P_{inj} does not meet the guaranteed power bid P_{bid} by a certain tolerance. The power bid is defined as the day-ahead announcement by the supplier to the grid operator. In a simplistic mathematical formulation the DTR can be described as:

$$DTR \equiv P_{bid} - P_{inj} > tol_P \times P_{bid} \quad (1)$$

with tol_P a given tolerance on the respecting the power bid and:

$$P_{inj} = P_{outinj} + P_{stoinj} \quad (2)$$

In theory, P_{sto} should compensate the deviation $P_{dev} = P_{out} - P_{bid}$. The actual storage power will however slightly differ from P_{sto} because of limitations of both charge and discharge powers and the storage state of charge SOC.

This can be formulated as an optimization problem where we want to find:

$$\min f(x) = \|x - P_{dev}\|^2 \quad (3)$$

under the power and capacity constraints:

$$\begin{aligned} -P_d &\leq x(t) \leq P_c, \quad t = 1, \dots, N \\ SOC_{min} &\leq SOC(t) \leq SOC_{max}, \quad t = 1, \dots, N \end{aligned}$$

with the state of charge computed by:

$$SOC(t) = SOC(t - \Delta t) + x(t)\Delta t/S$$

where S is the storage size in kWh and $x(t) = P_{sto}(t)$. The optimization is defined in order to guarantee a desired default time rate:

$$DTR < tol_{DTR} \quad (4)$$

with tol_{DTR} generally chosen at 5%, or a limitation on the percentage of the period during which the day-ahead announcement is not

met. The generalized optimization process flow diagram is presented in Fig. 4. In this paper the optimization is based on a minimum search on the system simulation results for many possible storage sizes that satisfies the selected constraints.

Another important design parameter is the energy loss, which is desirable to be as small as possible. As a counterpart of the DTR, a loss of energy E_{lost} occurs when the power production P_{out} is higher than the day-ahead announcement and the storage device has reached its full capacity. The energy excess is considered lost as it cannot be injected neither to the grid nor to the storage device.

4.2. Storage model

The black-box storage model is defined by the generalized model described as follows.

If the power deviation $P_{dev} \geq 0$ (charge) then:

$$0 \leq x(t) \leq \min(P_{dev}/\eta_c, P_c) = \alpha_t, \quad t = 1, \dots, N \quad (5)$$

if $P_{dev} < 0$ (discharge) then:

$$\beta_t = -\min(-P_{dev}/\eta_d, P_d) \leq x(t) < 0, \quad t = 1, \dots, N \quad (6)$$

With these definitions, the computation of the network injected powers P_{outinj} and P_{stoinj} is as follows:

- If $P_{dev} \geq 0$ (charge):

$$P_{outinj} = P_{bid}$$

$$P_{stoinj} = 0$$

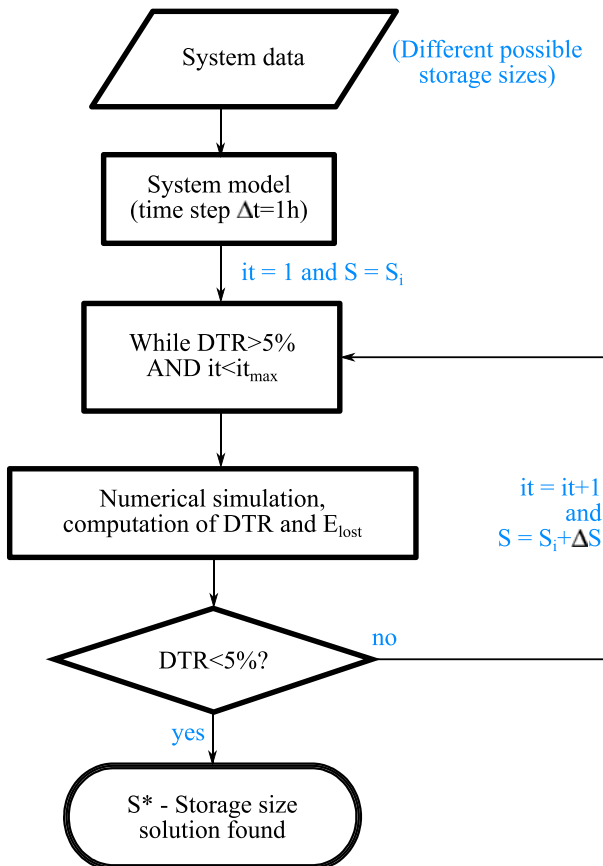


Fig. 4. Flow chart of the optimization methodology.

- If $P_{dev} < 0$ (discharge):

$$P_{outinj} = P_{out}$$

$$P_{stoinj} = P_{sto} = x(t)$$

where the actual storage power P_{sto} takes into account the charge/discharge powers and the storage capacity limitations.

A simplified schematic bloc diagram of the mathematical formulation presented is given in Fig. 5.

4.3. Tolerance layer strategy

A more specific formulation and application of the optimization method includes the use of a tolerance layer strategy. This approach is used to further reduce the storage size while respecting the services tolerances, as a contrast to the simplistic formulation presented before. The strategy is based upon the choice of a charge/discharge procedure within a defined tolerance layer. Three zones are then defined: under, inside and above the layer.

The system is said to be in a fault situation when the injected power P_{inj} is under the layer:

$$DTR \equiv P_{inj} < P_{bid} - tol \quad (7)$$

For the sake of simplicity, in this study, $tol = tol_P = tol_{DTR}$. The tolerance layer strategy is described graphically in Fig. 6.

In this work the charging phase is fixed to occur until the power output equals the lower limit of the layer ($P_{out} = P_{bid} - tol$). In the other hand, the discharge is fixed to occur until the power output equals the upper limit of the layer ($P_{out} = P_{bid} + tol$).

In the following sections, the operational strategies for each zone are defined as a function of the power output P_{out} and the tolerance layer limits $\pm tol$.

4.3.1. Above the layer (charge zone)

The system is above the tolerance layer if:

$$P_{out} > P_{bid} + tol \quad (8)$$

Under this condition, the operational strategy is computed as follows. First, the maximal storage power limited by the state of charge P_{stoMAX} and the “theoretical” P_{stoTH} storage power are computed:

$$P_{stoMAX} = (SOC_{max} - SOC(t)) \times \frac{S}{\Delta t} \quad (9)$$

$$P_{stoTH} = \min(P_c, (P_{out} - P_{bid} + tol), P_{stoMAX}/\eta_c) \quad (10)$$

Then the actual “physical” P_{sto} power stored under the charging condition is given by:

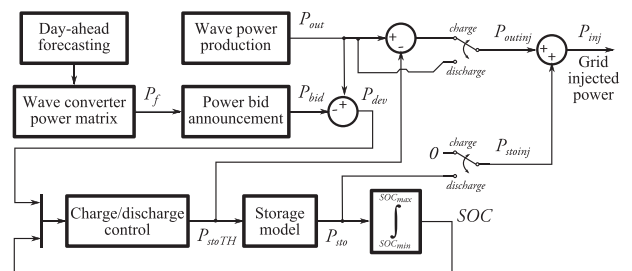


Fig. 5. Modeling block diagram.

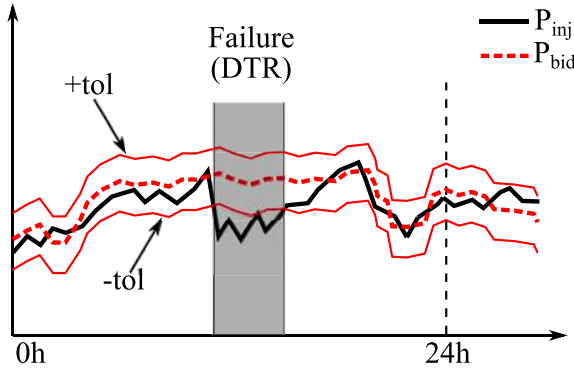


Fig. 6. DTR definition for tolerance layer strategy.

$$P_{sto} = \eta_c \times P_{stoTH} \quad (11)$$

The new state of charge is computed by:

$$SOC(t + \Delta t) = SOC(t) + P_{sto} \times \Delta t / S \quad (12)$$

Finally injected powers are respectively:

$$P_{outinj} = P_{out} - P_{stoTH} \quad (13)$$

$$P_{stoinj} = 0 \quad (14)$$

If $P_{out} - P_{stoTH} > P_{bid} + tol$ then the energy loss is computed by the following condition:

$$E_{lost} = (P_{out} - P_{stoTH} - (P_{bid} + tol)) \times \Delta t \quad (15)$$

$$P_{outinj} = P_{bid} + tol \quad (16)$$

else $E_{lost} = 0$.

4.3.2. Under the layer (discharge zone)

The system is under the tolerance layer if:

$$P_{out} < P_{bid} - tol \quad (17)$$

Under this condition, the minimal storage power limited by the state of charge P_{stoMIN} and the “theoretical” P_{stoTH} powers are computed:

$$P_{stoMIN} = (SOC_{min} - SOC(t)) \times \frac{S}{\Delta t} \quad (18)$$

$$P_{stoTH} = -\min(P_d, -(P_{out} - P_{bid} + tol) / \eta_d, -P_{stoMIN}) \quad (19)$$

Then the actual “physical” P_{sto} power discharged from the storage device is given by:

$$P_{sto} = \eta_d \times P_{stoTH} \quad (20)$$

However in this case the new state of charge will be computed by:

$$SOC(t + \Delta t) = SOC(t) + P_{stoTH} \times \Delta t / S \quad (21)$$

The injected power will be:

$$P_{outinj} = P_{out} \quad (22)$$

$$P_{stoinj} = P_{sto} \quad (23)$$

Table 1
Storage system data.

Parameter	Value
$P_c = P_d$	500 kW
η_c	87.4%
η_d	83.94%
SOC_{max}	100%
SOC_{min}	0%

4.3.3. Inside the layer

The system will be inside the tolerance layer if:

$$P_{out} \in [P_{bid} - tol, P_{bid} + tol] \quad (24)$$

The injected power and the state of charge are computed following the same procedure described before for operation above the layer.

5. Results

In this section, simulation and optimization results for the different studied services are presented.

For some services the results are obtained using a slight modification of the maximum-charge/minimum-discharge strategy, in which if the system is operating in failure (DTR) then no power is injected to the network and the production is directly used to charge the storage device.

The storage system parameters used for the simulations are given in Table 1. The charge efficiency η_c is given by the product of the compressed air reservoir efficiency assuming adiabatic cycle (95%) and the isentropic efficiency of the hydraulic system (92%). The discharge efficiency η_d is computed with the product of the reservoir efficiency, the hydraulic turbine efficiency (94%) and the efficiency of the electrical conversion components (94%). All efficiencies are assumed based on typical by default values of the air compression system components.

For service S1 the optimization process with $tol = 20$ kW yields an optimal storage size of $S^* = 550$ kWh. The simulation results for the month of July 2006 are presented in Fig. 7. A total of 19.31% energy loss is obtained and the mean value of the effective network injected power is 65.6 kW.

The service is respected by the given tolerance (DTR<5%). Despite the relatively high loss of energy (~20%), the storage size obtained may be a feasible candidate. Table 2 gives the results of the optimization procedure for all the considered services. The economical analysis for each service will be subsequently

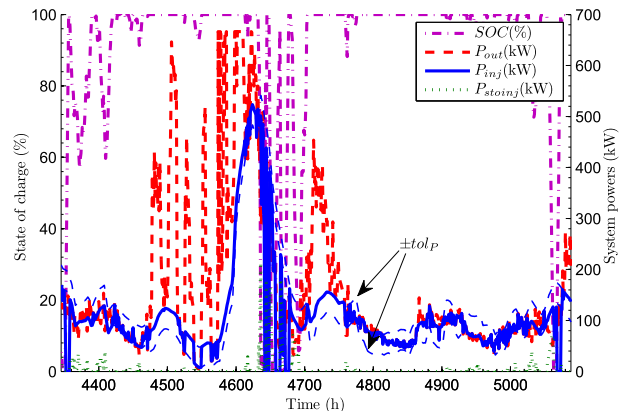


Fig. 7. Simulation results for service S1 (July 2006).

Table 2
Network services and storage size optimization results.

Service	\bar{P}_{inj} [kW]	\bar{P}_{injTL}^a [kW]	E_{inj} [MWh]	E_{lost} [%]	DTR [%]	S^* [kWh]
S1	65.60	—	574.74	19.31	4.94	550
S2a1 ^b	51.76	—	453.50	36.81	4.80	1000
S2a2	65.65	—	575.20	19.33	4.93	600
S2b ^c	45.94	100.23	402.44	41.08	4.53	1000
S2c ^d	46.98	112.76	411.57	38.30	4.79	1000
S2d ^e	37.92	182.06	332.25	48.46	4.95	1000
S4a ^f	61.90	111.38	542.35	23.26	4.91	550
S4b ^f	61.00	106.93	534.39	25.75	4.86	375
S5a ^f	61.96	111.37	542.82	23.19	5.00	545
S5b ^f	61.06	106.49	534.91	25.70	4.97	365

^a Subscript TL denotes time-lapse for power delivery (for example 18–22 h for service S2d).

^b $P_{bid}=50$ kW, i.e., 77.45% of the yearly \bar{P}_{prev} .

^c With $P_{bid} = 2.1 \times \bar{P}_f$ between 8 and 18 h.

^d With $P_{bid} = 2.75 \times \bar{P}_f$ between 8–12 h and 14–18 h.

^e With $P_{bid} = 5.2 \times \bar{P}_f$ between 18 and 22 h.

^f Results obtained with factor = 0.7.

presented in this paper (see Section 6). The influence of the selected tolerance in the resulting storage size and the lost of energy is presented in Fig. 8.

Simulation results for service S2a1 are presented in Fig. 9 using $tol = 20$ kW and a storage size of $S^* = 1000$ kWh. These results are obtained for a yearly $P_{min} = 50$ kW. However, the yearly mean value of the production forecast is $\bar{P}_f = 64.56$ kW. If the yearly mean forecast is to be supplied, a hardly economically feasible storage size of 5400 kWh will be needed. Optimization results for a small variation in range of the yearly P_{min} around 50 kW are given in Fig. 10. In either case, energy losses are considerably higher (35 ~ 40%) when compared with the hourly smooth service.

The results obtained for daily-based optimization services are subsequently presented. Service S2a2 was conceived to yield a daily constant P_{min} . The delivered power is considered constant by the utility operator if it lies within the tolerance layer at the given tolerance.

If the daily P_{min} value is given by the daily mean production forecast, then an optimally storage size of 600 kWh is obtained with a $tol = 20$ kW. Results in terms of lost energy and injected power are very similar in magnitude with those obtained with service S1. Fig. 11 shows a simulation results for the month of July 2006.

Subsequent services S2b, S2c and S2d are particular in terms of their performance and profitability, this is because the injected power is forced to lie in between the desired delivery schedule, but this comes at the price of too high energy losses. On the other hand, resale prices may be higher for these services, as they are specifically designed to meet certain peak hour load demand. Results with these services are resumed later in this section in Table 2.

Table 3
Selected network services and injected energies.

Service	S^{*a}	$E_{inj_{NPH}}^{a,b}$	$E_{inj_{PH}}^{a,b}$	$E_{inj_{NPH}}^a$	$E_{inj_{PH}}^a$
S1 +/-	0.550	22.22	—	552.52	—
S1 0/-	1.200	17.79	—	569.69	—
S2a2 ^c	0.600	19.60	—	555.60	—
S2a2 ^d	1.050	17.24	—	545.70	—
S4a	0.550	13.16	30.63	325.93	172.59
S4b	0.375	10.52	38.83	328.72	156.27
S5a	0.545	14.04	30.92	325.52	172.28
S5b	0.365	10.33	39.06	330.21	155.25

^a All units are in MWh.

^b Energy injected during DTR condition.

^c With $tol = 20$ kW.

^d With $tol = 15$ kW.

Table 4
Economical model parameters.

Parameter	Value
Nominal discount rate	10%
Inflation rate	2%
Project lifetime	20 years
Income tax	20%
Storage life-span	20 years
Storage initial capital cost	700 €/kWh
Storage O&M costs	10% of capital cost

To reduce energy losses, a more interesting implementation of these services is considered as a combination with other all-day injected power services (S1, S2a1 or S2a2). This is particularly the case of services S4 and S5, that were designed as a combination of services S1 and S2a2 respectively ($S4 = S1 + S2d$ and $S5 = S2a2 + S2d$), and a constant power delivery for the evening (18–22 h).

For these service an additional “factor” parameter is introduced. This parameter defines a certain amount of energy transferred from all-day service (S1 or S2a2) to the evening service (see Fig. 3-S5). The “factor” term is defined by:

$$\text{factor} = \frac{h_f}{h_i} \Rightarrow h_i \times \text{factor} = h_f \quad (25)$$

where h_i, h_f are initial and final values in the all-day mean injected power, then:

$$\Delta h = h_i(1 - \text{factor}) \quad (26)$$

Using equal area criterion and considering a 20 h base service (S1 or S2a2) and a 4 h evening service (S2d) then:

$$\Delta A_1 = \Delta h_1 \times b_1 = \Delta h_1 \times 20 \quad (27)$$

$$\Delta A_2 = \Delta h_2 \times b_2 = \Delta h_2 \times 4 \quad (28)$$

finally:

$$\Delta h_2 = 5 \times h_{1i} \times (1 - \text{factor}) \quad (29)$$

Simulation results for service S4 are given in Fig. 12. For these results the optimal storage size of 550 kWh and a factor = 0.7 were used. A 23.26% of energy loss is obtained and the yearly mean injected power is 61.9 kW. However, the mean value of the constant power delivered in the evening is 111.38 kW. As a contrast to other services, it is clear from the obtained results that the storage is

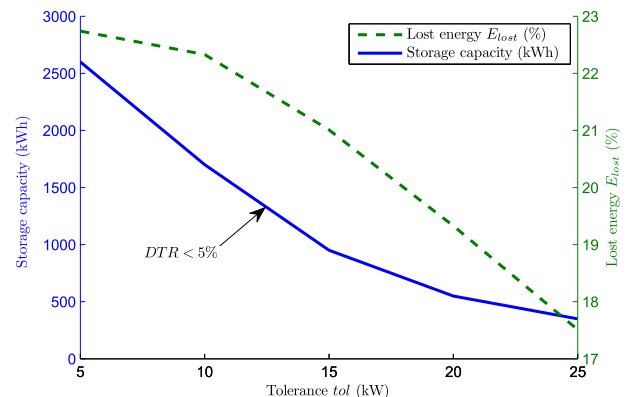


Fig. 8. Optimal storage size dependence with tolerance for service S1.

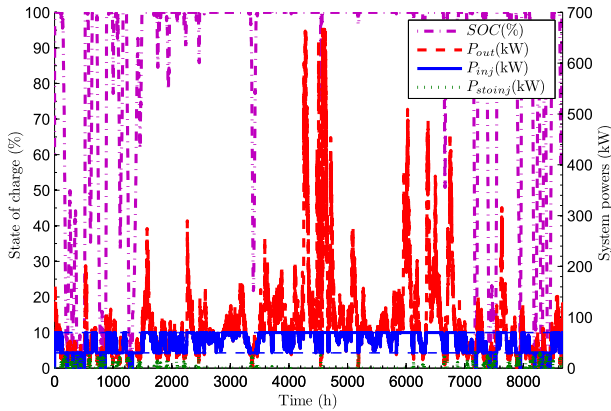


Fig. 9. Simulation results for service S2a1 (year 2006).

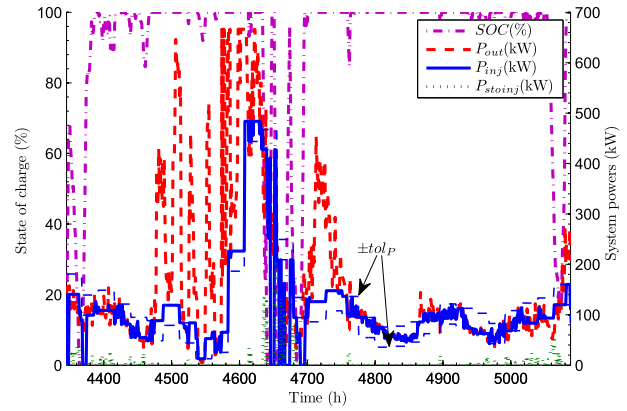


Fig. 11. Simulation results for service S2a2 (July 2006).

more solicited, specially because it is needed as a support for the evening service. The use of the given factor value allows the storage to lead off the evening service with a ~100% SOC for almost every day.

Fig. 13 shows the optimization results for service S4 and a variation in the factor value. A minimal DTR value is obtained with a factor = 0.7.

A minor modification of this service (S4b) includes a 2 h period of time during which no power is injected to the grid and the production is entirely used to charge the storage. This time lapse is fixed at the end of the day between 22 and 24 h.

With this strategy, a further reduced optimal size of the storage is obtained, $S^* = 375$ kWh. However, this comes at the price higher energy losses $E_{lost} = 25.75\%$ and lower yearly mean injected power $P_{inj} = 61$ kW. A supplementary economical analysis will give more justification to the choice of the final operating strategy.

Simulation and optimization results for service S5 are given respectively in Figs. 14 and 15.

The obtained results are very similar to those of service S4. Again the optimal value of the factor parameter is 0.7. The optimal storage size is 545 kWh for service S5a and 365 kWh for service S5b (applying the same charging procedure between 22 and 24 h).

Generally higher energy losses were obtained for services S2a1, S2b, S2c and S2d. However, these services are later implemented as combined strategies in services S4 and S5. In terms of the economical profitability services S4 and S5 may be of more interest because the evening service may have higher resale prices.

The final part of the sizing strategy deals with the economical profitability analysis. This is presented in the following section.

6. Economical analysis

6.1. Methodology and model assumptions

In this section the economical analysis of the different services described above is presented. The study is based on the guidelines described in Ref. [7]. The classical cash flow and net present value (NPV) methodology is considered. A similar approach was used in Ref. [8] to analyze the economical performance of a Pelamis P1 in several sites in Europe.

The NPV is computed using the equation:

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+i)^n} \quad (30)$$

where C_n is the total annualized cash flow for a given period n , i is the annual real interest rate or the discount rate, N is the project lifetime. Associated with the NPV is the internal rate of return (IRR), which is the rate that yields $NPV = 0$ for a given period:

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+IRR)^n} = 0 \quad (31)$$

The results obtained in the selected site show that the energy production is low compared to other sites worldwide. The raw produced energy by the Pelamis wave power device stands at

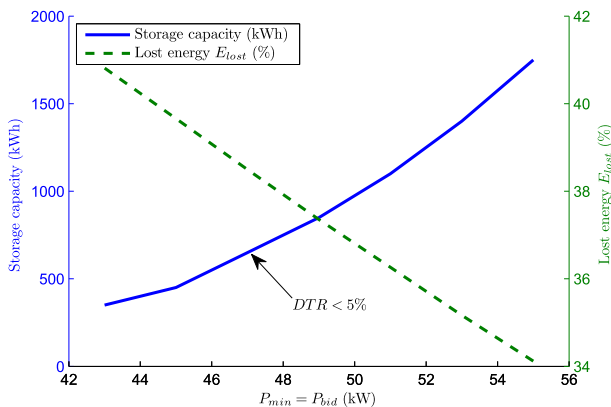


Fig. 10. Optimal storage size in dependence of yearly P_{min} .

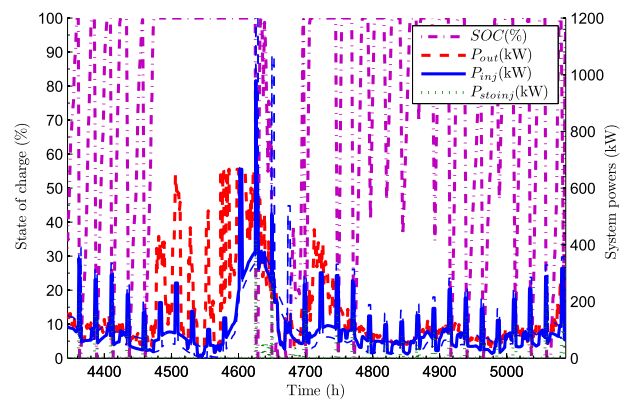


Fig. 12. Simulation results for service S4 (July 2006).

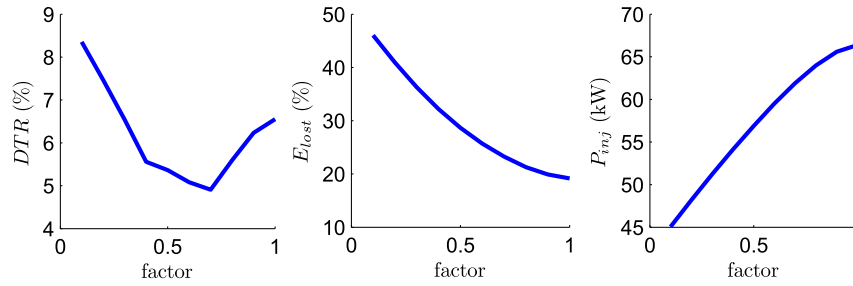


Fig. 13. Optimization results for service S4 and a variation in factor.

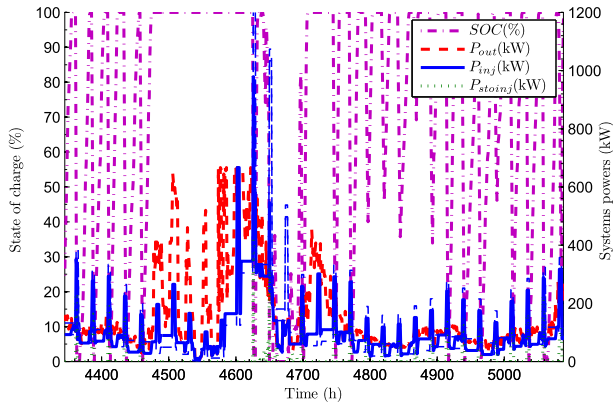


Fig. 14. Simulation results for service S5 (July 2006).

$E_{out} = 964.32 \text{ MWh}$. A result somewhat comparable to a selected site in Denmark considered in the work of [8]. For a supposed feed in tariffs (FIT) of this type of energy of 150 €/MWh , a negative NPV is obtained at -6.121 €M . In order to yield a positive NPV, a prohibitive FIT of 1.22 €/kWh would be needed.

Given this performance, a goal was fixed in this work to evaluate the economical performance of the storage device and its contribution to operational profit for each service.

As the considered services are single cases or combinations of all-day services S1 and/or S2a2 and peak hour service S2d, the revenues from injected power to the grid will be given by:

$$\text{Revenues}_{\text{Pelamis+Storage}} = E_{\text{injNPH}} \times c_1 + E_{\text{injPH}} \times c_2 \quad (32)$$

where c_1 and c_2 are the FIT for non peak hour (NPH) and peak hour (PH) services, with a price condition holding as $c_1 < c_2$.

The contribution of the storage device to operational profit will be computed by the difference:

$$\text{Profit}_{\text{Storage}} = \text{NPV}_{\text{Pelamis+Storage}} - \text{NPV}_{\text{Pelamis}} \quad (33)$$

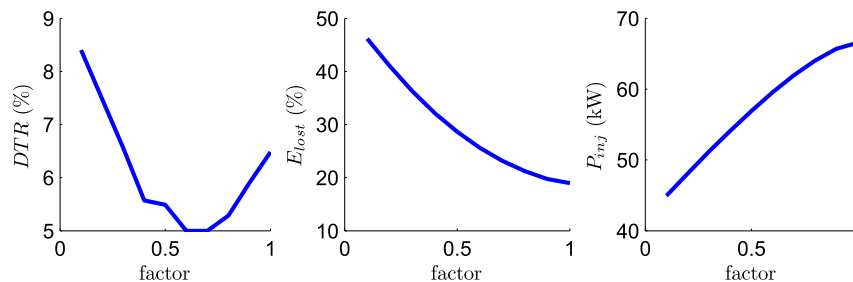


Fig. 15. Optimization results for service S5 and a variation in factor.

From the results obtained in the previous sections, services S1, S2a2, S4a-b and S5a-b are retained for the economical analysis. For services S1 and S2a2 second options strategies are considered. For S1, as a complement to the maximum-charge/minimum-discharge strategy (S1 +/-), a second exact-charge/minimum-discharge strategy (S1 0/-) is also studied. The exact-charge means that the charge zone is limited to $P_{out} > P_{bid}$. A Higher storage size is obtained with strategy 0/-, at the benefit of higher injected energy (see Table 5). For S2a2, the results obtained with $tol = 15$ and $tol = 20 \text{ kW}$ are compared. The technical analysis results, including the optimal storage size and injected energies, for each of these services are resumed in Table 3. It is assumed that the FIT for output energy injected during a DTR condition is half the value during normal power injection.

Compressed air storage costs breakdown is presented in Ref. [9] for CAES systems. Assuming similar compressor technology and reducing the costs associated to cavern development and construction materials in CAES systems to on-board air reservoir installation, the storage device cost can be estimated between 400 and 700 €/kWh . Cost considerations for the worst-case scenario (700 €/kWh) and the parameters of the economical model are resumed in Table 4. No salvage and a 20-year double-declining depreciation schedule are considered in the economical modeling.

6.2. Results

For an initial comparison, the profit and the IRR are computed for fixed FIT values assuming $c_1 = 300$ and $c_2 = 400 \text{ €/MWh}$. The results are resumed in Table 5. It is clear that, even with higher injected energy and revenues, service S1 using strategy 0/- is not attractive due to high storage capacity and initial capital cost. A similar result is obtained for service S2a2 using a $tol = 15 \text{ kW}$. Only services S4b and S5b represent interesting options in terms of profit with fixed FIT.

Assuming FIT values variation ranges, profit and IRR are presented in Figs. 16 and 17 for services S1 and S2a2. Similar results are obtained for both services. Strategies S1 0/- and S2a2 with

Table 5
Economic analysis results for fixed FIT.

Service	S^* [MWh]	Revenues ^a [€]	Profit [€]	IRR [%]
S1 +/-	0.550	169,089	-169,090	2.91
S1 0/-	1.200	173,575	-903,131	<0
S2a2 ^b	0.600	169,620	-224,074	0.97
S2a2 ^c	1.050	166,296	-783,353	<0
S4a	0.550	174,912	-122,816	5.09
S4b	0.375	170,467	49,084	12.53
S5a	0.545	174,857	-117,333	5.29
S5b	0.365	170,524	61,379	13.22

^a Yearly revenues.
^b With tol = 20 kW.
^c With tol = 15 kW.

tol = 15 kW are again penalized due to high initial capital costs. Strategies S1 +/- and S2a2 tol = 20 kW begins to be interesting with FIT higher than 350 €/MWh.

Fig. 18 shows the 10% line contours of the IRR for services S4a, S4b, S5a and S5b. Overall services S4b and S5b are retained as the most economically interesting options.

For both S4b and S5b, profitability is bounded to high FIT prices for c_2 and to the obtained low storage sizes. For these services interesting IRR>10% starts at ~350 €/MWh (considering c_1 ~280 €/MWh in the case of S5b). A profit/IRR mapping for c_1/c_2 variation

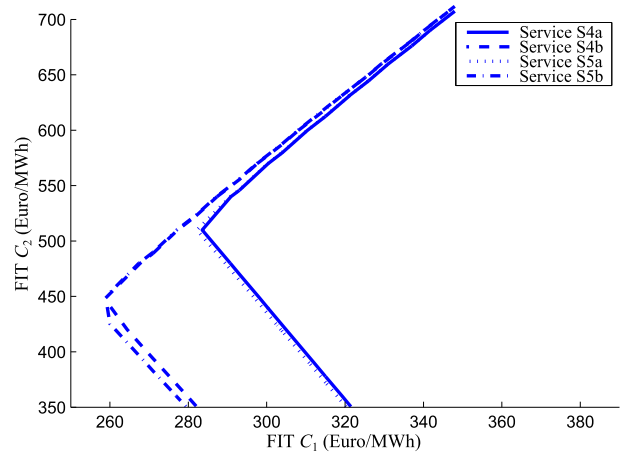


Fig. 18. Contour lines for 10% IRR for services S4a, S4b, S5a and S5b.

ranges for service S5b is presented in Fig. 19. For comparison purposes, the obtained NPV value of the Pelamis with storage device for service S5b stands at -6.0597 €M. When comparing this value with the obtained NPV for the Pelamis device alone, the contribution of the storage device to the whole system profitability can be inferred.

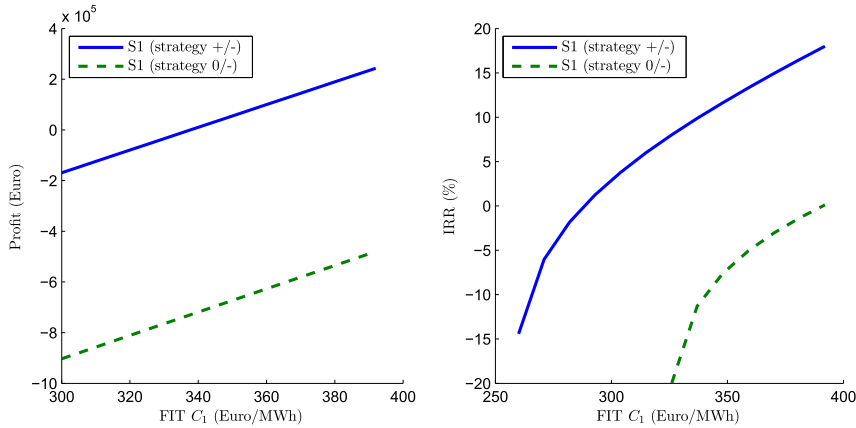


Fig. 16. Economic analysis results for service S1.

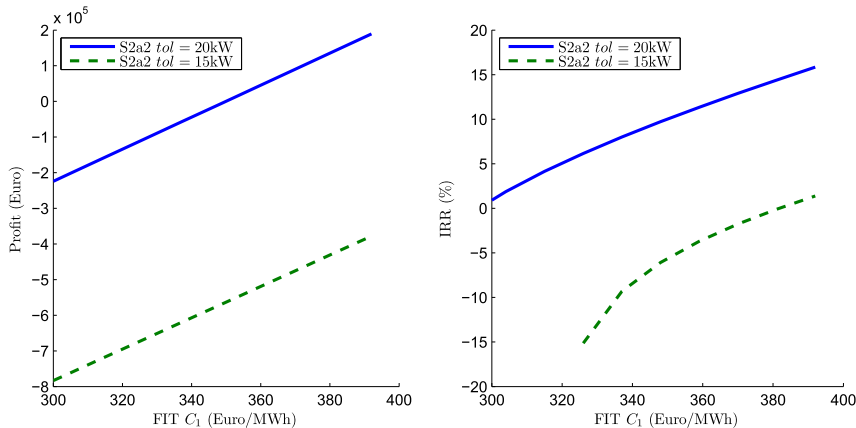


Fig. 17. Economic analysis results for service S2a2.

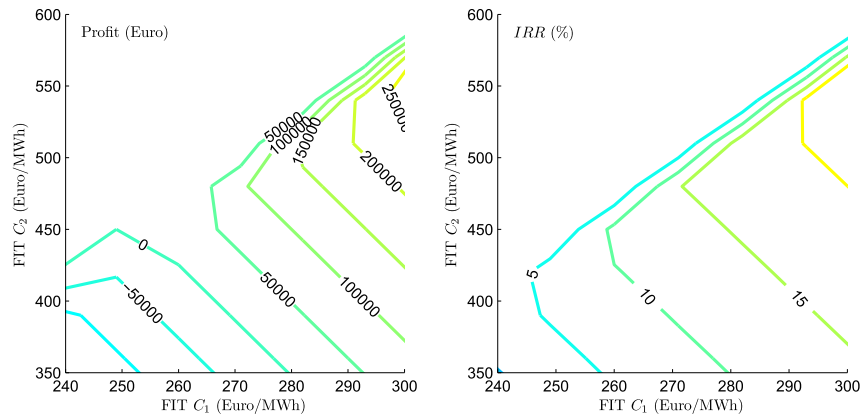


Fig. 19. Profit and IRR values for service S5b.

7. Conclusion

A technico-economical optimization methodology and analysis, considering the contribution of an air compression storage device coupled with a wave power machine, was studied in this paper. Network services and operational strategies resulting in lower storage device size were shown to be more economically attractive while respecting the desired service performance tolerance. Specifically, services S4b and S5b were retained as the most interesting both technically and economically. It should be noted however that high FIT prices (>350 €/MWh for peak hour services) are needed to guarantee profitability, this may involve some important energy policy change to stimulate wave power insertion. The obtained results shows the importance of service combination to achieve profitable energy supply to challenge the low output power from the Pelamis PII machine (11% capacity factor at selected site). The optimization methodology used for storage device sizing may be adapted for other types of technologies, given the black-box modeling approach. Current and future works includes the use of the sizing optimization method for wind and PV generation, the introduction of additional optimization variables within the tolerance layer strategy and the formulation of the problem as a convex optimization that may be solved using the powerful Linear Matrix Inequalities (LMI) tools.

References

- [1] Bridier L, David M, Lauret P. Optimal design of a storage system coupled with intermittent renewables. In: World renewable energy congress – WREC (to be published in renewable energy), Murdoch, Australia; 2013.
- [2] Henderson R. Design, simulation, and testing of a novel hydraulic power take-off system for the Pelamis wave energy converter. *Renew Energy* 2006;31: 271–83.
- [3] Baudry V, Mouslim H, Babarit A. Numerical estimation of the power matrix of the wave energy converter Pelamis PII. In: 13èmes journées de l'hydrodynamique, Chatou, France; 2012.
- [4] Korpaasa M, Holena AT, Hildrumb R. Operation and sizing of energy storage for wind power plants in a market system. *Electr Power Energy Syst* 2003;25: 599–606.
- [5] Bludszuweit H, Domínguez J. Probabilistic energy storage sizing for reducing wind power forecast uncertainty. In: International Conference on renewable energies and power quality (ICREPQ'10), Granada, Spain; 2010.
- [6] Haessig P, Multon B, Ben Ahmed H, Lascaud S, Bondon P. Energy storage sizing for wind power: impact of the autocorrelation of day-ahead forecast errors. *Wind Energy Publ online* 2013:1–18.
- [7] Short W, Packey DJ, Holt T. A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies. Tech. Rep. NREL/TP-462–5173. National Renewable Energy Laboratory; March 1995.
- [8] O'Connor M, Lewis T, Dalton G. Techno-economic performance of the pelamis p1 and wavestar at different ratings and various locations in Europe. *Renew Energy* 2013;50:889–900.
- [9] Drury E, Denholm P, Sioshansi R. The value of compressed air energy storage in energy and reserve markets. *Energy* 2011;36:4959–73.