



**HAL**  
open science

# Système énergétique territorial face à la montée en puissance des énergies renouvelables : modélisation de la transition appliquée à La Réunion

Kun Ma

► **To cite this version:**

Kun Ma. Système énergétique territorial face à la montée en puissance des énergies renouvelables : modélisation de la transition appliquée à La Réunion. Géographie. Université de Rouen, 2012. Français. NNT: . tel-00732678

**HAL Id: tel-00732678**

**<https://theses.hal.science/tel-00732678>**

Submitted on 17 Sep 2012

**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.

# **SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE TERRITORIAL FACE À LA MONTÉE EN PUISSANCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES : MODÉLISATION DE LA TRANSITION APPLIQUÉE À LA RÉUNION**



**Kun MA**

Thèse pour l'obtention du doctorat en Géographie  
sous la direction de Patrice LANGLOIS

Soutenue le 4 septembre 2012

## **Membres du Jury :**

**Marie-Hélène DE SÈDE-MARCEAU** Professeur, Université de Franche-Comté (Rapporteur)

**Gilles LAJOIE** Professeur, Université de La Réunion (Rapporteur)

**Patrice LANGLOIS** Professeur Émérite, Université de Rouen (Directeur de thèse)

**Pablo VIEJO GARCÍA** Ingénieur, EDF R&D (Référence industrielle)

## Résumé

A partir du concept de système énergétique territorial (SET), défini comme le couplage d'un système territorial et d'un système énergétique, et après avoir examiné la situation actuelle et la possibilité d'une transition énergétique d'un SET, nous modélisons la transition du système électrique de La Réunion, avec un modèle informatique à base d'agents, développé sur la plateforme Anylogic. Dans ce modèle, les centrales de production et les postes sources, localisés dans les IRIS et connectés au réseau, constituent l'interface d'échange entre les deux sous-systèmes en couplage. La dynamique du modèle repose sur deux niveaux de temporalités emboîtées. L'interaction entre la dynamique territoriale et la dynamique énergétique est réalisée grâce à la simulation horaire des ressources (solaire, éolienne, hydraulique) et de la demande (courbes de charge), basée sur des observations horaires réelles (météorologiques, courbes de charge, etc.), et calibrée avec les statistiques de production et de consommation de l'année de référence. Les scénarios d'évolution, structurés par des hypothèses sur la demande et la production, s'inscrivent sur plusieurs dizaines d'années avec une granularité annuelle. Ils permettent de comprendre l'effet de différentes combinaisons de paramètres (seuil de saturation du PV, stockage, taux de couverture du PV, demande, etc.) et d'acquérir ainsi des connaissances sur la manière dont peut évoluer le système énergétique. Ceci permet de proposer des pistes de réflexion sur les politiques à mener en fonction des objectifs visés (réduction des gaz à effet de serre, maîtrise du prix d'énergie, développement des renouvelables...).

## Abstract

From the concept of territorial energy system (TES), defined as a coupling between a territorial system and an energy system, and after that the actual situation and different possibilities of energy transition being examined, we model the energy transition of the Reunion electrical system, with a multi-agent model developed under the Anylogic platform. In this model, the power plants and the substation HV/MV, localized in IRIS and connected with the electricity network, form the exchange interface between the two subsystems coupled. The dynamic of the model is based on two levels of nested temporalities. Interaction between territorial dynamics and energy dynamics is achieved through hourly simulation of resources (solar, wind, hydraulic) and demand (load curves), based on hourly observations (weather data, data of load curves, etc.), and calibrated with the statistics of production and consumption of the reference year. Scenarios are structured by assumptions about the demand and production, and are with a time horizon of decades and an annual granularity. They allow to understand the effect of different combinations of parameters (threshold of saturation of PV, storage, PV coverage, demand, etc.), to get insights on how the energy system can evolve. This could be used to provide aids to policies decisions according to objectives (reducing greenhouse gas emissions, control of prices of energy, development of renewable ...).

## 摘要

我们把领土能源系统定义为能源系统和领土系统的有机组合。从这个观念入手，我们分析领土能源系统在当今世界的状况，并且用 MAS 技术在 Anylogic 平台上模拟留尼汪（La Réunion）能源系统在今后几十年可能的变革。在这个模型里，处于 IRIS 里的发电站和终端变电站构成两个组合系统的界面。模型的时间性由一个嵌套机制控制。每个小时，两个系统的互动由资源（太阳能，风能，水能）和用电需求（负荷曲线）的模拟来实现。模拟数据是建立在小时统计数据（气象数据，负荷数据）和年月统计数据之上。发展远景趋向每年更新直到几十年后，它的设定是建立在对用电需求和发电的前景假设之上。发展远景让我们认知参量（太阳能饱和阀，储存，太阳能覆盖率，需求量）的综合变化对系统的影响，了解留尼汪电力系统可能的演变，根据既定目标（消减二氧化碳排放量，控制能源价格，可再生能源发展）提供线索以供参考。

## Remerciements

*...Bien des années plus tard, en achevant le dernier paragraphe de la conclusion, la doctorante se rappelait ce lointain après-midi d'il y a trois ans au cours duquel son directeur Patrice Langlois l'emmena faire connaissance avec l'ontologie...*

*Non seulement il m'est un maître révérend, mais presque un père soucieux. Je lui suis profondément reconnaissante pour le temps qu'il consacra sans compter dans cette recherche, et pour son soutien moral et financier. Je n'oublierai pas les longues discussions autour d'un concept qui tient en moins de trois lignes, ou de la nième version d'une formule. Je n'oublierai pas les remarques scrupuleusement taillées tout au long d'un brouillon qui, grâce à ce catalyseur magique, se transforma progressivement en un texte qui émerveilla parfois son propre auteur. Je n'oublie pas le contrat de recherche grâce auquel j'ai pu me sauver du triste sort de travailleuse au noir Au Canard Laqué. Pour lui, Merci est un mot trop simple mais qui est le plus juste.*

*En initialisant le contrat et m'acceptant dans son groupe N45 d'EIFER, Pablo Viejo m'a permis d'accéder à la fois à l'expertise et aux outils informatiques nécessaires à mes recherches. Qu'il en soit sincèrement remercié.*

*Merci à Eric Daudé d'avoir bien suivi mon travail tout au long de ces années. Grand merci à lui d'avoir minutieusement examiné ce mémoire malgré les soucis de son déménagement prochain en Inde.*

*Je sais gré à Marie-Hélène de Sède et à Gilles Lajoie d'avoir eu la gentillesse d'accepter la charge de rapporteurs. Qu'ils soient assurés de mes remerciements les plus respectueux.*

*Baptiste Blanpain, grand-frère du bureau (oui chef !), et Joël Rodet, voisin « brésilien » du château favela, se sont énormément investis dans la relecture et la correction de la thèse. Qu'ils soient affectueusement remerciés.*

*Merci également à Yves Guermond d'avoir relu ce mémoire.*

*Milles mercis à des amis sans qui ce texte ne serait jamais du vrai français : Noémie Choplain (c'est de la famille !), Christophe Henri, Jonas Pigeon, Luc de Golbéry ...*

*Merci à tous ceux et celles qui m'accompagnèrent dans ces six années vécues en France (67 %), en Allemagne (17 %), en Inde (9 %) et en Chine (7 %).*

*Enfin, à mes chers maman, papa, mamie et papi (qu'il repose en paix) qui m'ont élevée avec tant de soin, de tendresse et d'affection : je suis assez égoïste pour aller découvrir le monde et me découvrir très loin de vous, à l'autre bout du continent. Tant de fêtes de famille ratées, tant d'occasions absentes. Désolée... Ce mémoire est un remerciement si minime pour vous que je n'ose vous montrer ; ma seule vraie rédemption serait que je trouve plus de temps à être auprès de vous. Le temps presse...*

## Table des matières

RESUME.....	1
REMERCIEMENTS.....	3
TABLE DES MATIERES.....	4
<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>14</b>
PROBLEMATIQUE .....	15
QUESTION CENTRALE .....	21
PLAN DE LA THESE .....	22
<b>PARTIE 1. APPROCHE THEORIQUE ET CONCEPTUELLE .....</b>	<b>24</b>
CHAPITRE 1. POSTURE METHODOLOGIQUE .....	25
1.1. <i>L'approche systémique</i> .....	25
1.2. <i>La modélisation et la simulation : une approche par la complexité</i> .....	29
CHAPITRE 2. DEFINITIONS ET CONCEPTS.....	36
2.1. <i>Le concept d'énergie</i> .....	36
2.2. <i>Le concept de système énergétique territorial</i> .....	41
2.3. <i>Le concept de système électrique</i> .....	46
CHAPITRE 3. MODELISATION CONCEPTUELLE D'UN SYSTEME ELECTRIQUE TERRITORIAL.....	54
3.1. <i>Modèles prospectifs d'un SET</i> .....	54
3.2. <i>Modèle électrique de la Guadeloupe</i> .....	57
3.3. <i>Notre modèle : le modèle conceptuel du système électrique territorial</i> .....	58
<b>PARTIE 2. VERS UNE TRANSITION ENERGETIQUE ?.....</b>	<b>64</b>
CHAPITRE 4. L'ETAT ACTUEL DES SYSTEMES ENERGETIQUES TERRITORIAUX .....	65
4.1. <i>Ressources et productions</i> .....	65
4.2. <i>Consommation : tendances globales et disparités</i> .....	77
4.3. <i>Système énergétique, société et environnement</i> .....	80
CHAPITRE 5. TRANSITIONS D'UN SYSTEME ENERGETIQUE TERRITORIAL.....	90
5.1. <i>Approche du concept</i> .....	90
5.2. <i>L'intermittence des productions renouvelables</i> .....	91
5.3. <i>Vers une production décentralisée ?</i> .....	97
5.4. <i>Vers un système énergétique mieux couplé au territoire</i> .....	104
5.5. <i>Le territoire face à une la transition énergétique</i> .....	111
CHAPITRE 6. LE SYSTEME ENERGETIQUE DE LA FRANCE METROPOLITAINE.....	115
6.1. <i>Potentialité de production électrique des éoliennes : une analyse géographique du vent</i> .....	115

6.2.	<i>La consommation énergétique française</i> .....	122
<b>PARTIE 3.</b>	<b>MODELISATION DU SYSTEME ENERGETIQUE REUNIONNAIS</b> .....	<b>134</b>
CHAPITRE 7.	LA REUNION : UNE SITUATION ENERGETIQUE PARTICULIERE .....	135
7.1.	<i>Les contextes géographique et climatique</i> .....	135
7.2.	<i>Le contexte administratif, socio-économique</i> .....	140
7.3.	<i>Le contexte énergétique</i> .....	153
7.4.	<i>Les caractéristiques du système électrique insulaire (SEI) réunionnais</i> .....	156
CHAPITRE 8.	LE RESEAU ELECTRIQUE REUNIONNAIS ET SA MODELISATION .....	161
8.1.	<i>Réseau électrique réunionnais</i> .....	161
8.2.	<i>Analyse de la structure du réseau</i> .....	164
8.3.	<i>Simulation du flot électrique</i> .....	168
CHAPITRE 9.	LA CONSOMMATION ET SA DYNAMIQUE SPATIALE, TEMPORELLE ET SECTORIELLE .....	172
9.1.	<i>Consommation annuelle</i> .....	172
9.2.	<i>Simulation de la courbe de charge</i> .....	178
CHAPITRE 10.	LES ENERGIES RENOUVELABLES A LA REUNION .....	193
10.1.	<i>Les énergies renouvelables non intermittentes</i> .....	193
10.2.	<i>L'Eolien</i> .....	203
10.3.	<i>Le Solaire Photovoltaïque (PV)</i> .....	217
10.4.	<i>Autres ressources renouvelables</i> .....	230
10.5.	<i>Récapitulatif de la modélisation des composants</i> .....	232
<b>PARTIE 4.</b>	<b>PROSPECTIVE ENERGETIQUE POUR LA REUNION</b> .....	<b>237</b>
CHAPITRE 11.	STRUCTURE DU MODELE ET FONCTIONNEMENT DE LA SIMULATION .....	238
11.1.	<i>Le principe de fonctionnement de la simulation</i> .....	238
11.2.	<i>Simulation pour l'année référentielle</i> .....	241
CHAPITRE 12.	TESTS DE SENSIBILITE .....	253
12.1.	<i>Simulation du jour critique</i> .....	253
12.2.	<i>L'effacement de la pointe de consommation</i> .....	255
12.3.	<i>Le seuil de saturation PV</i> .....	258
12.4.	<i>Le stockage couplé avec le photovoltaïque</i> .....	259
12.5.	<i>La production éolienne</i> .....	261
12.6.	<i>La marge de réserve</i> .....	263
CHAPITRE 13.	LES SCENARIOS D'EVOLUTION.....	264
13.1.	<i>Principaux enseignements</i> .....	265
13.2.	<i>Scénario conservateur</i> .....	267
13.3.	<i>Scénario développement PV avec stabilité du conventionnel</i> .....	273
13.4.	<i>Scénario développement PV avec conventionnel moindre</i> .....	287
13.5.	<i>Scénario développement PV avec conventionnel adaptatif</i> .....	294

<b>CONCLUSION</b> .....	<b>300</b>
ANNEXE .....	305
BIBLIOGRAPHIE .....	309

## TABLEAUX & FIGURES

TABLEAU 1 : PAYS OU LA PRODUCTION DES ENERGIES RENOUVELABLES DEPASSE LES 100 TWH EN 2009, AVEC LE POURCENTAGE DE LA PRODUCTION RENOUVELABLE DANS LA CONSOMMATION NETTE EN 2008 DE CES PAYS. SOURCE : (IEA 2011D, IEA 2011F, IEA 2011c) .....	68
TABLEAU 2 : COMPARAISON DES COUTS DANS LE RAPPORT SRREN ET DANS LE RAPPORT PETREL SUR LA REUNION, AVEC UN TAUX DE CONVERSION 1 € = 1,4 \$ POUR CONVERTIR LES COUTS DANS LE RAPPORT SRREN EN EUROS.....	74
TABLEAU 3 : EVOLUTION DE LA POPULATION MONDIALE EN RAPPORT AVEC LES PERIODES DE DOUBLEMENT DE LA POPULATION (EHRlich 1972, IEA 2010) .....	77
TABLEAU 4 : ANALYSE DU CYCLE DE VIE DES EMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE DE DIFFERENTES SOURCES DE PRODUCTION (GCO <sub>2</sub> EQ/ kWh) (IPCC 2011) .....	87
TABLEAU 5 : TYPES DE RESSOURCE ET LEURS CARACTERISTIQUES (● : OUI, ○ : PEUT-ETRE, X : NON) .....	103
TABLEAU 6 : CONSOMMATIONS FINALES D'ENERGIE EN KTEP POUR LE CHARBON, LES PRODUITS PETROLIERS, LE GAZ NATUREL ET L'ELECTRICITE EN 2008 .....	123
TABLEAU 7 : LES SOUS-SECTEURS DE L'INDUSTRIE SELON LA NOMENCLATURE AGREGEE A21 .....	128
TABLEAU 8 : POPULATION 2008 A LA REUNION (INSEE 2011B) .....	144
TABLEAU 9 : REVENU DE LA POPULATION DE LA REUNION EN 2008 EN EURO COMPARE A CELUI DE LA FRANCE METROPOLITAINE (INSEE 2011B).....	145
TABLEAU 10 : NOMBRE D'ETABLISSEMENTS ACTIFS DE LA REUNION AU 31 DECEMBRE 2008 COMPARE A CELUI DE LA FRANCE METROPOLITAINE (INSEE 2011B) .....	146
TABLEAU 11 : SITUATION DE LA POPULATION, DE L'ECONOMIE ET DE LA RESIDENCE DE ST-PIERRE ET DU TAMPON, COMPAREES AVEC CELLES DE LA REUNION .....	149
TABLEAU 12 : CONSOMMATION FINALE ELECTRIQUE ET CONSOMMATION FINALE DE CARBURANTS COMPAREES AVEC CELLE DE LA FRANCE METROPOLITAINE. (ARER 2010, COMITE DES CONSTRUCTEURS FRANÇAIS D'AUTOMOBILES (CCFA)).....	154
TABLEAU 13 : LES CENTRALES THERMIQUES SUR L'ILE .....	159
TABLEAU 14 : RESEAU ELECTRIQUE REUNIONNAIS : EN CAS DE SUPPRESSION DES NŒUDS ET DES ARCS, OCCURRENCES DE NON CONNEXION ET DE DEFICIT, ET MOYENNE DE DEFICIT AU CAS OU AU MOINS UNE PARTIE DU RESEAU NON CONNEXE EST EN DEFICIT, A 3H ET A 11H. ....	166
TABLEAU 15 : RESEAU ELECTRIQUE ALTERNATIF : EN CAS DE SUPPRESSION DES NŒUDS ET DES ARCS, DES OCCURRENCES DE NON CONNEXION ET DE DEFICIT, ET DES MOYENNES DES DEFICITS (AU CAS OU AU MOINS UNE PARTIE DU RESEAU NON CONNEXE EST EN DEFICIT), A 3H ET A 11H.....	168
TABLEAU 16 : ESTIMATION DE LA CONSOMMATION ELECTRIQUE PAR SECTEUR D'ACTIVITE EN % ET EN GWh.....	174
TABLEAU 17 : LA SIGNIFICATIVITE DU MODELE REGRESSION LINEAIRE MULTIPLE SIMULTANEE .....	176

TABLEAU 18 : L'ÉCART-TYPE ET LA MOYENNE DE LA DIFFERENCE ENTRE LE PROFIL MODELISE PAR JOUR-TYPE ET LE PROFIL REEL DES GROUPES D'IRIS D, H, ET A.....	187
TABLEAU 19 : LES CENTRALES HYDRAULIQUES DE LA REUNION (SOURCE : EDF, BILAN ENERGETIQUE 2009, PETREL, ETC.) .....	194
TABLEAU 20 : VITESSE DE DEBIT DE LA CENTRALE RIVIERE DE L'EST (HOARAU 2009) .....	197
TABLEAU 21 : LES CENTRALES BAGASSE-CHARBON (SOURCE : GROUPE SECHILLENNE-SIDEC.....	198
TABLEAU 22 : LES FERMES EOLIENNES REUNIONNAISES (GROUPE VERGNET, (GERRI 2011A), THEWINDPOWER.NET).....	203
TABLEAU 23 : LE SIGMA DE LA DISTRIBUTION RAYLEIGH POUR LES DONNEES HORAIRES STATISTIQUES DE 2010 ET CELLES SIMULEES AVEC NEWRUNEOLE.....	213
TABLEAU 24: LA SUPERFICIE (EN M <sup>2</sup> ) DES TOITURES PAR ZONE CLIMATIQUE ET PAR INCLINAISON .....	223
TABLEAU 25 : LES MOYENNES JOURNALIERES DU RAYONNEMENT GLOBAL HORIZONTAL DANS LES 6 STATIONS .....	226
TABLEAU 26 : PUISSANCES ET INTENSITES ELECTRIQUES DES LIGNES ELECTRIQUES DANS LA SIMULATION D'UNE ANNEE REFERENTIELLE .....	250
TABLEAU 27 : CONSOMMATIONS TOTALES MENSUELLES ET PUISSANCES MAXIMALES MENSUELLES SIMULEES PAR RAPPORT AUX VALEURS OBSERVEES.....	252
TABLEAU 28 : LES SIMULATIONS POUR UNE ANNEE REFERENTIELLE, COMPAREES AVEC LES STATISTIQUES .....	252
TABLEAU 29 : LES FERMES EOLIENNES ET LEURS PUISSANCES INSTALLEES ACTUELLES ET DANS LE SCENARIO D'EXPANSION.....	262
TABLEAU 30 : EVOLUTION DES FLUX MAXIMAUX SUR DES LIGNES ELECTRIQUES .....	270
TABLEAU 31 : TROIS SCENARIOS SUR LES COUTS DES COMBUSTIBLES : FAIBLES, MOYENS ET ELEVES.....	271
TABLEAU 32 : ENUMERATION EXHAUSTIVE DES LIGNES ELECTRIQUES RELIANT LES POSTES SOURCES QUI DANS AU MOINS UNE DES CONFIGURATIONS ENREGISTRENT UN FLUX MAXIMUM SUPERIEUR A 20 % DU FLUX DE LA SIMULATION REFERENTIELLE .....	279
TABLEAU 33 : LIGNES ELECTRIQUES RELIANT LES POSTES SOURCES OU LES FLUX ELECTRIQUES MAXIMAUX AUGMENTENT LE PLUS (STOCKAGE DE 50 % DE LA PUISSANCE INSTALLEE DU PV, SEUIL DE SATURATION PV DE 1) .....	279
TABLEAU 34 : ENUMERATION EXHAUSTIVE DES LIGNES ELECTRIQUES RELIANT LES POSTES SOURCES QUI DANS AU MOINS L'UNE DES CONFIGURATIONS ENREGISTRENT UN FLUX MAXIMUM SUPERIEUR A 20 % DU FLUX DE LA SIMULATION REFERENTIELLE, AVEC LE SEUIL DE SATURATION PV A 1 .....	281
TABLEAU 35 : LIGNES ELECTRIQUES RELIANT LES POSTES SOURCES OU LES FLUX ELECTRIQUES MAXIMAUX AUGMENTENT LE PLUS (STOCKAGE DE 50 % DE LA PUISSANCE INSTALLEE DU PV, SEUIL DE SATURATION PV DE 1) .....	291
TABLEAU 36 : CAS SANS EOLIEN SUPPLEMENTAIRE : ENUMERATION EXHAUSTIVE DES LIGNES ELECTRIQUES, RELIANT LES POSTES SOURCES, QUI DANS AU MOINS UNE DES CONFIGURATIONS ENREGISTRENT AU MINIMUM UNE AUGMENTATION DE FLUX DE 20 % PAR RAPPORT A LA SIMULATION REFERENTIELLE (STOCKAGE DE 50 % DE LA PUISSANCE INSTALLEE DU PV, SEUIL DE SATURATION PV DE 0,5) .....	291
TABLEAU 37 : CAS AVEC EOLIEN SUPPLEMENTAIRE : ENUMERATION EXHAUSTIVE DES LIGNES ELECTRIQUES RELIANT LES POSTES SOURCES QUI DANS AU MOINS UNE DES CONFIGURATIONS ENREGISTRENT AU MINIMUM UNE AUGMENTATION DE FLUX DE 20 % PAR RAPPORT A LA SIMULATION REFERENTIELLE (STOCKAGE DE 50 % DE LA PUISSANCE INSTALLEE DU PV, SEUIL DE SATURATION PV DE 0,5) .....	292

FIGURE 1 : RELATION ENTRE LES SYSTEMES ET LES MODELES (LANGLOIS 2010).....	31
FIGURE 2 : ETAPES D'UNE MODELISATION PROSPECTIVE .....	32
FIGURE 3 : LES FORMES D'ENERGIE ET LEURS CONVERSIONS EN VUE D'OBTENIR LES ENERGIES UTILES .....	40
FIGURE 4 : UN MAILLON ENERGETIQUE (DIAGRAMME SADT) .....	41
FIGURE 5 : SYSTEME ENERGETIQUE TERRITORIAL REPRESENTE PAR UN DIAGRAMME DE CLASSE UML .....	43
FIGURE 6 : LES DEUX SYSTEMES EN COUPLAGE SONT EN INTERACTIONS MUTUELLES .....	44
FIGURE 7 : SYSTEME ENERGETIQUE TERRITORIAL AU CŒUR DE NOTRE SOCIETE HUMAINE.....	45
FIGURE 8 : SCHEMA D'UN RESEAU ELECTRIQUE (SOURCE : EDF) .....	51
FIGURE 9 : STRUCTURE MAILLEE (A GAUCHE), STRUCTURE BOUCLEE (AU MILIEU), ET STRUCTURE ARBORESCENTE (A DROITE) (SOURCE : WIKIPEDIA).....	52
FIGURE 10 : RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE FRANÇAIS (400 KV ET 225 KV) (SOURCE : RTE) .....	53
FIGURE 11 : INTERACTIONS DECRITES DANS LE MODELE DU CLUB DE ROME, ENTRE POPULATION, RESSOURCES ET CAPITAL (SOURCE : MANICORE.COM).....	56
FIGURE 12 : ARCHITECTURE INTERNE DU MODELE REPRESENTEE PAR UN DIAGRAMME DE CLASSE D'UML .....	59
FIGURE 13 : ARCHITECTURE INTERNE DU MODELE REPRESENTEE PAR UN DIAGRAMME AVEC MAGEO .....	61
FIGURE 14 : LES BUDGETS DE RECHERCHE, DEVELOPPEMENT ET DEMONSTRATION (RD&D) EN ENERGIE DE L'EUROPE ENTRE 1974 ET 2009 EN MILLIONS D'EURO (AVEC UN PRIX D'ECHANGE DE 2009) (IEA 2011B) .....	72
FIGURE 15 : CROISSANCE DE LA POPULATION MONDIALE ENTRE 1980 ET 2008 (IEA 2010).....	79
FIGURE 16 : POSSIBILITES POUR SATISFAIRE LE BESOIN EN CHALEUR D'UN BATIMENT, AVEC UNE CHAUDIERE A GAZ, UNE CHAUDIERE ELECTRIQUE, UNE POMPE A CHALEUR (PAC) ET UNE COGENERATION COUPLEE AVEC UNE PAC.....	105
FIGURE 17 : ECOLOGIE INDUSTRIELLE DANS LA VILLE DE KALUNDBORG (HARRISON 2001) .....	107
FIGURE 18 : POPULATION PAR CARROYAGE DE 5KM*5KM ET LES PRINCIPAUX COURS D'EAU EN FRANCE. LES GRANDES CONCENTRATIONS DE LA POPULATION SE TROUVENT LE LONG DES GRANDS COURS D'EAU, A L'INTERSECTION DES RIVIERES, OU SUR LES COTES DU MIDI. ....	112
FIGURE 19 : LES SITES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE EN FRANCE, AVEC LES DONNEES EOLIENNES DE 2009 (MA 2010).....	116
FIGURE 20 : A GAUCHE, VITESSES MOYENNES JOURNALIERES DU VENT TRIEES EN ORDRE CROISSANT, TOUTES LES STATIONS CONFONDUES ; A DROITE, LA DISTRIBUTION EN FREQUENCE DES VITESSES MOYENNES JOURNALIERES DU VENT, TOUTES LES STATIONS CONFONDUES .....	118
FIGURE 21 : A GAUCHE, CARTE DE LA VITESSE DU VENT PAR KRIEGAGE ; A DROITE, CARTE DE LA VITESSE DU VENT DE L'ADEME ....	119
FIGURE 22 : LES TROIS GROUPES DE STATIONS OBTENUS PAR UNE ACP.....	121
FIGURE 23 : MOYENNES MOBILES SUR 31 JOURS DE LA VITESSE DU VENT DES TROIS GROUPES .....	122
FIGURE 24 : CONSOMMATION FINALE D'ELECTRICITE PAR HABITANT DE QUELQUES PAYS D'EUROPE EN 2009 (SOURCE : AIE) .....	123
FIGURE 25 : CONSOMMATION ENERGETIQUE ET POPULATION PAR REGION .....	124
FIGURE 26 : MATRICE VISUELLE DE LA CONSOMMATION FINALE D'ENERGIE PAR REGION DE QUELQUES TYPES D'ENERGIE .....	125
FIGURE 27 : PRODUCTION MOINS CONSOMMATION D'ELECTRICITE PAR REGION EN 2008 (MA 2010) .....	126
FIGURE 28 : ACP DE LA CONSOMMATION ELECTRIQUE PAR SECTEUR D'ACTIVITE ET PAR REGION.....	127
FIGURE 29 : CONSOMMATION D'ELECTRICITE DANS LE SECTEUR AGRICOLE PAR REGION, MISE EN RELATION AVEC LA SURFACE AGRICOLE REGIONALE SANS PRAIRIES .....	129

FIGURE 30 : COURBES DE CHARGE DU RESEAU ELECTRIQUE FRANÇAIS EN MW D'UN MOIS EN HIVER (JANVIER) ET D'UN MOIS EN ETE (JUIN) DE 2010 .....	130
FIGURE 31 : PRODUCTION ELECTRIQUE PAR TYPE D'ENERGIE ET CONSOMMATION ELECTRIQUE D'UN JOUR EN HIVER ET D'UN JOUR EN ETE EN 2011 .....	132
FIGURE 32 : LA REUNION (SOURCE DU FOND DE CARTE : WIKIPEDIA).....	136
FIGURE 33 : LES TYPES D'UTILISATION DU SOL DE LA REUNION.....	137
FIGURE 34 : LES QUATRE ZONES CLIMATIQUES DE LA REUNION (ARER 2009) .....	139
FIGURE 35 : LES DIVISIONS EN COMMUNE ET EN TROIS TYPES D'IRIS DE LA REUNION .....	141
FIGURE 36 : A GAUCHE, POPULATION 2008 PAR COMMUNE ; A DROITE, EVOLUTION DE LA POPULATION 1962-2010 .....	144
FIGURE 37 : NOMBRE DE LOGEMENTS PAR COMMUNE (SOURCE : INSEE).....	147
FIGURE 38 : A GAUCHE, NOMBRE DE MAISON PAR COMMUNE JUSQU'EN 2004 ; A DROITE, NOMBRE D'APPARTEMENT PAR COMMUNE JUSQU'EN 2004 (SOURCE : INSEE) .....	148
FIGURE 39 : NOMBRE DE RESIDENCES PRINCIPALES DE TYPE APPARTEMENT AU KM <sup>2</sup> PAR IRIS.....	150
FIGURE 40 : NOMBRE DE RESIDENCES PRINCIPALES DE TYPE MAISON AU KM <sup>2</sup> PAR IRIS .....	150
FIGURE 41 : NOMBRE DE PIECES DES RESIDENCES PRINCIPALES AU KM <sup>2</sup> PAR IRIS.....	151
FIGURE 42 : NOMBRE DE PIECES PAR IRIS, ET PROPORTION DE RESIDENCES PRINCIPALES PAR NOMBRE DE PIECE.....	151
FIGURE 43 : SUPERFICIE TOTALE DES RESIDENCES PRINCIPALES PAR IRIS, PROPORTION DE RESIDENCES PRINCIPALES PAR TRANCHE DE SUPERFICIE.....	152
FIGURE 44 : PROPORTION DE RESIDENCES PRINCIPALES AVEC PIECE CLIMATISEE PAR IRIS .....	153
FIGURE 45 : CONSOMMATION FINALE D'ENERGIE EN KTEP (ARER 2010) .....	154
FIGURE 46 : PRODUCTION D'ELECTRICITE EN GWh ET EN POURCENTAGE PAR SOURCES (ARER 2010) .....	157
FIGURE 47 : EVOLUTION DE LA PRODUCTION SUR LES 30 DERNIERES ANNEES (EDF 2010A) .....	158
FIGURE 48 : EQUIVALENT D'HEURES DE FONCTIONNEMENT ANNUEL AUX PUISSANCES INSTALLEES PAR TYPE DE CENTRALE, CALCULE AVEC DES DONNEES DE PRODUCTION DE 2006 A 2009 .....	159
FIGURE 49 : SCHEMAS DU SYSTEME ELECTRIQUE INCLUANT LE RESEAU DE TRANSPORT REUNIONNAIS. SOURCE : (EDF 2010c).....	162
FIGURE 50 : STRUCTURE DU RESEAU DE TRANSPORT REUNIONNAIS .....	165
FIGURE 51 : STRUCTURE D'UN RESEAU FICTIF SOUS NETLOGO .....	167
FIGURE 52 : LES TROIS PROJECTIONS DE L'EVOLUTION DE LA DEMANDE BRUTE D'ELECTRICITE REUNIONNAISE .....	173
FIGURE 53 : CAPTURE D'ECRAN DE NOTRE MODELE DU SYSTEME ELECTRIQUE REUNIONNAIS .....	178
FIGURE 54 : LOCALISATION DES POSTES DE BASSE TENSION DANS LES COMMUNES DE ST PIERRE ET DU TAMPON .....	181
FIGURE 55 : LES PROFILS DE CHARGE JOURNALIERS PAR TYPE D'IRIS (H, A ET D) : MOYENNE ANNUELLE ET MOYENNE PAR SAISONS (DONNEES : EDF).....	182
FIGURE 56 : PROFILS DE CHARGE D'UNE SEMAINE EN ETE D'IRIS A, H, ET D (DONNEES : EDF) .....	184
FIGURE 57 : LES PROFILS DE CHARGE MOYENS HEURE PAR HEURE DE CHAQUE JOUR DE LA SEMAINE D'IRIS H, A ET D (DONNEES : EDF) .....	184
FIGURE 58 : LES PROFILS MOYENS HEURE PAR HEURE DU SAMEDI, DIMANCHE ET DU LUNDI AU VENDREDI D'IRIS H, A ET D (DONNEES : EDF).....	185

FIGURE 59 : PROFILS DE CHARGE PAR TYPE D'IRIS ET PAR JOUR-TYPE D'UN MOIS DONNE (JOUR-TYPE 1 : LUNDI AU VENDREDI, JOUR-TYPE 2 : LE SAMEDI, ET JOUR-TYPE 3 : LE DIMANCHE) (DONNEES EDF).....	186
FIGURE 60 : PROFILS DE CHARGE D'IRIS A ET H PAR JOUR-TYPE ET PAR SECTEUR D'UN MOIS DONNE, AVEC JOUR 1 : LUNDI AU VENDREDI, JOUR 2 : LE SAMEDI, ET JOUR 3 : LE DIMANCHE .....	189
FIGURE 61 : A GAUCHE, LA MOYENNE JOURNALIERE DE LA TEMPERATURE SOUS ABRI SUR UN AN ENTRE 21H DU SOIR ET 6H DU MATIN DE LA STATION METEO DE PLAIN DES CAFRES, ET LA MOYENNE JOURNALIERE DE LA CONSOMMATION D'UNE LIGNE DE DEPART PROCHE (HYACIN) DANS CETTE PERIODE ; A DROITE, LA MOYENNE JOURNALIERE DE LA TEMPERATURE SOUS ABRI SUR UN AN DE LA STATION METEO DE LIGNE-PARADIS, ET LA MOYENNE JOURNALIERE DE LA CONSOMMATION D'UNE LIGNE DE DEPART DE PRES (PETITE-ILE) DANS CETTE PERIODE .....	192
FIGURE 62 : LOCALISATION DES TROIS INSTALLATIONS HYDRAULIQUES, AVEC RETENUES D'EAU (A GAUCHE) ET AU FIL DE L'EAU (A DROITE).....	194
FIGURE 63 : PLUVIOMETRIE MENSUELLE MOYENNE (EN MM) DE 1971 A 2000 DE QUATRE STATIONS METEOROLOGIQUES DANS LES ZONES OU IL Y A LES PRINCIPALES INSTALLATIONS HYDRAULIQUES .....	198
FIGURE 64 : VARIATION MENSUELLE DE PRODUCTION ET DES SOURCES (ARER 2010) .....	199
FIGURE 65 : VITESSE DU VENT, PUISSANCE DU VENT ET PUISSANCE CAPTUREE PAR UNE EOLIENNE (SOURCE DES DONNEES : GROUPE VERGNET).....	207
FIGURE 66 : LOCALISATION DES QUATRE STATIONS : LE PORT, GILLOT-AEROPORT, ST-BENOIT ET ST-JOSEPH.....	209
FIGURE 67 : A GAUCHE, VITESSE DU VENT JOURNALIERE HEURE PAR HEURE MOYENNANT SUR L'ANNEE 2010 ; A DROITE, VITESSE DU VENT JOURNALIERE HEURE PAR HEURE MOYENNANT SUR LES 12 MOIS DE L'ANNEE 2010 (SOURCE : METEO-FRANCE).....	209
FIGURE 68 : LA MOYENNE DE LA VITESSE DU VENT MOIS PAR MOIS DE 2010 (TRAITS GROS), ET LA MOYENNE DE LA VITESSE DU VENT MOIS PAR MOIS MOYENNANT SUR LES TREIZE ANNEES DE 1988 A 2010 (TRAITS FINS) DES QUATRE STATIONS .....	210
FIGURE 69 : A GAUCHE, VITESSE MOYENNE DU VENT SUR LES 12 MOIS ; A DROITE, VITESSE MOYENNE DU VENT SUR LES 24 HEURES. LES DONNEES METEO SIMULEES PAR NEWRUNEOLE SONT EN LIGNES POINTILLEES, ET LES DONNEES STATISTIQUES DE 2010 SONT EN LIGNES SOLIDES. ....	212
FIGURE 70 : LES FREQUENCES DE LA VITESSE DU VENT DES QUATRE STATIONS EN 2010 .....	212
FIGURE 71 : STATISTIQUES DES SIMULATIONS DE LA VITESSE DU VENT SIMULEE SOUS ANYLOGIC POUR LE SITE GILLOT-AEROPORT, AVEC LES DEUX METHODES DE SIMULATION, COMPARANT AVEC LES STATISTIQUES DES MESURES REELLES DE LA VITESSE DU VENT DE 2010 SUR LE MEME SITE .....	214
FIGURE 72 : A GAUCHE, HAUTEUR DES BATIMENTS AJOUTEE A L'ALTITUDE SUR UN ECHANTILLON DE 180 * 180 M <sup>2</sup> ; A DROITE, RAYONNEMENT SOLAIRE SUR LE MEME ECHANTILLON .....	220
FIGURE 73 : SUPERFICIE DES BATIMENTS (EN KM <sup>2</sup> ) DE CHAQUE IRIS, ET RAYONNEMENT GLOBAL HORIZONTAL SUR LES TOITURES DES BATIMENTS PAR IRIS EN MWh.....	221
FIGURE 74 : LE POTENTIEL DE RECEPTIVITE ENERGETIQUE DE RAYONNEMENT ANNUEL GLOBAL HORIZONTAL A 12 METRES .....	222
FIGURE 75 : SIMULATION PAR MINUTE DE LA RADIATION HORIZONTALE EXTRATERRESTRE ET RADIATION GLOBALE HORIZONTALE A 16°15' N, POUR UNE JOURNEE DE TYPE « ENSOLEILLE AVEC PASSAGES NUAGEUX », AVEC LE MODELE DE RADIATION DEVELOPPE PAR EIFER.....	224
FIGURE 76 : CARTE DE RAYONNEMENT GLOBAL MOYEN PAR IRIS .....	225

FIGURE 77 : LOCALISATION DES 6 STATIONS : LE PORT, ST-BENOIT, ST-JOSEPH, LIGNE-PARADIS, GUILLOT-AEROPORT, ET LE TAMPON PK 13 .....	226
FIGURE 78 : CLASSEMENT EN CLASSES D'INTERVALLES DE MEME AMPLITUDE DE LA DIFFERENCE ENTRE LE RAYONNEMENT GLOBAL HORIZONTAL EXTRATERRESTRE ET LE RAYONNEMENT GLOBAL HORIZONTAL, DE 8H A 18H, EN JANVIER (EN HAUT) ET EN AOUT (EN BAS), DANS LA STATION DE GILLOT-AEROPORT EN 2010, AVEC EN ABCISSE DIX CLASSES D'AMPLITUDE EGALE, ET EN ORDONNEE LES FREQUENCES DE CES CLASSES.....	227
FIGURE 79 : CLASSEMENT EN CLASSES D'ECART-TYPES DE LA DIFFERENCE ENTRE LE RAYONNEMENT GLOBAL HORIZONTAL EXTRATERRESTRE ET LE RAYONNEMENT GLOBAL HORIZONTAL, DE 7H A 18H SUR L'ANNEE, DANS LA STATION DE GILLOT- AEROPORT EN 2010, AVEC EN ABCISSE LES CLASSES EN ECART-TYPE ET EN ORDONNEE LES FREQUENCES DES CLASSES .....	227
FIGURE 80 : LES RAYONNEMENTS GLOBAUX HORIZONTAUX DU PORT SIMULES, COMPARES AVEC LES OBSERVATIONS REELLES .....	229
FIGURE 81 : EFFICACITE DE DIFFERENTS MODULES PHOTOVOLTAÏQUES EN FONCTION DU RAYONNEMENT AVEC $AM = 1,5$ , ET $\theta = 25^\circ C$ (DURISCH <i>ET AL.</i> 2007) .....	230
FIGURE 82 : NOMBRES ET SURFACES DE CAPTEURS DE CHAUFFE-EAU SOLAIRE INDIVIDUEL ET COLLECTIF PAR HABITANT ET PAR COMMUNE ENTRE 2001 – 2007 (GILBOIRE 2010).....	232
FIGURE 83 : MODELISATION DU STOCKAGE DE LA PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE D'UN IRIS. ....	234
FIGURE 84 : MODELISATION DU RESEAU DE TRANSPORT ELECTRIQUE.....	235
FIGURE 85 : PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DU MODELE.....	239
FIGURE 86 : DEUX SIMULATIONS POUR DEUX JOURS DU TYPE « EN SEMAINE » EN 2009, EN ETE ET EN HIVER .....	248
FIGURE 87 : FLUX SUR LES LIGNES : A GAUCHE, PUISSANCE MOYENNE ANNUELLE ; A DROITE, PUISSANCE MAXIMALE SUR UN AN.....	251
FIGURE 88 : COMPARAISON ENTRE VALEURS OBSERVEES ET SIMULEES DE LA CONSOMMATION TOTALE ET DE LA PUISSANCE MAXIMUM MENSUELLES (ARER 2010).....	251
FIGURE 89 : SIMULATION ANNUELLE, SIMULATION NOVEMBRE, ET SIMULATION D'UN JOUR TYPE SEMAINE EN NOVEMBRE (MOIS CRITIQUE) AVEC UN TAUX DE STOCKAGE A 0,2 ET UN SEUIL DE SATURATION PV A 0,3 .....	255
FIGURE 90 : PROFIL DE LA CONSOMMATION DES IRIS H, AVANT ET APRES LES EFFACEMENTS.....	256
FIGURE 91 : CONSOMMATION EN FONCTION D'EFFACEMENTS DE LA POINTE .....	257
FIGURE 92 : CONSOMMATION EN FONCTION D'EFFACEMENTS DE LA POINTE : UN ZOOM.....	257
FIGURE 93 : CONSOMMATION EN FONCTION DU SEUIL DE SATURATION PV (STOCKAGE DE 50 % DE LA PUISSANCE INSTALLEE DU PV) .....	258
FIGURE 94 : CONSOMMATION EN FONCTION DU STOCKAGE (SEUIL DE SATURATION PV A 0,3) .....	260
FIGURE 95 : CONSOMMATION EN FONCTION DU STOCKAGE (SEUIL DE SATURATION PV A 0,1) .....	261
FIGURE 96 : CONSOMMATIONS POUVANT ETRE SATISFAITES, AVEC OU SANS UNE PUISSANCE INSTALLEE EOLIENNE SUPPLEMENTAIRE (STOCKAGE DE 50 % DE LA PUISSANCE INSTALLEE DU PV, SEUIL DE SATURATION PV DE 0,5) .....	262
FIGURE 97 : VARIATION DE LA MARGE DE RESERVE AVEC UN SEUIL DE SATURATION PV 0,5 ET UN STOCKAGE A 50 % DE LA PUISSANCE INSTALLEE DU PV.....	263
FIGURE 98 : LES PUISSANCES INSTALLEES DES CENTRALES DIESEL + TAC CORRESPONDANT AUX CROISSANCES DE LA DEMANDE SELON LES TROIS PROJECTIONS.....	268
FIGURE 99 : PROPORTIONS DES PRODUCTIONS PAR TYPE DE RESSOURCE ENERGETIQUE : CAS CROISSANCE DEBRIDEE.....	268
FIGURE 100 : PROPORTIONS DES PRODUCTIONS PAR TYPE DE RESSOURCE ENERGETIQUE : CAS CROISSANCE MOYENNE .....	269

FIGURE 101 : PROPORTIONS DES PRODUCTIONS PAR TYPE DE RESSOURCE ENERGETIQUE : CAS CROISSANCE SOBRE .....	269
FIGURE 102 : COUT MOYEN DU KWH : CAS DES COMBUSTIBLES FAIBLES .....	271
FIGURE 103 : COUT MOYEN DU KWH : CAS DES COMBUSTIBLES MOYENS .....	272
FIGURE 104 : COUT MOYEN DU KWH : CAS DES COMBUSTIBLES ELEVES .....	272
FIGURE 105 : EMISSIONS TOTALES DE CO <sub>2</sub> (EN TONNES DE CO <sub>2</sub> EQUIVALENT) POUR LES TROIS PROJECTIONS DE CROISSANCE .....	273
FIGURE 106 : TAUX DE COUVERTURE NECESSAIRE POUR SATISFAIRE LES PROJECTIONS DE CROISSANCE DE LA DEMANDE (STOCKAGE A 50 % DE LA PUISSANCE INSTALLEE DU PV) .....	274
FIGURE 107 : PROPORTIONS DES PRODUCTIONS PAR TYPE DE RESSOURCE ENERGETIQUE : SEUIL DE SATURATION PV 1, CAS CROISSANCE DEBRIDEE .....	276
FIGURE 108 : PROPORTIONS DES PRODUCTIONS PAR TYPE DE RESSOURCE ENERGETIQUE : SEUIL DE SATURATION PV 1, CAS CROISSANCE MOYENNE .....	276
FIGURE 109 : PROPORTIONS DES PRODUCTIONS PAR TYPE DE RESSOURCE ENERGETIQUE : SEUIL DE SATURATION PV 1, CAS CROISSANCE SOBRE .....	277
FIGURE 110 : PROPORTIONS DES PRODUCTIONS PAR TYPE DE RESSOURCE ENERGETIQUE : SEUIL DE SATURATION PV 0,3, CAS CROISSANCE SOBRE .....	277
FIGURE 111 : PRODUCTION EOLIENNE COMBINEE AVEC PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE, AVEC LE SEUIL DE SATURATION PV A 1 ET LA PUISSANCE DU STOCKAGE A 20 % DE LA PUISSANCE PV .....	280
FIGURE 112 : PUISSANCE INSTALLEE DU PV EN MW PAR KILOMETRE CARRE POUR UNE DEMANDE ANNUELLE DE 3500 GWH (SEUIL DE SATURATION PV DE 1, STOCKAGE DE 50 % DE LA PUISSANCE INSTALLEE DU PV) .....	282
FIGURE 113 : COMPARAISON ENTRE LES RANGS DES COMMUNES, OBSERVES ET SIMULES, EN TERMES DE PUISSANCE INSTALLEE DE PV (METHODE DES QUARTILES) .....	283
FIGURE 114 : COUTS MOYENS DES PRODUCTIONS (CROISSANCE DEBRIDEE, SEUIL DE SATURATION PV 1, STOCKAGE 0,5 DE LA PUISSANCE INSTALLEE DU PV) .....	284
FIGURE 115 : COUTS MOYENS DES PRODUCTIONS (CROISSANCE MOYENNE, SEUIL DE SATURATION PV 1, STOCKAGE 0,5 DE LA PUISSANCE INSTALLEE DU PV) .....	284
FIGURE 116 : COUTS MOYENS DES PRODUCTIONS (CROISSANCE SOBRE, SEUIL DE SATURATION PV 1, STOCKAGE 0,5 DE LA PUISSANCE INSTALLEE DU PV) .....	285
FIGURE 117 : COUTS MOYENS DES PRODUCTIONS (CROISSANCE SOBRE, SEUIL DE SATURATION PV 0,3, STOCKAGE 0,5 DE LA PUISSANCE INSTALLEE DU PV) .....	285
FIGURE 118 : EMISSIONS TOTALES DE CO <sub>2</sub> (EN TONNES DE CO <sub>2</sub> EQUIVALENT) .....	287
FIGURE 119 : TAUX DE COUVERTURE NECESSAIRE POUR SATISFAIRE LA CONSOMMATION, SELON LES PROJECTIONS DE CROISSANCE (STOCKAGE DE 50 % DE LA PUISSANCE INSTALLEE DU PV) .....	288
FIGURE 120 : PROPORTIONS DES PRODUCTIONS PAR TYPE DE RESSOURCE ENERGETIQUE : CAS CROISSANCE DEBRIDEE .....	289
FIGURE 121 : PROPORTIONS DES PRODUCTIONS PAR TYPE DE RESSOURCE ENERGETIQUE : CAS CROISSANCE MOYENNE .....	290
FIGURE 122 : PROPORTIONS DES PRODUCTIONS PAR TYPE DE RESSOURCE ENERGETIQUE : CAS CROISSANCE SOBRE .....	290
FIGURE 123 : COUTS MOYENS DES PRODUCTIONS : CROISSANCE DEBRIDEE .....	292
FIGURE 124 : COUTS MOYENS DES PRODUCTIONS : CROISSANCE MOYENNE .....	293
FIGURE 125 : COUTS MOYENS DES PRODUCTIONS : CROISSANCE SOBRE .....	293

FIGURE 126 : EMISSIONS TOTALES DE CO <sub>2</sub> (EN TONNES DE CO <sub>2</sub> EQUIVALENT) POUR LES TROIS PROJECTIONS DE CROISSANCE.....	294
FIGURE 127 : EVOLUTION DE LA PUISSANCE INSTALLEE EN FONCTION DU TAUX DE COUVERTURE DU PV. EN HAUT : CAS D'UNE CROISSANCE SOBRE DE LA CONSOMMATION CONJUGUEE A UN LENT ACCROISSEMENT DU TAUX DE COUVERTURE PV (SEUIL DE SATURATION PV DE 0,3, STOCKAGE DE 50 % DE LA PUISSANCE INSTALLEE DU PV). EN BAS : CAS D'UNE CROISSANCE MOYENNE DE LA CONSOMMATION CONJUGUEE A UN RAPIDE ACCROISSEMENT DU TAUX DE COUVERTURE PV (SEUIL DE SATURATION PV DE 0,3 ET DE 0,7, STOCKAGE DE 50 % DE LA PUISSANCE INSTALLEE DU PV).....	295
FIGURE 128 : PROPORTIONS DES PRODUCTIONS PAR TYPE DE RESSOURCE ENERGETIQUE : CAS CROISSANCE MOYENNE (SEUIL DE SATURATION PV 0,3) .....	296
FIGURE 129 : PROPORTIONS DES PRODUCTIONS REELLES PAR TYPE DE RESSOURCE ENERGETIQUE : SCENARIO CROISSANCE MOYENNE (SEUIL DE SATURATION PV 0,7) .....	297
FIGURE 130 : PROPORTIONS DES PRODUCTIONS PAR TYPE DE RESSOURCE ENERGETIQUE : CAS CROISSANCE SOBRE .....	297
FIGURE 131 : COUTS MOYENS DES PRODUCTIONS : CROISSANCE MOYENNE (SEUIL DE SATURATION PV 0,3).....	298
FIGURE 132 : COUTS MOYENS DES PRODUCTIONS : CROISSANCE MOYENNE (SEUIL DE SATURATION PV 0,7).....	298
FIGURE 133 : COUTS MOYENS DES PRODUCTIONS : CROISSANCE SOBRE .....	299
FIGURE 134 : EMISSIONS TOTALES DE CO <sub>2</sub> (EN TONNES DE CO <sub>2</sub> EQUIVALENT) POUR LES TROIS PROJECTIONS DE CROISSANCE.....	299

## **Introduction**

## Problématique

La maîtrise de l'énergie a toujours été une activité fondamentale de l'homme au cours de l'évolution de notre société humaine : du feu qui chauffe le corps et qui cuit de la nourriture, jusqu'aux panneaux solaires qu'utilisent les satellites. La maîtrise des nouvelles technologies de transformation énergétique implique les grandes étapes de l'évolution de la société : la société industrielle actuelle est née grâce à la technologie qui transforme les dépôts fossiles en énergie thermique puis en électricité et en carburant.

Malheureusement les ressources fossiles conventionnelles (pétrole, gaz naturel, charbon) vont s'épuiser progressivement, au rythme actuel d'exploitation et sans une grande avancée technologique qui nous permette d'exploiter à grande échelle les hydrocarbures non conventionnels (sables bitumeux, hydrates de méthane, etc.). Cette éventualité d'épuisement est accrue par la demande toujours plus forte en énergie qui a longtemps été synonyme d'amélioration du niveau de vie et de croissance démographique.

Ainsi, la pénurie annoncée des combustibles fossiles fait que notre société qui en a fait le moteur de son développement, devra inévitablement affronter un changement : une transition ou une mutation, à moins que cela provoque une bifurcation catastrophique, entraînant nos sociétés industrielles vers le déclin... Bref une nouvelle époque majeure de l'histoire s'annonce peut-être.

Si cette nouvelle ère nous donne plutôt de l'espoir — les conditions de vie ne se sont-elles pas améliorées depuis l'Antiquité, avec la révolution industrielle, avec l'arrivée de l'électricité, après que le pétrole ait remplacé le charbon ? — cet espoir est néanmoins terni par la prise de conscience que l'ampleur de la consommation énergétique risque de perturber peut-être violemment et de manière imprévisible l'environnement de la planète, et risque de menacer l'existence des populations.

On cherche donc un remède à ces deux problèmes : la pénurie des sources combustibles, et le risque de réchauffement climatique et de détérioration de l'environnement (l'eau, l'air, la diversité de la vie, etc.) induits par leurs utilisations intensives. Ces problèmes énergétiques et environnementaux sont à la fois en interaction (l'évolution de l'un influence l'évolution de l'autre), et convergents (dans le sens où la résolution de l'un pourrait être également la résolution de l'autre), si bien que dans la stratégie européenne de développement durable,

adoptée par le conseil européen de Göteborg, le thème 7 intitulé « changement climatique et énergie », comprend deux indicateurs : « émissions totales de gaz à effet de serre », et « consommation intérieure brute d'énergie, par combustible » .

Dans ce contexte, le nucléaire, une énergie de stock mais qui s'épuisera bien moins vite que les fossiles, et qui n'émet pas de CO<sub>2</sub> en fonctionnement, s'est présenté comme une solution suprême il y a un demi-siècle. Or sa dangerosité radioactive pèse à l'échelle planétaire et retient l'attention du monde entier après le drame de Fukushima au Japon le janvier 2011, à la suite de quoi le gouvernement allemand proclame l'arrêt définitif de la totalité des centrales nucléaires allemandes au cours des 10 ans à venir.

Depuis quelques temps, des systèmes de production de grande envergure se développent pour produire des énergies à partir des ressources baptisées « renouvelables », dans le sens où elles ne sont pas en stock limité, mais se renouvellent. Ces ressources sont néanmoins connues et exploitées depuis l'antiquité : l'ancienne pompe à godets fut inventée au premier siècle ap. J-C. Il y a aussi le moulin à eau ou à vent, etc. Grâce aux technologies modernes, nous avons l'espoir que ces ressources renouvelables peuvent à la fois satisfaire une part de plus en plus grande de la demande, et contribuer à la réduction d'émissions de gaz à effet de serre. En effet, soit leur fonctionnement ne rejette rien dans l'atmosphère (éolien, hydraulique, etc.), soit leurs émissions sont recyclées dans le renouvellement de leur stock (biomasse, notamment le bois énergie).

Malgré ces vertus, leurs défauts n'en sont pas moins évidents : une moindre densité énergétique et une faible puissance par installation (quelques kW à 3 MW pour une éolienne moderne, contre 1 300 MW pour une seule tranche nucléaire) qui en résulte, sauf pour les très rares grandes installations (p. ex. les Trois Gorges en Chine : puissance installée 18 200 MW). Leurs disponibilités peuvent être irrégulières et difficilement prévisibles (l'énergie solaire varie avec le jour et la couverture nuageuse, l'éolienne ne fonctionne que lorsqu'il vente). Les productions peuvent être plus coûteuses, or c'est précisément le prix qui actuellement détermine en grande partie l'attractivité d'une ressource.

Les difficultés de cette transition vers un système énergétique intégrant une partie de plus en plus importante des ressources renouvelables se posent non seulement en termes de limites des ressources décrites ci-dessus, mais aussi par rapport à un bouleversement de l'organisation des infrastructures de production, de transport et de distribution en raison de cette intégration. Grâce à la production énergétique « décentralisée » offerte par les panneaux

solaires sur les toitures, les consommateurs d'énergie deviennent aussi les producteurs, rapprochant les deux bouts de la chaîne énergétique qui sont traditionnellement séparés. De plus, on passe d'un système où il y n'a que quelques producteurs puissants dont la production est parfaitement maîtrisable par un contrôle centralisé, à un système ayant des milliers voire millions de petits producteurs dont chacun a une certaine autonomie et dont la production serait difficilement gérable par ce contrôle centralisé. Ces changements nous poussent à revoir la logique de fonctionnement du système énergétique actuel. On s'acheminerait vers de nouveaux systèmes énergétiques passant d'un contrôle centralisé stable à une structure distribuée, plus ou moins auto-organisée, qui risque d'être de plus en plus instables, surtout en l'absence de moyens performants de communication et de stockage.

Les limites énergétiques, les incertitudes techniques et de gestion, les changements structurels, freinent la substitution des énergies fossiles par les énergies renouvelables, d'autant plus que les recherches et les développements en leur faveur ont longtemps manqué de l'appui politique nécessaire, largement à l'écoute des lobbies pétrolier et nucléaire, qui cherchent à enfermer ou à « verrouiller » la société dans une structure énergétique hiérarchisée développée autour des ressources fossiles et/ou nucléaires. De fait, ce n'est pas seulement la classe politique qui est en cause, mais toute notre société.

La société moderne s'est habituée à une énergie souple, abondante et bon marché. Elle s'est créé des besoins en s'appuyant sur ses « bons et loyaux services », qui se révèlent problématiques aujourd'hui. Les énergies renouvelables ne semblent pas pouvoir offrir la même souplesse, les mêmes « facilités d'usage » et la même abondance bon marché. Une prise de conscience des populations sur les problèmes majeurs énoncés concernant les énergies fossiles et le nucléaire, et sur l'incapacité des énergies renouvelables de les remplacer « pour de bon, et tout de suite » est à l'origine d'un changement lent mais certain, des comportements énergétiques de la population. « L'énergie la moins chère est celle qu'on ne consomme pas » (dicton populaire). De nombreuses pistes concernant les économies d'énergie tout en gardant un niveau de confort acceptable, se développent et s'appliquent par exemple à l'isolation de l'habitat, à l'utilisation massive des appareils de performances énergétiques supérieures, etc. Plus sophistiquée encore, mais certes nécessaire, on cherche à aboutir à une gestion et une maîtrise de consommation « intelligente » en essayant de décomposer les consommations par sous-secteurs et par usages, pour comprendre la nature de ces consommations, afin de pouvoir « lisser » les courbes et/ou adapter la consommation à la production.

Le système électrique actuel est plutôt indépendant des spécificités locales : l'électricité est produite par des centrales conventionnelles dont la plupart sont thermiques et utilisent peu de ressources locales. Les réseaux électriques sont interconnectés et fournissent de l'électricité aux consommateurs, quelle que soit la distance qui les sépare des centrales. Il manque encore d'une intelligence permettant une gestion raisonnée des différents appareils.

Etant données ces nouvelles conjonctures énergétiques, la géographie doit prendre sa juste place. Elle doit contribuer à la connaissance et à la compréhension des spécificités énergétiques d'un territoire, afin notamment d'en permettre des études prospectives. D'une part, les ressources renouvelables intermittentes sont en général dispersées et dépendent de la configuration géographique et climatique du terrain. D'autre part, la demande d'énergie dépend des contextes socio-économique et climatique, et se différencie dans le temps et dans l'espace. Néanmoins, nous constatons que les méthodes traditionnelles d'analyse géographique (carte, ACP, matrice visuelle...) ont des limites pour rendre compte et analyser les dynamiques d'un processus, pourtant cruciales pour notre recherche sur ce passage du fossile au renouvelable. C'est pour cela que nous utilisons pour la modélisation une approche systémique de la complexité.

La partie applicative de la thèse porte sur le système électrique réunionnais, qui est un Système Electrique Insulaire (SEI). L'hétérogénéité de la distribution géographique des ressources et de la population, ainsi que les facteurs socio-économiques et climatiques qui influencent la consommation, donnent à ce système une forte variabilité spatiale. Les composants du système énergétique, comme les centrales, les postes sources et le réseau, sont localisés individuellement à une échelle très fine, alors que la population et les bâtiments sont envisagés sous un point de vue agrégé à l'IRIS.

Nous distinguons trois temporalités dans l'observation d'un système énergétique territorial :

- dans les modèles techniques de réseau électrique, la dynamique est celle du courant électrique qui nécessite un pas de temps très inférieur à la seconde ;
- lorsqu'on cherche à modéliser la dynamique de fonctionnement du système à l'échelle sociale (consommation) et naturelle (intermittence des ressources renouvelables), le pas de temps est plutôt de l'ordre de l'heure ;
- enfin, la dynamique de l'évolution structurelle du système peut se mesurer en année.

Pour cette recherche prospective, nous nous basons sur les temporalités horaire et annuelle : les adéquations énergétiques sont calculées à chaque heure, et les paramètres du système sont mis à jour chaque année jusqu'en 2030, selon le scénario d'évolution choisi.

Cette recherche est le fruit d'une coopération entre notre laboratoire UMR 6266 « Identité et Différenciation des Espaces, de l'Environnement et des Sociétés » (IDEES) et l'*European Institute for Energy Research* (EIFER). L'UMR IDEES est une équipe de recherche multi sites (Rouen, Le Havre, Caen) et pluridisciplinaire composée en majorité de géographes. Elle a été créée en 1996 et comporte cinq axes transversaux : acteurs et formes de la mobilité, recompositions urbaines et périurbaines, santé et risques, innovation et développement, et analyse spatiale (concepts, outils et méthodes)<sup>1</sup>. L'EIFER est le premier laboratoire international d'EDF. Il est en collaboration très étroite avec le *Karlsruher Institut für Technologie (KIT)* en Allemagne. Il regroupe une centaine de chercheurs, dont une dizaine d'agents EDF, les autres étant contractuels. Les thèmes de recherche de l'institut incluent, entre autres, l'influence du développement urbain sur l'énergie, la planification énergétique territoriale mettant en œuvre des outils géographiques, l'énergie répartie (dont les piles à combustible), ainsi que les énergies renouvelables (essentiellement biomasse, biogaz et géothermie), ou encore la politique énergétique des villes.

Nous travaillons avec l'équipe N45 de l'EIFER « la modélisation spatiale des systèmes énergétiques », pour le projet MILLENER (Mille Installations de gEstion éNERgétique dans les îles). MILLENER est un projet de recherche EDF stratégique sur les systèmes électriques isolés et non-interconnectés tels que ceux des îles. Lancé en 2009, il devrait durer 4 ans et il implique de multiples groupes de recherche de l'EIFER. Il a pour objectif de mieux insérer les énergies renouvelables intermittentes dans les réseaux de distribution, et en même temps de maîtriser la consommation, afin d'atteindre un meilleur équilibre production-consommation. Les îles choisies sont La Réunion, la Guadeloupe, et la Corse. L'ambition d'économies d'énergie pour la phase de test est estimée à 500 MWh/an (EDF 2009d, smartgridavenir.fr 2011). A La Réunion, les expérimentations, qui incluent les installations de panneaux photovoltaïques, les systèmes de stockage d'énergie et le pilotage des équipements électriques, sont menées sur les deux communes St Pierre et Le Tampon. Les travaux en cours consistent à simuler les consommations au niveau de bâtiments et à analyser les actions de maîtrise énergétique et le stockage et leurs influences sur une courbe de charge agrégée.

---

<sup>1</sup> source : [www.umr-idees.fr](http://www.umr-idees.fr)

Le fait de travailler dans ce projet nous permet d'accéder à certaines données non publiques, et à des connaissances de professionnels travaillant dans les domaines de l'énergétique, de la modélisation et de la simulation. Outre certaines facilités d'accès aux données, la thèse bénéficie également des travaux préalables ou réalisés en parallèle au sein de l'EIFER sur les thématiques proches (cf. § 3.2, § 9.2.1).

La thèse porte sur la transition énergétique, du passage d'un système à contrôle très centralisé à un système largement distribué et autorégulé. L'innovation de la thèse est à la fois théorique, méthodologique et technique.

Théorique car pour comprendre et expliquer la portion de la réalité que nous observons, nous mettons en relation deux domaines traditionnellement séparés, celui de l'énergie et celui de la géographie, par le concept du système énergétique territorial qui est un couplage des deux systèmes, le système énergétique et le système territorial.

Méthodologique car nous proposons de construire un modèle prospectif énergétique de La Réunion, par le couplage d'un modèle de simulation multi-agent spatialisé à multiples échelles, avec un modèle de simulation du courant électrique. Ce modèle prend en compte les spécificités du système électrique réunionnais, étant basée sur des observations de ce territoire à la fois sur les ressources, les productions, les consommations et le réseau.

Technique car ce travail de recherche implique la maîtrise de nombreux outils de simulation (Anylogic, MatPower, Netlogo...) dont la combinaison peut être innovatrice.

## Question centrale

Dans la perspective d'une recombinaison progressive d'un système électrique territorial par l'intégration massive des ressources énergétiques territoriales renouvelables, étant données les contraintes énergétiques imposées par les configurations géographiques, socio-économiques et structurelles, comment et dans quelles mesures les énergies renouvelables pourront-elles se substituer aux énergies conventionnelles, pour continuer à répondre à la demande d'énergie, tout en respectant en entrée les contraintes relatives à l'épuisement des ressources et en sortie aux effets néfastes sur l'environnement ?

Pour répondre à cette question centrale, il faut au préalable savoir répondre aux questions suivantes :

- Quelles sont les caractéristiques de la consommation ? Pour quelles utilités ? Comment la consommation évolue-t-elle ?
- Quelles sont les ressources et les moyens de production énergétiques actuels, comment vont-ils évoluer dans un avenir plus ou moins proche ?
- Comment le réseau est-il structuré, comment fonctionne-t-il, et quelles sont ses possibilités d'évolution ?

Le problème de la transition énergétique pose aussi celui d'un changement de paradigme, qui est celui du passage d'un système centralisé (en termes de contrôle et de production) à un système distribué et auto-organisé. En effet, la production actuelle est effectuée par de grosses centrales (une tranche nucléaire  $\approx$  1300 MW) : peut-on les remplacer par une myriade de petits équipements (éolienne de 1 à 6 MW, panneau solaire = quelques kilowatts) : est-ce possible techniquement ? Économiquement ?

Quelles sont les modifications à apporter au réseau ? Jusqu'à quelle puissance peut-on monter en production renouvelable, en conservant une stabilité suffisante du réseau ?

Quelles sont les perspectives d'une transition ? Combien de temps prendra-t-elle ?

## **Plan de la thèse**

La problématique énergétique que nous traitons dans la thèse, et l'approche systémique que nous adoptons, nous amènent à organiser la thèse de la manière suivante :

La première partie porte sur l'approche théorique et conceptuelle de la thèse. Nous présentons le concept de système énergétique territorial (SET), qui se définit comme le couplage structural d'un système énergétique avec un système territorial. Ce couplage signifie que les évolutions de ces deux systèmes sont conjointes, parallèles et en interaction permanente. La complexité du SET et son caractère évolutif peuvent être analysés à travers une démarche de modélisation et de simulation. La conception de ce modèle sera décrite à la fin de cette partie.

Dans la deuxième partie, nous analysons la possibilité d'une transition énergétique de ce système à partir de la situation actuelle et des évolutions possibles concernant les ressources, les consommations, et les organisations des SET dans le monde. La transition se manifeste en particulier par une décentralisation de la production sur le territoire à partir des ressources renouvelables dispersées et intermittentes. Cela exerce une tension sur le couplage entre les deux sous-systèmes du SET, qui contraint le système électrique à s'adapter à ces changements dans le système territorial. Nous analysons ensuite le cas de la France métropolitaine qui pourrait opérer une véritable transition énergétique dans les années à venir. Ces analyses permettent une comparaison avec La Réunion, notre terrain d'étude principal, en tenant compte des différences d'échelle géographique, de climat et de situation socio-économique.

Afin d'analyser la transition énergétique du système électrique réunionnais, dans la troisième partie, nous faisons une modélisation par composants de l'état actuel de ce système : réseau de transport, consommation, et production par type de ressource (photovoltaïque, éolien, bagasse & charbon, biogaz, hydraulique, diesel+TAC). Les dynamiques et les variations spatiales sont bien prises en compte dans ce modèle.

Cette modélisation permet de simuler la situation actuelle du système énergétique réunionnais comme une simulation référentielle. Dans la quatrième partie de la thèse, nous formulons quatre scénarios d'évolution, basés sur la simulation référentielle et sur les hypothèses de développement du photovoltaïque local. Ces scénarios permettent d'expérimenter virtuellement de possibles transitions énergétiques du système. Ils permettent

de comprendre les liens qui existent entre certains paramètres clés (seuils de saturation du PV, stockage, etc.), et de comprendre leur influence sur l'état global du système. Ces réflexions nous permettent de proposer des pistes de réflexion sur les politiques à mener en fonction des objectifs (réduction des gaz à effet de serre, maîtrise du prix de l'énergie, développement des renouvelables...).

## **Partie 1. Approche théorique et conceptuelle**

La méthodologie de conception systémique propose de commencer par décrire le plus général pour descendre progressivement dans les détails (approche « *top-down* »), afin de comprendre les parties de plus en plus fines du système. Il est adéquat d'adopter une telle approche lorsque nous voulons étudier des phénomènes « complexes ». Ce qui n'empêche pas que la dynamique du système soit du type « *bottom-up* », c'est-à-dire que c'est le fonctionnement des éléments les plus fins qui fait émerger le comportement global du système.

Dans cette partie de la thèse, nous présentons d'abord la méthodologie systémique que nous utilisons comme méthodologie principale. Nous proposons ensuite le concept de système énergétique territorial qui est un couplage structural du système énergétique et du système territorial. Nous présentons enfin la modélisation conceptuelle du système électrique territorial, ainsi que le modèle technique multi-agent qui en découle, implanté sur la plateforme de simulation Anylogic.

## Chapitre 1. Posture méthodologique

Dans la mesure où nous allons construire un modèle basé sur un système, nous allons naturellement utiliser une démarche systémique. Les méthodes systémiques sont un moyen d'exprimer scientifiquement les connaissances que nous avons de la portion de réalité que nous observons et que nous voulons comprendre.

La simulation permet de valider la modélisation systémique en confrontant les données observées, aux résultats des « expériences virtuelles ». Une fois que cette modélisation est validée, les scénarios issus de ces expériences virtuelles permettent de répondre aux questions et éventuellement de faire des préconisations.

### 1.1. L'approche systémique

#### 1.1.1. La limite des méthodes classiques analytiques mathématiques

Descartes considère que, pour bien conduire sa raison, il faut d'abord ne rien recevoir comme vrai sauf s'il s'agit d'une évidence claire et distincte, ensuite séparer et diviser les problèmes en sous-problèmes, et de les résoudre un par un. Pour lui les mathématiques sont un excellent outil pour réaliser ce processus, et au XX<sup>e</sup> siècle le rêve de Leibniz de trouver un moyen pour prouver ou infirmer une proposition quelconque de manière automatique : « alors, il ne sera plus besoin entre deux philosophes de discussions plus longues qu'entre deux mathématiciens, puisqu'il suffira qu'ils saisissent leur plume, qu'ils s'assoyent à leur table de calcul (en faisant appel, s'ils le souhaitent, à un ami) et qu'ils se disent l'un à l'autre : Calculons ! »<sup>2</sup>, n'est-il pas en train de se réaliser ?

Malheureusement, ce rêve est définitivement irréalisable. Le positivisme ambiant est mis à mal par la grande avancée intellectuelle du XX<sup>e</sup> siècle, venue justement des mathématiques. C'est Gödel qui est au centre de cette avancée. En 1931 il démontre par le théorème d'incomplétude qu'il existe des propositions dont on ne peut prouver (dans le cadre des axiomes de l'arithmétique) si elles sont vraies ou fausses, ainsi on perd l'espoir que toute chose puisse être explicable.

---

<sup>2</sup> G. W. Leibniz, dans « Nova methodus pro maximis et minimis », Acta Eruditorum, 1684

On sait traiter mathématiquement beaucoup de rétroactions en les formalisant par des équations différentielles. Lorsqu'on ne sait plus résoudre analytiquement un système d'équations différentielles (c'est-à-dire qu'on ne sait plus trouver de solution exacte sous forme de fonction), on sait encore le résoudre numériquement avec la précision voulue. Mais certains systèmes sont par essence instables, soit parce qu'ils sont sensibles aux conditions initiales, soit parce qu'ils sont imprévisibles dans certaines conditions (de turbulence, d'équilibres instables, de chaos, etc.). Il n'y a alors pas d'autres moyens que d'utiliser des simulations informatiques pour approcher le problème. En physique, en 1887, Poincaré n'a pas résolu le problème des « trois corps » qui consiste à résoudre les équations du mouvement de Newton de trois corps interagissant gravitationnellement, connaissant leurs masses ainsi que leurs positions et vitesses initiales. Mais son travail, très avancé par rapport à son époque, inspirera les études sur les systèmes dynamiques par la suite. Ces études vont montrer le caractère non déterministe de certaines configurations d'un système physique lorsque ses composants sont dans un équilibre instable. De cette théorie naîtra la « théorie du chaos », et la prise de conscience qu'un système d'équation différentielle, qui modélise le comportement dynamique des composants d'un système, n'est pas toujours prévisible, et qu'entre des phases déterministes, il entre dans des phases chaotiques, qui rendent impossible sa prévision à long terme (ce qui est le cas du système solaire par exemple).

Lorsqu'on considère un problème, on doit le placer dans un contexte bien précis (puisque'il n'y a pas de vérité absolue), dans sa globalité, comme un « système ». C'est l'approche systémique telle qu'elle est décrite par exemple par Le Moigne, basée sur les concepts de pertinence, de globalisme, de téléologie, et d'agrégativité (Moigne 1977), mais aussi par Morin (Morin 1986, Morin 1990, Morin and Moigne 1999), plus orienté vers la complexité dans les sciences sociales, ou par Maturana et Varela (Maturana, Varela and Jullien 1994), pour une approche distribuée en biologie.

### **1.1.2. Les mouvements systémiques**

Le mot « **système** » est issu du grec ancien « *sustêma* », « assemblage, composition », de *sunistanai* « réunir », de *sun-*, et *histanai* « mettre debout ». Un « système » est défini comme un « ensemble organisé », ou un « ensemble possédant une structure, constituant un tout organique » (Le Grand Robert). La thermodynamique est la première théorie à formaliser la notion de système.

La conscience d'examiner le système dans sa globalité, comme une structure aux dépendances internes, plutôt que comme des éléments indépendants, isolables et analysables un par un, a été amorcée dans les années 1920 en Europe. Ce mouvement, sous le nom de structuralisme, n'a pas été initié par des hommes des sciences dures mais chez les linguistes, par Saussure, dans son Cours de linguistique générale (1916). Il a été ensuite répandu et généralisé de manière hétérogène dans d'autres branches des sciences humaines, par exemple en anthropologie par Claude Lévi-Strauss, mais aussi en histoire, en philosophie, etc. En géographie, l'invention de la représentation schématique de structure spatiale par les chorèmes dans les 1980 par Roger Brunet pourrait être considérée comme appartenant au structuralisme. « Chaque discipline a pu reconnaître, sur les bases de son propre développement, un intérêt plus ou moins central pour le concept de structure qu'elle s'est efforcée de définir pour son propre compte ... elles ne présupposent pas une « essence » du structuralisme qui leur serait commune » (Chiss 1995).

Parallèlement, au milieu du XX<sup>e</sup> siècle, avec l'invention de l'ordinateur et sa généralisation rapide aux Etats-Unis, un courant de pensée, baptisé « cybernétique » par son père fondateur Norbert Wiener, semble s'emparer des différentes doctrines scientifiques qui cherchent une interdisciplinarité que les séparations institutionnelles ont du mal à mettre en œuvre. Au début, le groupe cybernétique est formé sur le constat d'une forte analogie entre des phénomènes naturels et des phénomènes artificiels. Wiener, qui avait travaillé sur le mécanisme de contrôle des missiles anti-aériens pendant la seconde guerre mondiale, a été convaincu que la science de l'ingénieur tout comme la biologie ne doit pas se centrer sur la masse ou l'énergie qui sont des concepts physiques, mais sur la rétroaction, le contrôle, l'information, la communication et la finalité ou la « téléologie » (Mitchell 2011). Tandis que l'approche cartésienne sépare les éléments pour les examiner l'un après l'autre, et que le structuralisme met en avant les influences réciproques entre ces éléments, la cybernétique « va au contraire proposer de les ignorer en les enfermant dans des boîtes noires » (Moigne 1977). Une ambition de la cybernétique est de trouver les principes communs applicables aux diverses disciplines, et ainsi d'unifier les disciplines par une théorie universelle.

Dans son ouvrage « *General System Theory* »<sup>3</sup> paru en 1968, le biologiste L. von Bertalanffy révèle le caractère ouvert de tous les systèmes vivants. Morin approfondit la

---

<sup>3</sup> Il existe plusieurs traductions en français : « Théorie générale des systèmes », « Théorie générale du système », ou « Théorie du système générale »

notion de **système ouvert**, pour désigner des systèmes « organisant leur clôture (c'est-à-dire leur autonomie) dans et par leur ouverture » (Morin 1990). Les lois de l'organisation d'un système ouvert ne sont pas faites d'équilibre mais de déséquilibre, et « l'intelligibilité du système doit être trouvée, non seulement dans le système lui-même, mais aussi dans sa relation avec l'environnement, et cette relation n'est pas qu'une simple dépendance, elle est constitutive du système ». Ce concept de système ouvert met un terme définitivement à la vision cartésienne selon laquelle des entités sont radicalement isolables : « le système ne peut être compris qu'en incluant en lui l'environnement, qui lui est à la fois intime et étranger et fait partie de lui-même tout en lui étant extérieur ». Il ouvre une perspective très intéressante sur l'étude de l'**évolution du système**, en observant les interactions réciproque, les changements et les adaptations mutuelles entre le système et son environnement, à travers un lien indissoluble qui les relie.

Avec ces apports, la cybernétique a évolué vers la théorie des « **systèmes complexes** ». Ce qui est un peu frustrant parfois pour ceux qui l'emploient, c'est que la définition même d'un système complexe reste vague, y compris au sein du très prestigieux institut Santa Fe, le plus grand institut du monde sur le système complexe. Weisbuch le définit comme un système « formé de nombreux éléments différents en interaction » (Weisbuch 1989), une définition minimaliste qui n'est pas fautive mais insatisfaisante.

Un système complexe est avant tout un système essentiellement imprévisible. On entend ici par imprévisibilité le fait que la seule manière de calculer l'état du système à un instant  $t$  est de le simuler depuis un instant initial  $t_0$  dont l'état est connu, ou qu'on ne puisse calculer directement l'état  $s$  du système à un instant  $t$  avec une fonction  $s = f(t)$ . Ainsi, le seul moyen d'étudier sa dynamique est de la **simuler**. Cette imprévisibilité est souvent due à la présence d'interactions non linéaires entre ses éléments. Cependant, avec des règles très simples, on peut quand même avoir un système complexe (p. ex. le jeu de la vie).

La biologie est le terrain le plus actif et fécond concernant les recherches sur la complexité, dont le livre de Zwirn (Zwirn 2006) en donne de nombreux exemples. On construit des « *idea model* », c'est-à-dire des concepts qui se traduisent par des modèles dont les règles sont simples, pour la compréhension du fonctionnement des gènes, d'un cerveau, etc. Le principe de parcimonie est une règle épistémologique de base qui s'applique non seulement en modélisation mais en science. Les automates cellulaires, par leur simplicité de principe, vérifient souvent ce principe de parcimonie (Wolfram 2002).

## 1.2. La modélisation et la simulation : une approche par la complexité

### 1.2.1. Les systèmes et leur modélisation

Un **modèle** est une « représentation schématisée, simplifiée, formalisée de la réalité, d'un processus, d'un système, d'un point de vue, le plus souvent élaboré en vue d'une démonstration » (Cheylan *et al.* 1999). Les **modèles dynamiques** sont ceux qui nous intéressent ici et qui sont utilisés pour la simulation de phénomènes.

Dans ce cadre de modèles dynamiques, on peut distinguer deux catégories de modèles : les modèles pour prévoir et les modèles pour comprendre. S'agissant des modèles pour prévoir, le modèle doit s'approcher au plus près du phénomène qu'il cherche à reproduire. Par contre, en ce qui concerne les modèles pour comprendre, c'est le principe de parcimonie qui va être le guide essentiel de la modélisation. Le jeu de la vie ou le modèle de Schelling, ne représentent aucune réalité observée, mais servent à comprendre l'effet de certains « comportements » typiques (idéalisés, ou stylisés comme disent les économistes).

Nos connaissances sur la réalité et les représentations de nos connaissances sont d'abord et avant tout humaines et ne sont que des reflets de la réalité. C'est dans ce sens que Box déclare que « *All models are wrong, but some are useful* » (Box 1979). Les modèles sont conçus par les modélisateurs pour des objectifs précis : la valeur marchande d'un modèle est proportionnelle à l'effectivité de son application en vue de la finalité donnée. Ainsi, la pertinence d'un modèle doit être jugée non seulement par sa correspondance avec la réalité mais surtout par rapport aux objectifs et à la problématique posés pour cette modélisation. « la question n'est pas tant de dire ou de s'assurer que le réel existe que de savoir comment nous appréhendons ce réel, que de savoir comment les humains peuvent juger de l'adéquation de leurs constructions et théories à ce réel » (Dalmedico and Pestre 1998).

Un modélisateur, au lieu de poser la question « De quoi c'est fait ? », se voit plutôt poser la question « Qu'est-ce que ça fait ? » C'est donc le changement d'une modélisation analytico-organique à une modélisation systémo-fonctionnelle (Moigne 1977).

Le Moigne propose une théorie de la modélisation systémique des phénomènes perçus complexes, qui semble très proche des constructivismes de J. Piaget, H.A. Simon et E. Morin : « La théorie de la modélisation systémique s'accepte constructiviste, au sens proposé

par Jean Piaget pour l'intelligence de la connaissance comme étant non pas un résultat, une vérité définitive, immuable, divine peut-être, mais un processus, une construction : la connaissance est l'action de construire la connaissance » (Moigne 1977). « Le développement contemporain des pratiques puis des principes méthodologiques de la modélisation systémique semble si étroitement associé au développement concomitant dans les cultures scientifiques des épistémologies constructivistes, que l'on peut parfois se demander s'il ne s'agit pas des deux faces d'une même pièce. Je crois que l'histoire de l'une et de l'autre révèle leur autonomie et même leur quasi indépendance conceptuelle, mais il semble que l'émergence visible des épistémologies constructivistes ait été sensiblement activée par les questionnements épistémologiques de plus en plus insistants de la modélisation systémique des années cinquante à soixante-dix que l'épistémologie institutionnelle positiviste et réaliste laissait sans réponse » (Moigne 1995).

Les théories et les lois qui relèvent de l'Univers de la connaissance et qui sont propres aux champs d'étude aident les modélisateurs à mieux interpréter le phénomène avec qui ils ont affaire, ainsi une connaissance acquise sur un domaine à modéliser est nécessaire pour la conception d'un bon modèle. Wilensky souligne qu'une théorie solide derrière un modèle est une condition primordiale pour le succès du modèle et la réutilisation du modèle par d'autres personnes (Wilensky 1999). Ainsi il vaut mieux acquérir une assez bonne connaissance des champs théoriques auxquels les modèles se réfèrent avant de se lancer dans la modélisation. La théorie de l'évolution inspire les modèles génétiques qui permettent de comprendre les processus d'évolution. Mais il y a aussi ceux qui, partant d'une théorie ou d'une loi, et pensant seulement la vérifier à travers un modèle, se trouvent en contradiction avec la théorie ou la loi de départ : c'est ainsi que Stacy McGaugh, un astronome américain, avec ses propres simulations, a trouvé une anomalie universelle dans la théorie d'Einstein et dans le modèle standard ; une découverte qui pourrait faire réviser les lois de la cosmologie (Collectif 2011b). Tandis que la démarche déductive va de la théorie au concret, la démarche inductive examine des cas concrets, pour ensuite généraliser et démontrer en quoi ces cas pourraient être intégrés dans une seule théorie.

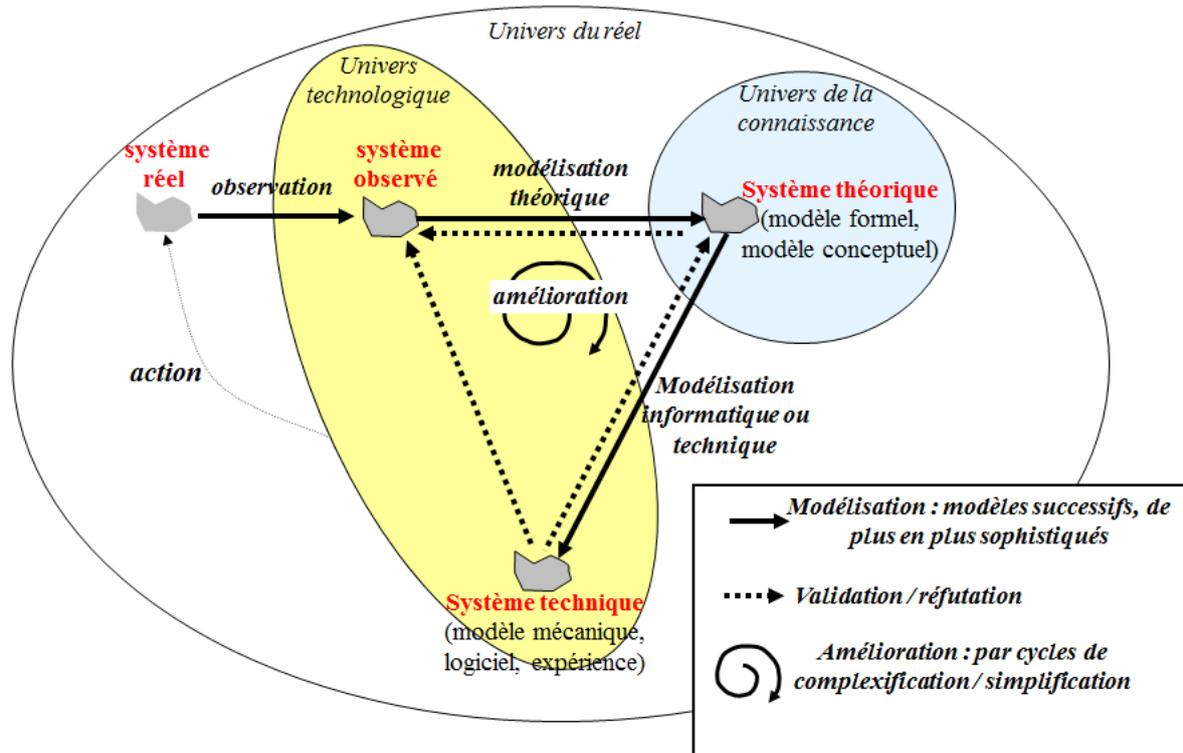


Figure 1 : relation entre les systèmes et les modèles (Langlois 2010)

La Figure 1 schématise la relation entre les systèmes et les modèles. Un système observé est le résultat d'observation de la réalité à travers les grilles d'observation par rapport à une utilité prédéfinie, à une problématique posée. Il nécessite souvent des va-et-vient répétitifs par la modélisation et la validation/réfutation entre ce système observé et un système formalisé.

La modélisation dépendant « de la liberté créatrice du modélisateur » (Moigne 1977), il est primordial que le modélisateur déclare clairement ses intentions, et explique les choix en vue de ses intentions, pour que les autres puissent juger le bienfondé ou non de son modèle en fonction de l'objectif du modèle, au lieu de se perdre dans des interprétations diverses et variées, ou d'avoir tendance à prendre trop au sérieux un modèle simplifié et schématisé, qui a seulement pour objectif de démontrer une idée, une possibilité, et être pédagogique. Il revient également à un modélisateur de souligner les limites de ses modèles, pour engendrer les réflexions sur l'amélioration de son modèle en vue de son objectif donné.

Un système formalisé est une construction abstraite, utilisant un langage symbolique (par ex mathématique), s'inscrivant éventuellement dans une théorie scientifique du domaine réel observé (Langlois 2010). A partir de ce système théorique ou ce modèle formel, un système technique ou un modèle technique peut être réalisé. Le modèle technique est une construction concrète, souvent réalisé informatiquement sous un logiciel ou sur une plate-forme

informatique. La contribution majeure de l'informatique est qu'elle permet d'interpréter de façon fiable des procédures et des règles définies en avance, avec comme sorties des résultats bien précis. Sa validation/réfutation dépend s'il peut aider à comprendre ou à représenter une réalité observée. Par exemple, la calculatrice nous aide à faire les calculs en suivant une logique mathématique très claire et dont les résultats sont vérifiables, de même pour un GPS qui calcule la route optimale pour le conducteur.

Cependant, il arrive, et surtout lorsqu'on veut construire un modèle prospectif (cf. § 3.1), de ne pas pouvoir valider de manière directe le paramétrage du modèle en confrontant les résultats issus des expériences virtuelles de la simulation à une réalité observée, puisqu'il s'agit du futur. Dans ce cas, nous sommes amenés à valider le modèle par la solidité de sa construction théorique, et par la concordance entre les résultats de la simulation « référentielle » et la réalité observée. Si la construction théorique est bonne, et que la simulation « référentielle » n'a pas un décalage trop grand avec la réalité, nous validons le modèle. À partir de ce modèle validé nous pouvons expérimenter différents scénarios.

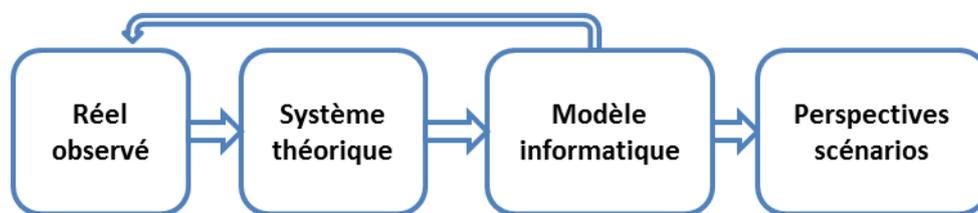


Figure 2 : étapes d'une modélisation prospective

En résumé, comment prendre une problématique de départ et la conceptualiser et schématiser par un système théorique, comment faire en sorte que ce système théorique soit correctement pris en compte par un modèle informatique, tout en gardant l'essentiel de la problématique de départ qui a motivé la démarche de modélisation ? C'est là tout l'art de modélisation.

### **1.2.2. *Modèle compartimental, modèle distribué, modèle spatialisé***

Il y a différents types de modèle informatique. Un modèle compartimental est un modèle où chaque entité (ou compartiment) est unique et indispensable au système, et dans lequel le nombre des entités n'est pas très grand et est bien défini. Ce qui est tout l'opposé d'une vision distribuée, où il y a un très grand nombre d'entités peu individualisées, le nombre d'entités peut varier sans remettre en cause l'intégrité du système. Le modèle compartimental est souvent associé à une formalisation mathématique qui procède un haut niveau d'agrégation

des objets discrets à modéliser : personnes, produits, événements, etc. Ces objets sont représentés dans ce modèle par des équations et des nombres. Le caractère distribué ou compartimental n'est pas inhérent au système observé mais dépend du point de vue du modélisateur. Un modèle multi-niveaux peut être « mixte » : par exemple, un premier niveau est compartimental, et un second niveau est distribué. La méthode SADT (IGL 1982) de modélisation est une approche compartimentale. Les automates cellulaires et les systèmes multi-agents sont par nature distribués, où chaque cellule (agent) peut interagir avec son voisinage (d'autres agents).

Un modèle compartimental peut être désagrégé dans un modèle distribué, et la validation stricte d'un modèle distribué par rapport au modèle compartimental initial peut consister à démontrer que les courbes de sortie agrégées du modèle distribué ressemblent avec celles données par l'équation globale (Langlois 2009a).

Un **modèle spatialisé** est un modèle où les entités sont localisées, soit dans un espace géométrique ou géographique avec des coordonnées, soit par un identifiant de maille dans un maillage, soit par un identifiant d'une unité géographique (un lieu) dans un territoire. Un espace est associé à une topologie qui définit les règles de voisinage et de proximité entre les entités du modèle. Dans un espace métrique, la topologie est déduite de la distance. Ainsi certaines relations ou interactions dépendent de sa topologie, du voisinage, de la distance réciproque, etc. Les modèles spatialisés sont largement utilisés par les géographes pour observer un processus ou un phénomène (p. ex. la diffusion d'une pandémie).

Certaines plateformes de modélisation et de simulation multi-agent permettent une intégration directe des outils provenant des systèmes d'information géographique (SIG). La spatialisation d'un modèle y est beaucoup plus facile.

Certains effets intéressants peuvent être observés lorsqu'on spatialise un modèle distribué : lorsque le modèle du dilemme du prisonnier est distribué et a-spatial, les « coopérateurs gentils » peuvent disparaître complètement au profit des « malicieux », et leur chance de survie est sensible aux configurations initiales. Or si l'on spatialise le modèle de manière à ce que chacun joue seulement avec ses voisins et est remplacé au tour suivant par celui qui a le plus haut profit dans son voisinage (y compris lui-même), alors les deux types de joueur peuvent coexister même si le profit d'une trahison est élevé, et même si la population initiale des coopérateurs est relativement petite (Nowak and May 1992).

### **1.2.3. La simulation et ses familles techniques**

Lorsqu'on modélise informatiquement un processus dans le temps, on parle de **simulation** de ce processus. Les phénomènes à simuler peuvent être naturels (prévision météo), sociaux (modèle de Schelling), physiques (explosion atomique), etc. En sciences humaines et sociales, la simulation permet de mener des expériences virtuelles qui seraient impossibles à réaliser dans la réalité.

Citons trois paradigmes de simulation : Systèmes Dynamiques (basés sur des équations différentielles), Automate Cellulaire et Système Multi-Agents. Chacun de ces paradigmes s'appuie sur des soubassements mathématiques, tels que la dynamique des systèmes et l'analyse numérique pour la discrétisation des équations différentielles. Il y a aussi des techniques informatiques qui permettent de gérer le temps dans le système, comme DEVS (pour *Discrete Event System Specification*), qui est un formalisme de spécification des systèmes à événements discrets (Zeigler, Praehofer and Kim 2000). On peut aussi utiliser une méthode à pas de temps discret, qui découpe le temps en intervalles égaux, appelés « **pas de temps** ». Ce découpage du temps est indépendant des événements qui peuvent se produire dans le système. Parmi ces techniques de simulation, il faut choisir « en fonction du contexte dans lequel on se trouve, ou plutôt en fonction des spécificités du modèle du domaine que l'on souhaite réaliser afin que l'implémentation qui s'en suivra puisse offrir un maximum d'avantages (ou du moins entraîne un minimum d'inconvénients à même de perturber la modélisation initialement souhaitée) » (David 2010).

La simulation multi-agent est largement utilisée en sciences humaines et sociales (Phan and Amblard 2007). Ceci s'explique par l'autonomie des agents, par l'interaction qu'un agent peut avoir avec ses congénères ou son environnement. De plus, un système multi-agent peut contenir différents niveaux d'organisations qui peuvent refléter la complexité d'une société. Pour modéliser le SET de La Réunion, nous utilisons cette approche de simulation multi-agent à pas de temps discret. Elle permet de gérer les interactions entre le réseau, les agents et le zonage IRIS (344 IRIS au total), et de structurer la simulation en pas de temps synchronisé (pas de temps horaire dans notre modèle).

Introduisons les trois plates-formes ou environnements de modélisation multi-agent que nous utilisons dans la thèse : NetLogo, MAGéo et Anylogic.

Dans NetLogo, les agents sont localisés dans une grille de patches, et de ce fait, cet environnement simule bien les simulations d'automate. Les agents, appelés les « tortues », peuvent se déplacer dans cette grille, et l'observateur est celui qui observe les agents et les patches.

Développé par notre laboratoire UMR-IDEES, MAGéo<sup>4</sup> permet de développer des modèles de simulation spatialisés, en combinant les fonctionnalités des SIG, des automates cellulaires et des systèmes multi-agents. L'originalité de cet environnement est que les utilisateurs peuvent réaliser des modèles de simulation sans aucune connaissance de langage de programmation, en utilisant un langage graphique et/ou sous forme de règles.

La plate-forme de simulation Anylogic, développée par XJ Technologies, est l'outil principal de modélisation que nous utilisons. Anylogic est écrit en Eclipse, un environnement de développement intégré de JAVA. Grâce à la flexibilité des choix techniques de modélisation qu'offre JAVA, avec cette plateforme, les quatre paradigmes de simulation peuvent être utilisés dans un seul modèle (Anylogic 2010). De plus, Anylogic permet aux agents de « vivre » dans un espace SIG ; ainsi on peut visualiser ou animer la carte à différentes échelles, via l'API SIG.

Anylogic n'est pas une plateforme dédiée à l'usage de la modélisation énergétique, mais nous pouvons créer un fichier .jar sous forme de bibliothèque importable dans Anylogic, dans lequel les modules énergétiques (p. ex. éolien, PV) sont stockés comme des classes réutilisables.

---

<sup>4</sup> <http://www.irit.fr/MAGéo>

## Chapitre 2. Définitions et concepts

Dans ce chapitre, nous retrouvons les concepts de l'approche systémique introduits dans le premier chapitre : système, système ouvert, évolution, système complexe. Nous les appliquons à notre problématique d'énergie pour définir les concepts de base, entre autres celui du système énergétique territorial.

### 2.1. Le concept d'énergie

Le mot « **énergie** » est très polysémique. D'une manière générale, le terme « énergie » recouvre plusieurs significations :

- énergie au sens qualitatif du terme, de forme d'énergie. Exemple : énergie chimique.
- énergie au sens de ressources d'énergie. Exemple : énergies fossiles.
- énergie au sens quantitatif du terme, qui exprime une quantité d'énergie en différentes unités de mesures : Joule (J), wattheure(Wh), tonne d'équivalent de pétrole (tep), cheval vapeur (ch), calorie (Cal), etc. Exemple : une énergie de 100 kCal, une énergie de 100 Wh.

Ces acceptions correspondent à des concepts différents que nous détaillons ci-dessous.

**Forme d'énergie :** Nous distinguons plusieurs formes d'énergies :

L'énergie nucléaire est l'énergie libérée lors des réactions de fission ou de fusion du noyau atomique. Dans les centrales nucléaires, on utilise la chaleur produite par la réaction nucléaire de fission pour chauffer une gigantesque marmite, afin de la porter sous pression pour faire tourner une turbine. C'est un processus peu efficace et qui produit des déchets radioactifs dont on ne sait que faire.

L'énergie électrique résulte du déplacement des électrons libres au sein de la matière. Les électrons sont les médiateurs du champ électrique. Dans un conducteur, ce déplacement produit aussi une déperdition thermique appelée effet joule. Lorsque les électrons relient des atomes entre eux pour former des structures agrégées appelées molécules, ces structures emmagasinent de l'énergie électrique qu'on appelle alors l'énergie chimique, qui peut se libérer lors des réactions chimiques.

L'énergie rayonnante (ou électromagnétique) est produite par une particule élémentaire, le photon, médiateur du champ électromagnétique. Cette énergie, lorsqu'elle frappe la matière

sous certaines conditions, peut libérer des électrons, produisant ainsi de l'électricité : c'est l'effet photoélectrique réalisé dans les panneaux solaires photovoltaïques. Le rayonnement électromagnétique se déplace à une vitesse constante ( $\approx 3^5$  km/s dans le vide) et l'énergie d'un photon est proportionnelle à sa fréquence (ou à l'inverse de sa longueur d'onde). Ainsi les rayonnements électromagnétiques se divisent en classes de fréquences, radio, radar, micro-ondes, infra-rouge, lumière visible, ultra-violet, rayons X et rayons gamma. Ils correspondent à des rayonnements de plus en plus énergétiques. Le rayonnement participe à des réactions chimiques en apportant de l'énergie comme dans la photosynthèse. Cette réaction est un des principaux apports d'énergie permettant d'entretenir la vie sur terre par fixation du carbone. La matière vivante (la biomasse) est ainsi une source d'énergie considérable. Elle est indirectement renouvelable à travers le cycle du carbone (dont la période se situe entre l'année et le siècle selon les produits). Les produits organiques, une fois dégradés sous certaines conditions, se transforment en énergies fossiles (cf. définition ci-après) dont le cycle de reconstitution est si long à l'échelle humaine qu'on les considère comme non renouvelables.

L'énergie gravitationnelle (ou inertielle) est produite par la masse des corps. La rotation de la terre combinée au champ de gravitation, soumet une accélération (dite de Coriolis) aux masses atmosphériques et océaniques. Cette accélération produit les vents et les courants, dont l'énergie est disponible et gratuite et utilisée à faire tourner les moulins à vent et les éoliennes. Combinée à l'énergie solaire dans le cycle de l'eau, elle permet aussi de transporter l'eau de la mer vers la montagne par les nuages, et d'emmagasiner l'énergie potentielle de l'eau, mise en hauteur dans des retenues, pour produire de l'hydroélectricité.

L'énergie mécanique. Ce n'est pas véritablement une forme d'énergie au sens de la physique fondamentale, comme les formes d'énergies précédentes. Néanmoins, elle est assimilée traditionnellement à une forme d'énergie, tout comme l'énergie potentielle, cinétique et thermique (ou chaleur), même si ce sont plutôt des caractérisations de l'état macroscopique d'un système matériel, qui sont développés dans la théorie de la Thermodynamique. Le travail mécanique se définit comme le produit scalaire d'un vecteur force par un vecteur de déplacement (translation ou rotation). Un système mécanique contient des éléments matériels qui possèdent du travail en réserve. Cette réserve est appelée « énergie potentielle », qui dépend de la position des éléments. Ces éléments, par déplacement, peuvent fournir un travail, appelé énergie cinétique. Mais ce déplacement engendre (par frottements) une dégradation de l'énergie cinétique en chaleur. La chaleur produite est alors considérée

comme une forme d'énergie qui s'ajoute à la chaleur initiale du système (considéré comme fermé). La chaleur (source de l'énergie thermique) n'est en fait que l'énergie cinétique d'agitation des éléments et des particules internes aux éléments du système.

La thermodynamique définit un premier principe qui stipule que, dans un système fermé, il y a conservation de l'énergie totale du système (potentielle + cinétique + chaleur). Ce principe implique une équivalence entre chaleur et travail. Le second principe stipule, selon l'énoncé de Clausius, qu'« il est impossible de réaliser un processus dont le seul résultat serait de transférer de la chaleur d'un corps froid à un corps chaud », ou celui de Kelvin-Planck disant qu'« il est impossible de réaliser un processus dont le seul résultat serait de convertir intégralement en travail une quantité de chaleur fournie par une source unique ». Ce principe introduit la notion d'entropie (mesurant statistiquement le niveau de désordre) qui veut qu'un système thermodynamique tende progressivement vers un état d'équilibre, d'uniformisation statistique de la chaleur entre les éléments du système, où l'entropie est maximale. Un moteur thermique au contraire, doit convertir de la chaleur en travail. Il ne peut fonctionner qu'en faisant appel à au moins deux sources de chaleur de températures différentes pour produire un travail.

L'énergie chimique désigne l'énergie emmagasinée dans des batteries d'accumulateurs, et des combustibles fossiles solides, liquides ou gazeux. Ces combustibles sont aussi utilisés dans des procédés industriels<sup>5</sup>, à des fins non énergétiques en tant que matière première, notamment dans le secteur de la pétrochimie.

On voit donc que sur terre pratiquement toutes les formes d'énergie sont liées, et constituent un système énergétique (ou thermodynamique) global ouvert sur le cosmos, dont la dynamique est en perpétuelle recherche d'équilibre. L'homme participe évidemment à ce système, mais n'en maîtrise pas la dynamique fondamentale.

Un **vecteur énergétique** est une concrétisation matérielle d'une forme d'énergie. Par exemple, le vent est le vecteur de l'énergie cinétique qu'il contient du fait du mouvement des masses d'air.

Nous appelons **type d'énergie** une forme d'énergie relative à un vecteur. Par exemple, l'énergie éolienne est un type d'énergie.

---

<sup>5</sup> Un procédé industriel est un procédé de nature mécanique ou chimique destiné à produire des objets ou synthétiser des produits chimiques, en grande quantité et dans des conditions techniquement et économiquement acceptables. (Source: wikipédia)

**Ressource d'énergie :** Universalis définit une « source d'énergie » comme un ensemble de matières premières ou de phénomènes naturels utilisé pour produire de l'énergie. Nous utilisons plutôt le terme de « ressource » à la place de « source ».

Les **énergies renouvelables** (en abrégé EnR) sont des types d'énergie dont la consommation ne diminue pas la ressource sur une centaine d'année.

Nous pouvons distinguer deux types d'EnR, celles dont la ressource est quasi inépuisable et celles qui se renouvellent selon un processus cyclique, comme le cycle de l'eau, ou celui du carbone :

- une ressource quasi inépuisable s'entend à l'échelle spatio-temporelle de l'humanité sur Terre. Par exemple, l'énergie solaire est quasi inépuisable pour nous, même si le soleil disparaîtra d'ici quelques milliards d'années ;
- une ressource qui se renouvelle peut se régénérer naturellement selon un cycle dont la période est suffisamment courte. Le bois est considéré comme renouvelable car sa période de renouvellement reste à l'échelle humaine, tandis que le cycle de régénération du charbon et du pétrole est trop long pour qu'ils puissent être qualifiés de renouvelables.

Les principaux types d'énergie renouvelable sont : énergie solaire, énergie éolienne, énergie hydraulique et biomasse, et énergie géothermique. Au sein de l'énergie solaire, on distingue l'énergie solaire thermique, obtenue par la conversion de l'énergie rayonnante solaire en énergie thermique ; et l'énergie photovoltaïque, obtenue par la conversion de l'énergie rayonnante solaire en énergie électrique par effet photoélectrique.

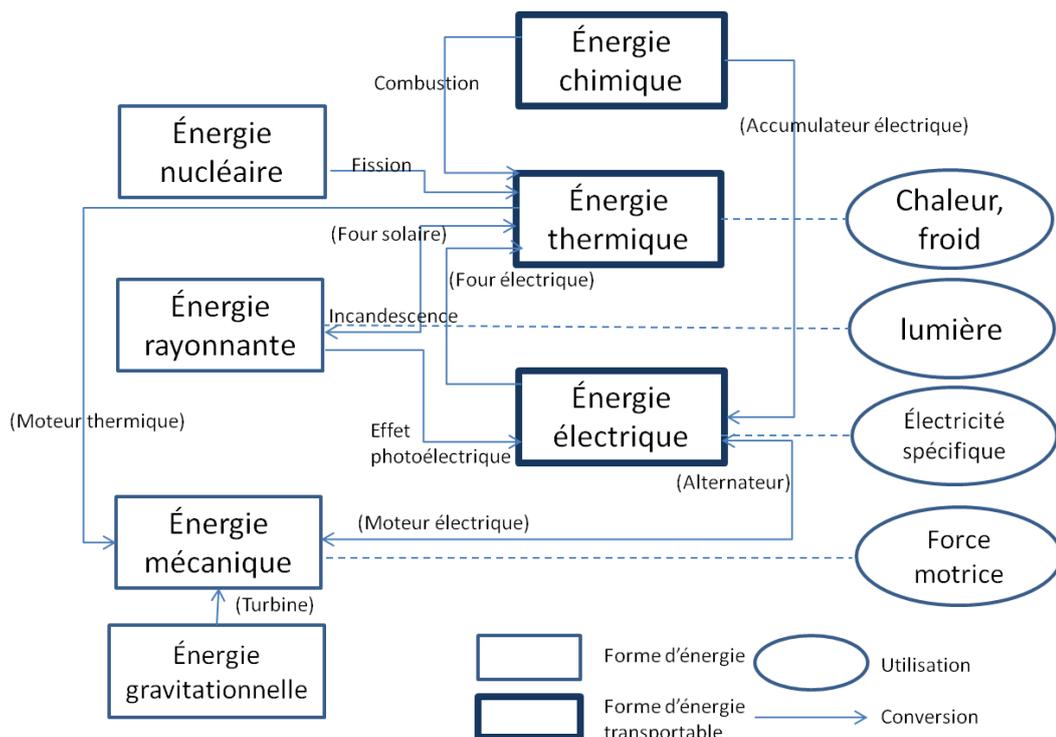
Les **énergies fossiles** sont les produits carbonés issus de décomposition de la matière vivante, végétale ou animale, déposée dans les couches géologiques. Pour les plus connues il s'agit du pétrole, du gaz et du charbon.

Les différentes formes d'énergie n'étant pas, pour la plupart, directement utilisables, il a fallu réaliser des conversions de manière à utiliser la forme qui convient selon usage, production, transport, stockage et multiples utilisations finales. Une **conversion d'énergie** est un processus qui est destiné à transformer une forme d'énergie en une autre. Il y a une transformation d'énergie lorsqu'un processus ne change pas la forme d'énergie mais seulement certains de ses attributs. Un multiplicateur dans une éolienne transforme l'énergie mécanique récupérée par la rotation des pales de l'hélice en énergie mécanique de rotation à

plus haute vitesse, permettant la transformation en électricité par son alternateur à une tension et une fréquence acceptables pour le réseau électrique.

Une **énergie utile** est une énergie directement utilisable dont dispose le consommateur final pour satisfaire une certaine demande énergétique en chaleur (pour se chauffer), en puissance (se transporter), et/ou en énergie spécifique (lumière, etc.). Seule cette énergie importe pour les consommateurs.

Dans le schéma ci-dessous (cf. Figure 3), nous présentons les formes d'énergie (en cases carrées), les principales conversions et les processus associés en vue d'obtenir les énergies utiles (en cases ovales).



**Figure 3 : les formes d'énergie et leurs conversions en vue d'obtenir les énergies utiles**

Les formes d'énergie transportables sur une certaine distance sont présentées en cadres gras. Leurs conversions sont présentées en connexions avec des flèches qui pointent sur les nouvelles formes. Les phénomènes physiques (ceux qui sont sans parenthèses) ou les équipements (ceux qui sont avec parenthèses) de conversion sont indiqués à proximité des connexions et/ou des nouvelles formes d'énergie. Pour certaines conversions, le choix de mettre des équipements plutôt que des mécanismes est dû à la facilité d'explication : pour faire comprendre la conversion de l'énergie thermique en énergie mécanique, il est plus facile de mettre « moteur thermique » que des mécanismes concernés.

Les étapes d'une conversion pour produire de l'électricité peuvent être plus ou moins nombreuses. L'énergie solaire peut se convertir directement en l'énergie électrique par effet photoélectrique. Pour l'énergie nucléaire et chimique (combustibles fossiles), il faut les convertir d'abord en énergie thermique, puis en mécanique, puis en électricité.

Certaines conversions de formes d'énergie sont possibles mais ne sont pas présentées dans le schéma, c'est le cas de la conversion mécanique à thermique, qui est plutôt une source de perte qu'on cherche à éviter.

## 2.2. Le concept de système énergétique territorial

Un **maillon énergétique** est l'ensemble des convertisseurs, des moyens de transport et des moyens de stockage pour la production, le transport et le stockage d'un produit énergétique ( $E_s$  sur le schéma).

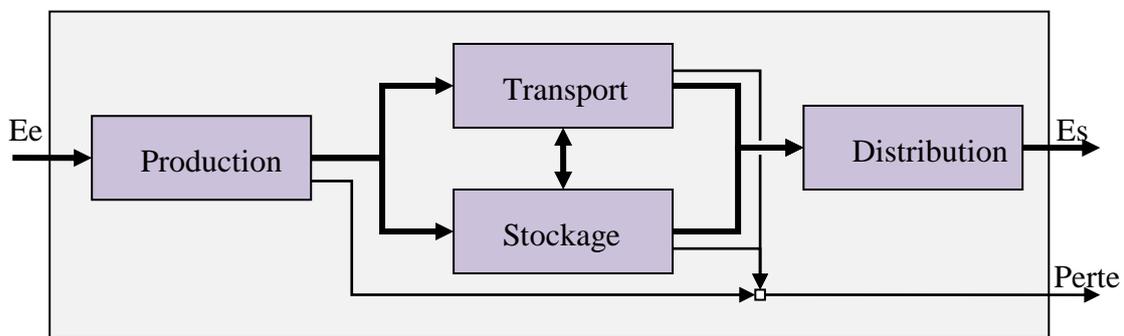


Figure 4 : un maillon énergétique (Diagramme SADT)

- $E_e$  : énergie principale entrante d'un maillon
- $E_s$  : énergie principale sortante d'un maillon
- *Production* : production et traitement : au sein de laquelle l'énergie se convertit et se transforme
- *Transport* : le transport d'un vecteur énergétique
- *Stockage* : dont le but est de stocker le surplus de l'énergie, et de la libérer quand il en manque, tout en gardant sa forme (si la forme d'énergie change, ce processus devient la *Production*)
- *Distribution* : la distribution d'un vecteur énergétique

Au cours de chaque processus, que ce soit la production, le transport, le stockage ou la distribution, une partie de cette énergie se « perd » en chaleur, en masse et/ou en travail, et l'autre partie continue à circuler dans le système jusqu'à la sortie du système. Ainsi l'on a

intérêt à minimiser cette perte en optimisant les procédures pour augmenter le rendement énergétique à tout niveau du système.

Une **filière d'énergie** peut être définie soit par une forme d'énergie produite par cette filière, soit par une ressource d'énergie utilisée, soit par une caractéristique particulière de ses différentes étapes (exemple filières « vertes »). Nous utiliserons le terme de filière plutôt dans le sens d'une suite de maillons énergétiques destinée à produire une **énergie finale**. Dans ce sens, la filière photovoltaïque et celle de l'électronucléaire sont de la même catégorie, l'énergie finale étant l'électricité, alors que la filière photovoltaïque et celle du solaire thermique décentralisé ne le sont pas, puisque cette dernière produit directement de la chaleur (chauffe-eau solaire).

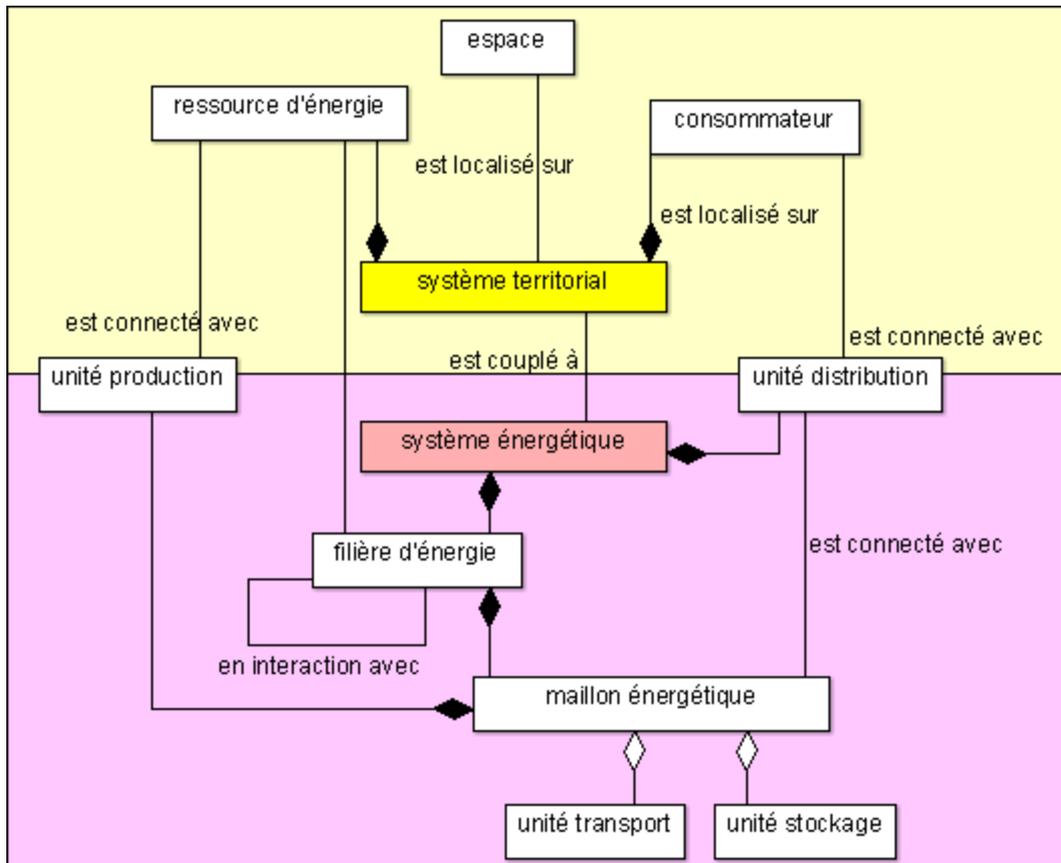
Un **système énergétique** prend en entrée des ressources, les transforme selon une ou plusieurs filières énergétiques, et distribue en sortie des produits énergétiques finaux. Les filières énergétiques sont composées d'un ou plusieurs maillons énergétiques. Les produits énergétiques qui sortent de chaque maillon sont réutilisés par les maillons suivants, formant une chaîne qui peut contenir des rétroactions.

Le territoire est d'un « espace organisé et structuré » (Juin-Rialland 2003), au sens administratif, culturel, social du terme : c'est une notion plus concrète par rapport à l'espace.

Un **système territorial** est un territoire composé de ressources, de consommateurs et de différents objets géographiques comme des bâtiments, des mobiles, affectés à différents usages. Ces entités (considérées en projection comme ponctuelles, linéaires ou surfaciques) sont localisées dans un domaine géographique délimité, et interagissent entre elles au sein du territoire, mais aussi avec l'extérieur du système, regroupant les territoires frontaliers plus ou moins proches. Le territoire est partitionné en plusieurs couches zonales géographiques hiérarchisées, qui sont souvent de type administratif : par exemple, une couche communale dans laquelle chaque commune est divisée en IRIS. Dans notre approche, les consommateurs ne sont pas vus au niveau individuel, mais agrégés statistiquement par catégories socio-économiques au sein d'un découpage géographique (IRIS). Par contre, les installations du système énergétique sont localisées individuellement dans le territoire.

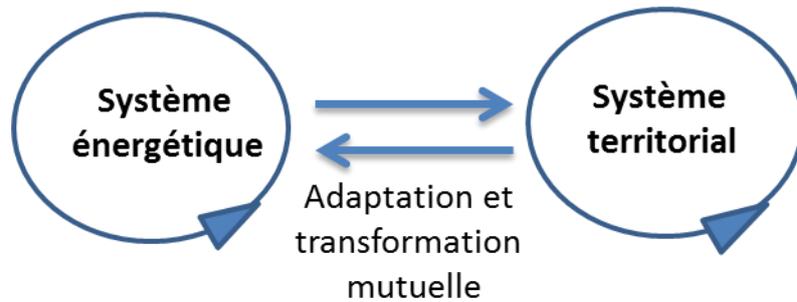
Un **système énergétique territorial (SET)** est un système énergétique **couplé structurellement** à un système territorial (cf. Figure 5). Nous adoptons la notion de couplage structural comme des « interactions récurrentes responsable d'une congruence structurale entre deux systèmes (ou plus) » (Maturana et al. 1994).

Ce couplage se manifeste à travers la localisation de ses composants et des flux énergétiques qui transitent entre le territoire et le système énergétique. Les ressources énergétiques sont localisées dans le territoire. Leurs exploitations génèrent des flux d'entrée dans le système énergétique. Les sorties du système énergétique sont les produits énergétiques finaux distribués aux consommateurs. La dynamique du territoire porte sur les ressources (charbon, rayonnement solaire, vent, etc.) et sur la consommation (des logements, des industries, des populations, etc.).



**Figure 5 : système énergétique territorial représenté par un diagramme de classe UML**

Par ce couplage structural, le système énergétique et le système territorial interagissent mutuellement tout en restant deux systèmes autonomes. Le changement de l'un peut provoquer ou déclencher le changement de l'autre, et réciproquement, mais ne le détermine pas ni le dirige. Par exemple, la consommation électrique des ménages peut augmenter sans que de nouvelles centrales ou de nouvelles lignes de transport soient construites.



**Figure 6 : les deux systèmes en couplage sont en interactions mutuelles**

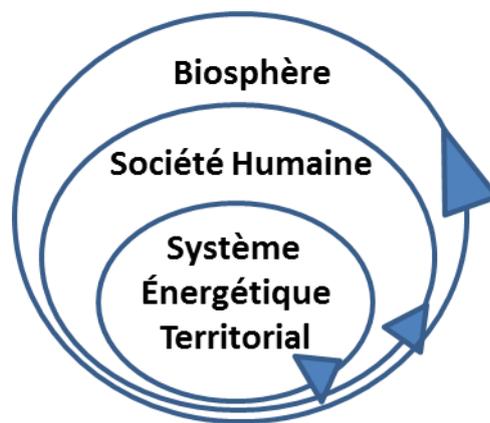
Lorsque le changement de part et d'autre provoque une modification importante dans la structure et dans le fonctionnement du système, on parle d'**évolution du système**. L'évolution des deux systèmes énergie-territoire en couplage est conjointe, parallèle et en interaction permanente. Par exemple, l'énergie électrique permet à de plus en plus de population de vivre dans les villes, ce qui crée des synergies et des opportunités qui peuvent attirer encore plus de monde et augmenter la consommation énergétique dans les villes, ce qui exige des changements en infrastructures énergétiques pour alimenter cette colonie urbaine... Le couplage des deux systèmes dure tant que l'un peut s'adapter au changement de l'autre, en modifiant son propre fonctionnement et sa propre structure, tout en conservant son indépendance vis à vis de l'autre. Or, la difficulté à laquelle le système électrique territorial doit faire face réside dans ce couplage. En effet, la volonté sociale de changement dans le système territorial exerce une tension sur ce couplage, par les nouvelles contraintes qui apparaissent, comme l'instabilité du réseau, la capacité du réseau à absorber la multiplication des petites productions (cf. § 5.3).

L'interface entre deux systèmes est l'ensemble des objets communs aux deux systèmes. Une interface a deux fonctions duales : elle sépare les deux sous-systèmes, en même temps elle gère les échanges entre eux. Par leur couplage, les deux systèmes couplés sont ouverts l'un sur l'autre, leur interface dépend du point de vue adopté par le modélisateur. Pour nous, cette interface est composée des points d'échanges entre les deux systèmes. Ce sont les centrales qui prennent en entrée des ressources du territoire pour produire de l'électricité dans le système électrique. Ce sont aussi les points de distribution (ici les postes sources) qui font sortir de l'énergie finale du système électrique, pour être délivrée aux consommateurs dans le système territorial.

Le système énergétique territorial est, lui-aussi ouvert, du fait qu'il échange avec d'autres territoires et d'autres systèmes énergétiques. La frontière du système énergétique territorial

dépend des cadres d'observation géographique (p. ex. la limite administrative du territoire) et énergétique (production, réseau de transport, réseau de distribution, etc.), de la granularité d'observation, etc. Certains systèmes énergétiques territoriaux sont plus fermés que d'autres par leur isolement géographique, c'est le cas notamment des systèmes insulaires.

De par son ouverture, le système énergétique territorial ne peut être compris qu'en l'incluant dans son environnement. Il est au cœur et au service de notre société humaine qui fait partie de la biosphère. Toute perturbation dans le système énergétique a un retentissement sur la société humaine et sur la biosphère qui peut à son tour accélérer ou ralentir la dynamique de certains processus. Des perturbations dans les sociétés humaines peuvent entraîner des changements d'état dans la biosphère, qui peuvent en retour impacter le devenir de l'humanité.



**Figure 7 : système énergétique territorial au cœur de notre société humaine**

Le système énergétique territorial tel que nous le définissons se base sur des travaux antérieurs, comme ceux d'Ibrahim, Flety et de Sède-Marceau (Ibrahim and de Sède-Marceau 2005, Flety and de Sède-Marceau 2009). Ces auteurs étudient le territoire selon une approche systémique, en se concentrant sous l'angle énergétique. Plus précisément, les systèmes énergétiques sont considérés comme des systèmes complexes, « constitués de multiples chaînes et processus qui englobent les matières premières/gisements, les centres de production et les réseaux de distribution, avec des modes de régulation, de gestion, de localisation, de production, de distribution et de consommation spécifiques, à des échelles multiples » (Ibrahim and de Sède-Marceau 2005). Ils définissent un SET comme composé de quatre mécanismes interdépendants : structure (filères énergétiques), fonctionnement (mutations, évolutions), espace (interactions territoriales), temps (dépendance temporelle).

Ce concept nous apparaît intéressant et nous l'intégrons dans notre réflexion en précisant certains aspects pour lui donner un caractère plus opérationnel en vue d'une modélisation. Dans notre définition, nous distinguons deux sous-systèmes spatialisés qui sont couplés. L'un est le sous-système énergétique qui contient les composants techniques relevant de la production énergétique, de son transport, du stockage et de la distribution finale, avec tous les mécanismes qui en dépendent, en particulier la régulation (dispatching) permettant d'adapter au mieux la production à la demande. L'autre est le sous-système territorial, qui contient, en amont, les éléments géographiques qui contribuent à alimenter le sous-système énergétique, ce sont les ressources naturelles à partir desquelles l'énergie pourra être produite, et les processus qui lui sont attachés ; et en aval, tout ce qui relève de la consommation de l'énergie produite, donc tous les consommateurs (ménages, tertiaires, industries, transports...) présents sur le territoire et les infrastructures et organisations dans lesquels ils évoluent.

Notre définition d'un SET introduit donc une différenciation plus poussée des composants du système, ce qui s'explique par deux raisons : premièrement, l'approche initiale est plus globale, visant à modéliser (conceptuellement) les facteurs qui agissent sur un SET (facteur économique, technologique, sociale, environnemental...), tandis que la nôtre vise à modéliser l'organisation interne d'un SET, en faisant abstraction de ces facteurs. Deuxièmement, même si les deux définitions peuvent s'appliquer à toutes les formes d'énergie, notre définition est orientée vers la modélisation d'un système électrique territorial, où ce couplage a un sens particulièrement fort, du fait de la particularité physique de l'électricité, comme nous le verrons dans le paragraphe suivant. De plus, le changement social va agir sur ce couplage, lorsqu'on opère une transition énergétique, comme nous le verrons plus loin, dans le Chapitre 5. Par ailleurs, la réalisation informatique de notre modèle reflète bien cette dualité entre les deux sous-systèmes, où l'on retrouve le couplage entre Matlab (système électrique) et Anylogic (système territorial).

## **2.3. Le concept de système électrique**

### ***2.3.1. Principes de base de l'électricité et des lignes électriques***

Un courant électrique est le résultat d'un déplacement d'électrons dans un conducteur. Ce courant peut circuler toujours dans le même sens, c'est un courant continu (CC). Il peut aussi circuler alternativement dans un sens et dans l'autre, c'est le courant alternatif (CA). En France, le courant oscille selon une fréquence de 50 Hz, soit 50 fois par seconde. On donne un

signe positif au courant s'il circule dans le sens (arbitraire) donné au dipôle, et négatif dans l'autre sens.

Un courant électrique continu peut être mesuré entre deux points reliés d'un même circuit (dipôle). Ce courant est caractérisé par différents paramètres quantitatifs : l'intensité  $I$  (mesurée en ampères), la tension ou la différence de potentiel électrique entre ces deux points  $U$  (mesurée en volts), la résistance  $R$  du circuit (mesurée en ohms) qui freine plus ou moins le courant selon la conductivité du circuit. Des relations fondamentales relient ces paramètres :

- La loi d'Ohm exprime que la différence de potentiel électrique entre les bornes d'un dipôle est proportionnelle à la fois à l'intensité du courant et à la résistance du circuit :  $U = RI$
- La quantité  $Q$  de courant électrique (en joule ou en wattheure) qui traverse le circuit pendant un temps  $t$  est proportionnelle au carré de l'intensité et du temps. Elle est donnée par :  $Q = RI^2t$
- La puissance  $P$  (en watt) est la quantité de courant par seconde qui traverse le circuit. Elle vérifie :  $P = Q/t = RI^2$

D'où l'on déduit, par application de la loi d'Ohm, la relation :  $P = UI$

En général l'électricité qui circule dans un réseau électrique est un **courant alternatif triphasé**. Une ligne triphasée contient 3 conducteurs indépendants, appelés phases, et éventuellement un quatrième, appelé neutre. Dans chaque phase d'un circuit triphasé, circule un courant alternatif dont l'intensité suit une loi sinusoïdale, ce courant étant produit par la rotation du rotor autour d'un électro-aimant formant un alternateur. La particularité d'un courant triphasé (stabilisé) est que la somme algébrique des trois intensités circulant dans les trois phases est nulle en permanence. En effet, chaque courant de phase étant déphasé d'un tiers de tour, à tout instant, la somme des trois courants est nulle et égale au neutre. Une tension simple  $V$  est celle qui est mesurée entre une phase et le neutre (p. ex. 220 V). Une tension composée  $U$  est mesurée entre deux fils de phase (p. ex. 380 V).

Dans un circuit alternatif triphasé, en plus du champ électrique, il faut tenir compte du champ magnétique, inséparable du premier, et dont les lois unifiées constituent la théorie de l'électromagnétisme (formalisée par Maxwell). Ainsi un courant peut être formalisé comme un vecteur à deux dimensions (ou un nombre complexe) formé d'une composante purement électrique (dite active) et d'une composante purement magnétique (dite réactive) qui est orthogonale à la première. Si l'on tient compte des deux composantes du courant, il faut alors

parler d'impédance à la place de résistance. L'impédance comprend une partie électrique la résistance et une partie magnétique la réactance. La partie réactive peut être engendrée par l'effet de condensateur de la ligne (capacitance) et par l'induction mutuelle entre les lignes (inductance). De ce fait, si l'on cherche à modéliser le fonctionnement électrique d'un réseau en temps réel, les calculs peuvent devenir compliqués. Pour nous, qui ne nous intéressons qu'aux variations de courant cumulées heure par heure dans un réseau, le flux électrique peut alors être modélisé de manière beaucoup plus simple comme un flux orienté depuis les centrales de production vers les points de distribution.

Dans un réseau de transport, on préfère utiliser le CA<sup>6</sup> qui permet une augmentation de tension qui réduit la perte par effet joule (due à la résistance de la ligne) lorsqu'on le transporte sur une grande distance.

La perte en ligne  $p$  par effet joule s'établit par la formule : 
$$P = r_l \frac{P^2}{U^2}$$

Où  $P$  est la puissance transportée,  $U$  la tension au départ de la ligne,  $r_l$  la résistance de la ligne

Pour une puissance donnée, les pertes sont inversement proportionnelles au carré de la tension, ce qui explique l'intérêt de la très haute tension (THT) de 400 kV en France et de 750 kV au Canada (le Canada est beaucoup plus grand que la France).

La **puissance installée** d'une installation de production est définie comme le maximum de puissance active qu'elle peut fournir théoriquement. Souvent on parle de **puissance électrique** pour désigner la puissance active. La quantité d'**énergie électrique** équivaut à la quantité d'électricité définie plus haut. Elle s'exprime en Wh (wattheure) ou en kWh (kilo wattheure), etc.

La production se fait soit dans des installations de grande puissance, appelées « centrales » : centrales nucléaires, centrales thermiques, etc. ; soit dans des installations « décentralisées » de faible puissance : pompe à chaleur, panneau photovoltaïque, éolienne, etc.

Le **facteur de production** (ou facteur d'utilisation) désigne le ratio entre l'énergie annuelle réellement fournie et l'énergie annuelle maximale théorique correspondant à la

---

<sup>6</sup> A l'exception du transport en courant continu et à très haute tension (CCHT), ou *High Voltage Direct Current (HVDC)* en anglais, utilisé pour transporter de l'électricité à très longue distance

puissance installée (Gouadec and Fox 2009). Par exemple, à La Réunion, il est environ à 10 % pour le photovoltaïque, à 86 % pour le bagasse-charbon, et à 21 % pour le TAC + diesel (turbine à gaz et groupe diesel)<sup>7</sup>. Ce facteur est médiocre pour la production photovoltaïque du fait de son intermittence. En revanche, le faible facteur de production du fioul, une production assez fiable et disponible, s'explique par le fait que le fioul est un combustible cher, et n'est donc sollicité que rarement. Ainsi, le facteur de production ne reflète pas toujours la disponibilité de la ressource. Pour désigner la disponibilité statistique d'une installation de fournir de manière ferme une puissance au moment où la demande est la plus haute, on utilise le terme de (facteur de) **capacité de crédit** (*capacity credit (factor)*) (Sinden 2008, Laughton 2008). La capacité de crédit de la production fossile est nettement supérieure à celle de la production intermittente.

La **courbe de charge générale**, communément appelée **courbe de charge**, désigne « une grandeur électrique qui décrit l'évolution au cours du temps de la consommation en électricité d'un système donné » (El-Guedri 2009), soit :  $g = C(t), \forall t \in T$ , où  $g$  est une valeur de charge à l'instant  $t$ ,  $T$  désigne l'intervalle de temps. Le pas de temps de cette courbe peut aller de la milliseconde jusqu'à une heure, au-delà de laquelle l'agrégation est telle qu'on parle plutôt de « cycle », p. ex. cycle annuel.

Nous définissons le **profil de charge**  $y = P(t)$  comme la courbe de charge normalisée :

$$P(t) = \frac{C(t)}{\sum_{i \in T} C(i)}$$

Au cours d'une journée, pour un système électrique donné, nous appellerons « production électrique de base », la partie de la production dont la quantité reste quasiment constante au cours de la journée. Une autre partie de la production, appelée « d'ajustement », provient des centrales qui peuvent s'ajuster plus rapidement, au démarrage comme à la modulation ou à l'arrêt. Enfin, la « production de pointe » (manifestée par un pic dans une courbe de charge) est fournie par des centrales qui peuvent démarrer vite mais dont le fonctionnement est coûteux. Ainsi les centrales hydroélectriques ou thermiques à charbon peuvent servir de production d'ajustement et des centrales à gaz ou à fuel pour la production de pointe. La production électrique de base, en France, est assurée par le nucléaire.

---

<sup>7</sup> statistiques de 2010 à La Réunion

Le **dispatching** est l'activité centralisée qui consiste à gérer de manière opérationnelle le démarrage, l'arrêt et la puissance des centrales, ainsi que le transport, pour maintenir l'équilibre offre-demande. L'ordre du placement des moyens de production est appelé l'« **ordre de dispatching** ».

Si tous les générateurs ont le même système de commande en puissance avec la même droite caractéristique de contrôle, et un point de fonctionnement à vide commun, alors l'ordre de dispatching s'établit en rapport avec les puissances nominales de chaque générateur (Pinard *et al.* 2009). Toutefois, pour des raisons économiques, le placement des moyens de production se fait plutôt à « l'ordre du mérite » : ce sont les générateurs qui ont les plus faibles coûts de production qui sont utilisés en premier. Cet ordre basé purement sur un calcul économique peut être changé en fonction d'éventuelles contraintes réglementaires. En France par exemple, EDF est obligée d'acheter à tout moment l'électricité produite par de petites installations éoliennes et solaires, quel que soit le coût de cette production.

L'électricité étant une énergie secondaire produite depuis différentes ressources, les taux de conversion énergétique permettant une comparaison avec d'autres types d'énergie via des unités communes sont plus ou moins arbitraires. En France, 1 MWh (mégawattheure) d'électricité nucléaire égale à 0,260606... tonne d'équivalent pétrole (tep), 1 MWh d'électricité géothermique égale à 0,86 tep, et pour le reste (thermique classique, hydraulique, éolien, marémotrice, photovoltaïque, etc.) 1 MWh égale à 0,086 tep. Ainsi même si en MWh il n'y a rien qui change, la quantité de l'énergie mesurée en tep pourrait changer selon les sources de production.

### **2.3.2. Structure d'un réseau électrique**

Dans un système énergétique, un maillon énergétique peut contenir des objets physiques totalement différents : Le transport du gaz s'effectue dans un réseau combiné de gazoducs, de transport maritime et routier, celui du pétrole s'effectue par voie maritime, routière ou ferroviaire et par oléoducs : ce sont des réseaux multimodaux.

Nous distinguons des sous-systèmes au sein du système énergétique par des produits énergétiques finaux. Un **système électrique** est un sous-système du système énergétique dont le produit énergétique final est l'électricité.

Un système électrique est structuré par un réseau physique ayant des tronçons et des nœuds. Les tronçons sont les lignes électriques (de différentes tensions), et les nœuds sont les centrales de production, les postes d'interconnexion et les postes de transformation.

Traditionnellement, en métropole, l'électricité est produite par des unités de productions relativement puissantes et éloignées des foyers de consommation. L'électricité, une fois produite, est acheminée dans le **réseau de transport**, formé de lignes à très haute tension (THT ou HTB 400 kV), ces lignes sont reliées entre elles par des **postes d'interconnexion** qui se chargent de transporter massivement l'énergie des centrales de production sur de grandes distances vers des **postes de répartition** qui alimentent des réseaux régionaux à haute tension (400 kV et 225 kV pour la sidérurgie, les chemins de fer, ou les mines, 150 ou 225 kV pour l'industrie, 20 kV pour la distribution urbaine ou rurale). Enfin, le **réseau de distribution** (HTA et BT) transporte l'énergie vers les points de sortie terminaux que sont les **compteurs électriques**, pour distribuer une énergie utile vers les consommateurs particuliers, industriels ou professionnels avec une moyenne ou une basse tension.

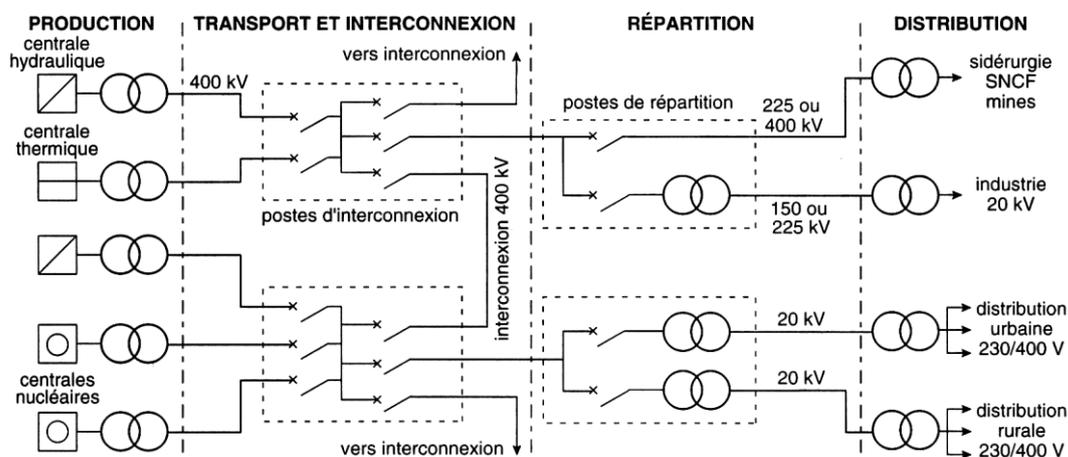


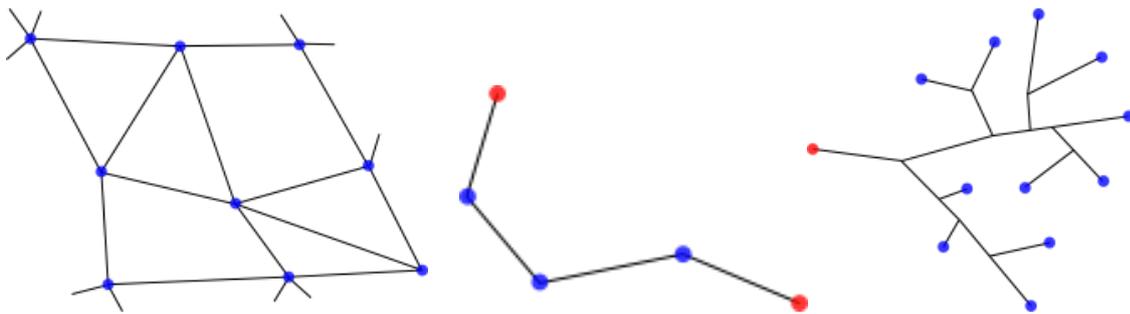
Figure 8 : schéma d'un réseau électrique (source : EDF)

Sur l'île de La Réunion, du fait de la taille relativement petite du réseau, les lignes HTB sont seulement de 63 kV, les lignes HTA sont de 15 kV, et les lignes de basse tension (BT) sont de 380 V. Un **poste source (PS)** est un poste de transformation entre les lignes HTB et les lignes HTA. Encore plus en aval par rapport au poste source, un **poste HTA/BT** est un poste électrique permettant de transformer la tension HTA en BT. Les lignes de BT constituent le réseau de distribution local qui raccorde la plupart des consommateurs finaux (habitation, tertiaire, etc.).

Ces postes décrits ci-dessus contiennent des **transformateurs électriques**, qui modifient les valeurs de tension d'entrée en des valeurs de tension de sortie, tout en gardant la même fréquence.

En zone urbaine, le réseau de distribution est dense et les points de connexion nombreux, tandis qu'en zone rurale parfois il n'y a qu'une seule ligne de départ HTA et un seul poste HTA/BT.

Ainsi, le réseau électrique est une structure hiérarchisée plus ou moins complexe, caractérisés par sa taille, sa connectivité, ses puissances transportées, etc. Il peut être organisé selon plusieurs types de structures exposées ci-dessous.

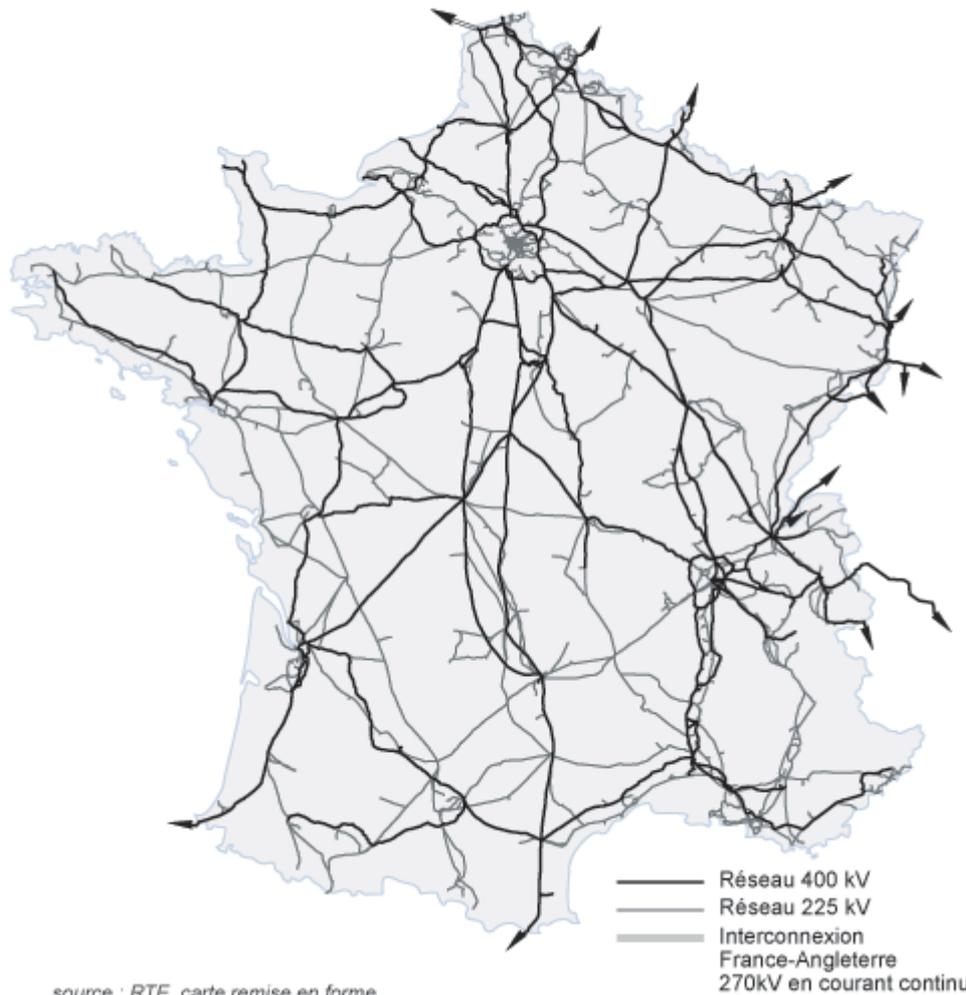


**Figure 9 : structure maillée (à gauche), structure bouclée (au milieu), et structure arborescente (à droite) (source : Wikipédia)**

La structure maillée (graphique de gauche de la Figure 9) est souvent utilisée pour le réseau de transport. Des lignes redondantes d'un réseau maillé permettent de minimiser l'impact au réseau en cas de défaut sur une ligne, un poste électrique ou une centrale. Les tensions dans le réseau de transport sont en général entre 150 à 400 kV, cependant lorsque le réseau est de taille petite les tensions peuvent être plus basses.

Les réseaux de transport sont souvent connectés internationalement. Dans la Figure 10 le réseau de transport électrique français de 400 kV est bouclé et est interconnecté via des lignes transnationales aux réseaux électriques allemand, belge, espagnol, britannique, italienne et suisse. Cette interconnexion continentale permet de sécuriser le réseau par une plus grande capacité de compenser les déséquilibres. Le réseau à 225 kV paraît plus rameux, tout en restant maillé.

## Réseau de Transport d'Electricité 225 et 400 kV



**Figure 10 : réseau de transport d'électricité français (400 kV et 225 kV) (source : RTE)**

Les réseaux de répartition dans les régions faiblement consommatrices ont souvent une structure radiale ou bouclée. La sécurité d'alimentation d'une structure bouclée, bien qu'inférieure à celle d'une structure maillée, reste élevée (Wikipédia).

Le réseau de distribution (local) est souvent de type arborescent (Figure 9) ; il n'existe qu'un seul et unique chemin de raccordement.

## **Chapitre 3. Modélisation conceptuelle d'un système électrique territorial**

Avant de construire un modèle informatique, on réalise d'abord un modèle conceptuel. Un modèle conceptuel représente les principaux objets contenus dans le système étudié, ainsi que leurs relations, et décrit les structures et les fonctionnalités de ce dernier.

Notre modèle électrique territorial a pour objectif de simuler le SET et son évolution future. Dans ce chapitre, nous commençons par présenter des modèles existants de prospective énergétique territoriale, entre autres le modèle de Club de Rome. Ensuite nous présentons le modèle de simulation énergétique pour la Guadeloupe, développé par l'EIFER, qui a inspiré le modèle pour La Réunion dont la présentation clôt ce chapitre.

### **3.1. Modèles prospectifs d'un SET**

Le **prospectif** est ce qui est orienté vers l'avenir, qui anticipe sur l'avenir (dictionnaire Larousse). La **prospective** est la discipline qui traite du prospectif. La prospective est différente de la planification, qui a pour objet de définir un ensemble d'actions à mener de manière raisonnée et coordonnée pour répondre à un objectif politique donné. Un **modèle prospectif territorial** (et en particulier d'un SET) s'interroge sur l'avenir à long terme (de l'ordre de quelques décennies voire des siècles) d'un territoire (local, régional ou national). Or, souvent, l'aspect spatial dans un modèle prospectif reste inexistant ou très sommaire ; la généralisation est telle qu'il n'est plus pertinent pour parvenir à analyser l'« intelligence » du territoire (Lajoie 2005).

L'avenir d'un système ouvert est lié à la fois à l'évolution du système qui l'inclut et à l'évolution de ses composants internes. Dans le cas d'un SET, qui est inclus dans la société humaine, mais aussi dans la biosphère et le système solaire, les facteurs de perturbation sont démographiques, économiques, techniques, politiques, mais aussi environnementaux à travers les interactions homme-nature. Nous analyserons ces facteurs dans le Chapitre 4. Ainsi la prospective d'un SET doit s'interroger sur les voies possibles d'évolution de ces facteurs, qui se formulent d'abord au travers de **scénarios sociaux**. Ces scénarios correspondent à des hypothèses sur la dynamique de ces facteurs et sont guidés par la problématique posée. La formulation de ces scénarios traduit donc une volonté d'envisager les avenir les plus

probables des intrants du système. Ensuite, à partir de ces scénarios sociaux, différents **scénarios techniques** peuvent être formulés et être implémentés dans le modèle informatique, chacun est constitué de courbes (ou des formules) d'évolution de certains intrants représentatifs du « scénario social ». La simulation permettra alors de faire émerger, par l'influence conjuguée de ces intrants sur les comportements de ses composants internes, un comportement global complexe du système, permettant d'apporter des réponses à cette problématique.

Un tel modèle peut se réaliser informatiquement avec des modèle-outils : MARKAL (Zonooz 2009), HOMER, EnergyPlan, Alternative Energy Product Suite (AEPS). Les exemples donnés sont tous des modèles linéaires. Certains d'entre eux calculent les consommations par secteurs d'activités (p. ex. MARKAL, EnergyPlan). Un modèle de la famille MARKAL/TIMES est d'ailleurs appliqué à La Reunion par (Drouineau *et al.* 2010). Parfois, ces modèle-outils permettent de modéliser un système énergétique qui s'inscrit dans des hypothèses socio-économiques (population, développement économique) et politiques (p.ex. le modèle LEAP). Cela peut se faire également par des modèles spécifiques, développés dans le cadre d'un projet régional (STARTER pour La Réunion), national voir international (scénario du réseau européen (Tröster, Kuwahata and Ackermann 2011), scénario sur les perspectives énergétiques mondiale (Nakićenović, Grübler and McDonald 1998, IEA 2006a, IEA 2011a),etc.).

Parmi les modèles prospectifs énergétiques territoriaux, le plus connu et débattu est peut-être celui du Club de Rome, de par la prise de conscience féconde qu'il engendre.

Le modèle a été commandé par le Club de Rome, et réalisé par l'équipe du *Massachusetts Institute of Technology* (ou MIT) dirigé par Meadows (Meadows, Rome and Associates 1974). C'est un système dynamique formalisé par des équations différentielles qui représentent des évolutions de variables et des boucles de rétroaction. Il utilise des algorithmes d'approximation numérique de ces équations (Forrester 1971).

Plusieurs dizaines de boucles tissent les relations entre les ressources naturelles, le quota alimentaire, la population, le produit industriel par personne et la pollution (cf. Figure 11). Par exemple, l'augmentation de la pollution fait baisser l'espérance de vie, et donc influe négativement sur la taille de la population, ce qui en retour a une influence positive sur la pollution.

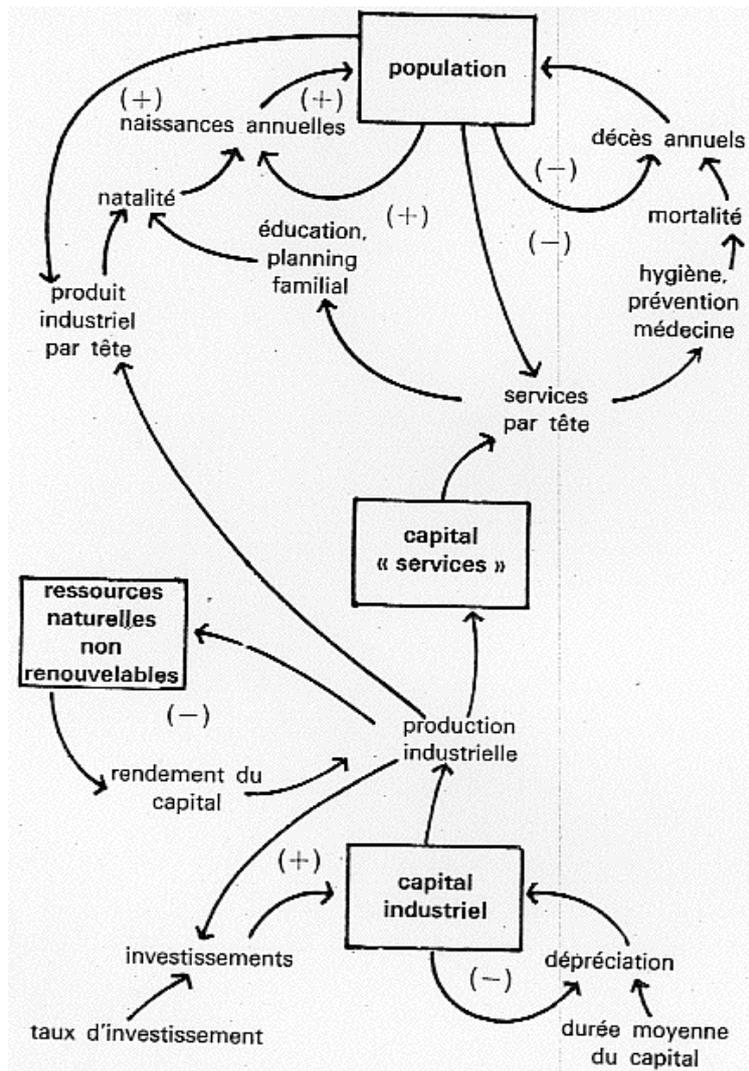


Figure 11 : interactions décrites dans le modèle du Club de Rome, entre population, ressources et capital (source : manicore.com)

Une des critiques adressée à ce modèle est que ses résultats sont des présomptions (ou prévisions) trop simplistes, et que tout le monde, sans avoir recours à un modèle informatique, peut deviner que le modèle donnera une fin catastrophique (Hagen 1972). On peut aussi s'interroger sur les formules mathématiques employées. En effet, certains indices ont une augmentation exponentielle, mais pas d'autres. Les données, très incomplètes (seulement 0,5 % des données sont disponibles pour la modélisation) sont un autre sujet de débat. Pour les détracteurs, c'est un modèle technocratique où les paramètres et les variables sont arbitraires et les calculs faux (Kahn, Brown and Martel 1976). Pour l'équipe de Meadows, même en l'absence de données de meilleure qualité, l'information disponible est suffisante pour générer un comportement de base pour le système mondial, car la structure de la boucle de rétroaction

est un déterminant bien plus important du comportement d'ensemble, en comparaison aux chiffres exacts utilisés pour quantifier les boucles de rétroaction.

Le modèle de croissance du Club de Rome simule, avec un pas de temps annuel, l'interaction entre système énergétique, société et biosphère ; de son côté, le modèle du système électrique de la Guadeloupe simule l'adéquation énergétique horaire entre l'offre et la demande d'une île.

### **3.2. Modèle électrique de la Guadeloupe**

Notre recherche s'inspire de travaux antérieurs de l'EIFER sur la modélisation et la simulation d'un système électrique, notamment celui sur la Guadeloupe, développé sous Anylogic (Viejo and Kremers 2009). Ce modèle Guadeloupe a deux particularités à souligner : l'une est la simulation des productions intermittentes par des sous-modèles indépendants, avec notamment un module « solaire » (Soubdhan, Emilion and Calif 2008) et un module « éolien » (Kremers et al. 2011) qui sont élaborés de manière assez sophistiquée, grâce aux connaissances qu'ont apportés les climatologues travaillant dans le même projet ; l'autre est la simulation du fonctionnement d'un réseau de transport électrique avec un algorithme de « paquet ».

Cet algorithme simule un flot électrique en le divisant en plusieurs paquets, dont chacun a une certaine puissance (p. ex. 1 MW). Les productions d'énergie (entrées) sont comptées positivement et les consommations (sorties) sont comptées négativement. A chaque heure, les paquets doivent circuler en suivant certaines règles jusqu'à ce que le système soit en équilibre, c'est-à-dire que les unités soient toutes en valeurs positives (un surplus de production), zéro (le système est en balance) ou négatives (le système est en déficit). Cet algorithme est plus proche d'une simulation classique du courant direct que celle du courant alternatif, en ne considérant que la puissance active et sans tenir compte de l'impédance (réactance et résistance) du réseau. Comparé à un modèle de simulation de flot électrique classique, le résultat est moins fidèle, surtout lorsque le réseau n'a pas une structure arborescente, mais est en anneau. On peut augmenter l'exactitude du résultat en réduisant la taille des paquets, or le temps de simulation croît considérablement.

Comme celui de la Guadeloupe, notre modèle est basé sur la modélisation et la simulation d'un système électrique, et réalisé informatiquement avec la plateforme Anylogic. Cependant,

les deux modèles sont assez différents en objectifs, dans sa conception et dans ses réalisations algorithmiques et informatiques.

Notre modèle se veut un modèle prospectif visant à modéliser le système énergétique d'un territoire afin d'expérimenter des scénarios d'évolution de ce système dans un horizon de simulation qui se mesure en décennie. Le modèle Guadeloupe n'est pas un modèle prospectif.

Notre modèle est un modèle spatialisé ayant des entités géographiques et à de multiples échelles (IRIS, poste source, La Réunion), tandis que le modèle Guadeloupe est un modèle distribué a-spatial. Notre modèle détaille les enjeux géographiques sur la production en fonction de la disponibilité des ressources, et sur la consommation en fonction des caractères socio-économiques des entités géographiques ; or l'enjeu géographique dans le modèle Guadeloupe est assez sommaire. Dans la réalisation informatique, notre modèle est réalisé avec un environnement de simulation SIG, tandis que celui de la Guadeloupe est réalisé avec un environnement en « 2D continue » (*continuse 2D*) dans le jargon de simulation.

Les méthodes que nous utilisons pour générer les données de la simulation sont des méthodes statistiques basées sur les observations réelles, or les méthodes qu'utilisent le modèle Guadeloupe ne sont pas facilement compréhensibles pour ceux qui n'ont pas une certaine expertise dans le domaine climatologique.

Nous utilisons MatLab pour simuler le flot électrique, ce qui n'est pas le cas du Modèle Guadeloupe. Nous verrons le couplage entre Anylogic et MatLab dans la 3<sup>ème</sup> partie de la thèse.

### **3.3. Notre modèle : le modèle conceptuel du système électrique territorial**

Unes des façons de décrire le modèle est de le présenter dans le Langage de Modélisation objet Unifié, l'UML. Le modèle conceptuel du modèle informatique doit prendre en compte les principaux composants du système théorique (ici système électrique territorial) à modéliser. Le schéma UML de classe de ce modèle conceptuel est présenté ci-dessous (Figure 12) :

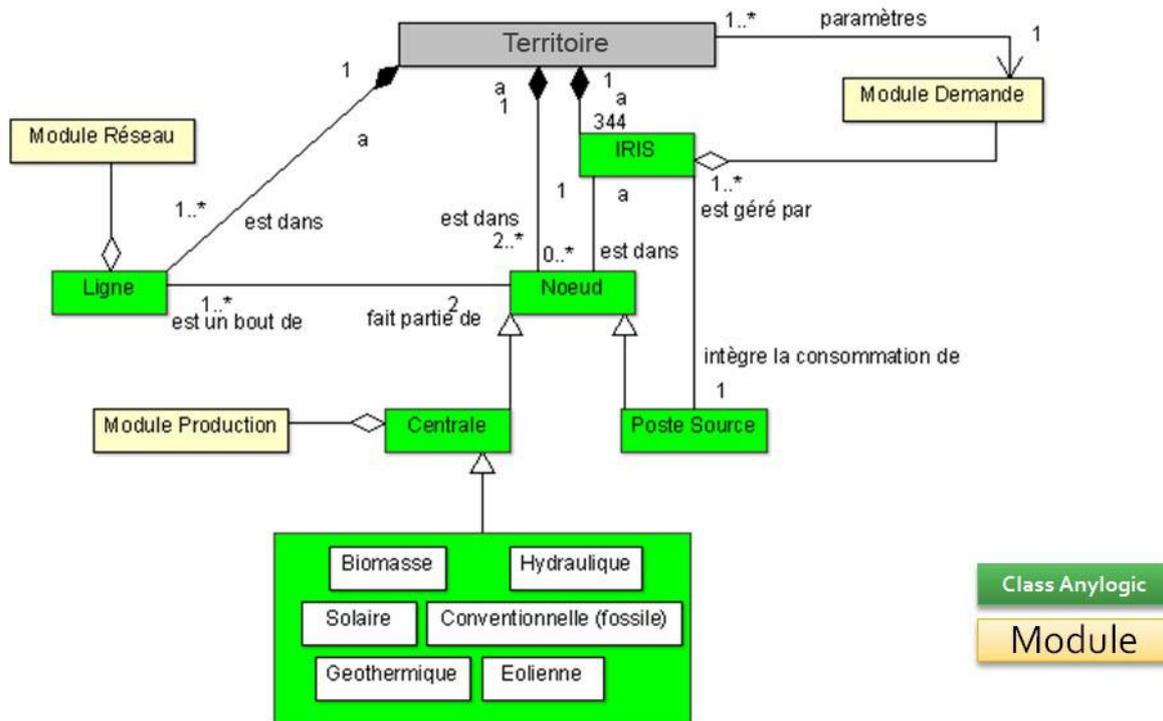


Figure 12 : architecture interne du modèle représentée par un diagramme de classe d’UML

Les points d’échange entre un territoire et un réseau électrique constituent la superclasse Nœud. Elle se divise en deux classes, Centrale (points d’entrée du réseau) et Poste Source (points de sortie du réseau). La classe Centrale est ensuite divisée par type de centrale. Les tronçons du réseau constituent la classe Ligne, une ligne étant composée de deux nœuds et d’un arc qui les connecte. Chaque classe contient les algorithmes et les méthodes, etc. appelés « modules », qui lui sont appropriés.

Nous choisissons les IRIS comme les unités géographiques de base pour l’homogénéité socio-économique et climatique de ce type de zonage territorial, et pour la disponibilité des données. Chaque zone IRIS peut être de type Activité (IRIS A), Divers (IRIS D), ou Habitation (IRIS H). Dans un IRIS sont intégrées les ressources territoriales renouvelables locales, comme l’énergie solaire photovoltaïque, avec des panneaux solaires installés sur les toitures. À une demande électrique donnée, la production locale au sein d’un IRIS permet de réduire la demande nette en électricité de cet IRIS, et de ce fait, réduire la demande d’électricité au niveau du poste source, donc réduire la production des centrales et le flux électrique dans le réseau de transport.

Un IRIS peut localiser de zéro à plusieurs nœuds, et un nœud est localisé en un et un seul IRIS. La distance euclidienne minimale entre le centroïde d’un Iris et les postes sources

décide à quel poste source il appartient. Un poste source agrège la consommation des IRIS qui lui appartiennent. La consommation de chaque IRIS est intégrée dans un et un seul poste source, et un poste source peut totaliser la consommation d'un à plusieurs IRIS.

Le schéma de classes UML ne montre pas tout et n'est complètement adapté à modéliser un système multi-agent. Il est fait au départ pour décrire un système d'information, une base de données. Ainsi, par exemple, UML ne montre pas que notre modèle est spatialisé à de multiples échelles : à l'échelle locale d'IRIS, à l'échelle de poste source, et à l'échelle du territoire (de La Réunion).

La représentation conceptuelle par un schéma UML de classe peut être améliorée en utilisant un schéma ontologique AOC (Agent, Organisation, Comportement), réalisé avec la plateforme MAGéo. Cette méthode est plus adaptée à la modélisation conceptuelle d'un système à base d'agents, car elle différencie nettement des catégories d'entités qui jouent des rôles très différents dans un tel modèle. On y trouve ainsi trois catégories d'entités de base : l'agent, symbolisant une entité individualisée (un être vivant, un objet matériel), l'organisation (spatiale ou sociale) qui symbolise ce qui est de l'ordre de la structure du collectif (relations sociales, topologiques, spatiales), et le comportement qui symbolise la dynamique (la structuration temporelle). Enfin, ces entités fondamentales, peuvent être reliées par des relations particulières, comme la localisation, qui associe des agents à une organisation spatiale et qui deviennent « passagers » de cette organisation (cf. Figure 13). Dans le paradigme AOC, un agent est donc un objet qui possède une dynamique si on lui associe des comportements ; une organisation est un ensemble d'agents en relation, muni d'une structure sociale ou spatiale qui peut être évolutive ; un comportement est une dynamique essentiellement interne, que l'agent possède indépendamment de sa position sociale ou spatiale (Langlois 2009b). Ce langage graphique a l'avantage d'offrir une représentation graphique plus claire qu'UML pour la conception d'un modèle multi-agent, tout en restant rigoureux dans les définitions, dans la hiérarchisation et dans les relations des entités modélisées. De plus, le modèle dynamique final peut être développé directement à partir de cette structure ontologique.

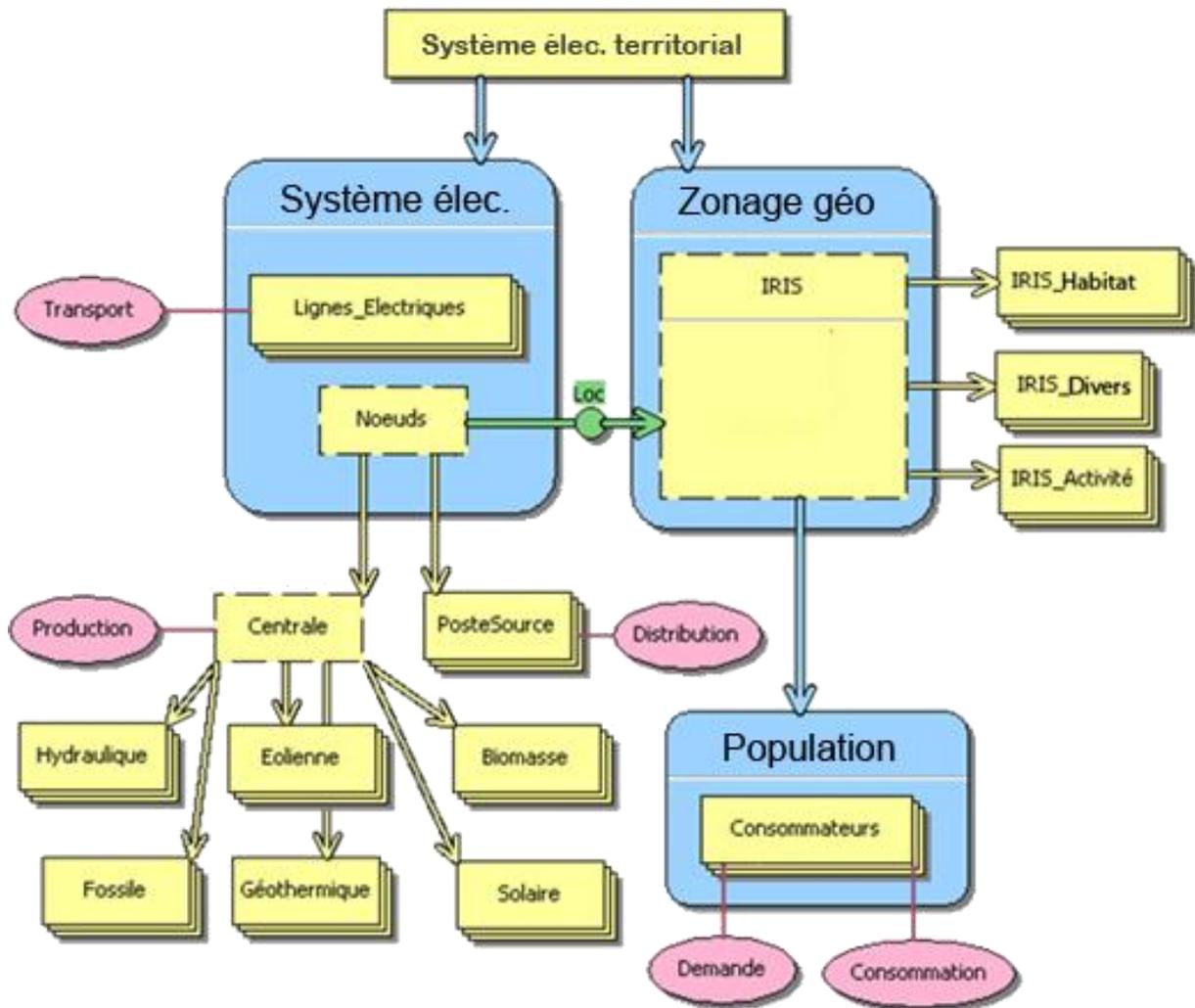


Figure 13 : architecture interne du modèle représentée par un diagramme avec MAGéo

Dans la représentation graphique de MAGéo, un agent ou une collection d'agents sont les entités en jaune ; les organisations (spatiales ou non) sont les entités en bleu, et les comportements sont les entités en mauve. Les relations de ces trois hiérarchies sont représentées par les flèches et les emboîtements : la flèche bleue signifie la complexification Agent  $\rightarrow$  Organisation (un agent est alors un système organisé), l'emboîtement signifie la composition : Organisation  $\rightarrow$  Agent (une organisation est composée d'agents en interaction), la flèche jaune signifie la spécialisation : Agent  $\rightarrow$  Agent (un agent abstrait, par exemple un nœud, peut être soit une centrale, soit un poste source, une centrale est encore un agent abstrait qui peut se concrétiser en éolienne, Barrage hydraulique, etc.), et la ligne mauve à quels agents un comportement est associé.

Dans cette figure, une organisation de base est de type réseau, formé obligatoirement de tronçons reliés à des nœuds. Les nœuds sont soit de classe Centrale, soit de classe Poste

Source. L'autre organisation de base est le zonage géographique constitué d'un domaine géographique partitionné en différentes zones (p. ex. en IRIS), sur chaque zone est affectée une population formée de consommateurs qui éprouvent un certain besoin énergétique. Entre les deux organisations, il existe une relation de localisation, exprimée par la flèche verte entre la classe Nœud et la classe IRIS.

Ce modèle multi-agent a été implanté informatiquement dans l'environnement SIG de la plateforme Anylogic. La simulation en environnement SIG permet de localiser les IRIS, les nœuds et les lignes par leurs coordonnées géographiques, et de nouer des relations par rapport à leurs localisations. Par exemple, les IRIS sont attachés aux postes sources les plus proches, la production PV d'un IRIS est fonction du profil de base de la station météo qui lui est la plus proche, etc.

Les schémas de classe UML et MAGéo ici présentés permettent de comprendre la structure du modèle. Le fonctionnement du modèle est régi par deux niveaux de temporalité : une temporalité longue, qui simule l'évolution du système à l'horizon de plusieurs dizaines d'années avec un pas annuel ; une temporalité courte, qui simule l'adaptation offre à la demande sur un intervalle annuel et avec un pas de temps horaire. Nous allons détailler ce fonctionnement au § 11.1.

Le modèle serait plus précis en ajoutant une organisation spatiale de type semis de points dont chaque point représenterait un agent de type bâtiment, car l'adéquation entre la production locale des panneaux photovoltaïques et la consommation locale se mesure plutôt au niveau des bâtiments. Mais la disponibilité des données rend cette approche non réalisable. Par ailleurs, à une échelle géographique beaucoup plus restreinte, dans la Commune du Tampon et de St-Pierre à La Réunion, un projet d'étude d'EIFER, portant sur les productions des panneaux photovoltaïques et des consommations des bâtiments, est en cours.

Nous avons présenté dans cette partie les aspects conceptuels de la thèse à travers une approche systémique de la modélisation. Nous avons introduit le concept de système énergétique territorial, défini par le couplage d'un système énergétique et d'un système territorial. Les interactions récurrentes des deux sous-systèmes engendrent une évolution structurelle conjointe, à travers la localisation des ressources et des consommateurs, et les échanges de flux (production, transport, distribution). C'est en prenant en compte ces

spécifications, qu'on développera le modèle informatique prospectif pour simuler cette évolution.

Avant de construire ce modèle informatique appliqué à un territoire (partie 3), et de développer les scénarios techniques pour son évolution (partie 4), nous analysons dans ce qui suit, la situation actuelle du SET et des facteurs internes et externes du système, qui agissent sur son avenir. Ces analyses et ces pistes de réflexion permettent d'examiner la possibilité d'une transition énergétique qui nous intéresse particulièrement dans le cadre de cette thèse.

## **Partie 2. Vers une transition énergétique ?**

Le SET actuel, organisé autour des énergies fossiles et nucléaire, est un système très centralisé. L'énergie produite est transportée, parfois très loin, vers les foyers de consommation. La raréfaction des ressources fossiles conventionnelles, la croissance soutenue de la consommation et les impacts environnementaux sollicitent une remise en cause de nos modes de vie actuels.

L'utilisation des ressources locales renouvelables peut impliquer une évolution plus profonde du système électrique territorial, par la décentralisation en termes de contrôle (en raison de l'intermittence) et de production (en raison de la dispersion spatiale de ces productions), et par la modification de la structure et du fonctionnement du réseau que cela nécessitera. D'autres changements ou pistes de réflexion permettant un couplage plus adapté des deux sous-systèmes du SET méritent aussi d'être analysés.

Selon les conditions réunies (économiques, demandes, politiques, techniques, etc.), les pays développés d'Europe (France, Allemagne, Danemark, etc.) pourront être les premiers à opérer une véritable transition énergétique. Le dernier chapitre porte ainsi sur une analyse des ressources, des productions et des consommations de la France en vue d'une transition énergétique.

## **Chapitre 4. L'état actuel des systèmes énergétiques territoriaux**

Les grandes problématiques énergétiques (raréfaction des ressources, impacts environnementaux, réchauffement climatique, hausse du prix de l'énergie, etc.) ont toutes une dimension mondiale. Cependant, les systèmes énergétiques territoriaux sont loin d'être homogènes.

Ce chapitre a pour objectif de donner une image globale et assez générale de l'état actuel des systèmes énergétiques dans le monde, en termes de ressource, de production, de consommation, et d'impacts sur la société et l'environnement. Cette analyse se fera au travers de quelques facteurs qui interagissent ensemble et qui agissent de manière conjoncturelle sur les SET : facteurs énergétiques (disponibilité des ressources), techniques (orientation des recherches), économiques (prix, coûts), politiques (objectifs, plans, incitations), sociodémographiques (demandes), et environnementaux (impacts environnementaux, climat).

### **4.1. Ressources et productions**

#### ***4.1.1. Ressources fossiles : la domination et les perspectives***

Les énergies du bois, de l'hydraulique et du vent, ont longtemps été les énergies dominantes. Au cours du XIX<sup>e</sup> siècle, le charbon émerge et finalement remplace le bois pour être l'énergie dominante ; ce processus commence en Angleterre et aboutit à la révolution industrielle. Quant au pétrole, d'une utilisation assez limitée jusqu'au début du XX<sup>e</sup> siècle, il connaît son essor après la 2<sup>nd</sup> guerre mondiale, et dans les années soixante-dix, il supprime le charbon pour être l'énergie dominante. Peu de temps après, le gaz naturel fait également une croissance spectaculaire, notamment en raison de la crise pétrolière.

Il a fallu plusieurs millions d'années pour constituer ces ressources d'énergie, cependant en quelques siècles, nous sommes en mesure de les épuiser. Le pic de pétrole des Etats-Unis prévu par Hubert King dans les années cinquante (Hubbert 1956) est-il déjà atteint ? Dans quelles mesures l'amélioration du taux de récupération et/ou une diminution de consommation pourrait retarder les échéances de l'épuisement ? Et sont-ils remplaçables par d'autres ressources ?

Il y a différentes manières de définir la quantité de « réserves » fossiles en fonction de la probabilité d'exploitation : les réserves prouvées, les réserves probables (ou possibles), et les réserves à découvrir. La somme des réserves prouvées, probables et à découvrir représente les réserves ultimes. Mais ce sont les réserves prouvées en utilisant les techniques actuelles, au prix actuel et selon les accords commerciaux et gouvernementaux en cours, qui sont utilisées pour mesurer la durée des énergies fossiles.

La consommation mondiale du pétrole est de l'ordre de 30 milliards de barils ces dernières années. En 2010, elle est de 32 milliards de barils par jour (IEA 2006b). Selon le scénario central de l'Agence d'Information sur l'Energie (AIE, en anglais *Energy Information Administration* ou *EIA*), elle atteindrait 36 milliards de barils en 2035, soit une augmentation de 14 % en 25 ans (IEA 2011a). A ce rythme de consommation, le pétrole va disparaître bien avant le charbon, qui disparaîtra lui aussi dans quelques centaines d'années. Cependant une échéance claire de l'épuisement est difficile à établir, notamment en raison des incertitudes autour des réserves.

La publication sur les réserves peuvent être assez différentes selon les sources (gouvernements, compagnies pétrolières, analystes, organisations...) (Lacona, Taine and Tamain 2009). Ainsi, les réserves de pétrole prouvées des Émirats Arabes Unis est de 98 milliards de barils en fin de 2007 selon *BP Statistical Review* (BP 2008), et de 68 milliards de barils selon *World Oil* (Oil 2008), une maison d'édition internationale sur les énergies. La totalité des réserves prouvées du pétrole est estimée à 1 239 milliards de barils en fin de 2007 selon BP, et 1 184 milliards de barils selon *World Oil*, Or, après un an de consommation<sup>8</sup>, au 1<sup>er</sup> janvier 2009, le *Oil & Gas Journal* estime qu'il y a 1 342 de réserves prouvées de pétrole dans le monde. Aux USA le taux R/P (Réserves prouvées/Production annuelles) des réserves prouvées de pétrole est d'environ 10 ans depuis 80 ans (Laherrère 2007).

Une des conséquences (de la crainte) de la raréfaction du pétrole est un processus de substitution du pétrole par du gaz naturel dans l'industrie et notamment pour la production d'électricité au cours des 30 dernières années. Ce processus est en cours dans les pays industrialisés, et de manière moins marquée, dans les pays en développement : alors qu'en 1973, 25 % de l'électricité des pays de l'OCDE provenait du pétrole, vingt ans après, il n'y en avait plus que 6 % (source de données AIE).

---

<sup>8</sup> 31,3 milliards de barils selon l'AIE

Cependant l'utilisation du gaz naturel est encore limitée. Le transport se fait le plus souvent par gazoduc, en raison de son rendement énergétique meilleur par rapport au transport maritime. Alors qu'il suffit de mettre le pétrole dans les pétroliers pour l'expédier de par le monde, le transport du gaz naturel liquéfié par méthaniers a un rendement énergétique très mauvais (perte de 25 %). Or, les quelques pays qui détiennent les plus importants gisements – La Russie, l'Iran et Le Qatar – sont très loin des grands foyers de consommation tels que l'Europe. Ainsi, il a fallu construire des gazoducs de plusieurs milliers de kilomètres traversant plusieurs pays et régions. De telles infrastructures relèvent de lourds investissements et des décisions politiques majeures, d'autant plus que les zones de production et d'acheminement ne sont souvent pas des régions stables.

La concentration géographique des gisements de pétrole et de gaz naturel est assez forte. Le charbon l'est nettement moins, en raison de sa formation dans des conditions et des périodes géologiques différentes. En général, les principaux bassins houillers et les principaux gisements de pétrole et de gaz naturel se situent dans l'hémisphère Nord. Pour le pétrole, les pays du Golfe sont les principaux producteurs, ainsi que les Etats-Unis, le Canada, la Grande-Bretagne, etc.

La concentration des gisements et la forte dépendance des sociétés modernes aux produits pétroliers et au gaz naturel, rend la sécurité de l'approvisionnement (stabilité des prix et régularité des approvisionnements) problématique dans les grands pays importateurs. Le taux de dépendance énergétique mesure la part des énergies fossiles importées dans la consommation d'énergie primaire. Pour la France, ce taux est bien inférieur à celui de la plupart des pays d'UE, en raison de l'utilisation massive d'énergie nucléaire (75 % d'électricité produits par énergie nucléaire).

Si le pétrole devient plus cher, le charbon, toujours très largement utilisé dans les pays émergents, notamment en Chine, peut connaître un retour dans les pays développés dans les décennies à venir. Le pétrole « non conventionnel », dont la production est plus onéreuse, peut devenir profitable à exploiter. C'est le cas notamment des gisements des schistes bitumineux (kérogène immature), des sables bitumineux (pétrole dégradé), des lignites (charbon immature), etc.

D'autres ressources fossiles techniquement inaccessibles pour l'instant, pourront également être exploitées, notamment les hydrates de méthane à la marge des plateaux et sur les talus continentaux des océans. Le Japon par exemple, dépourvu d'énergies fossiles, a

beaucoup investi dans l'extraction de ces ressources et compte accroître encore ses efforts pour l'exploration de ses fonds océaniques. Absentes de la Mer du Nord et de l'Atlantique, les hydrates de méthane n'intéressent pas moins les chercheurs allemands qui veulent injecter du CO<sub>2</sub> dans leurs gisements, libérant ainsi le méthane tout en ralentissant le réchauffement climatique par le stockage du CO<sub>2</sub> (Schneider 2010).

#### 4.1.2. EnR : états de développement et promotions politiques

Il existe plusieurs types d'énergies renouvelables (EnR). Le Tableau 1 liste les principales EnR et leurs développements dans quelques pays.

Pays	Production d'électricité renouvelable 2009							Prod. EnR dans la consommation 2008
	Hydraulique	Géothermique	Eolien	Solaire, Marémotricité et Vagues	Biomasse et Déchets	EnR Non-Hydroélectriques	Totales EnR	
Chine	549,0	0	25,0	0,4	2,5	27,9	577	18 %
Etats-Unis	272,1	15,2	70,8	0,8	65,4	152,2	424	10 %
Brésil	387,1	0	1,4	0	21,4	22,7	410	92 %
Canada	363,2	0	3,6	0,1	7,6	11,2	374	71 %
Russie	162,3	0,4	0	0	2,4	2,8	165	19 %
Norvège	125,0	0	0,9	0	0,3	1,2	126	121 %
Inde	104,4	0	15,3	0	2,0	17,3	122	21 %

**Tableau 1 : pays où la production des énergies renouvelables dépasse les 100 TWh en 2009, avec le pourcentage de la production renouvelable dans la consommation nette en 2008 de ces pays. Source : (IEA 2011d, IEA 2011f, IEA 2011c)**

De toutes les EnR, l'hydraulique occupe une place privilégiée dans la production électrique. Dans le monde, elle est la seule énergie renouvelable exploitée à une grande échelle dans le système électrique et représente près d'un cinquième de la production électrique mondiale.

La Chine est le premier producteur d'électricité renouvelable devant les Etats Unis, grâce à la production hydraulique, qui est le double de celle des Etats-Unis. En revanche, Les Etats-Unis sont incontestablement le premier producteur d'électricité renouvelable non-hydraulique, la production y est supérieure au quintuple du reste des pays dans le Tableau 1.

Il y a une certaine corrélation entre l'électricité renouvelable produite et l'électricité consommée ( $R^2 = 0,67$  sur l'échantillon des 218 pays). La proportion moyenne de renouvelable dans l'ensemble est d'environ 0,2. Ainsi, la Norvège, grâce à son hydroélectricité (121 %), est le pays où l'électricité est la plus « verte », suivi par le Brésil et le Canada. Quant aux Etats Unis, malgré sa production d'électricité renouvelable, le poids des énergies renouvelables dans la consommation électrique reste très faible en raison de la très forte consommation électrique.

Les pays des BRIC (Brésil, Russie, Inde, Chine) sont capables de montrer de grandes infrastructures basées sur leurs propres ressources énergétiques ou sur les importations, qu'elles soient renouvelables ou non. La Chine et l'Inde sont deux pays dont la population reste pauvre avec un PIB par personne modeste, mais elles sont néanmoins deux grandes puissances économiques, et elles ont un besoin en énergie gigantesque et insatiable, en raison de leurs fortes croissances économiques et de la taille de leurs populations. Pour faire face aux besoins en énergie et notamment en électricité des particuliers et de l'industrie, la Chine cherche à diversifier les offres énergétiques en construisant des barrages hydrauliques, des fermes éoliennes, des centrales nucléaires, etc. Mais le principal recours reste le remplacement des vieilles centrales et la construction de nouvelles centrales thermiques de grande puissance au charbon, en raison de l'abondance des ressources charbonnières. En 2007, 553 petites usines vétustes d'une puissance totale de 14 380 MW ont été fermées, et 19 centrales de l'ordre de 1 000 MW chacune sont en cours de construction (CEPP 2009).

Pour l'Afrique, malgré son potentiel immense en EnR (notamment l'énergie solaire et l'hydraulique), seulement 7 % des ressources hydrauliques techniquement exploitables ont été exploitées (CME 2005). Le pourcentage de la production renouvelable dans la consommation nette en 2008 est seulement de 18,6 %.

En ce qui concerne la production de biocarburant, les leaders mondiaux sont de loin les Etats-Unis (746 mille barils/jour) et le Brésil (478 mille barils/jour), deux pays d'Amérique, suivis par deux pays européens, l'Allemagne (64 mille barils/jour) et la France (63 mille barils/jour), eux-mêmes suivis par deux pays asiatiques, la Chine (45 mille barils/jour) et la Thaïlande (17 mille barils/jour) (IEA 2011e).

Le rapport SRREN prévoit une dizaine de scénarios de mix énergétique en 2050, où la part des énergies renouvelables atteindrait de 27 % à 77 % de l'énergie totale. Les plans nationaux/régionaux sont parfois plus ambitieux, jusqu'à proposer des scénarios 100 %

renouvelable dans les pays comme l'Angleterre, l'Allemagne et le Danemark (Barrett 2008, Lund 2009, Guardian 2010).

Pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et soutenir le développement des EnR, de nombreuses interventions politiques sous forme de traité international, de plan d'action et de subvention ont été mises en place.

Le protocole de Kyoto de 1997, que nombreux de pays développés ou en développement ont ratifiés, est entré en vigueur le 16 février 2005. Pour la France ce protocole vise à maintenir à l'horizon 2008-2012, les émissions de gaz à effet de serre (GES) à un niveau égal à celui de 1990.

En France, en novembre 2006, le Comité Interministériel pour le Développement Durable (CIDD) fixe pour la France un objectif plus ambitieux que celui du protocole de Kyoto avec l'objectif du « facteur 4 », qui consiste à diviser par 4 les émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici à 2050. Le facteur 4 vient d'un calcul visant à aligner les émissions moyennes de CO<sub>2</sub> par Français (environ 2 tonnes par an) à la moyenne des émissions de tous les habitants de la Terre supposés égaux (moins de 500 kg de carbone par an), soit une division par quatre des émissions françaises.

Plusieurs engagements et plans d'actions internationaux et nationaux relatifs au développement durable, et notamment à la promotion des énergies renouvelables, ont été adoptés.

Suite au Sommet de la Terre de Rio en 1992, un plan d'action pour le XXI<sup>e</sup> siècle, appelé Agenda 21, a été voté. Ce plan correspond à un niveau local des Agendas 21 territoriaux, qui sont une déclinaison concrète de l'Agenda 21 correspondant à des projets de développement locaux, favorisant des modes de production et de consommation économes en ressources économiques, sociales, culturelles et environnementales.

Suite à la loi Grenelle II adoptée en 2010 (LOI 2010), l'élaboration d'un plan climat-énergie territorial (PCET) est obligatoire pour les grandes collectivités<sup>9</sup>, et ce avant la fin de 2012 (RAC-F 2011).

En novembre 1997, le Livre Blanc de la Commission Européenne établit une stratégie commune et un plan d'action pour les énergies renouvelables (COM 1997). En janvier 2007,

---

<sup>9</sup> Les régions, les départements, les communautés urbaines, les communautés d'agglomération ainsi que les communes et communautés de communes de plus de 50 000 habitants.

la Commission présente une feuille de route sur l'énergie renouvelable (COM 2007) ; dans la même année, un objectif plus précis est adopté par le sommet de l'UE à Bruxelles, visant à satisfaire 20 % des besoins énergétiques de l'UE par ressources renouvelables, et en même temps réduire 20 % de la consommation d'énergie en 2020 par rapport au tendanciel (UE 2007). En juin 2009, un modèle permettant l'élaboration des Plans d'Action Nationaux d'Energies Renouvelables (PANER) est proposé par l'UE, et chaque pays membre doit présenter son PANER un an après (EUFORES 2012). La loi d'orientation sur l'énergie de 2005 fixe pour 2010 un objectif de 10 % pour la part des ENR dans la consommation totale d'énergie primaire, et un objectif de 21 % pour la part des ENR dans la consommation intérieure d'électricité (LOI 2005). En 2009, ces deux indicateurs atteignent respectivement 7,7 % et 13,5 % (SOeS 2010). En janvier 2011, le rapport d'avancement de la Commission demande de « redoubler d'efforts pour mettre en place des incitations qui permettront aux États membres d'atteindre les objectifs en matière d'énergies renouvelables » (COM 2011).

Conjointement avec ces plans d'actions et à ces grands objectifs, des incitations financières et fiscales ont été mises en place. Un tarif de vente très favorable est souvent proposé aux producteurs. Le mécanisme des tarifs d'achat garantis ( « *feed-in tariff* » ou FIT) est employé par la majorité des pays qui cherchent à accroître la part des énergies renouvelables dans le système énergétique (Mendonça, Jacobs and Sovacool 2009). En plus de la stimulation qu'ils apportent au marché, ces tarifs incitent les citoyens non professionnels à participer à la production d'énergies renouvelables, ce qui sensibilise l'opinion publique sur les problématiques énergétiques. Ces bénéfices indirects sont néanmoins très difficilement mesurables sur le plan financier et économique.

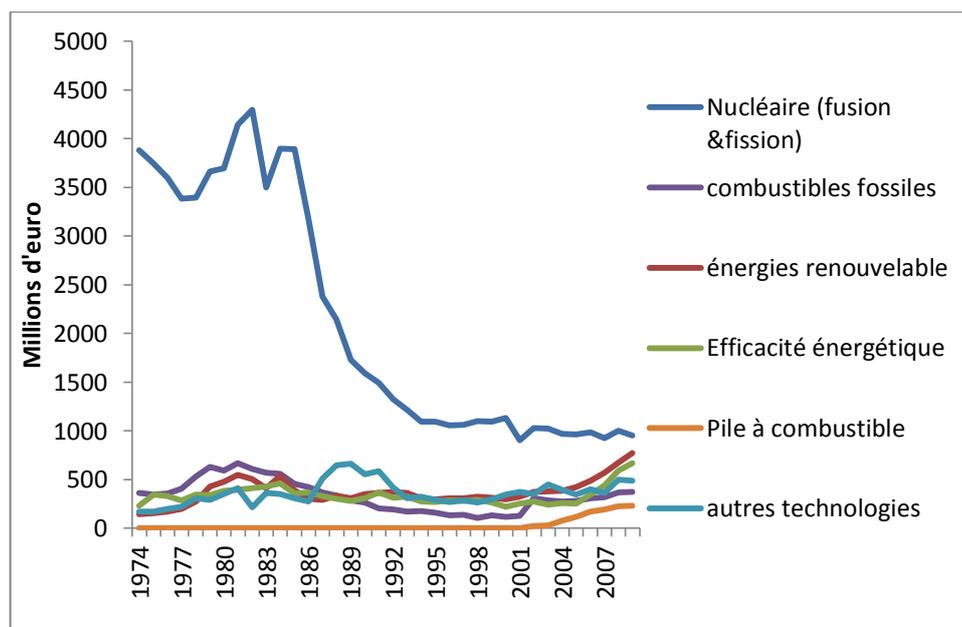
Des prix d'achat garantis trop bas n'ont pas suffisamment d'effet attractif, en revanche s'ils sont trop élevés, cela créerait des distorsions non nécessaires au marché, que les consommateurs devraient alors payer eux-mêmes. Pour que ce dispositif soit efficace, les pays élaborent leurs propres méthodes de calcul basées sur le potentiel et l'état de développement des EnR (Mendonça *et al.* 2009). En général, pour sécuriser l'investissement, un FIT est fixé sur une période longue, par exemple une dizaine d'année, néanmoins il peut être réévalué. De plus, pour sécuriser l'investissement, il est en général associé à une obligation d'achat par les opérateurs du réseau.

Aux Etats-Unis, c'est le même tarif qui s'applique à la fois à l'électricité renouvelable produite et injectée au réseau de la distribution, et au achat de l'électricité par les consommateurs finaux (Freris and Infield 2008). En France, l'électricité photovoltaïque

bénéficiait d'un tarif d'achat fixé par l'Etat de 30 c€/kWh (métropole) et de 40 c€/kWh (DOM). À ce tarif s'ajoutait une prime pour l'intégration au bâtiment de 25 c€/kWh (métropole) et de 15 c€/kWh (outre-mer et Corse) (Arrêté 2006). Ce tarif a été réévalué en 2010, à 58 c€/kWh ou à 50 c€/kWh (installation avec intégration au bâti), à 42 c€/kWh (intégration simplifiée au bâti), à entre 31,4 c€/kWh et 37,7 c€/kWh (installation au sol) en métropole et à 40 c€/kWh (installation au sol) en Corse, dans les départements d'outre-mer et dans la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et- Miquelon (Arrêté 2010).

Les collectivités locales auraient des moyens d'action de plus en plus importants dans le domaine énergétique. Pour autant, elles ont besoin des soutiens financiers extérieurs (européens, nationaux, régionaux) pour des projets parfois coûteux (CHP centrales, ferme éolienne, etc.).

Les ressources financières étant limitées, les doutes existent quant à l'efficacité de certaines subventions qui coûtent cher. Si les volontés politiques et les mesures concrètes en faveur des EnR sont largement médiatisées, il faut souligner qu'elles ne sont pas les seules privilégiées. Les supports politiques et les subventions massives sont traditionnellement donnés aux énergies fossiles et nucléaires.



**Figure 14 : les budgets de recherche, développement et démonstration (RD&D) en énergie de l'Europe entre 1974 et 2009 en millions d'euro (avec un prix d'échange de 2009) (IEA 2011b)**

Les budgets de recherche, développement et démonstration (RD&D) (IEA 2011b) peuvent mesurer l'attention et la volonté portées par un pays sur un type de technologie. En Europe, jusqu'au milieu des années 1980, le budget RD&D attribué aux EnR était seulement de 10 %

de celui attribué au nucléaire. Malgré les efforts constants, l'argent dépensé dans le nucléaire est toujours plus que dans les EnR. Néanmoins, les recherches s'orientent de plus en plus vers ces dernières depuis une dizaine d'années. Aux Etats-Unis, si l'on dépense une part minuscule du budget RD&D pour le nucléaire, les fonds vont plutôt vers le stockage des énergies fossiles (2449 millions d'euros) que vers les EnR (406 millions d'euros).

Les acteurs, impliqués autour d'une chaîne énergétique, forment alors un groupe de pression ou « lobby », regroupant producteurs, transporteurs et distributeurs de cette ressource. Ce groupe exerce explicitement ou implicitement un effet de verrouillage (*lock-in*) envers une autre source d'énergie. Cet effet est déjà observé pour les énergies fossiles et nucléaire vis-à-vis des EnR (Mendonça *et al.* 2009, Lund 2009). Pour lutter contre ceci, les EnR doivent aussi fédérer autour d'elles des acteurs influents. Les pouvoirs publics pourraient aider en ce sens, au travers de tarifs d'achat garantis accordés aux petits producteurs.

Malgré les interventions publiques et les avancées technologiques, à l'heure actuelle, les coûts de la production d'EnR (hors hydraulique) sont encore élevés. Cela constitue un véritable handicap pour leur percée dans le système énergétique dominé par les énergies fossiles bon marché.

#### **4.1.3. Coûts et prix de la production d'électricité**

Il existe différents types de coût : coûts d'investissement (matériels, équipements, etc.), fonctionnement (surveillance, etc.), démantèlement, fiscalité et d'autres frais (licence et permis, construction d'infrastructures, évaluations environnementales, etc.), etc.

Les coûts d'investissement pour une filière énergétique peuvent être très différents suivant les ressources, les pays, et les technologies de mises en valeur. Pour les éoliennes terrestres par exemple, c'est en Chine où les coûts sont les moins élevés, entre 1 000 et 1 350 \$ par kW installé, tandis qu'aux Etats-Unis ils peuvent atteindre les 2 100 \$ (IPCC 2011). En Europe, l'éolien le moins cher se trouve au Danemark, où il est inférieur à 1 000 € par kW installé<sup>10</sup> (EWEA 2004). Ce faible coût a été obtenu grâce à des recherches technologiques et de nombreuses implantations dans ce domaine, fortement appuyées par les politiques. Les coûts élevés des panneaux PV sont dus aux matériaux chers mais aussi à un mauvais rendement

---

<sup>10</sup> Statistiques de 1989 à 2001

énergétique, qui est de l'ordre d'une dizaine de pourcent pour le type silicium monocristallin (cf. Figure 81).

Lacona (Lacona *et al.* 2009) recense les coûts de production des énergies fossiles et nucléaires des pays membres de l'OCDE. Les coûts globaux peuvent être différents selon la qualité des ressources, par exemple, entre le charbon et le lignite. Une même ressource, valorisée avec différentes technologies, peut connaître des coûts différents, par exemple, entre une centrale thermique classique au gaz et une centrale thermique au gaz à cycle combiné.

Pour certaines installations renouvelables – l'hydraulique, le PV, l'éolienne – les coûts répartis sur une période de plus en plus longue de fonctionnement diminuent, en raison de la non consommation des combustibles en fonctionnement. Quant aux centrales thermiques conventionnelles, les coûts de production sont largement déterminés par les prix des combustibles fossiles. Les coûts des combustibles fossiles dans notre modèle (cf. Tableau 31) sont basés sur le rapport de PETREL et celui d'AIE (IEA 2009).

	Hydraulique		PV Solaire toiture		Eolienne terrestre	
	SRREN	PETREL	SRREN	PETREL	SRREN	PETREL
<b>Coûts Investissement (euro/kW)</b>	714-2143	3000 (centrale hydraulique) et 300 (STEP)	2 643-4 857	3 000	857-1500	1364
<b>COAF<sup>11</sup> (euro/kW)</b>	18-54	150	14-79	60	n.a.	20,46
<b>COAV<sup>12</sup> (cent/kWh)</b>	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,86-1,64	n.a.
<b>Durée de vie (année)</b>	40-80	40 (centrale hydraulique) et 15 (STEP)	20-30	20	20	20

**Tableau 2 : comparaison des coûts dans le rapport SRREN et dans le rapport PETREL sur La Réunion, avec un taux de conversion 1 € = 1,4 \$ pour convertir les coûts dans le rapport SRREN en euros.**

Le Tableau 2 compare les coûts des EnR dans le rapport SRREN et ceux dans le rapport PETREL, avec un taux d'échange de 1 € égale 1,4 \$. Pour le premier rapport, il s'agit des coûts recensés dans de nombreuses études dans le monde, tandis que pour le rapport PETREL, les coûts sont soit basés sur les études que La Réunion a commandées, notamment

<sup>11</sup> coûts annuels fixes d'opération et de maintenance

<sup>12</sup> coûts annuels variables d'opération et de maintenance par unité de production

le rapport de Vinard (Vinard, Shakarchi and Gautret 2009), soit basés sur la revue de littérature.

Pour le PV solaire en toiture, les fourchettes de coût indiquées dans les deux rapports concordent bien. Pour l'éolienne terrestre, les méthodes de calcul des deux rapports sont un peu différentes pour les coûts annuels d'opération et de maintenance : le rapport SRREN utilise les coûts fixes liés à la puissance installée, tandis que le rapport PETREL calcule les coûts en fonction de la production. La plus grande contradiction réside dans l'hydraulique : pour la centrale hydraulique, dans le rapport PETREL, les coûts d'investissement sont plus élevés ; pour la STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage, cf. § 5.2), dans le rapport PETREL, les investissements sont deux fois moins coûteux, les opérations annuelles sont trois fois plus chères, et la durée de vie d'une installation est deux fois moins longue.

Souvent le **coût moyen actualisé de l'énergie** (en anglais LCOE pour *Levelized Cost of Energy*, ou LEC pour *Levelised Energy cost*) est utilisé pour évaluer le coût de production d'une unité d'énergie (ou d'électricité) produite. Schématiquement, ce coût divise tout coût d'une installation sur sa durée de vie par l'énergie qu'elle produit dans cette période. La formule de calcul est :

$$LCOE = \frac{(CI * CRF) + COAF}{n * FP} + COAV$$

Où :

- *LCOE* : coût moyen actualisé de l'énergie (c€/kWh)
- *CI* : coûts d'investissement (€/kW)
- *CRF* : coefficient de récupération du capital (*Capital Recovery Factor*) (%)
- *COAF* : coûts annuels fixes d'opération et de maintenance (€/kW)
- *COAV* : coûts annuels variables d'opération et de maintenance par unité de production (c€/kWh)
- *FP* : facteur de production (%)
- *n* : nombre d'heure d'une année ( $n = 8\ 760$ )

Le *CRF* peut être calculé connaissant la durée de vie d'une installation *n* et le taux d'actualisation (*discount rate*) *i* :

$$CRF = \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Le taux d'actualisation est hypothétique, le rapport SRREN donne trois valeurs indicatives, soit 3 %, 7 % et 10 %. Lorsque le taux à 7 % est choisi, le *LCOE* du PV solaire toiture, d'après notre calcul<sup>13</sup>, est dans la fourchette de 12,96 c€/kWh à 51,13 c€/kWh (avec les données du rapport SRREN), ou de 32,65 c€/kWh (avec les données du rapport PETREL).

Nous utilisons le *LCOE* pour estimer et comparer le coût de production à partir de différentes sources. Cependant, le coût de production ne représente qu'environ la moitié du prix de l'électricité livrée au consommateur (Amic, Darmois and Favennec 2006). Dans un marché électrique restructuré, le prix au client final est calculé en additionnant le prix de gros de l'énergie, le prix de la dentelle/ajustement du profil de consommation, les coûts de transport et taxes (Amic *et al.* 2006).

Les tarifs de l'électricité, surveillés de près par les pouvoirs publics, ne reflètent pas forcément ses coûts réels. En métropole continentale, pour un particulier ayant une puissance souscrite de 3 kVA et avec l'option de « base », le tarif est de 11,61 c€/kWh TTC. En Corse et en Outre-mer les tarifs sont plus bas, entre 9,56 c€/kWh (Saint Pierre et Miquelon) et 11,12 c€/kWh (Guyane). À La Réunion ce tarif est à 10,92 c€/kWh (EDF 2010b). De manière générale, les consommateurs raccordés à une tension plus basse sont soumis à un tarif plus haut, en partie pour compenser une perte importante dans le réseau de distribution.

En outre-mer, le coût de l'électricité est au moins le double du prix d'achat garanti par le tarif d'électricité français (Notton *et al.* 2011), en raison des coûts de combustibles fossiles plus chers et des coûts liés à la gestion d'un réseau non-interconnecté et autonome. Sous certaines conditions, les EnR, y compris celles qui sont assez chères (p. ex. photovoltaïque), peuvent baisser les coûts de l'électricité dans les SIDS (*Small Island Developing States*) (Weisser 2004), et les économies pourraient être encore plus grandes compte tenu des améliorations technologiques anticipées.

Le prix de l'énergie est l'un des déterminants de sa consommation (Keppler 2007). Fouquet (Fouquet 2008) met en évidence, avec des données couvrant plusieurs siècles, la

---

<sup>13</sup> Nous ne connaissons pas la méthode de calcul ni le résultat du coût par kWh produite du rapport PETREL. Pour le rapport SRREN, les résultats de notre calcul *LCOE* sont validés mais avec une légère différence. Par exemple, le coût PV solaire toiture avec un CRF de 3 % est dans la fourchette de 11,86 à 53,94 USc/kWh selon notre calcul, mais de 12 à 53 USc/kWh selon le rapport SRREN. Un CRF de 7 % donne 18,10 à 71,53 USc/kWh d'après nous, mais 18 à 71 USc/kWh selon le rapport SRREN. Ceci vient du fait que dans nos calculs nous prenons toujours les paramètres à l'extrême pour avoir le plus petit minimum possible et le plus grand maximum possible.

tendance du marché à proposer des services énergétiques de moins en moins chers dans l'ensemble, qui susciterait alors une consommation d'énergie de plus en plus grande.

Quel va être le prix du baril de pétrole ? À quel point les productions renouvelables feront-elles augmenter le prix de l'électricité ? Quel sera le montant de la taxe carbone ? Dans quelle mesure l'évolution du climat influencera-t-elle la consommation ?... Du fait d'une demande soutenue et d'une ratification des ressources fossiles, une hausse du prix de l'énergie dans les décennies à venir est vraisemblable. Pourrait-elle alors contribuer à freiner la consommation excessive, pour aller vers une société sobre en énergie ?

#### 4.2. Consommation : tendances globales et disparités

La consommation énergétique du monde a fortement augmenté durant le XX<sup>e</sup> siècle. Elle est sur le point de doubler celle d'il y a environ une trentaine d'année. En 1980, la demande mondiale d'énergie primaire s'élevait tout juste à 7 milliards de tep, en 2010 elle en a dépassé les 12 milliards. L'Asie est la zone où l'augmentation de la consommation est la plus forte, la consommation y a plus que triplé.

Cependant, la consommation mondiale par personne en 2008 n'augmente que de 16 % en comparaison à celle de 1980, et c'est en Amérique du Sud qu'il y a le plus d'augmentation (44 %), suivi par l'Asie (34 %) (IEA 2011g, IEA 2011h) : l'augmentation de la consommation semble être absorbée par la très forte croissance de la population.

Si l'on porte la croissance de la population à l'échelle mondiale, on voit que les périodes de doublement de la population sont de plus en plus courtes (Tableau 3).

date	population mondiale (estimations)	période de doublement de la population
8000 Av. J-C	5 millions	
1650 Apr. J-C	500 millions	1500 ans
1850	1 milliard	200 ans
1930	2 milliards	80 ans
1975	4 milliards	45 ans
2011	7 milliards	36 ans

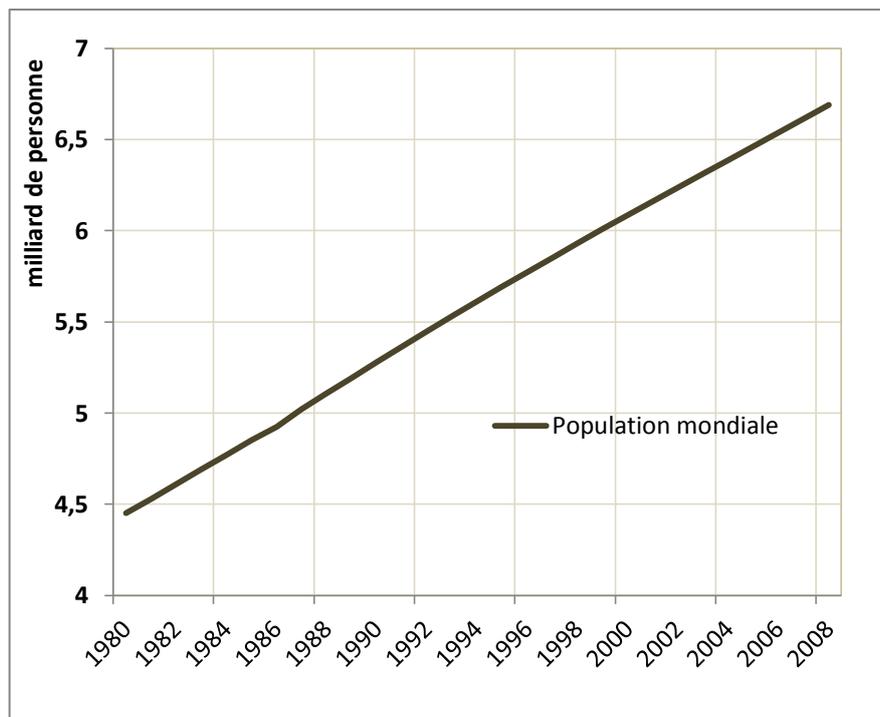
Tableau 3 : évolution de la population mondiale en rapport avec les périodes de doublement de la population (Ehrlich 1972, IEA 2010)

La révolution industrielle correspond à une période où la population des pays industrialisés a connu une forte augmentation, et la révolution verte qui l'a suivie a permis de produire une nourriture moins chère et plus abondante. Ceci contribue, avec une meilleure condition d'hygiène, à l'augmentation massive des populations des pays en développement. La population mondiale est passée de 3 milliards en 1959 à 6 milliards en 1999, un doublement qui s'est produit en 40 ans. Selon une projection basée sur la tendance linéaire<sup>14</sup> de la croissance des populations de ces 29 dernières années (1980 – 2008), la croissance de la population se poursuivra dans le XXI<sup>e</sup> siècle : la population mondiale extrapolée devrait atteindre les 9 milliards d'ici 2036, soit une augmentation de 50 % en 35 ans.

Néanmoins, il est toujours délicat d'essayer de prévoir les évolutions futures par extrapolation du passé. Cela dépend beaucoup de la pyramide des âges de chaque pays : comme les procréateurs de demain sont des enfants aujourd'hui, on peut assez correctement estimer la population dans 10 ou 20 ans, après c'est plus délicats car les facteurs complémentaires agissent plus fortement. D'après le modèle de la transition démographique, la possibilité de stabilisation de la population mondiale, même si elle semble encore lointaine, peut désormais être envisagée sérieusement (Noin 1988). Même d'un point de vue purement statistique, selon les périodes de référence et les méthodes d'extrapolation, on peut obtenir des résultats différents, comme nous l'observerons plus tard, pour les trois projections de croissance de la consommation à La Réunion, obtenues par trois extrapolations différentes (cf. § 9.1.1).

---

<sup>14</sup>  $R^2 = 0,9994$ , avec  $y = 0,0807x + 4,3810$ , où  $y$  : la population mondiale ;  $x$  : l'année, avec  $x = 1$  pour l'année 1980 et ainsi de suite.



**Figure 15 : croissance de la population mondiale entre 1980 et 2008 (IEA 2010)**

Le ralentissement de la croissance démographique pourrait potentiellement faire baisser la croissance de la demande en énergie. Le prix de l'énergie, un facteur déterminant de la consommation, est appelé à augmenter en raison de perspectives de diminution des ressources fossiles et d'exploitation des EnR beaucoup plus onéreuses, ce qui contribuera également à diminuer la croissance de la demande. Néanmoins, ce coût peut-il diminuer ensuite avec le temps, comme cela s'est déjà produit pour les évolutions énergétiques antérieures ? Si oui, un coût de l'énergie décroissant susciterait-il une consommation toujours plus grande ? À moins de connaître des crises graves et soudaines, la consommation poursuivra vraisemblablement sa voie ascendante et ce pendant de nombreuses années, avant de connaître à son tour une stabilisation (ou pas ?).

La disparité de la consommation entre les pays et les régions est toujours flagrante, mais elle semble diminuer progressivement au cours des trente dernières années : en 1980 un américain de l'Amérique du nord consommait 20 fois plus qu'un africain et 14 fois plus qu'un asiatique ; en 2008 il consommait 16 fois plus qu'un africain, et 6 fois plus qu'un asiatique (IEA 2011h).

Depuis 2008, plus de la moitié de la population mondiale réside dans des zones urbaines, et 80 % de la population des pays développés vit en ville (ONU 2008). Les zones urbaines occupent moins de 10 % de la superficie terrestre, mais sont responsables de 75 % de la

consommation mondiale d'énergie (CNN 2007). En France, 70 à 75 % de l'énergie y est consommée, si l'on prend en compte la part de transport (Maugard 2006). D'une part, de grandes aires urbaines continuent à croître sous forme de mégapoles, par un processus d'auto-renforcement : où il y a plus de monde, il y a plus d'activité et plus de chance d'attirer encore plus de monde ; d'autre part, les villes connaissent une multi-polarisation. Au Brésil, ce ne sont plus des mégapoles (p. ex. São Paulo), mais des villes de taille secondaire qui désormais boostent la croissance du pays (Whitehead 2010).

Le secteur des transports est responsable d'environ la moitié de la consommation mondiale de pétrole. A l'heure actuelle, la domination de l'or noir dans ce secteur est quasi-totale. Si le rendement énergétique des voitures ne cesse d'augmenter, l'explosion de l'usage de la voiture individuelle dans les pays émergents peut augmenter considérablement la consommation du parc automobile mondial. Dans les décennies à venir, on pourrait néanmoins espérer une baisse des besoins en pétrole liés au transport, en construisant des moteurs moins énergivores, en favorisant des technologies alternatives (voiture hybride, voiture électrique), ou en renforçant les transports en commun...

Apprivoisée pour la première fois en XIX<sup>e</sup> siècle, l'électricité se développe progressivement, et s'impose peu à peu par sa facilité d'utilisation et sa compétitivité économique. Les données par pays montrent une corrélation très nette entre sa consommation et la consommation totale d'énergie<sup>15</sup>. Quelles que soient les sources qui en produisent et leur répartition, l'électricité prend une place de plus en plus grande dans la consommation. Ainsi entre 1950 et 1990, la consommation mondiale d'électricité a été multipliée par 12, alors que la consommation énergétique totale était multipliée par 4 (Ngô 2008) : on est en train d'assister à une augmentation générale de l'intensité électrique dans tous les secteurs économiques de la société (Viinikainen and Soimakallio 2007).

### **4.3. Système énergétique, société et environnement**

Le système énergétique est au cœur de la société humaine. Il est fortement impliqué dans la performance économique et la qualité de vie. Les impacts sur l'environnement d'un tel système peuvent se limiter à son territoire, à son voisinage, mais ils peuvent aussi être planétaires.

---

<sup>15</sup>  $R^2 = 0,99$  (données 2008 d'AIE)

### **4.3.1. Performance économique**

L'énergie est impliquée dans tous les secteurs d'activité, même si elle n'est produite que dans les secteurs « énergétiques ». Un tableau d'entrée-sortie, inventé par Wassily Leontief (Leontief 1936), permet à la fois d'observer la structure macro-économique d'un pays ou d'une région, et d'estimer l'influence des changements dans un secteur d'activité particulier ou dans la consommation sur le reste de l'économie. Dans ce tableau, les colonnes correspondent aux produits (donc les sorties) de chaque secteur économique, et les lignes correspondent à leurs ressources (donc les entrées).

On observe que, l'électricité, les produits pétroliers, le charbon et le gaz, sont utilisés par quasiment toutes les industries. On note d'ailleurs que certaines industries sont aussi des productrices ; il y a donc de fortes dépendances entre elles. La répercussion sur les autres secteurs d'un changement de la demande ou de la production énergétique peut être comprise et analysée par cette interdépendance.

Si ce modèle révèle bien cette interdépendance sectorielle à travers des matrices, sa lacune majeure réside néanmoins dans ces matrices : comment modéliser une économie non linéaire, avec les hypothèses des rendements d'échelle qui ne sont souvent pas constants, par des matrices d'une application linéaire ? D'ailleurs, les statistiques énergétiques sont souvent trop agrégées pour être pertinentes (p. ex. la production, le transport et la distribution de l'électricité en une seule industrie, le raffinage du pétrole et la fabrication de produit du charbon regroupés) (OCDE 2002, IBD 2008).

La performance économique est le plus souvent mesurée par le PIB. La consommation d'énergie et la performance économique<sup>16</sup> semblent corrélées, mais il n'y a pas de corrélation entre la consommation énergétique par personne, et le PIB (par taux de change) par personne. Par contre, il semble y avoir une corrélation assez bonne ( $R^2 = 0,68$ ) entre le PIB par personne et la consommation électrique par personne.

Avec l'aide du test de causalité de Granger, Keppler montre que parmi les 10 pays en développement au cours des années 1974-2002, il n'y a que la Chine et l'Inde qui montrent des signes de corrélation entre la consommation énergétique par personne et le PIB par personne (Keppler 2007). Ce qui est le plus intéressant, c'est que dans le cas de la Chine, la

---

<sup>16</sup> Cette analyse est effectuée sur les 135 pays dont les données 2008 d'AIE sont disponibles, l'Islande étant exclue : la consommation électrique par personne y est extrêmement élevée par rapport au PIB par personne.

consommation d'électricité et de pétrole stimulent la croissance économique, tandis qu'en Inde, c'est la croissance économique qui stimule la consommation de pétrole et d'électricité. Ceci peut s'expliquer par le fait que l'Inde donne des subventions massives pour la consommation du pétrole, notamment en milieu rural. Ainsi, le pétrole est plutôt une assistance sociale (*welfare*), au lieu d'être un indicateur de la productivité économique.

Jusqu'aux années 90, l'idée dominante est que la croissance économique stimule, dans un seul sens, l'augmentation de la consommation énergétique. Mais à partir des années 2000, différents auteurs montrent que la causalité pourrait être à double sens (Keppler 2007). Fouquet et Lescaroux (Fouquet 2008, Lescaroux 2010), avec des données historiques remontant jusqu'à avant la révolution industrielle, montrent que la relation entre le développement économique et la consommation d'énergie suit généralement une courbe en forme de S : d'abord, le revenu augmente avec la réponse limitée de la consommation d'énergie ; puis, avec l'industrialisation, l'utilisation de l'énergie s'accroît plus rapidement ; et enfin, le revenu augmente, avec une faible croissance de consommation énergétique.

Concernant la croissance économique et la consommation électrique, d'après une revue (Payne 2010), 31,15 % d'études confirme l'hypothèse de la neutralité, c'est-à-dire qu'il n'y a pas de relation de cause à effet quelconque ; 27,87 % valide l'hypothèse de conservation, c'est-à-dire une relation de cause à effet entre la croissance économique et la consommation électrique ; 22,95 % confirme l'hypothèse de croissance, c'est-à-dire une relation de cause à effet entre la consommation électrique et la croissance économique ; enfin, 18,03 % valide l'hypothèse de rétroaction entre ces deux variables.

#### **4.3.2. Qualité de vie**

L'Indice de Développement Humain (IDH) est l'un des indices les plus utilisés pour mesurer et comparer la qualité de vie des populations des pays du monde. Il est composé de trois indicateurs : la longévité, l'accès à l'éducation, et le niveau de vie. Il y a d'autres indices qui sont dérivés de cet indice, par exemple le GDI (*Gender-related Development Index*) qui prend en compte les disparités liées au genre, et les OMD (Objectifs du Millénaire pour le Développement), composés de huit objectifs, et qui remplace notamment les indicateurs de niveau de vie dans l'IDH par ceux de développement durable (l'objectif 7 et 8).

Sur les 166 pays du monde où les données sont disponibles, il y a une corrélation entre le rang de la consommation électrique par personne et le rang d'IDH ( $R^2 = 0,86$ ). Le rapport

entre le rang de consommation énergétique et le rang d'IDH est un peu moindre, mais également significatif ( $R^2 = 0,83$ ).

L'électrification et la disponibilité de l'électricité permettent la conservation des aliments par la réfrigération, améliorant ainsi la nutrition et la santé des populations, donc l'IDH des pays pauvres (Gaye 2007, Leung and Meisen 2005). De plus, les conditions d'enseignement sont améliorées grâce à l'éclairage des salles de cours, à l'utilisation des ordinateurs et à l'accès à Internet.

Ainsi, l'accès à l'électricité va considérablement améliorer la qualité de vie de ceux qui n'en ont pas encore, et de ce fait c'est un bon indicateur pour mesurer la qualité de vie, surtout pour des ménages ruraux dans les pays en développement. Il semble qu'il y ait des seuils de consommation électrique permettant la transition d'une économie de faible IDH à une économie de moyenne IDH (500 kWh par habitant selon (Leung and Meisen 2005)). Aucun pays ayant une consommation de moins de 4 000 kWh par personne ne se trouve parmi des pays de haute IDH, selon le rapport de (Gaye 2007).

De ce fait, le bienfait des énergies renouvelables dans les pays pauvres provient surtout de l'accès à une énergie propre telle que l'électricité pour la population locale, une énergie autrement inaccessible en raison du manque d'infrastructure ou d'un prix élevé des combustibles fossiles. En effet, le prix d'importation du pétrole est à peu près le même pour tout le monde, tandis que le PIB par personne des pays pauvres peut être seulement de 10 % de celui des pays riches. Grâce à l'électricité produite localement, le niveau de vie de la population locale peut augmenter, sans qu'une vaste infrastructure centralisée soit mise en place. En site isolé et non connecté au réseau (p. ex. gîtes de montagne), l'énergie électrique produite par un système PV autonome serait moins chère et plus fiable comparée à l'électricité produite localement par moteurs diesel ou à l'électricité délivrée par le réseau (Liebenthal, Mathur and Wade 1994, Foster, Ghassemi and Cota 2009).

### **4.3.3. Impacts environnementaux**

Les problèmes écologiques locaux sont plus préoccupants pour les décideurs locaux que les problèmes mondiaux et donc auront une plus grande influence à court terme sur la politique locale. La capacité naturelle de l'environnement à absorber les pollutions est limitée, et il faut compter des années voire des siècles pour que les engrais chimiques, les pesticides et les matières polymériques soient totalement dégradés dans la nature.

Dans les zones métropolitaines densément peuplées, les pollutions sous forme de particules et de gaz (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, etc.) vont devenir le facteur limitant pour l'utilisation de combustibles fossiles ainsi que pour le chauffage au bois. Leurs impacts, hormis celui sur l'ozone, diffèrent selon la météo locale et distance de la population à la source de pollution (Krewitt *et al.* 2001).

En Angleterre se trouvent les registres les plus anciens liés aux pollutions d'air urbain par les combustions. En 1285, Londres a eu un problème de smog provenant de la combustion du charbon mou ; en 1306 un homme a été accusé pour avoir brûlé du charbon dans la ville et a été exécuté (Everett 2006). De nos jours, la pollution de l'air s'avère problématique en particulier dans les zones asiatiques en plein essor économique où les technologies moins polluantes ne sont pas très au point, où la population est dense et où le recours au charbon — grand émetteur de matières particulaires et de dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>) — est massif.

La forte concentration de matières particulaires, de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub> dans de nombreuses zones urbaines, émis par les chauffages, les usines et la circulation automobile, est en grande partie responsable de pluies acides anthropiques.

Les émissions de particules ne viennent pas exclusivement à la combustion des combustibles fossiles. Dans les pays en développement, la cuisine au bois, une pratique courante, peut créer des pollutions à l'intérieur de la résidence qui nuit à la santé de la population.

D'autres problèmes surviennent de manière ponctuelle, par exemple les marées noires. Les dommages environnementaux sont grands, même si le taux d'occurrence reste très faible relativement au trafic. Les conséquences des marées noires sur la faune marine et littorale sont dramatiques mais les dommages écologiques associés sont difficiles à évaluer (Williams *et al.* 2011).

Concernant les impacts environnementaux globaux et à long terme, la plupart<sup>17</sup> des scientifiques s'accordent à penser que le réchauffement climatique depuis 1950 est très probablement d'origine anthropique.

---

<sup>17</sup> voir le consensus scientifique élaboré par Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) sur cette question

Ce changement nous préoccupe car le climat est bien l'un des facteurs fondamentaux de la distribution des écosystèmes qui déterminent nos régimes alimentaires et la survie des populations humaines dans certaines régions sensibles.

Sous forme d'une boule ardente, la Terre est née il y a plus de 4 milliards d'années. Depuis, son climat est en changement constant à l'échelle du million d'années. Il y a 55 millions d'années en Floride, une explosion de presque 3 000 Giga tonnes de méthane (ou l'impact d'une grosse météorite) a engendré le réchauffement climatique le plus important de toute l'histoire et a causé une extinction planétaire de masse (Schneider 2010). Plus près de nous, les grands cycles glaciaires du quaternaire se mesurent à plusieurs centaines de milliers d'années. L'arrivée des mammifères et des Homo est très récente à l'échelle géologique. Si le climat de la planète a si fortement changé dans le passé, il n'y a pas de raison qu'il ne change pas dans le futur, avec ou sans les homo-sapiens. Néanmoins, l'homme est un acteur de ces variations, par les gaz à effet de serre que nous libérons en quantité dans l'atmosphère depuis quelques temps qui changent la chimie de l'atmosphère de la planète dans son ensemble, avec les conséquences que nous commençons à mesurer.

Ce futur est trop souvent présenté par les médias de manière catastrophiste dès qu'il se produit des événements météorologiques importants : inondations, sécheresses, etc. Certains géographes soulignent que « les médias ont tendance à s'appuyer un peu trop souvent sur le changement climatique pour expliquer des catastrophes qui sont pourtant liées à une mauvaise gestion du territoire et des activités » (Magdelaine 2010). Néanmoins il ne faut pas, même si cette mauvaise gestion des ressources existe, nier le danger d'un changement (réchauffement) climatique rapide.

Un autre danger de la dégradation de l'environnement est l'appauvrissement des écosystèmes ou la baisse de la diversité des espèces. Dans l'agriculture, l'utilisation millénaire d'engrais d'origine animale ou minérale a été substituée par des engrais chimiques depuis la « révolution verte » dans les années 1960-1990. Les engrais chimiques permettent de « produire plus et mieux avec trois fois moins : cela demande moins de terre, moins d'eau, moins de biodiversité. Mais à la longue, les sols agricoles manquent et nombre d'entre eux s'appauvrissent, l'eau douce de bonne qualité devient rare et chère, la diminution de la biodiversité menace le vivant... » (Parmentier 2009). La persistance de l'emploi des pesticides nous promet des décennies d'exposition continue, au-delà même de leur utilisation effective. Est-ce qu'avec une totale imprévoyance, nous nous livrons à une activité dont nous-mêmes et d'autres espèces sont les victimes ? Est-ce que l'humanité, même avec sa densité

actuelle, vit déjà sous une sorte de régime d'empoisonnement interne, comme le dit Claude Lévi-Strauss (Lemire 2005) ?

Le retour du bio n'est intervenu que très récemment. Les pays agricoles traditionnels ne manquent pas de savoir-faire efficaces, ainsi les engrais pourraient être produits naturellement en associant différentes cultures dans une même parcelle – celles-ci s'aident les unes les autres à pousser en se transmettant de l'azote par les racines et se protègent mutuellement (Fukuoka *et al.* 2009). Néanmoins, peut-on vraiment se passer des engrais chimiques, des pesticides, pour nourrir les 7 milliards d'hommes sur terre que les révolutions industrielles et la révolution verte ont pu faire vivre ?

Peut-on vraiment diminuer ou infléchir nos émissions de CO<sub>2</sub> et autres gaz à effet de serre, des particules et des gaz nuisibles pour l'environnement, sachant que ces émissions proviennent le plus souvent de la combustion des énergies fossiles ? Peut-on vraiment les diminuer, sachant que même dans les pays riches, la consommation énergétique est toujours croissante, et c'est bien de ce mode de vie que s'inspirent les pays émergents ou en développement ? Que deviennent nos sociétés modernes, basées sur ces énergies fossiles ?

La solution prometteuse à tous ces problèmes énergétiques passe entre autres, par l'intégration dans le système énergétique actuel d'une proportion de plus en plus grande d'énergies renouvelables.

Par leur remplacement des énergies fossiles, les bénéfices les plus directs des énergies renouvelables sont une atténuation des impacts environnementaux causés par l'exploitation et l'utilisation des énergies fossiles, notamment la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, et le ralentissement de l'épuisement des ressources fossiles. D'autres bénéfices incluent la possibilité d'accès à l'énergie pour les régions isolées, la sécurisation énergétique d'un pays, la création d'emplois, etc.

Le Tableau 4 ci-après liste les émissions de gaz à effet de serre en gramme de CO<sub>2</sub> ou équivalent selon différentes sources de production par kilo wattheure produit.

Valeurs	Biogaz ou bio- masse	Solaire		Géother- mique	Hydrau- lique	Energie océa- nique	Eo- lienne	Nu- cléaire	Gaz Naturel	Pétrole	Char- bon
		PV	CSP								
Minimum	-633	5	7	6	0	2	2	1	290	510	675
25 <sup>ème</sup> percentile	360	29	14	20	3	6	8	8	422	722	877
50 <sup>ème</sup> percentile	<b>18</b>	<b>46</b>	<b>22</b>	<b>45</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>16</b>	<b>469</b>	<b>840</b>	<b>1 001</b>
75 <sup>ème</sup> percentile	37	80	32	57	7	9	20	45	548	907	1 130
Maximum	75	217	89	79	43	23	81	220	930	1 170	1 689

**Tableau 4 : analyse du cycle de vie des émissions de gaz à effet de serre de différentes sources de production (gCO<sub>2</sub> eq/ kWh) (IPCC 2011)**

Les émissions étant liées aux élaborations et aux transports des matériaux (béton, acier silicium, etc.), le processus et le lieu de fabrication influence ce bilan de carbone. Par exemple, les panneaux fabriqués en France sont censés émettre moins de CO<sub>2</sub> que ceux produits en Allemagne, car l'électricité française, dont trois quart produite par des centrales nucléaires, émet moins de CO<sub>2</sub> que l'électricité allemande. Ainsi, les évaluations des émissions de CO<sub>2</sub> ou équivalent en g/kWh par type d'énergie peuvent être différentes selon les études. D'après Braly (Braly 2009), elles sont 6 pour le Nucléaire, 4 à 7 pour l'hydraulique, 3 à 22 pour l'éolien (suivant les lieux de fabrication), 50 à 150 pour le solaire photovoltaïque (*idem.*), 400 pour le gaz à cycle combiné, 850 pour le fioul lourd, 750 à 1 100 pour le charbon selon les technologies, et 0 à 1 500 pour la biomasse bois, selon que les arbres soient replantés ou pas.

Les installations des renouvelables n'émettant pas de CO<sub>2</sub> en fonctionnement, donc plus la durée de vie d'une installation est longue, mieux on répartit ses émissions par unité d'énergie produite. Ainsi, les émissions de CO<sub>2</sub> des panneaux photovoltaïques peuvent baisser de plus de 200 g/kWh après 10 ans de fonctionnement, à 50 g/kWh après 40 ans de fonctionnement (Pacca and Horvath 2002).

Or, les retombées environnementales, économiques et sociales, ne sont pas toujours positives. Les centrales hydroélectriques sont souvent critiquées pour leurs impacts environnementaux et sociaux, comme la destruction des habitats naturels des poissons, le délogement massif de la population des zones inondées, etc. Par exemple, les projets hydrauliques du Pérou qui auraient permis la mise en valeur d'eaux du fleuve Urubamba, au sud de l'Amazonie péruvienne ont été annulés en raison des impacts irréversibles sur

l'écosystème, la faune et la flore (Barbier 2011). De plus, les grands barrages présentent certains dangers géologiques en ce qu'ils pourraient provoquer des tremblements de terre.

Le barrage hydraulique sur l'Inga, en République démocratique du Congo, a été construit pour fournir de l'électricité non pas à la population locale, mais à la mine du Katanga à l'autre bout du pays, les deux sites étant reliés par des lignes à haute tension. La population locale reste très mal desservie en électricité, il n'y a ni infrastructures de distribution fiables, ni gouvernance. Faute d'autres moyens, la population locale continue de couper la forêt pour vivre, malgré le moratoire et un code forestier imposés par la banque mondiale. De plus, le peuple doit payer la dette de la construction de ce barrage, alors que les minerais du Katanga ne sont même pas utilisés pour construire le pays, mais sont destinés à l'exportation. « On va exporter à 8 000 kilomètres de là, pour en faire de la fonte, on en fait de l'acier dans les pays du nord, on en fait des véhicules ou des machines, et quand ces véhicules ou ces machines sont au rebut, on les compacte et on les met dans un bateau, qui va jusqu'à Matadi, au Congo, qui remonte le fleuve..., puis on les met dans des fours, pour les faire fondre et avoir de l'acier qu'on va épurer » (Carlou 2010).

Au village de Timbaktu, en Inde, un projet d'extension des champs d'éoliennes a contribué à la déforestation des collines, qui avaient pourtant fait l'objet d'un long et laborieux programme de reforestation. Les champs en question sont possédés par une grande industrie allemande qui, pour augmenter la vitesse du vent au niveau des éoliennes, a décidé de raser quelques collines où elles ont été installées. Les villageois du coin, séduits par la promesse d'un poste de gardien pour chaque éolienne, ont laissé faire l'industrie (il faut souligner qu'il y a 8 villages autour des champs éoliens qui doivent se partager ces emplois). L'électricité produite est injectée directement dans le réseau électrique d'état, ainsi énergétiquement, il n'y a aucune retombée locale. Cela a aussi réduit l'espace commun accessible par les villageois, puisque l'espace autour des éoliennes a été concédé à l'entreprise et est donc devenu espace privé. Le plus grave c'est qu'après un certain temps, il est certain que l'érosion va amener quantité d'alluvions dans les eaux qui alimentent le tank, aggravant ainsi le problème d'envasement de celui-ci. Si à cela on ajoute l'impact sur l'irrigation de l'ensemble de la chaîne de tanks, cela peut toucher énormément de personnes. *In fine* ce seront les agriculteurs de toute la région qui en paieront le prix<sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> Gracieu et d'Anne Chapuis et d'Aurélien Berings

Le système énergétique actuel semble être en crise, en raison des problèmes écologiques et climatiques que l'utilisation des ressources fossiles provoque, et de la perspective d'un épuisement de ses ressources. Heureusement, l'électricité, qui occupe une grande place dans notre société moderne, peut être produite non seulement à partir de ressources fossiles et nucléaire, mais aussi de ressources renouvelables (hydraulique, éolienne, solaire, etc.).

L'évolution du système électrique est donc cruciale pour l'avenir d'un système énergétique territorial. S'il est incontestable que l'électricité peut jouer un rôle de plus en plus grand dans le futur, grâce à sa propreté (une fois produite), sa facilité d'usage et son accessibilité, son avenir est cependant plus difficile à anticiper, notamment en termes de ressources, de moyens de production, et d'organisation du réseau. En particulier, si l'on souhaite exploiter les ressources renouvelables, très abondantes dans la nature mais très dispersées, comme celle du vent, du soleil..., on peut être amené à changer l'organisation centralisée du système électrique actuel, pour l'adapter à ces ressources. Il ne s'agit plus alors d'une simple évolution, mais d'un changement profond vers un SET différent dans sa structure et son fonctionnement. Le prochain chapitre propose une analyse et des réflexions autour de cette phase transitoire du système électrique territorial. Comment s'exprime-t-il ? Quels sont les causes de ce changement ? Quels sont les facteurs favorisants et les facteurs de résistance ? Ces facteurs sont-ils internes ou externes au système ? Ce changement est-il en cours, est-il à son commencement ou à venir ?

## Chapitre 5. Transitions d'un système énergétique territorial

### 5.1. Approche du concept

En théorie des systèmes, et en particulier en théorie des automates à états, une transition est un mécanisme ou une règle permettant au système ou à une variable du système de passer d'un état à un autre. En physique, une transition est le processus de passage d'un état de la matière (ou phase) à un autre (l'ébullition de l'eau est le processus de transition où l'eau passe de la phase liquide à la phase gazeuse). Ce processus se déclenche lorsqu'un paramètre (comme la température), dépasse un certain seuil (p. ex. 100 °C). En sciences humaines et sociales, une transition est un processus complexe et progressif qui transforme le système en question. Par exemple, la transition démographique décrit le passage des taux forts de natalité et de mortalité d'une population, à des taux faibles, par un processus lent de développement qui améliore en particulier la santé et l'éducation de cette population.

Nous définissons la **transition d'un système énergétique territorial** comme un processus de transformation de ce système, où la stabilisation de la demande s'accompagne d'un remplacement progressif de la production fossile par la production renouvelable décentralisée (cf. § 5.3.1). Ainsi, la transition, dans notre définition, se réalise à la fois au niveau du système territorial (ressource et demande) et du système énergétique (décentralisation du système) :

- Nous avons vu que, face aux problèmes énergétiques, environnementaux et climatiques que pose l'utilisation des ressources fossiles, la substitution de ces dernières par des ressources renouvelables est nécessaire. Nous détaillerons les caractéristiques intermittentes de ces ressources renouvelables au § 5.2.
- Les chapitres précédents (cf. § 4.2, § 4.3.3) montrent qu'une croissance soutenue de la demande sur le long terme n'est ni réaliste, ni viable. La transition énergétique se traduit, au niveau de la demande, par un ralentissement progressif du taux de croissance, ce qui amène à sa stabilisation. Sans une stabilisation de la demande, l'augmentation de la production renouvelable ne pourrait pas, comme nous le montrerons plus tard dans les scénarios pour La Réunion, faire baisser la production fossile, en proportion ou en valeur absolue.

- Les caractéristiques intermittentes et dispersées de ces nouvelles ressources (éolienne, solaire) impliquent une adaptation du système électrique, qui se réalise par le passage de quelques grosses centrales qui assurent la principale fourniture pour la demande, à un moyen de production fondamentalement plus distribué, constitué d'une myriade de petits producteurs locaux et intermittents (comme les panneaux photovoltaïques) dont l'ensemble de production assure la principale fourniture pour la demande ; et par le passage d'un contrôle centralisé (le dispatching) à un contrôle auto-organisé de ces petits producteurs. On présentera cette décentralisation et les adaptations du réseau aux moyens décentralisés de production dans le § 5.3 de la thèse.

Cette transition nous paraît être une des possibilités d'évolution du système. On peut penser que cette transition viendra à la fois du développement des sociétés (démographie, performance énergétique des appareils, isolation des bâtiments, etc.), et de la perspective de l'épuisement des ressources dans un territoire dont on perçoit mieux les limites et sa dégradation due aux activités humaines.

La notion de transition sous-entend un processus progressif. Il diffère d'une évolution « au fil de l'eau » où les tendances actuelles se poursuivent. Il s'oppose aussi à une mutation, à une rupture ou une bifurcation du système, qui sont des processus rapides : une amélioration (p. ex. découverte d'une nouvelle source énergétique) ou une crise soudaine et fondamentale du système.

Le système énergétique territorial étant fondé sur le couplage structural de deux systèmes, s'il y a une résistance trop grande au changement d'une des parties (ou des deux), la transition risque d'échouer. Le changement dans le territoire doit être suivi d'un changement assez rapide au niveau du système énergétique (cf. § 5.3, § 5.4). En effet, cette décentralisation entrainera une déstabilisation plus ou moins grave de la structure traditionnellement centralisée du réseau, mais aussi de son fonctionnement, à travers la difficulté de réguler une production de plus en plus distribuée et désynchronisée de la consommation (cf. § 5.3.2). Réciproquement, sur le long terme, cette transition suppose aussi une adaptation du système territorial face à l'évolution structurelle du système électrique (cf. § 5.4, § 5.5).

## **5.2. L'intermittence des productions renouvelables**

Les énergies renouvelables sont une alternative aux énergies fossiles. Cependant, contrairement au pétrole qui s'est imposé par sa commodité d'utilisation et par son très faible

coût, certaines énergies renouvelables – solaire, éolienne, etc. — ne sont pas aussi commodes à utiliser, car l'énergie délivrée dépend de la météo, donc la disponibilité de la ressource est incontrôlable et difficilement prévisible de manière assez exacte et bien en avance. On parle de l'intermittence des énergies renouvelables.

Lorsqu'on veut évaluer l'intermittence et son impact sur un système électrique par une simulation qui modélise correctement ce processus, il y a deux aspects à prendre en compte : la **dynamique de la variation** et la **compensation de la variation**.

La dynamique de la variation se manifeste dans le temps par la rapidité du changement et par l'amplitude de variation de la grandeur mesurée. Elle se manifeste aussi dans l'espace par la variabilité spatiale de la disponibilité de la ressource à un instant donné. Le type d'énergie, le climat local sous lequel une installation est placée et les paramètres techniques de l'installation qui capte l'énergie de cette ressource (hauteur d'éolienne, matériaux et angle de panneau photovoltaïque), sont des facteurs qui déterminent les caractéristiques de ce processus intermittent traduisant le flux d'énergie captée.

La compensation de la variation se réalise de trois manières : par la compensation spatiale (par l'interconnexion), temporelle (par le stockage), et modale (par la diversité des sources).

- La compensation spatiale est envisageable si le système a une étendue assez vaste, et qu'il se caractérise par une non-synchronicité. La mise en réseau des productions locales permet alors, à chaque instant, de faire la moyenne spatiale des productions locales, donnant un processus moyen de production plus stable que chacun des processus locaux. Pour le photovoltaïque, l'effet de lissage est le mieux observé dans un temps où l'insolation solaire varie beaucoup - un ciel partiellement couvert par exemple. La dispersion géographique favorise cette compensation spatiale, ainsi l'intermittence moyenne tend à se réduire lorsque le système capte sur un plus grand territoire.
- La compensation temporelle, en décalant dans le temps la mise à disposition de l'énergie produite, permet de remédier au fait que le processus de production de l'énergie renouvelable n'est pas synchronisé avec celui de la consommation. Le stockage massif permettrait de resynchroniser l'offre et la demande, permettant ainsi de se passer d'autant de productions fossiles qui jouent ce rôle. De gros progrès restent à faire dans ce domaine.
- La compensation modale est le résultat d'une certaine mixité des modes de production énergétique, entre diverses sources intermittentes non contrôlables, et des sources

d'énergie parfaitement contrôlables capables de compenser ces dernières, dans le but de répondre à la demande.

Parmi ces compensation, la compensation temporelle par stockage mérite d'être soulignée. Elle est cruciale pour renforcer le réseau électrique face à une injection dans le réseau de plus en plus importante de la production à partir des ressources intermittentes. Ainsi, quand il y a un surplus de production intermittente, on devrait pouvoir le stocker. Quand il y a un nuage qui passe, ou un moment de calme où le vent ne souffle pas, on décharge le stockage, de manière à lisser la courbe de puissance injectée au réseau et compenser finalement cette fluctuation rapide de production.

Le stockage est traditionnellement utilisé pour stocker l'électricité bon marché, produite à des moments de faible demande, et l'utiliser à des moments de forte demande où la production directe devient trop chère ou indisponible. En fonction des applications, nous distinguons deux types de stockage. Le stockage type puissance doit pouvoir fournir une puissance assez élevée, sous peine d'un temps d'utilisation relativement court. Ce genre de stockage est souvent appelé à être activé dans un délai de temps court, pour contrôler la qualité du réseau, ou pour relayer une puissance temporairement insuffisante (*bridging power*). Le stockage type énergie permet de délivrer une grande quantité d'énergie dans une période relativement longue à une relativement faible puissance.

Parmi les technologies utilisées, les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) sont de loin la meilleure option pour les deux types de stockage (énergie et puissance). Celles-ci pompent l'eau en aval d'un barrage aux heures creuses pour la remonter afin de restituer le stock d'eau dans le barrage. Dans les heures de pointe cette eau pourra être relâchée pour produire de l'électricité. Cette méthode n'est ni chère, ni dangereuse. De plus, le cycle de charge/décharge est quasiment sans limite. Le rendement énergétique (rapport entre électricité consommée et électricité produite) est de l'ordre de 80 %. Néanmoins, elle est contrainte par la disponibilité des ressources en eau.

Le stockage par batteries d'accumulateur est plus souple, utilisable sur tous les terrains mais s'applique à des quantités beaucoup plus faibles. Différents types de batteries peuvent être comparés selon la durée, la puissance, le coût et le volume. Selon *Electricity Storage Association* (ESA) et Sabonnadière (Sabonnadière 2006), la batterie de sodium-soufre (NaS) est la seule gamme de batterie capable de satisfaire la demande en termes de puissance et d'énergie. Sa densité d'énergie volumétrique est élevée (107 Wh/kg) avec un haut rendement

énergétique. En revanche, sa fabrication est onéreuse et elle doit être manipulée avec précautions, à cause de la très haute température (350 °C). Dans le monde, le stockage par batteries NaS est de 300 MW, dont 270 MW au Japon (Collectif 2011c). A La Réunion, dans la commune de Saint-André, un site d'expérimentation NaS a été mis en service fin novembre 2009. Elle permet de restituer une puissance de 1 MW pendant sept heures.

Le stockage de l'énergie électrique constitue un sujet majeur de recherche et de développement. On cherche non seulement à améliorer le rendement des batteries d'accumulateurs, mais aussi à explorer de nouvelles pistes, comme l'air comprimé, le chauffage de fluides à haute température, etc. Ces dernières années, la recherche sur le stockage s'oriente plutôt vers les piles à combustible (cf. Figure 14), notamment la pile à hydrogène. Duic (Duic and Carvalho 2004) montre que dans les régions éloignées ou isolées, comme l'île de Porto Santo, l'hydrogène peut être la meilleure solution de stockage si les STEP ne sont pas disponibles. Un site de démonstration couplée avec des éoliennes a été monté à Norvège sur l'île d'Utsira (Ulleberg, Nakken and Ete 2010). L'énergie stockée dans ces piles peut également être utilisée dans le transport avec les véhicules à hydrogène. Cependant, certains auteurs pensent que des investissements dans ce domaine sont pour l'essentiel des spéculations qui n'aboutiront pas à grande chose (Bell, MacGowan and Grumberg 2007). Relèvera-t-on le grand défi industriel du stockage de l'électricité, tellement cher et inefficace aujourd'hui, qui freine la promotion de la production d'électricité intermittente ?

Nous venons d'évoquer la compensation de la variation par le stockage. La production thermique à partir de combustibles fossiles n'est pas contrainte par la dynamique de la variation de ces ressources. En revanche, la production électrique basée sur des ressources intermittentes dépend de leurs disponibilités, déterminées par les variations météorologiques locales, à la fois saisonnières, journalières et horaires. Ainsi, la simulation de la production électrique d'un tel système passe par une simulation des données météorologiques dans l'espace et dans le temps.

De manière générale, un paramètre météorologique peut être simulé par tirage aléatoire selon la loi de probabilité qui est vérifiée pour ce paramètre. Si chaque point est simulé indépendamment des autres, cette méthode ne peut pas tenir compte de l'autocorrélation spatiale et temporelle d'un phénomène météorologique. La prise en compte de l'autocorrélation spatiale doit passer par une sophistication du modèle, qui permet par

exemple de simuler les vitesses du vent de manière simultanée sur plusieurs sites (Schlueter *et al.* 1984).

En revanche, dans certains simulateurs météorologiques, un phénomène météorologique qui se passe dans un espace étendu est simulé de manière trop synchronisée pour être réaliste. Par exemple, dans le simulateur METEONORM (METEONORM 2010), lorsqu'il y a un pic de vitesse du vent à Lyon à 15h00, il y a un pic de vitesse partout en France exactement à 15h00.... De plus, avec METEONORM, les données simulées et exportées sont identiques quel que soit le nombre de simulations effectuées : c'est un modèle déterministe.

Certains simulateurs peuvent simuler l'enchaînement des événements météorologiques, d'abord en classifiant les données statistiques en classes selon une certaine typologie, ensuite en analysant les possibilités de transition (p. ex. avec une chaîne Markov) entre ces classes prédéfinies. Ces possibilités peuvent être exprimées sous forme d'une matrice. Un modèle de simulation solaire développé par EIFER est basé sur ce principe (Soubdhan *et al.* 2008).

Les trois approches ci-dessus se focalisent toutes sur la simulation d'un seul paramètre météorologique (rayonnement, vent, précipitation, température, humidité, etc.), et elles ne peuvent pas simuler les interactions et rétroactions entre les paramètres météorologiques, du fait qu'elles les analysent un par un plutôt qu'ensemble. Cependant, une simulation réaliste devrait pouvoir fournir les données non seulement statistiquement correctes si l'on les analyse paramètre par paramètre, mais logiquement plausibles si l'on observe l'ensemble des données avec tous les paramètres. A La Réunion, certains auteurs proposent une méthode de simulation par la classification de cinq paramètres météorologiques (David *et al.* 2010). Une fois que les typologies météorologiques sont obtenues, leurs transitions mensuelles peuvent être analysées. De cette façon, la simulation des cinq paramètres météorologiques devient un processus inséparable et le résultat garantira à la fois les justes profils statistiques des paramètres météorologiques et l'harmonie entre ces paramètres météorologiques. Néanmoins cette approche reste compliquée et la corrélation spatiale est difficile à prendre en compte dans ce cas.

La prévision peut résulter d'une simulation. Intégrer les prévisions de production d'énergies intermittentes dans le système électrique permet de diminuer le niveau de contrainte d'autres types de production. On peut prévoir selon plusieurs échéances dont chacune a un objectif précis. À court terme, entre 10 minutes et une heure en avance, pour ajuster la production par rapport à la demande ; à moyen terme, de quelques jours à plusieurs

mois en avance, permettent de programmer les maintenances des centrales au moment où la demande est moindre. Pour les systèmes où les ressources disponibles sont assez limitées, les prévisions saisonnières, voire même sur plusieurs années, peuvent être nécessaires afin de calculer le rabatement du stock tel que l'hydro-énergie stockée dans des réservoirs.

Les prévisions pour les productions intermittentes aléatoires comme le photovoltaïque et l'éolienne, mais aussi pour les consommations, sont indispensables dans un système électrique territorial ingérant un pourcentage assez important d'énergies intermittentes. S'il n'y a pas du tout de prédiction ou si l'intermittence n'est pas du tout prévisible, beaucoup plus de réserves doivent être mobilisées en avance afin de préparer le système aux situations les plus pessimistes (zéro production de la part des énergies intermittentes intervient au moment du pic de consommation), ce qui est évidemment très coûteux. Une prévision assez précise permet de préparer le système face à une consommation fluctuante et une production intermittente.

Parmi les prévisions météorologiques, de loin c'est la prévision du vent qui est la plus étudiée. Une prévision de production trop à la hausse intervenant à une prévision de charge trop à la baisse peut créer des dangers pour le système : le soir du 26 février 2008 au Texas, une chute de production éolienne est arrivée 2 heures trop tôt et trop vite (8 MW/min, au lieu d'être 5 MW/min) que prévu, en même temps le pic du soir a grimpé 25 minutes plus tôt. L'impact de ces événements est tellement grand que pour sauver le système électrique d'un blackout total, le plan d'urgence a dû faire délester 1 150 MW de charge pendant 20 minutes (Ela and Kirby 2008).

Tout comme les simulations en général, les prévisions peuvent également se faire en ne considérant que le paramètre météorologique en question à prévoir, on appelle cela une approche statistique de prévision. Avec cette approche, certains utilisent seulement des données historiques du vent d'un site donné, avec lesquelles les modèles ARMA (*autoregressive moving average*) peuvent être construits (Milligan, Schwartz and Wan 2003, Box, Jenkins and Reinsel Revised ed. 1994); d'autres exploitent la corrélation spatiale de ce paramètre, en prévoyant par exemple la vitesse du vent d'un site avec la vitesse du vent des sites en amont (Schlueter and G. Sigari 1986).

Une autre approche est celle des systèmes de « prévision numérique du temps » (PNT) qui produisent une représentation la plus exacte possible de l'état présent et futur de l'atmosphère. Ces systèmes modélisent ou simulent approximativement les mouvements atmosphériques et

leur influence sur l'ensemble des paramètres météorologiques, en s'appuyant sur les lois physiques et naturelles (Lange *et al.* 2008, Fox *et al.* 2007). A ce titre, La Réunion dispose d'un modèle climatique régional d'une résolution de l'ordre de dizaine de kilomètre, appelé RegCM, Regional Climate Model.

Tout le monde n'a pas les moyens techniques et informatiques de faire une prévision avec des modèles compliqués, cependant il existe des méthodes de prévision basées sur un minimum de données réelles et des techniques simples. Par exemple, connaissant le rayonnement solaire observé à l'instant  $t$ , noté  $S_O(t)$ , l'estimation du rayonnement solaire  $S_O'$  à l'instant  $t+I$ , peut être donnée par  $S_O'(t+I) = S_T(t+I) * (S_O(t) / S_T(t))$ , où  $S_T$  est le rayonnement solaire théorique.

En ce qui concerne la précision de la prévision, elle se dégrade à mesure que l'échéance de la prévision augmente, et s'améliore à mesure que l'espace de la prévision s'étend (effet de lissage spatial). Les erreurs peuvent se mesurer en erreur absolue moyenne, en erreur quadratique moyenne, ou en coefficient de corrélation, etc. Pour la prévision de la vitesse du vent, le rapport EWEA (EWEA 2009) montre une erreur absolue moyenne autour de 6 % à 7 % à une heure d'avance sur un site en Finlande, et l'erreur serait moindre (5 %) sur 4 sites étendus à plusieurs centaines de kilomètre.

Malgré leurs intermittences, un avantage de ces ressources est que la production d'électricité qui en découle, est à la portée de chacun, avec une petite éolienne dans le jardin, des panneaux photovoltaïques sur les toitures, etc. De ce fait, même si les unités d'installation sont petites, l'électricité peut être produite là où les foyers de consommation (notamment résidentielle et tertiaire) se trouvent. Quels sont alors les avantages et les inconvénients de ce mode de production par rapport à une production « centralisée » dans des centrales d'une puissance élevée, souvent éloignées des foyers de consommation (villes, mégapoles), et doit être transportée sur de grandes distances ? Quelle est le poids actuel, le rapport de force, entre la production centralisée et décentralisée ? Quel va être l'aboutissement de cette décentralisation ?

### **5.3. Vers une production décentralisée ?**

#### **5.3.1. Les moyens décentralisés de production**

Les énergies fossiles, que ce soit dans le gisement, dans l'exploitation ou dans la mise en valeur par la production électrique, ont toujours un caractère centralisé. La concentration du

gisement est due au fait qu'elles sont une ressource de « dépôt » dont la formation et la concentration durent des millions d'années. Des gisements d'hydrocarbure situés à quelques dizaines de mètres de profondeur étant déjà exploités, ceux qui sont plus en profondeur nécessitent la mobilisation des investissements de plus en plus considérables pour les extraire. Les économies d'échelle des générateurs thermiques conventionnels font que le coût par kWh produit est plus avantageux pour une grande centrale qu'une centrale de faible puissance (Mayer 2000).

En revanche, les énergies renouvelables sont des énergies pour lesquelles la période du cycle de formation est relativement courte ou quasiment nulle. L'hydraulique de barrage utilise le stockage d'eau de quelques années (voire des décennies) à travers le cycle de l'eau, et le débit d'eau possible est fonction des conditions géologiques, de la saison et de la pluviométrie. Les centrales de biomasse exploitent l'énergie stockée dans des plantes, ceci allant d'une saison à plusieurs années. S'il n'y a pas de vent, il n'y a pas de l'énergie éolienne. S'il n'y a pas de soleil, la production photovoltaïque s'arrête.

Ainsi ce sont les conditions naturelles et géologiques qui déterminent la puissance d'une installation, et au-delà desquelles les ressources ne sont tout simplement pas disponibles. Un « pico-hydraulique » est d'une puissance de moins de 20 kW selon la norme française, tandis que le barrage des Trois Gorges a une puissance de 18 200 MW, c'est-à-dire plus grande qu'une tranche nucléaire. Une énergie géothermique à haute température peut alimenter la consommation électrique d'une centaine, voire des milliers de foyers, mais une géothermie à basse température récupérable par un ménage peut seulement servir au chauffage de la maison.

De par la concentration énergétique moindre des énergies renouvelables qui sont sous forme de « flux » et non pas de « dépôt », il faut compter un espace beaucoup plus vaste pour produire autant d'électricité renouvelable ou de biocarburant. En Suède, le plus grand parc éolien d'Europe en construction devrait produire chaque année entre 8 et 12 TWh d'électricité, soit l'équivalent d'environ un tiers de la production électrique de la centrale nucléaire de Paluel (34,4 TWh en 2006) (Touchkov 2009). Avec 1 101 éoliennes s'étendant sur 450 km<sup>2</sup>, ce parc occuperait un quatorzième de la superficie de la Seine-Maritime ou un sixième de celle de La Réunion.

Les mobilisations d'investissements pour produire une énergie par des ressources renouvelables sont à la portée des individus. Installer un panneau photovoltaïque sur son toit

coûte quelques milliers d'euros, et une petite éolienne montée par soi-même dans son jardin coûte encore moins. Le chauffe-eau solaire moderne est tellement bon marché qu'il s'est popularisé depuis trente ans, même dans les pays en développement ayant une insolation moyenne.

Un espace étendu et un coût de production abordable par des ménages signifient que l'on peut produire de l'énergie chez soi ou tout près, même si la production « maison » est minuscule. Une **production décentralisée d'électricité** est définie par WADE comme une production d'électricité proche de points de consommations, quelques soient la taille, la source et de la technologie, et que cette production soit raccordée au réseau ou non<sup>19</sup>, prévoyant que sa mise en valeur puisse se substituer à une part ou à la totalité de l'énergie transportée sur de longues distances (WADE and ICEED 2009). Dans le cas où une telle production est raccordée au réseau, elle est en général raccordée vers la périphérie des réseaux électriques radiaux. Différents auteurs résument les avantages possibles d'une production décentralisée (Sabonnadière 2007c, Marcus 1981) :

- une baisse des coûts énergétiques liés au transport et à la distribution est possible ;
- l'acceptabilité de la population locale d'une telle installation est souvent bonne en raison de sa participation au projet ;
- les sites géographiques pour les petits générateurs se trouvent plus facilement ;
- les moyens décentralisés de production raccourcissent les temps d'installation ;
- les nouvelles technologies sont plus propres et plus silencieuses ;
- les technologies modernes que nécessite une production décentralisée évoluent plus vite en raison de leur petite taille, par rapport aux technologies lourdes d'une production centralisée ;
- la cogénération, une des formes de GED la plus répandue, améliore le rendement énergétique de l'installation ;
- la complexité et l'étendue d'une usine de grande taille rendent celle-ci vulnérable aux avaries ;
- une grande centrale qui tombe en panne fait perdre une production importante au système, ce qui a des conséquences beaucoup plus graves que s'il s'agissait d'une installation photovoltaïque individuelle montée sur un toit.

---

<sup>19</sup> "Electricity production at or near the point of use, irrespective of size, technology or fuel used — both off-grid and on-grid."

Un argument plutôt philosophique en faveur d'une production décentralisée mérite d'être souligné. Une production énergétique décentralisée permet aux individus d'avoir une plus grande liberté sur leur propre sort - on parle d'« autodétermination individuelle » - alors que tout système centralisé a tendance à concentrer le pouvoir politique et économique en peu d'organisations et de personnes. La voie de l'« énergie douce » (*soft energy*), dont Amory Bloch Lovins est le pionnier et un fervent préconisateur, est donc motivée par une philosophie plutôt que par d'autres facteurs socio-écolo-énergétiques. Pour lui, même si l'énergie nucléaire était une énergie propre, économique, qui ne présente aucun danger écologique, elle resterait peu attractive en raison du type d'économie dans lequel elle veut nous enfermer (Lovins 1976, Lovins 1977).

Cependant, de par leurs natures intermittentes et instables, l'intégration massive de ces énergies finirait par créer des lacunes ou des inadéquations entre la production d'énergie et les besoins. Un tel scénario pourrait conduire, paradoxalement, à une diminution conséquente de l'autodétermination individuelle, et à une augmentation de la dépendance vis-à-vis d'un contrôle centralisé d'énergie, à travers un réseau « intelligent » par exemple.

### **5.3.2. Les changements dans le réseau**

Le changement de ressources dans le système territorial, et le changement de moyen de production qui en résulte, exerce une double tension sur le système électrique, à la fois en termes de structure physique et de contrôle du réseau de distribution, qui risque d'être de plus en plus instable. En effet, les infrastructures électriques actuelles, parfaitement adaptées à une production centralisée et dont la puissance est parfaitement contrôlable, ont en revanche une adaptabilité limitée face aux technologies de production distribuée et intermittente, surtout en l'absence de moyens performants de stockage.

Le réseau électrique est traditionnellement exploité de manière hiérarchisée. Le réseau de transport est une structure bouclée ou maillée, tandis que celui de distribution est en général arborescent. Ce réseau arborescent n'est pas destiné à recevoir une production locale, même d'une faible puissance. De plus, certains gisements énergétiques (p. ex. éoliens) se trouvent dans les zones rurales où la capacité du réseau est beaucoup plus faible que dans les zones urbaines. Des phénomènes de congestion peuvent apparaître non seulement sur le niveau de tension auquel une production est raccordée, mais également sur les niveaux de tension supérieurs (Sabonnadière 2007a). Il est donc indispensable d'apporter des modifications à la

structure du réseau pour pouvoir accueillir les flux d'énergie générés par ces moyens décentralisés de production.

Ces productions décentralisées intermittentes ne faisant l'objet d'aucune télécommande ni contrôle centralisé, il devient difficile au gestionnaire de réseau de distribution de contrôler la tension, les surcharges, la protection, etc. Le principal problème de sécurité occasionné par les productions intégrées directement à ce niveau est le risque de fonctionnement en îlot (Sabonnadière 2007a, Foster *et al.* 2009, Şen 2008). C'est un danger tant pour la sécurité des personnes que pour la protection des appareils. Cette situation peut apparaître lorsqu'une partie du réseau est coupée automatiquement du reste par un accident ou manuellement (p. ex. quand l'opérateur veut y effectuer des réparations) et que les petits fournisseurs d'énergie locaux tentent d'alimenter à eux-seuls la charge totale de cette partie du réseau coupé.

Face aux défis d'intégrer la production décentralisée dans le système électrique, notamment les exigences de qualité de fourniture, il est alors nécessaire d'entreprendre une mise à niveau du réseau à la fois dans sa structure et dans son fonctionnement, entre autres pour le réseau de distribution. Les quatre éléments suivants peuvent caractériser les qualités que l'on attend des réseaux sont (Hadjsaïd 2010) :

- accessibles : les réseaux devront accueillir tous les productions que l'on attend de s'y raccorder ;
- économiques : l'accent sera mis sur une exploitation tirant le meilleur parti de l'infrastructure permettant des coûts optimisés au bénéfice de tous les utilisateurs ;
- flexibles : la redondance des chemins sera augmentée par rapport à la construction de nouveaux ouvrages afin d'optimiser l'efficacité énergétique des chemins existants. Cela permet d'optimiser la réaction du réseau aux diverses perturbations qui l'affecte dans les conditions de sécurité, d'économie et de respect de l'environnement ;
- fiables : afin d'assurer et d'augmenter la sécurité et la qualité de fourniture.

Une profonde évolution dans les contrôles du système est possible, grâce aux avancées technologiques numériques, et aux outils modernes de contrôle-commande et de gestion (Hadjsaïd 2010). L'énergie serait fournie par un réseau intelligent (*Smart Grid*), avec un système de moniteur (on parle alors de « centrales électriques virtuelles » (*Virtual Power Plant*)), qui gèrerait non seulement la production (centralisée ou non), le transport et la distribution d'énergie, mais aussi la consommation des individus pour l'adapter à la production (comme nous le verrons dans le § 5.4.4). Les questions sont ouvertes pour savoir

si un contrôle centralisé, plus « intelligent » et plus performant peut toujours fonctionner, ou au-delà de quel niveau de d'irrégularité cette production devient alors impossible à contrôler de manière centralisée. Peut-elle alors s'autoréguler ? Et dans quelles conditions ?

Dans les années 1990 aux Etats-Unis et dans certains pays d'Europe, la libéralisation du marché de l'électricité a eu pour objectif de créer un marché plus concurrentiel afin d'abaisser le prix de l'électricité payé par le consommateur (Fumagalli, Schiavo and Delestre 2007). Cette ouverture à la concurrence a amené la décomposition verticale des acteurs du système électrique et le morcellement des responsabilités entre les producteurs, les gestionnaires du réseau de transport et les gestionnaires des réseaux de distribution de ces pays. Cependant, la complexité et la nouveauté des applications des énergies renouvelables décentralisées pourraient faire revoir ce modèle libéral. En effet, il importe qu'il y ait régularité et transparence dans la transmission d'information entre le gestionnaire du réseau de transport et celui de distribution, afin que le gestionnaire du réseau de transport puisse gérer les centrales et leur dispatching en fonction de la puissance injectée dans le réseau de distribution par la production décentralisée. Cette transmission d'information est d'autant plus nécessaire que la puissance injectée dans le réseau de distribution est appelée à augmenter dans le futur.

En comparaison avec les productions centralisées d'électricité, les installations décentralisées sont plus nombreuses. En revanche, sur un plan énergétique, les productions « centralisées » restent actuellement dominantes. La relation entre la puissance unitaire et le nombre d'installations, tout type de ressource confondu (fossile, nucléaire, renouvelable), suit en général une loi de puissance, et c'est souvent vrai pour une seule ressource aussi : parmi les 220 barrages et 447 centrales que EDF possède, nous estimons que les 19 plus grands ont à eux seuls plus de 10 GW de puissance installée, soit 40 % de la totalité de la puissance hydraulique installée<sup>20</sup>.

Les tentatives ne manquent pas pour concentrer une production dispersée, telle que l'éolien ou le solaire photovoltaïque, pour adapter cette production au réseau actuel, et profiter des économies d'échelle d'installation et d'infrastructure, etc. Déjà, de nombreux parcs éoliens off-shore ont vu le jour, et l'on imagine même un champ de capteurs photovoltaïques

---

<sup>20</sup> Il y a d'autres compagnies qui ont des barrages et des centrales (p. ex. la Compagnie nationale du Rhône), mais beaucoup moins qu'EDF.

gigantesque dans le désert du Sahara, afin de fournir de l'électricité en Europe<sup>21</sup> ... Néanmoins, quel que soit le niveau de concentration, de par les contraintes physiques des ressources (vitesse du vent, rayonnement solaire reçu par mètre carré), la situation est assez similaire à celle de la première heure de la révolution industrielle, où les premières machines se caractérisaient par leur capacité restreinte, et où une grande entreprise se distinguait surtout d'une petite par sa taille, les équipements étant identiques mais en nombre plus grand (Bairoch 1974).

Ressources	Renouvelable	Décentralisée	Intermittente
Nucléaire	x	x	x
Gaz naturel	x	o	x
Charbon	x	o	x
Pétrole	x	o	x
Cogénération	o	o	x
Hydraulique	•	o	o
Eolien	•	•	•
Energie marémotrice	•	•	o
Solaire photovoltaïqu	•	•	•
Solaire thermique	•	o	•
Géothermie	•	o	x
biomasse	•	o	x

**Tableau 5 : types de ressource et leurs caractéristiques (• : oui, o : peut-être, x : non)**

Compte tenu des caractéristiques des ressources renouvelables, qui sont dispersées dans l'espace et irrégulières dans le temps (cf. Tableau 5), des adéquations du système et de l'avènement de nouvelles technologies de contrôle et de gestion, une production d'électricité décentralisée semble viable et indispensable à long terme.

Dans les pays pauvres et les zones rurales isolées, les énergies décentralisées pourront avoir un avantage économique par rapport à l'énergie transportée à longue distance. Souvent dans ces pays, à densité de population équivalente, la consommation est moindre que dans les pays industrialisés ou émergents<sup>22</sup>. De plus, les infrastructures du réseau sont manquantes ou

<sup>21</sup> Projet « Desertec », porté par la Fondation Desertec et soutenu, entre autres, par une vingtaine d'entreprises allemandes. (Source : <http://www.connaissancedesenergies.org>)

<sup>22</sup> statistiques de consommation annuelle d'énergie par habitant et par pays, selon l'AIE

en mauvais état. Ainsi, il revient moins cher de produire localement, que de financer de nouvelles lignes à haute tension (Allemand 2007).

Les pays émergents ont une croissance de consommation d'énergie spectaculaire (cf. § 4.2.). La pression de la demande est telle que désormais d'énormes quantités d'énergie doivent être transmises, souvent sur de longues distances, à de grandes régions industrielles et des mégapoles pour satisfaire leurs besoins. Ainsi il est urgent d'investir dans une production efficace et dans l'infrastructure du réseau pour satisfaire cette demande. Dans ce contexte, le développement des productions décentralisées modernes, chères et d'un rapport énergétique faible, est souvent relégué au second plan.

Les pays développés connaissent un « retour » de production décentralisée. D'une part, on cherche à diversifier les ressources énergétiques, que ce soit pour des considérations de sécurité énergétique ou environnementale. D'autre part, la croissance de la demande étant moins importante par rapport aux pays émergents, on peut espérer que cette croissance sera absorbée par les énergies renouvelables produites localement, au lieu de mettre en place de nouvelles centrales et de nouvelles lignes de transport. Les infrastructures sont assez développées, et les incitations sous forme de tarifs et de subventions ont été mises en place (cf. § 4.1.2). D'autant plus que l'opinion publique est relativement sensible à la cause environnementale, malgré une attitude de *NIMBY* (« *not in my backyard* », pas dans mon arrière-cour).

La production décentralisée est un changement fondamental du système électrique et constitue une caractéristique importante d'une transition énergétique. D'autres pistes de réflexions relatives aux évolutions possibles des deux sous-systèmes du SET qui améliorent leur couplage méritent aussi d'être analysées.

#### **5.4. Vers un système énergétique mieux couplé au territoire**

Pour économiser de l'énergie tout en gardant le même confort (donc la même quantité d'énergie utile consommée), on peut améliorer le rendement énergétique des équipements de production, du transport et de la distribution de cette énergie, en choisissant les appareils de basse consommation, en rénovant l'habitat, etc. ; mais on peut aussi réexaminer les étapes des conversions énergétiques et choisir les plus adaptées en vue de minimiser les entrées pour une énergie utile donnée.

##### ***5.4.1. L'adéquation de la chaîne énergétique à l'usage***

L'adéquation de la chaîne énergétique à l'usage auquel elle est dédiée est une préoccupation permanente qui doit être source d'économie : dans tous les secteurs on utilise l'énergie la plus « noble » pour la dégrader ensuite. Or, tout changement de forme d'énergie implique une déperdition, et les conversions successives représentent un gaspillage considérable. Utiliser des appareils d'efficacité énergétique plus grande peut considérablement réduire cette déperdition ; cependant le rendement de conversion est avant tout limité par des lois physiques (p. ex. le principe de Carnot). En France, le secteur résidentiel et tertiaire représente une part importante du bilan énergétique (43,3 % en 2008)(SOeS 2009b). 78 % de cette énergie est utilisée essentiellement sous forme de chaleur à basse température : chauffage (62 %), eau chaude sanitaire et cuisson (16 %) (CEREN 2009). Selon les étapes de conversion, la quantité de ressources nécessaire au départ peut varier de manière significative, comme le montre la Figure 16.

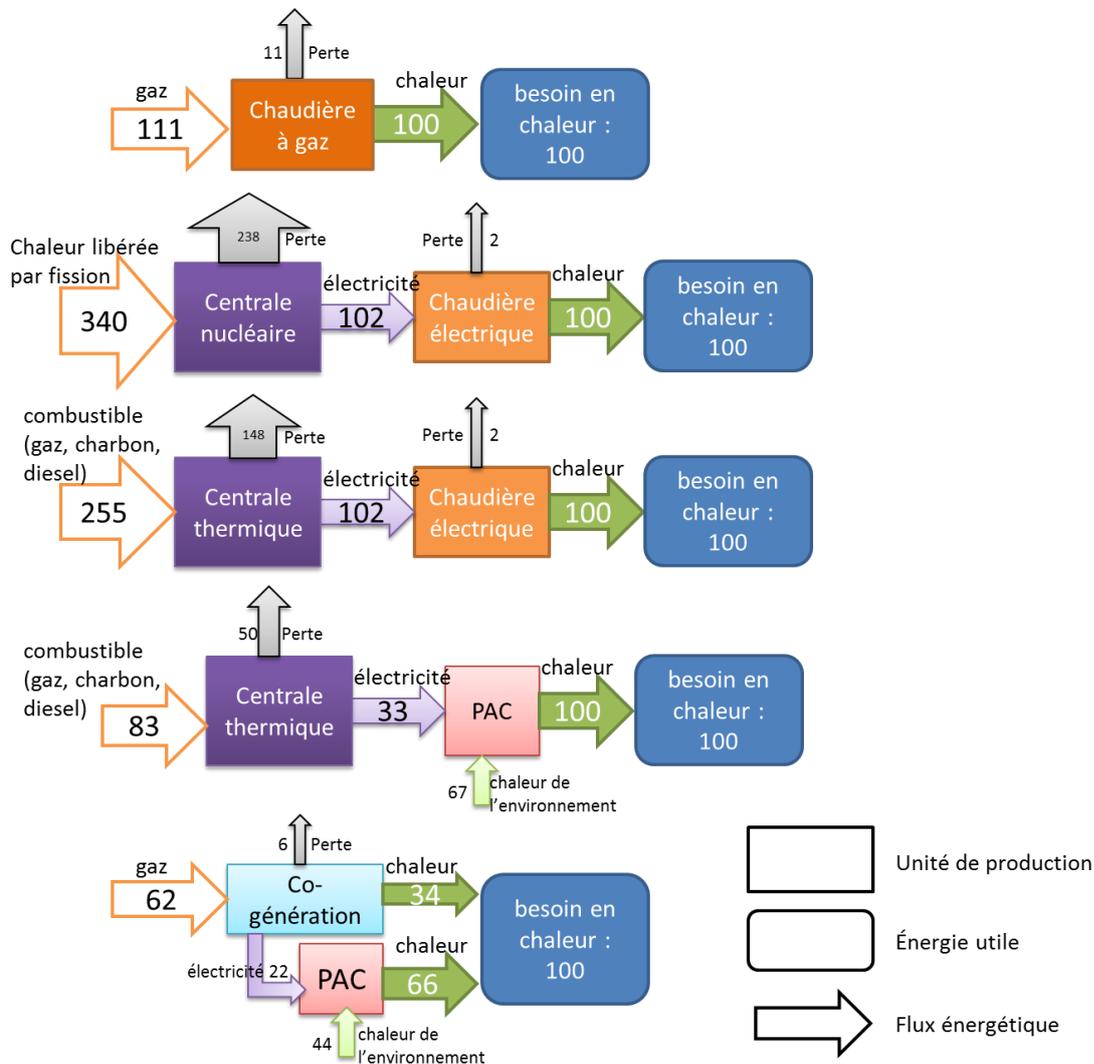


Figure 16 : possibilités pour satisfaire le besoin en chaleur d'un bâtiment, avec une chaudière à gaz, une chaudière électrique, une pompe à chaleur (PAC) et une cogénération couplée avec une PAC

Sur cette figure, le besoin en chaleur est toujours de 100 unités. Si ce besoin est satisfait par une chaudière à gaz qui a un rendement de 90 %, alors il faudra 111 unités d'énergie sous forme de gaz naturel. Si on utilise une chaudière électrique, le rendement sera plus élevé et s'approchera de 100 %, ainsi l'électricité demandée sera de 102 unités. Or si cette électricité est fournie par des centrales thermiques, les combustibles demandés seront de 255 unités, en raison des pertes importantes lors de la conversion thermique-mécanique dans ces centrales. La centrale nucléaire a un rendement de conversion encore plus médiocre (de l'ordre de 30 %). En revanche, si l'on remplace la chaudière électrique par une pompe à chaleur (PAC) d'un coefficient de performance (COP) de 3, alors il ne faudra que 33 unités d'énergie sous forme d'électricité, et cela revient à 83 unités d'énergie sous forme de combustibles dans les centrales thermiques.

L'option la plus économique en combustible sera d'installer une cogénération locale couplée avec une PAC. La chaleur produite par cette cogénération (34 unités) sera directement injectée dans le bâtiment, tandis que l'électricité produite (22 unités) sert à alimenter la PAC, qui à son tour fournira 66 de chaleur. Le combustible de départ consommé sera donc seulement de 62 unités.

Bien entendu, pour obtenir de la chaleur, on pourrait aussi se passer complètement des énergies fossiles, en utilisant un chauffe-eau solaire ou un chauffage géothermique...

#### **5.4.2. L'écologie industrielle**

Incité par le rapport Brundtland de 1987 prônant le concept de développement durable, l'écologie industrielle marque son début officiel avec la publication d'un article en 1989, intitulé « *Strategies for Manufacturing* »<sup>23</sup>. Dans ce dernier, les auteurs argumentaient qu'il était dans l'intérêt de l'industrie de se réorganiser, à ce que le rejet de l'une devienne une entrée utile pour l'autre (Frosch and Gallopoulos 1989). **L'écologie industrielle** peut être définie comme une communauté d'entreprises, profitant de la proximité géographique de localisation, coopérant les unes avec les autres pour une utilisation efficace des ressources (information, matériaux, énergie, infrastructures, et habitat naturel), conduisant à des gains économiques, l'amélioration de la qualité de l'environnement et l'amélioration équitable des ressources humaines pour les entreprises et la communauté locale (Frosch and Gallopoulos 1989, PCSD 1996).

---

<sup>23</sup> en français « Stratégies pour la fabrication »

Le « cœur » de l'écologie industrielle est caractérisé par des coopérations inter-entreprises, en transformant des processus industriels linéaires d'une industrie fermée sur soi, en des processus bouclés entre les industries, engageant ainsi des secteurs traditionnellement séparés à coopérer ensemble. La proximité facilite les liaisons énergétiques (la chaleur ou la vapeur ne peuvent pas être transportées sur de grandes distances, du fait des pertes énergétiques importantes occasionnées par leur transport), économiques (un coût plus bas de transport), et sociales (les entreprises ont plus de facilité à communiquer de façon informelle). L'exemple le plus connu se trouve dans la ville de Kalundborg, au Danemark (cf. Figure 17) (Nahapetian 2002, Adoue 2004, Harrison 2001). Fonctionnant depuis 30 ans, l'expérience offre une nouvelle perspective de la fermeture des boucles matérielles et de nouvelles façons de minimiser l'impact environnemental du complexe industriel.

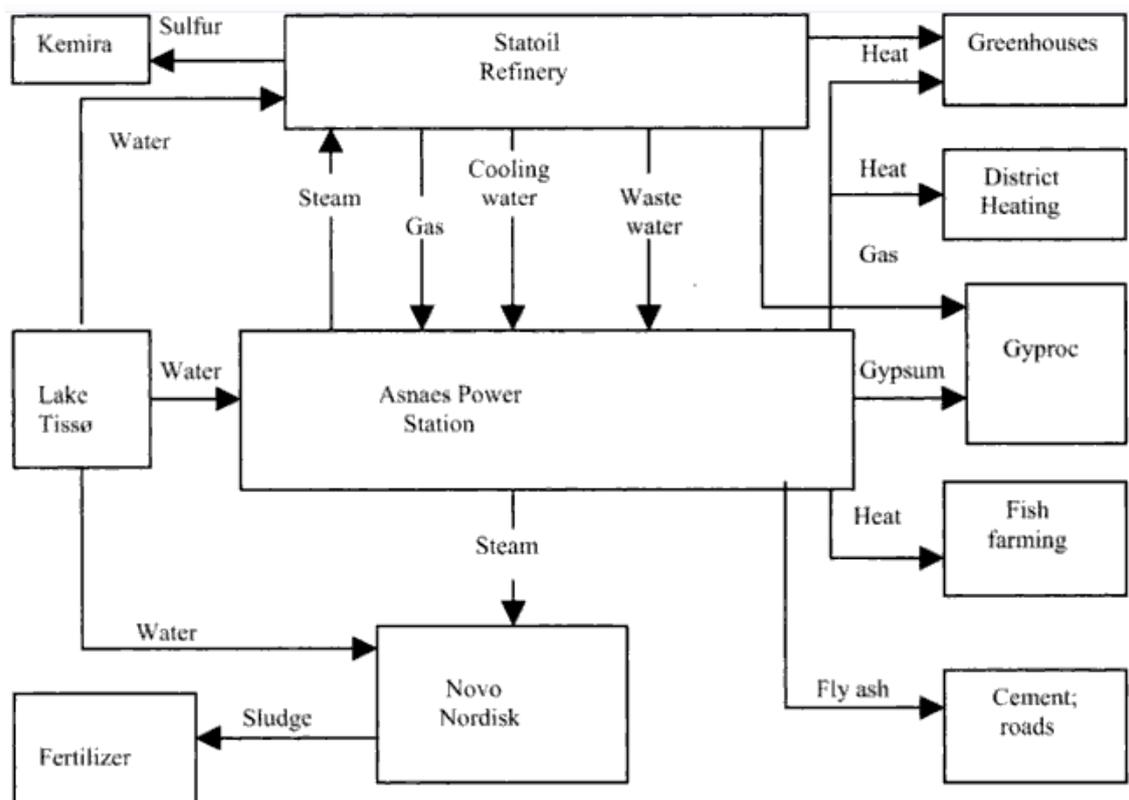


Figure 17 : écologie industrielle dans la ville de Kalundborg (Harrison 2001)

Le cas de Kalundborg reste particulier, s'inscrit dans un milieu relativement fermé où tout le monde se connaît, se fait confiance et dépend de son prochain. Dans un environnement plus ouvert, plus dynamique, les entreprises qui cherchent la sûreté et la rapidité n'ont pas du tout intérêt à être trop dépendantes des autres. D'ailleurs, le coût économique de ces opérations, les coûts de transaction impliqués par la gestion des relations entre entreprises, pourraient être élevés. Le statut juridique de nombreux sous-produits pourrait poser des problèmes aussi : «

l'affaire de la vache folle, avec les dérives dans la fabrication et l'usage des farines animales, ou encore les problèmes soulevés par le recyclage des boues d'épuration dans l'alimentation animale, rappellent que ces contraintes ne relèvent pas seulement de la lourdeur bureaucratique » (Nahapetian 2002). Cependant, la législation pourrait être dans certains cas le moteur de développement de ce type d'industrie (p. ex. recyclage de plastique) ; et dans les pays industrialisés, les facteurs économiques et réglementaires sont considérés comme les principaux moteurs de symbioses industrielles (CECP 2007). Avec toutes ces contraintes techniques, économiques, sociales et législatives, certains auteurs pensent que les mesures écologiques bénignes pour l'environnement seraient plus faciles à intégrer en créant un parc industriel où tout pourrait être planifié à l'avance, plutôt qu'en utilisant un parc industriel déjà existant (Nahapetian 2002, Yang and Lay 2004) ; d'ailleurs, aux Etats-Unis, 4 parcs éco-industriels ont bien été lancés dans les années 90, sous l'impulsion du Conseil pour le développement durable mis en place par le vice-président Al Gore en 1994 : à Baltimore (dans le Maryland), à Cape Charles (en Virginie), à Brownsville (au Texas) et à Chattonooga (dans le Tennessee) (Gibbs and Deutz 2005)<sup>24</sup>. Au Canada, il existe aussi une dizaine de projets, dont le plus célèbre est celui de Burnside à Halifax<sup>25</sup>. Le port de Rotterdam (Pierrard 2011) (dont la construction a débuté en 2000) auquel participent Exxon et Akzo Nobel, est l'un des projets à succès.

Dans les endroits où les plantations de canne à sucre occupent une place importante dans l'agriculture et dans l'économie locale, on associe souvent la production de sucre à celle d'électricité, de fuel (éthanol), de chaleur et/ou de papier, comme nous allons voir pour le cas de La Réunion (cf. § 10.1.2).

Certains auteurs mettent en garde quant à un élargissement de ce concept en un terme trop vaste et d'une ambiguïté dépourvue de sens pour de nombreux arguments différents, comme la prévention de la pollution, le recyclage, la participation de la communauté (O'Rourke, Connelly and Koshland 1996) (Chertow 2000). Ces aspects doivent être pris en compte dans l'élaboration et dans le fonctionnement d'un projet de l'écologie industrielle, mais ne sont pas son aspect essentiel.

---

<sup>24</sup> L'auteur souligne d'ailleurs qu'au moment où l'article a été écrit (2003- 2004), seulement celui de Cape est en marche, mais que son futur est en question.

<sup>25</sup> [http://www.apreis.org/ecologie %20industrielle.php](http://www.apreis.org/ecologie%20industrielle.php)

Le principe d'écologie ne concerne que l'industrie et les complexes industriels. La consommation industrielle représente 25 % de la consommation totale finale énergétique en France. 10 % de la consommation industrielle est sous forme de produits pétroliers. En revanche, les transports représentent 32 % de cette consommation, dont 93 % sous forme de produits pétroliers. Comment le système électrique peut-il alléger le besoin en pétrole dans ce secteur, voire créer un bénéfice mutuel, par exemple avec la technologie « *Vehicle-to-Grid* » (V2G) ?

#### **5.4.3. Décloisonnement des usages : exemple V2G (vehicle to grid)**

Le principe est simple : lorsqu'elles sont en stationnement, les voitures électriques peuvent fournir de l'électricité au réseau (ou à la maison directement), et durant les heures creuses le réseau (ou une production locale) recharge de l'électricité dans les voitures. Il y a trois types de véhicules électriques : pile à combustible (p. ex. hydrogène), qui produit l'électricité à bord ; batterie à rechargement, qui est rechargée ultérieurement ; et enfin, hybride et plug-in hybride, qui peut être rechargé soit sur le réseau électrique, soit avec l'essence. Ce principe est applicable sur un véhicule électrique type batterie et plug-in hybride.

L'électricité fournie par une voiture électrique ne peut pas être une énergie de base car le kWh produit est trop cher et il n'y a pas assez d'énergie en stock ; néanmoins elle a beaucoup plus de valeur en tant qu'énergie de régulation, de réserve synchronisée. La plus grande vertu d'un emploi massif de la technologie V2G est que l'énergie de pointe qu'elle fournit peut éviter la construction de nouvelles centrales thermiques fossiles (Lund and Kempton 2008, Andersen, Mathews and Morten Rask 2009). En effet, la disponibilité temporelle des véhicules électriques à alimenter le réseau est grande : les véhicules des particuliers sont garés à 96 % du temps (Kempton and Letendre 2007), et un rechargement complet ne dure que de quelques minutes (Murray 2010) à quelques heures en fonction de la technologie et de la méthode utilisée. De plus, les heures de pointe de consommation d'électricité correspondent souvent aux heures de travail et d'activités à domicile où il n'y a pas beaucoup de transports et où les voitures sont en stationnement.

Un tel système est particulièrement adaptable dans un espace confiné telle que l'île de La Réunion, où le problème de l'insuffisance des batteries pour les longs trajets ne se pose pas.

Pour ce qui est de l'infrastructure, presque tous les véhicules électriques utilisent le courant alternatif à l'exception des très petits qui utilisent le courant continu. Ainsi, il est

facile d'ajuster la fréquence selon l'exigence du réseau électrique. Il faudrait juste des câbles assez puissants et des centres de communication. Si cela se fait dans une station de recharge des véhicules électriques, vu que ces stations sont déjà équipées des câbles électriques, en théorie ça ne demanderait pas une rénovation radicale de l'infrastructure.

Néanmoins les contraintes de développement du système V2G restent nombreuses. Certains dénoncent les contraintes économiques (Petersona, Whitacrea and Apt 2010), d'autres les contraintes techniques, notamment que les batteries ne seraient pas faites pour être chargées-déchargées de façon partielle et/ou fréquente, sans parler des groupes de pression (lobbies pétroliers) qui font obstacles au développement des véhicules électriques (PBS 2006).

De plus, dans notre société fondée sur des sources d'énergie bon marché et inépuisables, différents secteurs n'ont pas l'habitude de travailler ensemble sur un véritable système énergétique territorial. Dans ce contexte, une coopération entre acteurs énergétiques et acteurs territoriaux (p. ex. pour la localisation des recharges des batteries), ainsi que la communication entre différents acteurs énergétiques (p. ex. ceux du transport routier et ceux de l'électricité) semblent nécessaire.

#### ***5.4.4. L'adaptation des usages à la production***

La Maîtrise de la Demande en Electricité (MDE) regroupe des actions énergétiques conduites par les pouvoirs publics et par les producteurs et/ou distributeurs d'énergie, et vise à diminuer la consommation générale d'énergie sans diminuer le confort des utilisateurs, « par l'utilisation d'appareils moins consommateurs d'électricité, par une gestion rationnelle des équipements en place, et en agissant sur le comportement des usagers » (ADEME).

Parmi ces actions, EDF et ERDF proposent notamment des contrats ou des abonnements qui incitent, voire obligent, des particuliers ou des gros usagers industriels à modifier leurs manières d'utiliser ou de consommer l'énergie, pour s'adapter au mieux à une production. Par exemple, un contrat d'Effacement en Jours de Pointe (EJP) « permet de bénéficier pendant 343 jours par an d'un tarif proche de celui des Heures Creuses de l'option Heures Pleines / Heures Creuses, en contrepartie, le prix du kWh est plus élevé pendant 22 jours par an, étalés entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars » (EDF). Pour faire face au niveau historique de consommation provoqué par la vague de froid de février 2012, EDF procèdera « principalement en faisant des délestages aux bons moments » (Figaro 2012).

Chez les particuliers, un délesteur permet de limiter la puissance globale consommée, de sorte à ne pas dépasser la puissance souscrite auprès du fournisseur d'électricité, et à alléger la facture électrique en programmant certaine consommation aux heures creuses. En cas de pic de consommation, il peut couper automatiquement l'alimentation des appareils non prioritaires pendant un court instant. Cette opération est appelée « **effacement de la pointe** ».

Le *Smart Grid* (« réseau électrique intelligent ») (DOE 2004, Breuer *et al.* 2007) est un concept pour optimiser la production et la demande, par la communication « intelligente » des informations entre les producteurs et les appareils électriques, au moyen des technologies informatiques, et ce à tout niveau du système électrique (production, transport, distribution et consommation).

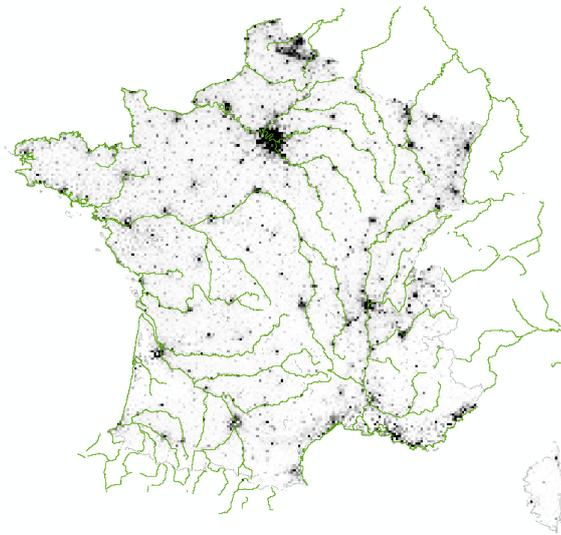
La modélisation multi-agent d'un réseau intelligent est étudiée par différents auteurs (Hommelberg *et al.* 2007, Pipattanasomporn, Feroze and Rahman 2009, Ramchurn *et al.* 2011, Vytelingum *et al.* 2010). Dans ces modèles, des agents peuvent être associés à différents usages, peuvent communiquer entre eux, et communiquer avec des agents « producteurs » (centrales, productions locales, etc.) par exemple.

La traduction française par ERDF de « *Smart Grid* » en « réseau de distribution d'électricité intelligent », restreint le champs d'action au réseau de distribution de ce concept original qui porte sur l'intelligence globale du réseau. Pour franchir le premier pas, ERDF propose un compteur intelligent nommé « Linky », qui, outre l'utilité traditionnelle d'un compteur, est capable à la fois de recevoir des ordres et de transmettre des informations à distance et de collectionner des informations concernant la consommation d'énergie du logement de manière très précises régulière, c'est-à-dire toutes les 10 à 30 minutes, via un réseau dédié (CNIL 2010).

Cependant avec la transmission des informations très personnelles sur les habitudes des usagers, les risques de traçage des usagers sont présents. « Les informations de consommation d'énergie transmises par les compteurs sont très détaillées et permettent de savoir beaucoup de choses sur les occupants d'une habitation, comme leur horaire de réveil, le moment où ils prennent une douche ou bien quand ils utilisent certains appareils (four, bouilloire, toaster...). Les distributeurs d'énergie devront donc apporter des garanties sérieuses sur la sécurisation de ces données et leur confidentialité » (CNIL 2010).

## **5.5. Le territoire face à une la transition énergétique**

Le système territorial étant fondé sur deux systèmes en couplage structural, chaque transformation dans le système énergétique pourra engendrer des transformations dans le système territorial. Tout au long de l'Histoire, l'énergie et l'organisation de l'espace sont en évolution mutuelle. Avoir un accès facile à l'eau, que ce soit l'eau de rivière, de lac ou de mer, a été un critère très important de peuplement des espaces géographiques. De l'Antiquité jusqu'au Moyen-Age, de nombreuses villes ont été fondées en bordure d'un cours d'eau (p. ex. Paris, Bagdad, Londres) (Mérenne-Schoumaker 2011) ou sur un emplacement propice au développement d'un port (p. ex. Liverpool). L'eau est un facteur vital, relatant à la fois de la subsistance d'une ville (ravitaillement), de sa défense, et de son développement (facilité de cumuler des activités commerciales). Le manque d'eau est peut-être une des raisons de la formation de la diagonale des faibles densités, allant de la Meuse aux Landes.



**Figure 18 : population par carroyage de 5km\*5km et les principaux cours d'eau en France. Les grandes concentrations de la population se trouvent le long des grands cours d'eau, à l'intersection des rivières, ou sur les côtes du midi.**

Les effets classiques de localisation des énergies, l'hydro-électrique d'abord, et ensuite le charbon et le pétrole, sont résumés par (Mérenne-Schoumaker 2011). Ainsi, autour de l'hydro-électrique ont été créés de nombreux centres industriels, or, son effet de localisation est restreint par la facilité d'accès aux sites qui sont souvent dans des régions montagneuses. Le charbon a permis la création de véritables complexes industriels qui, à leur tour, stimulent d'autres activités économiques (textile et commercial) dans la même région. Quant au pétrole, il nécessite moins de main-d'œuvre que le charbon, et il est raffiné surtout près des consommateurs. De ce fait, en ses lieux d'extraction, il n'a pas donné naissance à beaucoup de complexes industriels et urbains.

Dans la société moderne, l'abondance en énergie sur un territoire pourtant sans ressources énergétiques locales se fait grâce aux infrastructures de transport et de distribution énergétiques très développées, qui acheminent l'énergie aux consommateurs, que ce soit par pipelines, par stations-services ou par réseaux électriques. L'accès à l'énergie n'est donc plus considéré comme une contrainte majeure du développement économique et de la concentration de la population, mais ce sont plutôt ces dernières qui agissent sur le niveau de consommation d'énergie.

L'urbanisation, la croissance des villes et la périurbanisation font que les villes sont de plus en plus « énergivores ». Il n'est pas évident d'affirmer un lien entre le modèle de ville et la consommation énergétique. Beaucoup de facteurs interviennent. Cependant, dans le secteur des transports, les villes « compactes » semblent consommer moins d'énergie que les villes « étalées » (Newman and Kenworthy 1999). Du fait d'une déperdition plus grande de chaleur par superficie réchauffée, les maisons individuelles pourraient avoir besoin d'un peu plus de chauffage que des bâtiments compacts. Certains proposent le concept de ville « en creux », ni compacte ni étalée, façonnée par les systèmes de transports (boucle de tramway, etc.) autour d'un grand « creux » de verdure (Thiberge 2003, Maupu 2007)... Même si le principe selon lequel le problème de l'énergie dans la ville doit être abordé globalement dans le contexte du développement durable, est largement énoncé (Bochet, Gay and Pini 2004, Mathieu and Guermond 2011), les conditions de réalisation n'ont jamais été formulées.

Les modèles de villes peuvent avoir un impact sur l'intégration des productions décentralisées renouvelables dans le système énergétique. La captation de la géothermie de basse température, les chauffe-eau solaire et les panneaux photovoltaïques sont plus faciles à installer dans des maisons individuelles que dans des habitats collectifs. Sans aller jusqu'à supposer une ruralisation, il se peut qu'il se produise une évolution profonde d'organisation de l'espace face à la transition d'un système énergétique. Quelles sont les meilleurs aménagements à réaliser ? Dans quelle mesure les évolutions dans le système territorial peuvent-elles faire évoluer à leur tour le système énergétique ?

Les pays développés d'Europe (France, Allemagne, Danemark, etc.) pourront être les premiers à opérer une véritable transition énergétique. La croissance démographique et l'augmentation de la demande énergétique y sont plus faibles et se stabilisent, les technologies sont matures, les opinions publiques sont les plus sensibilisées sur des préoccupations

environnementales, et certaines incitations financières sont déjà mises en place, etc. Néanmoins de fortes résistances provenant des industries pétrolière, nucléaire et automobile, ainsi que toute l'organisation sociale et économique qui en découle, peuvent ralentir voire compromettre cette transition.

La connaissance territoriale de l'énergie à la fois sur les ressources, les productions et les consommations d'un SET est le premier pas pour analyser une transition énergétique d'un territoire. Dans le prochain chapitre, nous allons examiner le système énergétique français.

## **Chapitre 6. Le système énergétique de La France métropolitaine**

Pour analyser des variations spatiales et temporelles des ressources et de la consommation, une échelle géographique plus fine (régions, centrales, etc.) et un intervalle d'observation beaucoup plus petit (p. ex. horaire) que celui d'un bilan annuel sont nécessaires.

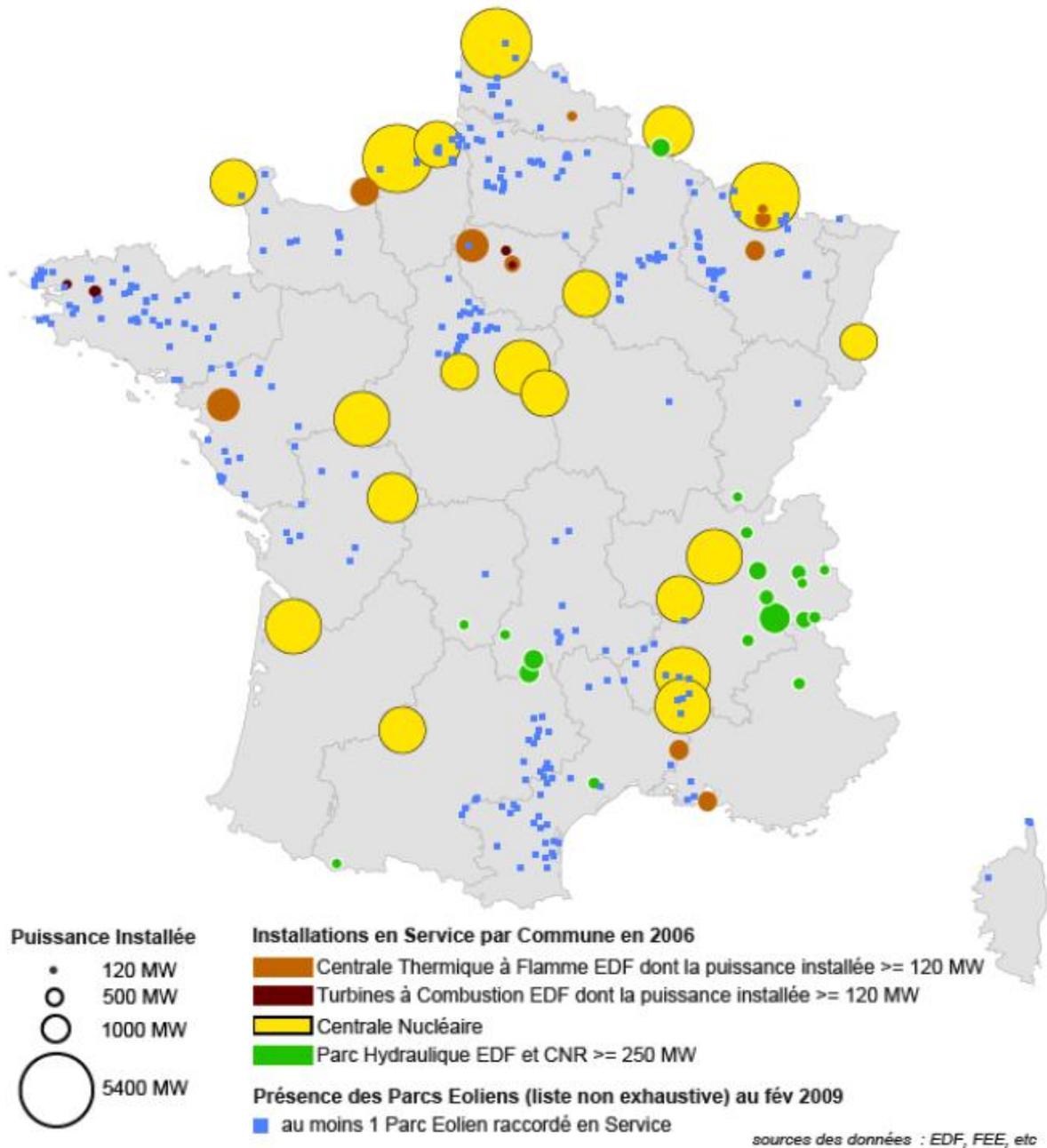
Dans ce chapitre, nous étudions notamment la potentialité de la production éolienne (les potentialités du vent, le déploiement éolien, la corrélation spatiale et la compensation spatiale de la vitesse), et les caractéristiques de la consommation énergétique et électrique.

### **6.1. Potentialité de production électrique des éoliennes : une analyse géographique du vent**

Dans un territoire continental vaste, l'exploitation des ressources éoliennes se fait inévitablement sur des sites géographiquement très dispersés. Une analyse des caractéristiques du vent en France métropolitaine en comparaison de La Réunion (cf. § 10.2) est particulièrement intéressante. Sur La Réunion, du fait de sa superficie assez restreinte (2 512 km<sup>2</sup>, soit 0,4 % de la superficie de la France), il n'y a que trois sites de production éolienne qui sont retenus dans notre modèle. En revanche, en Métropole, les éoliennes se déploient sur une grande partie du territoire. Cette dispersion géographique serait très bénéfique pour la réduction de l'intermittence du vent, du fait d'une compensation spatiale de la production des parcs éoliens éloignés les uns des autres.

#### ***6.1.1. Etat actuel de la production électrique en France métropolitaine***

## Sites de Production d'Electricité en France



**Figure 19 : les sites de production d'Electricité en France, avec les données éoliennes de 2009 (Ma 2010)**

En France métropolitaine, la production électrique annuelle est de 550 TWh dont la majeure partie (74,1 %) est issue du nucléaire. En 2011 la part de renouvelable est de 15 % dont 12,3 % pour l'hydraulique (statistiques EDF 2010).

La Figure 19 montre les grandes régions de production d'électricité. On y voit une écrasante majorité de la puissance installée sous forme de centrale nucléaire : en Normandie

et à la frontière Nord-Est, ainsi que dans la région Centre, au Bordelais et dans la vallée du Rhône. La production thermique intervient localement : Nantes, Le Havre, et surtout la région parisienne. Les parcs hydrauliques qui assurent environ 10 % de la production totale et presque la totalité de la production renouvelable sont concentrés dans les Alpes et le Massif Central.

Quant aux éoliennes, leurs puissances installées sont tellement faibles par unité de production, qu'on ne peut utiliser la méthode de présentation en points proportionnels, qui est appliquées aux autres types de production. En général les fermes éoliennes sont localisées là où les vents soufflent le plus fort (cf. Figure 21).

Les pays les mieux placés pour profiter du développement de l'énergie éolienne sont ceux où l'électricité de base est produite par des centrales thermiques qui sont très émettrices de CO<sub>2</sub> mais qui sont capables de s'adapter aux variations rapides de la demande, tels que le Danemark ou l'Allemagne.

En France, la plupart de l'électricité est produite par des centrales nucléaires, peu souples pour s'ajuster rapidement à la demande. Face à une forte production éolienne intermittente, les systèmes de production souples comme la STEP et les centrales thermiques au fioul et à TAC sont plus adaptés, néanmoins, en raison de leur faible puissance installée, ils ont des capacités d'ajustement limitées.

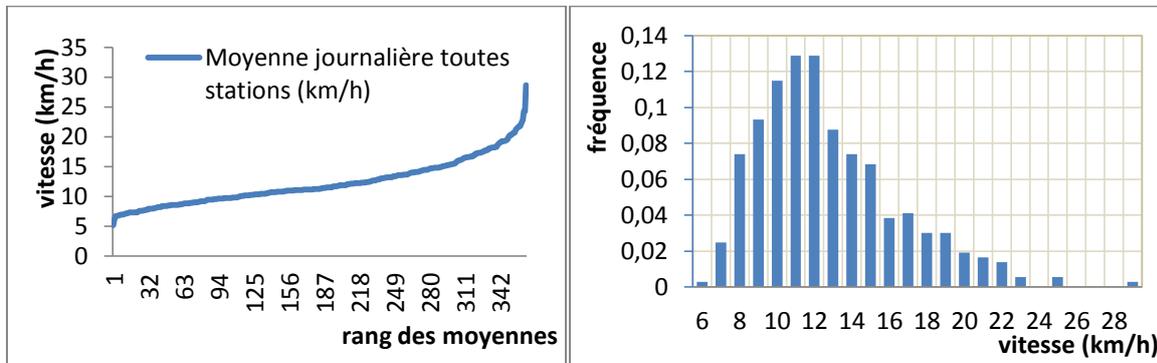
### **6.1.2. Analyse spatiale et temporelle de la vitesse du vent**

L'analyse de la distribution spatiale et temporelle de la vitesse du vent a pour objectif d'étudier les caractéristiques du vent, la possible complémentarité spatiale des régions, et l'effet de la compensation de la variabilité locale de vent par la mise en réseau qui lisse à l'échelle du territoire ces variations locales. Ceci afin d'étudier la possibilité du système électrique français d'accueillir cette production intermittente.

Nous obtenons des données sur la vitesse du vent journalière des 29 stations sur le site internet Wunderground.com. Nous observons que la plupart du temps, les valeurs moyennes journalières se situent entre 8 et 15 km/h, toutes stations confondues.

Pour mesurer s'il y a une bonne compensation spatiale, nous calculons le nombre de jours où il n'y a pas d'effet de compensation, c'est-à-dire le nombre de jours où au moins 75 % des éoliennes sont arrêtées. Si à chaque station, il y a une éolienne à 50 m du sol qui ne fonctionne que lorsque la vitesse du vent est supérieure à un certain seuil de vitesse de démarrage  $S$  (pour

simplifier, en supposant que la vitesse moyenne du vent au cours d'une journée ne varie pas), alors le nombre de jours où au moins 75 % de ces éoliennes sont arrêtées est de 0 pour  $S = 2$  m/s, de 1 pour  $S = 3$  m/s, et de 17 (5 %) pour  $S = 4$  m/s. Le nombre de jours où au moins 75 % de ces éoliennes sont en marche est de 360 (99 %), de 231 (63 %) et de 137 (37,5 %) respectivement, ce qui signifie que le nombre de jours où il y a une très bonne couverture éolienne est finalement assez moyen, mais qu'il y a une forte sensibilité au seuil de démarrage, puisqu'on passe de 99 % pour  $S = 2$  m/s à seulement 37,5 % pour  $S = 4$  m/s.



**Figure 20 : à gauche, vitesses moyennes journalières du vent triées en ordre croissant, toutes les stations confondues ; à droite, la distribution en fréquence des vitesses moyennes journalières du vent, toutes les stations confondues**

Avec les données des 29 stations, nous faisons une carte de la vitesse du vent en km/h à une hauteur de 10 m à partir du sol<sup>26</sup>, avec l'interpolation spatiale de Krigeage (carte de gauche de la Figure 21). La méthode de Krigeage est choisie parmi un panel de méthodes d'interpolation spatiales proposées. Celle-ci a pour hypothèse l'existence d'une autocorrélation spatiale, et de ce fait le résultat d'interpolation visualisé sur une carte est plus lisse et la tendance globale plus claire comparativement à d'autres méthodes d'interpolation spatiale. L'hypothèse d'une autocorrélation spatiale est vérifiée avec l'indice de Moran dans les paragraphes suivants.

<sup>26</sup> La valeur de 10 mètres n'est pas explicitement indiquée dans la source, néanmoins dans les stations de Météo France habituellement c'est à cette hauteur que la vitesse du vent est mesurée.

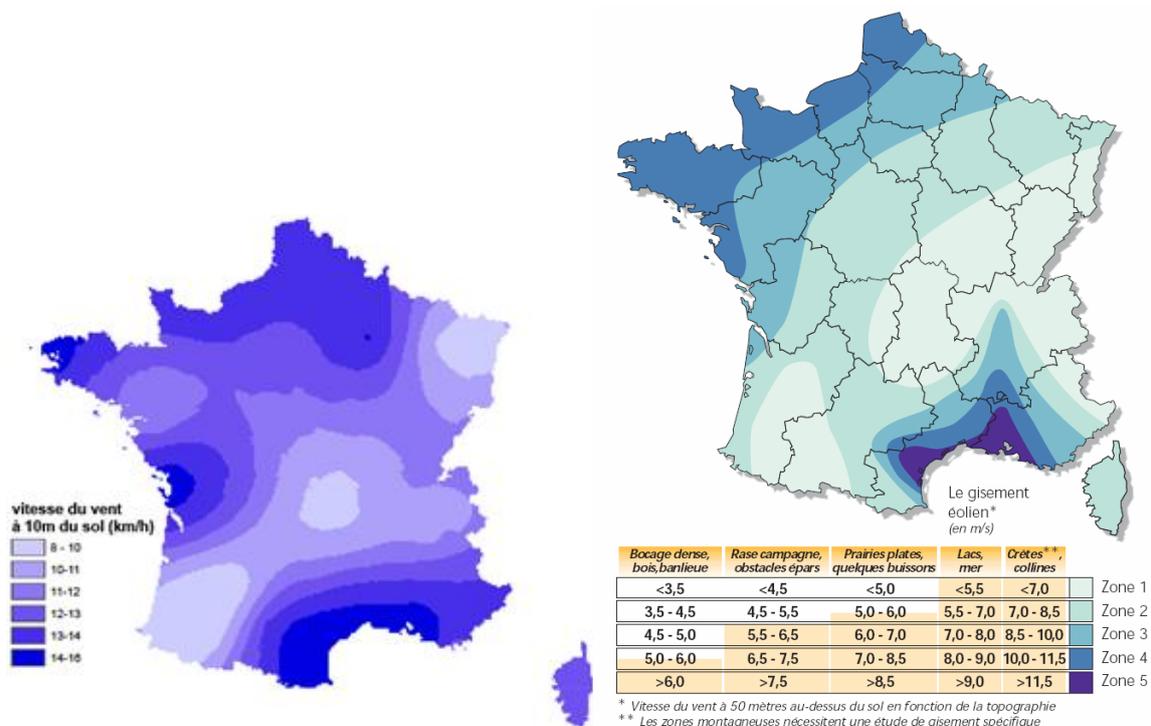


Figure 21 : à gauche, carte de la vitesse du vent par Kriegage ; à droite, carte de la vitesse du vent de l'ADEME

En comparant cette carte avec la carte de vitesse du vent proposée par l'ADEME (carte de droite de la Figure 21), nous retrouvons certaines zones ventées dans les deux cartes, notamment dans le nord-ouest et dans le sud Méditerranéen. Elles sont en contraste avec les zones peu ventées de sud-ouest, du centre et de nord-est. En raison de la non-disponibilité de certaines données et de la non-prise en compte du relief dans notre analyse, les vitesses du vent dans certaines zones ventées, par exemple dans la vallée du Rhône et dans la vallée de la Loire, sont sous-estimées. En revanche, la région de La Rochelle semble beaucoup plus ventée. Néanmoins dans la globalité, les deux cartes concordent bien, ainsi que les tranches de valeurs, si la vitesse dans notre carte était rapportée à 50 m du sol.

Les données statistiques de la vitesse du vent montrent également une différence saisonnière, observable à travers la Figure 23. Entre octobre et avril le vent est plus fort et ne varie pas, et de mai à septembre le vent est plus calme. C'est dans la période février-mars qu'il y a le plus de vent. Cette variation saisonnière se confirme sur l'année 2005 également.

Pour évaluer la corrélation spatiale de la vitesse du vent, nous calculons l'indice de Moran sous sa formule générale (non standardisée) sur les vitesses moyennes journalières des vents relevées auprès des 29 stations. L'indice de Moran  $I$  (formulation matricielle) est défini par (Cliff and Ord 1973) :

$$I = \frac{N}{S} \cdot \frac{\delta'W\delta}{\delta'\delta}$$

Où :

- $N$  : effectif de  $X$
- $W$  : matrice de poids, ainsi avec une pondération standardisée nous avons :  $\forall i \sum_j w_{i,j} = 1$ , où  $w_{i,j} > 0$  lorsque l'individu  $i$  est voisin de l'individu  $j$
- $S = \sum_{i,j} w_{i,j}$ , ainsi avec une pondération standardisée nous avons :  $S = N$
- $\delta$  : variable centrée, est égale à  $\begin{bmatrix} x_1 - \bar{X} \\ \dots \\ x_n - \bar{X} \end{bmatrix}$ , ainsi  $\delta'\delta = \sum_i (x_i - \bar{X})^2$

Cet indice permet de comparer la covariance locale, exprimée par  $\frac{\delta'W\delta}{S}$ , avec la variance  $V(X)$ , exprimée par  $\frac{\delta'\delta}{N}$ . Le résultat montre une autocorrélation spatiale moyenne (sur les 365 jours) d'environ 0,7 sur une distance de 200 km.

Afin de pouvoir mesurer la pertinence de l'indice de Moran, il faut utiliser une variable théorique  $Z_I$  qui est centrée-réduite, pour la comparer à une distribution gaussienne. La formule de  $Z_I$  est la suivante (Cliff and Ord 1973):

$$Z_I = \frac{I - E(I)}{SD(I)}$$

Où :

- $I$  l'indice de Moran (formule générale)
- $E(I)$  la moyenne théorique
- $SD(I)$  l'écart-type théorique

Sur 365 jours et sur un rayon de voisinage de 200 km, la valeur moyenne de  $Z_I$  est de 2,77. Dans les rares cas où  $Z_I$  est en dessous de 0, c'est souvent au moment où la moyenne de la vitesse du vent de toutes stations est plus faible. Une valeur  $Z_I$  positive avec une probabilité critique faible indique une autocorrélation spatiale positive. Une valeur  $Z_I$  négative avec une probabilité critique faible montre qu'il existe une autocorrélation spatiale négative. En comparant  $Z_I$  à sa probabilité dans la table d'une distribution normale standard, on accepte l'hypothèse d'une autocorrélation (99,7 %).

### 6.1.3. Regroupement des zones géographiques selon la vitesse du vent

La France est soumise à trois régimes de vents principaux : façade Manche-mer du Nord, front Atlantique à l'Ouest et zone méditerranéenne au Sud. Les vents du Sud et de l'Ouest transportent les masses d'air chaud et généralement pluvieux, et les vents du Nord, du Nord-Est et du Sud-Est charrient de l'air sec en toute saison et froid en hiver. Ici dans notre analyse la direction du vent n'a pas grande importance, c'est surtout la vitesse du vent qui nous est utile.

Si nous mettons les 29 stations comme variables, et la vitesse moyenne du vent des 365 jours comme individus, alors nous obtenons sur un plan factoriel axe1 et axe2 trois groupes de stations (Figure 22). En raison du remarquable regroupement par rapport à leur localisation, les trois groupes sont nommés : G1 Sud, G2 Centre, et G3 Nord. Ce classement du vent diffère des régimes de vents cités au début du paragraphe précédent qui sont obtenus par une analyse fréquentielle de la direction.

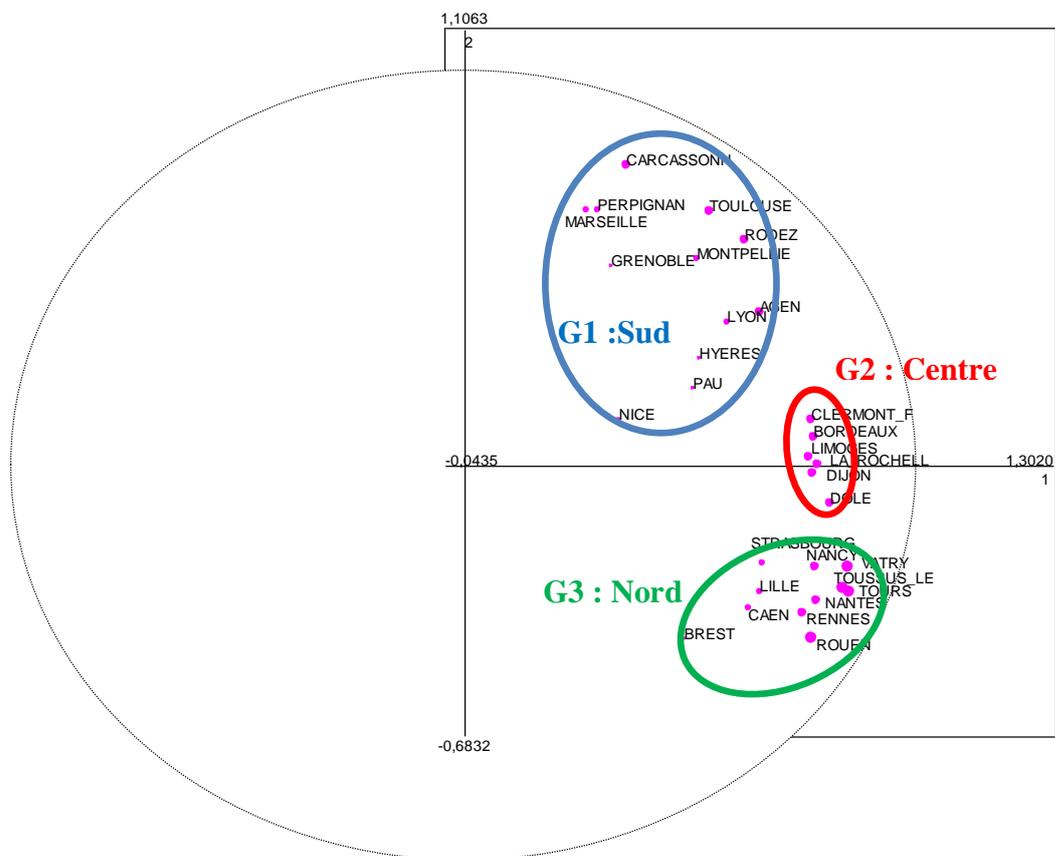


Figure 22 : les trois groupes de stations obtenus par une ACP

La Figure 23 montre la moyenne mobile de la vitesse du vent par groupe. Nous y voyons trois profils différents des variations saisonnières : pour le groupe G1 Sud la variation saisonnière n'est pas très remarquable, en revanche le G2 Centre et le G3 Nord présentent des variations saisonnières plus fortes et visuellement les valeurs des deux présentent une certaine similitude surtout au printemps. Une analyse de corrélation nous montre un  $R^2$  égal à 0,89.

Globalement, nous remarquons une certaine compensation nord-sud : quand il y a moins de vent au nord, il y a plus de vent au sud, et vice versa. Au cours de l'année, à 26 % du temps il y a un décalage au-delà de 2 km/h sur la moyenne journalière entre le sud et le nord à 10 m du sol, et à 65 % du temps le décalage est au-delà de 1 km/h. Il ne faut pas négliger ce petit décalage de la vitesse : la puissance du vent évolue avec le cube de la vitesse, ainsi une différence de 20 % de la vitesse peut engendrer une différence de puissance de 73 %.

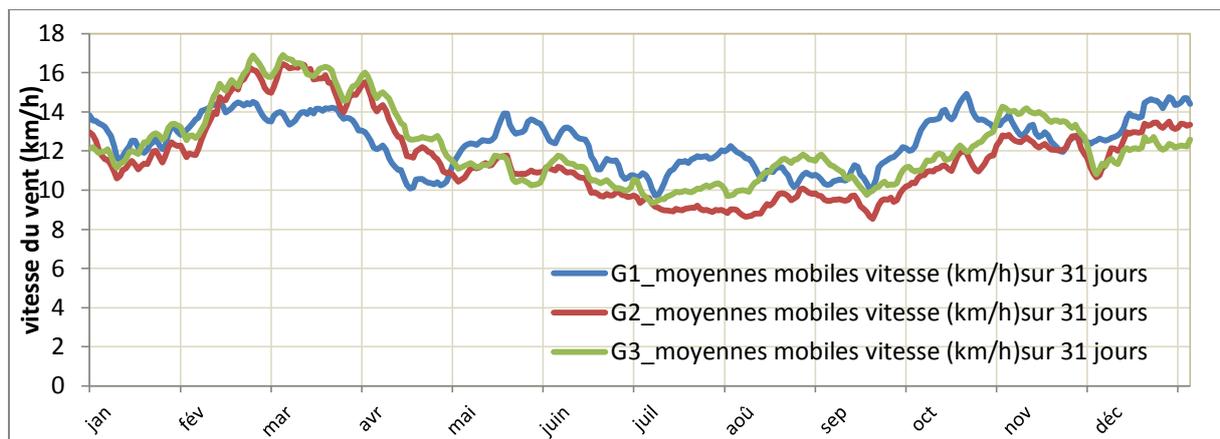


Figure 23 : moyennes mobiles sur 31 jours de la vitesse du vent des trois groupes

## 6.2. La consommation énergétique française

### 6.2.1. Consommation électrique et énergétique

En France, la consommation annuelle d'électricité par habitant est de 7,1 MWh, supérieure à la consommation moyenne par personne des 27 pays européens (6,6 MWh). Les pays qui consomment le plus d'électricité sont des pays de l'Europe du nord où il y a beaucoup de consommation pour le chauffage des bâtiments. Même en France, le chauffage représente 69 % de la consommation énergétique dans le secteur résidentiel.

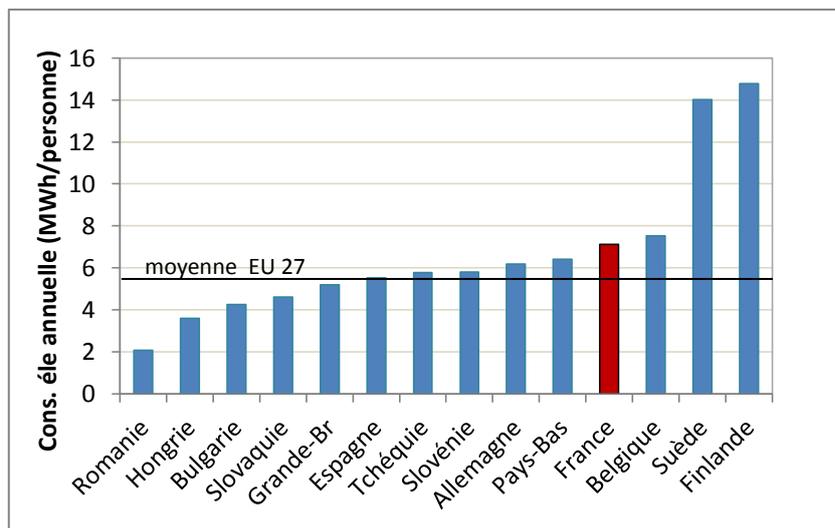


Figure 24 : consommation finale d'électricité par habitant de quelques pays d'Europe en 2009 (source : AIE)

Le tableau ci-dessous détaille la consommation énergétique par type d'énergie et par secteur. L'électricité comprend l'électricité renouvelable et nucléaire, les produits pétroliers comprennent les biocarburants incorporés dans les produits (les biocarburants sont utilisés pour le transport). C'est dans le tertiaire et le résidentiel qu'il y a une forte potentialité à réduire la consommation énergétique (électrique), avec par exemple une meilleure isolation du bâtiment, des choix d'équipements adaptés, des appareils à haute performance énergétique, et de bonnes habitudes.

	industrie	tertiaire	résident	transport	agriculture	total	%
<b>Charbon</b>	6 891	0	0	0	0	<b>6 891</b>	5 %
<b>Produits pétroliers</b>	4 241	3 882	9 780	39 962	2 975	<b>60 840</b>	44 %
<b>Gaz naturel</b>	14 514	5 533	13 933	0	229	<b>34 209</b>	25 %
<b>Electricité</b>	11 041	11 034	13 492	1 093	289	<b>36 949</b>	27 %
<b>total</b>	<b>36 687</b>	<b>20 449</b>	<b>37 205</b>	<b>41 055</b>	<b>3 493</b>	<b>138 889</b>	100 %
<b>%</b>	26 %	15 %	27 %	30 %	3 %	100 %	

Tableau 6 : consommations finales d'énergie en ktep pour le charbon, les produits pétroliers, le gaz naturel et l'électricité en 2008 <sup>27</sup>

<sup>27</sup> Les valeurs de 3 882 ktep de produits pétroliers pour le tertiaire et de 9 780 ktps de produits pétroliers pour le résidentiel ne sont pas indiquées dans la source, elles sont fonction de consommation totale de produits pétroliers dans le secteur tertiaire et résidentiel (13 662 ktep), de consommation finale de tertiaire (produits pétroliers+gaz naturel+électricité+chauffage urbain, soit 21 534 ktep), et de consommation résidentielle sans bois énergie (donc produits pétroliers+gaz naturel+électricité+chauffage urbain, soit 36 399 ktep), en supposant que le chauffage urbain (2 166 ktep) se divise entre le tertiaire et le résidentiel (soit 1 083 ktep pour chacun).

Dans ce tableau, on observe également que le transport représente 30 % de la consommation d'énergie finale. La plupart de cette consommation est sous forme de produits pétroliers. Selon une étude d'Areva, avec des conditions de gestion adaptées, le potentiel d'électricité d'alimenter en énergie le parc automobile (véhicules particuliers et véhicules utilitaires) est considérable si celui-ci était converti à la motorisation électrique (Clément and Papon 2010).

### 6.2.2. Consommation électrique et énergétique par région

La consommation finale de gaz naturel, d'électricité et de produits pétroliers par région sont à peu près du même ordre de grandeur. Le nombre de population est très corrélé avec les consommations par types d'énergie et la consommation totale d'énergie (Figure 25).

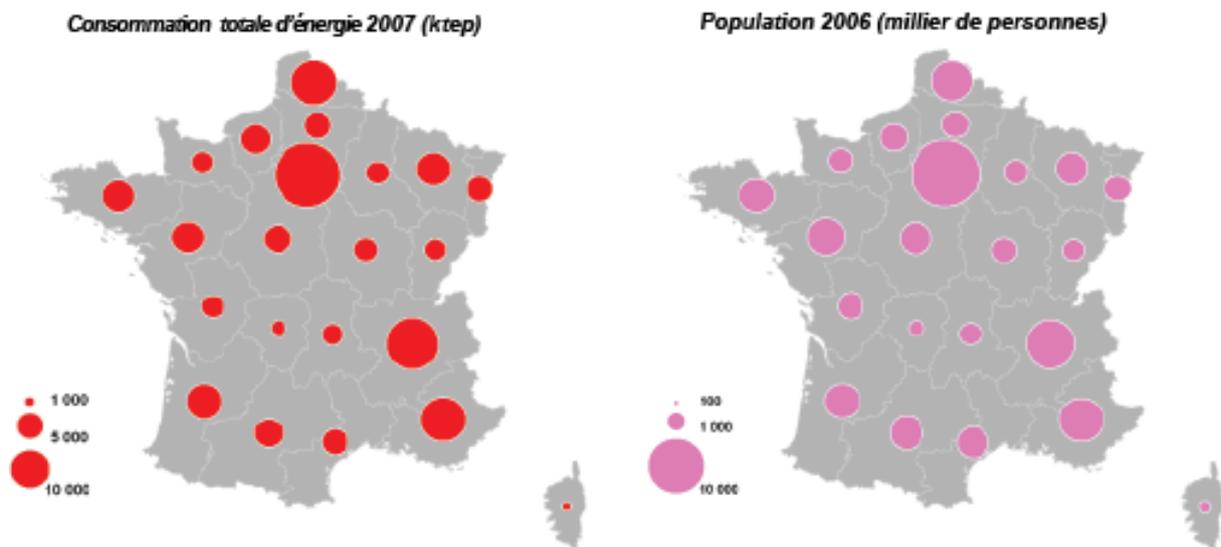


Figure 25 : consommation énergétique et population par région

Pour éliminer l'influence de la population, pour chaque type d'énergie, nous calculons la consommation régionale par habitant. Ensuite, nous les ramenons à une échelle de 0 à 1. Nous analysons ces profils de la consommation par région et par type d'énergie ainsi obtenus avec une matrice visuelle (Figure 26). Les valeurs supérieures à la moyenne sont en couleur, tandis que celles en dessous de la moyenne sont en blanc.

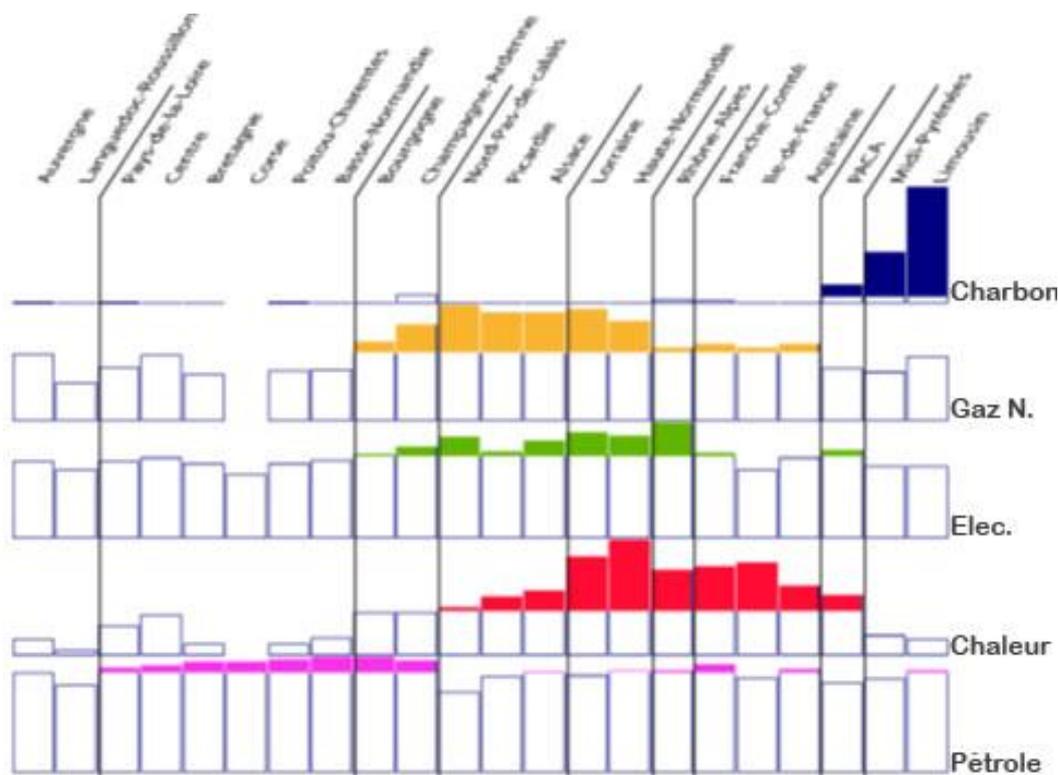


Figure 26 : matrice visuelle de la consommation finale d'énergie par région de quelques types d'énergie

Dans cette matrice visuelle, nous observons quatre grands groupes régionaux :

- Les régions d'Auvergne et de Languedoc-Roussillon consomment une relativement faible quantité d'énergie pour tout type d'énergie.
- Les régions de l'ouest (p. ex. Pays-de-la-Loire, Basse-Normandie), consomment une relativement faible quantité d'énergie pour tout type d'énergie saufs les produits pétroliers.
- Les régions Midi-Pyrénées et Limousin consomment beaucoup plus de charbon par rapport au reste de la France.
- D'autres régions ont une consommation supérieure à la moyenne au moins sur trois types d'énergies : plus de gaz naturel dans le nord (Haute-Normandie, Nord-Pas-de-Calais et le Picardie) et dans l'est (Alsace et Lorraine), un peu plus d'électricité dans le Rhône-Alpes, et plus de chaleur dans la Haute-Normandie et la Lorraine.

Nous remarquons également quatre caractéristiques de consommation :

- Les produits pétroliers sont consommés de manière assez homogène parmi les régions, malgré les petites nuances : les régions agricoles (p. ex. Corse, Bretagne, Bourgogne, Champagne) utilisent un peu plus de pétrole.

- Le charbon est utilisé très localement par trois régions (PACA, Midi-Pyrénées, Limousin).
- Il existe une sorte de corrélation entre la consommation d'électricité, celle de gaz naturel, et dans une moindre mesure, celle de chaleur.
- Inversement, il existe une sorte de complémentarité entre les trois groupes d'énergies : le pétrole, le charbon, et le gaz-électricité-chaleur.

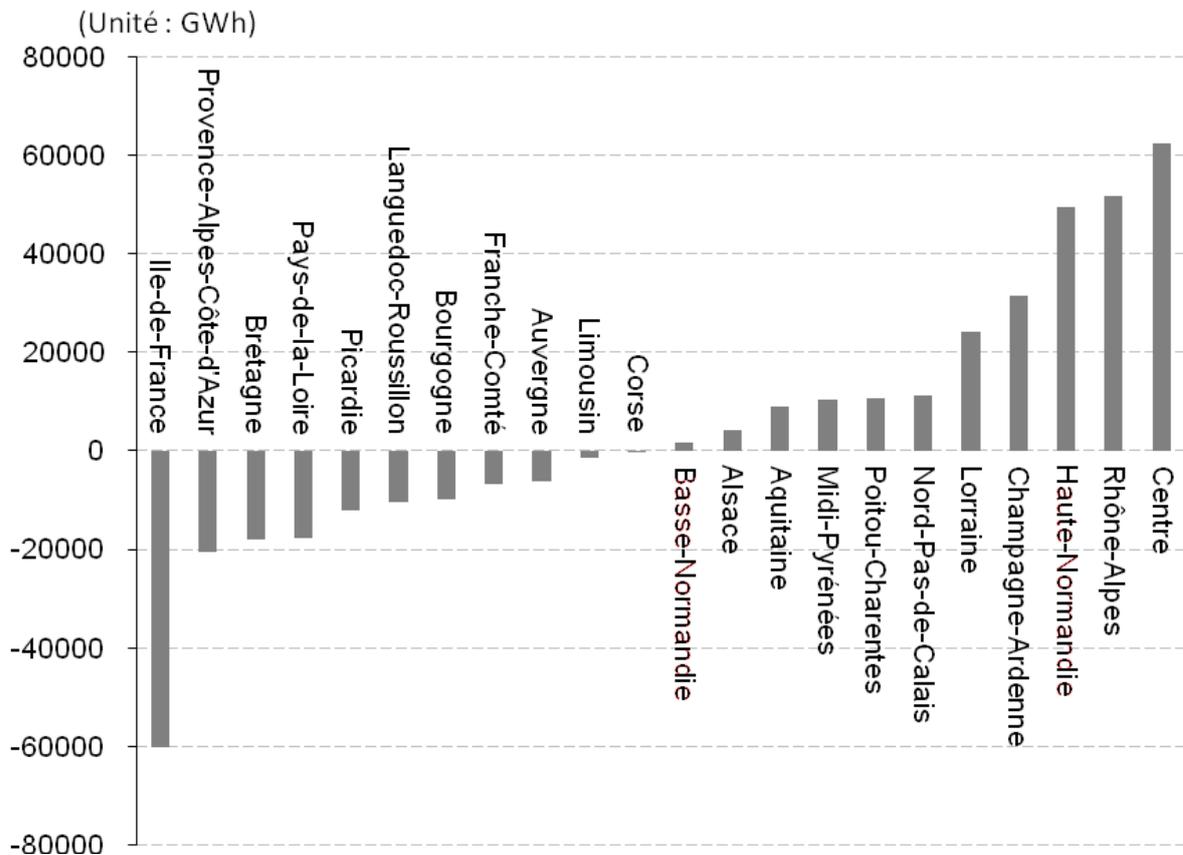
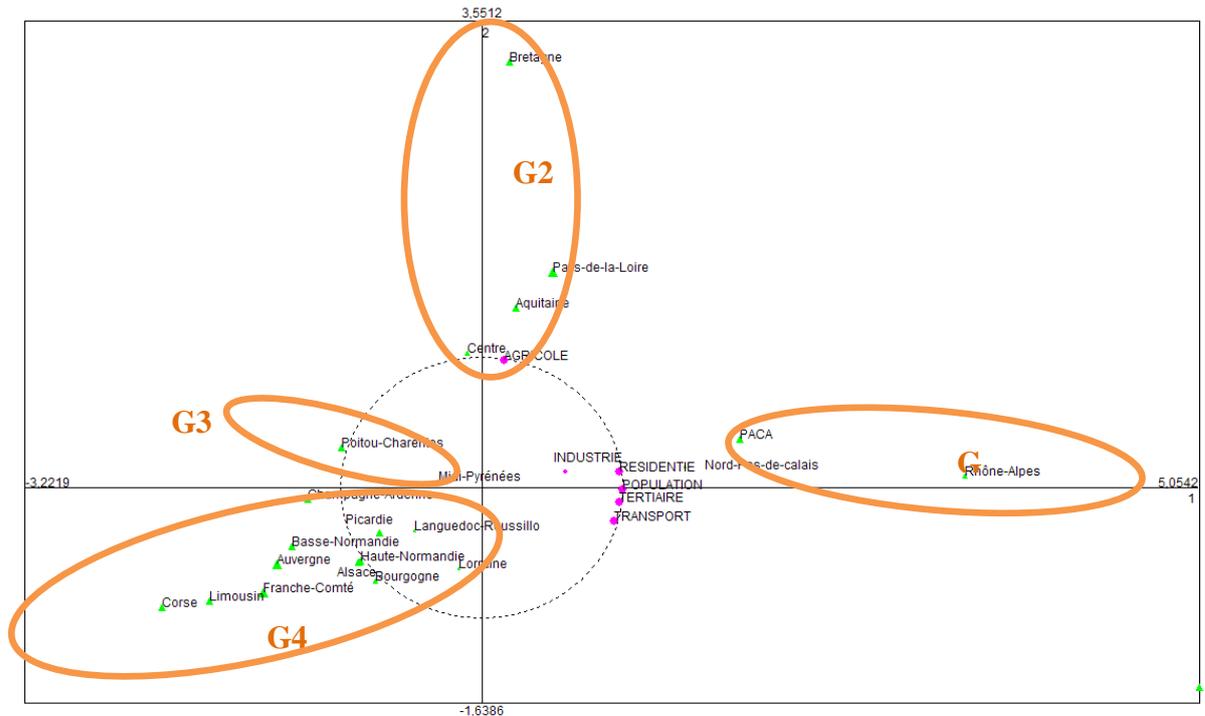


Figure 27 : production moins consommation d'électricité par région en 2008 (Ma 2010)

Si la consommation locale est soustraite de la production locale, le classement des régions fait apparaître une division par moitié de l'espace national. Les régions Centre et Haute-Normandie sont fortement bénéficiaires, en raison du nucléaire, ainsi que le Rhône-Alpes, en raison du nucléaire, et dans une moindre mesure, de l'hydraulique. L'Ile-de-France est très fortement déficitaire à cause de la très forte consommation, de même que la région PACA, qui n'a pratiquement pas de production locale, et la Bretagne, où la forte implantation d'éoliennes n'a qu'une influence négligeable sur la production (Ma 2010).



**Figure 28 : ACP de la consommation électrique par secteur d'activité et par région**

Pour étudier le profil de charge par secteur d'activité et par région, nous faisons une Analyse en Composantes Principales (ACP), dans laquelle les régions sont les individus, tandis que la consommation électrique par secteurs d'activités et la population sont les variables. La Figure 28 représente le plan factoriel sur les axes 1 et 2. L'axe 1 (69 % d'inertie) est celui de l'urbanité (forte population, beaucoup de tertiaire et de transport). L'axe 2 est celui de la ruralité (consommations dans le secteur agricole). Pris ensemble, les axes 1 et 2 expliquent 86 % d'inertie. L'industrie, qui constitue l'axe 3, n'est pas bien représentée sur ce plan.

Quatre groupes d'individus (de régions) sont répertoriés : G1 se caractérise par une forte proportion de population, de tertiaire, de transport et d'industrie, c'est le cas de l'IDF (qui est trop loin pour qu'on la voie sur le zoom du plan), de Rhône-Alpes et de PACA. G2 est un groupe où l'agriculture a une proportion plus importante par rapport à d'autres groupes, dans lequel on trouve la Bretagne, le Pays-de-la-Loire, etc. Par rapport à G4, G3 a un peu plus d'agriculture.

Les variables sont normalisées dans l'analyse. Or, bien que le résidentiel représente 36 % de la consommation, le tertiaire et l'industrie représentent chacun environ 30 % de la consommation, le transport n'en représente que 3 %, et l'agricole que 0,7 %.

L'ACP nous montre que les consommations électriques des secteurs tertiaire, résidentiel et du transport par région sont toutes corrélées avec la population par région, avec  $R^2 = 0,87$  pour le transport, 0,96 pour le résidentiel et 0,98 pour le tertiaire. La corrélation de l'ensemble de ces trois secteurs d'activité avec la population par région est encore plus grande, d'un  $R^2$  de 0,99. Par contre, la consommation de l'agricole n'est pas du tout corrélée avec la population, et la consommation de l'industrie non plus. Or, si l'on enlève l'IDF de l'analyse, la consommation de l'industrie semble plutôt corrélée avec la population ( $R^2 = 0,67$ ). Le poids de la consommation des trois secteurs (le transport, le résidentiel et le tertiaire) est si grand (69 %) que la consommation d'électricité dans son ensemble reste très corrélée avec la population ( $R^2 = 0,95$ ).

La nomenclature agrégée (NA) A21 divise l'industrie en 5 sous-secteurs :

<b>B</b>	INDUSTRIES EXTRACTIVES
<b>C</b>	INDUSTRIE MANUFACTURIÈRE
<b>D</b>	PRODUCTION ET DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ, DE GAZ, DE VAPEUR ET D'AIR CONDITIONNÉ
<b>E</b>	PRODUCTION ET DISTRIBUTION D'EAU ; ASSAINISSEMENT, GESTION DES DÉCHETS ET DÉPOLLUTION
<b>F</b>	CONSTRUCTION

**Tableau 7 : les sous-secteurs de l'industrie selon la nomenclature agrégée A21**

La régression multiple pas à pas descendante nous montre qu'il y a une relation entre la consommation électrique de l'industrie et le nombre d'établissements B (industries extractives), D (production et distribution d'électricité et de gaz) et E (production et distribution d'eau).

$$\text{CONS. ELEC. INDUSTRIE} = -577,12 - 14*\text{Nbr}_B - 16*\text{Nbr}_D + 33*\text{Nbr}_E$$

Pour l'agriculture, nous n'avons pas de données sur le nombre d'établissement agricole. Par contre, une certaine corrélation existe entre la consommation d'électricité de l'agriculture et la superficie de terre agricole sans prairies ( $R^2 = 0,51$ ). Si la Bretagne, forte consommatrice d'électricité par superficie, est exclue, la corrélation est un peu meilleure ( $R^2 = 0,59$ ). En revanche, la corrélation est plus grande entre la consommation d'énergie (y compris l'électricité) et la surface agricole sans prairies, la Bretagne ayant été exclue ( $R^2 = 0,82$ ).

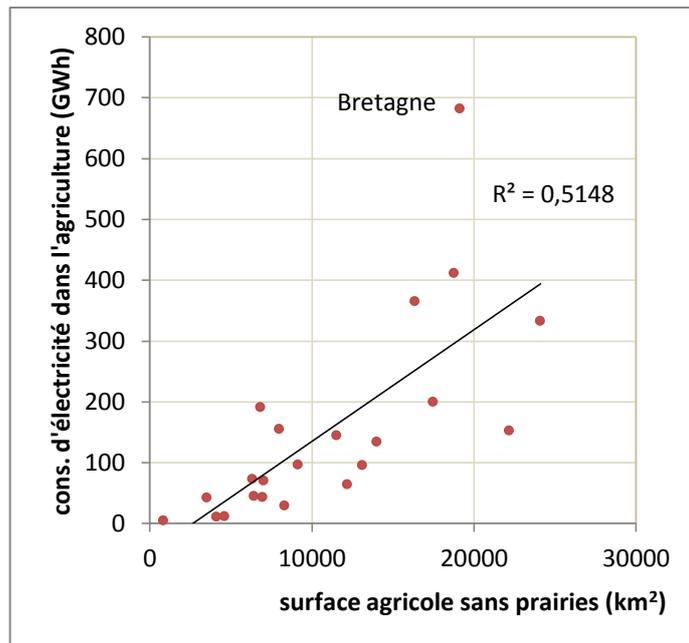


Figure 29 : consommation d'électricité dans le secteur agricole par région, mise en relation avec la surface agricole régionale sans prairies

### 6.2.3. Courbe de charge de la consommation électrique

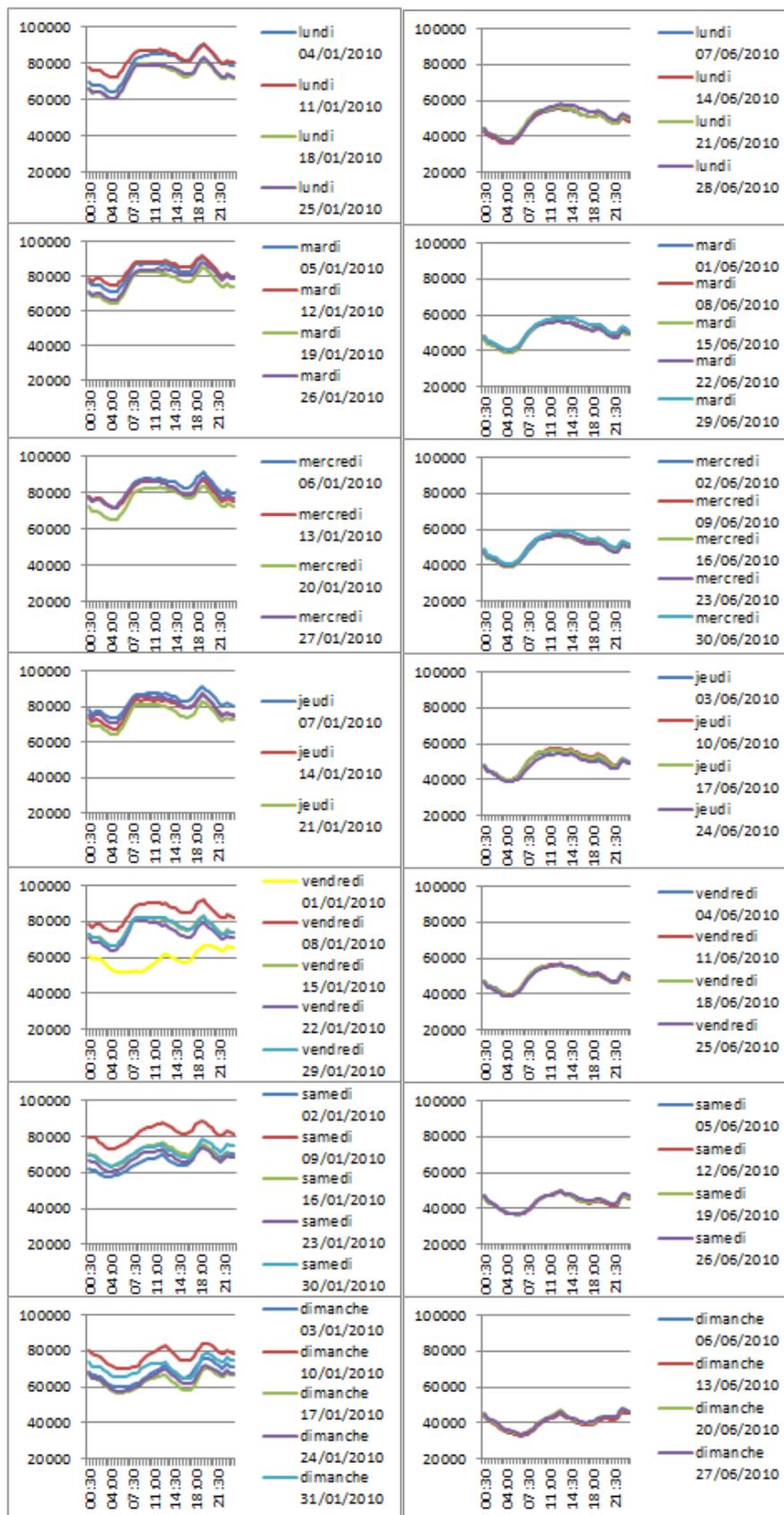


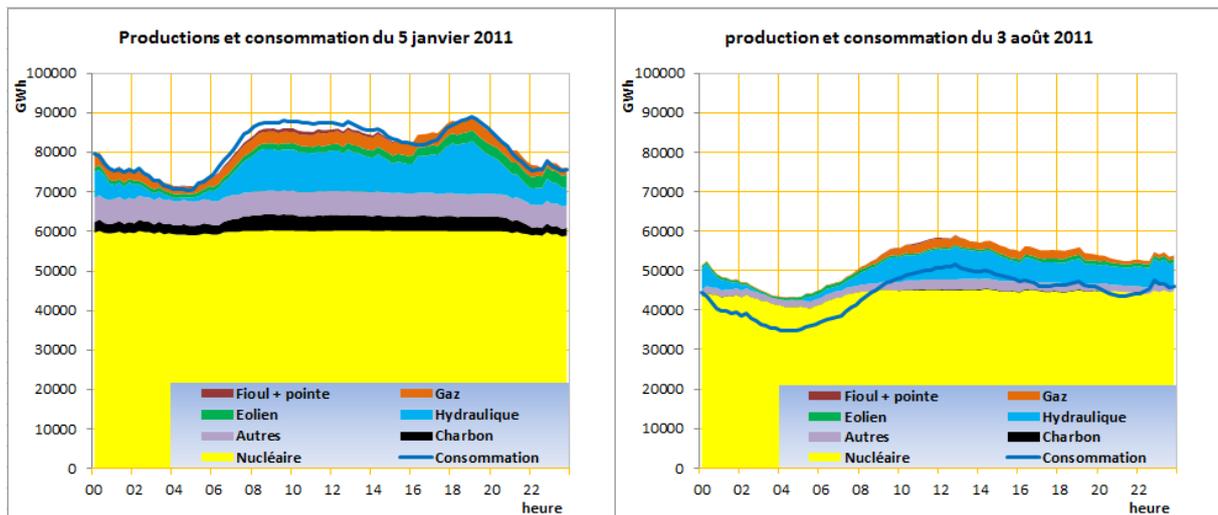
Figure 30 : courbes de charge du réseau électrique français en MW d'un mois en hiver (janvier) et d'un mois en été (juin) de 2010

Nous sélectionnons la consommation journalière d'un mois d'hiver, en janvier, et d'un mois d'été, en juin, pour comprendre les caractéristiques de la consommation électrique. Nous choisissons le mois de juin pour que les profils de charge été ne soient pas perturbés par les vacances d'été.

En comparant les deux mois, nous observons qu'en hiver, la consommation est beaucoup plus importante en raison du chauffage des bâtiments. La puissance se situe entre 65 000 et 91 000 MW, en comparaison avec celle d'été, entre 35 000 et 60 000 MW. En hiver, la variation de la consommation en valeur absolue d'un même jour de la semaine est beaucoup plus grande : en effet la consommation électrique journalière est corrélée avec la température moyenne journalière si cette dernière est en dessous de 15 °C.

En hiver, la consommation la plus importante en semaine apparaît le soir, tandis qu'en été c'est vers midi. En janvier, la consommation monte très vite vers 8h30 – l'heure d'arrivée au bureau, où l'on allume les ordinateurs, les chauffages – et se maintient à peu près au même niveau jusqu'à 1h environ, à partir de cette heure-là, la consommation baisse petit-à-petit, pour remonter de 16h30 jusqu'à 19h – l'heure de rentrer chez soi, d'allumer la télé et de faire la cuisine. Après ça redescend... En juin, il y n'a qu'un seul pic qui est à 13h00 environ. Vers 18 h30 il y a un petit pic, un autre de 22h à 23h, peut-être dû au passage au tarif des heures creuses et où les chauffe-eaux, etc. se mettent en marche. En janvier comme en juin, le creux de la consommation est à 4h30.

Le profil de charge entre le samedi et le dimanche est quasiment identique, avec des pics constatés vers midi durant les heures de repas. Cependant cette consommation reste moindre par rapport au reste de la semaine. La consommation du dimanche est un peu inférieure à celle du samedi. La consommation relevée du lundi au vendredi se ressemble, en profil et en valeur absolue. Le seul cas qui ne suit pas cette règle est le 1<sup>er</sup> janvier (marqué en jaune), un jour férié dont la courbe de charge ressemble plus à un jour de dimanche.



**Figure 31 : production électrique par type d'énergie et consommation électrique d'un jour en hiver et d'un jour en été en 2011**

Si nous examinons la production électrique par type d'énergie sur deux jours dont un en hiver et un en été, nous voyons que la production de la journée d'été est au trois quart par rapport à la journée en hiver. Pour le jour en hiver observé, la consommation est à peu près en équilibre avec la production, avec par moment des excédents et des imports. En été, l'export est beaucoup plus important et assez constant suivant les heures (de 6 500 GWh à un peu plus de 9 000 GWh). Et en ce jour d'hiver en raison de la forte consommation, une part plus importante de production provient des énergies fossiles, en particulier du charbon, mais aussi du gaz et du fioul, alors qu'en été il n'y a quasiment pas de charbon qui est utilisé, et la proportion de gaz et de fioul diminuent. La production provenant des centrales nucléaires baisse d'environ un tiers entre l'été et l'hiver, et reste constante à l'échelle horaire. La production d'hydroélectricité et d'éolienne diminue en été, le niveau d'eau dans les barrages étant plus bas et le vent soufflant moins fort.

Dans ce chapitre, nous avons acquis une première connaissance du système énergétique de la France métropolitaine. Les deux parties suivantes de la thèse sont consacrées à la modélisation de la transition du système électrique de La Réunion. Ces deux terrains d'étude ont une échelle géographique, un climat et des configurations sociodémographiques, économiques et énergétiques assez différents. Nous espérons, à travers une série d'analyses, comparer les deux terrains, toutes proportions gardées.

Ainsi, les analyses sur l'état actuel des ressources et des consommations et leurs perspectives, ainsi que des pistes de réflexions pour une transition énergétique réussie, nous

ont permis d'avoir une vision plus claire de la manière dont peut évoluer un système énergétique territorial.

Pour étudier comment pourrait s'opérer une transition énergétique sur un territoire, devant la complexité des facteurs et des contraintes, nous pouvons raisonner en termes de scénarios d'évolution basés sur des hypothèses sociales plausibles. Ces scénarios d'évolution, prenant en compte conjoncturellement un large éventail de facteurs, permettent de simuler la dynamique du système. Mais pour arriver à cela, il faut pouvoir définir un modèle capable de simuler de manière assez réaliste la dynamique d'un système énergétique territorial donné. C'est ce qui sera fait dans la 3<sup>ème</sup> partie, où nous modéliserons le système électrique réunionnais. Dans la 4<sup>ème</sup> partie nous mettrons en œuvre les scénarios d'évolution sur ce système modélisé. La Réunion est choisie en raison de ses caractéristiques énergétiques en tant que système énergétique insulaire (SEI, cf. § 7.4), qui constitue le terrain principal du projet de recherche MILLENER dans lequel nous sommes impliqués (cf. Introduction).

### **Partie 3. Modélisation du système énergétique réunionnais**

Dans cette partie de la thèse, nous analysons les caractéristiques du système électrique réunionnais en vue de concevoir un modèle de simulation prospectif de ce système.

Pour ce faire, d'abord nous présentons les contextes géographique, climatique, socio-économique et énergétique de La Réunion (Chapitre 7). Ensuite chaque composant principal du système est présenté dans une section spécifique. Ainsi le Chapitre 8 porte sur le réseau de transport, le Chapitre 9 sur la consommation, et le Chapitre 10 sur la production notamment à partir des énergies renouvelables. Dans chacun de ces chapitres, nous analysons les dynamiques et les variations spatiales qui sont à prendre en compte dans la modélisation.

## Chapitre 7. La Réunion : une situation énergétique particulière

L'île de La Réunion est l'un des cinq départements d'Outre-mer (DOM) de la France<sup>28</sup> et même un département et région d'Outre-mer (DROM) depuis 2003. C'est une île volcanique de 2 512 km<sup>2</sup> du sud-ouest de l'océan indien par 21°09'S et 55°30'E, à environ 680 km de l'est de l'île de Madagascar. Éloignée des grandes routes maritimes et de grandes lignes aériennes, elle semble au bout du monde. Pour une étude prospective énergétique, l'île de La Réunion est particulièrement intéressante en raison des climats tropicaux mais variés permettant d'exploiter de nombreuses ressources locales d'énergie (eau, solaire, énergie de la mer, etc.). Etant insulaire, elle se confine dans un espace assez limité et escarpé au relief volcanique, ses spécificités locales énergétiques méritent d'autant plus d'être étudiées qu'elle a une population qui se densifie, réclamant toujours plus d'énergie.

### 7.1. Les contextes géographique et climatique

#### 7.1.1. Le terrain

L'ouest de l'île est un massif ancien, le massif du Piton des Neiges, où l'érosion creuse trois vastes cirques, les cirques de Salazie, Mafaté et Cilaos. A l'est se forme un volcan récent et toujours actif : le piton de la Fournaise. Sur une île d'environ 200 km de circonférence avec un grand axe de 72 km et un petit axe de 51 km, La Fournaise s'élève à 2 613 m, et le Piton des Neiges à 3 069 m (Scherer 1990). Les deux massifs sont connectés par les hauts plateaux de la Plaine des Palmistes et de la Plaine des Cafres. Ces reliefs extraordinaires, se combinant avec les régimes de pluie, créent de nombreux microclimats allant du tropical humide au climat tempéré froid en passant par le climat tropical sec et le climat méditerranéen, et abritent une riche variété de flore et de faune. Mais ces reliefs engendrent aussi une érosion importante, d'autant plus que l'occupation humaine de l'île n'est possible qu'au prix d'une déforestation. On utilise le terme « **les Hauts** » (zone 3 et 4 dans la Figure 34) pour désigner l'ensemble des zones de La Réunion qui ne sont pas littorales et dont le relief est escarpé.

---

<sup>28</sup> Les quatre autres étant la Guadeloupe (971), la Martinique (972), la Guyane (973), et depuis le 31 mars 2011, Mayotte (976).

La côte de La Réunion est particulièrement inhospitalière et ne comporte qu'un seul bon ancrage en rade de Saint-Paul, contrairement à sa voisine l'île Maurice qui a deux ports naturels (Scherer 1990). Cependant, une partie de la côte occidentale est bordée de récifs coralliens, grâce auxquels le sable blanc des plages des stations balnéaires a été formé. L'absence d'un plateau continental signifie que la mer devient rapidement profonde non loin de la côte, notamment à partir de la côte « au vent ».

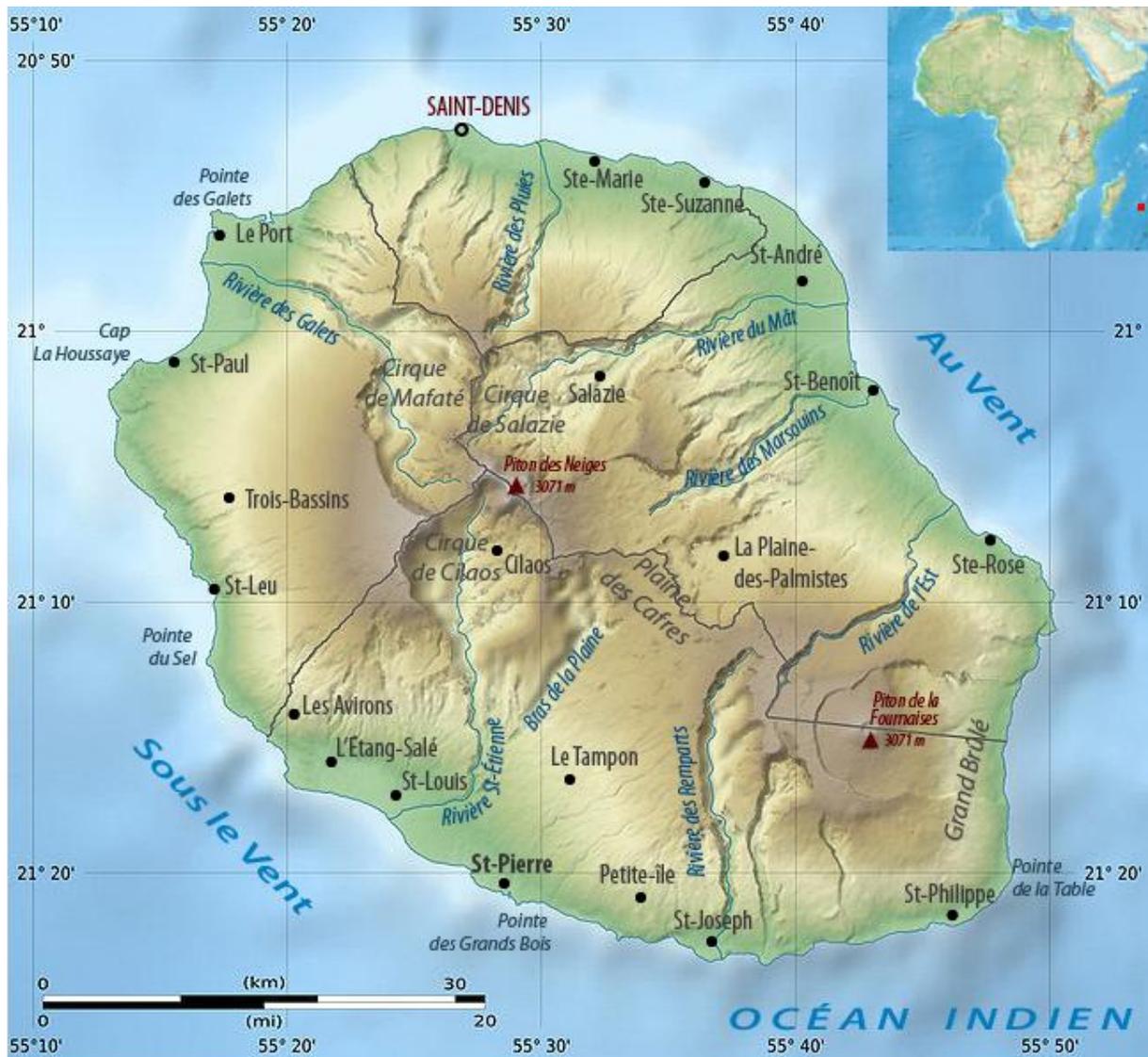
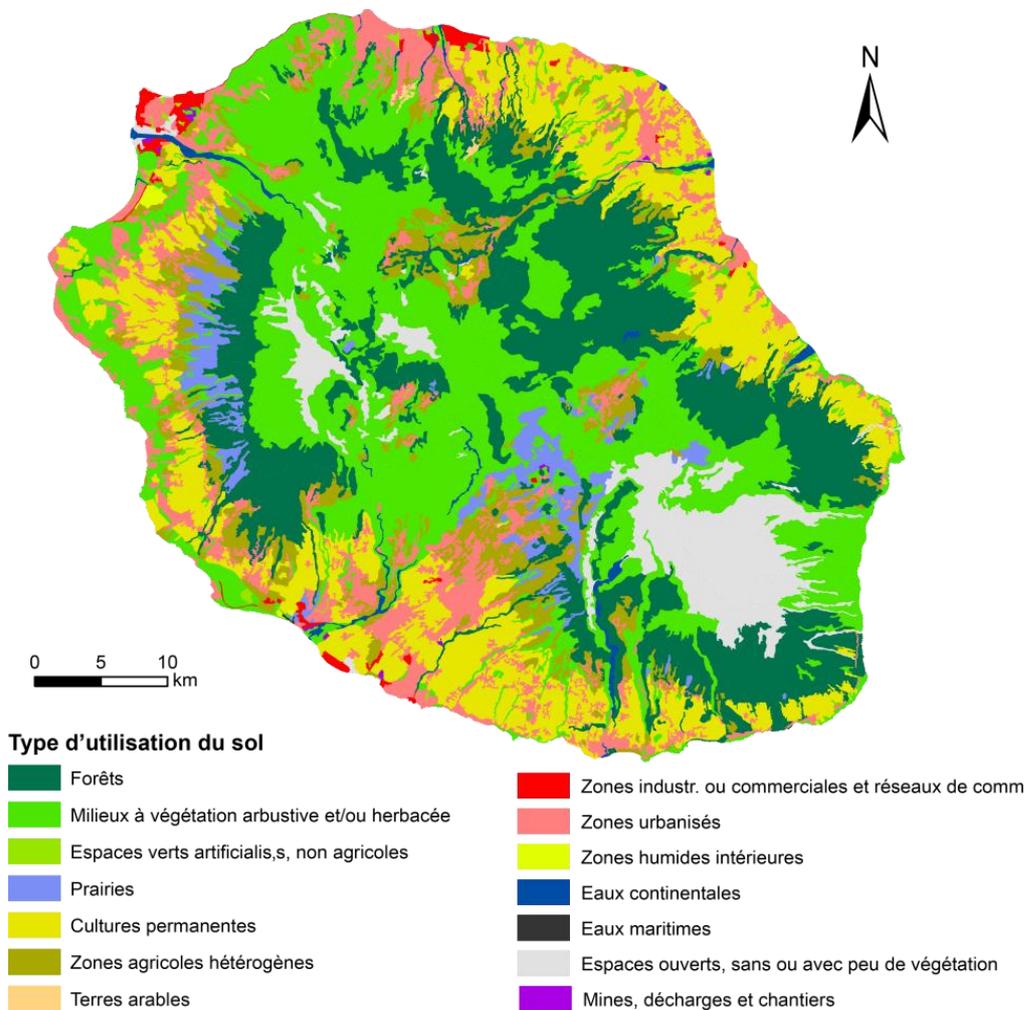


Figure 32 : La Réunion (source du fond de carte : Wikipédia)

« Les sols les plus anciens, correspondant aux deux premiers volcans du système du Piton des Neiges, sont latéritisés et donc peu fertiles (montagne Saint-Denis, Brûlé-Saint-Denis et Hauts-de-Saint-Gille). Les sols correspondant au troisième volcan du système du Piton des Neiges, qui n'ont pas encore subi l'effet de l'acidification, sont très fertiles (régions de Saint-Joseph, St-Benoît, Ste-Rose, Hauts-de-St-Leu). Il en est de même des plaines alluviales quand

elles sont suffisamment arrosées. Enfin les coulées très récentes autour du massif de la Fournaise sont stériles car elles n'ont pas encore eu le temps d'être décomposées par l'air et l'eau » (Scherer 1990).



**Figure 33 : les types d'utilisation du sol de La Réunion**

La Figure 33 montre les types d'utilisation du sol dans la base de données géographique de CORINE 2006 qui est un inventaire biophysique de l'occupation des terres. Cette carte peut nous renseigner sur la possibilité du développement des productions décentralisées : où se localisent les aires urbaines en vue d'une installation massive de photovoltaïque sur les toitures ? Où se trouvent les terres agricoles compatibles avec des champs éoliens ? Où sont des forêts et des réserves naturelles à ne pas perturber ? Où sont les habitats isolés où on peut envisager des micros réseaux autonomes ?...

Au Port, à St-Denis et à St-Pierre, se concentrent quelques zones industrielles et commerciales. Dans les zones littorales et à la Plaine des Cafres se trouvent des zones urbanisées, entourées des cultures permanentes, notamment la canne à sucre, sur la périphérie

desquelles s'ajoutent ponctuellement des zones agricoles hétérogènes. Un peu plus en altitude, et notamment dans la partie « sous le vent » et le haut de la Plaine des Cafres, se trouvent par endroits la prairie qui cohabite avec des zones de forêt. Les élevages de vaches et de poules se font dans les prairies et les espaces verts sur les pentes. Les milieux à végétation arbustive et/ou herbacée représentent la superficie la plus importante, avec la forêt ils constituent le cœur de La Réunion. En revanche ni le centre des cirques de Mafaté et du Piton des neiges, ni les grands espaces des coulées de lave de la Fournaise ne sont recouverts par la végétation.

### **7.1.2. Les vents et la pluie**

Le vent dominant est l'alizée, qui souffle toute l'année à une vitesse constante d'environ 6 m/s du sud-est au nord-ouest de l'île. On distingue ainsi deux parties : la partie exposée à l'alizée, dite « **au vent** » (zone 2 dans la Figure 34), et la partie nord-ouest dite « **sous le vent** » (zone 1 dans la Figure 34) qui est protégée des Alizées par le relief (piton des neiges). Le vent océanique amène l'humidité, ainsi cette division est aussi pluviométrique : les zones à faible pluviométries sont toutes sous le vent ; les endroits les moins arrosés de l'île se situent notamment entre St-Leu et Le Port en traversant Saint-Gilles où il fait beau presque toute l'année. La différence de pluviométrie est telle qu'en 2009, sur les Hauts de Ste-Rose, il pleut plus de 9 m d'eau, tandis qu'à l'autre bout de l'île, à la Ferme Corail de la Commune de St-Lieu, il ne pleut que 369 mm (0,37 m) sur l'année. Ainsi le climat au Port est semi-aride, tandis que la Ste-Rose se réjouit d'un verdoyant climat tropical.

La différence d'inertie thermique entre la terre et la mer fait que la variation jour-nuit de la température de la terre est plus grande que celle de la mer, ces différences thermiques créent des différences de pression. Ainsi la brise de terre souffle des Hauts vers le littoral pendant la nuit, et le terrain descendant renforce la force du vent, en revanche la brise de mer est empêchée par ce terrain montant, du littoral à l'intérieur. Les statistiques des roses de vent montrent l'effet combiné des brises et de l'alizée à travers les directions du vent. Dans le sens terre-mer (brise de terre), la vitesse n'est généralement pas grande, elle est en moyenne entre 1 et 4 m/s à 10 m du sol, et c'est sur la lignée St-Pierre – Plaine des Cafres – St-Benoît que ce type de vent se voit le plus. A la direction sud-est-nord-ouest (l'alizée), le vent peut atteindre plus de 8 m/s.

### **7.1.3. Les zones climatiques et les stations météorologiques**

La Réunion a un climat tropical, qui se caractérise par deux saisons :

- des étés chauds et humides (de décembre à avril), où des cyclones soufflent régulièrement ;
- des hivers frais et secs (de mai à novembre) où les précipitations sont très faibles.

Quatre grandes zones climatiques sont définies à La Réunion, comme le montre la figure ci-dessous (ARER 2009) :

- Zone 1 : la zone sous le vent, le littoral ouest : fort ensoleillement, température moyenne annuelle supérieure à 22 °C, zone peu ventée soumise essentiellement à l'influence des brises thermiques.
- Zone 2 : la zone au vent, le littoral est : fort ensoleillement, température moyenne annuelle supérieure à 22 °C, zone exposée aux alizés.
- Zone 3 : les Hauts de 400 à 800 m : température moyenne annuelle variant entre 16 et 22 °C.
- Zone 4 : la zone d'altitude au-dessus de 800 m : température moyenne annuelle variant entre 8 et 18 °C.

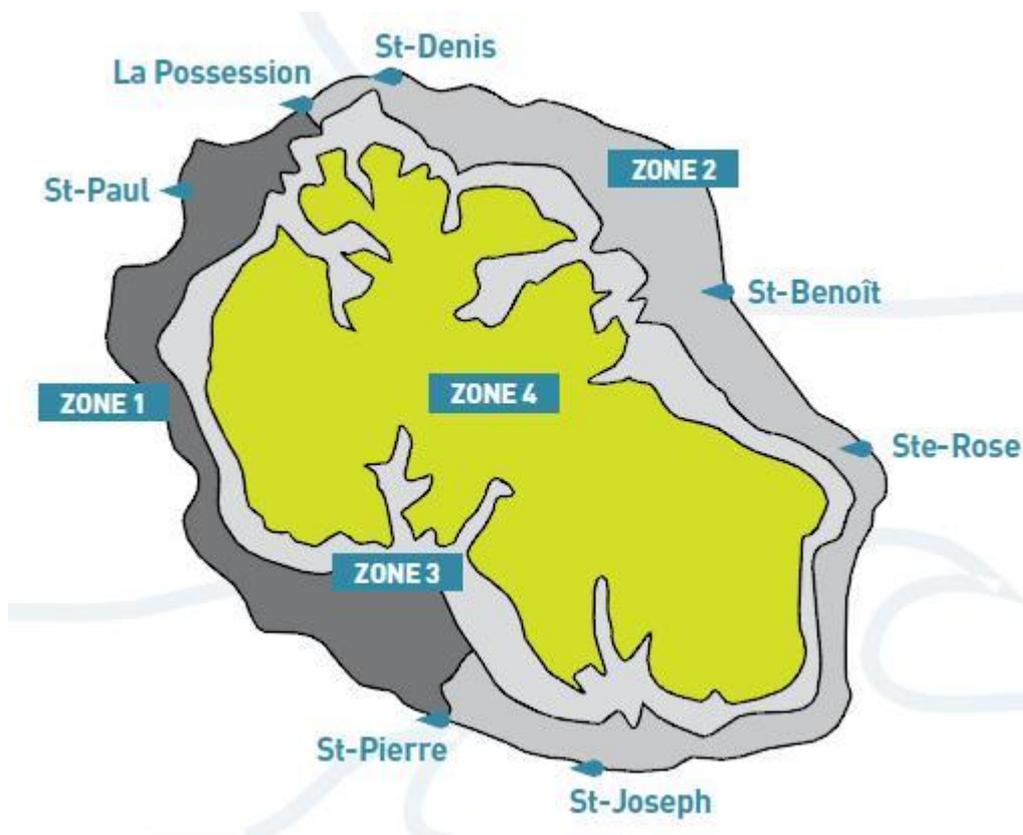


Figure 34 : les quatre zones climatiques de La Réunion (ARER 2009)

L'île jouit de nombreux microclimats dans un espace assez limité grâce au relief montagneux. C'est peut-être la raison pour laquelle La Réunion possède le réseau de stations météorologiques terrestres le plus dense des régions de France<sup>29</sup>. Le réseau climatologique de La Réunion dispose de 77 stations automatiques et de 22 postes climatologiques à mesure manuelle. Parmi ces 77 stations, 31 appartiennent à Météo-France (Météo-France 2010).

Afin d'acquérir des données météorologiques, le département géographie de l'Université de Rouen a signé une convention annuelle avec Météo France. Cette convention nous permet d'obtenir un certain nombre de crédits par an. Les données météorologiques dont dispose Météo France peuvent être achetées par ces crédits.

Malgré des microclimats riches et variés et un réseau de stations météo apparemment très développé, il manque beaucoup d'enregistrement climatique. Il n'y a apparemment qu'une vingtaine de stations qui mesurent réellement les paramètres météorologiques<sup>30</sup>, et il manque systématiquement des catégories et des périodes de mesure. Certains postes ont mesuré un certain nombre de paramètres par le passé, mais les mesures sont arrêtées à ce jour.

## **7.2. Le contexte administratif, socio-économique**

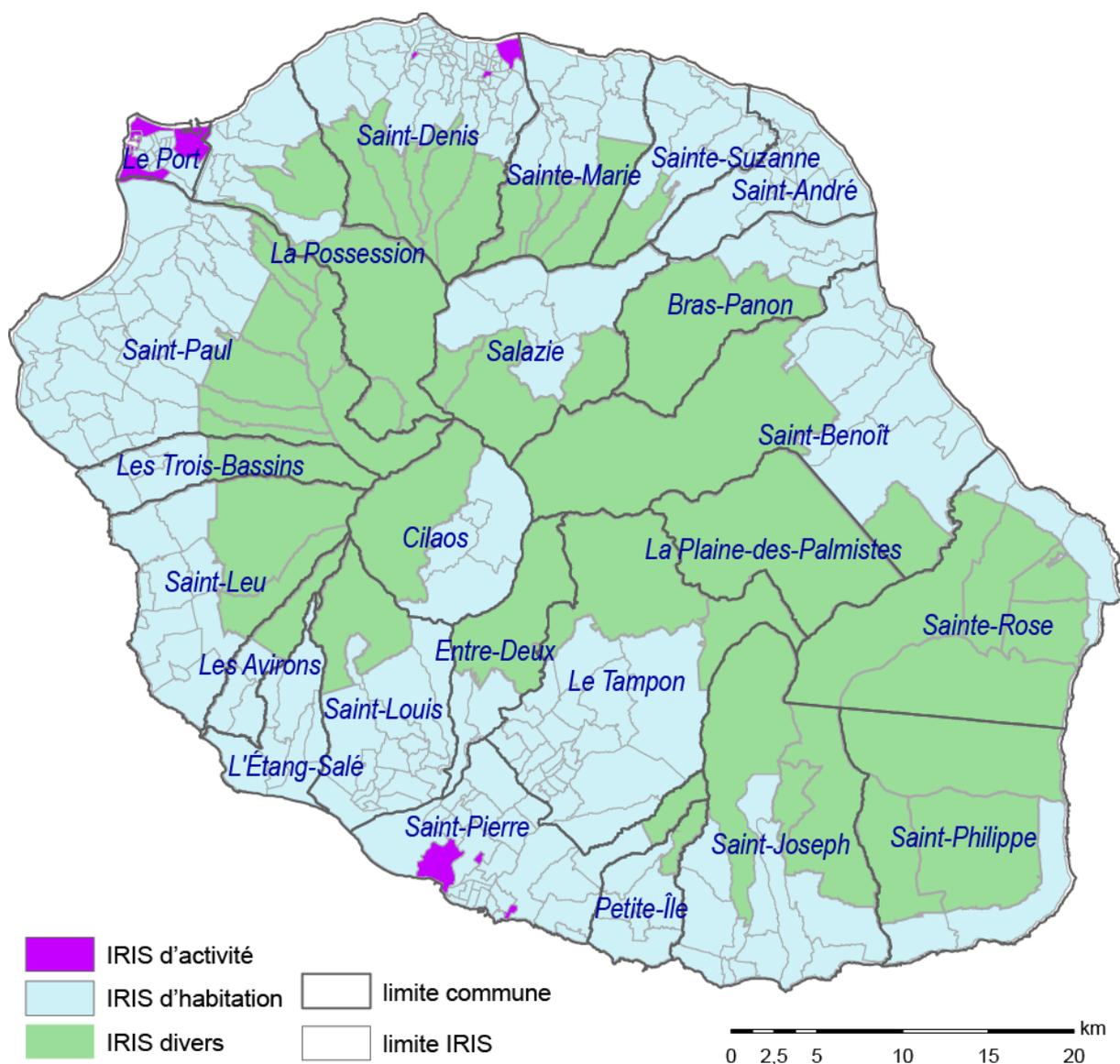
### ***7.2.1. Les divisions administratives et l'aménagement du territoire***

La Réunion se divise en 24 communes et 344 IRIS (Ilots Regroupés pour des Indicateurs Statistiques), comme le montre la carte ci-dessous.

---

<sup>29</sup> 0,04 station en service par km<sup>2</sup> pour La Réunion, 0,03 pour Guadeloupe, 0,02 pour Martinique, 0,01 pour France, moins de 0,01 pour Guyane.

<sup>30</sup> Selon les mails d'échange entre Météo-France de La Réunion et l'auteur



**Figure 35 : les divisions en commune et en trois types d'IRIS de La Réunion**

Les communes ont plutôt des formes qui s'étendent depuis les zones littorales jusqu'à des zones montagneuses, à la moitié des pentes ou jusqu'aux sommets. Cette organisation administrative trouve son origine au XVIII<sup>e</sup> siècle, au début de la colonisation de La Réunion. À l'époque, pour garantir l'accès à la mer des propriétés, la largeur des concessions était mesurée au bord de la mer et les concessions s'étendaient vers l'intérieur des terres, et parfois jusqu'au sommet du rempart (les cirques étaient réservés) (Scherer 1990).

A l'origine un IRIS (appelé IRIS 2000) faisait référence à la taille visée de 2 000 habitants par maille élémentaire. Depuis, il constitue la brique de base en matière de données statistiques infra-communales. Il doit respecter des critères géographiques et démographiques et avoir des contours identifiables sans ambiguïté et stables dans le temps. Les IRIS sont

divisés en trois catégories : Les IRIS d'habitat (IRIS H) constituent à eux seuls plus de 90 % des IRIS. La population d'un IRIS H se situe en général entre 1 800 et 5 000 habitants. Les IRIS d'activité (IRIS A) sont caractérisés par une population au lieu de travail de plus de 1 000 salariés et comptent au moins deux fois plus d'emplois salariés que de population résidente. Dans la Figure 35, nous observons qu'il y a très peu d'IRIS A à La Réunion, ce qui s'explique par un manque d'industrialisation de l'île (cf. § 7.2.2). Pour les IRIS divers (IRIS D), il s'agit de grandes zones spécifiques peu habitées et ayant une superficie importante (parcs de loisirs, zones portuaires, forêts...) (INSEE 2009).

Les IRIS sont intéressants pour nous et sont utilisés comme niveau de découpage principal de notre modèle, car les facteurs socio-économiques au sein d'un IRIS sont plus homogènes que ceux d'une commune. En plus, les productions décentralisées et leurs interactions se jouent plutôt au niveau d'IRIS, l'étendue d'une commune étant beaucoup plus vaste. Cependant, les statistiques des consommations énergétiques officielles sont faites au niveau communal, ainsi il est difficile d'obtenir les informations de consommation énergétique concernant les IRIS directement. Néanmoins beaucoup de données socio-économiques de l'INSEE disponibles au niveau des communes sont disponibles au niveau des IRIS. Ces données socio-économiques sont utilisées pour évaluer la consommation, comme nous le verrons dans le Chapitre 9.

La Réunion compte quatre aires d'équilibres. Les aires d'équilibres sont définies comme des ensembles urbains dont l'aire d'influence correspond globalement au système micro-régional (SAR 1995).

- Au sud de l'île, autour de St-Pierre. Cette aire d'influence est celle où la surface est la plus grande des quatre, et c'est une vraie armature à multiples niveaux, dont le plus haut est le triangle St-Pierre-St-Louis-Le Tampon, qui se compose de nombreuses agglomérations secondaires et des bourgs ruraux.
- A l'ouest de l'île, dont les centres sont St-Paul et Le Port. C'est une zone hautement touristique, les touristes sont attirés par les activités à vocation balnéaires ou nautiques. Les plages les plus fréquentées sont situées essentiellement à Saint-Gilles / La Saline, où il y a la plus grande concentration d'hôtels sur l'île.
- Au nord, la capitale Saint Denis et son aire d'influence. Bien que la capitale soit de loin le plus important centre économique de l'île, son étendue, l'organisation économique de l'espace et les flux d'échange avec les deux pôles avoisinants sont contraints par les reliefs qui l'isolent des pôles voisins.

- Au nord-est, autour de St-André et St-Benoît. Etendue sur un espace relativement grand, cette armature urbaine reste la moins développée des quatre. Elle s'organise le long d'une bande littorale allant de Ste-Susanne à Ste-Rose.

La Réunion possède un réseau de 5 routes nationales assurant le tour de l'île, la traversée des plaines de Saint-Benoît à Saint-Pierre, ainsi que la route menant à Cilaos<sup>31</sup>. Quant au transport ferroviaire, il a été abandonné progressivement au profit de la route. Le projet de tram-train de La Réunion, décidé en 2005, a été avorté en 2010.

Le transport collectif routier a longtemps été mal organisé et quasi-absent. Ainsi pour beaucoup, le recours au véhicule particulier pour se déplacer a été le seul choix possible. Néanmoins, depuis 2009, le système de transport en commun interurbain s'améliore avec la mise en place des « Cars Jaunes ».

### **7.2.2. La population et l'économie**

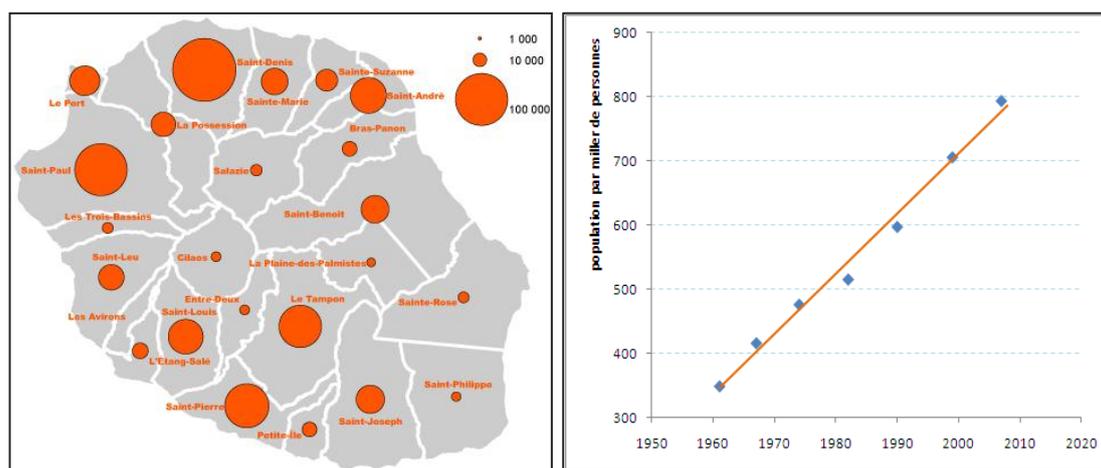
Avec plus de 300 personnes par kilomètre carré, La Réunion est le département d'Outre-Mer où la densité de population est la plus grande. Ne comptant pas plus de 350 000 personnes en 1961, la population de La Réunion aujourd'hui dépasse les 800 000 habitants, et elle est toujours en forte augmentation. Le taux de croissance annuel de la population est toujours élevé depuis 50 ans. Entre 1990 et 2007 ce taux est à 1,7 %, contre 0,5 % en France métropolitaine (Léon 2010). Cette croissance s'explique principalement par un solde naturel élevé en raison d'une forte natalité (18,8 ‰ d'après (Barbier *et al.* 2005)). Toutefois, l'immigration y contribue également. Depuis 1997-1998, on observe une forte progression des populations originaires de l'océan Indien qui se divise en deux catégories : la population non française, venant des Comores, de l'île Maurice et de Madagascar ; et la population française en provenance de Mayotte (Barbier *et al.* 2005). Le flux d'immigration de La Réunion n'est pas un cas particulier ; la Guyane connaît un taux d'immigration encore plus élevé. Ceci peut s'expliquer par le fait que certains DOM-TOM sont attractifs pour les populations issues de pays voisins plus pauvres.

---

<sup>31</sup> [http://fr.wikipedia.org/wiki/Transport\\_%C3%A0\\_La\\_R%C3%A9union](http://fr.wikipedia.org/wiki/Transport_%C3%A0_La_R%C3%A9union)

	La Réunion	France M.
Population estimée au 1 <sup>er</sup> janvier 2008	805 500	62 131 000
Superficie (en km <sup>2</sup> )	2 504	543 941
Densité pop 2007 (personnes/km <sup>2</sup> )	317	114
Naissances domiciliées en 2009	14 299	791 855
Décès domiciliés en 2009	4 109	536 275

Tableau 8 : population 2008 à La Réunion (INSEE 2011b)



La population se localise sur les zones de faible altitude qui correspondent aux zones littorales, et aux plaines entre le piton des neiges et le piton de la Fournaise.

Selon les tendances démographiques, en 2040, avec plus d'un millions d'individus, la population de La Réunion sera la seconde région plus jeune de France après la Guyane, tandis que le vieillissement touchera toutes les régions de la métropole (Léon 2010).

L'accroissement démographique de l'île fait que la terre devient une ressource rare qu'il faut protéger ; le premier des quatre grands objectifs du schéma d'aménagement régional de 2010 est de « répondre aux besoins d'une population croissante et protéger les espaces naturels et agricoles » (SAR 2010).

L'économie de La Réunion a été, depuis le début de l'histoire de la colonisation de l'île jusqu'à très récemment, fondée sur l'exportation des produits agricoles. Tout d'abord, c'était le café, dont la plantation nécessite moins de capitaux, et dont l'exploitation est de petite dimension. Après que des plantations de café aient été détruites par des cyclones de 1806-1807, ce fut notamment l'exportation des produits issus de la canne à sucre (sucre, rhum) qui

ont constitué les revenus principaux de l'île. Il y aussi les cultures de la vanille bourbon et du géranium, qui sont un appoint non sans importance.

Le tourisme devient désormais la principale source de revenus de l'île. L'essor de cette activité depuis les années 1980 va de pair avec le développement d'une hôtellerie florissante. Grâce au tourisme, La Réunion a été la région française qui a connu la plus forte croissance économique entre 1993 et 2002 (4,3 % en moyenne, contre 2,3 % pour la France) (SAR 2010). « Pour beaucoup d'observateurs, La Réunion est passée en quelques décennies d'une société de plantation coloniale à une société de consommation de masse mais sans avoir connu la société industrielle classique » (Lajoie 2004).

Le partage des richesses parmi la population semble être moins équitable à La Réunion qu'en France métropolitaine : tandis que le revenu net déclaré moyen par foyer fiscal est de 69 % de celui de la métropole, la médiane du revenu fiscal des ménages par unité de consommation en est seulement la moitié. Les foyers fiscaux imposables constituent seulement 27 % de l'ensemble des foyers fiscaux.

	<b>La Réunion</b>	<b>France M.</b>
<b>Revenu net déclaré moyen par foyer fiscal</b>	16 166	23 450
<b>Foyers fiscaux imposables en % de l'ensemble des foyers fiscaux</b>	27	54
<b>Médiane du revenu fiscal des ménages par unité de consommation</b>	9 951	18 129

**Tableau 9 : revenu de la population de La Réunion en 2008 en euro comparé à celui de la France métropolitaine (INSEE 2011b)**

La structure économique par secteurs d'économie ressemble beaucoup à celle de la France métropolitaine (cf. Tableau 10), où le secteur tertiaire (notamment le tourisme) se taille la part du lion du tissu économique local (56,1 %, contre 58,1 % en France métropolitaine). La canne à sucre est à l'origine du développement des grands groupes industriels réunionnais comme Bourbon ou Quartier Français ; l'industrie sucrière domine l'activité industrielle de l'île.

	<b>La Réunion</b>	<b>France M.</b>
<b>Nombre d'établissements actifs</b>	59 932	4 984 849
<b>dont :</b>		
<b>Agriculture</b>	12 %	13 %
<b>Industrie</b>	7 %	6 %
<b>Construction</b>	11 %	9 %
<b>Commerce, transports et services divers</b>	56 %	58 %
<b>Administration publique, enseignement, santé et action sociale</b>	15 %	14 %

**Tableau 10 : nombre d'établissements actifs de La Réunion au 31 décembre 2008 comparé à celui de la France métropolitaine (INSEE 2011b)**

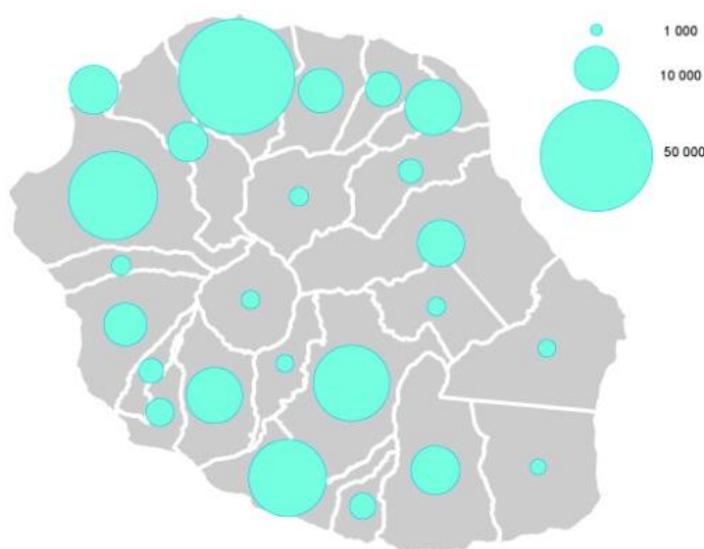
Cependant cette structure économique qui repose sur le tourisme et la culture de la canne à sucre est fragile pour trois raisons : d'abord elle est dépendante de la demande extérieure, tout comme une économie jadis basée sur l'exportation agricole d'ailleurs. Ensuite cette économie n'exige pas une grande qualification de la main-d'œuvre, ainsi les emplois sont facilement remplaçables. Troisièmement elle offre surtout des emplois non permanents et notamment les emplois occasionnels ou saisonniers, au rythme des campagnes sucrières ou des saisons touristiques.

L'émergence d'un chômage massif que connaît La Réunion est liée à la croissance démographique, la montée du taux d'activité et l'insuffisance du secteur de production, en particulier du secteur marchand (SAR 2010). En d'autres termes, malgré une économie dynamique, la demande d'emplois est toujours plus grande que l'offre. En effet, le chômage est devenu un problème sévère depuis quelques années. Selon l'INSEE, en 2007, le taux de chômage des 15 à 64 ans de l'île était de 32,7 %, contre 11 % dans la France métropolitaine.

### **7.2.3. Les logements**

Les logements sont au cœur du système territorial de l'île, que ce soit en termes de consommation (la maîtrise de la demande énergétique), ou de production décentralisée des énergies. L'électricité consommée dans le secteur résidentiel représente 43,5 % de la consommation finale en 2007 (PETREL 2009). Le besoin énergétique d'un logement est directement influencé par son type (maison ou appartement), sa superficie, l'insolation, l'infiltration et la ventilation.

En 2007 on dénombrait un peu moins de trois cent mille logements à La Réunion<sup>32</sup>, ce qui représentait 2,7 personnes par logement, contre 2,0 en France métropolitaine. En raison d'une croissance significative et continue de la population au cours des années, une augmentation du nombre de logements semble nécessaire pour satisfaire la demande de la population future, et c'est bien là une occasion de construire des bâtiments ayant une meilleure performance énergétique. La réglementation thermique réunionnaise annoncée le 17 avril 2009 et applicable dès mai 2010 ne porte que sur les nouvelles habitations. L'objectif stratégique en 10 ans du scénario STARTER (Stratégie d'Autosuffisance énergétique pour la Relance et la Transition Énergétique à La Réunion) comprend la création d'une filière de construction durable très active, en particulier dans le logement social (PETREL 2009).

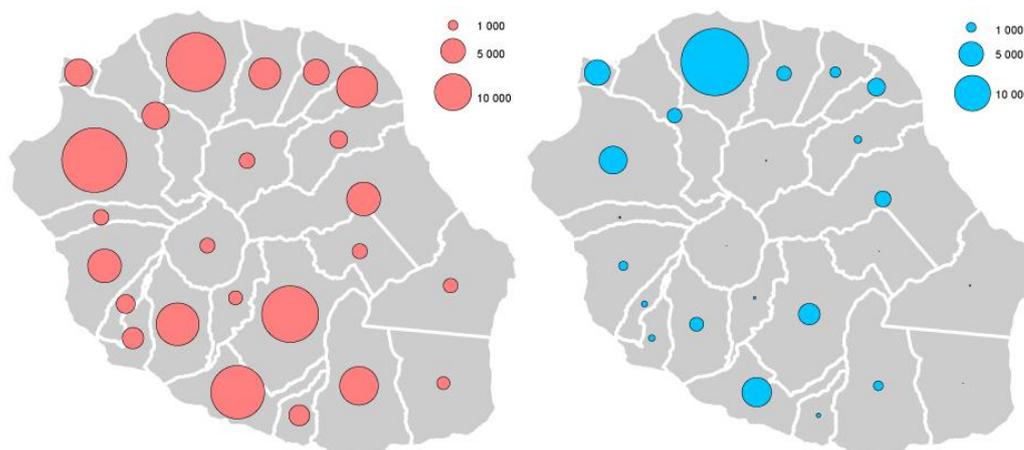


**Figure 37 : nombre de logements par commune (source : INSEE)**

Parmi ces logements, 91,1 % sont des résidences principales, contre 83,8 % en France métropolitaine ; 2,0 % sont des résidences secondaires, contre 9,8 % en France métropolitaine.

---

<sup>32</sup> Le nombre exact est 294 834.



**Figure 38 : à gauche, nombre de maison par commune jusqu'en 2004 ; à droite, nombre d'appartement par commune jusqu'en 2004 (source : INSEE)**

Il semble que la distribution des maisons soit plus en corrélation avec la distribution de la population à l'échelle communale, en contraste avec des appartements qui se concentrent sur la commune de Saint-Denis.

Si l'on divise la date de construction du logement en trois périodes : avant 1949, de 1949 à 1974, de 1974 à 2004, on constate que la plupart des logements sont construits après 1974. Ceci s'explique par l'explosion démographique que l'île connaît depuis 1960, la population ayant quasiment triplé. La proportionnalité communale de construction est similaire durant ces trois périodes.

Nous proposons ici une lecture statistique et graphique concernant les bâtiments et notamment les logements des deux communes, St-Pierre et Le Tampon. Nous choisissons ces deux communes car les seules données de courbes de charge de consommation électrique que nous possédons sont à peu près sur ces deux communes, et de ce fait les types de logements et leurs distributions, et les usages spécifiques de consommation des logements (climatisation, chauffage, etc.) de ces deux communes sont intéressants pour nous afin d'analyser et interpréter des données de courbes de charge.

		<b>St-Pierre</b>	<b>Le Tampon</b>	<b>La Réunion</b>
<b>Population</b>	<b>Population estimée</b>	75 265	70 539	794 107
	<b>Superficie (en km<sup>2</sup>)</b>	97	181	2 503
	<b>Densité (personnes/km<sup>2</sup>)</b>	776	390	317
<b>Economie</b>	<b>Nombre d'établissements et d'entreprises</b>	5 224	4 029	47 205
	<b>Agriculture (en %)</b>	13	21	14
	<b>Industrie (en %)</b>	7	7	7
	<b>Construction (en %)</b>	10	16	12
	<b>Commerce, transports et services divers (en %)</b>	58	46	54
	<b>Administration publique, enseignement, santé et action sociale (en %)</b>	12	10	12
<b>Résidence</b>	<b>Résidence principale maison individuelle</b>	18 864	20 141	206 771
	<b>Résidence principale immeuble collectif</b>	6 360	4 017	75 698
	<b>Densité Résidence (résidence/km<sup>2</sup>)</b>	260	133	113

**Tableau 11 : situation de la population, de l'économie et de la résidence de St-Pierre et du Tampon, comparées avec celles de La Réunion**

Le tableau statistique montre une commune littorale de St-Pierre plus urbaine par rapport à son voisin Le Tampon en contre-haut, dont l'extrême nord est en plus de mille cinq cent mètres d'altitude. La densité de la population et de la résidence de St-Pierre est quasiment le double de celle du Tampon, et plus du double de celle de La Réunion. L'agriculture est beaucoup plus importante au Tampon si l'on se réfère au nombre d'établissements et d'entreprises agricoles comme indicateur.

Les logements de St-Pierre se concentrent dans le sud, donnant sur l'océan, et ceux du Tampon dans les zones frontières avec St-Pierre.

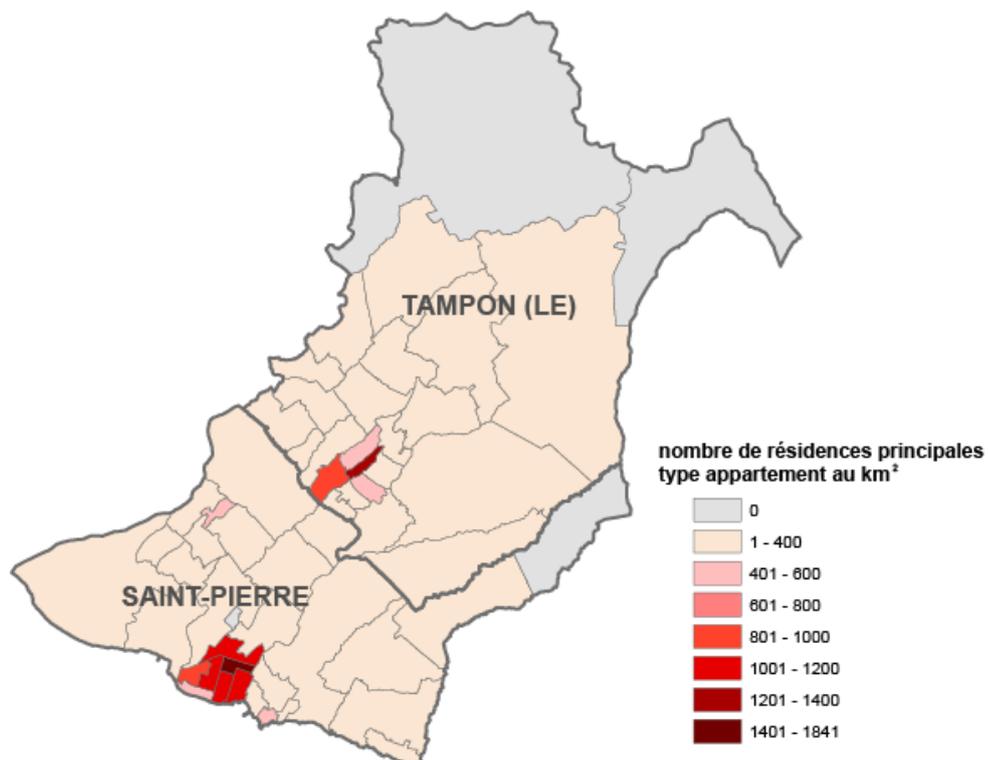


Figure 39 : nombre de résidences principales de type appartement au km<sup>2</sup> par IRIS

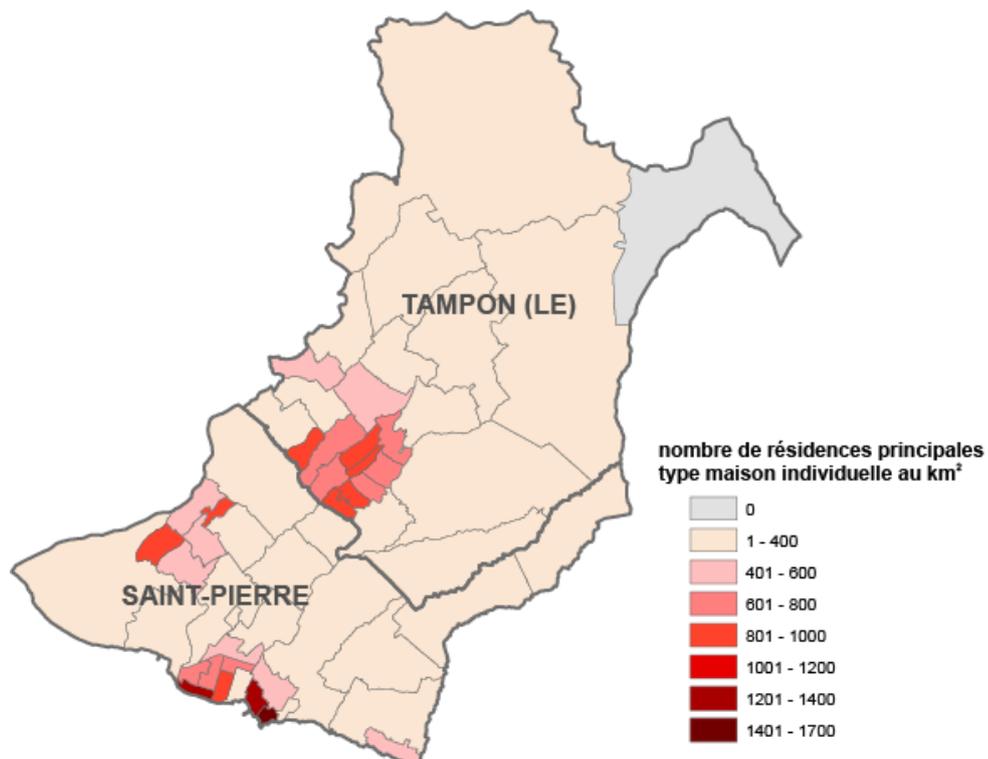


Figure 40 : nombre de résidences principales de type maison au km<sup>2</sup> par IRIS

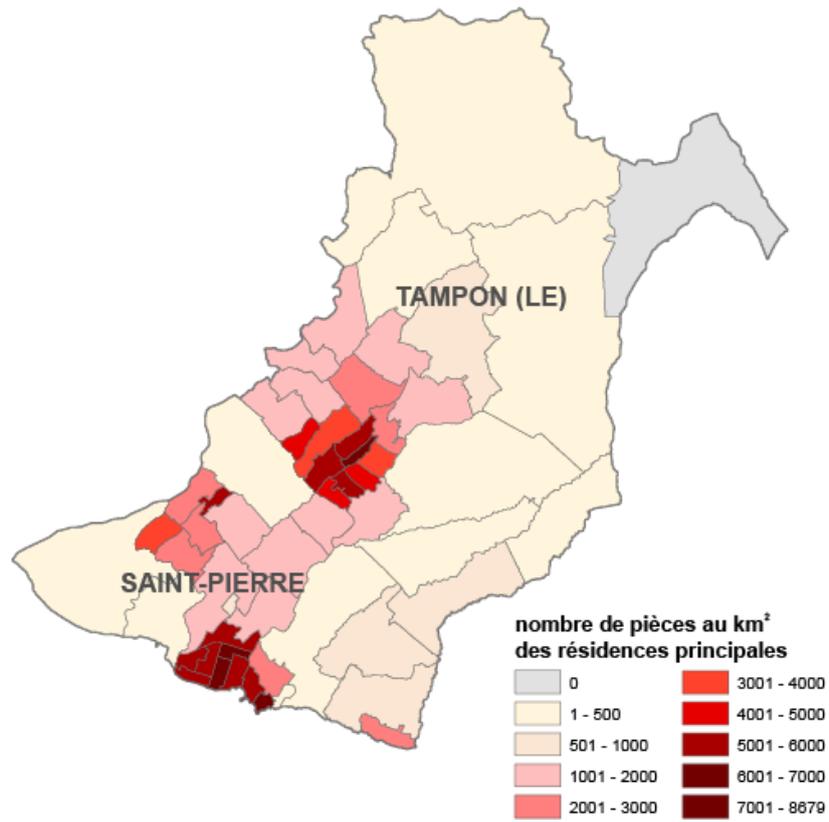


Figure 41 : nombre de pièces des résidences principales au km<sup>2</sup> par IRIS

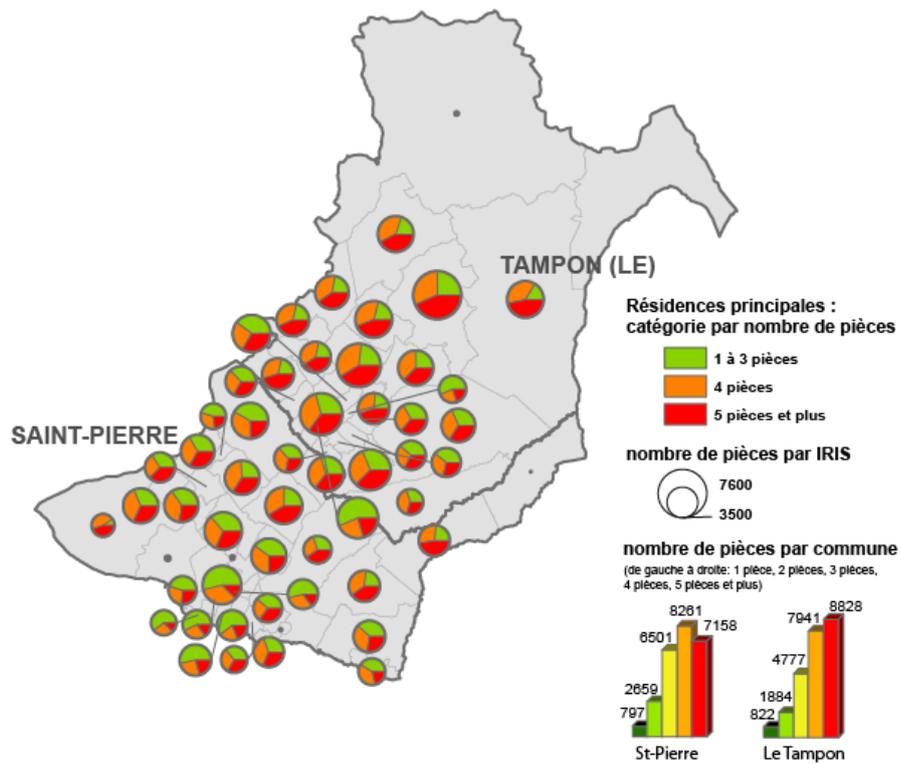
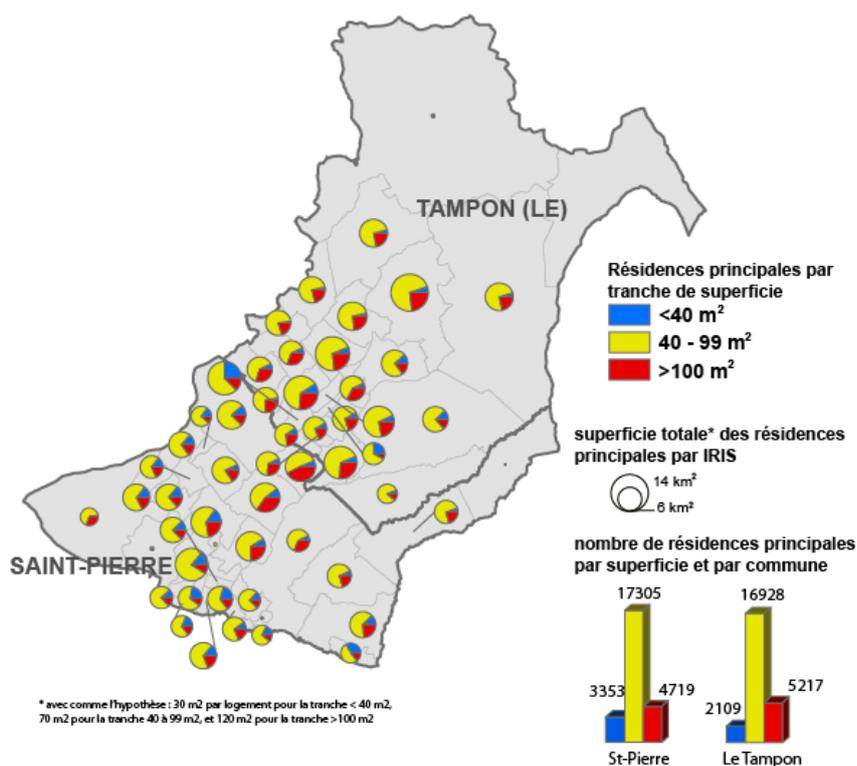
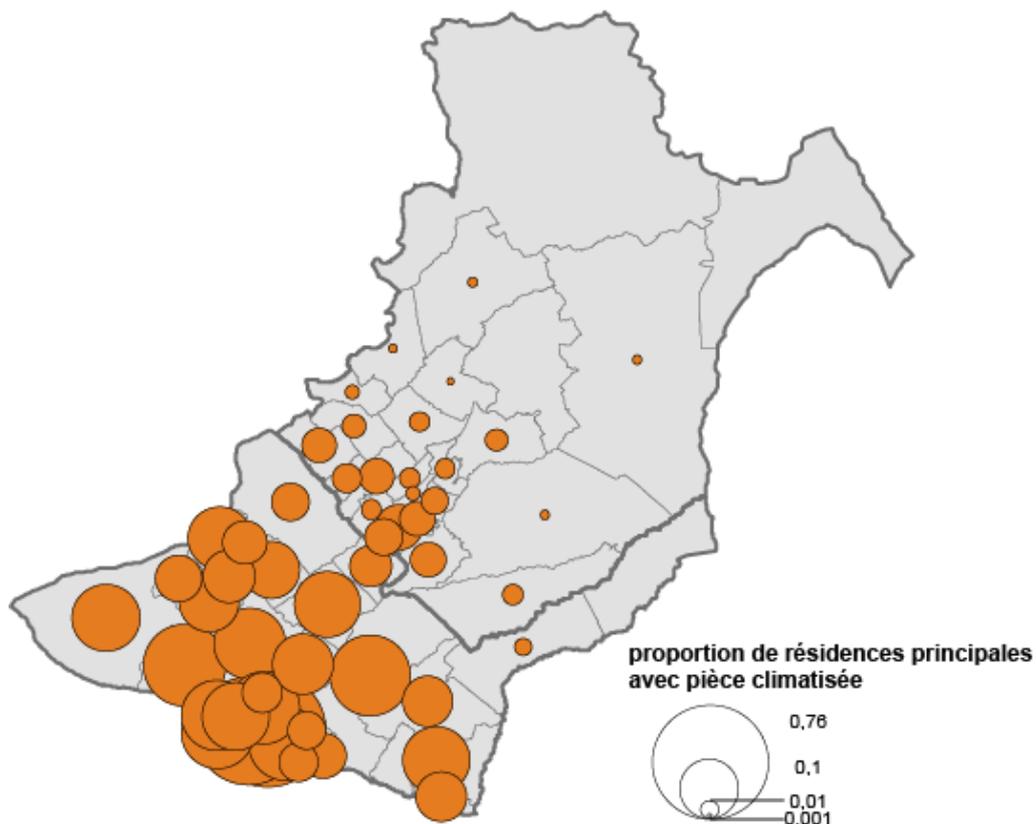


Figure 42 : nombre de pièces par IRIS, et proportion de résidences principales par nombre de pièce



**Figure 43 : superficie totale des résidences principales par IRIS, proportion de résidences principales par tranche de superficie**

Les logements collectifs se confinent dans quelques IRIS en milieu urbain, tandis que la répartition des maisons est un peu plus homogène (cf. Figure 39, Figure 40). En milieu rural, la densité résidentielle est plus faible (cf. Figure 41), tandis que les logements possèdent plus de pièces par rapport aux résidences urbaines, qu'il s'agisse des maisons individuelles ou des habitats collectifs (cf. Figure 42). En milieu urbain les logements de 1 à 3 pièces sont souvent majoritaires (cf. Figure 42). A St-Pierre, la surface des résidences principales est plus petite qu'au Tampon, et ceci se traduit par une proportion plus grande de résidences de moins de 40 m<sup>2</sup> et une proportion plus petite de résidences qui ont plus de 100 m<sup>2</sup> (cf. Figure 43).

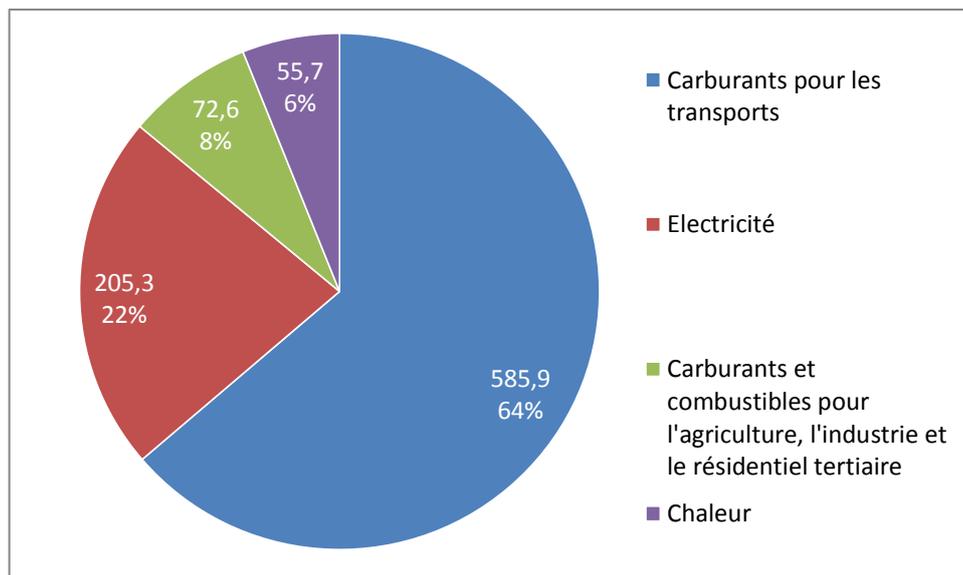


**Figure 44 : proportion de résidences principales avec pièce climatisée par IRIS**

Les pièces climatisées sont beaucoup plus nombreuses à St-Pierre, dans les zones littorales, qu’au Tampon en altitude (cf. Figure 44).

### **7.3. Le contexte énergétique**

La consommation totale d’énergie finale s’élève à plus de 900 ktep. La première place est de loin la consommation finale de carburant pour les transports (585,9 ktep, soit 64 %), qui est presque le triple de la consommation finale d’électricité (205,3 ktep, soit 22 %). Cette consommation très importante de carburant s’explique par plusieurs raisons : un manque historique de transport alternatif, entre autres le transport collectif, qui rend les réunionnais dépendants de leurs voitures ; un prix de carburant maintenu au même niveau que celui en France, par décrets du 17 novembre 1988, qui baisse artificiellement le coût du carburant. De plus, l’automobile est devenue l’objet culte de la réussite sociale (Lajoie 2004).



**Figure 45 : consommation finale d'énergie en ktep (ARER 2010)**

La Réunion est approvisionnée par des produits pétroliers importés. Or les raffineries se situant dans sa zone géographique (Madagascar, Maurice, Afrique du Sud) ne produisent pas de carburants aux normes européennes, ainsi sa zone d'approvisionnement la plus proche est Singapour (Bolliet *et al.* 2009). La quantité d'importation relativement petite et l'éloignement des grandes routes maritimes ne font qu'augmenter le coût d'importation (Bolliet *et al.* 2009).

La consommation finale de carburants dans d'autres secteurs que le transport est de 8 %. La consommation en chaleur est la moins importante, seulement de 6 %.

	<b>La Réunion</b>	<b>France M.</b>
<b>Cons. Electricité (GWh)</b>	2 388	494 600
<b>par millier de population</b>	3,0	7,1
<b>Nombre de voitures</b>	408 366	30 850 000
<b>par millier de population</b>	515	496
<b>Carburants pour les transports (tep)</b>	586 000	46 600 000
<b>par millier de population</b>	728	750
<b>par voiture</b>	1,435	1,510

**Tableau 12 : consommation finale électrique et consommation finale de carburants comparées avec celle de la France métropolitaine. (ARER 2010, Comité des Constructeurs Français d'Automobiles (CCFA))**

Dans ce tableau comparatif entre La Réunion et La France métropolitaine (Tableau 12), la consommation électrique réunionnaise par habitant est inférieure de la moitié de celle de la métropole. Le taux de possession de voiture par habitant est à peu près le même : environ un

habitant sur deux possède une voiture. A La Réunion, le nombre de voitures pour mille habitants est légèrement supérieur qu'en métropole. En 2009, la consommation de carburants liée aux transports est de 586 ktep. Cette consommation représente près de deux tiers de la consommation d'énergie finale. On y voit une grande dépendance de la population à l'égard du transport individuel. Néanmoins, la consommation de carburant pour mille habitants est plus faible. La superficie limitée de l'île en est la raison principale.

La grande proportion de consommation d'énergie fossile par le secteur du transport fait rêver à un moyen de transport alternatif qui ne consommerait pas de carburant diesel – les voitures électriques par exemple ; et cette limitation de distance parcourue par voiture donne un grand espoir au développement de ces dernières dont l'une des principales contraintes techniques est le manque d'autonomie, en raison d'une densité énergétique moindre des batteries comparée avec celle des carburants.

Le projet de loi Grenelle II met un accent sur les régions d'outre-mer qui devraient faire figure d'exemple par l'intégration massive d'énergies renouvelables ; l'objectif est qu'elles assurent 50 % de la consommation d'énergie finale dès 2020.

La Réunion est un terrain d'études particulièrement prospecté concernant les potentialités d'intégration des énergies renouvelables dans la production d'électricité ou/et dans le transport. D'un côté une énergie basée sur l'importation de charbon et des produits pétroliers est une énergie chère et dépendante de l'extérieur; de l'autre, il semble y avoir un gisement local immense de ressources renouvelables sous-exploitées. En plus, l'exploitation d'une énergie indigène créerait beaucoup d'emplois, ce qui est très attractif pour La Réunion où le chômage est en hausse depuis quelques années.

La Réunion fait l'objet de plusieurs plans d'action politique :

- Plan Régional des Energies Renouvelables et d'Utilisation Rationnelle de l'Energie (PRERURE). Sous l'impulsion du Président Vergès, en 2000 le Conseil Régional de La Réunion a initié le PRERURE. Elle privilégie une politique de demande et d'offre énergétique, autour de deux éléments-clés : l'amélioration de l'efficacité énergétique, et la valorisation des énergies renouvelables disponibles à La Réunion (PRERURE 2008).
- GERRI, qui signifie en anglais « *Green Energy Revolution : Reunion Island* » et en français « Grenelle de l'Environnement à La Réunion ». Il est lancé en 2008 par l'Etat après la visite du Président Sarkozy à La Réunion, avec la collaboration entre le

conseil régional et le conseil général de La Réunion. Les axes prioritaires sont les transports, la production d'énergie, le stockage de l'énergie, l'urbanisme et le tourisme. De nombreuses réalisations sont en cours, notamment les expériences sur les énergies de la mer, les stockages, la culture des micro-algues, et les systèmes PV (GERRI 2011b).

- Plan Economique de Transition et de Relance via des Energies 100 % Locales à l'île de La Réunion (PETREL). Ce plan est associé à un programme de scénario de mix énergétique nommé STARTER et avec comme outil la simulation. Le résultat de la simulation montre qu'une énergie à 100 % renouvelable est viable en 2030 et ne serait pas plus chère en comparaison avec un scénario tendanciel (PETREL 2009).

#### **7.4. Les caractéristiques du système électrique insulaire (SEI) réunionnais**

Un **Système Electrique Insulaire** est défini comme un petit système électrique non interconnecté et en général d'une petite taille. Ce qui est souvent le cas dans une île du fait de son isolement géographique.

Non seulement qu'un SEI est plus simple en structure, mais son fonctionnement diffère d'un système électrique continental où les réseaux sont très interconnectés. Au Danemark où plus de 18 % de l'électricité est fournie par les éoliennes ces dernières années (DEA 2010), le réseau électrique est connecté à d'autres réseaux, surtout à celui de la Norvège et de la Suède où l'hydraulique peut absorber la fluctuation des éoliennes. L'absence d'un vaste réseau interconnecté peut créer des difficultés à intégrer les ressources intermittentes dans le système, d'autant plus que la variation de la demande et l'intermittence des ressources renouvelables y peut être plus grande en raison d'un lissage spatial moindre et d'un lissage par effet de nombre moindre.

Néanmoins, un système électrique insulaire qui n'a aucun recours à l'extérieur doit déjà posséder des centrales où les productions sont flexibles, et savoir faire face à la fluctuation de la demande. Le rapport SRREN du groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) donne l'exemple de l'Irlande qui possède une interconnexion limitée mais qui intègre déjà 11 % d'énergie éolienne (IPCC 2011). Sa grande variation quotidienne de la demande en électricité, combinée à son isolement géographique, ont abouti à un système électrique irlandais relativement flexible qui est particulièrement bien adapté à l'intégration de l'énergie éolienne.

L'autonomie du système insulaire, sa taille relativement plus petite, et sa structure relativement plus simple, rendent la modélisation plus simple, et les résultats plus faciles à interpréter. Sa simplicité le rend intéressant comme terrain d'expérience et d'observation pour les innovations énergétiques, car les conséquences des actions prises sont faciles à observer, puisque tout se joue dans un espace confiné.

À La Réunion, la puissance totale installée sur le réseau du parc de production électrique est de 652 MW à la fin de l'année 2009, soit de l'ordre d'une demi-tranche de nucléaire. Les pics de la consommation électrique montent à environ 420 MW. La longueur de réseau est de 5 181 km, le plus haut niveau de tension est à 63 kV. A titre de comparaison, la France métropolitaine compte 58 tranches de nucléaire, la longueur de réseau est de 1 455 852 km, le plus haut niveau de tension est à 400 kV (EDF 2007, RTE 2009).

La production électrique pour 2009 s'élève à 2618 GWh. Presque la moitié de la production (48 %) provient du charbon, 20 % du fioul lourd et de gazole. La part de production par énergies fossiles est de 68 %. Parmi les renouvelables, il y a notamment la production hydraulique (20 %) et de bagasse (11 %). La production photovoltaïque, éolienne et biogaz confondues ne représentent que 3 % de la production raccordée au réseau (Figure 46).

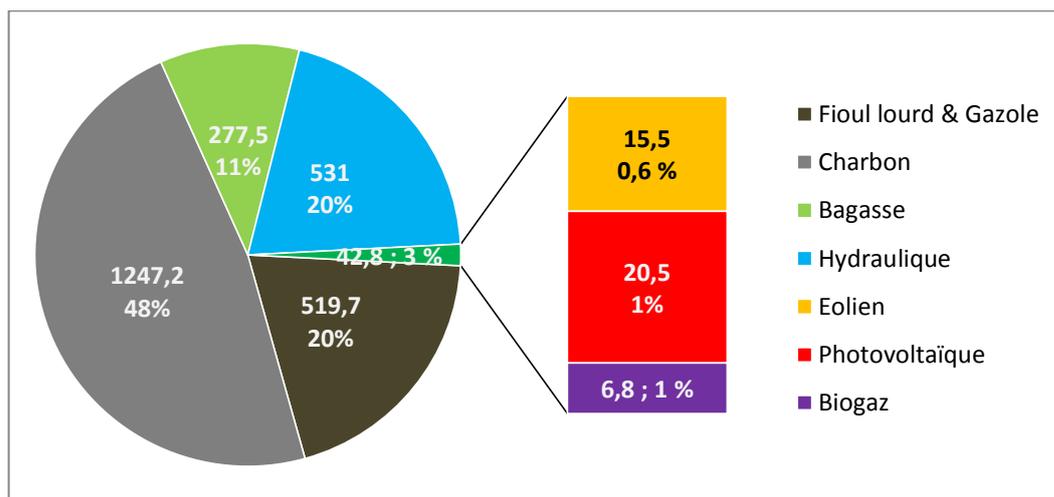


Figure 46 : production d'électricité en GWh et en pourcentage par sources (ARER 2010)

Au début des années 1980 la production électrique est presque entièrement assurée par l'hydraulique couplée avec les moteurs diesels. Ce couplage ne peut plus suivre une croissance de la consommation électrique soutenue, et dans les années 1990, les centrales

électriques au charbon et à la bagasse ont été ajoutées<sup>33</sup>, ainsi que les TAC (turbines à combustion). De manière très timide, il y a cinq ans environ, d'autres ressources renouvelables, entre autres les éoliennes, s'ajoutent à la production.

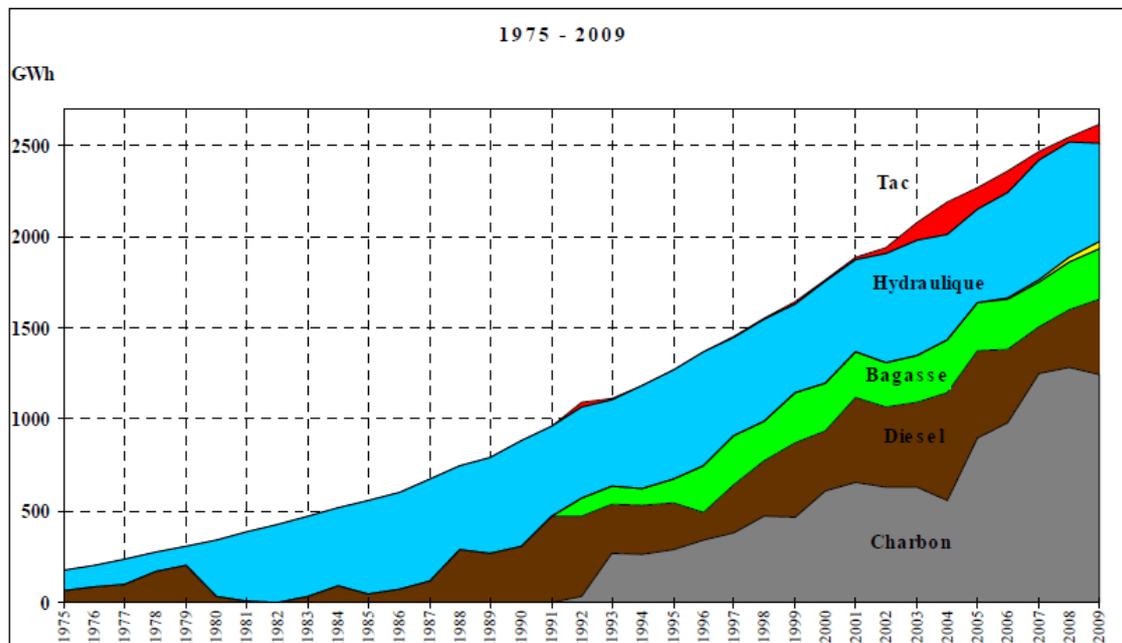
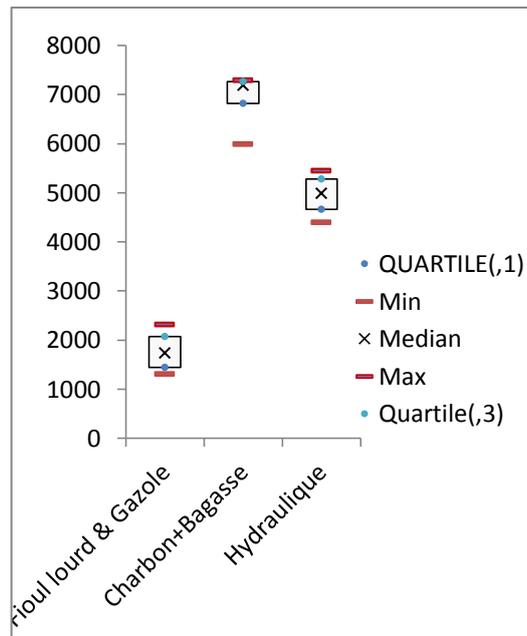


Figure 47 : évolution de la production sur les 30 dernières années (EDF 2010a)

Les centrales au charbon-bagasse produisent l'électricité « de base », celles-ci fonctionnent à un équivalent de 80 % de leur puissance installée pendant toute l'année. Les barrages hydrauliques pourraient faire la « demi-base » en stockant l'eau dans la nuit pour les utiliser dans la journée, leur taux d'utilisation est de 14 heures par jours de la puissance installée. Les centrales au fioul lourd et au gazole fournissent l'électricité en période de pointe car elles sont plus flexibles à démarrer et peuvent faire varier la production selon la demande, mais le coût économique par kWh produit est plus élevé. Les productions intermittentes ne constituent pas une production stable, mais sont une ressource d'appoint lorsqu'elles sont disponibles.

<sup>33</sup> La bagasse est le résidu fibreux de la canne à sucre composée principalement par la cellulose de la plante.



**Figure 48 : équivalent d'heures de fonctionnement annuel aux puissances installées par type de centrale, calculé avec des données de production de 2006 à 2009**

Les centrales à moteur diesel et à turbine à combustion (TAC) de l'île, possédées par EDF, sont toutes situées au Port, pour être près de foyers de consommation en énergie des grandes agglomérations du Port et de la capitale St-Denis, et pour la facilité de transport de pétrole venant par la mer. Malgré les vives protestations de la population locale, des associations et des organisations environnementales (David 2007), une nouvelle centrale sera construite à Port Est pour satisfaire la demande toujours croissante de la population en électricité. Elle sera équipée de 12 moteurs diesel de 18.3 MW chacun pour une puissance installée d'environ 220 MW (EDF 2010c).

Les TAC 1,2 et 3 du Port Ouest seront, en raison de l'absence de système de dénitrification, limitées à 500 h/an d'utilisation au maximum (PETREL 2009). Quant à la centrale aux moteurs diesel du Port Ouest, son démantèlement était programmé pour 2010, or finalement elle va fonctionner jusqu'en 2012 (Grondin 2010), pour ensuite être remplacée par une nouvelle centrale à Port Est.

Centrale	Puissance nominale par tranche (MW)
Centrale du Port Ouest (moteurs diesel)	120
Centrale du Port Ouest : TACs	20*3
Port Est : TAC	80

**Tableau 13 : les centrales thermiques sur l'île**

La situation paraît paradoxale : d'un côté, les plans politiques ambitieux se multiplient visant à mettre en œuvre des ressources renouvelables et à maîtriser la consommation de l'énergie ; de l'autre, EDF annonce la construction d'une nouvelle centrale thermique à combustibles fossiles hyper performante. Une énergie 100 % renouvelable semble être une illusion, et la part de renouvelable risque même de diminuer si la consommation électrique s'accroît plus vite que la production d'électricité renouvelable.

La relation entre les énergies renouvelables et les énergies fossiles est avant tout une substitution : on développe les énergies renouvelables pour remplacer les énergies fossiles. Néanmoins, il existe bien une sorte de complémentarité entre les deux, car certaines ressources fossiles, notamment le gaz naturel et le fioul, permettent d'alimenter des unités de production dont la puissance est contrôlable et qui sont capables de démarrer très vite. Ces avantages permettent d'assister les productions renouvelables intermittentes pour satisfaire la demande. C'est dans ce sens qu'EDF justifie la construction de cette nouvelle centrale pour la flexibilité d'ajustement qu'elle représente : « les centrales thermiques à moteurs Diesel constituent, dans les systèmes insulaires, l'un des moyens les plus efficaces pour faire face aux variations de consommation d'électricité, et notamment aux augmentations fortes et soudaines de la demande » (PETREL 2009). Le rapport du GIEC prévoit également une place de plus en plus importante de l'énergie type « pointe », plus flexible, dans les futurs systèmes électriques.

Cette production de pointe peut être assurée par des batteries de stockage. Au 1<sup>er</sup> janvier 2010, une installation de batteries de type sodium-soufre (NaS) de 1 MW a été mise en service, à Bras des Chevrettes (Saint-André). Il s'agit du premier site expérimental européen de stockage par NaS. La production en 2010 est de 1 GWh (ARER 2011).

Toute évolution dans la production et la consommation électrique est susceptible de modifier le volume d'énergie transportée. Le réseau n'étant pas prévu au départ pour transporter ce volume, il se peut qu'un redimensionnement du réseau soit nécessaire. Les productions renouvelables (p. ex. les éoliennes) ne peuvent pas être positionnées dans les lieux où il y a des besoins de consommation, mais là où les ressources (p. ex. en vent) sont suffisantes. C'est alors au réseau à s'adapter. De plus, c'est souvent là où le réseau est peu dense et d'une capacité faible (p. ex. en milieu rural) que ces productions se trouvent, ce qui complique le travail d'expansion du réseau. Le réseau réunionnais sera analysé dans le chapitre suivant de la thèse.

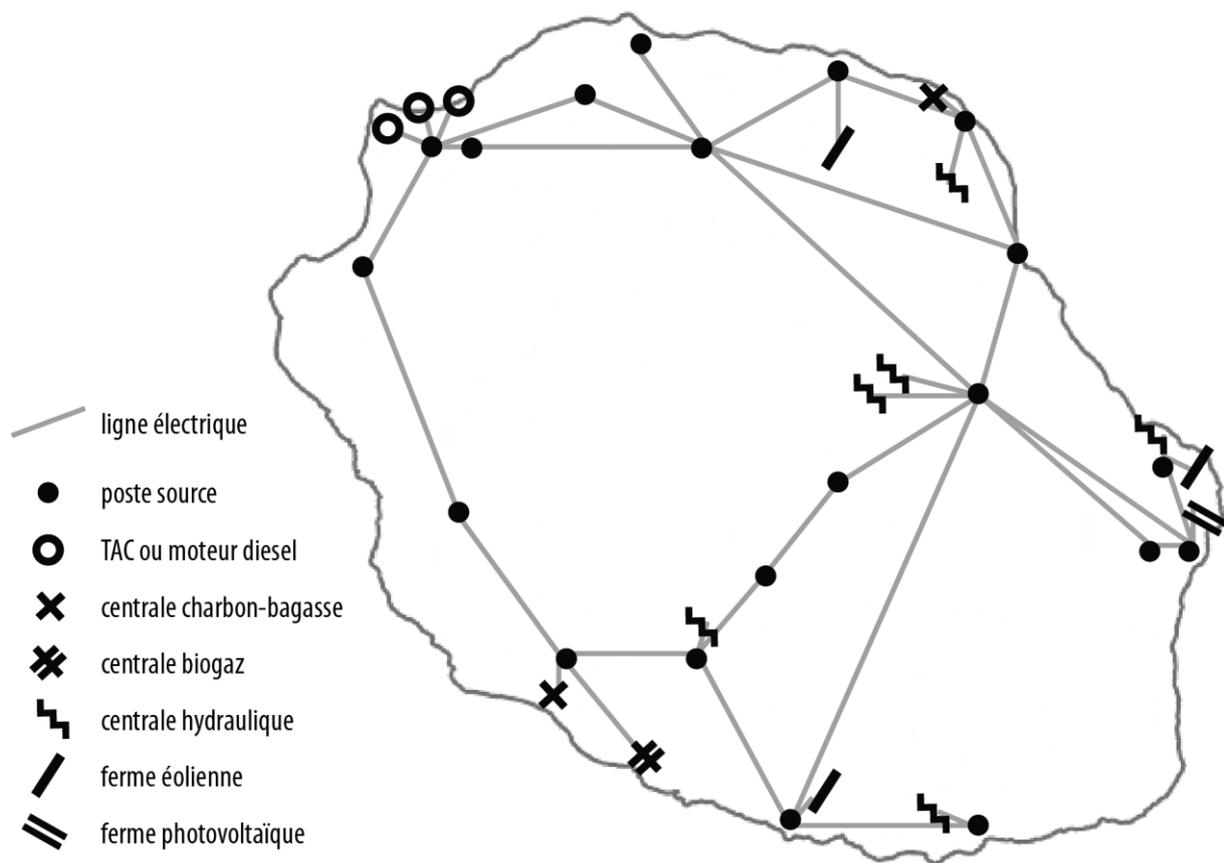
## **Chapitre 8. Le réseau électrique réunionnais et sa modélisation**

Dans ce chapitre, nous allons présenter le réseau de transport électrique réunionnais et ensuite expliquer comment nous le modélisons, par un couplage entre un modèle Matlab de simulation électrique, et un modèle multi-agents spatialisé réalisé sous AnyLogic. Nous verrons également, à travers un modèle de la structure du réseau de transport développé sous NetLogo, comment la structure du réseau peut influencer l'impact d'une panne éventuelle. Concernant le réseau de distribution, les postes de distribution basse tension et leurs courbes de charge dans les communes de St Pierre et du Tampon seront analysés au prochain chapitre.

### **8.1. Réseau électrique réunionnais**

A La Réunion, le réseau électrique est organisé en trois hiérarchies selon les tensions auxquelles les lignes sont exploitées : la haute tension HTB (63 kV), la moyenne tension HTA (15 kV), et la basse tension BT (220 V et 400 V). Les postes sources (PS, ou postes HTB/HTA) transforment la tension HTB en HTA, et les postes de distribution publique HTA/BT transforment le HTA en BT. En 2009, il y avait 19 PS et 3661 postes HTA/BT au total.

En France métropolitaine, le gestionnaire du réseau de transport est RTE, et celui de distribution est ERDF. Cependant, dans les DOM où la tension HTB n'est pas élevée (en métropole elle peut atteindre les 400 kV), conformément à la loi du 7 décembre 2006, c'est EDF qui assure à la fois la gestion du réseau de transport et celle de distribution. Le fait qu'EDF assure les deux rôles peut être un grand avantage pour la coopération et la concordance entre les deux niveaux d'organisation du réseau.



**Figure 49 : schémas du système électrique incluant le réseau de transport réunionnais. Source : (EDF 2010c)**

La Figure 49 est un schéma du système électrique réunionnais<sup>34</sup>. Les vingt postes sources (PS) sont représentés par les points, et les quinze centrales sont représentées par les symboles selon leurs types. La localisation des PS et des centrales étant imprécise, nous n'avons pu savoir comment ils sont réellement connectés, quelles sont les consommations des PS, quelle est la capacité de chaque ligne électrique du réseau, etc.

Le réseau de transport peut présenter des contraintes pour intégrer de manière massive les nouvelles productions, renouvelables ou non, dans le système électrique. En particulier, son dimensionnement peut l'empêcher de transporter les flux énergétiques issus de ces nouvelles sources. Afin de transporter l'électricité produite dans la nouvelle centrale de Port Est (fonctionnant aux moteurs diesel), vers St-Denis au Nord-Ouest où se trouve la plus grande

<sup>34</sup> L'installation des batteries de NaS de Bras des Chevrettes ne figure pas dans notre modèle électrique réunionnais. Lorsque nous avons construit ce modèle, nous n'avions pas d'information à son sujet. L'enjeu énergétique (1 MW) étant relativement faible, cette absence n'influe probablement pas beaucoup les résultats de simulation des scénarios prospectifs.

concentration de population et où les logements sont les plus nombreux, le renforcement du réseau électrique connectant les deux lieux est inévitable. Ainsi, EDF installe dans les fonds marins une ligne haute-tension de 2 100 tonnes d'un diamètre de 17 cm et d'une longueur de 35 km entre La Possession et Saint-Denis, cette ligne étant doublée pour assurer la fourniture d'électricité en cas d'avarie. La partie terrestre de la ligne (4 km) sera souterraine. Grâce à ce passage sous-marin puis souterrain, une nouvelle ligne aérienne au cœur du Parc Naturel a été évitée (EDF 2011).

Lorsque la puissance injectée est inférieure à 250 kW, elle est raccordée à la basse tension au réseau de distribution. Si elle est comprise entre 250 kW et 12 MW, les niveaux principaux de raccordement sont de 1 à 50 kV. Si la puissance est comprise entre 12 et 50 MW, le raccordement doit passer par des lignes d'une tension de 50 à 130 kV (Sabonnadière 2007a). A La Réunion, une seule éolienne fait déjà 275 kW, ainsi selon ces réglementations, il est impossible de raccorder les fermes éoliennes ayant plus de 43 éoliennes au réseau de distribution, elles doivent être raccordées à la HTB. « L'arrivée massive d'énergies renouvelables intermittentes sur le réseau moyenne tension nécessitera certainement des renforcements du réseau 63 kV » (EDF 2009c). Un renforcement de réseau permettrait aux fermes éoliennes des Perrières à la Ste-Suzanne d'augmenter de 4 à 8,4 MW la puissance injectée dans le réseau, sans modification de la puissance installée (OER 2009).

Souvent les renforcements sont difficilement prévisibles, à cause de l'hétérogénéité de l'espace à traverser qui implique de multiples acteurs différents (services de l'Etat, collectivités locales, associations, personnes concernées) : « les délais de réalisation des lignes 63 kV sont aujourd'hui plus longs que ceux de réalisation des centrales, notamment à cause de la sensibilité aux questions environnementales et des procédures de concertation avec les acteurs concernés, parfois très nombreux pour des lignes traversant plusieurs communes et des terrains très variés ». Il est donc nécessaire d'inclure la question du renforcement du réseau électrique dès le début des réflexions sur les projets de production (EDF 2009c).

Une intégration des productions décentralisées pourrait être bénéfique pour le réseau de transport du fait d'une réduction de la charge, la production locale permettant d'alléger la demande locale. Des panneaux solaires peuvent permettre de fournir une électricité directement aux bâtiments qui les supportent, ainsi qu'aux bâtiments voisins.

Un réseau électrique est une structure sophistiquée, qui demande un contrôle très strict et qui est surveillé à la milliseconde près en tensions et en fréquence, etc. Simuler la dynamique

d'un tel réseau de manière réaliste (et selon un pas de temps très court pour tenir compte de la fréquence du courant alternatif) exige un modèle physique dédié tel que PSAT, Eurostag, OpenDSS, etc., communément appelé outil d'analyse des flux de puissances (*load-flow software*), et qui prend en compte tous ces paramètres.

Cependant, l'objectif de la thèse n'est pas la modélisation du fonctionnement en temps réel d'un réseau, à la milliseconde près et sur quelques heures, mais plutôt sur des perspectives énergétiques avec des scénarios d'évolution portant sur une à quelques décennies. Le pas de temps de simulation, fixé à une heure, permet ainsi à la fois d'intégrer les variations météorologiques et de simuler l'adéquation production-consommation, les mesures sur les courbes de charge de la consommation étant à l'échelle horaire.

Avec ce pas de temps de simulation horaire, les contraintes imposées à ce réseau peuvent être vues comme linéaires, en faisant abstraction des contraintes de phases, d'angles internes, etc. Ainsi, le réseau dans notre modèle peut être vu comme un graphe orienté qui remplit une certaine fonction de transfert. Dans ce graphe, les centrales de productions et les postes sources sont les nœuds, et les lignes électriques sont les arcs qui relient deux nœuds et qui ont une certaine capacité de transfert du flux électrique : ce sont les « canaux » permettant à l'énergie électrique produite par des centrales d'atteindre les postes sources pour satisfaire la demande en énergie des consommateurs.

Dans les paragraphes suivants, nous analysons les contraintes structurelles du réseau électrique réunionnais lors d'une panne sur des nœuds et des arcs (cf. § 8.2), puis nous introduisons le modèle de simulation des flux électriques de MatPower, qui est utilisé en couplage avec notre modèle sous la plateforme Anylogic (cf. § 8.3).

## **8.2. Analyse de la structure du réseau**

La structure du réseau réunionnais est représentée sur la Figure 50. Les nœuds de ce réseau sont soit les centrales, représentées par différents symboles en fonction de leur type ; soit les postes sources, représentés par des rectangles rouges. Les lignes électriques reliant les nœuds sont représentées par des lignes bleues. Ce sont les arcs du réseau. Chaque nœud et chaque arc est représenté avec son numéro d'identification. Les numéros des centrales de production sont en violet, ceux des postes sources sont en vert, et ceux des lignes sont en rouge.

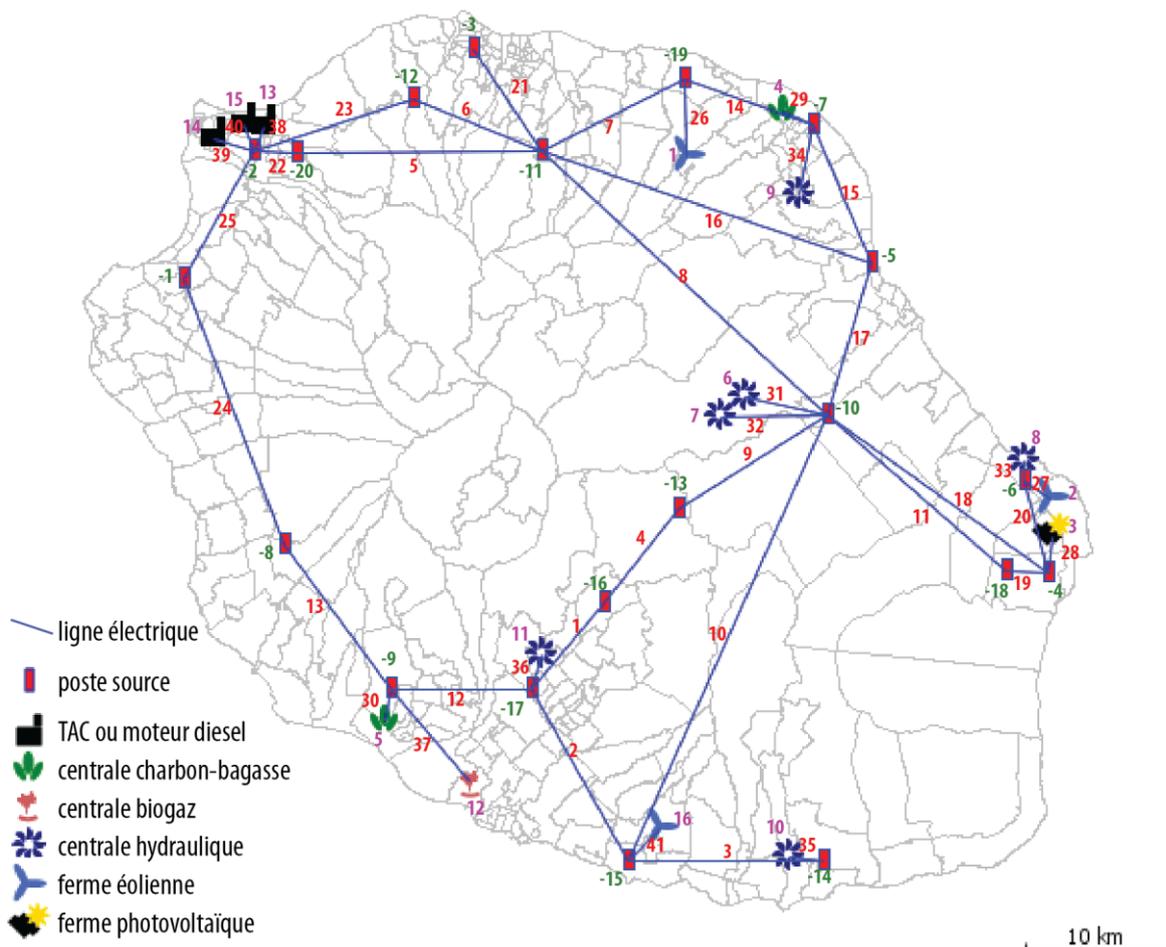


Figure 50 : structure du réseau de transport réunionnais

Nous avons développé sous NetLogo un petit modèle qui calcule les caractéristiques d'un graphe (connectivité, degré, diamètre, etc.) et la catégorie à laquelle ce graphe appartient : arborescent, petit monde, anneaux, *scale-free*, etc. (cf. Annexe). NetLogo n'est pas un logiciel dédié à l'analyse de graphes et de réseaux, mais nous l'avons choisi pour sa facilité d'usage en tant qu'outil de simulation.

Le réseau réunionnais dans notre modèle est composé de 35 nœuds et de 40 arcs ; le degré moyen du réseau est de 2,286, son diamètre est de 7, la longueur moyenne de ses chemins est de 3,844, et son coefficient d'agglomération<sup>35</sup> (*clustering-coefficient*) est de 0,086.

<sup>35</sup> Coefficient d'agglomération : c'est une mesure de la vraisemblance que deux associés à un nœud soient associés entre eux. Un coefficient d'agglomération élevé indique une « tendance à la grégarité » élevée (Source : Wikipédia).

Pour analyser la résistance du réseau face à d'éventuelles pannes, dans des centrales, des postes sources ou des lignes, nous analysons dans les paragraphes suivants les conséquences de la suppression d'un ou plusieurs nœuds ou arcs de ce réseau.

Dans 31 % des cas, la suppression d'un nœud, produit un graphe non connexe. En cas de suppression de deux nœuds – étant donné qu'il y a 35 nœuds, nous avons donc 595 ( $C_{35}^2$ ) combinaisons possibles – ce graphe devient non connexe dans 53 % des cas. La suppression d'un arc produit dans 45 % des cas un graphe non connexe. En cas de suppression de deux arcs, sachant qu'il y a 40 arcs au total, ce graphe devient non connexe dans 73 % des cas.

Si nous donnons à chaque nœud une certaine puissance électrique, c'est-à-dire des valeurs positives pour les points de production, et des valeurs négatives pour les points de consommation, alors nous pouvons examiner l'équilibre de puissance de chaque partie du réseau, dans le cas où ce réseau est coupé en deux ou trois parts, voire davantage, par la suppression de nœuds ou d'arcs.

Pour les points de production, les puissances électriques sont leurs puissances installées. Pour les points de consommation, nous prenons une valeur maximum de puissance et une valeur minimum de puissance demandée. Les valeurs maximum et minimum sont obtenues en regardant la courbe de charge globale de l'île moyennée sur les 24 heures, de 0 à 23h. Cette courbe atteint son plus haut niveau vers 11h, et son plus bas niveau vers 3h du matin. Ainsi pour chaque cas de suppression, nous faisons une simulation dans laquelle nous attribuons à chaque point de consommation les valeurs minimales, et une autre simulation avec les valeurs maximales.

	1 nœud		2 nœuds		1 arc		2 arcs	
	3 h	11 h	3 h	11 h	3 h	11 h	3 h	11 h
<b>occurrence de séparation</b>	31 %	31 %	53 %	53 %	45 %	45 %	73 %	73 %
<b>occurrence de déficit</b>	6 %	6 %	12 %	13 %	5 %	5 %	11 %	11 %
<b>moyenne de déficit</b>	-18,7	-37,9	-19,0	-39,3	-18,7	-37,9	-18,2	-36,4

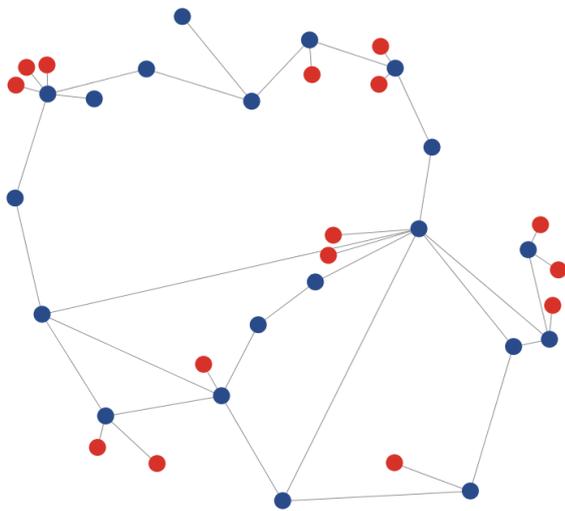
**Tableau 14 : réseau électrique réunionnais : en cas de suppression des nœuds et des arcs, occurrences de non connexion et de déficit, et moyenne de déficit au cas où au moins une partie du réseau non connexe est en déficit, à 3h et à 11h.**

A titre d'exemple, en cas de suppression d'un nœud, la suppression respective des nœuds numéro -11 et -15 a pour conséquence d'isoler les nœuds -3, 10 et -14. En cas de suppression d'un arc, la suppression respective des arcs numéro 3 et 21 rend le graphe découpé en plusieurs parts dont au moins une est déficitaire en énergie. Quel que soit le nombre de nœuds

et d'arcs supprimés, les occurrences de séparation et de déficit ne changent quasiment pas à 3h et à 11h, comme le montre le Tableau 14. Par contre, les moyennes des déficits sont plus importantes.

De par ce petit programme, nous pouvons comparer ce réseau dans ce paramétrage de puissance avec un paramétrage différent. Par exemple, si toutes les centrales produisaient autant les unes que les autres, alors le taux de parties en déficit est de 7 % pour la suppression de deux nœuds, et de 6 % pour la suppression de deux arcs.

Nous pouvons aussi comparer ce réseau avec un réseau de taille similaire (p. ex. le réseau de la Guadeloupe), ou avec un réseau fictif ayant le même nombre d'arcs et de nœuds. La Figure 51 représente la structure d'un réseau fictif basée sur la structure du réseau réunionnais. Les centrales de productions y sont représentées par des nœuds rouges, les PS par des nœuds bleus. Nous observons, dans le Tableau 15, qu'avec cette structure, les occurrences de non connexion diminuent, sauf pour la suppression des deux arcs. Par contre, les moyennes des déficits sont plus importantes dans tous les cas.



**Figure 51 : structure d'un réseau fictif sous NetLogo**

	1 nœud		2 nœuds		1 arc		2 arcs	
	3 h	11 h						
<b>occurrence de non connexion</b>	29 %	29 %	50 %	50 %	45 %	45 %	75 %	75 %
<b>occurrence de déficit</b>	6 %	6 %	12 %	12 %	5 %	5 %	11 %	12 %
<b>moyenne de déficit (MW)</b>	- 20,8	- 40,3	- 21,9	- 44,6	- 20,8	- 40,3	- 21,0	- 39,5

**Tableau 15 : réseau électrique alternatif : en cas de suppression des nœuds et des arcs, des occurrences de non connexion et de déficit, et des moyennes des déficits (au cas où au moins une partie du réseau non connexe est en déficit), à 3h et à 11h.**

### 8.3. Simulation du flot électrique

Etant donné que nous ne modélisons que la partie HTB (63 kV) du réseau électrique, dans les scénarios de prospective, la production locale photovoltaïque qui est intégrée au niveau du réseau de distribution basse tension n'est pas modélisée directement mais est agrégée au sein des IRIS. Tandis que les productions raccordées au réseau HTB peuvent être transportées sur La Réunion, les productions locales des IRIS, elles, sont difficilement transportables en raison de la structure hiérarchique du réseau qui interdit la remontée de puissance vers des tensions plus élevées et du faible apport énergétique de chaque installation individuelle. Nous spécifions alors dans notre modèle, par le paramètre technique de seuil de saturation PV (cf. § 10.5), que la production d'un IRIS ne peut être consommée qu'au sein de cette IRIS (donc seuil de saturation PV  $\leq 1$ ).

L'objectif de la simulation étant prospectif avec un horizon de plusieurs dizaines d'années, la dynamique fine du fonctionnement réel du réseau ne nous intéresse pas. Seules les variations de distribution et de production (sorties et entrées) en fonction de la demande et de la disponibilité des ressources (vent, soleil, etc.) nous intéressent. Un pas horaire est donc suffisant pour cet objectif. Ensuite on peut facilement en déduire un bilan annuel à partir de simulations journalières dans différentes conditions (jour ouvrable ou non, différentes saisons). L'échelle annuelle permet alors de paramétrer et d'observer l'évolution du système.

Etant donné ce pas de temps horaire, qui est très agrégé par rapport à la dynamique fine d'un courant électrique triphasé (qui oscille à 50 Hz) tel qu'il existe dans la réalité, la dynamique du réseau se ramène à la simulation d'un flux dans un graphe orienté et plus précisément à un calcul de flot.

Pour cela on associe à toute entrée dans le réseau un arc abstrait entrant, issu d'une source unique  $s$ , et à toute sortie du réseau, un arc abstrait sortant qui aboutit à un nœud abstrait  $p$  unique, le puits. Dans ces conditions, à chaque instant  $t$ , chaque arc  $(i,j)$  possède un flux, représenté par un nombre réel positif  $f_t(i,j)$  limité par une certaine capacité  $c(i,j)$  de l'arc.

Un flot est un flux conservatif, c'est-à-dire qu'à chaque sommet du réseau (sauf  $s$  et  $p$ ) la somme des flux entrants est égale à la somme des flux sortants. La somme des flux entrants dans le réseau (donc issus de  $s$ ) est la valeur du flot. Si le flot est réalisable, on retrouve intégralement cette valeur en sortie par la somme des flux sortants qui arrivent en  $p$ . On peut sophistication légèrement ce modèle en introduisant des pertes en lignes.

La modélisation de la dynamique d'un réseau électrique, se ramène à la simulation d'un flot qui circule dans un réseau connecté contenant un certain nombre de nœuds et d'arcs. La conservation de l'énergie qu'exprime la Loi des Nœuds de Kirchhoff exige que la somme des intensités des courants qui entrent dans un nœud soit égale à la somme des intensités des courants qui en sortent. Les centrales de production électrique sont reliées à la source et les postes sources sont reliés au puits. En ce qui concerne les lignes électriques modélisées par les arcs, chaque arc a une capacité limitée, exprimée par la puissance électrique maximale transportable. La loi des mailles de Kirchhoff impose que la somme algébrique des différences de potentiel sur chaque arc d'une maille du réseau soit nulle. Ces règles permettent de calculer les valeurs du flux en régime stable, mais la simulation d'un réseau électrique en régime dynamique oblige à utiliser des méthodes de calcul qui ne sont plus linéaires. En effet, une ligne est limitée en puissance, mais celle-ci est proportionnelle au carré de l'intensité. On doit donc minimiser la répartition des puissances entre les différents arcs tout en respectant la loi des nœuds qui concerne l'intensité et celle des mailles qui porte sur les tensions.

Pour simuler le flot électrique, nous utilisons, dans notre modèle du système électrique de La Réunion, un outil de calcul des flux de puissances, MatPower (Kristiansen 2003, Zimmerman and Murillo-Sanchez 2011), qui est un package de MATLAB. Le couplage des deux outils AnyLogic et MatLab est réalisé à l'aide d'une API JAVA nommée *matlabcontrol*<sup>36</sup>.

---

<sup>36</sup> Ce travail de couplage a été effectué par Jose Evora, stagiaire d'EIFER. Nous utilisons MatPower qui est un outil externe à Anylogic, plutôt que de redévelopper un outil sous Anylogic, car ceci n'est simplement pas nécessaire. C'est une solution intéressante pour d'autres utilisateurs de MATLAB et d'Anylogic : coupler les

Dans MatPower, trois types de nœuds (ou bus) sont définis : le premier type est le nœud consommateur (*PQ bus*), le deuxième est le nœud producteur (*PV bus*). A cela s'ajoute le nœud de référence (*reference bus*), qui est un nœud virtuel servant à ajuster le flot et compenser les pertes sur les lignes après chaque pas de temps de simulation, ces pertes ne pouvant pas être connues avant.

Dans MatPower on a la possibilité de choisir entre une simulation en courant alternatif (*AC load-flow*) et en courant continu (*DC load-flow*). L'option courant alternatif permet de modéliser fidèlement le fonctionnement réel d'un réseau électrique triphasé, en revanche il nécessite plus de paramètres d'entrée, et le temps de calcul est long. Comme nous l'avons expliqué, nous ne nous intéressons pas au fonctionnement en temps réel d'un réseau électrique, mais au flux électrique sur chaque arc du réseau. Nous utilisons ainsi l'option courant continu. La simulation en courant continu est souvent utilisée par des études prospectives, par exemple, l'étude menée par l'EWEA sur un réseau d'interconnexion européen (EWEA 2009). En régime courant continu, la puissance électrique est égale à la puissance active, puisqu'il n'y a pas de puissance réactive.

A chaque pas de temps de la simulation, Anylogic fournit à MatPower la demande en électricité de chaque poste source, et la production de chaque centrale planifiée par l'ordre de dispatching, toutes deux étant calculées antérieurement sous Anylogic. MatPower, ayant reçu ces informations, calcule le flux électrique sur chaque ligne permettant de satisfaire au maximum les demandes des postes sources. La perte de flux sur chaque ligne est fonction de la puissance transportée et de sa longueur. Elle est calculée directement par l'outil. MatPower renvoie au modèle Anylogic le résultat de la simulation, qu'Anylogic enregistre sous un fichier Excel qui peut être analysé ultérieurement.

Une ligne aérienne de 63 kV est une ligne standard à haute tension dont la densité du courant est d'environ 0,7 à 0,8 A/mm<sup>2</sup>. La section d'un conducteur aérien à haute tension est de l'ordre de 500 mm<sup>2</sup>. D'où les limites de puissance peuvent être déduites. Pour une section de 500 mm<sup>2</sup> (25 mm de diamètre), on a l'intensité  $I = 350$  à 400 A, la puissance  $P$  est alors entre 22,050 MW et 23,625 MW. En se donnant une marge haute, nous obtenons un maximum d'environ 24 ou 25 MW (chiffre confirmé par (Aguet and Lanoz 1993)). Ces limites d'intensité sont imposées par la température atteinte sur les lignes. Néanmoins les

---

deux outils, un développé en JAVA, l'autre en MATLAB, dans un seul modèle, à l'aide de cette API JAVA *matlabcontrol*.

lignes ont une inertie importante qui leur permet de subir des surcharges significatives, de l'ordre de 20 % (régime limité à 3 heures) (ERDF 2008).

La puissance est enregistrée pour chaque ligne à chaque pas de temps. Nous pouvons ensuite, après un an de simulation par exemple, dresser un bilan sur le maximum de flux que connaît chaque ligne (cf. § 11.2.2). En revanche, nous n'imposons pas la contrainte de capacité des lignes électriques, c'est-à-dire la puissance maximum transportable, dès l'initialisation du modèle. Les raisons principales de ce choix sont à la fois techniques et liées aux données : techniques car nous ne demandons pas à MatPower d'optimiser le réseau (« *OPF Options* » sous MatPower), mais de résoudre l'ensemble des flux correspondant à des charges et des productions spécifiées à l'avance. De par ce choix MatPower ne prend pas en compte la capacité des lignes électriques. Concernant les données, nous ne connaissons pas la configuration exacte du réseau (comment les nœuds sont-ils réellement connectés, combien de lignes parallèles entre deux nœuds, etc.). Ces données sont des données sensibles non publiques.

Cependant, si on se fie aux valeurs de consommation à chaque heure et de chaque poste source, que nous calculons dans le Chapitre 9, et aux valeurs de production, les flux électriques qu'obtient MatPower ne doivent pas dépasser les capacités réelles des lignes. Dans la simulation par scénarios, nous vérifions toujours s'il y a des cas où la puissance électrique sur au moins une ligne électrique dépasse la capacité maximale enregistrée pour cette ligne dans la simulation pour l'année référentielle de 2009.

Le réseau que nous modélisons considère les postes sources comme des sorties du réseau, car le réseau basse tension terminal qui distribue le courant aux consommateurs depuis ces postes source ne nous est pas connu. Chaque poste source agrège la demande en électricité de l'ensemble des postes de lignes de départ. Les courbes de charge issues de ces postes de lignes de départ sont une information assez importante pour simuler les demandes des postes sources et les flux sur le réseau, mais aussi pour simuler la demande en électricité des IRIS. Les courbes de charge par IRIS permettent d'analyser l'adéquation entre la consommation locale et la production locale dans un système intégrant une proportion plus grande de cette dernière.

## **Chapitre 9. La consommation et sa dynamique spatiale, temporelle et sectorielle**

Ce chapitre porte sur la simulation des courbes de charge dans notre modèle, basée sur des analyses de l'évolution de la demande, et de la variation spatiale et temporelle.

L'évolution à long terme de la demande s'observe avec un pas annuel à l'horizon de plusieurs dizaines d'années ; mais celle-ci doit résulter de sa dynamique à court terme, avec en plus des variations spatiales importantes. C'est par la simulation de la courbe de charge de consommation sur un intervalle annuel et au pas de temps horaire, par type d'IRIS et par secteur d'activité que pourra émerger de manière réaliste cette évolution. Cependant, les échantillons des données dont nous disposons ne permettent pas de produire directement les courbes de charge de tous les jours, tous les lieux et tous les secteurs. Nous présentons donc les étapes et les méthodes pour y parvenir, en particulier par agrégation ou désagrégation des données selon le temps, l'espace ou le secteur.

### **9.1. Consommation annuelle**

#### ***9.1.1. Hypothèses d'évolution de la tendance à long terme***

La consommation brute d'électricité<sup>37</sup> de La Réunion croît linéairement<sup>38</sup> ces dernières dix années<sup>39</sup> (2000-2009). Le taux de croissance est de 4,1 % en 2007, de 3,4 % en 2008 et de 2,8 % en 2009, alors qu'il est plus élevé en 2003 avec 7,0 %, et entre les années 2000 et 2006, ce taux varie entre 3,6 % et 7,0 %. La projection basée sur une extrapolation de la ligne tendancielle de la consommation des dix dernières années donne une consommation de plus de 4 500 GWh en 2030, comme le montre la courbe en rouge, nommée « croissance débridée ».

Si l'on fait l'hypothèse d'une croissance qui se maintient à son rythme de 2008-2009, on obtient la courbe bleue, nommée « croissance moyenne ».

---

<sup>37</sup> La valeur de la consommation brute est égale à la production, puisque c'est un SEI.

<sup>38</sup>  $R^2 = 0,9959$

<sup>39</sup> Les statistiques de 2010, disponible en ligne vers fév. 2012, font constater une consommation brute de 2 700 GWh, soit des chiffres proches de la tendance moyenne de cette année (2 690 GWh).

On remarque que la pente de cette courbe bleue est plus faible que si l'on s'était basé sur les dix dernières, ce qui s'explique par un ralentissement de la consommation de ces deux dernières années. La demande en 2030 serait d'environ 4100 GWh, soit environ 500 GWh de moins que la tendance basée sur les 10 dernières années.

La troisième courbe de croissance est une courbe encore plus volontariste visant à maintenir le niveau de consommation en 2030 au-dessous du seuil de 3 500 GWh. Nommée « croissance sobre », elle est basée sur une extrapolation polynomiale du second degré de la consommation des dix dernières années<sup>40</sup>.

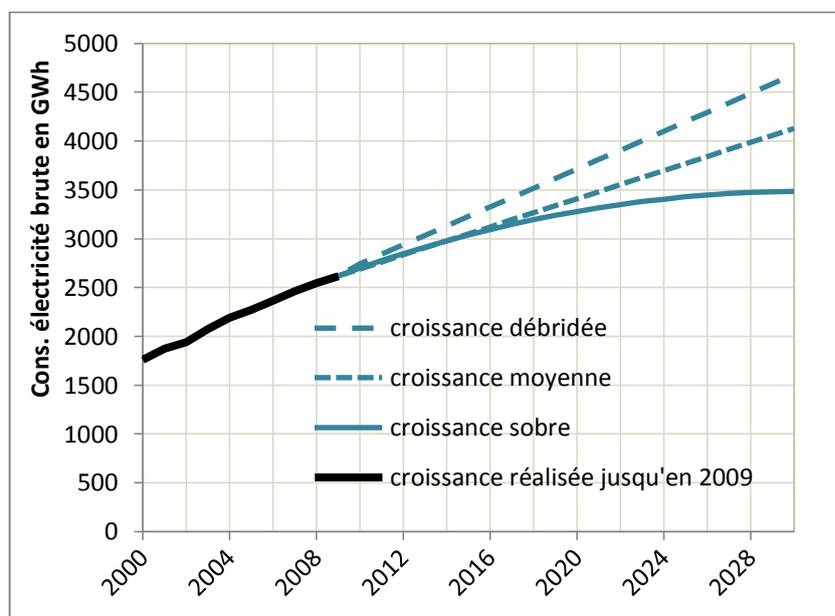


Figure 52 : les trois projections de l'évolution de la demande brute d'électricité réunionnaise

Toutes les tendances définies ici sont strictement basées sur les statistiques de la consommation des années précédentes. Les extrapolations offrent une vision simplifiée des différents avènements possibles. En effet, les facteurs démographiques, socio-économiques (p. ex. la hausse du chômage, la modification du comportement des consommateurs), environnementaux et climatiques (l'évolution du climat, notamment le réchauffement climatique), qui agissent sur la demande, ne sont pas pris en compte dans ces projections, ni dans le calcul des profils de courbes de charge, comme nous le verrons dans le § 9.2.

<sup>40</sup>  $y = -1,8674x^2 + 117,5x + 1636$ ,  $y$  étant la consommation et  $x$  l'année, avec  $x = 1$  pour l'année 2000 et ainsi de suite. Avec cette formule,  $R^2 = 0,9983$

### 9.1.2. Décompositions sectorielles et par usages

La consommation totale de La Réunion est de 205,3 ktep, soit 2 388 GWh, dans laquelle la consommation finale d'électricité résidentielle est de 90,8 ktep ou 1 056 GWh, soit 44 % du total.

Près de 30 % de la consommation électrique vient de « gros consommateurs » au tarif vert d'EDF, incluant l'industrie, les hôpitaux et les aéroports (EDF 2009c). 35 % de la consommation correspond au secteur « commerces et grandes distributions ». L'industrie est dominée par l'industrie agro-alimentaire. Le rapport PETREL permet l'estimation suivante de la consommation par secteur d'activité :

Secteurs	Estimation	En GWh
<b>résidentiel</b>	44 %	1 055
<b>collectivités hors enseignement</b>	4 %	88
<b>éclairage public</b>	4 %	88
<b>bureaux hors collectivités</b>	8 %	181
<b>enseignement</b>	1 %	33
<b>hôpitaux</b>	6 %	146
<b>hôtels et restaurants</b>	3 %	69
<b>commerces</b>	9 %	217
<b>autre tertiaire</b>	5 %	115
<b>industrie</b>	16 %	389
<b>grands projets</b>	0 %	-

Tableau 16 : estimation de la consommation électrique par secteur d'activité en % et en GWh

L'estimation de consommations par usage en électricité en 2009 est de 66 % pour l'électroménager et autres, de 14 % pour la climatisation, de 10 % pour l'éclairage et de 10 % pour les chauffe-eau électriques. En tenant compte de la valeur réelle de la consommation résidentielle de 2009, cela fait 701 GWh pour l'électroménager et autres, 146 GWh pour la climatisation, 105 GWh pour l'éclairage et 105 GWh pour chauffe-eau électrique.

### 9.1.3. Décomposition spatiale par IRIS

Chaque unité de territoire a sa propre configuration économique et sociale. Ainsi la consommation en valeur absolue, par secteur et par usage, est fonction de la composition économique et sociale. A La Réunion, nous avons les données de consommation électrique des 24 communes. A l'échelle de la commune, le tableau de corrélation montre une très

grande corrélation entre la consommation, la population, le nombre d'établissement, le nombre de salariés des établissements<sup>41</sup> et le nombre de résidences. De manière plus détaillée, les différents types d'établissements tertiaires (santé, bureau, grande surface, petite surface, éducation, hôtel) et les différents types de logements résidentiels (pièce climatisée, nombre de logements principaux) le sont également. Il y a un très bon ajustement linéaire pour expliquer la consommation, à partir des variables que sont : le nombre de résidences, le nombre de résidences principales avec électricité, le nombre de salariés des établissements, et le nombre d'établissements. C'est avec le nombre de salariés que la corrélation linéaire est la plus forte ( $R^2 = 0,985$ ). On peut encore améliorer le coefficient de corrélation dans une analyse de régression linéaire multiple en prenant en compte également la superficie d'IRIS d'activité ; avec ces deux variables conjointes le  $R^2$  ajusté est égale à 0,989.

Néanmoins dans une démarche qui vise à décomposer la consommation par commune en la consommation électrique par IRIS, il faut que les variables explicatives à l'échelle des communes soient statistiquement disponibles à l'échelle des IRIS. Ainsi nous testons les variables explicatives suivantes pour expliquer la consommation électrique communale : la population, la superficie d'IRIS d'activité, la superficie d'IRIS résidentiel, la superficie d'IRIS divers, le nombre de résidences, le nombre de résidences principales avec pièces climatisées, et le nombre de résidences principales avec électricité. Par contre, le nombre de salariés des établissements, bien que très intéressant, est exclu des analyses suivantes car nous n'avons pas de données à l'échelle de l'IRIS.

Les résultats des analyses diffèrent selon les méthodes statistiques de régression multiple linéaire utilisées (simultanée, à pas descendant, à pas ascendant, etc.). Néanmoins toutes les analyses retiennent comme variable explicative la superficie des IRIS d'activité. Nous adoptons la méthode pas à pas (*stepwise*) qui a l'avantage de donner toujours le modèle le plus parcimonieux, c'est-à-dire où les variables explicatives retenues sont en nombre minimum (Brace, Kemp and Snelgar 2006).

---

<sup>41</sup> Le nombre de salariés étant divisé en 9 tranches : 0 salarié ou non déclaré, 1 à 5 salariés, 6 à 9 salariés, 10 à 19 salariés, 20 à 49 salariés, 50 à 99 salariés, 100 à 199 salariés, 200 à 499 salariés, 500 salariés et plus; à chaque tranche, nous choisissons les valeurs suivantes pour avoir une valeur totale du nombre de salariés : 1, 3, 7, 15, 35, 75, 150, 350 et 500.

Modèle	R	R-deux	R-deux ajusté	Erreur standard de l'estimation
1	0,967	0,936	0,933	32,368
2	0,990	0,98	0,978	18,368
3	0,997	0,994	0,994	9,967

Modèle 1. Valeurs prédites : (constantes), résprincel

Modèle 2. Valeurs prédites : (constantes), résprincel, irisa\_area

Modèle 3. Valeurs prédites : (constantes), résprincel, irisa\_area, réspiececl

Modèle		Coefficients non standardisés		Coefficients standardisés	T	Significativité
		A	Erreur standard	Bêta		
1	(Constante)	-9,331	8,981		-1,039	0,31
	résprincel	0,01	0,001	0,967	17,897	0
2	(Constante)	-10,725	5,1		-2,103	0,048
	résprincel	0,009	0	0,899	27,854	0
	irisa_area	14,565	2,117	0,222	6,879	0
3	(Constante)	-2,844	2,978		-0,955	0,351
	résprincel	0,007	0	0,626	14,952	0
	irisa_area	14,68	1,149	0,224	12,776	0
	réspiececl	0,016	0,002	0,297	7,164	0

**Tableau 17 : la significativité du modèle régression linéaire multiple simultanée**

Avec trois variables explicatives, la variance expliquée par le modèle est très élevée, avec le R<sup>2</sup> ajusté égal à 0,994 ; l'écart-type de la variable à expliquer (Erreur standard de l'estimation) est de 9,967. Le tableau d'analyse de la variance et le test t (*Student's t-test*) associé indiquent que le modèle est globalement très significatif avec trois variables explicatives : le nombre de résidences principales avec électricité, le nombre de résidences principales avec pièces climatisées, et la superficie des IRIS d'activité. Les probabilités critiques ou les p-values (Sig.) sont nettement en dessous du seuil de 5 % couramment utilisé dans la pratique, permettant de rejeter l'hypothèse d'égalité des deux variances. Ainsi on obtient, pour la consommation par commune, la formule suivante :

$$C = 0,007 * RPE + 14,68 * S + 0,016 * RPPC - 2,844 \quad (\text{formule 1})$$

Où :

- C : consommation d'une commune en GWh
- RPE : nombre de résidences principales avec électricité de cette commune
- S : superficie d'IRIS d'activité en km<sup>2</sup> de cette commune

- *RPPC* : nombre de résidences principales avec pièce climatisée de cette commune

Pour calculer la consommation annuelle par IRIS, notée  $C'$ , on peut transposer le modèle de consommation par commune (formule 1) en le multipliant par un facteur d'échelle  $k$  :

$$C' = kC$$

En effet, la somme de la consommation des 24 communes doit être égale à la somme de la consommation des 344 IRIS, ainsi :  $24C = 344C'$ . D'où on a  $k = 24/344$ .

On en déduit la formule 2 :

$$C' = 0,007 * RPE' + 14,68 * S' + 0,016 * RPPC' - k * 2,844 \quad (\text{formule 2})$$

Où :

- $C'$  : consommation d'un IRIS en GWh
- $RPE'$  : nombre de résidences principales avec électricité de cet IRIS
- $S'$  : superficie d'IRIS d'activité en  $\text{km}^2$  de cet IRIS
- $RPPC'$  : nombre de résidences principales avec pièce climatisée de cet IRIS

La somme de la consommation par IRIS calculée avec la constante égale à - 0,198 est de 105 % de la somme de la consommation par commune observée <sup>42</sup> (2 389 GWh). Nous calibrons la consommation par IRIS calculée en fonction de cette valeur totale observée.

La consommation annuelle par IRIS ainsi obtenue est une valeur moyenne. L'écart-type, appelé dans cette formule « valeur d'erreur standard d'estimation », est de 9,967. Pour tenir compte de la stochasticité géographique, à chaque initialisation, pour chaque IRIS, nous générons la valeur de la consommation d'un IRIS par tirage aléatoire, selon la loi normale relative à sa consommation moyenne et à son écart-type.

Nous verrons plus loin que la variation de la consommation est très différente en fonction des zones géographiques (montagneuses, littorales), mais vu que la plupart des communes possèdent à la fois une partie montagneuse et une partie littorale, nous ne pouvons pas distinguer dans la formule 1 ces deux types de communes.

La Figure 53 ci-dessous est une visualisation de la demande par IRIS dans notre modèle sous Anylogic, à stade d'initialisation du système (cf. § 11.1). Les noms des centrales sont

---

<sup>42</sup> Valeur obtenue en multipliant la constante pour la commune par le nombre de commune et en divisant par le nombre d'IRIS :  $- 2,844 * 24 / 344 = - 0,198$

indiqués à côté. Un dégradé de verts indique la demande annuelle en électricité estimée par IRIS. Les plus fortes demandes sont de l'ordre de 20 GWh par an et par IRIS, les plus faibles sont inférieures à 1 GWh.

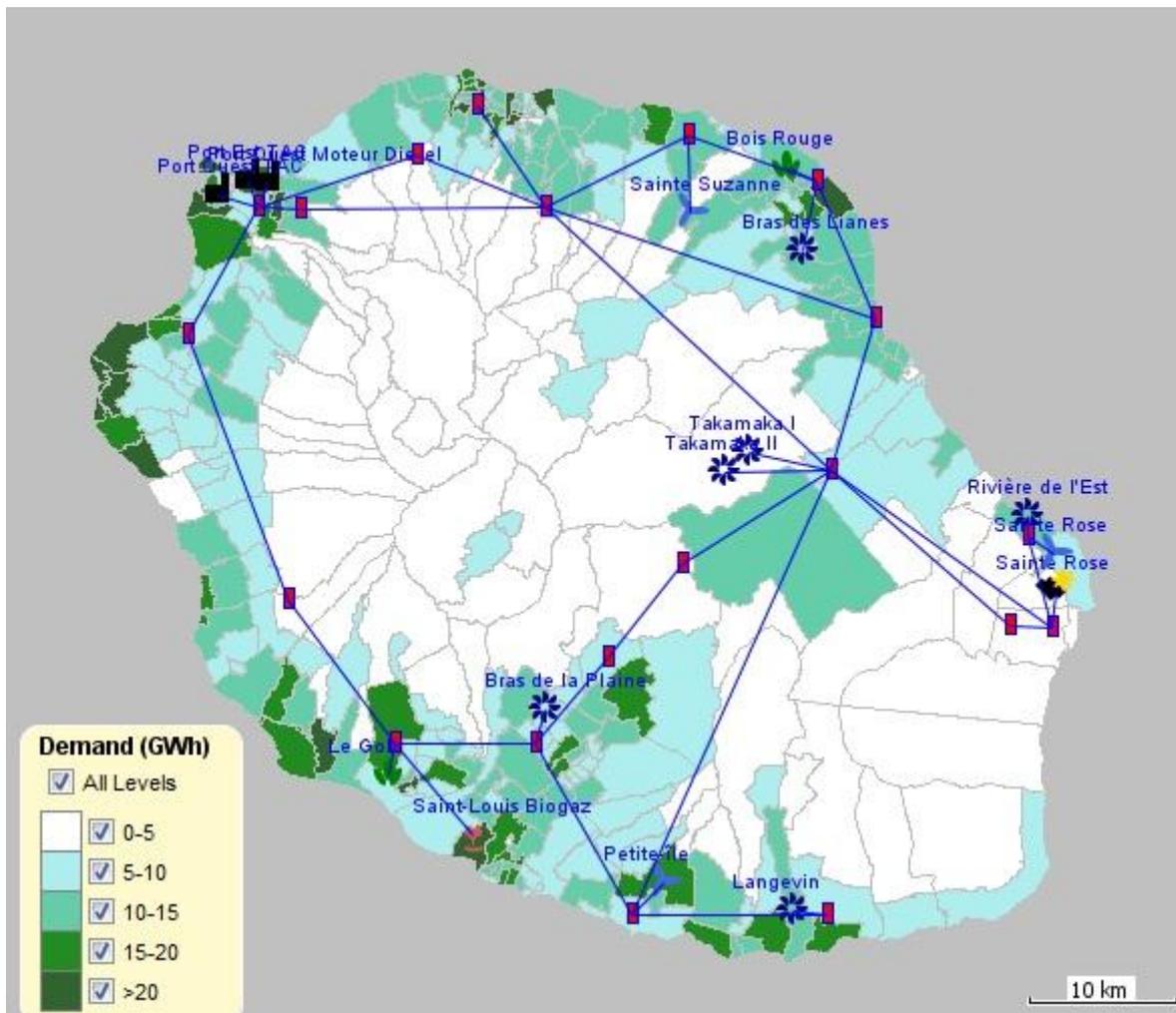


Figure 53 : capture d'écran de notre modèle du système électrique réunionnais

## 9.2. Simulation de la courbe de charge

Nous explorons ici de manière plus détaillée l'influence du facteur géographique dans la dynamique de la consommation heure par heure sur un an, appelée courbe de charge (cf. § 2.3.1), calculée à partir de la consommation globale d'un IRIS définie dans la formule 2 et du profil de charge de cet IRIS selon son type. Dans ce qui suit nous allons détailler la manière de modéliser ces profils de charge dans leurs variations à la fois spatiale et temporelle.

Nous définissons les profils de charge par extrapolation d'un échantillon d'une dizaine d'IRIS. Les courbes de charge de ces IRIS sont estimées à partir de données connues par postes de lignes de départ. Par regroupements des courbes de charge par type d'IRIS, nous

obtenons un profil de charge pour chaque type d'IRIS. Le profil de charge d'un IRIS quelconque est alors celui correspondant à son type.

Un profil de charge est une série chronologique présentant des variations mensuelles, journalières et horaires. Plutôt que de retenir les valeurs heure par heure sur toute une année, nous juxtaposons des sous-profils par jour-type selon le mois.

### **9.2.1. Études antérieures : la méthode SIMPACT**

La méthode SIMPACT est une méthode pour calculer les effets de mesures incitatives relatives à la maîtrise de la demande en électricité sur la courbe de charge électrique. Cette méthode a été développée par le bureau d'études « Energies Demain » et calibrée pour évaluer la demande électrique en Région PACA, en France. Cette méthode, implémentée sous EXCEL, est assez générale. Une version a d'ailleurs été développée dans Anylogic afin d'augmenter la vitesse et la lisibilité des formules qui sont nombreuses et la plupart en répétition (plus de 380 000 cellules avec des formules sont utilisées dans EXCEL) (Veynandt and Kremers 2010), et sur l'amélioration de la résolution de ses paramètres d'entrée à l'échelle locale (Imbert 2011).

Dans cette méthode, la consommation d'électricité est décomposée en deux parties :

$$C_e = C_t + C_s$$

Où :

- $C_e$  : consommation d'électricité
- $C_t$  : consommation thermique
- $C_s$  : consommation spécifique

Les consommations thermique et spécifique se calculent en multipliant la consommation unitaire( $CU$ ) par un déterminant ( $D$ ). Donc on a :

$$C_e = D * (CU_t + CU_s)$$

Où :

- $C_e$  : consommation d'électricité
- $D$  : déterminant
- $CU_t$  : consommation unitaire thermique
- $CU_s$  : consommation unitaire spécifique

Les déterminants sont les parcs de bâtiments, mais mesurés différemment selon qu'il s'agisse de la consommation dans le secteur résidentiel ou dans le secteur tertiaire : pour le secteur résidentiel, la mesure est le nombre de logements, et pour le secteur tertiaire c'est la superficie en m<sup>2</sup>.

La consommation unitaire pour un usage spécifique ( $CU_s$ ) dans un secteur pour une année, est calculée par :

$$CU_s(u, s, a) = TE(u, s, a) \times PM(u, s, a) \times TU(u, s, a)$$

Où :

- $u$  : un usage,  $s$  : un secteur,  $a$  : une année
- $CU_s$  : consommation unitaire spécifique
- $TE$  : le taux d'équipement d'une unité du parc bâti (nombre d'équipements par m<sup>2</sup> pour le tertiaire, ou nombre d'équipement par logement pour le résidentiel)
- $PM$  : la puissance moyenne d'un équipement (MW/équipement)
- $TU$  : le nombre d'heure d'utilisation d'un équipement par an (h/an)

En début 2011, dans le cadre de la thèse, nous avons géo-spatialisé la méthode SIMPACT dans les 344 IRIS de La Réunion, dans l'espoir de l'appliquer à La Réunion avec quelques variations pour l'adapter au contexte énergétique réunionnais. Mais cette méthode s'est avérée très difficile à utiliser à La Réunion en raison du manque de données : aucun échantillon de courbe de charge par usage que cette méthode nécessite, n'est accessible à La Réunion. Néanmoins, nous reprenons la définition des trois jour-types dans cette méthode.

### **9.2.2. Décomposition spatiale selon le type d'IRIS**

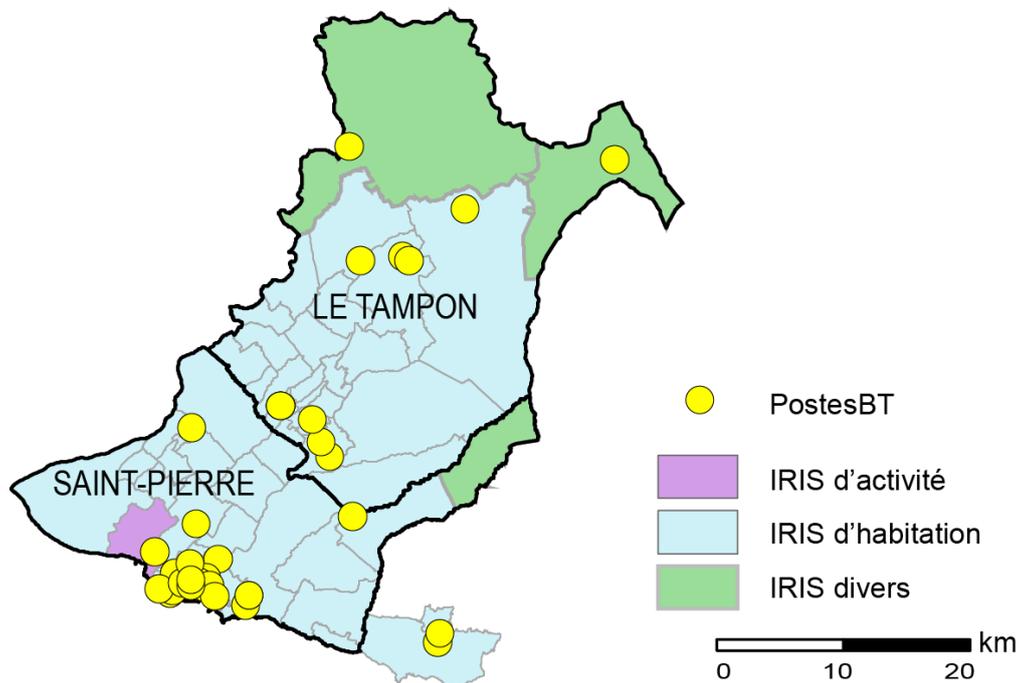
Dans le § 9.1.3, nous avons vu la manière dont la consommation annuelle d'un IRIS est estimée dans notre modèle. Dans ce paragraphe, l'objectif est de vérifier l'hypothèse que la variation heure par heure de la consommation d'un IRIS est bien liée à son type.

Pour ce faire, détaillons d'abord les données que nous possédons. Dans le cadre du projet MILLENER auquel nous participons, nous avons récupéré deux bases de données sur les communes de St Pierre et du Tampon :

- Une base de données de courbes de charge par lignes de départ des deux PS qui totalisent à peu près la consommation de ces deux communes. Le PS du Tampon a 7 lignes de départ, dont 5 exploitables (les deux autres ont des enregistrements toujours à 0). Le PS de St Pierre a 17 lignes de départ, dont 10 exploitables (les 7 autres ont des

enregistrements toujours à 0). Ainsi on a 15 lignes de départ exploitables. Nous avons également les courbes de charge par transformateur des deux PS.

- Une base de données des adresses des sous-postes des lignes de départ (Figure 54). Chaque ligne de départ a un à plusieurs sous-postes. Il y a au total 40 sous-postes. Ces sous-postes de lignes de départ sont dans le réseau de distribution, et sont les points de distribution électrique locaux.



**Figure 54 : localisation des postes de basse tension dans les communes de St Pierre et du Tampon**

Toutes ces données sont de l'année 2010 et sont classées confidentielles, et donc nous ne pouvons pas les montrer en public sous forme graphique ou de tableau. Néanmoins quelques descriptions littéraires sont autorisées.

La courbe de charge agrégée des deux PS possède les caractéristiques suivantes. De juin à mi-octobre, ce qui correspond à peu près à la saison d'hiver, la consommation est un peu moindre que durant le reste de l'année. Des records de puissance sont atteints en mars. A l'échelle des semaines et des heures, il existe deux pointes de consommation par jour, une vers midi, et la deuxième vers vingt heures. Le pic du soir est plus pointu, celui du midi plus rond. Le dimanche, le pic du midi est moins élevé que celui du soir, tandis qu'en semaine et le samedi, les deux pics sont à peu près à la même hauteur. La consommation de pointe du dimanche est 5/6 que celles en semaine et du samedi. Durant les périodes de pointe, la

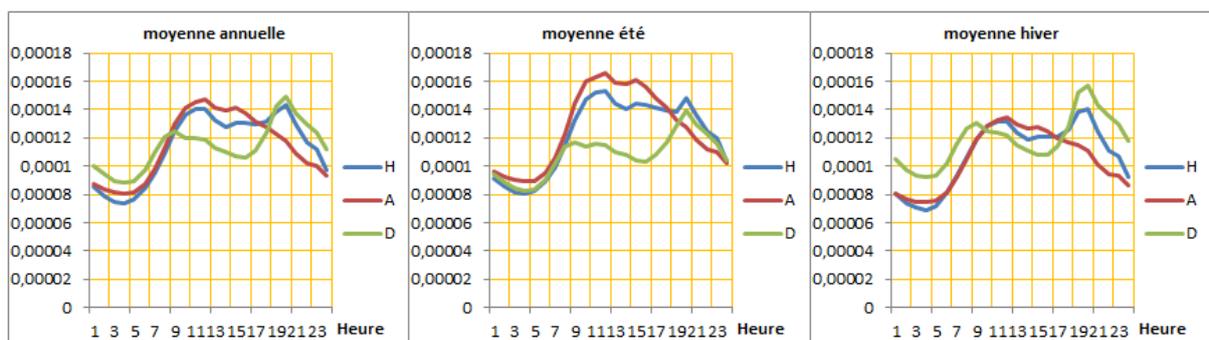
consommation est plus du double que celle de pendant les périodes creuses le samedi et en semaine. Le dimanche, la différence de consommation pointe-creuse est un peu moindre.

Il y a une heure en janvier, une heure en juin et une heure en septembre dans l'année où les puissances observées dans les deux PS sont négatives, ces puissances négatives pourraient être liées à des pannes. Il y a deux jours en août durant lesquels les enregistrements sont à 0, peut-être en raison d'un manque de données.

Les deux courbes de charge agrégées par PS ont des profils de charge plutôt similaire. Or, un PS peut agréger à la fois la consommation dans des zones plutôt rurales et dans des zones plus urbanisées ; et au sein d'une même zone, il y a un mélange des consommations résidentielles ou d'activité, etc. Les zones rurales peuvent avoir un profil de charge très différent de celui en plein cœur urbain, d'autant plus que les zones rurales se situent en altitude, là où il y a des besoins spécifiques (p. ex. se chauffer) qui n'existent pas dans les zones littorales, et *vice versa*.

Dans le but d'établir une typologie des courbes de charge en fonction de leur localisation géographique et de la situation socio-économique locale, le premier travail consiste à localiser, avec leurs adresses, les 40 sous-postes de lignes de départ des deux PS. Or leurs adresses sont souvent introuvables ou imprécises, ce qui entraîne des interprétations différentes, ou fausses. Néanmoins, on parvient à savoir à peu près dans quels types d'IRIS la plupart d'entre elles sont, sans toutefois pouvoir les localiser précisément dans les IRIS.

Une fois que les postes de lignes de départ sont localisés par type d'IRIS, nous créons trois courbes de charge par un regroupement spatial selon les types d'IRIS (IRIS H, A et D), et à partir desquelles nous créons trois profils de charge. La Figure 55 montre la moyenne annuelle heure par heure, la moyenne de la période d'été heure par heure, et la moyenne de la période d'hiver heure par heure, de ces profils de charge par type d'IRIS.



**Figure 55 : les profils de charge journaliers par type d'IRIS (H, A et D) : moyenne annuelle et moyenne par saisons (données : EDF)**

Pour les profils de charge journaliers (moyenne annuelle), le pic de profil de charge d'un IRIS A apparaît vers midi, tandis que pour un IRIS H ou D, ce pic apparaît le soir vers 19h. Pour les trois profils, le creux est entre 2h et 3h du matin.

Les valeurs du profil de charge d'IRIS D sont relativement plus faibles en été qu'en hiver, où le pic du soir est très élevé. L'hypothèse est qu'en hiver, le soir, on utilise beaucoup de chauffage dans les Hauts. Pour les IRIS A et H, durant les mois d'été, les amplitudes de variation jour-nuit sont plus grandes, et les pics vers midi plus élevés. L'hypothèse de ce phénomène est l'utilisation de la climatisation et du ventilateur.

Avec les trois profils de charge obtenus, nous pouvons simuler la courbe de charge d'un IRIS, en multipliant son profil par sa consommation annuelle. Les trois profils de charge restent les mêmes quelle que soit l'évolution de la consommation annuelle.

Cependant, pour alléger le modèle, il est nécessaire de simplifier ce profil de charge pour ne pas avoir à simuler une courbe de charge avec un profil de 8 760 heures dont chacune correspond à une heure de l'année. Pour ce faire, dans ce qui suit, nous analysons d'abord les caractéristiques de variations temporelles des profils de charge.

### ***9.2.3. Analyse chronologique de la consommation électrique et simulation par jour-type***

Une série chronologique peut souvent être analysée comme étant une combinaison de trois fonctions indépendantes : la tendance, une fonction périodique (éventuellement composée) et des fluctuations résiduelles.

La tendance est définie comme une fonction non périodique en évolution à long terme, et dans notre cas, la tendance de la consommation correspond aux courbes d'ajustement des valeurs des consommations des dernières années de La Réunion (cf. Figure 52). Une fonction périodique de période  $p$  est une fonction  $f(t)$  qui vérifie :  $f(t+p) = f(t)$ . Les fluctuations résiduelles sont définies comme des variations aléatoires qui ne sont pas expliquées par la tendance et les périodicités.

Par exemple, la vitesse du vent heure par heure sur un an dans la station Gillot-Aéroport possède deux périodicités, journalière et saisonnière, qui peuvent être considérées comme indépendantes. La fonction de période journalière se manifeste par le fait que le vent est plus fort dans la journée que dans la nuit, et la fonction saisonnière se manifeste comme un facteur multiplicatif qui amplifie la fonction journalière. Ce facteur est plus ou moins élevé, par le fait

qu'il y a des mois dans l'année où le vent est plus fort que dans le reste de l'année (cf. § 10.2.3).

Cependant, un profil de charge est une combinaison de fonctions interdépendantes. La méthode précédente ne peut donc pas s'appliquer. En effet la forme du profil de charge journalier dépend à la fois du jour de la semaine et de la saison de manière non linéaire (cf. Figure 55). Ainsi nous ne pouvons pas ajuster la courbe journalière ou de la semaine avec des coefficients correcteurs linéaires pour corriger les effets hebdomadaires ou saisonniers.

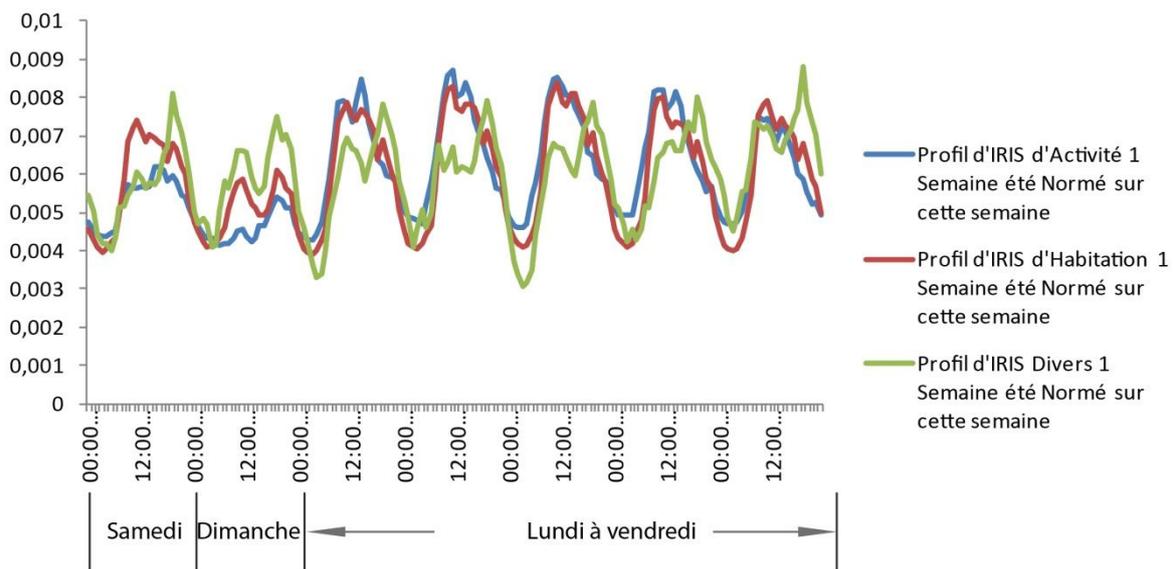


Figure 56 : profils de charge d'une semaine en été d'IRIS A, H, et D (données : EDF)

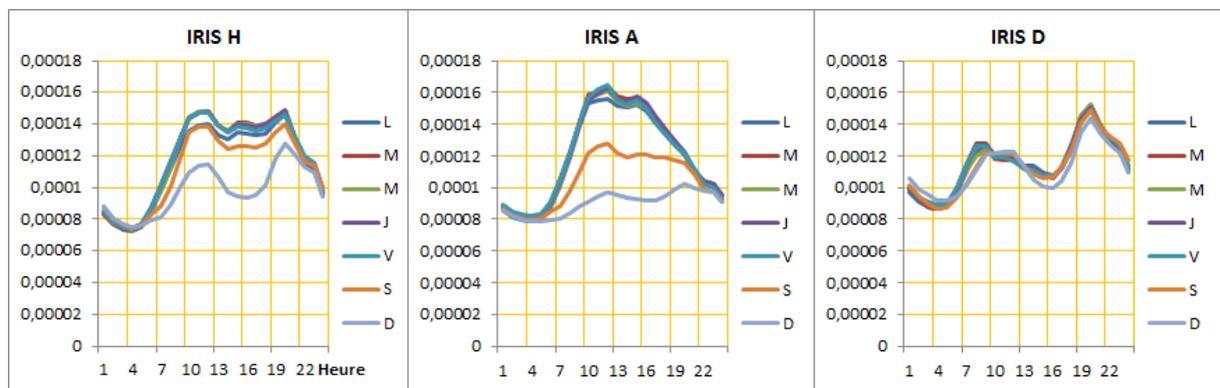
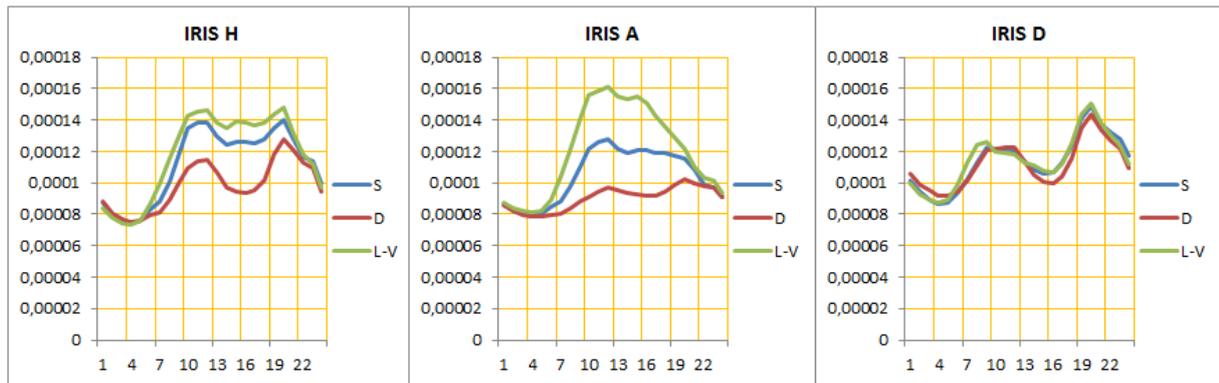


Figure 57 : les profils de charge moyens heure par heure de chaque jour de la semaine d'IRIS H, A et D (données : EDF)



**Figure 58 : les profils moyens heure par heure du samedi, dimanche et du lundi au vendredi d'IRIS H, A et D (données : EDF)**

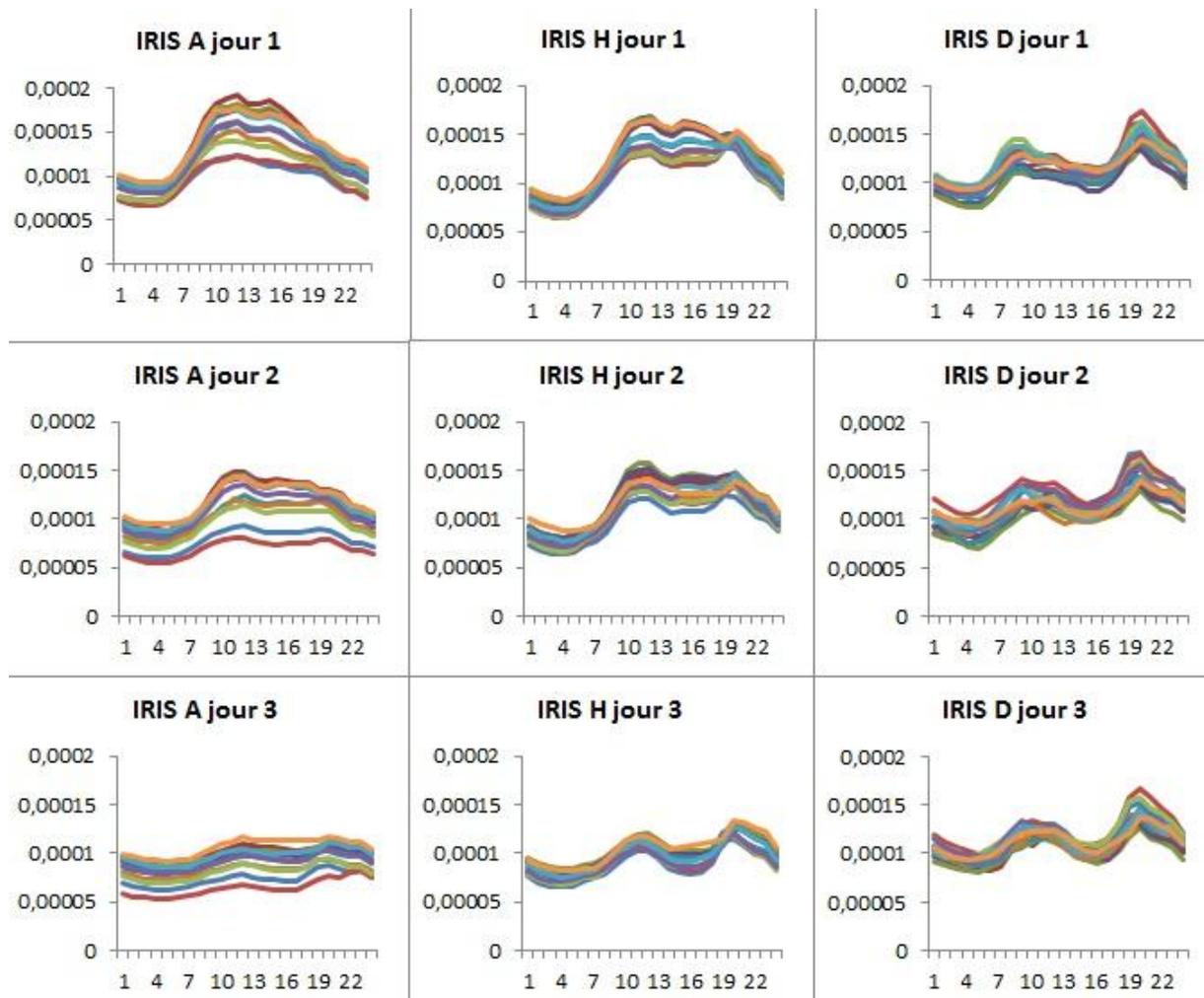
La Figure 58 montre la courbe nommée L-V qui est la moyenne des profils du lundi au vendredi de la Figure 57. Ces deux figures montrent les caractéristiques de consommation par type d'IRIS et par jour de la semaine : pour les IRIS H et les IRIS A, les périodicités hebdomadaires du lundi au vendredi se ressemblent, les profils journaliers entre le dimanche, le samedi et les jours ouvrables sont différents; le samedi étant une sorte de profil de transition entre le dimanche et les jours ouvrables.

Pour les IRIS divers, les profils du lundi au dimanche se ressemblent. Le profil d'IRIS divers en semaine ressemble beaucoup à celui d'IRIS d'Habitation le dimanche.

En semaine, les périodes de pointe dans les IRIS A apparaissent pendant la journée, de 9h à 16h environ, avec un petit creux vers 13h, tandis que dans les IRIS H en semaine et le samedi, il y a trois périodes de pointe vers 12, 15 et 20h. Dans IRIS A, en semaine il n'y a pas de pointe du soir, tandis que le dimanche d'IRIS A cette pointe apparaît. Dans les IRIS H, le dimanche, la pointe du soir est toujours supérieure à la pointe du midi, tandis que la pointe du midi peut dépasser la pointe du soir le samedi ou le dimanche pendant les mois d'été. Dans les IRIS D, la pointe du soir est toujours supérieure à celle du midi, et est encore plus pointue pendant l'hiver. Dans les IRIS A et H, le profil du samedi apparaît comme une forme intermédiaire entre les jours en semaine et le dimanche.

Pour tenir compte des variations saisonnière, hebdomadaire et journalière, et en même temps alléger le modèle, on définit trois types de jours par mois : dimanche, samedi et jour ouvrable (du lundi au vendredi). Ainsi, pour chaque type d'IRIS, on a une base de 36 jours par an (3 jour-types par mois \* 12 mois), au lieu d'une base de 365 jours par un. Ce type de regroupement par types de jour est utilisé dans le modèle SIMPACT décrit auparavant. Par principe de simplification, à La Réunion, une île tropicale où la différence saisonnière n'est

pas si importante qu'en France métropolitaine, on pourrait encore alléger ce modèle en définissant 4 saisons, voire seulement 2 saisons, l'hiver et l'été, au lieu d'avoir 12 mois. Cependant cela fait perdre beaucoup d'information sur des zones montagneuses (IRIS D) où les consommations sont plus sensibles à la variation saisonnière. En revanche, s'il ne s'agit que de simuler les consommations des IRIS D, on pourrait garder un seul type de jour par semaine, puisque les profils du samedi, du dimanche et en semaine se ressemblent tous.



**Figure 59 : profils de charge par type d'IRIS et par jour-type d'un mois donné (jour-type 1 : lundi au vendredi, jour-type 2 : le samedi, et jour-type 3 : le dimanche) (données EDF)**

Les profils de charge ainsi simplifiés sont trop réguliers par rapport à la réalité. Dans la réalité, les courbes de charge de deux jours ne se répètent jamais, même s'ils sont dans le même jour-type du mois. Pour prendre en compte ces fluctuations qui ne sont pas expliquées par les profils standards de jour-types, en plus du profil standard, nous ajoutons des fluctuations résiduelles aléatoires, et qui sont définies dans notre cas comme les différences entre les profils réels et les profils modélisés par jour-types.

Théoriquement, si on connaît la moyenne et les écarts des valeurs d'une série chronologique réelle à cette moyenne, supposés gaussiens, on peut simuler une nouvelle série ayant la moyenne et l'écart-type de la série origine.

Néanmoins, dans notre cas, il est difficile d'évaluer les écarts : comme le Tableau 18 ci-dessous le montre, l'écart-type des différences entre le profil de la consommation réelle et le profil de la consommation modélisée est bien le plus grand pour IRIS H, mais ceci est lié aux séries de données originales qui sont plus nombreuses pour construire le profil du groupe IRIS H (7 séries pour IRIS H, contre 2 séries pour IRIS A, et 1 série pour IRIS D).

	<b>IRIS D</b>	<b>IRIS H</b>	<b>IRIS A</b>
<b>écart-type</b>	1,2E-05	3,8E-05	1,6E-05
<b>moyenne</b>	1,4E-18	-8,3E-20	6,1E-19

**Tableau 18 : l'écart-type et la moyenne de la différence entre le profil modélisé par jour-type et le profil réel des groupes d'IRIS D, H, et A.**

La courbe de charge de consommation électrique d'un IRIS est obtenue en multipliant son profil de jour-type mensuel par sa consommation totale annuelle.

Ces profils de charge par jour-type sont des profils agrégeant les profils de consommation de tous les secteurs. Rappelons que le tableau d'estimation de la consommation par secteur d'activité a montré que la consommation résidentielle représente 44 % de la consommation totale, les 56 % qui restent sont la consommation des activités professionnelles (agricole, industrielle et tertiaire incluse) (cf. § 9.1.2). Dans un IRIS d'habitation, le poids de la consommation résidentielle est plus important que celui de la consommation professionnelle, néanmoins l'activité industrielle ou commerciale n'est pas absente d'un IRIS d'habitation, et inversement un IRIS d'activité n'est pas exempt de résidences, etc. Aussi cherche-t-on à moduler le profil de la courbe de charge d'un IRIS selon le poids respectif de ces deux variables.

#### **9.2.4. Courbe de charge simulée par profil sectoriel**

Afin de simuler des courbes de charge dans le futur, nous décomposons les profils de charge par type d'IRIS selon deux secteurs, résidentiel et professionnel. Cette division, même grossière (au sein de l'activité professionnelle, les secteurs économiques, i.e. industrie,

agricole, commerce, ne sont pas divisés), est tout à fait intéressante, du fait de la nature et de la temporalité différentes des deux types de consommation.

### Signification des notations

- $t$  : temps en heure, qui varie sur une année (de 0 à 8759)
- $h$  : heure d'un jour donné qui varie de 0 à 23
- $j$  : jour-type, avec  $j = s$  pour le samedi,  $j = d$  pour le dimanche,  $j = o$  pour un jour ouvrable
- $m$  : mois (de 1 à 12)
- $y$  : année
- $n_{y,m,j}$  : nombre de jours du jour-type  $j$ , dans le mois  $m$  pour l'année  $y$
- $I$  : type d'IRIS, avec  $I = A$  pour un IRIS A,  $I = H$  pour un IRIS H,  $I = D$  pour un IRIS D
- $P_{I,y}(t)$  : profil de charge d'un IRIS type  $I$  heure par heure normalisé sur une année  $y$
- $p_{I,y,m,j}^r(h)$  : profil de charge résidentiel d'un IRIS type  $I$  heure par heure d'un jour-type  $j$  d'un mois  $m$  et d'un an  $y$
- $p_{I,y,m,j}^a(h)$  : profil de charge d'activité d'un IRIS type  $I$  heure par heure d'un jour-type  $j$  d'un mois  $m$  et d'un an  $y$
- $c_{I,y,m,j}(h)$  : courbe de charge d'un IRIS type  $I$  heure par heure d'un jour-type  $j$  d'un mois  $m$  et d'un an  $y$
- $c_{I,y,m,j}^r(h)$  : courbe de charge résidentiel d'un IRIS type  $I$  heure par heure d'un jour-type  $j$  d'un mois  $m$  et d'un an  $y$
- $c_{I,y,m,j}^a(h)$  : courbe de charge d'activité d'un IRIS type  $I$  heure par heure d'un jour-type  $j$  d'un mois  $m$  et d'un an  $y$
- $X_{I,y}$  : consommation totale annuelle d'un IRIS type  $I$  pour l'année  $y$
- $X_{I,y}^r$  : consommation résidentielle d'un IRIS type  $I$  sur une année  $y$
- $X_{I,y}^a$  : consommation d'activité d'un IRIS type  $I$  sur une année  $y$

### Données de départ :

- La consommation totale annuelle  $X_{I,y}$
- Le profil de charge  $P_{I,y}$

### Résultats attendus :

Les profils de charge du secteur résidentiel  $p_{I,y,m,j}^r$  et d'activité  $p_{I,y,m,j}^a$

### Calculs ( $h$ variant de 0 à 23) :

- Le profil  $P_{I,y}(t)$  est une fonction par morceaux constituée d'une succession de profils journaliers couvrant une année. Il existe 36 profils journaliers types, puisqu'il y a 3 types de jour (samedi, dimanche et ouvrable) pour chacun des 12 mois.
- Chaque valeur de  $h$  (entre 0 et 23) ainsi que le mois  $m$  et le jour-type  $j$  sont déterminés par la valeur de  $t$ , ce qui nous permet d'écrire :

$$P_{I,y}(t) = p_{I,y,m,j}(h)$$

- On en déduit les courbes de charge globales par :

$$c_{I,y,m,j}(h) = X_{I,y} * p_{I,y,m,j}(h)$$

- Ce qui permet d'en extraire la partie résidentielle de la courbe de charge par :

$$c_{I,y,m,j}^r(h) = k_{I,j} * c_{I,y,m,j}(h)$$

Où  $k_{I,j}$  est un coefficient qui dépend de  $I$  et de  $j$  :

pour  $I = A$  et  $H$ ,  
 si  $j = o$ , alors  $k_j = 0,5$ ,  
 si  $j = s$ , alors  $k_j = 0,8$ ,  
 si  $j = d$ , alors  $k_j = 1$  ;  
 pour  $I = D$ , alors  $k_j = 1$ , quel que soit  $j$ .

- Et par différence, on en déduit la partie activité de la courbe de charge :

$$c_{I,y,m,j}^a(h) = c_{I,y,m,j}(h) - c_{I,y,m,j}^r(h)$$

- La consommation se décompose aussi en deux parties :

$$X_{I,y}^r = \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=s,d,o} \sum_{h=0}^{23} c_{I,y,m,j}^r(h) * n_{y,m,j}$$

$$X_{I,y}^a = \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=s,d,o} \sum_{h=0}^{23} c_{I,y,m,j}^a(h) * n_{y,m,j}$$

- Et on vérifie que :

$$X_{I,y}^r + X_{I,y}^a = X_{I,y}$$

Pour l'année 2009, on peut comparer les consommations du secteur résidentiel  $X_{I,y}^r$  et d'activité  $X_{I,y}^a$  ainsi calculées avec les valeurs observées. Le résultat calculé (48 % résidentiel et 51 % activité dans l'ensemble de la consommation) est assez proche des statistiques (44 % résidentiel, 56 % activité).

### Résultats :

Les profils de charge du secteur résidentiel et d'activité sont calculés ainsi :

$$P_{I,y}^r(t) = p_{I,y,m,j}^r(h) = c_{I,y,m,j}^r(h) / X_{I,y}^r$$

$$P_{I,y}^a(t) = p_{I,y,m,j}^a(h) = c_{I,y,m,j}^a(h) / X_{I,y}^a$$

Ce sont ces profils qui servent de structure (donc qui restent invariants) pour calculer les courbes de charge du futur.

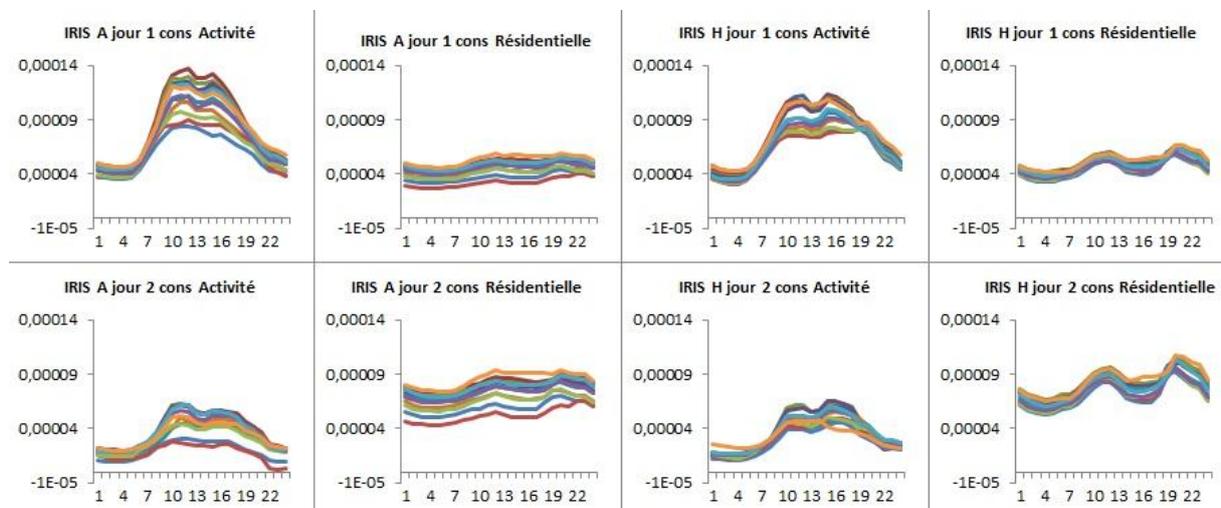


Figure 60 : profils de charge d'IRIS A et H par jour-type et par secteur d'un mois donné, avec jour 1 : lundi au vendredi, jour 2 : le samedi, et jour 3 : le dimanche

Ces calculs sont empiriques, basés sur une analyse du rythme de la vie sociale, sur l'observation des profils de charge de chaque type d'IRIS par jour-types, et sur les profils visuels de consommation des secteurs résidentiels et des secteurs d'activité. Le paramétrage doit d'abord éviter qu'il y ait des valeurs négatives après une soustraction, et ensuite il doit faire apparaître des courbes dont les formes soient validées visuellement : ainsi, après la séparation de secteurs d'activité par cette méthode, pour les IRIS H, le pic à 15h en semaine et le samedi disparaissent, et les profils de charge d'activité du samedi et du dimanche ressemblent beaucoup à ceux d'IRIS A en semaine et du samedi.

La courbe de charge d'un IRIS type  $I$  pour une année future  $y$  peut alors s'exprimer comme suit :

$$C_{I,y}(t) = C_{I,y,m,j}(h) = X_{I,y} * P_{I,y}(t) * X_{\sigma,\mu} = \left( X_{I,y}^r * P_{I,y}^r(t) + X_{I,y}^a * P_{I,y}^a(t) \right) * X_{\sigma,\mu}$$

Où  $X_{\sigma,\mu}$  est un nombre tiré au hasard selon une loi normale de moyenne  $\mu$  et d'écart-type  $\sigma$ , où  $\mu$  et  $\sigma$  sont calculés par rapport aux données observées, ce qui permet d'ajouter une fluctuation aléatoire, conforme aux fluctuations observées dans la réalité.

### **9.2.5. Prévisions de la courbe de charge**

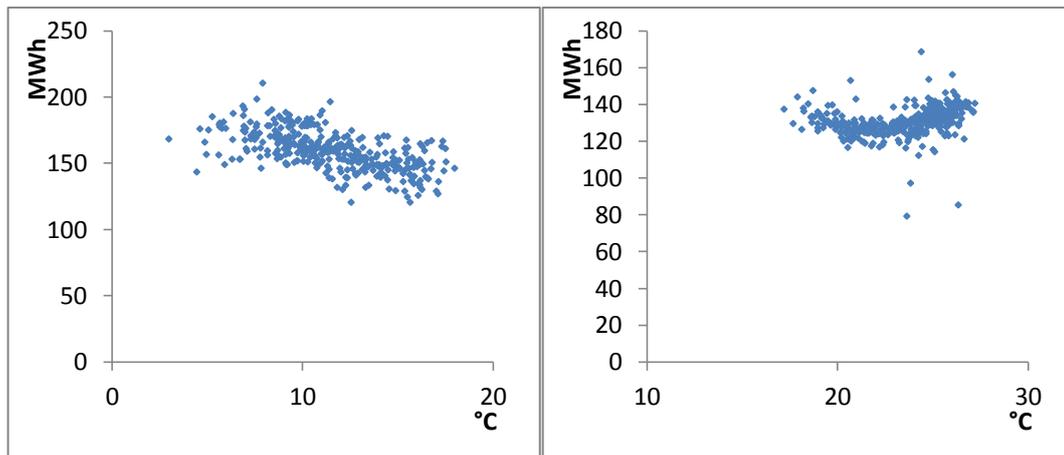
Les paragraphes précédents détaillent la manière dont les courbes de charge sont simulées dans notre modèle. Pour optimiser l'approvisionnement des centrales en combustible, le gestionnaire du réseau doit prévoir au jour le jour quelle sera la consommation du lendemain pour adapter l'offre à la demande. Plusieurs méthodes ont été développées pour la prévision des courbes de charge. Les méthodes peuvent être classées en deux catégories : intelligence artificielle et statistique (Weron 2006).

L'approche en intelligence artificielle pour la prévision est très étudiée depuis le début des années 1990, et parmi ces algorithmes, les réseaux de neurones artificiels ont probablement reçu le plus d'attention (Weron 2006). Grâce à leur capacité de classification et de généralisation, les algorithmes classent automatiquement les données d'entrée et les associent aux valeurs de sortie respectives. Leur avantage est aussi leur inconvénient car fonctionnant comme une boîte noire, ils ne fournissent pas de réponses faciles à interpréter.

L'approche statistique se sert des statistiques de consommation du passé. Il doit pouvoir analyser la corrélation entre la consommation et des données exogènes : variations météorologiques, événements sociaux, etc., de manière à pouvoir anticiper le changement de

profil de charge en fonction des facteurs exogènes. Les conditions météorologiques jouent un rôle sur la consommation, que les effets soient saisonniers ou journaliers. Le RTE élabore la prévision de la consommation métropolitaine d'une semaine à venir à partir des consommations et des conditions météorologiques constatées sur les 7 jours précédents, et sur la base des prévisions météorologiques à 7 jours.

Le premier paramètre météorologique à prendre en compte est la température notamment dans les zones où on a besoin de chauffage et/ou de climatisation selon la saison. Nous analysons les données heure par heure des trois stations météo de Ligne-Paradis (156 m d'altitude), de Plain des Cafres qui est en altitude (1 560 m) et du Tampon PK 13 (860 m) localisé dans une zone intermédiaire. Nous comparons les températures mesurées avec les courbes de charge des trois lignes de départ dans les IRIS D et H près de ces trois zones. Les données heure par heure entre la consommation et la température ne montrent pas de corrélation, ni lorsqu'on les décale un peu l'une de l'autre, la raison du décalage étant un possible retardement de la consommation par rapport à la température. Cependant, si l'on agrège les données en les moyennant par jour, ou par quelques heures de la journée, on observe une certaine relation entre les deux variables. Dans la station de Plain des Cafres, les températures sous-abri sont les plus faibles à partir de 21h du soir jusqu'à 6h du matin, et les consommations et les températures moyennes dans cette période montre une très faible corrélation ( $R^2 = 0,37$ ). La corrélation sera encore un peu moindre si c'est avec la moyenne journalière de la température. A la station de Ligne-Paradis, nous observons un tournant vers 23 °C : si la température moyenne journalière est inférieure à 23 °C, la consommation baisse au fur et à mesure que la température augmente, tandis qu'à partir d'environ 23 °C la consommation augmente avec la température. Quant à la station du Tampon PK 13, où la plupart des températures moyennes journalières se situe plutôt entre 12 et 22 °C, il est difficile d'établir une relation entre la température moyenne journalière et la consommation.



**Figure 61 : à gauche, la moyenne journalière de la température sous abri sur un an entre 21h du soir et 6h du matin de la station météo de Plain des Cafres, et la moyenne journalière de la consommation d'une ligne de départ proche (Hyacin) dans cette période ; à droite, la moyenne journalière de la température sous abri sur un an de la station météo de Ligne-Paradis, et et la moyenne journalière de la consommation d'une ligne de départ de près (Petite-Ile) dans cette période**

Il est à noter que les facteurs climatiques peuvent agir ensemble sur la consommation : l'humidité accentue la sensation d'inconfort, et accroît l'utilisation des climatiseurs et des sècheurs. L'humidité pourrait résulter de la pluie ou des jours nuageux, ou du fait qu'il n'y a pas trop de vent qui facilite la circulation de l'air. Afin de prédire la demande en énergie des bâtiments dans un climat tropical, Adelard (Adelard and Garde 1997) propose une méthode de classification permettant d'observer les influences conjointes des facteurs climatiques sur la demande et de prédire leurs enchainements.

En résumé, dans ce chapitre, les scénarios sur la tendance de la consommation à l'échelle de cette île permettent d'estimer l'évolution de la demande sur le long terme. La consommation annuelle est spatialisée à une échelle géographique plus fine, en IRIS. Les profils de charge sont définis selon trois types IRIS, par jour-type et par mois. Ces profils sont le mélange de profils de charge de différents secteurs, et nous proposons une méthode de décomposition pour les séparer.

Dans un système électrique où la production est parfaitement contrôlable et planifiable à l'avance, la prévision de la dynamique de la consommation suffit pour préparer le dispatching du système. C'est notamment le cas d'un système dont la production utilise comme ressource des combustibles fossiles ou nucléaire. Par contre, un système intégrant une proportion importante de production issue des ressources renouvelables, notamment des intermittentes, est plus difficile à gérer. Ces ressources font l'objet d'analyses dans le chapitre suivant.

## **Chapitre 10. Les énergies renouvelables à La Réunion**

Ce chapitre analyse les ressources énergétiques renouvelables à La Réunion en vue de simuler leur fonctionnement dans notre modèle. Nous commencerons par les énergies renouvelables non intermittentes, dont une large intégration dans le réseau est plus facile et dont beaucoup sont déjà dans le système électrique sous forme d'électricité hydraulique et de biomasse (bagasse). Ensuite, nous nous focaliserons sur deux types d'énergie intermittente, éolienne et solaire, ainsi que leurs simulations.

### **10.1. Les énergies renouvelables non intermittentes**

Dans ce paragraphe, nous nous concentrons sur trois ressources renouvelables non intermittentes qui sont utilisées pour la production d'électricité à La Réunion : l'hydraulique, la bagasse et le biogaz. Les deux premières ressources ont un enjeu énergétique important. Le biogaz est en stade d'expérimentation, la production est encore très limitée mais offre désormais des perspectives intéressantes.

#### ***10.1.1. Hydraulique***

##### ***10.1.1.1. État actuel***

La Réunion est riche en énergie hydraulique grâce au débit des chutes d'eau. Une pluviométrie importante et une variation rapide d'altitude favorisent l'implantation des usines hydroélectriques. La zone sous le vent, qui est la zone la moins arrosée de l'île, ne possède aucune usine hydraulique. Les centrales sont soit dans la partie de l'île orientée au vent avec des prises d'eau en contre-haut, soit dans les Hautes. La puissance installée totale des 5 usines hydrauliques que compte l'île se totalisent actuellement à 121 MW. En 2009 la production hydraulique est à 531 GWh, soit 20 % de la production totale d'électricité.

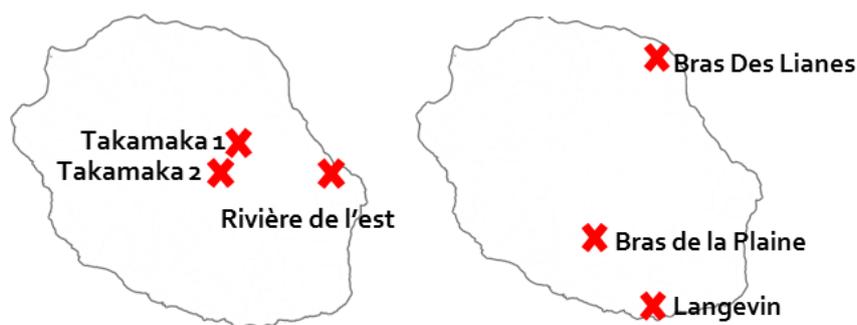


Figure 62 : localisation des trois installations hydrauliques, avec retenues d'eau (à gauche) et au fil de l'eau (à droite)

Site	Zone	Commune	Rivière	Puissance installée (MW)	Productible moyen (GWh)
Rivière de l'Est	zone 1	Sainte-Rose	Rivière de l'Est	22*3	370
Takamaka 2	zone 4	Saint-Benoit	Rivière des Marsouins	13*2	80
Takamaka 1	zone 4	Saint-Benoit	Rivière des Marsouins	8,7*2	70
Bras de la Plaine	zone 3	Tampon (Le)	Bras de la Plaine	4,6	10
Bras des Lianes	zone 1	Saint-André	Bras des Lianes	2,2	8
Langevin	zone 1	Saint-Joseph	Langevin	3,6	pas de données

Tableau 19 : les centrales hydrauliques de la réunion (Source : EDF, bilan énergétique 2009, PETREL, etc.)

Les trois turbines de la centrale de Rivière de l'est, situées à Sainte-Rose, sont quasiment au niveau de la mer ; une quatrième turbine de 14 MW et un quatrième réservoir ont été inaugurés en juillet 2010 (IMAZPRESS 2010). Les trois réservoirs d'eau en acier ayant chacun une capacité de stockage d'eau de 25 000 m<sup>3</sup> se situent à 800 mètres en contre-haut en altitude dans les hautes terres de Sainte-Rose ; les turbines et les réservoirs sont liés par une conduite forcée, dont le débit peut atteindre les 10 m<sup>3</sup>/s. Les réservoirs, quant à eux, sont alimentés par une amenée d'eau de plusieurs kilomètres de longueur sous forme d'un tunnel sous la montagne, qui puise ses sources dans les creux de la Rivière de l'Est. Le fonctionnement de cette centrale est « atypique » par rapport aux autres cours d'eaux réunionnais « du fait d'un stockage de ses eaux en profondeur, cette rivière est « la » résurgence la plus importante des pluies tombées en particulier sur le volcan et la Plaine des Sables » (Hoarau 2009).

Il y a trente ans, cette centrale fournissait quasiment 100 % de l'électricité consommée sur île avec ses trois turbines d'une puissance installée de 22 MW chacune. Aujourd'hui avec

l'augmentation de la consommation elle n'en fournit plus que de l'ordre de 15 %. D'autres centrales ont été mises en place mais la centrale de la Rivière de l'est reste la plus grande centrale hydraulique réunionnaise. Sa puissance installée est un peu plus que la moitié de la totalité de la puissance hydraulique installée, et sa production représente les deux tiers de la production hydraulique totale. Sa grande puissance et sa performance énergétique sont dues à sa capacité à s'adapter avec précision à la demande avec notamment les réservoirs qui permettent de stocker de l'eau aux heures creuses et de la relâcher aux deux pics de la journée où les demandes sont les plus importantes. Par ailleurs aucune installation type Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) n'est présente.

#### **10.1.1.2. Potentiel**

Il s'agit soit du potentiel d'augmentation des capacités des centrales existantes par suréquipement d'un site avec l'installation des nouvelles réserves et des nouvelles turbines, soit du potentiel de construction de nouveaux sites. Le potentiel hydraulique hors STEP est évalué à 310 ouvrages d'une puissance totale de 121 MW, or les réglementations environnementales (parcs nationaux, réserves naturelles, etc.) limitent le potentiel mobilisable à seulement 11 MW (DIREN 2008). D'après le même rapport, la plus grande potentialité hydraulique reste dans le STEP. Deux projets de STEP totalisant 62 MW de puissance mobilisable sont identifiés, dont l'un à Planèzes de l'Est (27 MW) et l'autre sur le Massif du volcan de la Fournaise (35 MW).

Un autre rapport mentionne deux projets qui sont en cours d'étude : le Takamata 3 qui apporterait une puissance de 38,6 MW en période de pointe et qui produirait 65,2 GWh d'électricité par an, et le Bras de la plaine amont où la production annuelle attendue est de 24,8 GWh (EDFSEI 2009). Ce dernier est particulièrement intéressant car il contribuera à la stabilisation du réseau électrique, le site étant dans la partie sud-ouest de l'île où il n'y a qu'une seule usine hydraulique à l'heure actuelle (celle du Bras de la plaine).

Outre les principales centrales hydrauliques, il y a aussi de nombreuses mini-centrales qui sont souvent des hydrauliques sans réserve et qui produisent de l'électricité au fil de l'eau. Les enjeux énergétiques y sont marginaux.

#### **10.1.1.3. Analyses spatiales et temporelles de production**

Le débit d'une rivière varie constamment tout au long de l'année. Dans les climats tropicaux, le débit est lié à la mousson qui arrive régulièrement durant quelques mois de

l'année. De ce fait, le facteur saisonnier est important : on parle des périodes de fortes eaux et d'étiage. Une pluie généreuse fait augmenter le niveau d'une rivière assez rapidement et entraîne un pic de niveau d'eau pendant et après la pluie, suivi d'une lente et progressive diminution et le retour à un niveau d'eau normal pour la saison.

Pour évaluer la puissance hydraulique disponible pour une chute d'eau, la formule suivante est utilisée (Freris and Infield 2008) :

$$P(h) = \rho QgH$$

Où :

- $\rho$  est la masse volumique de l'eau (1000 kg/m<sup>3</sup> à 10°C) mesurée par kg/m<sup>3</sup>.
- $Q$  est le débit passant dans l'installation (m<sup>3</sup>/s).
- $H$  : la dénivelée ou la hauteur de chute d'eau, dans cette formule il s'agit de la dénivelée nette ou effective qui exclue déjà les pertes par frottement.
- $gH$  est l'énergie hydraulique massique disponible mesurée en J/kg,  $g$  égale 9,79 à La Réunion (latitude 21°09'S). Cette partie exclue la perte d'énergie dans la conduite due aux frottements et à la géométrie de la conduite (rétrécissement, coude, etc.). Elle exclue aussi l'énergie cinétique résiduelle à la sortie de la turbine qui ne peut être récupérée.

Ainsi, si le débit d'eau et la hauteur de la chute d'eau sont connus, la puissance théorique d'une chute d'eau qu'une turbine peut récupérer peut être calculée. Ensuite pour calculer la puissance électrique il faut tenir compte de la perte aux turbines et auxiliaires, etc. La puissance électrique  $P_{el}$  fournie au réseau, mesurée en watt, est donnée par (Sabonnadière 2007a) :

$$P_{el} = P_h \bullet \eta_h \bullet \eta_m \bullet \eta_g \bullet \eta_t$$

Où :

- $P_h$  représente la puissance hydraulique telle qu'elle est définie précédemment.
- $\eta_h$  représente le rendement de la turbine. Ce rendement varie en fonction du débit.
- $\eta_m$  représente le rendement des différentes parties mécaniques telles que les paliers, les multiplicateurs ou réducteurs de vitesse, etc. Ce rendement est pratiquement constant.
- $\eta_g$  représente le rendement de la génératrice. Il varie selon la puissance mécanique de la turbine.
- $\eta_t$  représente le rendement d'un éventuel transformateur.

Entre la puissance hydraulique et la puissance électrique il y a un ratio de 0,85 à 0,9 pour les centrales de Takalama et de Sainte-Rose. Ainsi les formules ci-dessus peuvent être simplifiées comme :

$$P_{el} = 8,5 QH$$

L'hydroélectricité est une production qui est sensible aux aléas pluviométriques. Les sensibilités des centrales aux précipitations ne sont pas identiques et elles dépendent de la condition du terrain (infiltration), du climat (évaporation) et de la centrale en question (puissance installée, capacité de réserve, etc.). Une abondance d'eau ou une pénurie exceptionnelle peut influencer la production sur plusieurs années.

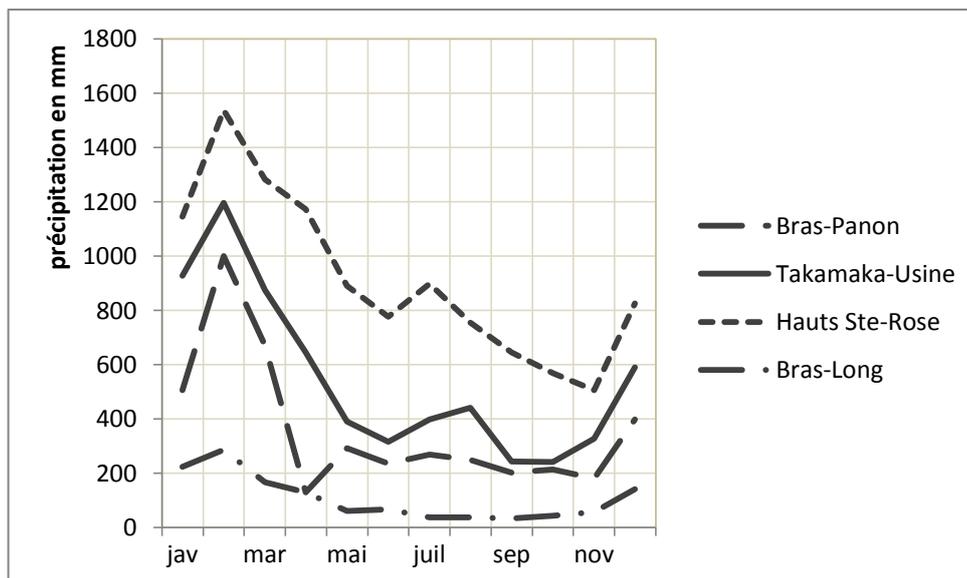
Pour la centrale de La Rivière de l'est, la vitesse du débit d'eau de sortie est réglée de la manière suivante :

	<b>pointe</b>	<b>creuse</b>
<b>Période fortes eaux (mars à octobre)</b>	10 m <sup>3</sup> /s	5-7 m <sup>3</sup> /s
<b>période d'étiage (novembre à janvier)</b>	8 à 10 m <sup>3</sup> /s	5 m <sup>3</sup> /s

**Tableau 20 : vitesse de débit de la centrale Rivière de l'est (Hoarau 2009)**

Nous pouvons calculer la production annuelle de cette centrale avec les débits d'eau par saison et par heure décrits dans le Tableau 20. Le résultat est très proche des statistiques annuelles (370 GWh en 2007).

Pour les autres centrales hydrauliques, si leurs productions annuelles et leurs puissances installées sont bien connues, il est difficile d'évaluer leurs productions de manière dynamique. Les données de la pluviométrie mensuelle moyenne de 1971 à 2000 et en 2009 montrent que les plus fortes pluies tombent lors de l'été austral, en décembre, janvier et février sur l'ensemble de l'île. Avec un modèle numérique d'élévation nous réalisons une carte de bassin versant qui divise l'île en deux sous-ensembles, avec une ligne de partage des eaux nord-ouest sud-est. Dans notre modèle, les puissances mensuelles maximales des centrales hydrauliques, hors celle de Ste Rose, sont corrélées avec les pluviométries des stations météo les plus proches dans les mêmes bassins versants. Cependant, pour la centrale hydraulique de Ste Rose, sur La Rivière de l'est, c'est à partir de mars jusqu'en octobre que la production est la plus importante. Etant donné que c'est la production hydraulique de cette centrale qui est la plus importante de l'île, la production hydraulique saisonnière dans son ensemble est similaire à la production de cette centrale, au lieu d'être corrélée avec la pluviométrie de la saison.



**Figure 63 : pluviométrie mensuelle moyenne (en mm) de 1971 à 2000 de quatre stations météorologiques dans les zones où il y a les principales installations hydrauliques**

### 10.1.2. Bagasse-charbon

A La Réunion, au cours d'une campagne sucrière, près de deux millions de tonnes de canne à sucre sont récoltées, plus d'un quart d'entre elles sont consommées dans les deux centrales thermiques du Gol (122 MW) et du Bois-Rouge (108 MW), qui produisent de l'électricité à partir de la bagasse et du charbon.

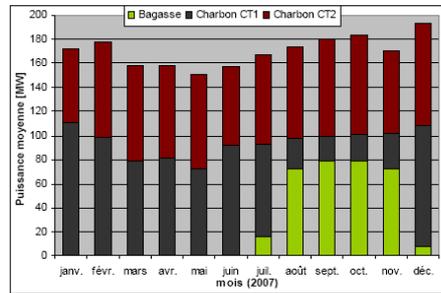
Les deux centrales ont été mises en place par les compagnies thermiques du Gol et du Bois-Rouge. Ces deux compagnies appartiennent au Groupe Sechilienne-Sidec qui est une compagnie locale réunionnaise.

Centrale	Puissance nominale mise à disposition par tranche (MW) et année
<b>Centrale thermique du Gol</b>	CT1 : 64 (1994), CT2 : 58 (2006)
<b>Centrale thermique du Bois-Rouge</b>	CT1 : 62 (1992), CT2 : 46 (2004)

**Tableau 21 : les centrales bagasse-charbon (Source : Groupe Sechilienne-Sidec)**

Lors de leurs mises en service dans les années 1990, chacune des deux centrales ne comportait qu'une seule tranche (CT1) qui était alimentée par une chaudière dans laquelle pouvait brûler un mélange de charbon et de bagasse, produisant ainsi de l'électricité en dehors de et pendant les campagnes sucrières. Pendant les campagnes sucrières, l'efficacité des centrales diminue de 30 % à 24 % en raison de l'utilisation de la vapeur dans l'usine du sucre (PETREL 2009). Une deuxième tranche (CT2) a été mise en service en 2004, puis en 2006

dans chacune des deux centrales, mais elles ne peuvent utiliser que le charbon comme combustible.



Source : OER  
Figure 19: Variations de production d'électricité d'origine charbon et bagasse en 2007

**Figure 64 : variation mensuelle de production et des sources (ARER 2010)**

La production d'électricité à partir de la bagasse permet de valoriser cette dernière en tant que ressource énergétique locale. Les sucreries envoient la bagasse aux centrales thermiques, dans lesquelles elle est brûlée pour engendrer de la vapeur qui entraîne les turbines à vapeur, afin de produire de l'électricité. A la fin de ce processus, les centrales thermiques renvoient une partie de la vapeur, déjà servie, aux sucreries qui en ont besoin pour évaporer l'eau que contient la bagasse avant de l'envoyer aux centrales thermiques. Ainsi les sucreries ne consomment quasiment pas d'énergie complémentaire pour produire du sucre, de plus elles deviennent productrices de l'énergie. L'électricité provenant de la bagasse est de l'ordre de 10 % de la consommation annuelle de l'île.

Le charbon peut être brûlé directement avec les huiles usagées dans les chaudières, ainsi en 2009, 1,8 mille tonnes d'huiles usagées ont été brûlées avec 651 mille tonnes de charbon (ARER 2010).

Les résidus organiques (vinasse, bagasse, etc.) peuvent être valorisés dans les champs comme fertilisateurs organiques. Les deux centrales thermiques du Gol et du Bois-Rouge génèrent environ 18 mille tonnes de cendres de bagasse chacune. La cendre de bagasse, riche en phosphore calcaire et en potasse, peut être utilisée comme engrais phosphorique et potassique en agriculture, ou en amendement calcique. Comme une étude sur l'île Maurice l'indique (Soobadar 2009), les résidus organiques peuvent être épandus sans problème, par contre la cendre de charbon doit être traitée avec précaution. En petite quantité, elle peut être utilisée comme engrais, mais dépassant une certaine proportion elle contribue à l'appauvrissement du sol, à une baisse de la production de canne à sucre et à la pollution de l'eau sous-terrainne.

On trouve d'autres applications du principe d'écologie industrielle dans les milieux tropicaux, par exemple en Martinique, en Guadeloupe et en Inde. En Inde, les deux complexes industriels situés à Nanjangud réutilisent la quasi-totalité (99,5 %) des résidus qu'ils génèrent. L'entreprise dominante est une raffinerie de sucre, qui génère à elle seule 89 % du résidu total, dont 509 mille tonnes sous forme de bagasse. Les autres entreprises existantes sont notamment une distillerie, un fabricant d'aliments, un fabricant d'huile et un fabricant de papier (Baina *et al.* 2010) .

### **10.1.3. Biogaz**

Le biogaz est composé typiquement de méthane (55 à 70 %), de carbone dioxyde (30 à 45 %) et des traces de différents gaz (Deublein and Steinhauser 2010). Il y a deux voies possibles pour la production du biogaz : la voie sèche (par la combustion, la gazéification ou la carbonisation) et la voie humide (par la fermentation aérobie ou anaérobie).

Concernant la production par voie sèche, la quantité de moisissure de la biomasse ne doit pas dépasser les 40 % en général. La bagasse, par exemple, contient une proportion de moisissure trop grande (40 à 60 %) pour être valorisée de cette manière. A titre de comparaison, celle de la tige de coton contient 10 à 20 % de moisissure, et celle du charbon de bois 1 à 10 % (Cheng 2009).

Par voie humide, la fermentation aérobie absorbe l'oxygène, dégage de la chaleur et produit du carbone dioxyde et de l'humus, tandis que la fermentation anaérobie est sans oxygène et produit du méthane et du dioxyde de carbone.

Le biogaz par la méthanisation peut être produit de quatre sources : déchets provenant de l'industrie agro-alimentaire, déchets municipaux, notamment les déchets verts, papiers/carton, etc., boues des stations d'épuration et agriculture, notamment des résidus de cultures, des lisiers et des fumiers, mais aussi des cultures énergétiques.

En France, le gisement des déchets alimentaires fermentescibles, collectés par les municipalités a été estimé en 2005 à 9,5 millions de tonnes, dont 1,5 millions de tonnes qui proviennent des entreprises de restauration collective ou des supermarchés (Actu-Environnement 2010). Par habitant, l'économie produit 7 tonnes de déchets sur les 16,8 tonnes de matériaux qu'elle mobilise (SOeS 2009a). Dans les déchets non dangereux, à part des déchets de construction (p. ex. les bétons) qui ne sont pas valorisables, et des métaux, des papiers, des plastiques, des verres qui pourront faire le sujet de recyclage, il reste des déchets

organiques qui pourront être valorisés par la production de biogaz. En 2008, sur les déchets total généré en France (345 002 210 t, dont 29 310 520 générés par les ménages), 2,2 % sont des déchets végétaux et animaux, 0,67 % sont des boues ordinaires (Eurostat 2010).

Le biogaz produit par une station d'épuration peut être utilisé pour alimenter énergétiquement cette station. La station d'épuration d'Achères (Paris) traite 2,1 millions de mètres cubes d'eaux usées par jour et produit 150 mille m<sup>3</sup> de biogaz par jour, soit 211 millions kWh par an. Ce biogaz est utilisé pour alimenter l'intégralité des machines de la station. Par ailleurs le traitement d'eau usée par la fermentation anaérobie est bénéfique pour la santé publique, les populations pathogènes dans des boues étant réduites significativement, p. ex. le *Salmonella* peut être réduit de 65 % à 90 % (Sørensen 2007).

Pour la méthanisation des déchets agricoles, dont les lisiers et les fumiers, le produit digéré après la méthanisation est un mélange de matière liquide et solide qui contient à la fois des matières organiques non dégradées, des matières minérales et de l'eau. Les matières minérales peuvent être valorisées comme engrais organique, car il est plus facile pour les plantes de les absorber après la méthanisation, en effet certaines matières organiques insolubles ont été rendues solubles par le processus de méthanisation. La méthanisation décompose les chaînes carbonées, ainsi il y a une perte de carbone dans le résidu. Or même sans le processus de méthanisation, 85 % de la masse d'une paille laissée aux champs est décomposée dans l'année (essentiellement sous forme de CO<sub>2</sub>) (Couturier 2008). La méthanisation attaque les parties les plus rapidement biodégradables mais pas le carbone stable qui met plus d'un an à se dégrader aux champs en conditions naturelles, p. ex. la lignine, qui contribue à la formation de l'humus (Couturier 2008).

Le biogaz peut être valorisé énergétiquement de différentes manières :

- production de chaleur par la combustion sous chaudière,
- production d'électricité dans une turbine à gaz ou dans un moteur diesel,
- production combinée de chaleur et d'électricité par cogénération,
- production de gaz carburant.

La valorisation par la cogénération est la manière la plus courante. Tout comme une cogénération avec du gaz naturel, ce processus est très efficace : une installation moderne peut avoir une efficacité totale de 85-90 % et l'efficacité de la production électrique est de 40 % au maximum (Deublein and Steinhauser 2010). Mieux encore, on peut faire la triple génération électricité-chaleur-froid. Mise en service en 2007, la méthanisation à la ferme de Frank

Burghardt à Lohwiesenhof, en Allemagne, produit 900 m<sup>3</sup> de biogaz par heure. Les substrats mobilisés et traités sont à environ 1 t/h, il s'agit notamment des déjections de son élevage de poulets (4000 têtes), l'ensilage de maïs et le fumier issu d'exploitations voisines dans un rayon de 20 km. La cogénération est de 190 kWé et de 200 kWth, et fonctionne 8000 heures par an au régime nominal. Le froid (50 kW) permet de maintenir des chambres froides à -10 °C, où sont stockées diverses denrées (pommes de terre, aliments destinés à l'élevage de poulets). Le froid est produit grâce à une partie de la chaleur issue du moteur et à une machine à absorption ammoniac/eau (Collectif 2011a).

L'épuration du biogaz en vue de l'injecter dans les réseaux de distribution du gaz naturel (méthane à plus de 96 %) est intéressante. Depuis la directive européenne 2003/55/CE, l'Europe autorise l'injection du biogaz dans les réseaux de gaz naturel. Jugé par certains comme trop coûteux et énergétiquement non rentable en raison de la purification que cela nécessite (Brodeur *et al.* 2008), quelques pays ont essayé d'injecter le méthane contenu dans le biogaz dans les réseaux de distribution du gaz naturel, c'est le cas de la Suisse, de l'Allemagne et de la Suède dès la fin des années 1990 jusqu'au début du siècle. En Autriche 6 m<sup>3</sup> de biogaz par heure est injecté dans le réseau. Ce biogaz provient des excréments de 9000 poules pondeuses, 1500 volailles et 50 porcs (Deublein and Steinhauser 2010). En France, l'autorisation d'injection du biogaz issu de la méthanisation dans les réseaux est effective depuis la loi du 12 juillet 2010 (loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010) et l'arrêté du 23 novembre 2011 fixe les conditions d'achat du bio-méthane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

La valorisation du biogaz réunionnais n'a commencé que récemment. A l'heure actuelle il n'y a qu'une seule centrale de biogaz de 2 MW installée à Pierrefond dans la commune de St Pierre, permettant une production annuelle de 0,72 GWh. Entre 2009 et 2024, cette centrale devrait pouvoir fournir une énergie équivalente à la consommation de 2 800 foyers (INSEE 2011a). De petites installations expérimentales valorisant le gaz de décharge dans les centres d'enfouissement technique (CET) de Sainte-Suzanne et de la Rivière Saint-Etienne ont été montées en 2006. Des sociétés privées, telles que Crête d'Or, ont investi sur des projets de méthanisation pour mettre en valeur les déjections de volaille et d'autres résidus de production. Dans les Hauts, à Petite France, le développement du bois-énergie et notamment de la gazéification du bois est en train de se développer, tout comme à Cilaos et à Salazie (Rousseau 2009, ToutelaReunion.net 2010). D'ailleurs, la valorisation en électricité du biogaz pourrait se faire avec des turbines à combustion (TAC) dans les centrales thermiques existantes, par remplacement du gaz naturel.

A La Réunion, la gestion des effluents d'élevage est souvent difficile en raison de l'absence de zones d'épandage appropriées à proximité des fermes qui sont situées en altitude. Parallèlement les exploitations dans les basses terres, là où sont cultivées de vastes plantations de canne à sucre, ont des besoins en matière organique pour maintenir la fertilité des sols. Ainsi les effluents doivent être exportés vers ces terres, où la potentialité du biogaz existe sous forme de la cogénération. La chaleur produite peut, par exemple, être utilisée pour le chauffage dans les Hauts.

Le plan PETREL prévoit une échéance de développement pour le biogaz issu principalement de canne à sucre énergétique (canne fibre), car avec l'hypothèse d'une plantation massive des cannes fibres, le volume des déchets agricoles serait 26 fois plus en 2020 et 45 fois plus en 2030 par rapport à son niveau en 2015, ce qui donne des perspectives très optimistes pour le développement du biogaz.

## 10.2. L'Eolien

### 10.2.1. Etat actuel et potentialité

Parmi les deux sites d'éoliennes, celui de Ste-Rose (6,3 MW) dans la commune de Ste Rose, et celui de La Perrière (10,2 MW) dans la commune de Ste Suzanne, ont été mis en place respectivement en 2004 et 2008. L'opérateur du site Ste-Rose est EDF Energies nouvelles (EDF-EN), un opérateur subsidiaire du réseau électrique national. Pour le site de La Perrière, l'opérateur est Aérowatt Eole.

L'alizé souffle du sud-est vers le nord-ouest à Ste-Rose, et de l'est à l'ouest à La Perrière. Les éoliennes sont placées sur une ligne perpendiculaire à la direction de l'alizé pour mieux en profiter.

année	Site	Puissance Installée (kW)	Production annuelle estimée (GWh)	Nbr éolienne	Équivalent heures
2004	Ste Rose	6 325	10 315	23	1 631
2006	La Perrière 1	3 850	5 677	14	1 600
2007	La Perrière 2	3 300	4 865	12	1 600
2008	La Perrière 3	3 025	4 459	11	1 600

Tableau 22 : les fermes éoliennes réunionnaises (Groupe Vergnet, (GERRI 2011a), thewindpower.net)

La contrainte cyclonique oblige les éoliennes à composer avec celle-ci. Ce sont des éoliennes rabattables (rétractables) qui sont privilégiées. En cas d'alerte cyclonique, les mâts de ces éoliennes sont descendus pour coucher les machines au sol. Après le passage du cyclone, les éoliennes sont rapidement remontées et remises en marche. Pour cela, il faut que les éoliennes ne soient ni trop grandes ni trop lourdes. Toutes les éoliennes dans les deux sites sont de petites tailles, légères et peuvent être érigées sans grue (Gauld 2004). Les éoliennes sont de type Vergnet GEV MP 275 kW. La hauteur de mât est de 55 m (La Perrière) ou de 60 m (Ste-Rose). La pale fait 16 m. La distance entre deux éoliennes côte à côte est d'environ 80 m à 100 m. Le mât est maintenu en place avec des haubans, le rotor est placé sous le vent du mât (Gauld 2004). Ce mécanisme d'orientation avec le rotor sous le vent du mât permet à l'éolienne de s'orienter plus facilement et en cas de grands vents les pales peuvent se courber sans risquer de heurter le mât.

L'évaluation du potentiel d'un site repose principalement sur le traitement statistique des mesures météorologiques du site. A La Réunion, un bureau d'étude - Espace éolien développement - a réalisé un atlas du potentiel éolien de l'Île de La Réunion qui a inspiré le Schéma Régional Eolien de 2005 (David 2005). Selon ce Schéma Régional Eolien de 2005, « 62 % de la surface de l'île auraient un potentiel éolien supérieur à 300 watts par mètre carré à 30 mètres de hauteur ». Un croisement du potentiel éolien avec les contraintes environnementales, paysagères (zone non urbanisée, sans risque majeur, p. ex. écoulement de lave) et d'aménagement (meilleure condition de raccordement au réseau) identifie 3 zones (Saint-André dans le nord-est, Sainte-Rose à l'est et Petite-île dans le sud) et 13 sites d'installation éolienne. Sur ces trois zones, le potentiel théorique est estimé à 90 MW (ARER 2002).

Le PRERURE prévoit à l'horizon de 2025, l'installation de l'ordre de 60 MW d'éolien à La Réunion (PRERURE 2008). « Le potentiel de puissance éolienne est estimé de 50 à 70 MW à l'horizon 2030. En prenant l'hypothèse de 8 MW/km<sup>2</sup>, l'emprise des unités de production éolienne est de 8,5 hectares pour 70 MW de production » (SAR 2010).

### ***10.2.2.Méthodologie d'évaluation de l'énergie éolienne***

Pour évaluer la potentialité éolienne d'un site donné, les statistiques de la vitesse du vent sont indispensables. Souvent cela nécessite des mesures sur plusieurs années.

Lorsque le point de mesure est éloigné du site d'installation éolienne, l'extrapolation horizontale de la vitesse du vent à partir de ce point de mesure est nécessaire pour pouvoir

estimer la potentialité éolienne de cette installation. De plus, la vitesse du vent est mesurée par un anémomètre à une certaine hauteur (souvent à 10m du sol) alors qu'une éolienne est beaucoup plus élevée, il faut donc extrapoler la vitesse du vent de manière verticale.

La rugosité du terrain affecte localement la vitesse et la direction du vent. Elle est déterminée par la nature aérodynamique de la surface : la présence de bâtiments, d'arbres, de haies et de la végétation. La hauteur de rugosité (*roughness height*, ou *roughness length*) est définie comme la hauteur en dessous de laquelle la vitesse du vent est toujours nulle. Plus la valeur de ce paramètre est grande, moins la vitesse du vent à une hauteur donnée est élevée. Elle est en fonction du type d'utilisation du sol. Différentes classes de rugosité de surface sont proposées : par exemple, en mer, la hauteur de rugosité est quasiment nulle, dans les champs cultivés elle est d'environ 0,05 m et dans les forêts d'environ 0,75 m. La rugosité d'un terrain peut être déterminée à l'aide de la couche SIG de *CORINE land cover 2006* (cf. Figure 33).

La vitesse  $V_H$  à une hauteur  $H$  à extrapoler, en fonction de la vitesse à une hauteur  $Z_R$  où cette vitesse est mesurée  $V(Z_R)$ , et de la hauteur de rugosité du terrain  $Z_{OR}$ , est écrite comme (Mathew 2006) :

$$V_H = V(Z_R) \left( \frac{\ln\left(\frac{H}{Z_{OR}}\right)}{\ln\left(\frac{Z_R}{Z_{OR}}\right)} \right)$$

Cette formule montre qu'à partir d'une certaine hauteur au-dessus du sol, 60 m par exemple, la rugosité du terrain n'influence plus guère la vitesse du vent (Mathew 2006).

En résumé, pour interpoler la vitesse du vent horizontalement d'un lieu à un autre, à une faible hauteur, il faut connaître la hauteur de rugosité des deux lieux. S'il s'agit d'interpoler la vitesse du vent à une hauteur assez élevée où la rugosité n'influence guère la vitesse, les méthodes classiques d'interpolation spatiale suffiront.

Cependant, si le terrain est accidenté, la topologie du terrain peut perturber l'écoulement du vent. Le vent se renforce lorsqu'une vallée se rétrécit (effet Venturi). Sur les collines, le vent est en général plus fort (effet d'altitude et d'ascendance). En revanche, à l'abri, le vent est très faible. Ce sont des facteurs que cette formule ne peut pas prendre en compte mais qui influencent énormément la vitesse et la direction du vent.

A La Réunion, les 19 stations Météo France mesurent la vitesse du vent à 10 m du sol, comme ce qui est conseillé par (WMO 2008). Les stations CIRAD, en revanche, mesurent la

vitesse du vent à 2 m. La hauteur de mât d'éolienne à La Perrière est à 55 m du sol, celle à Ste-Rose est à 60 m du sol. La situation est bien délicate, car bien que la hauteur du mât soit à 60 m, en rotation la vitesse du vent à l'extrémité de la pale au plus bas (44 m) est moins grande qu'à l'extrémité de la pale au plus haut (76 m), la pale faisant 16 m. Ainsi pendant la rotation, les forces que les pales subissent sont sensiblement différentes, ce qui crée des turbulences qui affectent la performance de l'éolienne.

La puissance capturée par la turbine ( $P_n$ ) est fonction de la vitesse moyenne du vent  $V_m$  au cube, de la masse volumique de l'air  $\rho$ , du diamètre de la pale  $A$ , et de l'efficacité de la turbine  $C_{pi}$ . La formule est donnée par (VERGNET 2011) :

$$P_n = \frac{1}{2} \rho A C_{pi} V_m^3$$

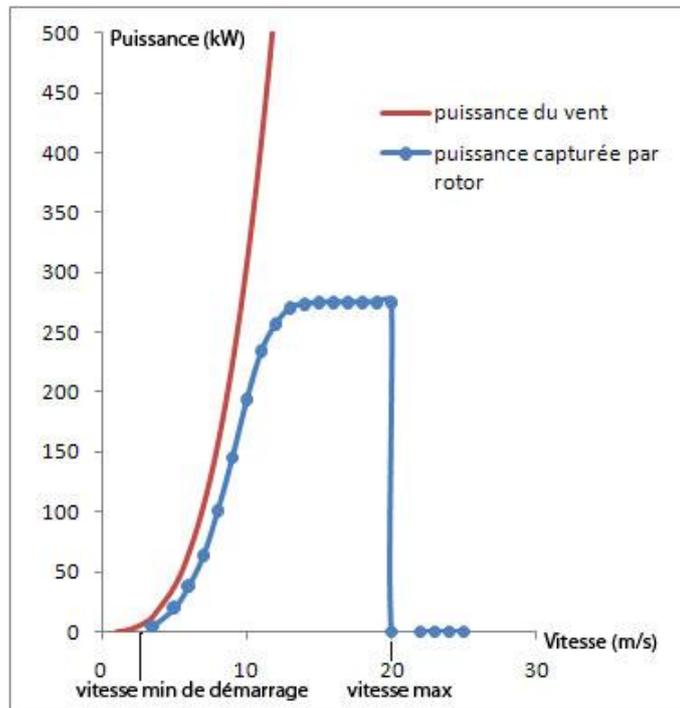
La masse volumique de l'air peut être calculée selon la hauteur (Patel 1999), ou à la fois selon la hauteur et la température (Mathew 2006).

L'énergie du vent étant en fonction du cube de la vitesse moyenne du vent, Mathew (Mathew 2006) propose de calculer cette moyenne de la vitesse par son contenu énergétique, soit :

$$V_m = \left( \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3 \right)^{1/3}$$

Dans cette formule,  $n$  est le nombre d'observations de la vitesse du vent, et  $i$  est la  $i^{\text{ème}}$  observation.

La puissance capturée par une éolienne type Vergnet GEV MP 275, le seul type d'éolienne utilisé à La Réunion, est représentée par la figure ci-dessous :



**Figure 65 : vitesse du vent, puissance du vent et puissance capturée par une éolienne (source des données : Groupe Vergnet)**

La puissance capturée est en fonction de la vitesse du vent. La vitesse minimale de démarrage (*cut-in wind speed*), à partir de laquelle l'éolienne commence à débiter une puissance, est 3 m/s. La vitesse maximale (*Cut-out Wind Speed*), au-delà de laquelle l'éolienne arrête de fonctionner, est de 20 m/s. Nous utilisons cette courbe de puissance dans notre modèle pour calculer la puissance que peut capturer une turbine à une vitesse du vent donnée.

### ***10.2.3. Les caractéristiques dynamiques et spatiales de la vitesse du vent de La Réunion***

L'objectif ici n'est pas de refaire un atlas de la potentialité éolienne de La Réunion, mais d'analyser les caractéristiques dynamiques de la vitesse du vent dans les installations existantes et dans les zones qui sont déjà identifiées par des atlas comme zones de forte potentialité éolienne, afin de simuler dans le modèle la vitesse du vent de ces zones. Pour ce faire, nous avons besoin des données de mesure horaires de la vitesse du vent dans les stations météo. Cependant, les données dont nous disposons sont assez peu. Aucune donnée de la vitesse du vent des stations gérées par CIRAD qui sont notamment dans le sud de La Réunion

n'est accessible par la bibliothèque de Météo France<sup>43</sup>, et même dans les stations gérées par Météo France le manque de données est important. Ce manque de données dans le sud de La Réunion est à surmonter si l'on veut modéliser la production des éoliennes dans la zone de Petite-île, identifiée comme zone ayant une forte potentialité du vent.

En même temps nous disposons d'une base de données simulées de la vitesse horaire du vent sur un an, provenant de NewRunéole, dans laquelle la vitesse du vent à Petite-île est simulée<sup>44</sup>. NewRunéole est un logiciel de simulation des données climatologiques, élaboré au laboratoire PIMENT de l'Université de La Réunion. Les données statistiques qu'il utilise pour réaliser ces simulations sont des données horaires fournies par Météo France dans le cadre du projet PERENE. Ainsi, nous allons d'abord vérifier la pertinence des données simulées de NewRunéole en les comparant avec celles obtenues depuis Météo-France pour les données qui sont disponibles dans les deux bases de données. Si elles concordent, nous pouvons compléter le manque de données dans le Sud par les données simulées de NewRunéole.

A La Réunion, le vent dominant est l'alizé, qui souffle du sud-est au nord-ouest toute l'année. C'est un vent plutôt stable durant l'année, d'une vitesse d'environ 6 m/s.

La variation saisonnière de la vitesse du vent dépend des cyclones tropicaux, qui ont lieu durant l'été austral et notamment en février, et qui sont beaucoup plus violents et imprévisibles.

La temporalité diurne jour-nuit du vent réunionnais est assez prononcée (Figure 66). Cette variation diurne se traduit d'une part, par une vitesse de vent plus forte dans la journée que dans la nuit ; et d'autre part, par un changement de la direction du vent, sous effet combinatoire de l'alizé et des brises (brise de terre et brise de mer). Le phénomène des brises de terre et de mer s'explique par une conductivité thermique du sol (terre) moindre par rapport à l'eau (mer), qui fait que le sol se refroidit plus rapidement que la mer dans la nuit (produisant un vent de terre, faible dans les pays chauds, pouvant être très fort dans régions froides comme le Groenland ou la Patagonie, appelés alors vents catabatiques), et se réchauffe plus rapidement que la mer dans la journée (produisant un vent de mer plus fort et des ascendances sur les reliefs).

---

<sup>43</sup> ... bien que sur d'autres paramètres, p. ex. Le rayonnement global, nous en avons obtenu des données.

<sup>44</sup> Source: <http://lpbs.univ-reunion.fr/grandsprojets/meteo/telecharg.php>

La Figure 66 représente la variation diurne de la vitesse du vent. Celle à gauche représente les vitesses du vent heure par heure sur l'année 2010 des quatre stations côtières, les quatre stations étant : Gillot-Aéroport (8 m d'altitude, au nord de l'île), Gros Piton Ste-Rose (181 m, est), St-Benoît (43 m, nord-est, entre Gillot-Aéroport et Gros Piton Ste-Rose), et Le Port (9 m, à l'ouest de l'île). A part la station du Port qui est « sous le vent », les trois autres stations sont dans les zones d'influence du vent d'alizé, « au vent ».

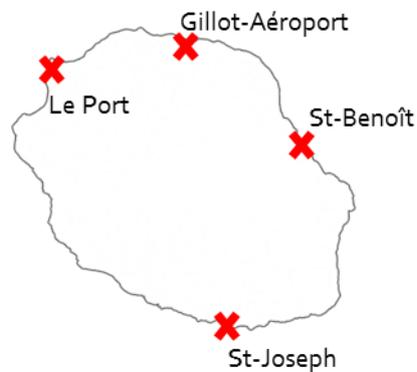


Figure 66 : localisation des quatre stations : Le Port, Gillot-Aéroport, St-Benoît et St-Joseph

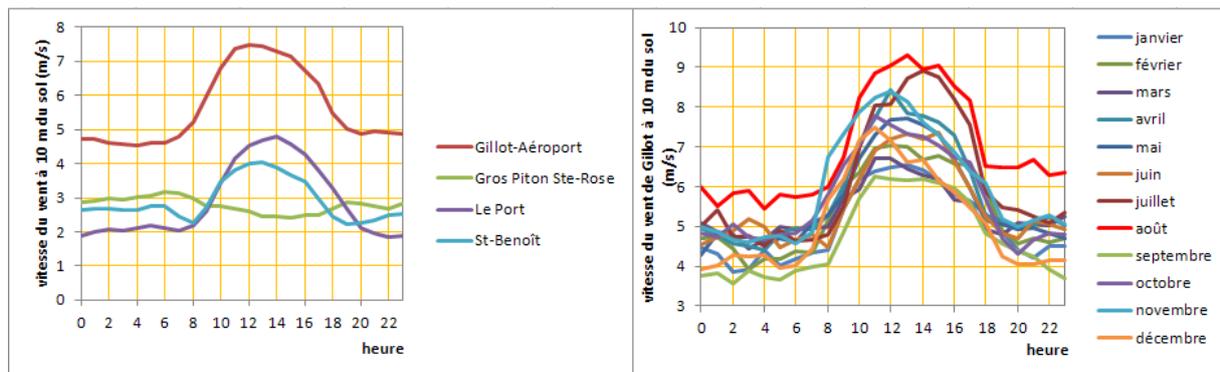


Figure 67 : à gauche, vitesse du vent journalière heure par heure moyennant sur l'année 2010 ; à droite, vitesse du vent journalière heure par heure moyennant sur les 12 mois de l'année 2010 (Source : météo-France)

Nous y observons que de loin c'est Gillot-Aéroport où la vitesse du vent est la plus grande, le terrain étant dégagé à la direction du vent dominant. Les vitesses du vent des trois stations, Gillot, Le Port et St-Benoît, ont un profil semblable avec une prédominance dans la journée : les vitesses commencent à augmenter vers sept heures – l'heure du lever de soleil, et sont plus fortes de midi à 14 heures, puis elles diminuent et se stabilisent vers 20h – l'heure du coucher de soleil. On peut dire qu'il y a une forte corrélation entre la vitesse du vent et le rayonnement solaire, ou la température. Cependant ce phénomène n'existe pas au Gros Piton

Ste-Rose, qui présente un minimum au milieu de la journée. Située dans une zone forestière à l'est de l'île, cette variation est vraisemblablement influencée par un effet de relief.

Cette variation journalière est présente pendant toute l'année, comme le montre la figure à droite pour la station Gillot-Aéroport. Il y a des mois où le vent est plus fort -- par exemple en juillet et en août -- que d'autres mois, cependant les profils journaliers moyens mensuels restent assez proches. Cette information est importante pour nous car ayant un profil journalier stable malgré la variation saisonnière, la vitesse du vent peut être simulée et ensuite calibrée avec un coefficient saisonnier.

A La Réunion, le profil journalier de la vitesse du vent et le profil de la consommation de la journée coïncident, ainsi la valeur de l'énergie éolienne pour répondre au besoin de consommation accroit, grâce à cette concordance temporelle entre la disponibilité de l'énergie éolienne et la demande. En revanche, dans beaucoup de pays et de région dans le monde, y compris la France, le vent souffle plus fort dans la nuit ou à l'aube, à des moments où il y a peu de demande en électricité.

Soulignons que Météo France précise que chaque enregistrement est en fait une valeur moyenne des vitesses du vent mesurées à un intervalle de 10 minutes précédant l'heure ronde. Ainsi, pour générer les données comparables avec celles de Météo France, dans notre modèle de simulation, chaque donnée horaire de la vitesse du vent est une moyenne de dix valeurs simulées répétées.

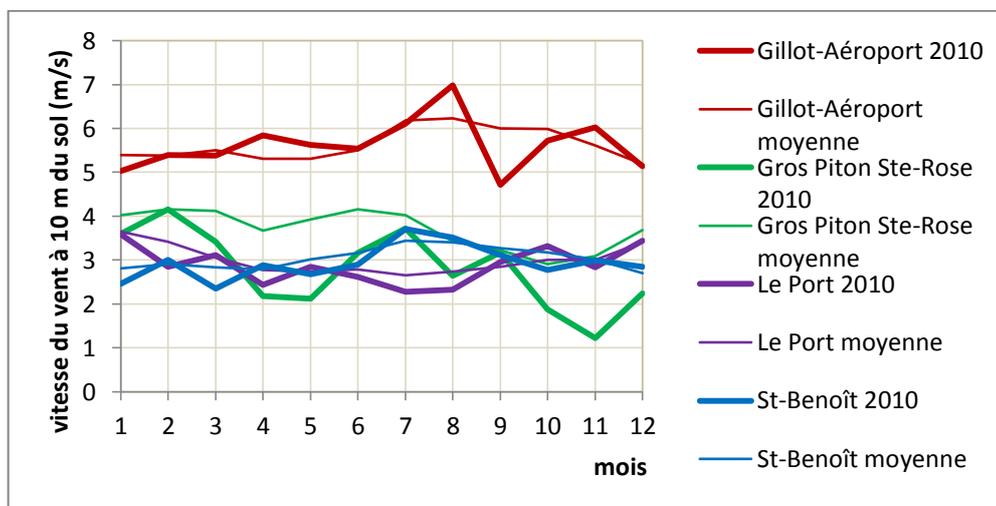


Figure 68 : la moyenne de la vitesse du vent mois par mois de 2010 (traits gras), et la moyenne de la vitesse du vent mois par mois moyennant sur les treize années de 1988 à 2010 (traits fins) des quatre stations

Les variations saisonnières des vitesses (Figure 68) semblent être plus irrégulières en comparaison avec les variations journalières. Il y a quelque similitude entre le profil de la vitesse du vent de la station Gillot-Aéroport et celui de St-Benoît en raison de leur proximité géographique et topographique par rapport aux vents dominants. A la station Gros Piton Ste-Rose, la variation saisonnière est beaucoup moins grande que si elle était exposée au vent. Néanmoins la relativement grande vitesse moyenne que cette station enregistre en février 2010 témoigne des cyclones tropicaux (Fami et Gelane en 2010) que cette partie de l'île subit. Le profil saisonnier du vent diffère de celui de St-Benoît pourtant proche.

Le coefficient de variation mesurant la dispersion relative des données est défini comme l'écart-type divisé par la moyenne ( $\sigma/\mu$ ), souvent exprimé en pourcentage. Il peut être utilisé pour mesurer la dispersion relative de la vitesse du vent, par exemple sur une saison donnée aux cours de plusieurs années. Pour les moyennes mensuelles de la vitesse du vent des treize années précédentes, les coefficients de variation mensuels sont plus faibles (10 %) entre mars et novembre dans les stations de Gillot-Aéroport, du Port et de St-Benoît ; dans la période de décembre à février les coefficients sont plus grands (30 %). Les coefficients de variation sont plus grands pour toutes les saisons à la station de Gros Piton Ste-Rose (20 % à 30 %). Les coefficients de variation annuels sont à 30 % pour Gillot et à 20 % pour les trois autres stations.

Dans notre modèle, nous nous contentons d'utiliser comme coefficient saisonnier le ratio entre la moyenne annuelle et les moyennes mensuelles sur plusieurs années. Néanmoins, plus la valeur du coefficient de variation est faible, plus l'estimation est précise.

Par ailleurs, en comparant les données météo simulées par NewRunéole, et les données d'observations réelles dans les stations, nous jugeons que les données simulées par NewRunéole sont assez proches de la réalité, que ce soit sur les profils journaliers ou sur les variations saisonnières, comme le montre la Figure 69. Ainsi pour les stations où les observations réelles ne nous sont pas disponibles, nous utilisons les séries de vitesses simulées par NewRunéole.

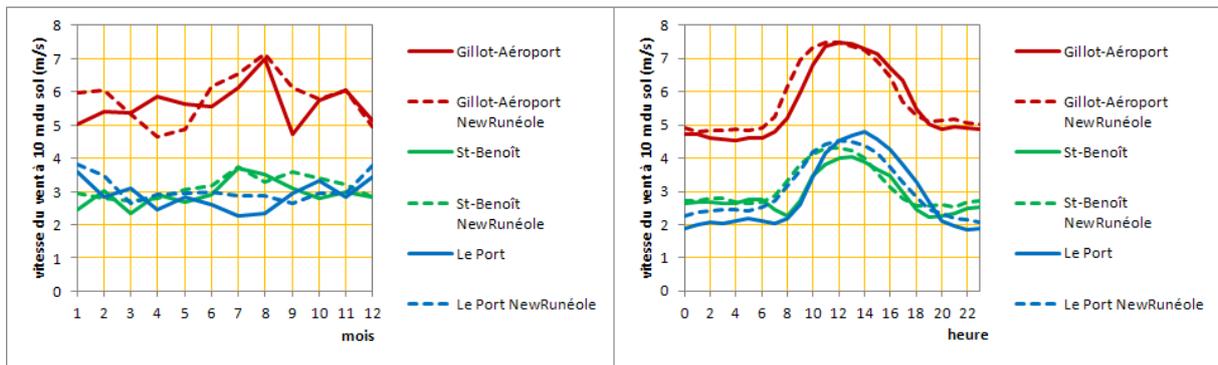


Figure 69 : à gauche, vitesse moyenne du vent sur les 12 mois ; à droite, vitesse moyenne du vent sur les 24 heures. Les données météo simulées par NewRunéole sont en lignes pointillées, et les données statistiques de 2010 sont en lignes solides.

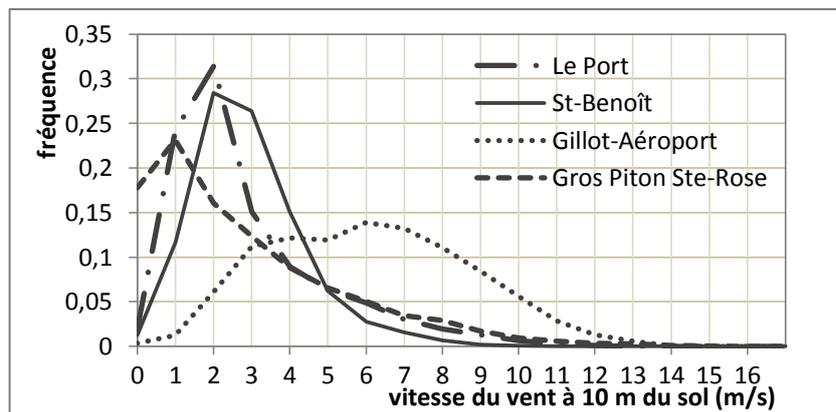


Figure 70 : les fréquences de la vitesse du vent des quatre stations en 2010

Connaissant les caractéristiques journalières et saisonnières des vitesses du vent dans ces stations, nous pouvons les simuler. Il est démontré que la distribution de la vitesse du vent suit une loi de Weibull ou de Rayleigh qui est un cas simplifié de la distribution de Weibull (Corotis, Sigl and Klein 1978, Mathew 2006, Sliz-Szkliniarz and Vogt 2011), ainsi si le sigma de Rayleigh est connu pour une période, la vitesse du vent correspondant à cette période peut l'être aussi. La formule de sigma est donnée comme :

$$\hat{\sigma} = \sqrt{\frac{1}{2N} \sum_{i=1}^N x_i^2}$$

Où  $N$  est le nombre d'observation, et  $x_i$  la  $i^{\text{ème}}$  observation.

	<b>Le Port</b>	<b>St-Benoît</b>	<b>Gillot-Aéroport</b>	<b>Gros Piton Ste-Rose</b>	<b>Ligne Paradis NewRunéole</b>	<b>St Joseph</b>
<b>statistiques</b>	2,5	2,3	4,4	2,7	-	-
<b>NewRunéole</b>	2,6	2,4	4,4	-	2,3	2,9

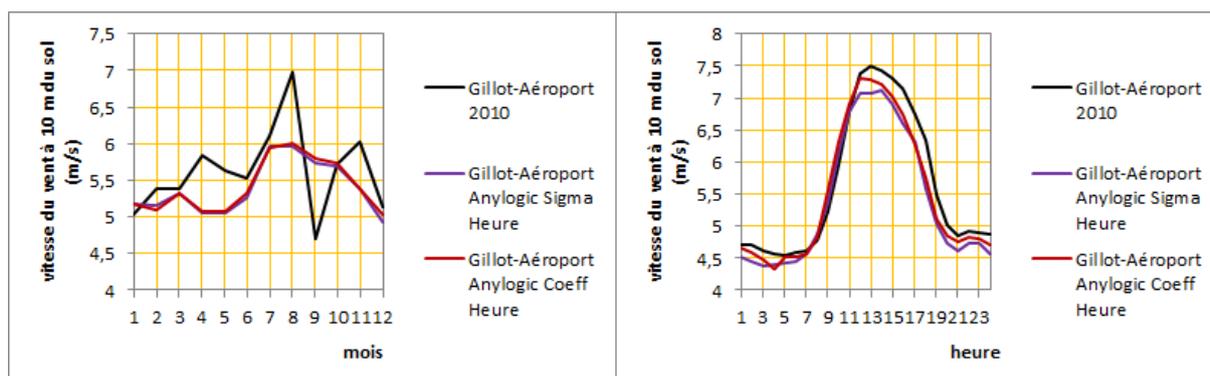
**Tableau 23 : le sigma de la distribution Rayleigh pour les données horaires statistiques de 2010 et celles simulées avec NewRunéole**

Le sigma à Gillot-Aéroport est beaucoup plus fort que dans le reste des stations. La simulation de NewRunéole donne un sigma qui est proche du sigma obtenu avec des données statistiques.

Connaissant le sigma de Rayleigh, nous pouvons simuler une série de données  $X$  suivant une distribution de Rayleigh avec la formule ci-dessous,  $U$  étant une variable aléatoire sur l'intervalle  $(0,1)$  :

$$X = \sigma\sqrt{-2\ln(U)}$$

Plus précisément, pour chaque station, avec des mesures réelles de la vitesse du vent heure par heure sur un an (soit 8 760 heures), nous pouvons utiliser deux méthodes pour simuler une série de vitesses du vent heure par heure. La première méthode consiste d'abord à calculer les 24 sigmas horaires sur un an, donc chaque sigma horaire est calculé avec 365 enregistrements. La deuxième méthode calcule un sigma global sur l'ensemble des heures de l'année (soit 8 760 enregistrements). Ce sigma global est à multiplier par un coefficient horaire selon l'heure où il se trouve, pour générer la vitesse du vent d'une heure donnée. La vitesse du vent d'une heure donnée ainsi obtenue par ces deux méthodes est à multiplier par un coefficient saisonnier en fonction du mois où elle se trouve, pour obtenir la vitesse du vent d'une heure d'un mois donné.



**Figure 71 : statistiques des simulations de la vitesse du vent simulée sous Anylogic pour le site Gillot-Aéroport, avec les deux méthodes de simulation, comparant avec les statistiques des mesures réelles de la vitesse du vent de 2010 sur le même site**

Sur la Figure 71, nous observons que les deux méthodes de simulation génèrent des données statistiquement assez proches<sup>45</sup>, que ce soit en moyenne mensuelle ou en moyenne horaire. Sur la figure à gauche, le résultat de la simulation n'a pas le même profil que les mesures réelles en 2010, car les coefficients saisonniers qui calibrent les valeurs simulées sont basés sur les statistiques de plusieurs années (1988-2010), et de ce fait la variation mensuelle est beaucoup plus lisse dans la simulation que dans les statistiques annuelles. Ce calibrage avec les coefficients saisonniers moyens sur plusieurs années explique aussi les légères infériorités des deux profils journaliers générés avec les deux méthodes de simulation, en comparaison avec le profil des mesures statistiques en 2010. En effet en 2010 la vitesse du vent dans cette station (à 10 m du sol) est légèrement supérieure à la moyenne (5,9 m/s, contre la moyenne de 5,6 m/s). Par ailleurs, la méthode avec un sigma global et des coefficients horaires semble pouvoir générer un profil journalier plus lisse qu'avec des sigmas horaires.

Soulignons que nous simulons la vitesse du vent de chaque station indépendamment. Cette méthode est justifiée du fait que les statistiques horaires montrent que la vitesse du vent n'est pas autocorrélée spatialement, contrairement à ce qu'on aurait pu attendre, vue la superficie assez restreinte de l'île. Les coefficients de variation heure par heure sur un an sont pour la majorité du temps entre 40 % et 80 %, ce qui veut dire qu'à une heure donnée il y a une grande variation des vitesses du vent dans ces stations. Ce coefficient est légèrement plus petit en hiver qu'en été. En été, on observe parfois un coefficient qui atteint 140 %. Ceci s'explique par le fait que même si les stations sont rapprochées, les reliefs jouent un rôle très important.

<sup>45</sup> sur le graphe de gauche, les deux courbes, bleue et rouge, sont superposées

Bien entendu, si l'on analyse les vitesses du vent des stations les plus proches, une corrélation spatiale pourrait bien exister, néanmoins il suffit, dans le cadre de cette étude, de vérifier la non-existence d'une corrélation spatiale de la vitesse du vent dans ces trois sites assez éloignés.

Dans l'analyse que nous faisons sur la France métropolitaine, des groupes régionaux aux variations journalières de vitesse assez proches ont été discernés.

#### ***10.2.4. Impacts sociaux et environnementaux***

Les fermes éoliennes de Sainte-Suzanne et Sainte-Rose sont sur des terrains agricoles. Le Schéma d'aménagement régional 2010 prévoit « la compatibilité entre les fonctions des espaces agricoles et la mise en œuvre des installations de production d'énergie renouvelable éolienne et solaire, dans la mesure où les impacts environnementaux (et notamment paysagers) sont limités » (SAR 2010, tome 4). À La Réunion, la culture de la canne à sucre domine la terre agricole, suivie par prairie. En raison d'une rugosité moindre, la prairie est plus adaptée que les champs de cannes à sucre pour l'implantation des éoliennes de petites tailles comme celles de La Réunion, or les prairies se situent plutôt dans les régions de l'ouest sous le vent, ou en plein milieu rural où il nécessite un renforcement de l'infrastructure.

L'acceptation par la population locale des éoliennes ne se fait pas sans difficulté. En 2007, les habitants de Sainte-Rose « demandent (...) au préfet de La Réunion de ne pas signer le raccordement électrique des éoliennes au réseau EDF, évoquant des risques en terme de sécurité : "un accident s'est produit récemment à Clitourps dans la Manche : une pale s'est détachée et a été projetée sur 200 m". (...) Deux agriculteurs ont témoigné : "nous avons des difficultés concernant la coupe de la canne car les ouvriers refusent de travailler aux pieds des éoliennes". (...) Le risque d'accident est souvent évoqué comme argument, mais aussi les impacts visuels et paysagés, etc. Les habitants du chemin de La Caisse ont également signalé la dépréciation de la valeur de leur foncier en particulier et de leur patrimoine en général, évaluée par une société immobilière, en raison de la présence des éoliennes » (P.R. 2007).

Une raison cachée de l'acceptation difficile des éoliennes par la population locale réunionnaise est peut-être le manque de participation de la population locale. Au Danemark, depuis les années 70, les communautés locales investissent dans leurs fermes leurs propres éoliennes, et cela a conduit à l'essor de petites éoliennes danoises. Depuis le remplacement de cette politique de petites éoliennes locales par une politique qui favorise des éoliennes en mer, plus puissantes mais qui n'appartiennent pas aux collectivités territoriales, les oppositions

montent contre le développement des éoliennes (Mendonc, Lacey and Hvelplund 2009). Avec le développement d'éoliennes terrestres relativement plus petites sur l'île de La Réunion, on peut envisager un investissement éolien par des exploitants agricoles, coopératives, particuliers ou collectivités locales, qui deviennent alors producteurs d'électricité et obtiennent une source de revenus supplémentaires.

Le bruit peut constituer un obstacle au développement d'éolien. Bien que le design d'aujourd'hui ait fait considérablement baisser le niveau sonore des éoliennes par rapport aux turbines construites dans les années 80, les éoliennes se font toujours entendre par les habitants qui sont proches. Il y a plusieurs standards qui mesurent le niveau sonore, et celui développé par l'International Electro Chemical Commission (IECC) est le plus utilisé aux Etats-Unis et en Europe pour la réglementation des éoliennes (Mathew 2006). Selon ces règles, une éolienne doit être plantée à une distance minimum de 300 à 400 m des habitations. A 300 m, le niveau de pression acoustique maximum (dB(A)) est en général inférieur à 45 dB(A)<sup>46</sup>, ce qui est recommandé par l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS). En France métropolitaine, les éoliennes doivent être installées au minimum à 500 m des sols bâtis<sup>47</sup>, à 2 000 m des aéroports, et à 400 m entre elles<sup>48</sup>. À Sainte-Rose, l'habitation la plus proche se situe à environ 250 m des aérogénérateurs.

Les éoliens présentent un risque de percussion et d'électrocution pour les oiseaux, un risque qui n'est pas encore étudié à La Réunion, alors que cette île héberge de nombreuses variétés d'oiseaux, dont 9 espèces endémiques et 5 menacées (SEOR 2008). Aux Etats-Unis, l'American Bird Conservancy (ABC) affirme que si 20 % de l'électricité étatsunienne était fournie par les éoliennes, un million d'oiseaux périraient à cause d'eux chaque année (Eponline 2011). Une autre étude (Erickson, Johnson and Jr. 2005) confirme ce chiffre, soulignant cependant que les morts d'oiseaux actuels à cause d'éoliens (25 000 par an) ne constitue que 0,01 % de la mortalité des oiseaux par accident, et que les (vitres des) bâtiments sont responsables à 58,2 %, les lignes électrique 13,7 % et les chats 10,6 %. Néanmoins les

---

<sup>46</sup> en utilisant la formule  $L_p = L_w - 10 \log_{10}(2\pi R^2) - aR$ ,  $R = 400$  m, et avec comme hypothèse  $L_w = 104$  et  $a = 0,005$  dB(A)/m. Cette formule est donnée dans (Mathew, S. , 2006) (p. 198).

<sup>47</sup> Au Danemark et en Suède, les éoliennes ne sont généralement pas implantées à moins de 300 m des maisons d'habitation. En France, par précaution, les éoliennes sont implantées au minimum à 500 m des habitations.

<sup>48</sup> Selon InnoVent, Projets éoliens : Qui, Quoi, Comment, « de façon générale, la distance entre deux éoliennes varie de 200 à 700 mètres» (<http://www.innovent.fr/Internet/Download/EolienGuide.pdf>). Selon ADEME, « La distance entre éoliennes doit être de 400 m environ ». <http://www.ademe.fr/particuliers/fiches/eolienne/rub4.htm>

sites d'implantation doivent éviter impérativement l'habitat des oiseaux rares, et ne doivent pas être sur les couloirs migratoires des oiseaux, même si les gisements de vent y sont importants.

### **10.3. Le Solaire Photovoltaïque (PV)**

Sur l'île de La Réunion, l'énergie moyenne du rayonnement solaire reçu est de 4 634 kWh/m<sup>2</sup> par an. La puissance photovoltaïque installée au 31/12/2009 (site isolé et raccordé au réseau) est de 52 Wc/hab sur l'île, contre 1,6 Wc/hab pour La France, et 76 en Espagne (ARER 2010)<sup>49</sup>. La quasi-totalité de la production est injectée dans le réseau. Jusqu'à la fin de l'année 2009, 42,5 MWc (Mégawatt-crête) de système photovoltaïque étaient raccordés au réseau réunionnais.

Si une ferme éolienne peut être vue comme une centrale aux caractéristiques intermittentes, la production du panneau solaire photovoltaïque sur les toits est en revanche une production très dispersée, décentralisée. Cependant, cette énergie additionnée est loin d'être négligeable. La Réunion compte environ 44 km<sup>2</sup> de toiture. Un calcul simple montre que 1 % du rayonnement solaire sur les toitures reçu en un an est équivalent au besoin annuel d'électricité de l'île.

Une installation typique est composée d'un générateur photovoltaïque qui génère un courant continu, d'un onduleur, d'un moyen de raccordement au réseau électrique (câble, etc.) et d'autres auxiliaires. Pendant la journée, le courant continu produit par des modules photovoltaïques est transformé en courant alternatif par l'onduleur et est injectée ensuite dans le réseau de distribution électrique local. Une option alternative est d'utiliser l'électricité produite pour satisfaire la demande du bâtiment dans lequel les panneaux PV sont installés, et c'est seulement l'électricité excédentaire qui est exportée vers le réseau électrique local. Énergétiquement la deuxième option est plus intéressante, du fait d'une perte en ligne moindre, la quantité d'électricité à transporter étant moins importante. Mais économiquement c'est la première option qui est à ce jour la plus rentable, car l'électricité solaire se vend plus cher au réseau que l'électricité achetée au réseau.

Le panneau peut être monté en intégration ou en surimposition sur la toiture, il peut aussi être installé au sol, souvent sur un terrain agricole (ferme agri-solaire). Dans ce cas le site

---

<sup>49</sup> La puissance photovoltaïque se mesure en watt-crête (Wc) en condition standard (avec  $G = 1000 \text{ W/m}^2$ ,  $AM = 1.5$ , et  $\vartheta = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

pourrait avoir une très grande puissance installée. Un déploiement de PV sur les terrains agricoles a l'avantage d'être moins coûteux en raison de l'économie d'échelle, cependant cela pose le problème de l'occupation du sol agricole cultivable. Néanmoins les cultures et les panneaux PV transparents peuvent coexister, les panneaux servant à l'ombrage pour les légumes-feuilles et les légumes-racines.

A Sainte-Rose, deux nouvelles fermes photovoltaïques ayant environ cent mille modules photovoltaïques et d'une capacité de 15 MWh au total, ont été connectées au réseau en 2010. Les deux fermes devraient fournir l'équivalent à la consommation électrique de 23 700 habitants et éviter 13 kt de CO<sub>2</sub> par an, soit l'équivalent du rejet de plus de 5 000 véhicules (GERRI 2011b). Grâce à la contribution de cette installation, 32,5 MW PV solaire ont été installés en 2009, portant à 42,5 MW la puissance totale installée sur l'île (OER 2009).

L'électricité produite par panneaux photovoltaïques ( $P$ ) est fonction de l'énergie solaire théorique reçue ( $E_{sol}$ ), des influences des reliefs ( $IR$ ), de la Couverture Nuageuse ( $CN$ ) et du rendement du panneau PV ( $\eta_{panneau}$ ).

$$P = f(E_{sol}, IR, CN, \eta_{panneau})$$

Nous analyserons ces facteurs un par un dans les paragraphes suivants.

### **10.3.1.Énergie solaire théorique**

L'énergie solaire théorique extraterrestre est déterminée par des lois astronomiques. Les variations saisonnières sur Terre sont dues au changement de la déclinaison solaire, définie comme l'angle entre la ligne qui relie les centres du soleil et de la Terre d'une part, et le plan équatorial d'autre part. L'angle de la déclinaison solaire est donné par (Foster et al. 2009) comme<sup>50</sup> :

$$\delta = 23,45 \sin\left(\frac{360 (n + 284)}{365}\right)$$

Où  $n$  est le jour Julien de l'année. Cet angle est dans les limites des  $\pm 23.45^\circ$ , atteintes pendant le solstice d'été et le solstice d'hiver.

---

<sup>50</sup> La valeur dans les parenthèses de  $\sin ()$  dans cette formule et dans d'autres formules données par auteur est en degré, pour les utiliser (p. ex. dans un fichier Excel) cette valeur doit être transformée en radian, en la multipliant par  $\text{PI} ()/180$

La rotation de la Terre autour de son axe provoque les variations diurnes du rayonnement. L'insolation quotidienne extraterrestre moyenne, reçue sur une surface horizontale au-dessus de l'atmosphère dans une journée, notée  $\overline{H_0}$ , peut être formulée comme (Foster et al. 2009) :

$$\overline{H_0} = I_{sc} \frac{24}{\pi} \left( 1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) \left( \frac{\pi \omega_{\text{sunset}}}{180} \sin \theta \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega_{\text{sunset}} \right)$$

où :

- $I_{sc}$  : constant solaire,  $I_{sc} = 1366,1 \text{ W/m}^2$
- $n$  : le jour Julien de l'année
- $\cos \omega_{\text{sunset}} = -\tan \varphi \tan \delta$ , dans lequel  $\varphi$  est la latitude,  $\delta$  est la déclinaison solaire

Le rayonnement extraterrestre, lorsqu'il traverse l'atmosphère, subit certaines transformations. On parle du rayonnement global pour désigner la combinaison des trois rayonnements : le rayonnement direct, diffus et réfléchi.

### **10.3.2. Reliefs : influence et disponibilité**

Si La Réunion était un terrain tout plat où les bâtiments étaient d'une hauteur identique, alors le rayonnement reçu par toiture type terrasse en période de ciel clair serait strictement en fonction de sa superficie, la différence de latitude entre le sud et le nord étant ignorée.

Or avec ce terrain montagneux et au relief complexe, l'ombre des montagnes peut réduire le rayonnement global sur une vaste zone ; les reliefs « artificiels », créés par la morphologie des bâtiments dans une zone urbanisée et par l'inclinaison des toitures, sont à tenir compte également.

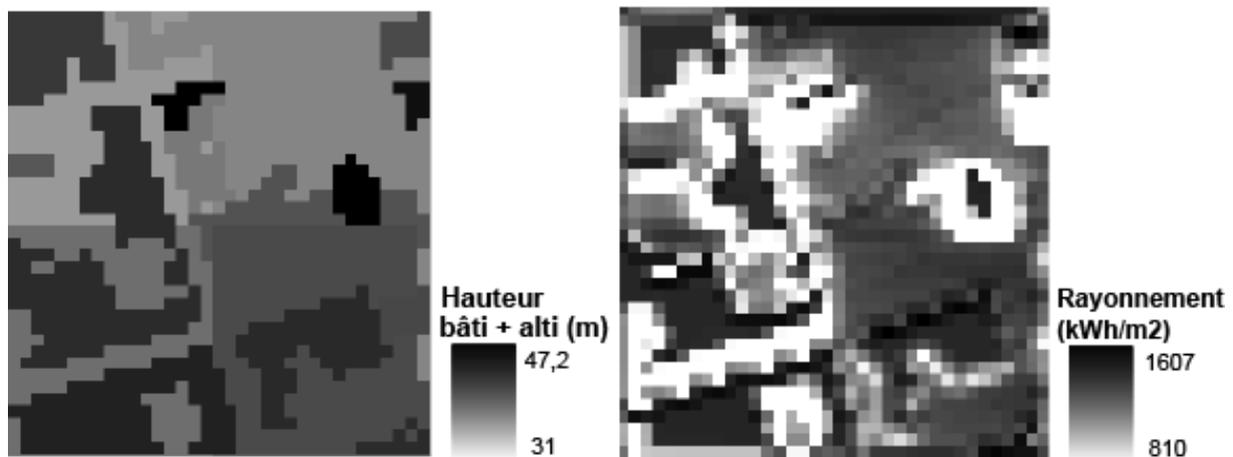
Nous faisons recours à un Modèle numérique d'élévation (MNE, ou *Digital Elevation Model*). Un MNE prend en compte le relief naturel, mais aussi le relief artificiel « sur-sol » créé par l'élévation des bâtiments, des arbres, etc. Il faut le distinguer du Modèle Numérique de Terrain (MNT, *Digital Terrain Model*) qui se rapporte seulement au relief naturel. Les MNT gratuits d'IGN, appelés BD ALTI® ont des résolutions d'image trop grossières (minimum 250 m)<sup>51</sup>. Nous utilisons le MNE de SRTM à une résolution de 90 m (Jarvis *et al.* 2008). Cependant la résolution y est encore trop grossière pour pouvoir distinguer des bâtiments. Nous disposons également d'une base de données BD TOPO en vecteur, où chaque bâtiment est un polygone ayant l'information sur sa hauteur et son altitude. Les données

---

<sup>51</sup> Disponible ici : <http://professionnels.ign.fr/ficheProduitCMS.do?idDoc=6178165>

TOPO montrent que la superficie des bâtiments type « indifférencié » (tous bâtiments à l'exception des bâtiments industriels) s'élève à 44 km<sup>2</sup>.

Le premier travail est de superposer la base de données BD TOPO au MNE, pour obtenir un MNE avec des informations précises sur la géométrie des bâtiments (localisation, hauteur, superficie). Pour ce faire, sous ArcGIS, une opération « maximum » dans l'outil Mosaic effectuée sur la couche MNE et celle des bâtiments convertie en raster, permet de calculer la valeur maximale de deux pixels superposés. Ensuite le rayonnement solaire par zonage à une période donnée peut être évalué avec l'outil « rayonnement solaire zonal », avec l'hypothèse que la condition du ciel est claire pendant cette période. Dû à une résolution très fine (5 m) du modèle après avoir intégré les données des bâtiments, le temps de calcul devient extrêmement long<sup>52</sup>. Pour économiser du temps, nous calculons uniquement une valeur moyenne annuelle avec 3 heures d'intervalle par jour. Le rayonnement global par pixel de 5m\*5m est ainsi obtenu.

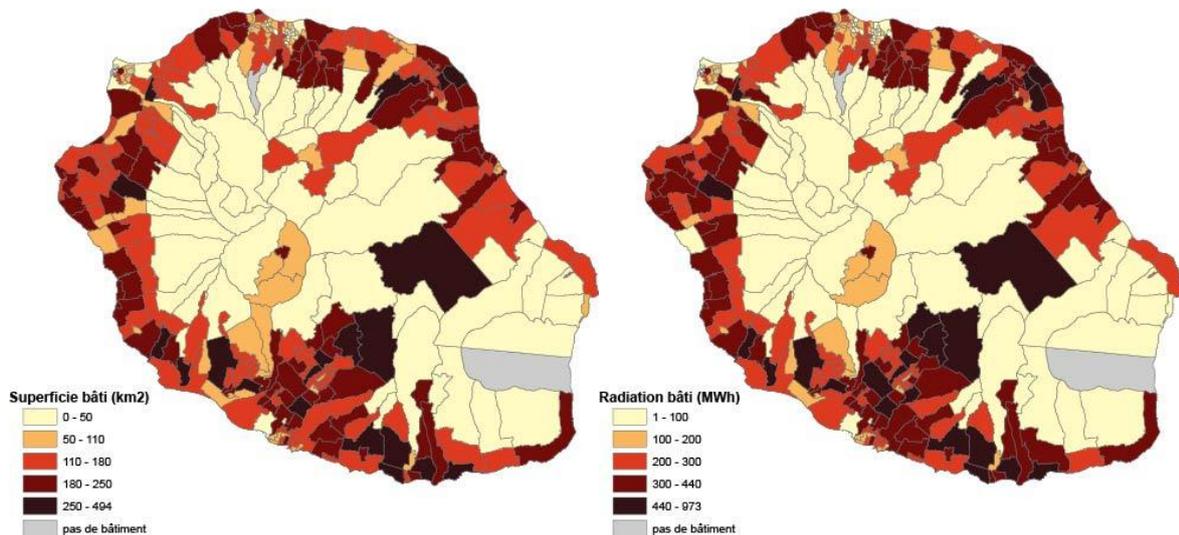


**Figure 72 : à gauche, hauteur des bâtiments ajoutée à l'altitude sur un échantillon de 180 \* 180 m<sup>2</sup> ; à droite, rayonnement solaire sur le même échantillon**

En totalisant les valeurs de rayonnement sur les bâtiments qui sont dans un même IRIS, nous obtenons une valeur moyenne de rayonnement global horizontal sur les toitures des bâtiments par IRIS. Cette valeur varie entre 0,9 MWh/m<sup>2</sup> et 2,3 MWh/m<sup>2</sup>.

---

<sup>52</sup> plus de deux semaines sur une machine relativement puissante d'EIFER

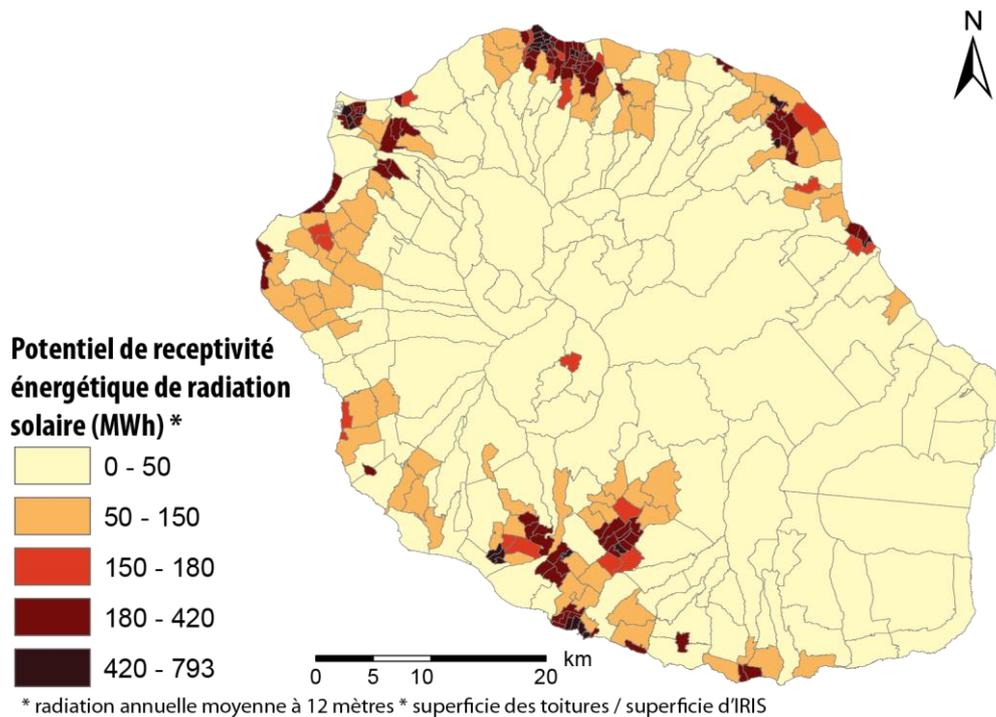


**Figure 73 : superficie des bâtiments (en km<sup>2</sup>) de chaque IRIS, et rayonnement global horizontal sur les toitures des bâtiments par IRIS en MWh**

Sur ces deux cartes, nous observons une très légère différence entre la superficie des bâtiments et le rayonnement global horizontal sur les toitures des bâtiments. Les variations temporelles, beaucoup plus intéressantes, ne sont néanmoins pas prises en compte par cet outil technique.

Pour pouvoir évaluer dynamiquement, mais de façon assez grossière, les rayonnements, nous utilisons l’outil « rayonnement solaire ponctuel » avec une heure d’intervalle par jour et un jour par mois (p. ex. le 15<sup>ème</sup> jour de chaque mois), sur le MNE sans bâtiments. Nous calculons le rayonnement au centroïde de chaque IRIS à 12 m du sol. 12 m est la hauteur moyenne des bâtiments réunionnais (Thierry 2010). Cette analyse est assez grossière du fait qu’elle ne prend qu’un point d’échantillonnage par IRIS. Néanmoins un IRIS étendu est plutôt rural avec une densité moindre des bâtiments, et les IRIS où les bâtiments sont concentrés (zones urbaines) ont de petites superficies, ce qui atténue cet effet d’échantillonnage.

Une alternative à cette méthode est de calculer le rayonnement solaire zonal sans bâtiment. Dans ce cas le temps de calcul sera similaire à celui avec échantillonnage et le résultat sera une estimation sur une surface couvrant toute l’île et non pas sur un échantillon ponctuel. Néanmoins cette méthode a un désavantage majeur : on ne peut qu’estimer le rayonnement solaire au sol, or c’est précisément le rayonnement solaire sur les toitures, pas au sol, qui nous intéresse en premier lieu. Cependant, la résolution du modèle numérique du terrain étant grossière, l’ombrage des grands pixels d’un terrain accidenté peut influencer le résultat obtenu.



**Figure 74 : le potentiel de réceptivité énergétique de rayonnement annuel global horizontal à 12 mètres**

La Figure 74 est une estimation par IRIS du potentiel de réceptivité énergétique de rayonnement annuel global horizontal à 12 m, avec un ciel très clair. Ici c'est la densité des toitures par IRIS, et non pas la superficie des toitures, multipliée par le rayonnement annuel moyen à 12 m, qui est représentée par cette carte. On y voit apparaître les quatre armatures urbaines avec les agglomérations de St-Pierre et du Tampon, de St-Denis, etc., décrites dans le § 7.2.1.

Soulignons que dans les analyses précédentes, nous ignorions l'inclinaison des toitures. Faut de données des bâtiments en 3D, nous considérons que toutes les toitures sont de type terrasse et l'on installe des photovoltaïques de manière horizontale. Cette hypothèse pourrait sous-estimer la potentialité, du fait que sur les terrasses, on peut incliner les panneaux pour avoir un rendement maximum pendant l'année. Ainsi non seulement le rendement par mètre carré du panneau pourrait être un peu plus, mais également la superficie disponible des panneaux. Cette hypothèse pourrait surestimer la potentialité, en raison d'une inclinaison peu optimale des toitures dans la réalité.

Thierry montre la répartition des toits inclinés et terrasses des logements réunionnais (Thierry 2010) :

	<b>Inclinée</b>	<b>Terrasse</b>
<b>Zone 1: Sous le vent</b>	3 485 400	2 525 175
<b>Zone 2: Au vent</b>	3 130 800	2 827 102
<b>Zone 3: 400-800m</b>	2 034 000	1 113 609
<b>Zone 4: &gt;800m</b>	893 900	384 310
<b>Total</b>	9 544 100	6 850 196

**Tableau 24: la superficie (en m<sup>2</sup>) des toitures par zone climatique et par inclinaison**

Dans le Tableau 24, le nombre total des toitures diminue avec l'augmentation de l'altitude. Il y a plus de toitures inclinées que de terrasses dans les quatre zones. Plus c'est en altitude, plus la part des toitures inclinées est grande. Ainsi dans la zone 4, la superficie des toitures inclinées est deux fois supérieure à celle des toitures plates.

A la réunion, la latitude (21°S) détermine la meilleure inclinaison des toits pour recevoir le maximum d'énergie solaire, soit à environ 43° au nord en hiver, ou à 5° au sud en été. Cependant l'inclinaison de manière optimale n'est pas une priorité par rapport à l'impératif de réduire la charge du vent dans une île où des cyclones font des ravages. Ainsi il vaut mieux privilégier les PV plaqués sur les toits afin de résister au mieux aux cyclones. Au Japon, pays exposé aux cyclones, des codes locaux spécifient la capacité des systèmes PV à résister aux allant de 36 m/s à Tokyo, 46 m/s à Okinawa, à même 60 m/s dans certains endroits, comme la ville de Kanazawa où les cyclones sont fréquents (Foster *et al.* 2009).

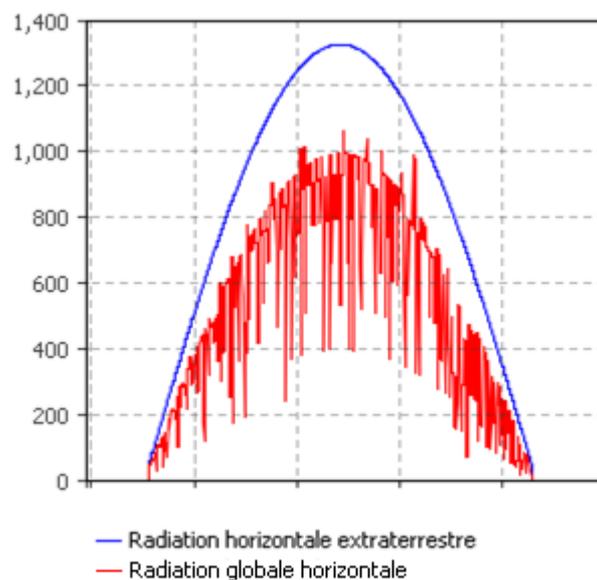
Les données d'observations aux stations météorologiques sont aussi sur les surfaces horizontales. Pour ajuster ces données selon les angles d'inclinaison des toitures, il faut connaître l'altitude des lieux et les informations sur le rayonnement solaire direct et diffus. Il existe des modèles qui permettent d'estimer l'énergie solaire sur une surface inclinée par rapport à la valeur sur une surface horizontale (p. ex. RETScreen<sup>53</sup>).

### **10.3.3. Les variations dues aux couvertures nuageuses**

Les conditions du ciel ne peuvent pas être toujours stables, dans une seule heure elles peuvent changer plusieurs fois. Sur l'année certains endroits sont plus nuageux ou plus pluvieux que d'autres.

<sup>53</sup> <http://www.retscreen.net/fr/home.php>

Les nuages, cirrus, altocumulus, stratus, etc., de différentes densités, hauteurs et épaisseurs, influencent plus ou moins la production. Borgne décrit la formation des nuages dans le Sud-Ouest de l’océan Indien : « l’océan, dans la zone des alizés, n’est couvert que de petits cumulus d’une épaisseur comprise entre le niveau de condensation et celui de l’inversion. Cependant, lorsque la convection est plus importante, leur développement peut dépasser légèrement le sommet de celle-ci et former un petit capuchon nuageux au-dessus de la masse cumuliforme. Ces cumulus d’alizé, grosses boules de coton qui flottent dans un ciel tout bleu, se forment et se dissipent continuellement. Sur des centaines de kilomètres, ils sont souvent alignés en bandes parallèles, séparées par des intervalles de ciel clair (...) D’une largeur de 5 kilomètres environ quand les cumulus sont petits, ces rues de nuages peuvent atteindre jusqu’à 80 km quand ils sont très gros» (Borgne 1987).

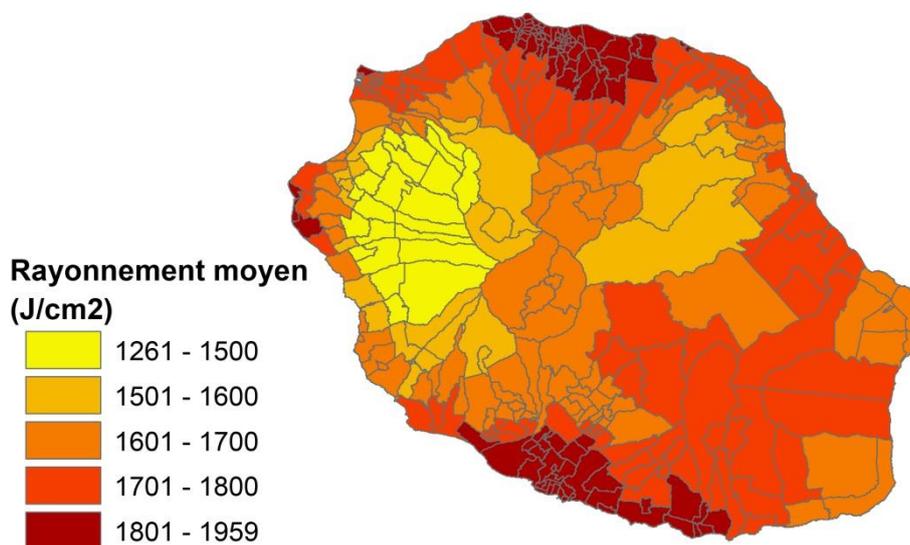


**Figure 75 : simulation par minute de la radiation horizontale extraterrestre et radiation globale horizontale à 16°15' N, pour une journée de type « ensoleillé avec passages nuageux », avec le modèle de radiation développé par EIFER**

En général, les conditions du ciel sont classées en trois catégories : ensoleillée, intermédiaire et nuageuse. La variation de la condition du ciel en fonction du type de journée peut être simulée. Ici sur la Figure 75 c’est une journée guadeloupéenne plutôt ensoleillée qui est simulée avec le modèle de radiation développé par EIFER.

La moyenne du rayonnement global journalier réunionnais, entre 1999 et 2008, est de 4 634 kWh/m<sup>2</sup> (soit 1668 J/cm<sup>2</sup>). Les littoraux et le massif du Piton de la Fournaise sont les zones les plus ensoleillées (>1800 J/cm<sup>2</sup>). L’insolation est liée au cycle d’évolution des formations nuageuses sur le relief. En comparant la carte du rayonnement global dans le

bulletin climatologique de La Réunion<sup>54</sup>, avec la carte de rayonnement global avec un ciel clair, nous observons un rayonnement relativement plus grand pour les communes littorales, et un rayonnement relativement plus faible sur les communes en altitude. Ainsi les trois cirques (Mafate, Citaos et Salazie) sont parmi les zones les plus ensoleillées sur la carte avec un ciel clair, tandis que sur la carte du bulletin climatologique, ces zones ont les plus faibles rayonnements. Cependant, les cartes isohyètes du bulletin climatologique<sup>55</sup> montrent que les cirques de Mafate et de Citaos ne sont pas des zones pluvieuses, mais plutôt sèches.



**Figure 76 : carte de rayonnement global moyen par IRIS**

La Figure 76 est une carte de rayonnement global moyen par IRIS. Le rayonnement global moyen est obtenu à partir de deux cartes du bulletin climatologique de 2009 : l'une est la carte de rayonnement global annuel en 2009, l'autre est le rapport à la moyenne 1999-2008 du rayonnement global de 2009 en pourcentage. Ensuite l'outil « statistiques zonales (tables) » d'ArcGIS nous permet de calculer le rayonnement global moyen annuel par IRIS. Ce rayonnement par IRIS sert à calibrer notre modèle.

Nous possédons une série de données de rayonnement global horizontal extraterrestre sur une station de La Réunion (celle de Gillot-Aéroport), générée avec le logiciel MétéoNorm. Il s'agit des valeurs théoriques de rayonnement extraterrestre, donc excluant l'influence du relief et des nuages.

<sup>54</sup> Page 45

<sup>55</sup> Page 10. Une carte isohyète est une carte où les courbes reliant tous les points d'égale pluviométrie.

Nous possédons également des données statistiques horaires sur un an de rayonnement global horizontal des 6 stations de Météo France réparties sur les zones littorales de l'île : Le Port, St-Benoît, St-Joseph, Ligne Paradis, Gillot Aéroport, et Le Tampon (cf. Tableau 25).

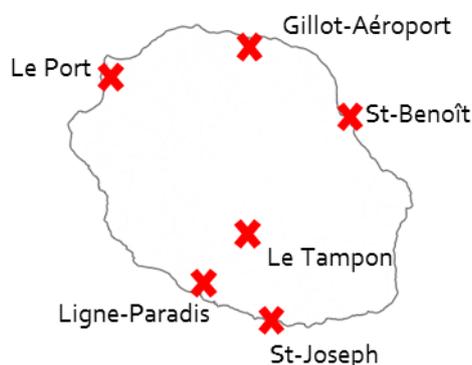
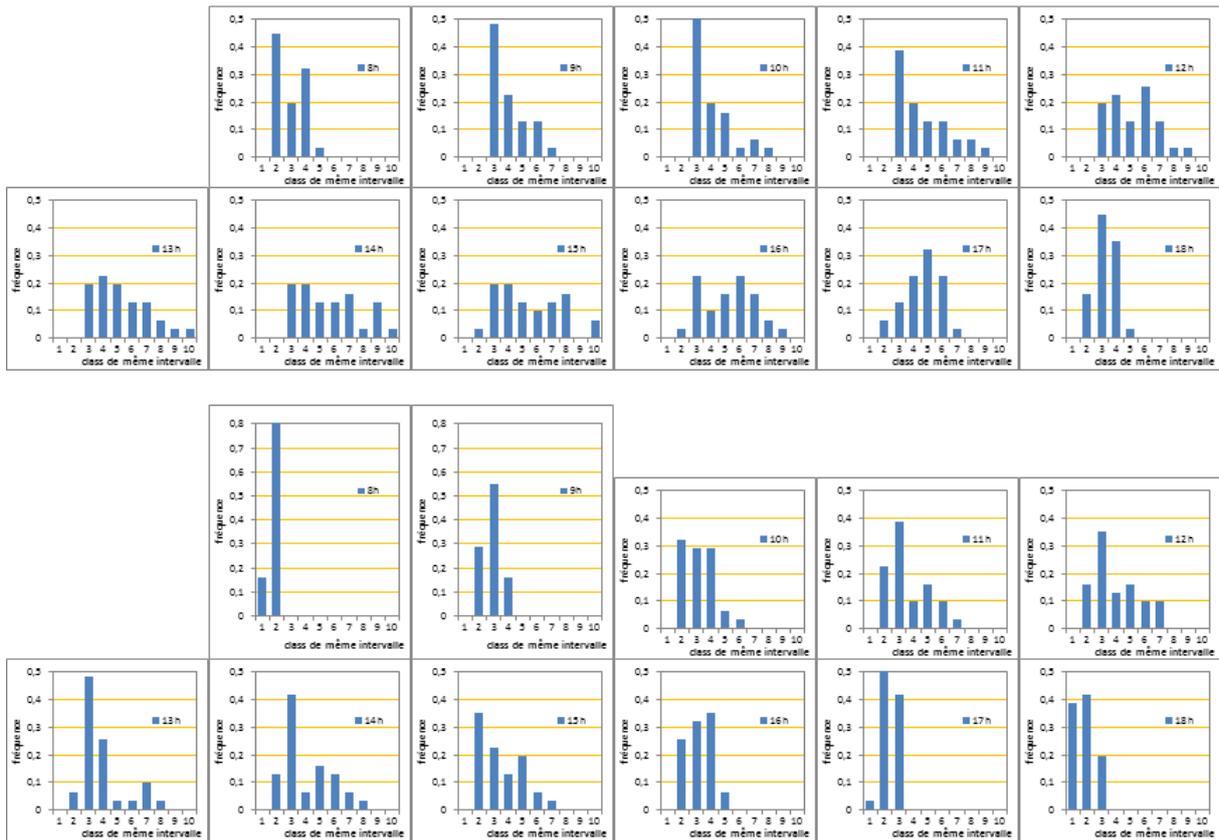


Figure 77 : localisation des 6 stations : Le Port, St-Benoît, St-Joseph, Ligne-Paradis, Guillot-Aéroport, et Le Tampon PK 13

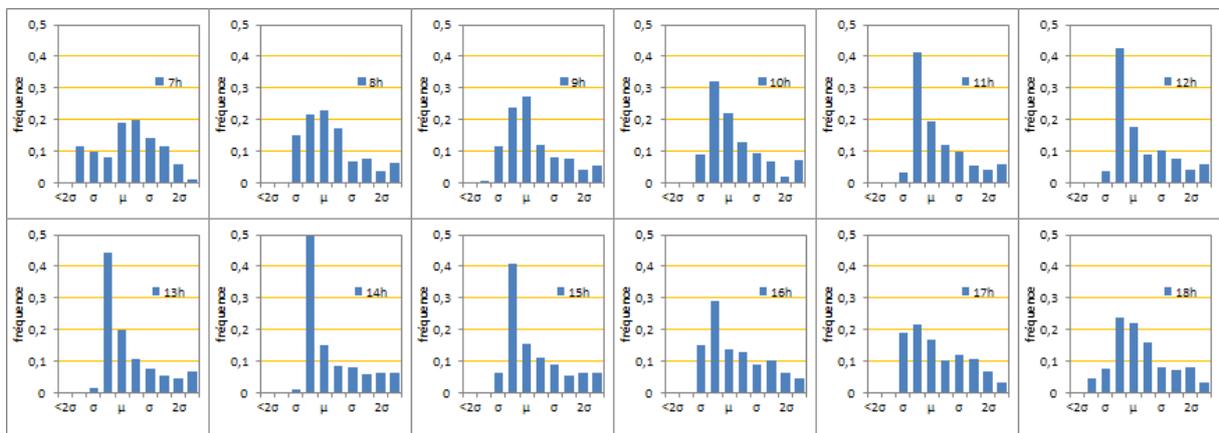
Station	moyenne journalière du rayonnement global horizontal ( $J/cm^2$ )
<b>Le Port</b>	1 766
<b>St-Benoît</b>	1 714
<b>St-Joseph</b>	1 817
<b>Ligne-Paradis</b>	1 936
<b>Gillot-Aéroport</b>	1 901
<b>Le Tampon PK 13</b>	1 505

Tableau 25 : les moyennes journalières du rayonnement global horizontal dans les 6 stations

En régime d'alizé, la nébulosité est plus forte le matin que l'après-midi, alors que l'inverse se produit en saison chaude où la convection diurne est importante (Borgne 1987). A la station de Gillot-Aéroport, l'ensoleillement en janvier est habituellement moindre qu'en août. Dans la Figure 78 ci-dessous, chaque carte représente le classement en amplitude égale de la différence entre le rayonnement global horizontal extraterrestre et le rayonnement global horizontal mesuré à une heure donnée. Nous y observons, pour le mois de janvier, comparativement à celui d'août, une occurrence moindre dans les premières classes et une plus grande occurrence dans les dernières classes. En après-midi, la différence du rayonnement des deux mois est plus grande qu'au matin.



**Figure 78 :** classement en classes d'intervalles de même amplitude de la différence entre le rayonnement global horizontal extraterrestre et le rayonnement global horizontal, de 8h à 18h, en janvier (en haut) et en août (en bas), dans la station de Gillot-Aéroport en 2010, avec en abscisse dix classes d'amplitude égale, et en ordonnée les fréquences de ces classes.



**Figure 79 :** classement en classes d'écart-types de la différence entre le rayonnement global horizontal extraterrestre et le rayonnement global horizontal, de 7h à 18h sur l'année, dans la station de Gillot-Aéroport en 2010, avec en abscisse les classes en écart-type et en ordonnée les fréquences des classes

Pour modéliser le rayonnement solaire de chaque IRIS, nous multiplions son profil de rayonnement solaire par son rayonnement global annuel moyen (Figure 76). Le profil de

rayonnement solaire d'un IRIS est considéré comme identique à celui de la station la plus proche. La simulation du rayonnement global horizontal de chaque station se fait de la manière suivante : nous calculons d'abord la différence entre le rayonnement global horizontal extraterrestre et le rayonnement global horizontal observé, notée  $D$  :

$$D(h, m) = S_T(h, m) - S_O(h, m)$$

Où :

- $h$  : heure
- $m$  : mois
- $S_T(h, m)$  : rayonnement global horizontal extraterrestre à une heure  $h$  et un mois  $m$
- $S_O(h, m)$  : rayonnement global horizontal observé à une heure  $h$  et un mois  $m$

Ensuite nous calculons la moyenne (notée  $\mu$ ) et l'écart-type (notée  $\sigma$ ) de  $D$  sur un an.

Nous obtenons finalement le rayonnement global horizontal à une heure  $h$  et un mois  $m$  donnés, noté  $S(h, m)$  :

$$S(h, m) = S_T(h, m) - X_{\sigma, \mu}$$

Où  $X_{\sigma, \mu}$  est un nombre tiré au hasard selon une loi normale de moyenne  $\mu$  et d'écart-type  $\sigma$  de  $D$ .

Nous utilisons une loi normale, même si c'est assez loin de l'observation, car nous n'avons pas trouvé dans la littérature d'expression simple de cette loi.

Avec ce modèle de rayonnement solaire, nous pouvons générer une série de données horaires sur un an, pour chaque station. Pour obtenir des courbes de rayonnement plus proches des statistiques, à chaque heure, nous simulons cinq fois le rayonnement et nous en faisons la moyenne (vérifié pour la station du Port, cf. Figure 80).

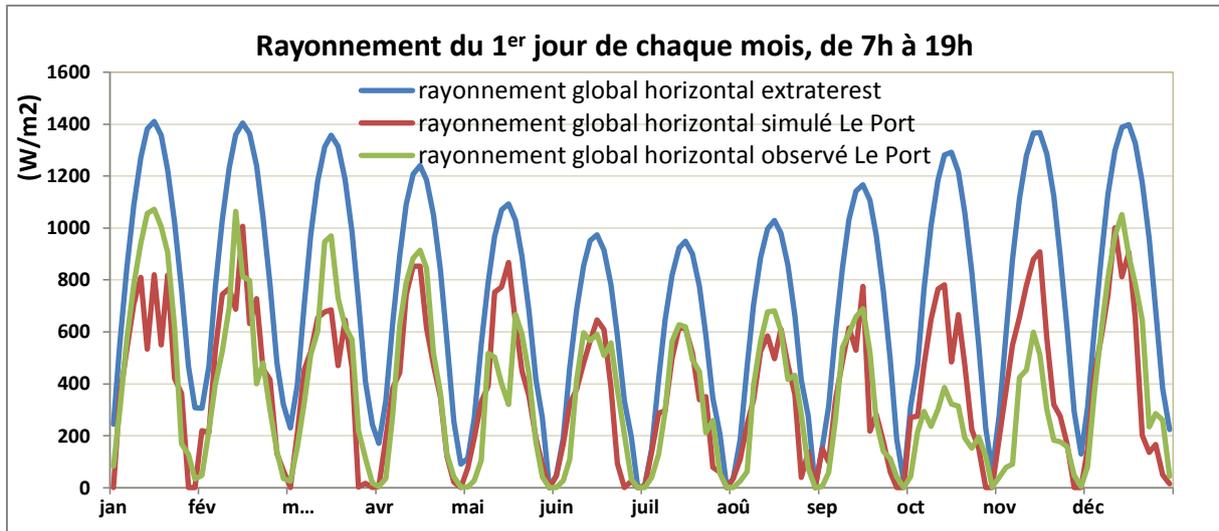


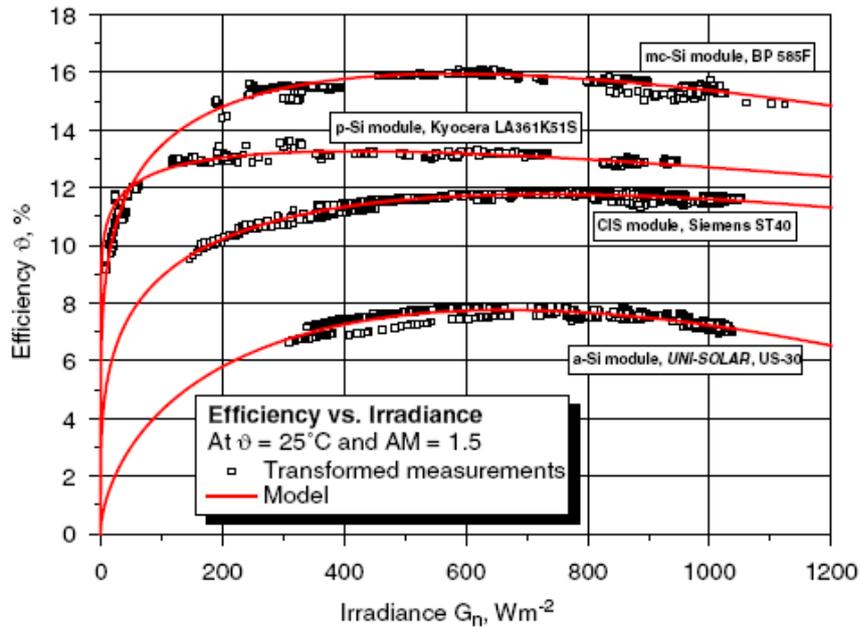
Figure 80 : les rayonnements globaux horizontaux du Port simulés, comparés avec les observations réelles

Nous constatons que les séries de données simulées représentent assez bien l'observation du rayonnement horaire par mois. Ces séries vont servir d'entrée pour la simulation de la production électrique photovoltaïque.

#### 10.3.4. L'efficacité du panneau

L'efficacité du panneau est fonction du rayonnement global  $G$ , de la température ambiante  $\vartheta$ , et de la masse d'air relative  $AM$ .

$$\eta = f(G, \vartheta, AM)$$



**Figure 81 : efficacité de différents modules photovoltaïques en fonction du rayonnement avec AM = 1,5, et  $\vartheta = 25^\circ C$  (Durisch *et al.* 2007)**

Il existe deux familles de technologies de modules photovoltaïques, celle du silicium monocristallin (« *mc-Si module* » sur la Figure 81) et celle du silicium amorphe (« *a-Si module* » sur la Figure 81). Exposé sous le soleil, le silicium amorphe a un rendement de l'ordre de seulement 50 % de celui du silicium monocristallin, mais les photopiles au silicium amorphe sont les seules à pouvoir fonctionner lorsque l'éclairement est plus faible que 100  $W/m^2$  (p. ex. à l'intérieur des locaux), grâce à une tension encore assez élevée (Labouret *et al.* 2010). Au sein d'une même famille, les matériaux et la fabrication peuvent influencer les rendements et les sensibilités des modèles en fonction de la température. Ainsi, à un  $G$  et un AM constant ( $G = 1\ 000\ W/m^2$  et  $AM = 1,5$ ), lorsque la température monte entre 0 et 80  $^\circ C$ , l'efficacité peut chuter de 17 % à 12 % pour un BP 585F mono-Si, de 14 % à 10 % pour un CIS ST40  $CuInSe_2$ , ou de 7,5 % à 6,5 % pour un UPM US-30 a-Si (Labouret *et al.* 2010).

#### 10.4. Autres ressources renouvelables

Quelques autres types d'énergies renouvelables, qui ne sont pas couverts par la thèse et/ou qui ne sont pas exploités à La Réunion, méritent d'être soulignés :

##### 10.4.1. Géothermie

Il s'agit de la ressource thermique de haute enthalpie ( $T^\circ > 150^\circ C$ ) qui est abondante dans les zones volcaniques. La ressource est estimée entre 20 et 60 MW avec 50 % de confiance

(Gautret 2007). Jusqu'en 2010, la Région voulait et préparait l'exploitation des ressources géothermiques, notamment sur la zone de la Plaine des Sables. Or cette zone se situant au cœur du parc naturel, ce projet a été vivement contesté par la population locale, d'autant plus que les enjeux énergétiques étaient très faibles (20 MW). En 2010, le conseil régional a renoncé définitivement à « toute nouvelle expérimentation géothermique », jugée incompatible avec « la protection et à la mise en valeur de notre patrimoine naturel que sont le Volcan et la Plaine des Sables ». <sup>56</sup>

#### **10.4.2. Eolienne en mer**

Bien que La Réunion soit une île en pleine mer, cette énergie n'est pas trop intéressante à exploiter, du fait d'un manque de plateau continental qui fait que la mer devient rapidement profonde non loin de la côte.

#### **10.4.3. Énergie de la mer**

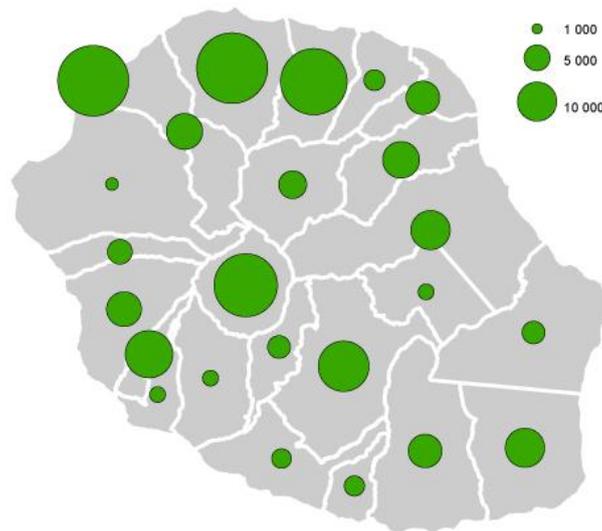
En revanche, la profondeur de la mer et le climat tropical de La Réunion font qu'elle est le 1<sup>er</sup> site européen d'expérimentation sur l'Énergie Thermique des Mers (ETM) : un démonstrateur d'une puissance de 1 à 10 MW sera installé entre Le Port et Saint-Denis (GERRI 2011b). Cette technologie permet de produire de l'électricité grâce à la différence de température entre l'eau de surface et celle des grandes profondeurs. Le Schéma d'aménagement régional (SAR) 2010 consacre un volume entier sur le Schéma de Mise en Valeur de la Mer (SMVM), qui démontre la possibilité dans son périmètre de la mise en place des expérimentations sur la production d'énergies renouvelables liées à la mer, en particulier la houle et l'énergie thermique des mers.

#### **10.4.4. Chauffe-eau solaire**

C'est un dispositif très simple, utilisé pour produire de l'eau chaude sanitaire ou pour le chauffage des piscines. L'ensemble des installations solaires thermiques, dont le chauffe-eau solaire, a permis d'éviter la consommation cumulée de 167,7 GWh d'électricité jusqu'en 2009. L'objectif de La Région est que 100 % des logements en soient équipés. En 2008, plus de 90 % des ménages qui ont installé des chauffe-eau solaires, s'en déclarent satisfaits (EDF 2009b).

---

<sup>56</sup> Discours de Didier Robert, président du Conseil Régional, 26 mars 2010 : <http://www.regionreunion.com/fr/spip/spip.php?article2360>



**Figure 82 : nombres et surfaces de capteurs de chauffe-eau solaire individuel et collectif par habitant et par commune entre 2001 – 2007 (Gilboire 2010)**

#### **10.4.5. Biocarburant micro-algue**

L'ensoleillement et le climat tropical de La Réunion favorisent les proliférations des algues dans les milieux naturels. Ces proliférations ont longtemps été considérées comme un risque pour l'environnement : « des risques d'eutrophisation, résultant d'enrichissements concomitants à de fortes chaleurs et à un faible renouvellement des masses d'eau lagunaires, existent en été austral. Les conséquences visibles en sont des proliférations des assemblages macro-algaux dans les dépressions d'arrière récif, des blooms benthiques de micro algues » (SAR 2010).

Cependant, une telle condition naturelle est très appréciable pour cultiver des micro-algues dans des serres. Le biocarburant issu de ces micro-algues est susceptible de remplacer le diesel. En juin 2010 un partenariat entre un institut allemand de matières premières végétales et de technologie alimentaire, IGV GmbH, et Bioalgostral, une société française basée à La Réunion, a été initié dans le but de « tropicaliser » le photo-bioréacteur allemand (Sialleli and Roy 2010).

A part la valorisation énergétique, grâce à une technique innovante, les micro-algues peuvent être utilisées pour l'absorption et le recyclage des polluants. Elles permettent de dépolluer les eaux usées, de récupérer les nitrates et les phosphates qu'elles contiennent, et de fixer le CO<sub>2</sub> émis par l'unité de méthanisation sans entraîner une pollution du milieu naturel (Bioalgostral 2010).

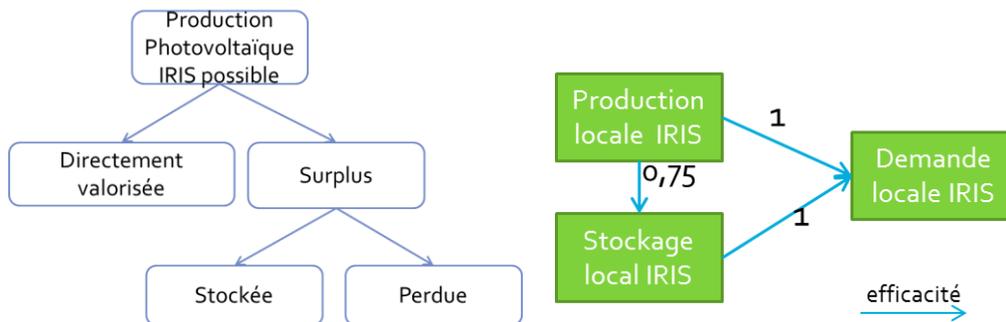
### **10.5. Récapitulatif de la modélisation des composants**

## 1. Le modèle photovoltaïque

Dans le système électrique réunionnais, nous avons distingué deux types de production photovoltaïque (PV) : la production centralisée par la ferme solaire de Sainte Rose, et la production décentralisée, au niveau local (au sein des IRIS). Dans notre modèle, ces deux types de production ont été modélisés de façon identique. D'abord nous avons simulé le rayonnement horaire par mètre carré sur un an dans les 5 stations, avec les mesures réelles de rayonnement des 5 stations et le rayonnement extraterrestre correspondant aux coordonnées géographiques de La Réunion. Ensuite nous avons calculé la potentialité annuelle de rayonnement par IRIS avec la carte du rayonnement annuel en 2009, et la carte du rapport de rayonnement 2009 à la moyenne. Les rayonnements horaires au mètre carré des 5 stations ont été extrapolés sur l'ensemble des IRIS au moyen d'un ajustement selon la potentialité de rayonnement annuel de chaque IRIS, pour obtenir le rayonnement horaire au mètre carré par IRIS. Ce rayonnement a été multiplié par le nombre de mètres carrés d'installation photovoltaïque de l'IRIS, lui-même calculé selon la superficie des bâtiments issue de la BD TOPO, pour obtenir le rayonnement valorisable horaire d'un IRIS. La production photovoltaïque possible d'un IRIS à une heure donnée a été obtenue en tenant compte du rayonnement valorisable et de la courbe d'efficacité du panneau.

Mais cette production possible n'est pas toujours valorisée : une part de la production n'est pas directement utilisable, elle constitue le surplus de la production. Pour chaque IRIS, nous appelons « **seuil de saturation PV** » le pourcentage de la production de PV (stockage confondus) dans l'IRIS qui peut être supporté par le réseau local. C'est un paramètre que nous mettons en place pour tenir compte des contraintes du réseau local (connectivité, raisons de sécurité, etc.) d'accueillir cette production locale. Par exemple, un seuil de saturation PV de 50 % (ou de 0,5) signifie qu'au maximum la moitié de la demande de cet IRIS peut être satisfaite par du PV et du stockage, d'abord par PV et si sa production directe n'est pas à la hauteur, ensuite par du stockage. La production PV ainsi utilisée est considérée comme directement valorisée. Le reste de la production PV, s'il y en a, constitue le surplus de la production. Ce surplus est soit stocké (s'il y a de la place dans le stockage), soit perdu.

Le **taux de couverture du PV** désigne la proportion de la superficie des toitures réunionnaises qui sont couvertes par des installations photovoltaïques. Le **taux de stockage du PV** désigne la puissance installée du stockage couplé avec PV par rapport à la puissance installée du PV. Par exemple, un taux de stockage du PV de 0,3 signifie que la puissance installée du stockage est 30 % de celle du PV.



**Figure 83 : modélisation du stockage de la production photovoltaïque d'un IRIS.**

De la production locale photovoltaïque au stockage au sein de cet IRIS, l'efficacité énergétique est de 75 %. Le reste est perdu dans ce processus. Pour simplifier, nous considérons qu'il n'y a pas de perte dans les processus allant de la production locale à la consommation locale, et du stockage à la consommation locale (cf. Figure 83).

Les éoliennes sont considérées dans notre modèle comme des générateurs raccordés au réseau de transport. La production éolienne des trois fermes éoliennes a été simulée en s'appuyant sur différentes données :

- La vitesse du vent à chaque heure pendant un an, connue à travers des mesures statistiques et des simulations antérieures (réalisées par NewRunéole) : nous l'avons utilisée pour calculer, pour chaque station, un sigma global et des coefficients horaires ;
- La vitesse moyenne mensuelle du vent pendant dix ans, obtenue par des mesures statistiques, et qui a permis de calculer des coefficients saisonniers.

La production éolienne a été obtenue en cherchant dans la courbe de puissance éolienne une puissance de sortie correspondant à une vitesse d'entrée donnée (cf. Figure 65).

## 2. Le module hydraulique

Il y a deux sortes d'installation hydraulique : l'installation « au fil de l'eau », qui produit de l'électricité avec l'écoulement de l'eau et sans stockage, et l'installation hydraulique avec réservoir ou barrage qui peut stocker et libérer l'eau en fonction de la demande.

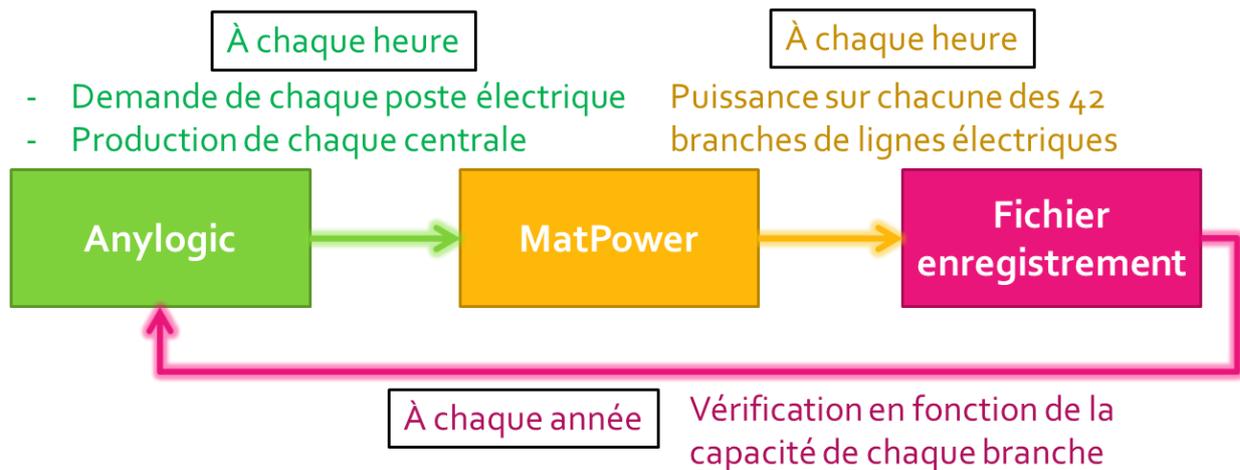
La Réunion compte trois installations au fil de l'eau, toutes de petite puissance. Nous les avons modélisées en prenant en compte leur puissance installée, les statistiques de production moyenne annuelle, et la saison (qui influence la variation du débit d'eau).

La Réunion compte également trois installations avec réservoir ou barrage. Celles-ci étant beaucoup plus puissantes, la modélisation de leur production mérite beaucoup plus

d'attention. Cependant, faute de données détaillées, nous avons dû les modéliser qu'avec des paramètres grossiers (débits d'eau, capacités de stockage, etc.) dont nous disposons. Tout comme une installation au fil de l'eau, à une heure donnée, le débit d'eau qui entre dans le réservoir ou le barrage est déterminé par la saison. Le maximum de débit d'eau de sortie est déterminé par la quantité d'eau en stockage, le débit d'eau d'entrée et celui de sortie de l'heure précédente. Il faut garantir à la fois que l'eau ne déborde pas du barrage/réservoir, et ne se vide pas. La production possible d'une heure est déterminée par le débit d'eau de sortie et celui à la puissance installée. Cependant cette production possible peut ne pas être produite réellement. Anylogic calcule la production réellement fournie par une centrale hydraulique selon l'ordre de dispatching de la demande et la production possible de cette centrale, et la production réellement fournie sert à ajuster le débit d'eau de sortie, pour le calcul de l'heure suivante.

### 3. Le module flux électrique

Nous utilisons l'outil MatPower qui est un outil externe à Anylogic, pour faire la simulation des flux électriques.



**Figure 84 : modélisation du réseau de transport électrique**

A chaque heure, Anylogic communique à MatPower la demande électrique de chaque poste électrique et la production de chaque centrale du réseau. MatPower calcule la puissance sur chacune des 42 lignes électriques, et enregistre ces puissances sur un fichier d'enregistrement. Avec ce fichier, nous pouvons observer la puissance maximale et moyenne sur chaque ligne et dresser un bilan annuel, par exemple.

#### 4. Le module consommation

Quant à la modélisation de la consommation, elle a permis d'obtenir la courbe de charge globale heure par heure sur un an par type d'IRIS, en multipliant son profil par sa consommation annuelle évaluée.

D'une part, pour chacun des trois types d'IRIS, nous avons moyenné heure par heure l'ensemble des courbes des charges horaires des postes de lignes de départ localisés dans ce type d'IRIS, puis nous avons calculé son profil de charge. A partir de ce profil a été calculé son profil de charge du jour-type (en semaine, samedi, dimanche) et du mois.

D'autre part, pour évaluer la consommation annuelle de chaque IRIS, nous avons fait une régression linéaire multiple qui explique la consommation communale par des facteurs socio-économiques (cf. § 9.2.4). Cette formule de régression linéaire a été ensuite appliquée aux IRIS, avec les mêmes facteurs socio-économiques retenus dans la formule.

Par conséquent, une courbe de charge globale par IRIS a été calculée. De plus, sa décomposition sectorielle sur deux secteurs économiques, le résidentiel et le professionnel, a été réalisée.

Nous avons présenté dans cette partie la modélisation du système réunionnais. Le réseau et ses contraintes ont été analysés et modélisés. Nous avons démontré dans quelle mesure les facteurs socio-économiques et climatiques peuvent expliquer la consommation annuelle d'un IRIS. À partir des observations nous avons simulé des courbes de charge par type d'IRIS, par secteur, par jour-type et par mois. Nous avons pu simuler la production électrique à partir de la variation spatiale et temporelle des ressources, en particulier solaire et éolienne. Parmi ces ressources, le solaire est la seule forme d'énergie à partir de laquelle une production décentralisée est modélisée dans notre modèle, alors que les autres productions restent assez centralisées.

En vue de caractériser une transition énergétique à La Réunion, nous construisons des scénarios prospectifs, dont l'évolution est contrainte par la complexité des variations horaires de la demande et de la production.

## **Partie 4. Prospective énergétique pour La Réunion**

Des processus de changement s'inscrivent dans une granularité temporelle assez longue (de l'ordre de l'année). Pour faire de la prospective sur le système énergétique territorial de La Réunion, il faut donc concevoir un modèle en dynamique évolutive qui, non seulement assure l'adéquation de la production et de la demande à tout instant, mais décrit différentes possibilités de changement et simule les grandes lignes d'évolution du système à travers des scénarios. Ces scénarios permettent de répondre de manière quantitative à la problématique de transition énergétique.

Ainsi, dans le Chapitre 11, nous présentons le principe de fonctionnement de la simulation, notamment les deux temporalités emboîtées. L'année référentielle du système électrique réunionnais sera simulée. Le Chapitre 12 est une étude de la sensibilité du modèle. Pour faire face à la croissance de la demande, le Chapitre 13 propose deux approches d'évolution de la production : l'une conservatrice, où on se base uniquement sur l'augmentation de la production fossile ; l'autre se décline en plusieurs scénarios de développement du photovoltaïque. Les résultats sont analysés selon des critères énergétiques et économiques. Ces scénarios prospectifs permettent de tester ou d'expérimenter un éventail de possibilités d'évolution de ce système électrique territorial, y compris une transition énergétique du système.

## **Chapitre 11. Structure du modèle et fonctionnement de la simulation**

La modélisation et la simulation par composants (ressources, productions, réseau, consommation) du système électrique réunionnais ont été présentées dans la partie précédente de la thèse. Nous avons également défini le vocabulaire de base (seuil de saturation PV, taux de couverture du PV, etc.) pour la simulation des scénarios.

Le principe de fonctionnement de la simulation, notamment les deux temporalités, horaire et annuelle, est décrit dans le § 11.1. Le § 11.2.1 explique le paramétrage du modèle, notamment l'ordre de dispatching et la notion de marge de réserve. Les résultats de simulations pour l'année référentielle sont présentés à la fin du chapitre, dans le § 11.2.2.

### **11.1. Le principe de fonctionnement de la simulation**

Les évolutions du système énergétique réunionnais s'inscrivent dans une temporalité assez longue, de l'ordre de l'année. Pour faire de la prospective sur ce système, il faut donc concevoir un modèle en dynamique évolutive qui, non seulement assure l'adéquation de la production et de la demande à tout instant, mais simule des grandes lignes de changement du système à travers des scénarios.

Dans les paragraphes suivants, à l'aide de la Figure 85, nous présentons le fonctionnement de notre modèle. Dans cette figure, les trois colonnes correspondent à trois niveaux de simplification, avec à gauche le niveau le plus général ou le plus simplifié, où le déroulement de l'algorithme se lit à l'aide des flèches et des boucles. Chaque case de cette colonne se décompose en d'autres cases dans la colonne centrale, qui se déclinent elles aussi en des étapes plus fines dans la colonne de droite.

Le modèle dispose d'un double dispositif d'initialisation : l'initialisation du système (en bleu sur le schéma), et l'initialisation annuelle du scénario choisi (en jaune sur le schéma). La simulation d'une année se fait au pas de temps horaire (en rose sur le schéma).

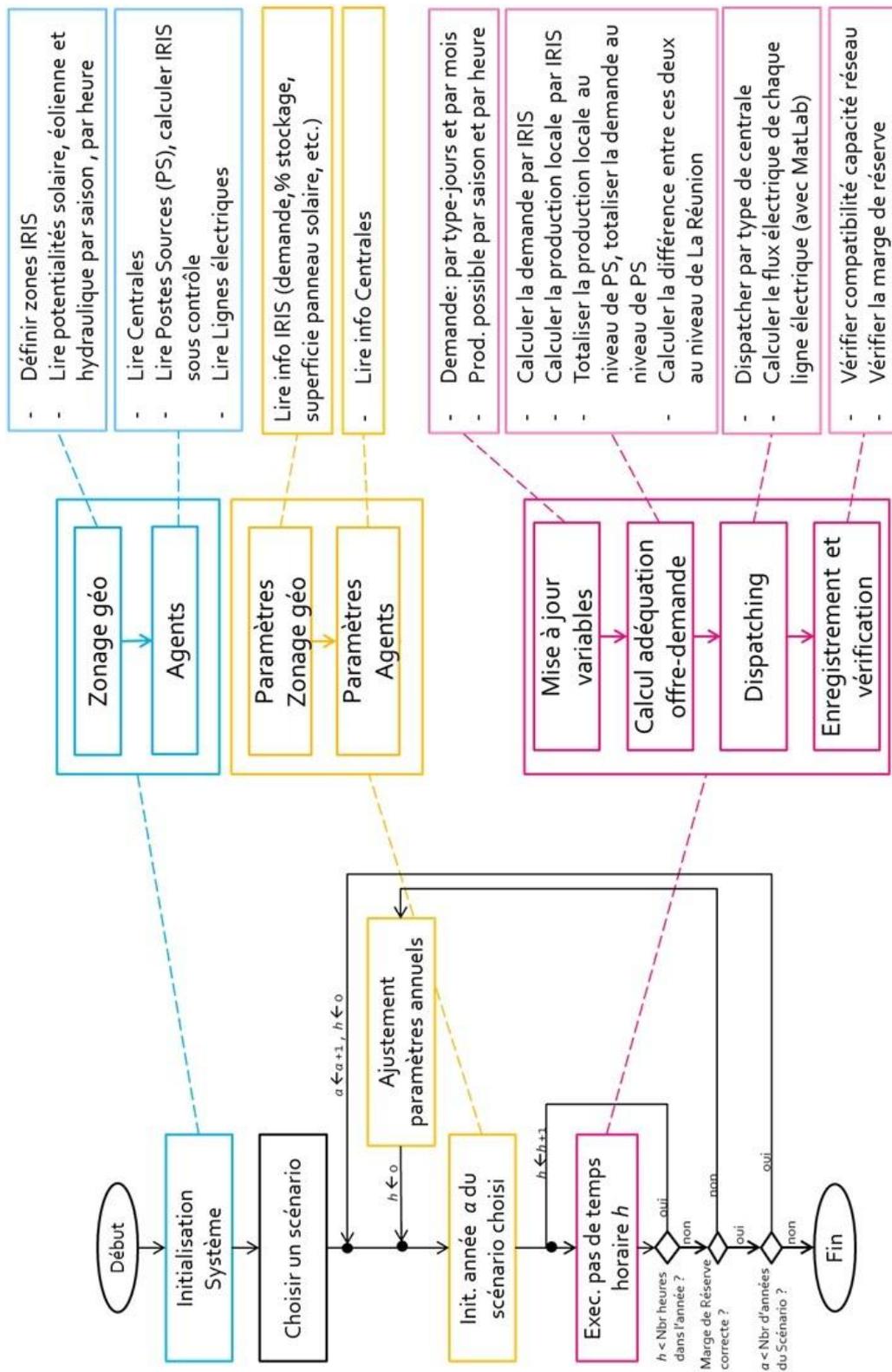


Figure 85 : principe de fonctionnement du modèle

### ***11.1.1.Initialisation du système***

A chaque lancement de simulation, les zones géographiques (IRIS) et les agents du système (centrales, lignes électriques, postes sources) sont créés et initialisés. Certaines de ces informations sont des attributs de type texte (p. ex. nom et type d'une centrale) ou de type numérique (p. ex. le rayonnement global annuel de chaque IRIS), d'autres sont des formules de calcul accompagnées de paramètres (p. ex. les lois statistiques sur les potentialités éoliennes et hydrauliques). Ce sont des configurations qui sont fixées une fois pour toutes et qui ne changent pas au cours d'une simulation.

### ***11.1.2.Initialisation annuelle du scénario choisi***

Chaque année, les paramètres annuels sont initialisés. Ces paramètres concernent à la fois le zonage géographique (la demande annuelle, le stockage et la superficie des panneaux solaires d'un IRIS, etc.), et les agents du système (puissances installées des centrales, etc.). La configuration annuelle dépend du scénario d'évolution choisi, de l'année, et peut être ajustée en fonction de la marge de réserve (cf. § 11.2.1) calculée pour cette année.

Prenons ici l'exemple du scénario qui consiste à augmenter progressivement la puissance installée du photovoltaïque pour faire face à la croissance de la demande, la puissance installée des centrales thermiques étant supposée constante. Dans ce cas, si au terme de la simulation d'une année, la marge de réserve est supérieure ou égale à la marge de réserve référentielle (cf. § 11.2.1), alors on passe à l'année suivante, sinon on augmente la capacité de production du photovoltaïque, et on recommence la simulation de cette année. On répète ce processus jusqu' en 2030.

Une fois l'initialisation annuelle faite, on procède à la simulation horaire de cette année.

### ***11.1.3.Pas de temps horaire***

A tout instant (à chaque heure), il faut assurer l'équilibre énergétique du système. Ici le vocabulaire utilisé doit être précisé. La puissance maximale que peut fournir une installation à un instant donné est appelée sa puissance « possible ». Cette puissance possible ne doit à aucun moment dépasser sa puissance installée. La puissance réellement fournie par cette installation est égale ou inférieure à cette puissance possible, voire nulle : elle dépend de la demande et de l'ordre de dispatching d'une centrale.

L'algorithme ci-dessous décrit l'adéquation offre-demande au cours d'un pas horaire :

- 1) Au niveau des IRIS : calculer la demande d'un IRIS  $i$  ( $D_{IRIS_i}$ ) et sa production locale ( $P_{IRIS_i}$ ), pour  $i$  allant de 1 à 344. La demande « nette » d'un IRIS  $i$  ( $DN_{IRIS_i}$ ) est obtenue par soustraction de la production locale à la demande :  $DN_{IRIS_i} = D_{IRIS_i} - P_{IRIS_i}$ .
- 2) Pour chacun des 20 postes sources, calculer la demande  $DN_{PS_j}$  du poste source  $j$ , qui contrôle  $n$  IRIS,  $IRIS_i \in PS_j$ , avec  $i$  allant de 1 à  $n$  :  $DN_{PS_j} = \sum_{i=1}^n DN_{IRIS_i}$ . La demande totale du réseau se calcule comme :  $DN_{PS_{tot}} = \sum_{j=1}^{20} DN_{PS_j}$ .
- 3) Au niveau des centrales : calculer les productions possibles et les productions réellement fournies selon l'ordre de dispatching.
- 4) Au niveau du réseau, calculer le flux électrique sur chaque ligne électrique.

Le principe de fonctionnement du modèle étant expliqué, avant d'introduire les scénarios de simulation, dans les paragraphes qui suivent, nous présenterons d'abord la simulation pour l'année référentielle de 2009 (cf. § 11.2), et ensuite les tests de sensibilité de ce modèle (cf. Chapitre 12).

## 11.2. Simulation pour l'année référentielle

### 11.2.1. Explication du paramétrage

Les statistiques de NERC (*North American Electric Reliability Corporation*) montrent que les besoins de maintenance des centrales thermiques sont fonction du type de centrale et de la puissance par unité de production. Pour les turbines à combustion, quelle que soit leur puissance, il y a en moyenne 22 jours de maintenance par an. Pour les centrales thermiques de moins de 100 MW, la période de maintenance est de 31 jours par an, et pour celles de 100 à 199 MW, c'est 42 jours par an (Wood and Wollenberg 1996).

Outre les périodes de maintenance, il arrive que les centrales soient arrêtées suite à des pannes. En 2009, deux avaries techniques (grèves des personnels et arrêts pour travaux d'extension exclus) font perdre séparément 28 MW de puissance pendant 102 jours et 55 MW de puissance pendant 28 jours aux deux centrales thermiques bagasse-charbon<sup>57</sup>. Cette perte de puissance n'est pas négligeable pour une puissance totale installée de 210 MW, les deux centrales confondues.

---

<sup>57</sup> du 28 déc. 2008 jusqu'en 8 avril 2009, et du 30 août 2009 au 26 septembre 2009

Ainsi la disponibilité réelle des centrales thermiques est limitée, de même pour celle des centrales hydrauliques. Dans notre modèle, nous ne modélisons pas l'éventualité où les centrales sont en maintenance ou en panne, néanmoins nous fixons une limite à la puissance maximale<sup>58</sup> des centrales biomasse-charbon, pour tenir compte de leur vulnérabilité.

À tout moment, nous considérons que 80 % des panneaux photovoltaïques et 70 % des éoliennes fonctionnent. Ces taux de fonctionnement sont calculés pour ajuster les productions annuelles simulées par rapport aux statistiques, et sont une façon de prendre en compte le non-fonctionnement de certaines unités de production dans la réalité, qu'il s'agisse de centrales, de panneaux ou d'éoliennes.

Pour les centrales hydrauliques, les éoliennes et les panneaux photovoltaïques, la production dépend non seulement de la fiabilité des centrales, mais également de la disponibilité des ressources qui varient selon la localisation géographique, la saison et l'heure. Pour le biogaz, selon la saison, la disponibilité de ses ressources (décharge, déchet agricole, etc.) varie, cependant l'enjeu énergétique de cette production est tellement faible que, pour faire simple, nous considérons qu'elle ne varie pas au cours d'une année et reste à 85 % de la puissance installée.

Le rendement des centrales hydrauliques et thermiques à fioul et à gaz varie peu jusqu'à 90 % de la puissance installée. Entre 90 % et 100 % de la puissance installée, le rendement peut légèrement diminuer (Wood and Wollenberg 1996). Pour simplifier, nous considérons que le rendement des centrales reste invariant quel que soit le niveau de la production.

Pour les éoliennes, il existe une vitesse minimale de démarrage (*cut-in speed*) et une vitesse maximale de décrochage (*cut-off speed*), en-deçà et au-delà desquelles elles arrêtent de produire. Pour le type d'éolienne utilisé sur les îles, les deux vitesses respectives sont de 3,5 et 20 m/s. Le rapport du GIEC résume que, aux niveaux de pénétration faibles à moyens de l'électricité éolienne (jusqu'à 20 %), il n'y a pas de donnée disponible à ce jour qui suggère une réduction de l'efficacité globale de plus de quelques pourcents (de 0 à 8 %) (IPCC 2011).

Il faut souligner que, même si l'on considère que la consommation d'énergie fossile par unité d'électricité produite ne change pas, et de ce fait les émissions de CO<sub>2</sub> par unité d'électricité produite ne changent pas, les émissions de NO<sub>x</sub>, principalement issue de la

---

<sup>58</sup> Au vu des productions observées, une limite de 94 % semble la plus réaliste.

combustion des combustibles riche en azote (fioul lourd, gaz naturel) peut tripler, lorsqu'une TAC n'atteint pas 60 % à 70 % de sa capacité nominale (O'Mahony 2004, E. Denny 2006).

Afin de privilégier la production renouvelable, et conformément aux obligations d'achat d'une production renouvelable intermittente décentralisée, la logique est de l'utiliser quand elle est disponible, et de la compléter, en cas de besoin, par la production centralisée issue d'autres ressources énergétiques (fioul, hydraulique, etc.). Ces autres ressources sont donc plus ou moins demandées, en fonction de la consommation et de la production renouvelable. La demande en énergie centralisée (fioul, charbon, hydraulique, etc.) peut donc varier considérablement, en particulier à cause des intermittences de certaines productions renouvelables.

Cependant, la plupart des systèmes supercritiques qui utilisent un fluide supercritique comme vecteur énergétique (ex. la vapeur) ne peuvent pas fonctionner en dessous de 30 % de la puissance installée. En plus certaines centrales thermiques, notamment celles au charbon, sont inflexibles et il est difficile et coûteux de faire varier leurs puissances. En effet, le démarrage à chaud de ces centrales peut prendre entre une demi-heure et deux heures avant d'atteindre la puissance installée, et le démarrage à froid prendra environ douze heures (Andrews 2008). Ainsi les centrales au charbon ne peuvent être utilisées qu'en tant qu'énergie de base. En revanche, les turbines à gaz et les groupes diesel n'ont pas ce problème, fonctionnant de 0 à 100 % de la puissance installée et ayant la possibilité de démarrer très rapidement, entre 5 et 20 minutes.

Les usines hydroélectriques quant à elles sont très souples et peuvent fournir une puissance 10 sec à 10 min après l'ordre de démarrage (Grubb 1991), et ce même avec une puissance installée élevée : l'usine STEP de Grand'Maison en Isère, la plus puissante installation hydroélectrique en France, peut fournir 1 800MW, soit l'équivalent de deux réacteurs nucléaires, deux minutes après le démarrage (EDF 2009a).

Ainsi, comme l'explique le rapport d'EDF : « le fil de l'eau, les obligations d'achats<sup>59</sup> et la production charbon<sup>60</sup> constituent la production de base. En semi-base, les groupes diesel sont utilisés afin d'optimiser le placement de l'hydraulique de pointe. En effet les capacités infra-journalières de stockage pour l'hydraulique permettent le placement lors des deux

---

<sup>59</sup> de la production éolienne et photovoltaïque

<sup>60</sup> combinée avec celle de la bagasse

périodes de pointe et le stockage en dehors de ces périodes. Enfin, les turbines à combustion sont utilisées principalement pour pallier les défaillances et assurer l'équilibre offre-demande lors des journées d'été les plus chargées ». Dans notre modèle, la fonction de dispatching est basée sur un ordre de mise en service des centrales par type de production : éolien → PV → charbon-bagasse → hydraulique → biogaz → groupes diesel → TAC. Nous ne prenons pas en compte le temps de démarrage de ces centrales. La variation de la puissance peut être comprise entre 0 et 100 % de sa puissance installée. Cette fonction de dispatching devrait être plus complexe qu'un simple ordre de priorité, mais le temps nous a manqué pour développer un algorithme plus proche de l'expertise dans ce domaine.

Les critères techniques mesurant la qualité de l'électricité fournie sont la continuité de l'approvisionnement et la qualité de tension et de fréquence (les harmoniques, les scintillements, etc.). La qualité de tension et de fréquence est très importante pour une société moderne où beaucoup d'équipements ne peuvent pas fonctionner sans la garantie d'une haute qualité de courant. L'intégration massive d'énergies intermittentes peut avoir des répercussions sur la qualité de tension et de fréquence ; cette question est traitée dans plusieurs ouvrages (Fumagalli *et al.* 2007, Freris and Infield 2008, Fox *et al.* 2007).

Pour garantir à long terme un approvisionnement continu d'électricité, il faut toujours une marge d'énergie de secours au niveau des ressources pour assurer l'approvisionnement, au cas où une nécessité inattendue (accident dans une centrale, demande exceptionnelle) surgisse pendant la période de pointe. Cette marge peut se mesurer en **marge de fonctionnement**, définie comme la différence entre une capacité de puissance installée, incluant les importations et les exportations, et la pointe de consommation la plus haute constatée sur une année (Pinard *et al.* 2009). Un calcul simple montre que ce ratio est légèrement moindre en 2009 en France métropolitaine que sur La Réunion : environ<sup>61</sup> 1,28 en métropole, avec une puissance demandée maximum de 96,7 GW (en décembre) et une puissance installée de 123,8 GW (RTE 2011) ; et 1,66 à La Réunion, avec une puissance demandée maximum de 429 MW (en février) et une puissance installée de 711,1 MW (ARER 2011). Cette marge de secours plus grande à La Réunion est nécessaire notamment pour trois raisons : en tant que SEI, il n'y a pas de possibilité d'échange, donc d'éventuels secours, avec d'autres pays à travers un réseau interconnecté ; les centrales thermiques qui assurent plus de la moitié de la production électrique sont moins fiables et plus souvent en panne que les centrales nucléaires auxquelles

---

<sup>61</sup> « environ » car nous ignorons les importations et les exportations

on a largement recours en métropole ; davantage d'énergies renouvelables intermittentes à La Réunion, notamment le photovoltaïque<sup>62</sup> dont la capacité de crédit (cf. § 2.3.1) est beaucoup plus petite que celle des centrales conventionnelles.

Néanmoins, le ratio décrit ci-dessus ne mesure pas vraiment la capacité du système électrique à fournir de l'électricité pour satisfaire la demande, la disponibilité réelle des ressources n'étant pas précisée. Dans la réalité, la puissance réellement disponible des énergies renouvelables peut être largement inférieure à la puissance installée, et de ce fait dans un système intégrant (ou visant à intégrer) une proportion assez importante de la production renouvelable, c'est la puissance réellement disponible doit être prise en compte à la place de la puissance installée. Elle peut être évaluée par la simulation. La **marge de réserve** (*reserve margin* ou *generation reserve margin*), est définie dans la littérature comme l'écart entre la puissance disponible inutilisée et la puissance disponible dans les heures de pointe (Äepin 2011), ou l'écart entre la puissance disponible inutilisée et la demande nette dans les heures de pointe (NERC 2010). Elle mesure la capacité disponible au-delà de la capacité nécessaire pour répondre à la demande de pointe. Pour notre modèle, nous définissons la marge de réserve, notée  $M$ , comme le plus petit ratio, obtenu lors d'une simulation horaire sur un an, entre la puissance disponible inutilisée et la puissance demandée. La formule s'écrit comme :

$$f(t) = \frac{P_o(t) - P_d(t)}{P_d(t)}$$

$$M = \text{Min} \{f(t), \quad t = [0 \dots 8759]\}$$

Où :

- $t$  : unité en heure qui varie sur une année (de 0 à 8759)
- $P_o$  : offre totale disponible à une heure donnée
- $P_d$  : demande totale nette à une heure donnée

La Réunion n'étant pas connectée à un réseau extérieur, la puissance disponible correspond à la totalité de la puissance disponible des unités de production, et la demande nette correspond à la totalité de la demande des IRIS. A partir des configurations réelles du système électrique réunionnais en 2009, appelée année référentielle, nous obtenons à la fin de

---

<sup>62</sup> centrale et installations individuelles confondues, soit 13 % de la puissance installée du parc de production électrique

cette simulation la marge de réserve de cette année. Nous répétons plusieurs fois<sup>63</sup> la simulation pour en faire une moyenne, appelée **marge de réserve référentielle**. Sa valeur est de 0,23. Nous n'utilisons que l'indicateur de marge de réserve pour évaluer la fiabilité du système. D'autres critères méritent cependant d'être soulignés.

Le critère de N-2 sur la production veut garantir la satisfaction de la demande de pointe en cas de défaut des deux plus gros générateurs, par exemple, une avarie technique d'un générateur de grande puissance lorsque l'autre générateur de grande puissance est en maintenance. De même logique mais moins rigoureux, un critère de N-1 peut être appliqué (Bartels *et al.* 2006). Dans son rapport qui recense 37 systèmes électriques dans les îles tropicales ayant des puissances de pointe entre 0,14 MW et 2 929 MW, Mayer montre que tout système dont la puissance de pointe est supérieure à 20 MW satisfait le critère N-1. Lorsque le système électrique est trop petit, la tendance est d'avoir un grand générateur dont le disfonctionnement est fatal pour le système (Mayer 2000). Ceci s'explique par un certain gain d'économie d'échelle des générateurs thermiques, un générateur de 10 MW étant beaucoup plus rentable économiquement que deux générateurs de 5 MW.

Il existe aussi des méthodes probabilistes, avec l'indicateur d'occurrence et de durée des pertes, et le temps de réparation d'une perte. Le nombre d'heures par an durant lesquelles les ressources disponibles ne sont pas suffisantes pour couvrir l'ensemble de la demande peut être mesuré par une grandeur statistique sous forme d'une probabilité, appelée probabilité de perte de charge (LOLP pour *loss of load probability*) (Billinton and Allan 1984).

L'article 22 de l'arrêté du 23 avril 2008, modifié par l'arrêté du 24 novembre 2010 - art. 1, précise les prescriptions techniques particulières applicables aux installations de production situées dans une zone du territoire non connectée au réseau métropolitain continental : « toute installation de production dont la puissance Pmax est supérieure ou égale à 3 kVA et mettant en œuvre de l'énergie fatale<sup>64</sup> à caractère aléatoire telles les fermes éoliennes et les installations photovoltaïques peut être déconnectée du réseau public de distribution d'électricité à la demande du gestionnaire de ce réseau lorsque ce dernier constate que la somme des puissances actives injectées par de telles installations atteint 30 % de la puissance

---

<sup>63</sup> La répétition permet de lisser les variations aléatoires de la marge de réserve pour tendre vers une moyenne statistique.

<sup>64</sup> Une énergie dite « fatale » est une énergie dont la disponibilité ne peut pas être commandée par le dispatching ; ce sont donc aux autres moyens de production de s'ajuster pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande.

active totale transitant sur le réseau »<sup>65</sup>. Cette limite de 30 % provient notamment des trois contraintes imposées par la production intermittente : la première est liée à l'obligation de prévoir en permanence d'autres moyens de production en réserve, face à l'intermittence ; la deuxième est liée à la sensibilité de la production intermittente aux creux de tension et aux baisses de fréquences, aggravant ainsi les incidents ; la troisième est le manque de participation aux services systèmes et le report sur d'autres moyens de production de ces besoins (SEI 2009).

Cependant l'article 22 bis, créé par l'arrêté du 24 novembre 2010 - art. 2, souligne qu'« une installation de production de plus de 100 kVA mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire n'est pas soumise aux dispositions de l'article 22 lorsqu'elle dispose d'un stockage de l'énergie électrique lui permettant de se conformer aux mêmes prescriptions techniques que celles prévues par l'article 21 et dont les caractéristiques, en termes de capacité, sont définies dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau »<sup>66</sup>. L'article 24 bis créé par l'arrêté du 15 février 2010 - art. 3 indique que « Toute installation de production dont la puissance Pmax atteint au moins 1 % de la puissance minimale transitant sur le réseau public de distribution d'électricité, cette puissance minimale correspondant à la valeur moyenne des minima constatés pendant les trois années précédant le raccordement de l'installation de production, doit fonctionner sans limitation de durée dans la plage de fréquence de 48 Hz à 52 Hz »<sup>67</sup>. « Dans le contexte actuel réunionnais, la limite se trouve autour de 2MW » (PETREL 2009). Ainsi, dans notre modèle réunionnais, cette limite de 30 % ne s'applique qu'aux fermes éoliennes et à la ferme photovoltaïque de Sainte Rose, les installations photovoltaïques sur les toitures étant toutes de très petite taille et de puissance largement inférieure à 1 MW.

### ***11.2.2. Validation par comparaison avec l'année de référence***

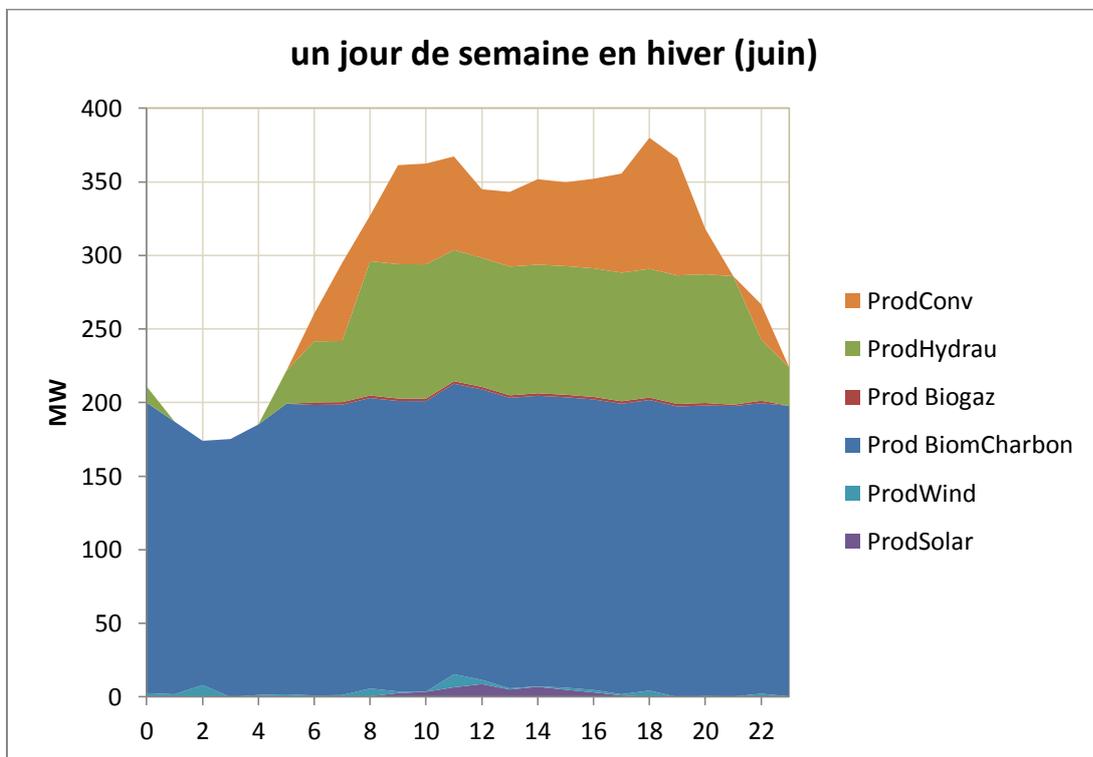
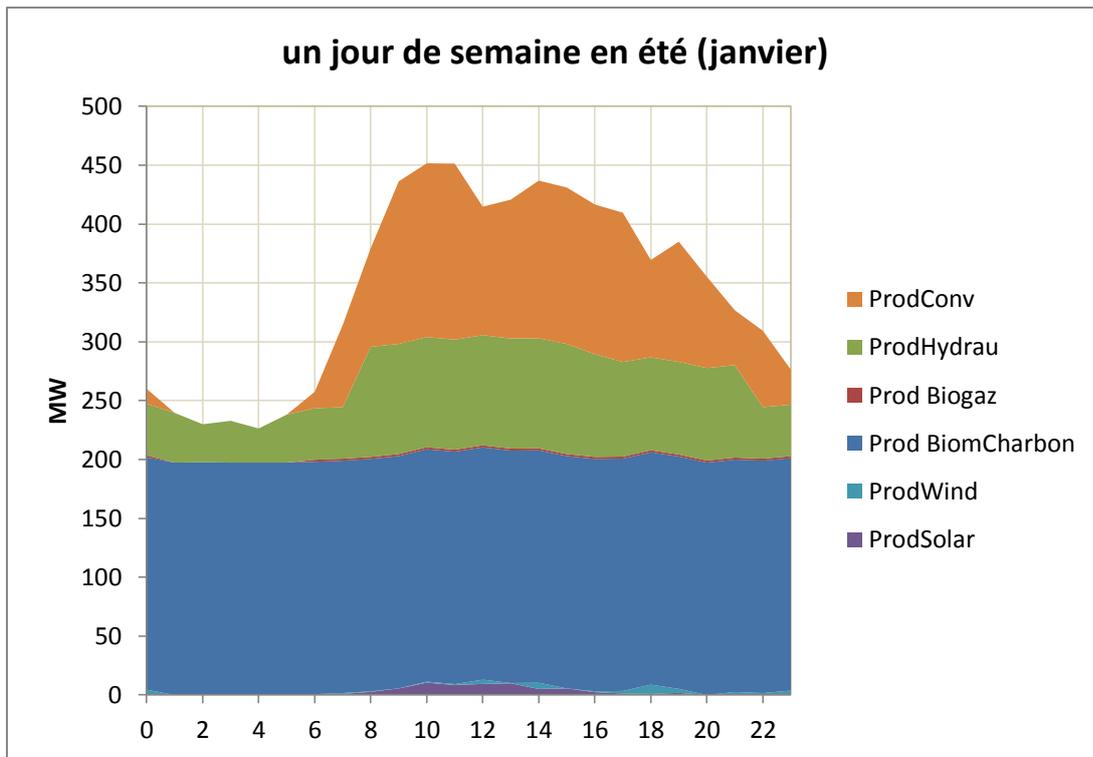
Pour valider ce modèle technique, les résultats de simulation de l'année référentielle de 2009 sont comparés aux données observées de cette année. Les données observées comprennent les courbes de charge, les statistiques mensuelles, les statistiques annuelles de production par type d'énergie, et les statistiques annuelles de la demande par secteur.

---

<sup>65</sup> <http://www.legifrance.gouv.fr/>

<sup>66</sup> *Idem.*

<sup>67</sup> *Idem.*



**Figure 86 : deux simulations pour deux jours du type « en semaine » en 2009, en été et en hiver**

La Figure 86 montre une simulation horaire d'un jour de la semaine en été (en janvier) et en hiver (en juin) de l'année référentielle (2009). Dans les deux simulations, la production hydraulique est à la hausse le matin à partir de 8h jusqu'à 21h dans la soirée. Ceci est en

rapport avec la manière dont l'hydroélectricité est modélisée. Dans notre modèle nous attribuons une relativement grande capacité de production dans les heures de pointe (de 9h à 20h), et une plus petite capacité de production dans le reste des heures. Bien qu'arbitraire et simpliste, cette méthode peut néanmoins offrir une production hydraulique simulée proche de la production réelle. En effet, dans la réalité, la production hydraulique type réservoir ou barrage assure une production de semi-base.

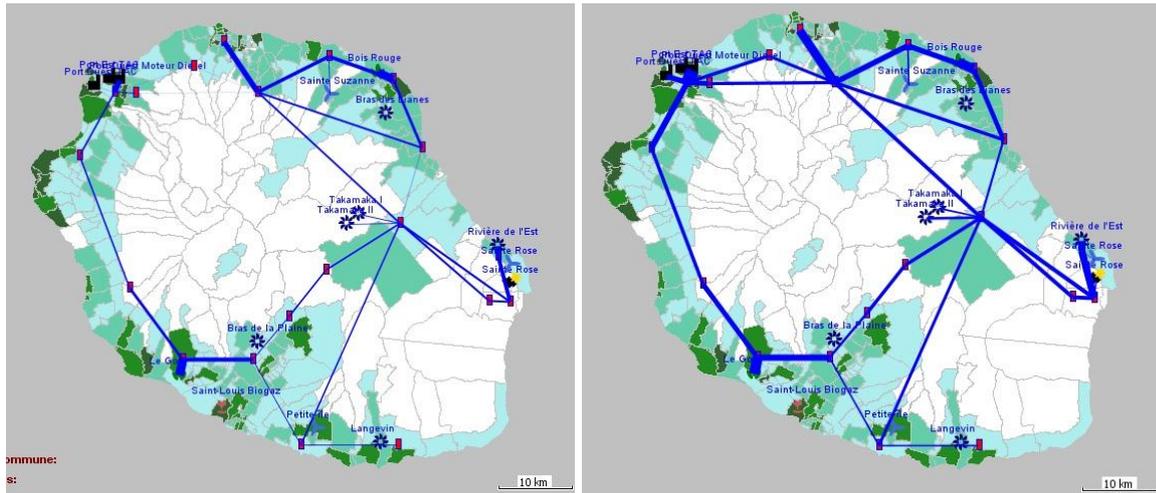
Les cinq simulations horaires sur un an donnent une moyenne de marge de réserve égale à 0,23. La contrainte de qualité de l'offre énergétique exige que quel que soit le scénario d'évolution choisi, cette marge ne doive pas diminuer.

Concernant le réseau, le Tableau 26 ci-après est un bilan pour chaque ligne du réseau après simulation d'une année. Chaque ligne est représentée par un ID Anylogic sauf la dernière car c'est une ligne virtuelle reliant le nœud de référence (nœud 17) qui n'est pas concrétisée dans le modèle informatique Anylogic. Chaque ligne relie deux nœuds (extrémités), appelés *end1* et *end2*. Les nœuds à ID négatif sont les postes sources, ceux à ID positif sont les centrales. Le « *max* » est le maximum des valeurs simulées sur une ligne, le « *min* » est le minimum des valeurs simulées sur une ligne. Lorsque les valeurs sont positives, cela veut dire que le flux électrique va d'*end1* vers *end2*, sinon le flux va d'*end2* vers *end1*. Le maximum de flux (*max flux*) est le maximum entre la valeur absolue du *max* et celle du *min*, exprimé avec le sens du flux. Dans ce tableau il y a aussi la variance (*var flux*), la moyenne (*moy flux*) et le maximum de l'intensité électrique (*I(A)*) du flux de chaque ligne.

ID Anylogic	ID end1	ID end2	max	min	max flux	var flux	moy flux	I(A)
1	-16	-17	24,14	-9,77	24,14	0,49	9,61	383
2	-15	-17	-1,03	-16,62	-16,62	0,07	-8,68	264
3	-14	-15	-3,32	-15,03	-15,03	0,04	-8,83	239
4	-13	-16	34,44	-4,64	34,44	0,72	16,73	547
5	-11	-20	25,35	-32,82	-32,82	2,03	1,64	521
6	-11	-12	24,05	-30,28	-30,28	1,77	1,99	481
7	-11	-19	-15,70	-54,59	-54,59	0,66	-35,63	866
8	-10	-11	37,46	3,44	37,46	0,37	18,40	595
9	-10	-13	34,79	-4,61	34,79	0,74	16,85	552
10	-10	-15	29,89	0,94	29,89	0,41	16,00	474
11	-10	-18	1,50	-38,81	-38,81	1,05	-20,45	616
12	-9	-17	61,87	21,34	61,87	0,75	42,76	982
13	-8	-9	-1,59	-48,51	-48,51	1,11	-28,50	770
14	-7	-19	52,16	20,49	52,16	0,56	37,75	828
15	-5	-7	-13,88	-44,11	-44,11	0,43	-27,25	700
16	-5	-11	33,05	5,01	33,05	0,26	19,15	525
17	-5	-10	20,52	-21,87	-21,87	0,46	-3,23	347
18	-4	-10	40,03	-1,55	40,03	1,12	21,08	635
19	-4	-18	38,91	-1,50	38,91	1,06	20,49	618
20	-4	-6	2,78	-70,29	-70,29	3,85	-39,72	1116
21	-3	-11	-24,75	-85,16	-85,16	1,85	-54,00	1352
22	-2	-20	47,42	-15,64	47,42	2,67	9,01	753
23	-2	-12	34,85	-20,73	34,85	1,95	1,53	553
24	-1	-8	14,78	-34,91	-34,91	1,52	-15,59	554
25	-1	-2	10,93	-58,52	-58,52	3,50	-16,81	929
26	1	-19	16,86	2,29	16,86	0,08	7,13	268
27	2	-6	5,06	0,00	5,06	0,01	0,42	80
28	3	-4	14,07	0,00	14,07	0,12	2,45	223
29	4	-7	94,00	67,00	94,00	1,78	82,68	1492
30	5	-9	103,40	68,59	103,40	2,13	90,64	1641
31	6	-10	17,40	0,00	17,40	0,09	9,19	276
32	7	-10	26,00	0,00	26,00	0,17	7,35	413
33	8	-6	67,20	0,00	67,20	3,97	41,93	1067
34	9	-7	1,54	0,00	1,54	0,00	0,70	24
35	10	-14	1,69	0,00	1,69	0,00	0,77	27
36	11	-17	1,84	-0,01	1,84	0,00	0,76	29
37	12	-9	1,70	0,00	1,70	0,01	1,12	27
38	13	-2	125,00	0,00	125,00	26,16	56,10	1984
39	14	-2	53,70	0,00	53,70	0,67	2,99	852
40	15	-2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
41	16	-15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
--	17	1	8,83	2,23	8,83	0,02	5,23	140

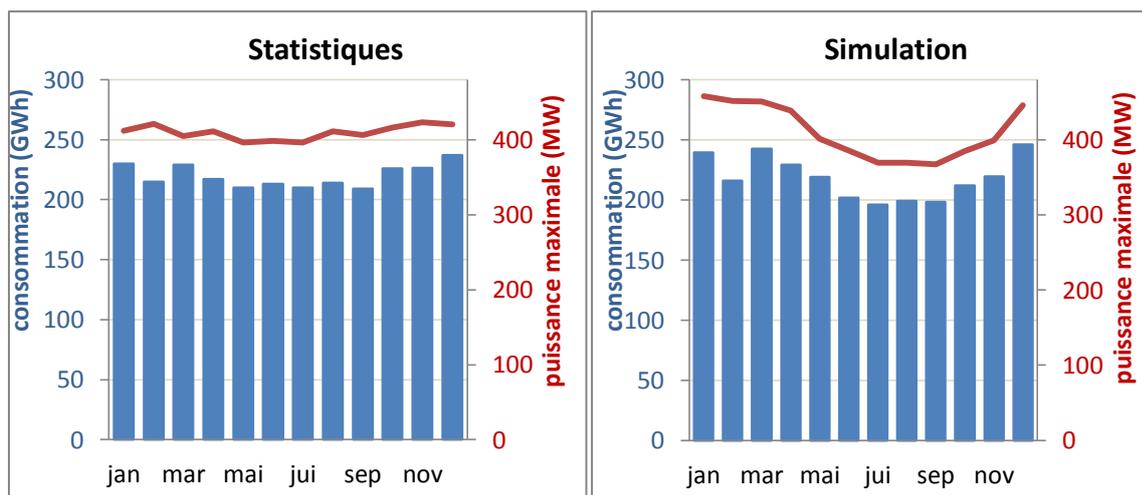
Tableau 26 : puissances et intensités électriques des lignes électriques dans la simulation d'une année référentielle

Les puissances moyenne et maximale annuelles par ligne sont représentées par la figure ci-dessus :



**Figure 87 : flux sur les lignes : à gauche, puissance moyenne annuelle ; à droite, puissance maximale sur un an.**

Nous montrons dans ces deux graphiques de la Figure 88 les consommations mensuelles (axes de gauche, barres bleues) observées et simulées, ainsi que les puissances maximales mensuelles (axes de droite, courbes rouges). Les valeurs simulées par rapport aux valeurs observées sont montrées dans le Tableau 27.



**Figure 88 : comparaison entre valeurs observées et simulées de la consommation totale et de la puissance maximum mensuelles (ARER 2010)**

On observe que, les statistiques de consommation totale mensuelle de 2009 ressemblent à nos résultats simulés : une hausse de consommation en décembre, en janvier et en mars, ainsi qu'une basse de consommation en février, sont bien visibles sur les deux figures. Les consommations mensuelles sont les plus faibles en juillet et en septembre. En été austral on

consomme un peu plus qu'en hiver, cependant la différence saisonnière est beaucoup moins grande qu'en France métropolitaine. La simulation amplifie un peu cette variation saisonnière, peut-être parce que les profils de charge, issus de ces deux communes et utilisés pour la simulation (cf. § 9.2.2), ont des variations saisonnières plus grandes par rapport à celles de La Réunion dans son ensemble.

Quant à la puissance maximale mensuelle, les valeurs simulées tendent à sous-estimer les pics d'hiver (juillet, août, septembre et octobre), et à surestimer les pics d'été.

mois	valeurs simulées par rapport aux valeurs observées	
	cons. totale	puissance max
jan	4%	11%
fév	0%	7%
mar	6%	11%
avr	6%	7%
mai	4%	1%
jun	-5%	-3%
jui	-7%	-7%
aoû	-7%	-10%
sep	-5%	-9%
oct	-6%	-7%
nov	-3%	-6%
déc	4%	6%

**Tableau 27 : consommations totales mensuelles et puissances maximales mensuelles simulées par rapport aux valeurs observées**

Dans le Tableau 28, le bilan annuel d'une simulation est dressé, en comparaison avec les statistiques de 2009. La production hydraulique dans *Sim1* est calibrée avec la production hydraulique moyenne des 10 dernières années (553 GWh), et celle dans *Sim2* est calibrée avec la production hydraulique de 2009 (531 GWh).

	Sim1	Sim2	Statistiques 2009
<b>Demande Tot</b>	2 618	2 618	2 618
<b>Demande Rsd</b>	1 255	1 257	1 211
<b>Demand Prof</b>	1 363	1 361	1 408
<b>Prod Totale</b>	2 618	2 618	2 618
<b>Prod BiomCharbon</b>	1 517	1 518	1 525
<b>Prod Biogaz</b>	10	10	7
<b>ProdHydrau</b>	552	536	531
<b>ProdSolar</b>	22	21	21
<b>ProdEol</b>	20	20	16
<b>ProdConv</b>	498	513	520
<b>Déficit</b>	0	0	0

**Tableau 28 : les simulations pour une année référentielle, comparées avec les statistiques**

## **Chapitre 12. Tests de sensibilité**

Pour étudier la sensibilité du modèle aux variations des paramètres, nous choisissons d'abord quelques paramètres à tester :

- le mois critique et le jour critique,
- le nombre de répétitions de la simulation,
- l'effacement de la pointe de consommation,
- le seuil de saturation PV,
- le stockage couplé avec le photovoltaïque,
- la production éolienne,
- la marge de réserve.

Pour chacun de ces tests, nous faisons varier le taux de couverture PV de 0 à 100 %, pour voir les niveaux de consommation pouvant être atteints. Le taux de couverture PV à 20 % représente déjà un équivalent d'environ 1 300 MW de puissance installée, soit une tranche nucléaire. Le PV apparaît comme une source d'énergie susceptible de prendre dans l'avenir une place de premier plan. En effet, le potentiel énergétique du rayonnement solaire est presque sans limite, et les progrès techniques attendus devraient augmenter les rendements énergétiques et faire baisser considérablement les coûts. Enfin le PV décentralisé est relativement plus toléré que l'éolien ou les grandes centrales solaires, qui apparaissent comme des éléments perturbateurs dans le paysage, plus ou moins imposés aux habitants (par les pouvoirs publics ou les grands groupes industriels).

### **12.1. Simulation du jour critique**

Si l'on simule 10 fois la simulation de l'année référentielle, on observe que la plus petite différence entre la ressource disponible et la demande apparaît la plupart du temps en novembre et vers 19h. 19h est l'heure où il y a le pic du soir pour les IRIS H et IRIS D. Le mois de novembre n'est pas le mois où l'on consomme le plus d'électricité, ni celui où le pic de puissance est le plus haut, mais c'est un mois où la ressource hydraulique est relativement faible (période de moindres eaux pour la centrale de La Rivière de l'est) et où la production charbon-bagasse n'est pas aussi efficace que dans le reste de l'année (la campagne sucrière n'étant pas encore terminée).

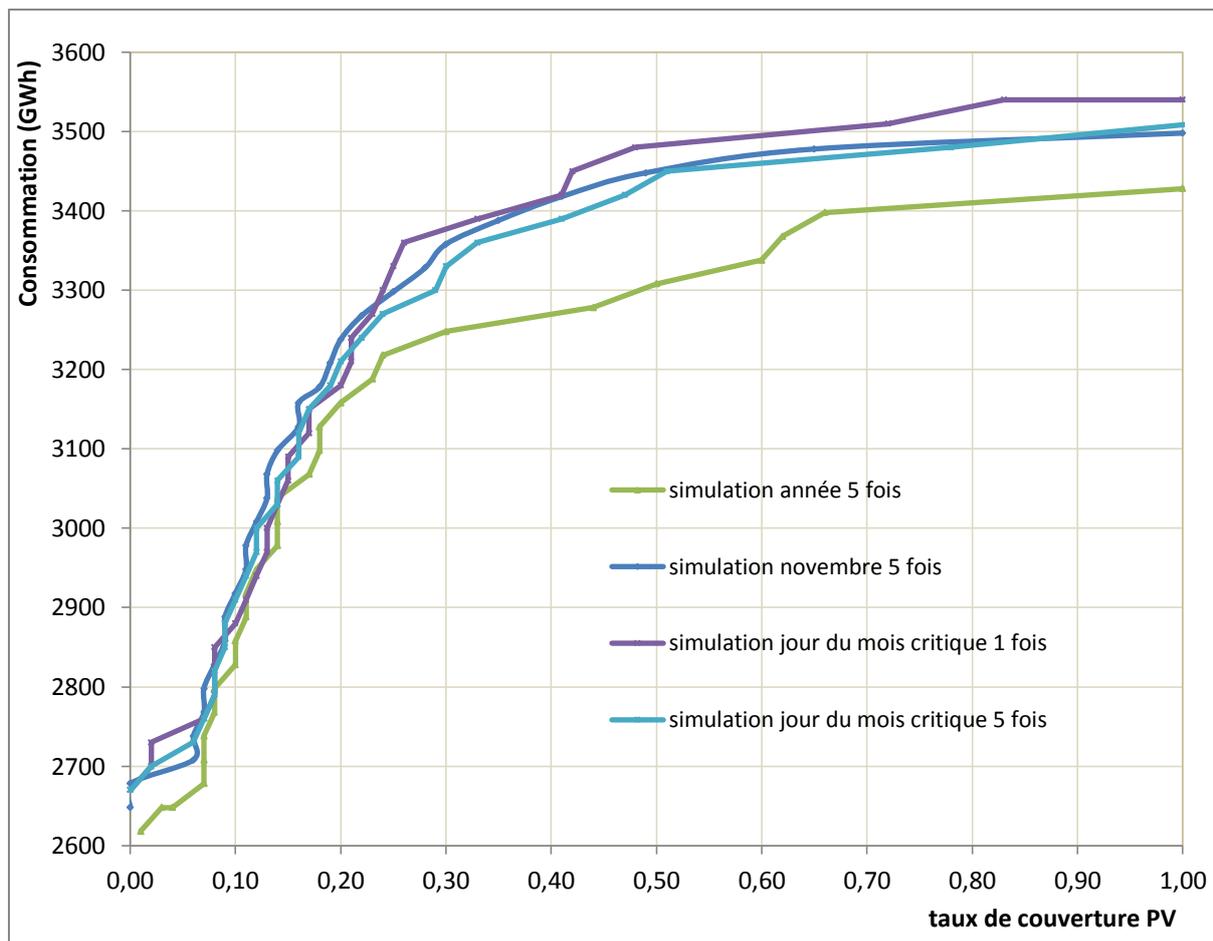
Cela nous amène à examiner la possibilité de ne simuler, en vue de définir les configurations annuelles des scénarios d'évolution, que le mois critique de novembre, voire qu'un jour type « en semaine » en novembre, entre 7h et 23h. Nous ne pouvons pas simuler que 19h, bien que ce soit l'heure où la marge de réserve a la plus grande chance d'être minimale, car il faut tenir compte du stockage qui se charge et se décharge dans la journée et qui peut servir à 19h. Mais au fur et à mesure que la consommation et la production photovoltaïque augmentent, la probabilité que la plus petite marge de réserve apparaisse en novembre peut diminuer. Ainsi le résultat sera biaisé si nous ne simulons que le mois de novembre et pas l'année entière.

Par exemple, les simulations montrent qu'avec une configuration de « 2 878 GWh de demande annuelle, 10 % de toiture couverts de panneaux solaires, stockage à 10 % de la puissance installée du panneau, seuil de saturation PV 1 », les mois critiques sont octobre et novembre.

Lorsque le pourcentage de toiture couvert de panneaux solaires est encore plus élevé, les mois critiques peuvent changer complètement. Par exemple, avec « 3 518 GWh de demande annuelle, 50 % de toiture couverts de panneaux solaires, stockage à 10 % de la puissance installée du panneau, seuil de saturation PV 1 », les mois critiques sont plutôt septembre et mars. L'heure critique, dans ce cas, devient plutôt 7h ou 11h.

Cependant avec un taux très élevé de toiture couvert de panneaux solaires (60 %), 19h redevient l'heure critique, et les mois critiques sont mars et novembre. C'est le cas avec une configuration, par exemple, de « 3 438 GWh de demande annuelle, 75 % de toiture couverts de panneaux solaires, stockage à 10 % de la puissance installée du panneau ».

La Figure 89 représente les résultats de différentes simulations. La simulation d'un jour en semaine en novembre et la simulation en novembre, effectuée 5 fois (cf. § 11.2.1), donnent des résultats assez proches. Par contre, à un taux de couverture photovoltaïque au-dessus de 20 %, la simulation jour par jour sur un an, effectuée 5 fois, donne une consommation satisfaite assez inférieure par rapport aux simulations qui ne sont faites que pour novembre ou pour un jour en semaine du mois de novembre. Les décalages entre les deux peuvent aller jusqu'à 200 GWh, et sont les plus grands pour un taux de couverture compris entre 35 % et 60 %. Si la simulation du mois critique est faite une seule fois, la consommation satisfaite pour un taux de couverture du photovoltaïque supérieur à 40 % est toujours un peu plus élevée (d'environ 40 GWh) par rapport à une moyenne de 5 simulations.

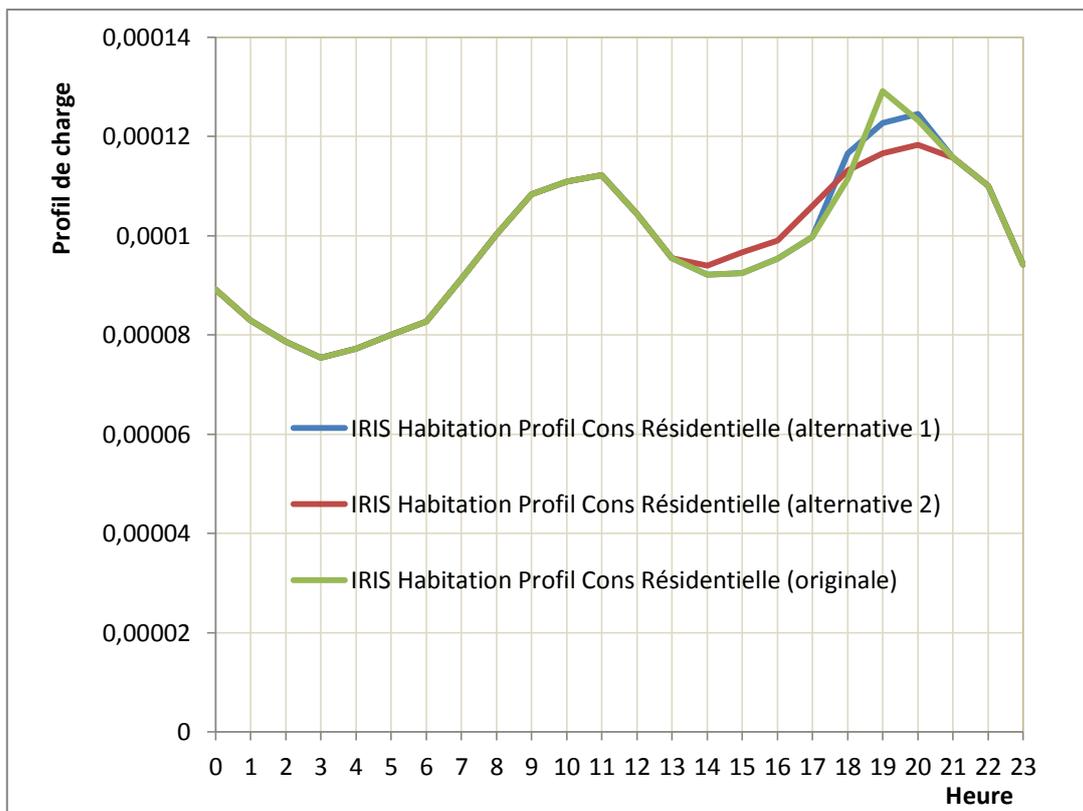


**Figure 89 : simulation annuelle, simulation novembre, et simulation d'un jour type semaine en novembre (mois critique) avec un taux de stockage à 0,2 et un seuil de saturation PV à 0,3**

Pour économiser le temps de simulation, la marge de réserve est calculée en simulant seulement un jour du type semaine du mois de novembre, au lieu d'une année entière. En effet, simuler uniquement le mois de novembre permet d'économiser 92 % du temps de simulation ; simuler seulement un jour type semaine en novembre permet d'économiser 99,7 % du temps de simulation.

## 12.2. L'effacement de la pointe de consommation

Nous avons dit que 19h était l'heure de la journée où une insuffisance de la production par rapport à la demande était la plus susceptible de se produire. Ceci nous fait réfléchir à augmenter la marge de réserve, par une diminution du pic de 19h, c'est-à-dire en reportant une partie de la demande de cette heure aux heures avoisinantes. Des techniques qui permettent de décaler la consommation aux heures proches afin de diminuer le pic sont évoquées dans le § 5.4.4.



**Figure 90 : profil de la consommation des IRIS H, avant et après les effacements**

Dans la Figure 90, la charge originale de l'IRIS Habitation est assez élevée vers 19h. Dans l'alternative 1, la charge est diminuée de 5 % à 19h. Cette partie « effacée » est répercutée sur les charges de 18h (80 % de ces 5 %) et de 20h (20 % de ces 5 %). Dans l'alternative 2, la charge à 19h dans l'alternative 1 est encore diminuée de 5 %, pour être ajoutée aux charges entre 14 et 20h.

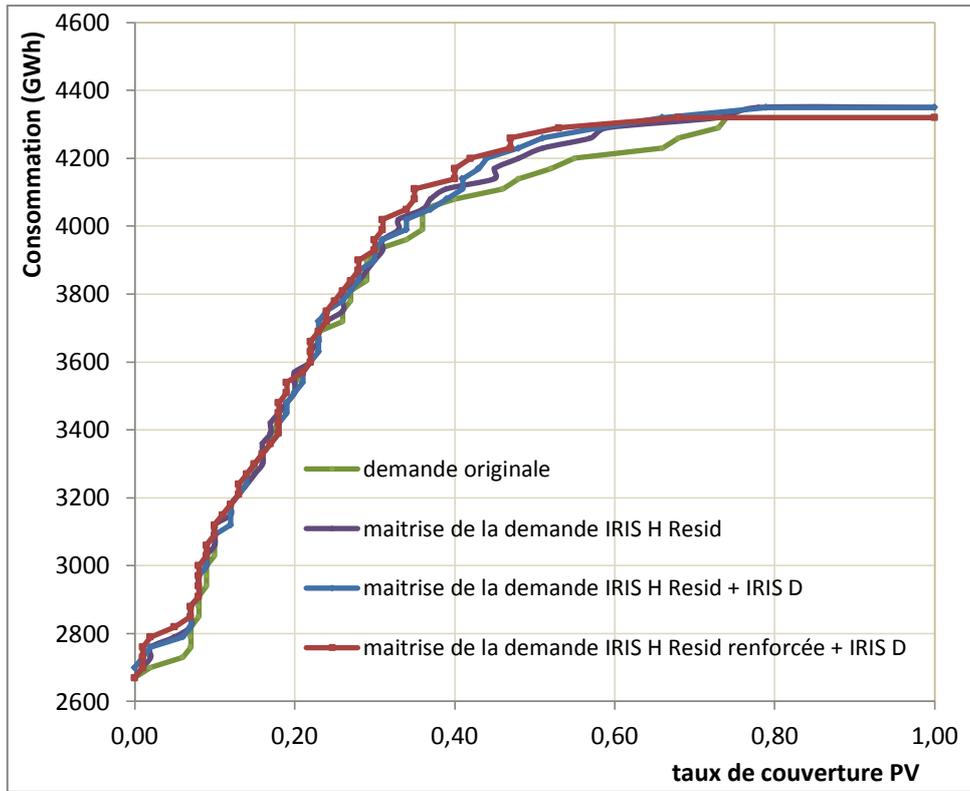


Figure 91 : consommation en fonction d'effacements de la pointe

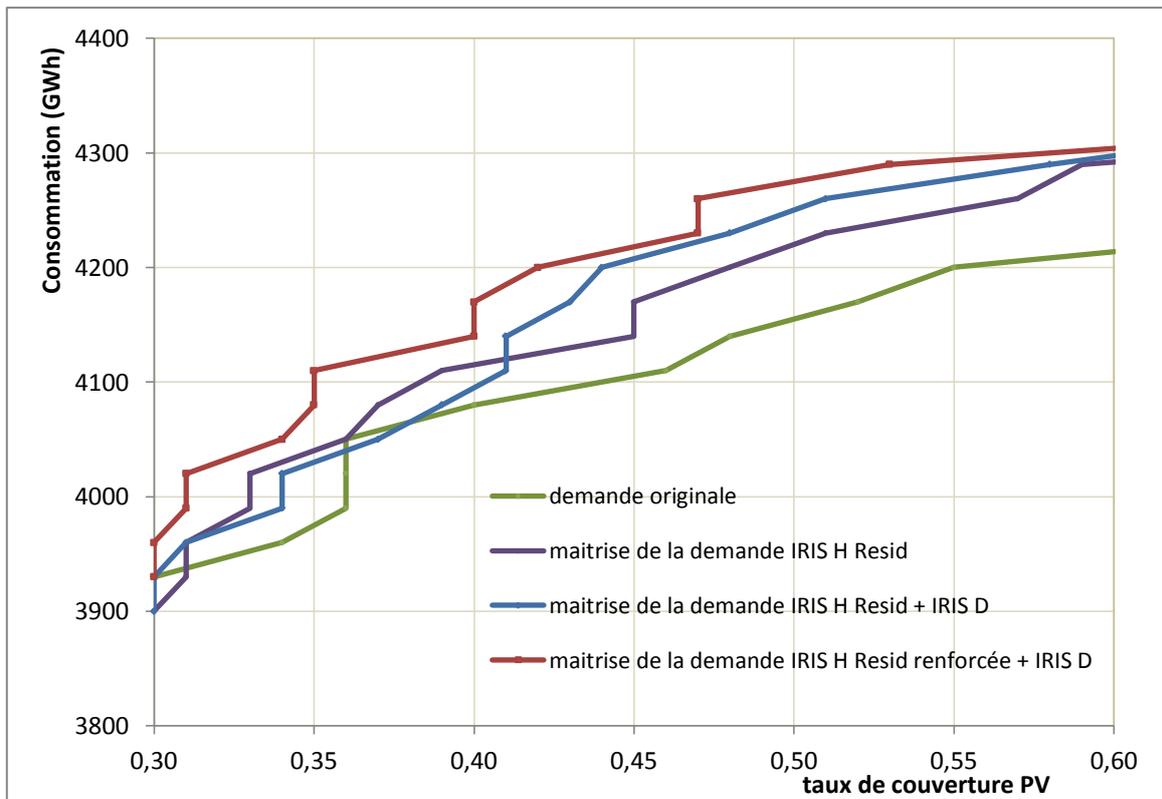


Figure 92 : consommation en fonction d'effacements de la pointe : un zoom

Nous observons que l'effacement de la pointe est plus efficace lorsque les couvertures du PV sont relativement petites (jusqu'à 7 %) ou entre 30 % et 70 %.

### 12.3. Le seuil de saturation PV

Lorsqu'on augmente le seuil de saturation PV à long terme, c'est-à-dire lorsqu'on augmente le pourcentage de la production photovoltaïque (stockage confondus) qui peut être supporté par le réseau local, la consommation satisfaite peut être augmentée de manière considérable, comme le montre la Figure 93. Nous y observons qu'avec un taux de couverture de 100 %, un seuil de saturation PV de 0,5 permet de satisfaire 800 GWh de consommation de plus qu'un seuil de saturation PV de 0,3. De plus, un seuil de saturation PV de 0,7 peut satisfaire 800 GWh de consommation de plus qu'un seuil de saturation PV de 0,5.

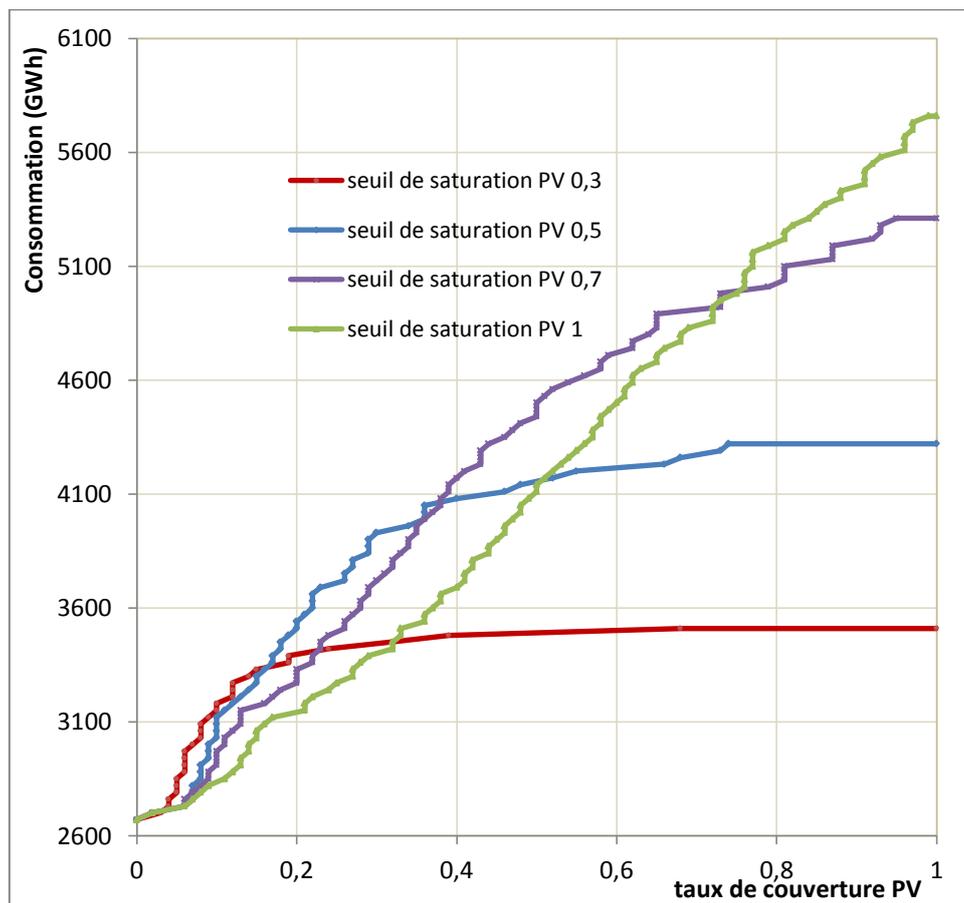


Figure 93 : consommation en fonction du seuil de saturation PV (stockage de 50 % de la puissance installée du PV)

Nous observons également sur cette figure que, lorsque le seuil de saturation PV est petit (à 0,1 par exemple), la croissance de la consommation en fonction de la croissance du taux de couverture PV est plutôt logarithmique. En effet, il est inutile d'augmenter le taux de

couverture du PV si la production de PV, devenant de plus en plus grande, ne peut pas être valorisée au sein d'un IRIS. Au fur et à mesure que le seuil de saturation PV va vers 1, la croissance de la consommation à un seuil de saturation PV donné devient plutôt linéaire.

Lorsque le taux de couverture du PV n'est pas très grand, un seuil de saturation PV petit favorise un niveau de consommation élevé. Ceci s'explique par le fait que, dans notre modèle, c'est la marge de réserve qui détermine le niveau de consommation qui peut être atteint. Lorsque le taux de couverture du PV est petit, un seuil de saturation PV petit donne au stockage davantage de surplus à emmagasiner, et cette part d'énergie peut être restituée au moment où la production PV devient faible voire nulle et où le pic du soir apparaît. En revanche, un seuil de saturation PV grand donne une plus grande possibilité de valoriser directement la production photovoltaïque, ainsi la part stockée est relativement petite, et de ce fait le stockage ne peut plus être un secours aussi efficace quand la production photovoltaïque directe ne suit pas le besoin en électricité : la marge de réserve devient alors plus faible comparativement. Cependant, lorsque le taux de couverture du PV grandit, cet avantage n'existe plus ; un seuil de saturation PV trop petit devient alors une limite majeure pour la valorisation directe de la production PV.

Donc la meilleure option en vue de satisfaire un plus haut niveau de consommation à tout niveau de couverture du PV sera d'augmenter progressivement le seuil de saturation PV en fonction du taux de couverture de PV, jusqu'à ce que la superficie couverte par la courbe soit la plus grande possible. Dans cette figure, les seuils de saturation PV optimaux sont à 0,3 pour une couverture PV entre 0 et 16 %, à 0,5 pour une couverture PV entre 16 % et 37 %, à 0,7 pour une couverture PV entre 37 % et 73 %, et à 1 quand la couverture PV dépasse les 73 %.

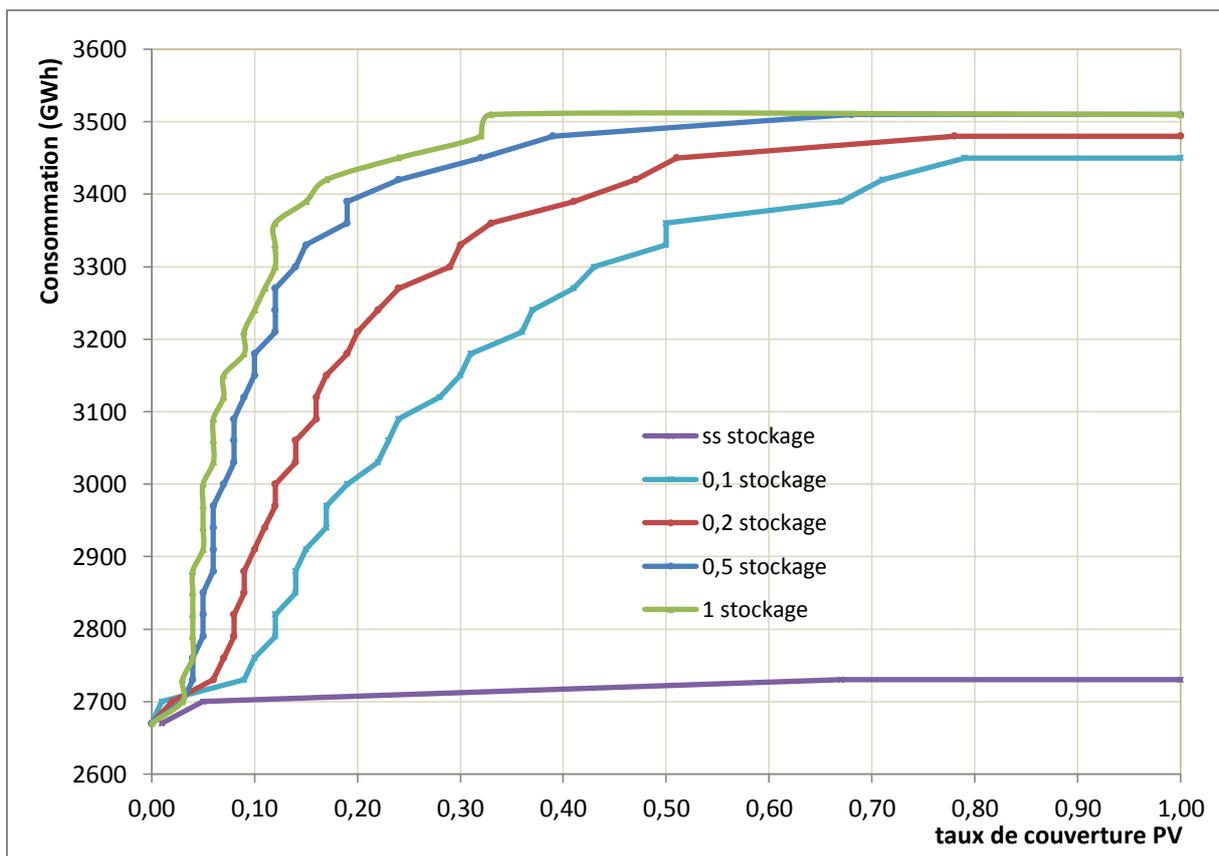
Dans les simulations qui suivent, nous privilégions l'exploration des scénarios entre deux seuils de saturation du PV, à 0,3 et à 1, qui constituent les bornes minimale et maximale possibles de part de production locale du PV par rapport à la production totale que peut supporter le réseau local.

#### **12.4. Le stockage couplé avec le photovoltaïque**

Avec un peu de stockage on peut considérablement augmenter la consommation satisfaite sans augmenter la production : par exemple, si 30 % des toitures sont couvertes de panneaux photovoltaïques, avec un seuil de saturation PV de 30 %, un stockage équivalent de 10 % de la puissance installée de photovoltaïque permet de satisfaire une consommation de 3 200

GWh sans augmenter la puissance installée d'autres types de production. La consommation satisfaite est nettement plus grande que sans stockage, comme le montre la Figure 94.

Une augmentation de stockage permet toujours de satisfaire une consommation plus importante. Dans cette figure qui représente les résultats des simulations avec un seuil de saturation PV de 0,3, on voit également que la croissance de la consommation en fonction du taux de couverture du PV, très rapide pour un taux faible, est de plus en plus lente quand ce taux augmente. Le tournant est situé vers 40 % du taux de couverture du PV pour un stockage à 0,1 de la puissance installée du PV, vers 30 % du taux de couverture du PV pour un stockage à 0,2 de la puissance installée du PV. Pour un stockage de 0,5 à 1 de la puissance installée du PV, le tournant est entre 20 et 10 % du taux de couverture du PV.



**Figure 94 : consommation en fonction du stockage (seuil de saturation PV à 0,3)**

Cependant lorsque le seuil de saturation PV est à 1, la relation entre la croissance de la consommation et le taux de couverture du PV devient linéaire, comme le montre la Figure 95. Le niveau de consommation, à partir d'environ 15 % du taux de couverture du PV, est nettement supérieur qu'avec un seuil de saturation PV à 0,3. Les raisons sont données dans le § 12.3.

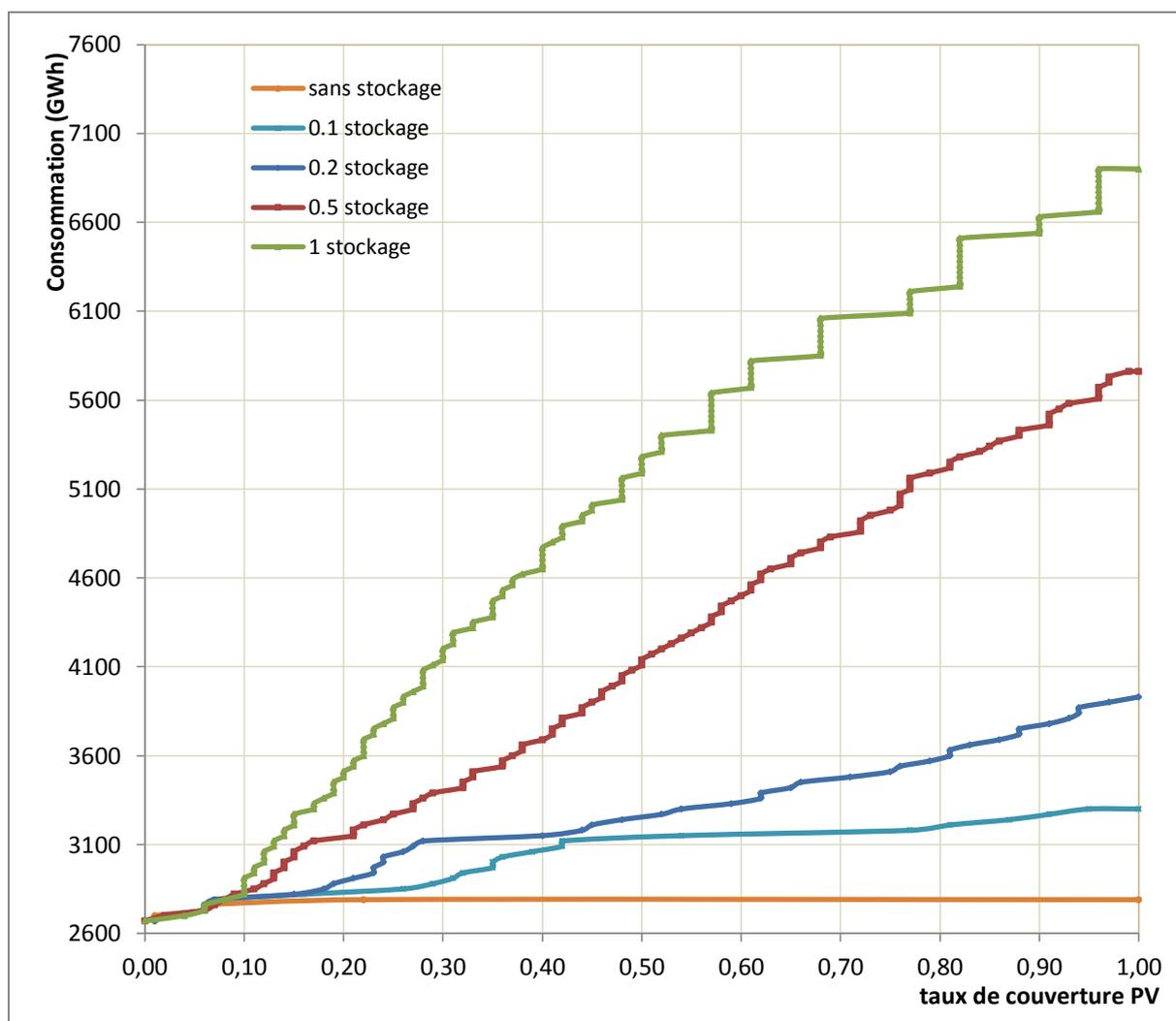


Figure 95 : consommation en fonction du stockage (seuil de saturation PV à 0,1)

## 12.5. La production éolienne

En ce qui concerne les éoliennes, nous faisons d'abord évoluer la puissance installée éolienne sans ajouter du photovoltaïque. Nous observons une variation plus grande en termes de production éolienne et de marge de réserve, qui indique une grande stochasticité de ce processus. En effet, les éoliennes sont modélisées de manière ponctuelle dans trois fermes (cf. Tableau 29), dont chacune a une puissance installée beaucoup plus grande que celle d'une installation photovoltaïque individuelle. De ce fait, la variation de la production éolienne est assez synchronisée et importante.

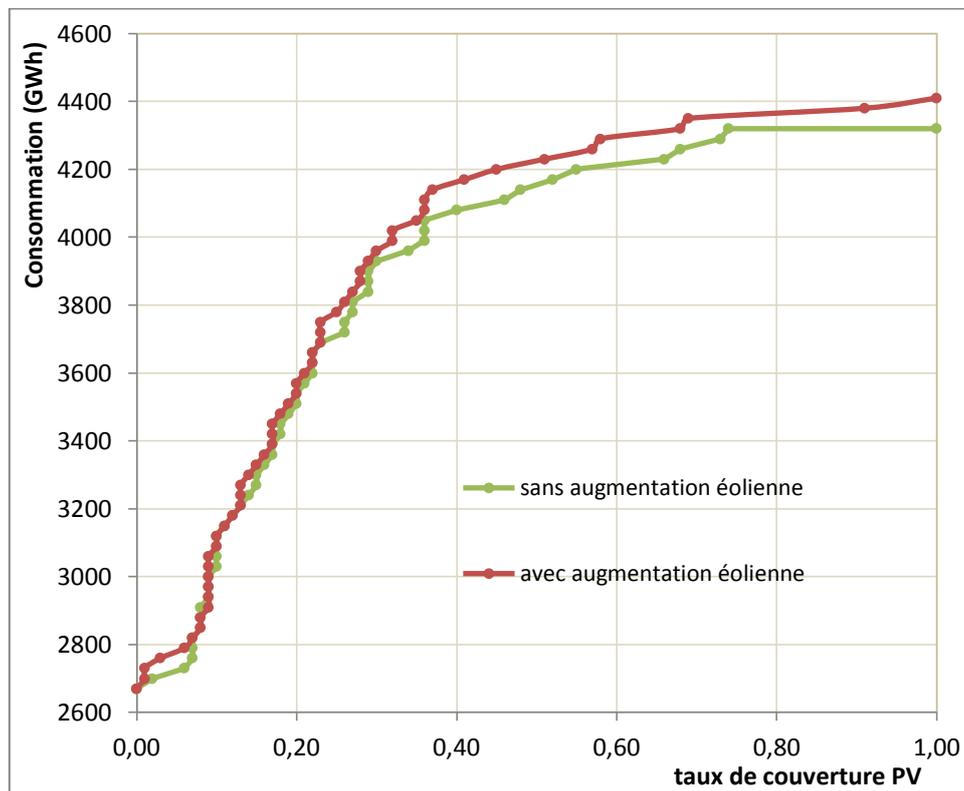
Le Tableau 29 présente les puissances installées actuelles des trois fermes et leurs puissances dans le scénario d'expansion. Parmi les trois fermes, celle de la Petite-île n'existe pas encore actuellement. Dans le scénario d'expansion, sa puissance sera de 33 MW. La puissance installée de la ferme Sainte Suzanne sera d'environ 41 MW de plus que sa

puissance actuelle. Il n'y aura pas d'augmentation de puissance dans la ferme Sainte Rose. La puissance installée totale des trois fermes éoliennes dans les scénarios, soit 90 MW, correspond à la potentialité éolienne évaluée par des études antérieures (cf. § 10.2.1).

Ferme	MW actuel	MW scénarios
Sainte Suzanne	10,2	50,9
Sainte Rose	6,3	6,3
Petite-île	0,0	33,0
<b>Total</b>	<b>16,5</b>	<b>90,2</b>

**Tableau 29 : les fermes éoliennes et leurs puissances installées actuelles et dans le scénario d'expansion**

Les consommations qui peuvent être satisfaites, avec ou sans une puissance installée éolienne supplémentaire, sont représentées par la Figure 96 :



**Figure 96 : consommations pouvant être satisfaites, avec ou sans une puissance installée éolienne supplémentaire (stockage de 50 % de la puissance installée du PV, seuil de saturation PV de 0,5)**

Avec un taux de couverture du PV inférieur à 6 %, l'installation de ces 74 MW éoliens supplémentaires augmente considérablement la consommation : environ 60 GWh de plus que pour une configuration sans éolienne supplémentaire. Ensuite, pour un taux de couverture du PV entre 6 % et 26 %, une expansion éolienne n'influence pas trop le résultat de simulation (entre 0 et 30 GWh de gain de consommation avec une expansion). Cependant à partir de 26

% de couverture du PV, les éoliennes redeviennent efficaces, et même plus qu'avec un taux de couverture de PV inférieur à 6 % : avec par exemple 40 % de couverture du PV, les éoliennes supplémentaires permettent une consommation supplémentaire de 80 GWh.

## 12.6. La marge de réserve

Une marge de réserve moins grande permet une plus grande consommation, toutes choses égales par ailleurs. La Figure 97 ci-dessous montre la variation de la marge de réserve avec un seuil de saturation PV de 0,5 et un stockage à 50 % de la puissance installée du PV.

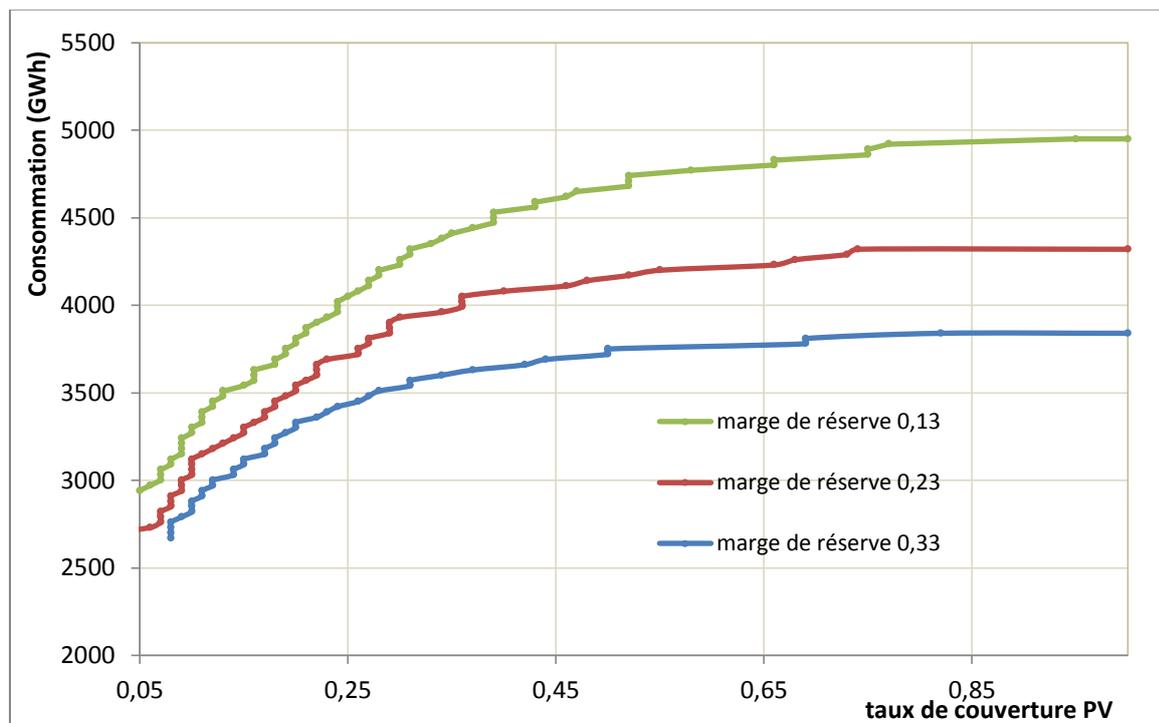


Figure 97 : variation de la marge de réserve avec un seuil de saturation PV 0,5 et un stockage à 50 % de la puissance installée du PV

Pour la plupart des tests de sensibilité réalisés, nous remarquons que la consommation marginale qui peut être satisfaite diminue quand le taux de couverture photovoltaïque grandit. Par exemple, dans la Figure 94, avec un stockage équivalent à 20 % de la puissance installée du photovoltaïque local, un taux de couverture passant de 10 % à 20 % permet de satisfaire 300 GWh de consommation supplémentaire ; avec un taux passant de 20 % à 30 %, on satisfait un peu plus de 100 GWh de consommation supplémentaire ; enfin, le passage du taux de 30 à 40 % ne peut satisfaire que 50 GWh de consommation supplémentaire.

## Chapitre 13. Les scénarios d'évolution

Dans le chapitre précédent, nous avons passé en revue différents paramétrages et leurs impacts sur le niveau de consommation qui peut être satisfait, le taux de couverture du PV progressant de 0 à 100 %. Dans ce dernier chapitre de la thèse, nous analysons les scénarios d'évolution du système électrique réunionnais.

Un **scénario technique** (cf. § 3.1 modèle technique), dans notre modèle, est un ensemble d'entrées du système qui va définir les valeurs de certains paramètres et leur évolution année par année (par courbes, coefficients d'évolution, etc.). Les autres variables sont calculées par le système de manière à ce que le système équilibre l'offre et la demande et satisfasse les différentes contraintes. En fonction des grandes lignes d'évolution du PV, nous définissons quatre scénarios techniques :

- **Scénario conservateur** : la demande augmente, la production photovoltaïque locale ne décolle pas, et c'est la production du TAC + diesel (turbine à gaz et groupe diesel) qui doit s'adapter pour faire face à cette augmentation de la demande.
- **Approche de développement PV** : la production PV augmente progressivement, en valeur absolue et même en proportion, et peut remplacer au moins une partie de la production fossile. Cette approche est composée de trois scénarios :
  - **Scénario de stabilité du conventionnel** : pour satisfaire la croissance de la demande électrique, il n'y a que la puissance installée de la production photovoltaïque qui est en augmentation (scénario PV 1).
  - **Scénario de diminution du conventionnel** : l'augmentation de la puissance installée de la production photovoltaïque s'accompagne d'une diminution de la puissance installée de la production TAC + diesel (scénario PV 2).
  - **Scénario adaptatif** : la progression du taux de couverture du PV est un processus long et qui peut s'accompagner du changement de la puissance installée des énergies thermiques. Ainsi, on fixe la courbe d'évolution PV, et le conventionnel s'ajuste (scénario PV 3).

Il existe bien d'autres types d'énergie renouvelable très intéressants et dont le développement est déjà évoqué dans des études antérieures (énergie océanique, canne fibre,

etc.), et le TAC + diesel n'est pas la seule énergie fossile sur l'île. Le fait de se baser uniquement sur le développement du PV pour structurer ces scénarios trouve son sens dans l'abondance énergétique de cette ressource sur île, dans le moyen décentralisé de la production qu'elle permet, qui nous intéresse d'avantage ici dans le cadre d'une transition énergétique, et dans la perspective que cette énergie deviendra l'énergie principale dans l'avenir. Face à l'intermittence des productions PV et éolienne, le TAC + diesel a un grand avantage d'être flexible, par rapport à la production du charbon. Ainsi dans les scénarios, le rapport de force entre le renouvelable et le fossile ne se joue que sur le PV local et le TAC + diesel. Ceci se justifie aussi par le propre des scénarios techniques qui sont une manière largement simplifiée de représenter les avenir possibles.

Pour chacun des quatre scénarios, les croissances de la demande électrique sont basées sur des projections de la demande annuelle (cf. Figure 52).

### **13.1. Principaux enseignements**

Avant d'explorer ces scénarios d'évolution du système énergétique réunionnais, nous donnons ici les principaux enseignements que la simulation de ces scénarios nous ont en particulier permis de mettre en évidence :

- Chaque scénario montre une hausse du prix de l'énergie. Ceci s'explique par le fait que les deux types d'énergie choisis pour l'observation (PV et diesel + TAC) sont relativement chers.
- Avec la hausse du prix énergétique, il est assez certain que la croissance débridée (et même la croissance moyenne) n'est pas réaliste. En revanche, ces courbes où la croissance de la consommation est linéaire sont très parlantes pour montrer la limite du renouvelable face à une consommation toujours croissante.
- Il faut compter beaucoup plus de puissance installée en PV qu'en diesel + TAC pour satisfaire le même niveau de demande. En effet, la capacité de crédit du PV et son facteur de production (cf. § 2.3.1) sont beaucoup plus petits que ceux des centrales diesel + TAC, de par l'intermittence de la production et la non adéquation de son profil par rapport à la demande du soir (pic du soir à 19h où la production PV est faible).
- Lorsque la puissance installée du conventionnel est stable, dans le cas d'un seuil de saturation PV élevé, la puissance installée du PV et le niveau de consommation ont plutôt une relation linéaire (cf. Figure 106). Néanmoins, le facteur de production du

PV est de moins en moins grand lorsque le taux de couverture du PV est de plus en plus élevé, ce qui se traduit dans les figures par une progression ralentie de la production du PV (cf. p. ex. Figure 109 et Figure 110).

- Au sein d'un scénario, les lignes qui connaissent une importante augmentation du flux électrique ne sont pas toujours les mêmes ; cela dépend de paramètres comme le seuil de saturation PV, la production TAC + diesel, la consommation, le stockage (cf. de Tableau 32 à Tableau 35)...
- L'éolien peut faire augmenter significativement le flux électrique maximal dans plusieurs lignes, bien que sa contribution à la consommation soit assez limitée (cf. Tableau 36 et Tableau 37). La nécessité de redimensionner le réseau pour accueillir la production éolienne a d'ailleurs été fréquemment mentionnée dans la littérature (Sabonnadière 2007b, Hadjsaïd 2010). De ce fait, même si son coût de production est très faible (0,13 c€/kWh), soit en dessous du coût de production toute énergie confondue dans tous les scénarios, à l'exception du scénario conservateur lorsque le coût du pétrole est faible ou moyen ; sa mise en valeur peut être coûteuse du fait du besoin de renforcement du réseau.
- Le seuil de saturation PV, le PV, le stockage et la consommation étant en interaction, ils doivent être pris en compte collectivement afin d'obtenir un paramétrage optimal pour un objectif donné (coût moindre, remplacement du fossile par du renouvelable, émissions de CO<sub>2</sub>...). De manière générale, il est souhaitable que l'augmentation du seuil de saturation PV se fasse en parallèle avec l'augmentation du taux de couverture du PV (cf. § 12.3).
- Les objectifs de remplacement du fossile par du renouvelable et de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> semblent toujours compatibles ; cependant, un remplacement du fossile par du renouvelable va à l'encontre d'une production moins chère, en raison du coût actuellement élevé de la production du PV. Or, il est vraisemblable que la production de masse et des avancées technologiques liées à cette production réduiront ce coût au cours du temps; ceci est à mettre en correspondance avec les prix des énergies conventionnelles qui risquent de monter fortement.

L'observation des différents scénarios nous montre que le processus de transition énergétique n'est possible que si deux conditions se réalisent :

- la demande croît raisonnablement pour ensuite se stabiliser (croissance sobre) ;
- le PV se développe conjointement.

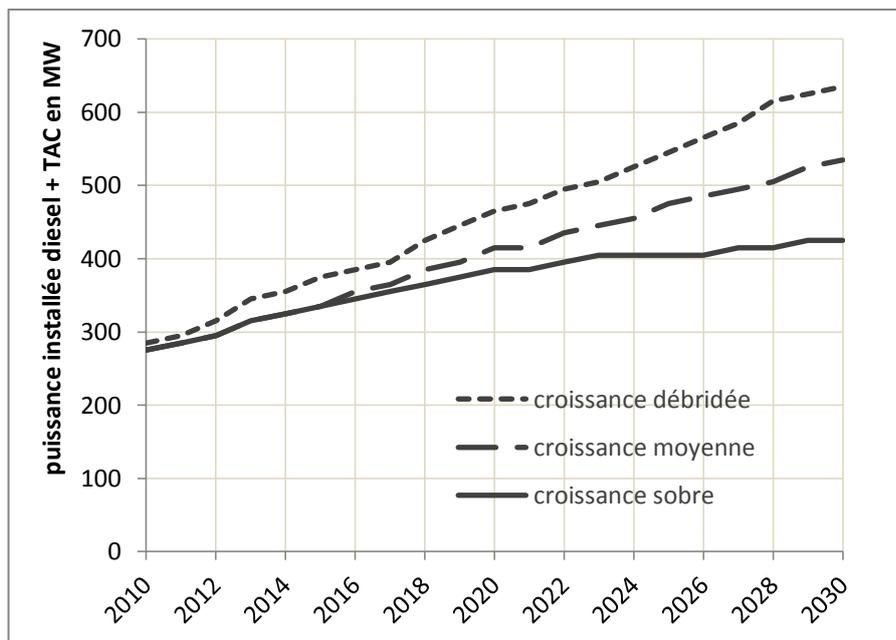
En effet, si la demande continue à croître comme dans le cas de croissance débridée ou moyenne, tôt ou tard la production du photovoltaïque ne suffira plus pour satisfaire cette demande. De ce fait, ce système énergétique ne sera pas viable sur le long terme (dans 30, 50, 100 ans...), même si le réseau futur s'adapte parfaitement à une production décentralisée, même si le taux de couverture du PV est très élevé, même si le stockage est suffisamment grand, etc.

Les matériaux de production seront-ils suffisants pour un développement massif du PV et du stockage à l'échelle globale ? Les matières premières pour fabriquer les matériels (panneaux, batteries) vont-elles s'épuiser ? Le processus de fabrication est-il énergivore ? D'où vient l'énergie (ressource fossile, ressource renouvelable...) ? Et est-ce souhaitable d'un point de vue écologique ? ...

### **13.2. Scénario conservateur**

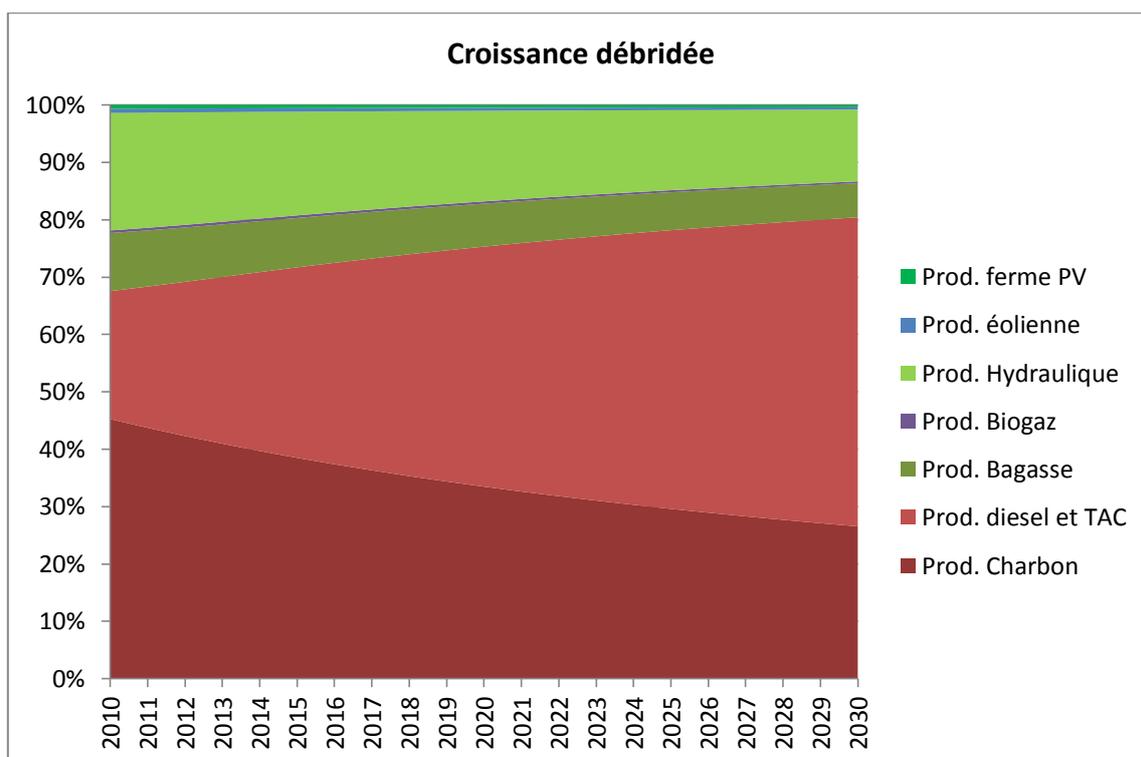
Pour adapter la production à la demande, les puissances installées des centrales diesel et TAC pour les trois projections de croissance de la demande sont représentées sur la Figure 98. En l'état actuel, la puissance installée du diesel + TAC est de 265 MW (chiffre 2009). En 2030, des puissances installées bien plus importantes seront nécessaires pour réaliser ce scénario :

- 635 MW (soit une augmentation de 140 %) pour le cas de croissance débridée ;
- 535 MW (soit une augmentation de 102 %) pour une croissance moyenne ;
- 425 MW (soit une augmentation de 60 %) pour une croissance sobre.



**Figure 98 : les puissances installées des centrales diesel + TAC correspondant aux croissances de la demande selon les trois projections**

Les proportions des productions calculées par type de ressource, pour chacun des trois projections de croissance, sont représentées par les figures ci-dessous :



**Figure 99 : proportions des productions par type de ressource énergétique : cas croissance débridée**

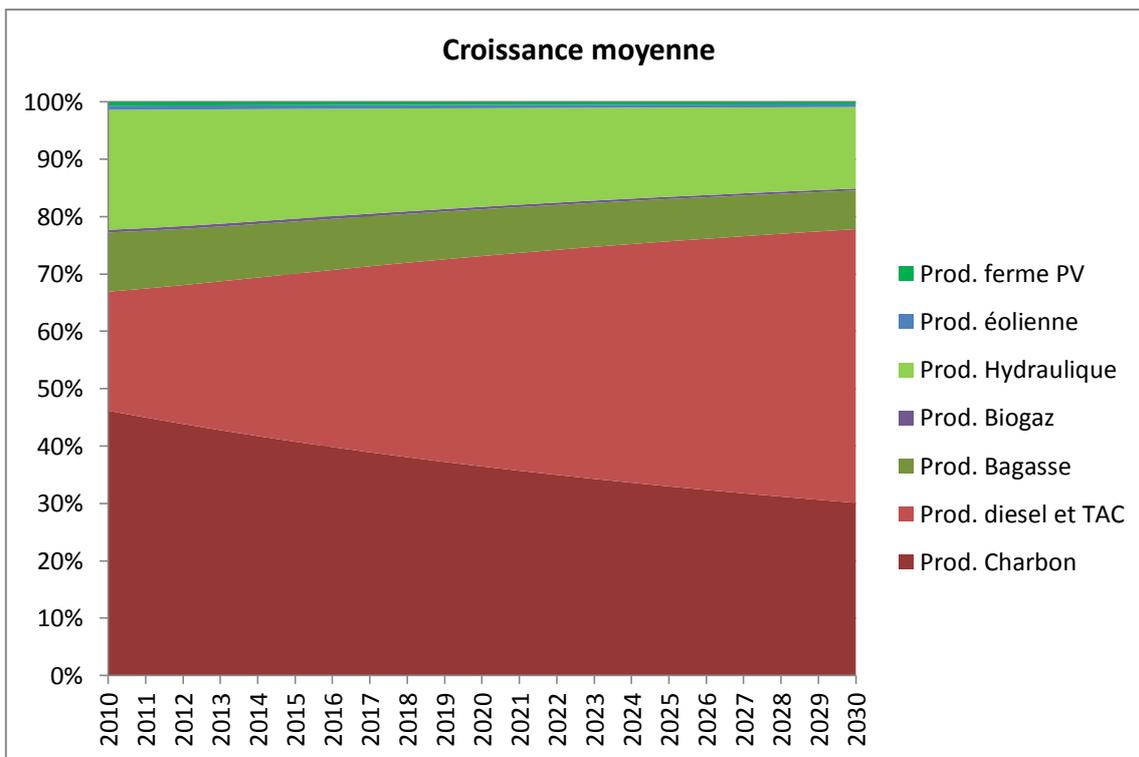


Figure 100 : proportions des productions par type de ressource énergétique : cas croissance moyenne

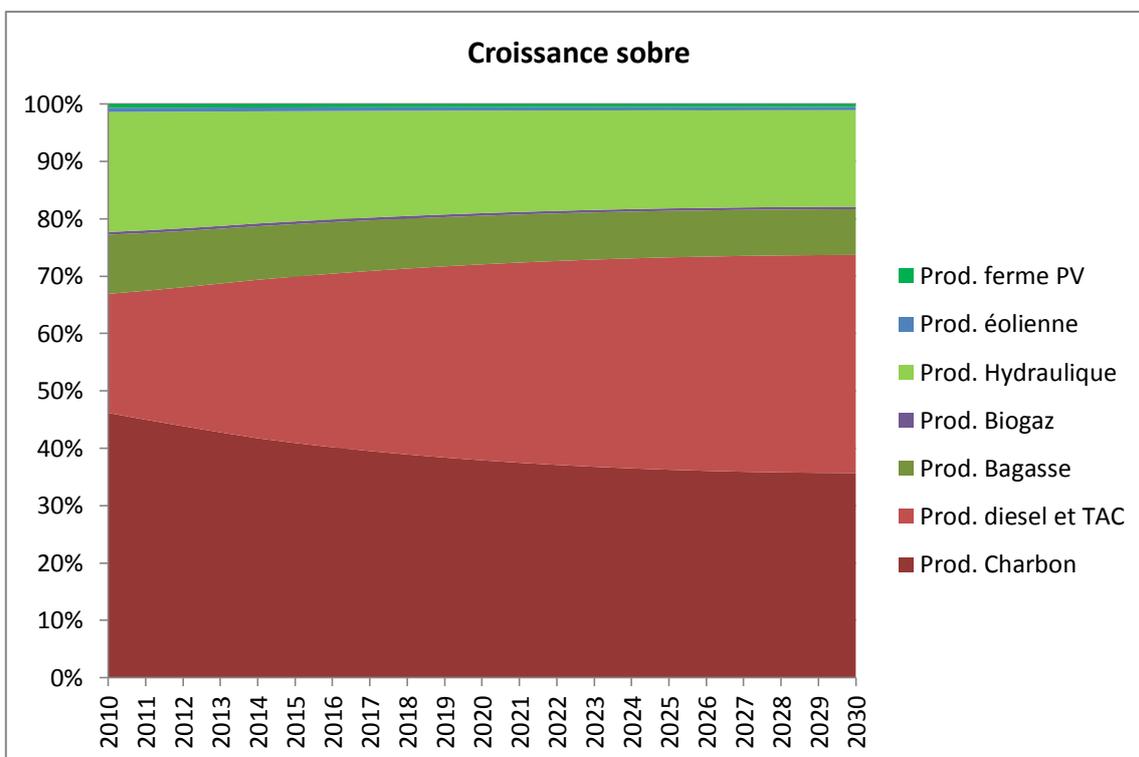


Figure 101 : proportions des productions par type de ressource énergétique : cas croissance sobre

Pour chacune des trois projections de croissance, la production diesel + TAC croît, tandis que les autres productions restent stables, en conséquence de quoi leur proportion dans la

production diminue. En 2009, la production diesel + TAC représente 20 % de la production totale, en 2030 elle représente 54 % dans le cas d'une croissance débridée, 48 % pour une croissance moyenne et 38 % pour une croissance sobre. La part de production renouvelable (bagasse, hydraulique, éolienne, PV, biogaz) diminue, de 33 % en 2009, à 14 % (croissance débridée), 15 % (croissance moyenne) et 18 % (croissance sobre) en 2030.

Le Tableau 30 représente l'évolution des flux maximaux sur quelques lignes électriques connectant des PS qui enregistrent des croissances assez grandes du flux électrique. Les lignes qui connaissent les plus fortes augmentations du flux sont les lignes qui sont connectées au PS des centrales diesel + TAC (numéros 5, 6, 22, 23, 25). Les lignes qui ont une croissance du flux moindre peuvent être les lignes qui sont assez éloignées de ces lignes de forte augmentation (lignes 1 et 4), mais aussi les lignes qui sont connectées à ces lignes (lignes 21 et 24).

configuration		évolution flux max sur ligne								
cons. GWh	Conv MW	1	4	5	6	21	22	23	24	25
2900	315	23%	15%	33%	32%	11%	25%	31%	3%	23%
3100	345	35%	23%	50%	49%	19%	39%	47%	1%	36%
3300	385	39%	31%	69%	69%	26%	57%	66%	2%	54%
3500	425	47%	41%	100%	100%	35%	82%	96%	22%	74%
3700	455	51%	49%	122%	120%	41%	97%	115%	38%	89%
3900	495	66%	66%	146%	144%	53%	114%	137%	55%	114%
4100	525	78%	68%	160%	161%	58%	131%	150%	78%	128%
4300	565	90%	84%	188%	186%	67%	151%	176%	101%	147%
4500	615	101%	92%	214%	214%	77%	173%	199%	110%	171%

**Tableau 30 : évolution des flux maximaux sur des lignes électriques**

Dans la mesure où la plupart de la production est basée sur des combustibles fossiles, le coût de production moyen d'électricité est très influencé par ces derniers. Le Tableau 31 détaille les coûts des combustibles fossiles de 2010 à 2030 selon trois scénarios, faibles, moyens et élevés. Les valeurs sont dans les fourchettes de coût issues des hypothèses du rapport PETREL pour le charbon<sup>68</sup> et du rapport AIE (IEA 2011a) pour le pétrole. Ici il s'agit d'hypothèses très simples ; dans la réalité, les coûts des combustibles ne vont jamais être stationnaires sur les 20 prochaines années, et une hausse du coût de l'un s'accompagnera peut-être d'une baisse du coût de l'autre.

<sup>68</sup> Les hypothèses de 2030 sur les coûts du charbon sont : 70 euros/tonne, 100 euros/tonne, 130 euros/tonne

	faible	moyen	élevé
coût charbon (euro/tonne)	70	90	110
coût pétrole (dollar/baril)	100	120	140

Tableau 31 : trois scénarios sur les coûts des combustibles : faibles, moyens et élevés

Les figures ci-dessous sont les coûts moyens actualisés de l'énergie (LCOE) selon les trois scénarios sur les coûts des combustibles<sup>69</sup>. Dans toutes les figures, les croissances de la consommation entraînent une hausse des coûts de production. De plus, on constate que, plus les coûts des combustibles sont élevés et plus la consommation est grande, plus les coûts moyens de productions sont élevés. Ceci s'explique par le fait que, pour faire face à la croissance de la consommation, nous n'augmentons que la puissance installée des centrales TAC + diesel, une production dont le coût moyen est assez élevé par rapport à d'autres combustibles fossiles.

En fonction des hypothèses des coûts, et des projections de croissance de la demande, les coûts moyens du kWh en 2030 varient entre 0,11 euro/kWh et 0,15 euro/kWh.

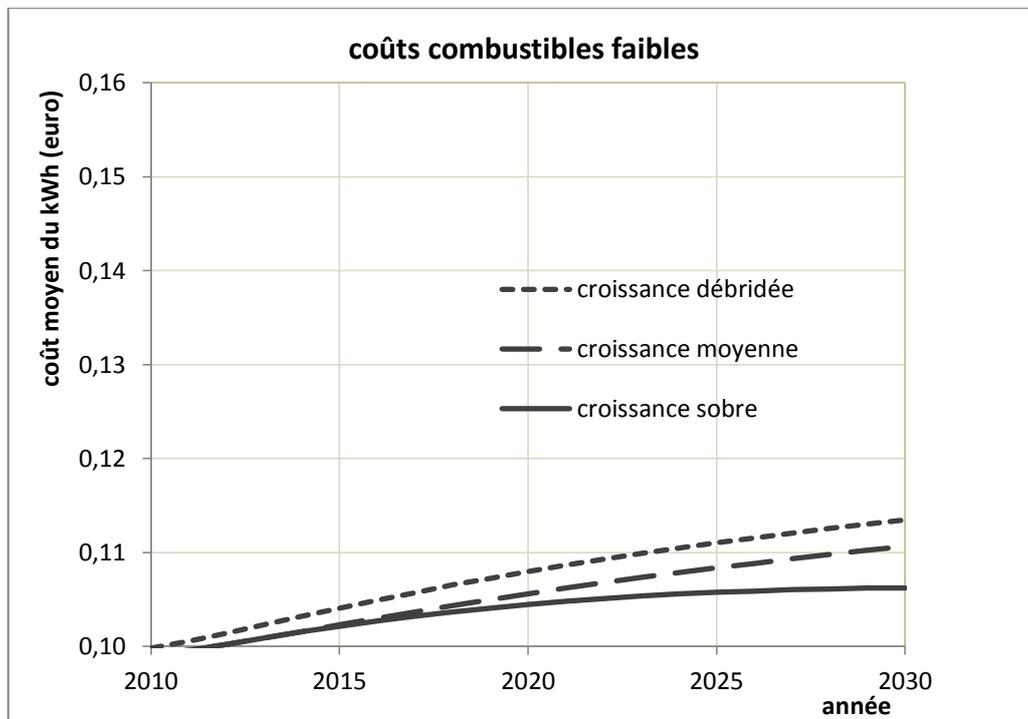
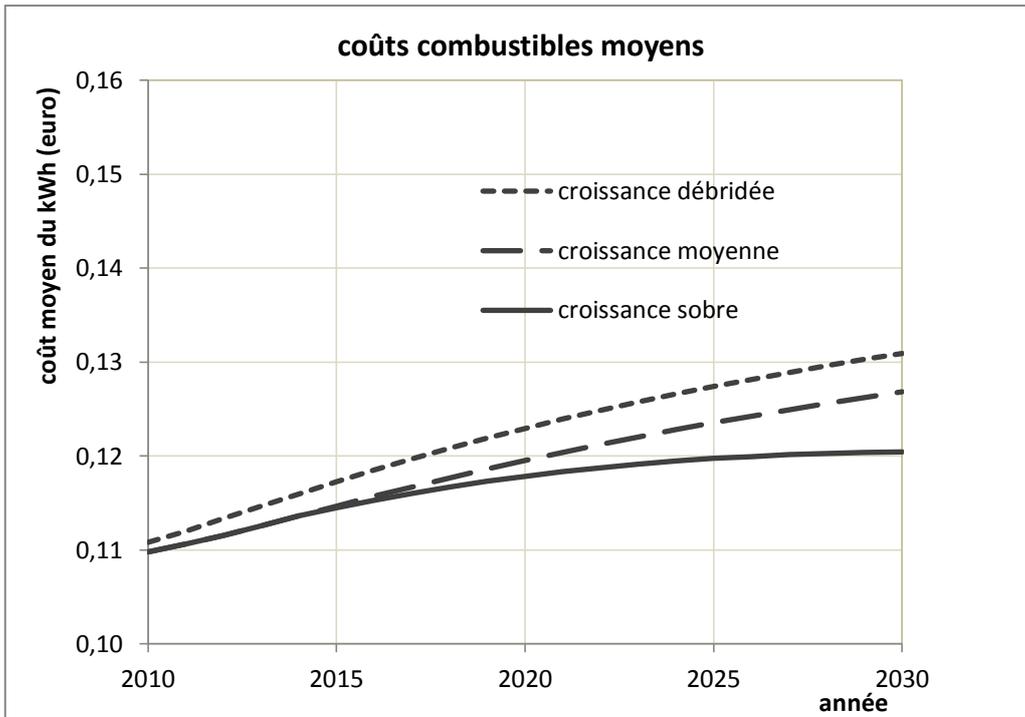
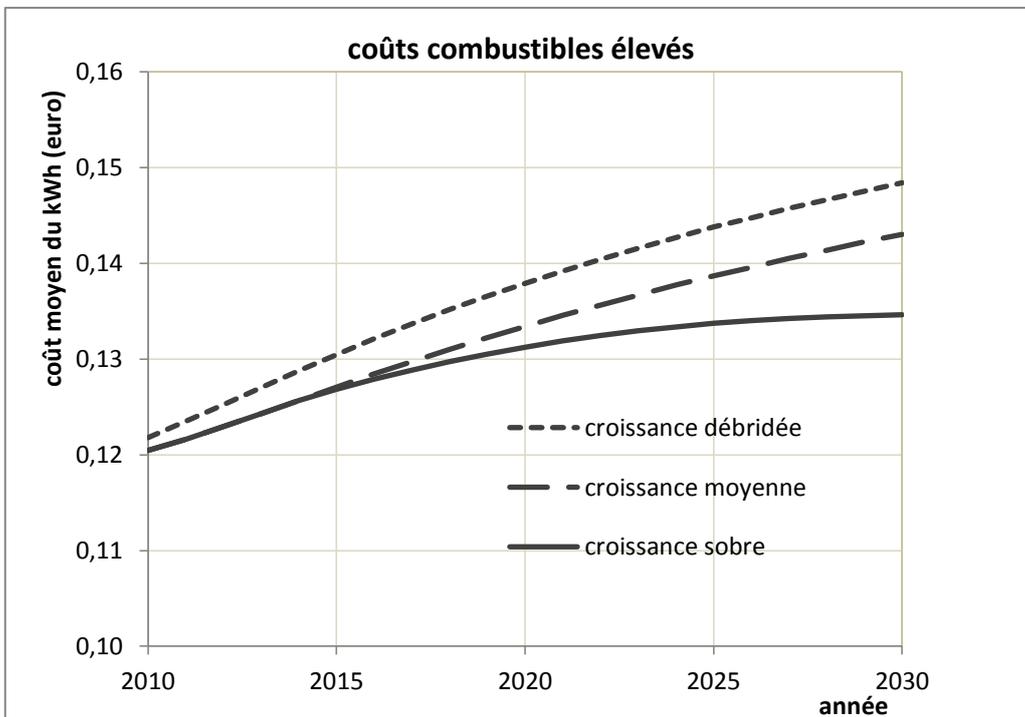


Figure 102 : coût moyen du kWh : cas des combustibles faibles

<sup>69</sup> la production biogaz, très faible à La Réunion, est exclue de ce calcul du coût moyen ainsi que des calculs du coût moyen dans les paragraphes suivants, du fait d'un manque d'information.



**Figure 103 : coût moyen du kWh : cas des combustibles moyens**



**Figure 104 : coût moyen du kWh : cas des combustibles élevés**

Les émissions de CO<sub>2</sub> sont représentées par la Figure 105. Nous adoptons les valeurs au 50<sup>ème</sup> percentile du tableau des émissions de CO<sub>2</sub> (cf. Tableau 4). En raison d'une proportion de plus en plus grande de production à partir des combustibles fossiles, le taux de croissance

des émissions est plus fort que celui de la consommation. Par exemple, pour une croissance débridée, la consommation augmentant de 90 % en 2030 par rapport à 2010, les émissions de CO<sub>2</sub> sont presque le double de celles de 2010.

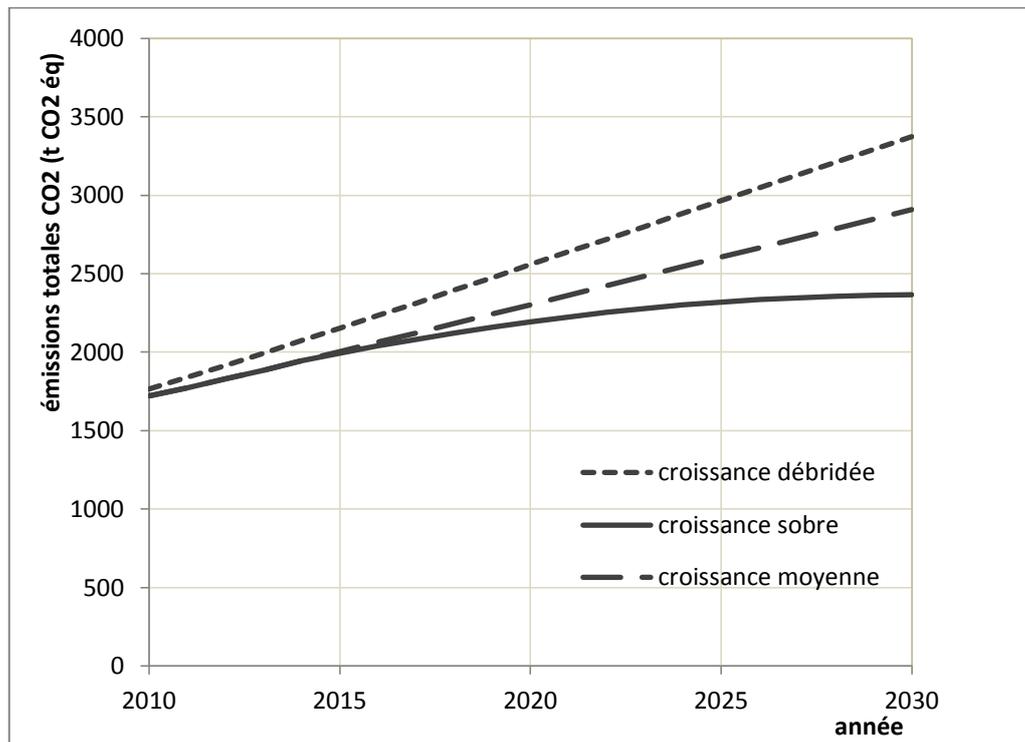


Figure 105 : émissions totales de CO<sub>2</sub> (en tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent) pour les trois projections de croissance

### 13.3. Scénario développement PV avec stabilité du conventionnel

Dans ce scénario de développement du PV (scénario PV 1), la puissance installée des centrales conventionnelles (diesel + TAC) reste invariante, et c'est la puissance installée du PV qui doit augmenter pour satisfaire la demande en électricité. La limite théorique est qu'on ne peut pas couvrir plus de toiture que ce qu'il y a, ce qui se traduit dans le modèle par un taux maximum de couverture du PV à 1. Si le taux de couverture du PV atteint 1, et que l'année où cela se produit est avant 2030, alors on peut dire que dans cette année la demande ne peut pas être atteinte, et les années suivantes non plus, puisque la demande est toujours de plus en plus élevée dans les trois projections de croissance.

Dans la Figure 106, les trois graphiques correspondent aux trois projections de croissance de la demande. Chaque graphique affiche également les taux de couverture du PV selon deux seuils de saturation PV (0,3 et 1). Les consommations sont projetées sur les axes de gauche, les taux de couverture sur les axes de droite.

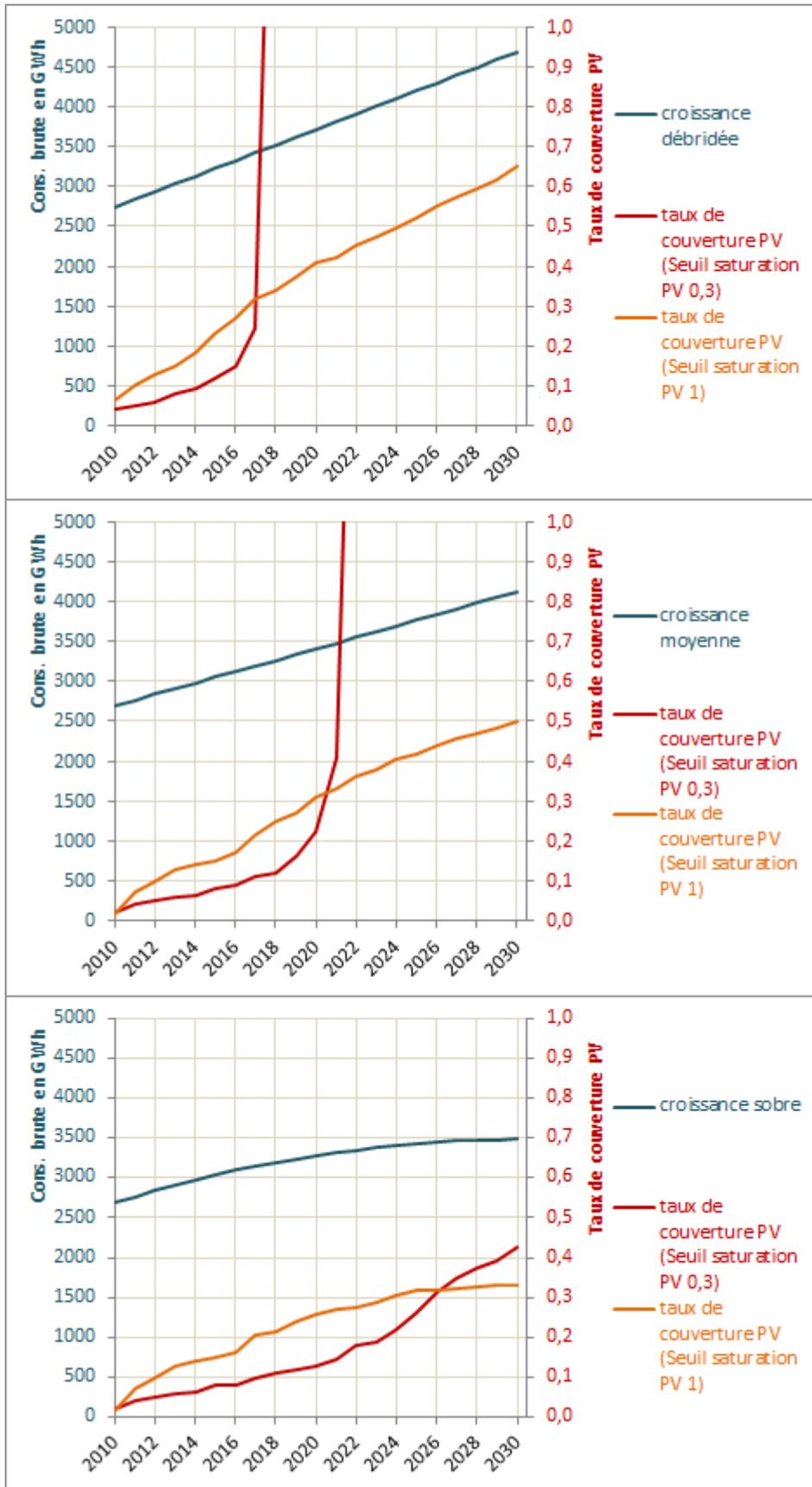
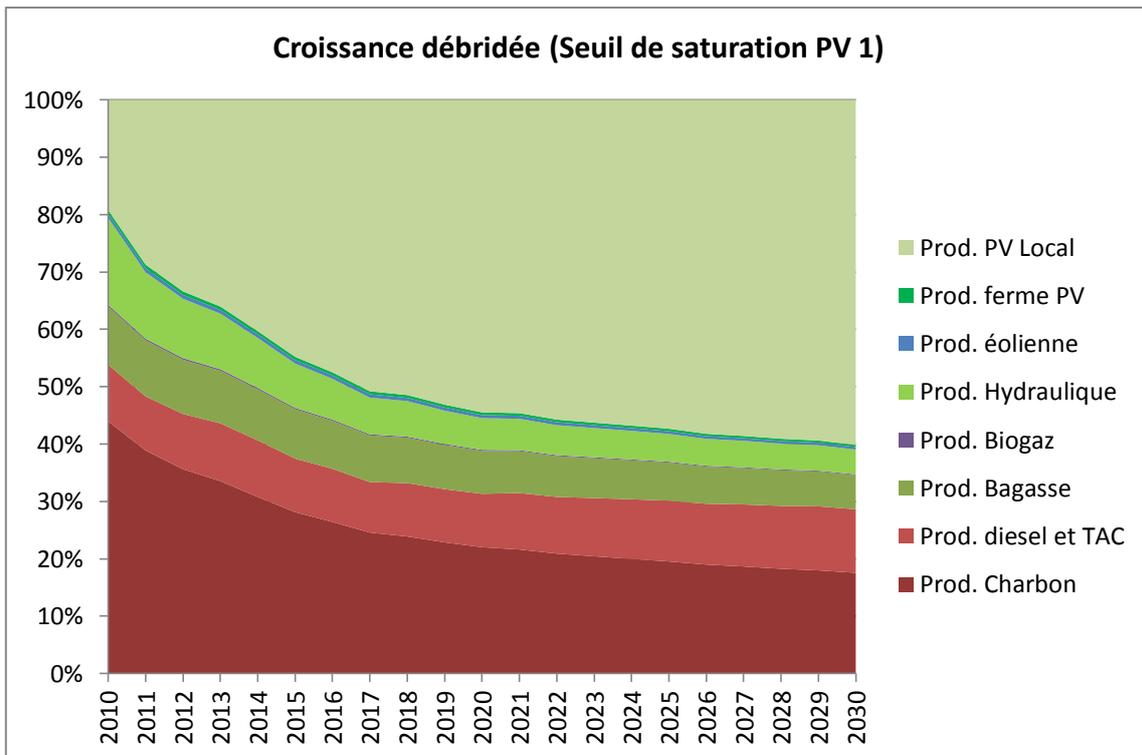


Figure 106 : taux de couverture nécessaire pour satisfaire les projections de croissance de la demande (stockage à 50 % de la puissance installée du PV)

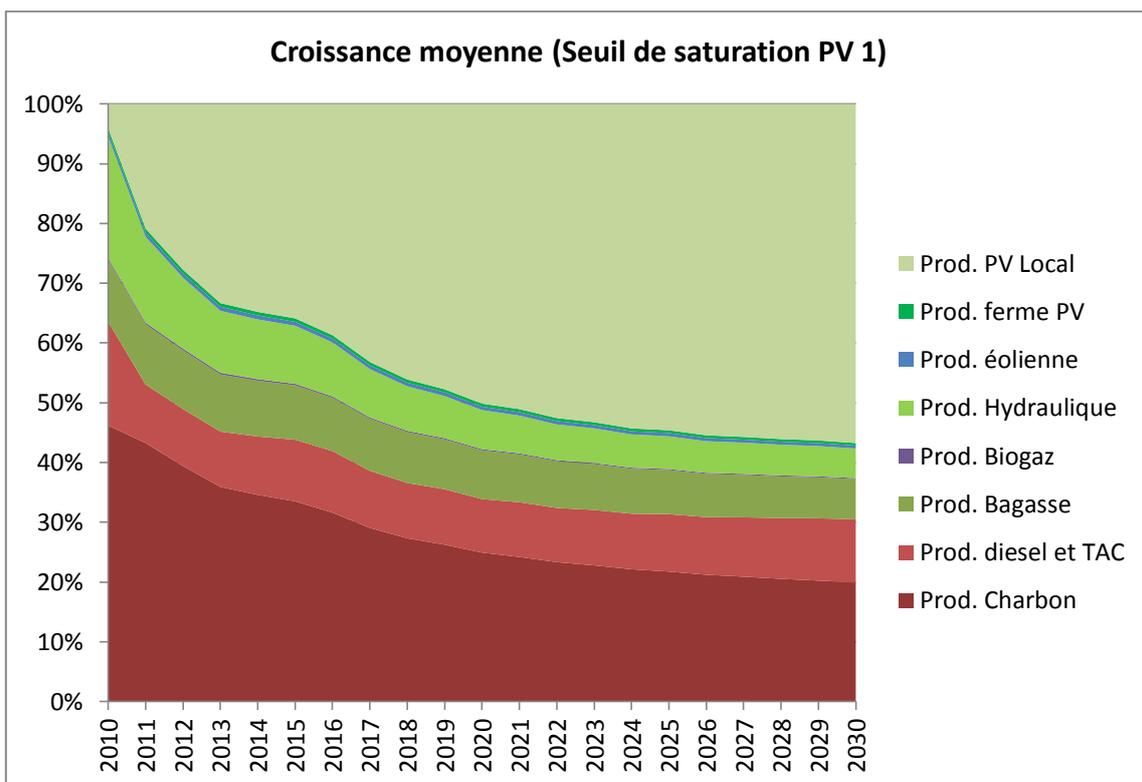
On remarque, dans les trois graphiques ci-dessus, que le taux de couverture du PV à un seuil de saturation PV de 1 (courbes orangées) est plutôt corrélé avec la consommation, ce qui signifie que, la consommation augmente proportionnellement au taux de couverture du PV. En revanche, pour satisfaire une croissance de la consommation linéaire, avec un seuil de saturation de 0,3 (courbes en rouge), il faut que le taux de couverture PV croisse de manière exponentielle. Une fois de plus (cf. § 12.3), on observe que, lorsque le taux de couverture du PV est grand, un seuil de saturation PV trop petit limite fortement la valorisation de la production PV.

Au départ, l'augmentation des taux de couverture du PV à un seuil de saturation PV de 0,3 est faible par rapport à un seuil de saturation PV de 1. C'est seulement en 2017 que ces taux passent les 10 % pour un seuil de saturation PV de 0,3, alors que c'est le cas dès 2011-2012 avec un seuil de saturation PV de 1. Cependant les taux pour un seuil de 0,3 commencent à grimper très vite à partir de 2016 (croissance débridée), de 2018 (croissance moyenne), et de 2024 (croissance sobre). Sur le graphique du haut et celui du milieu, le taux de couverture du PV atteint le plafond de 100 % en 2018 et 2020 respectivement. C'est seulement dans le scénario de croissance sobre que le taux de couverture du PV à un seuil de saturation PV de 0,3 reste inférieur à 50 % en 2030.

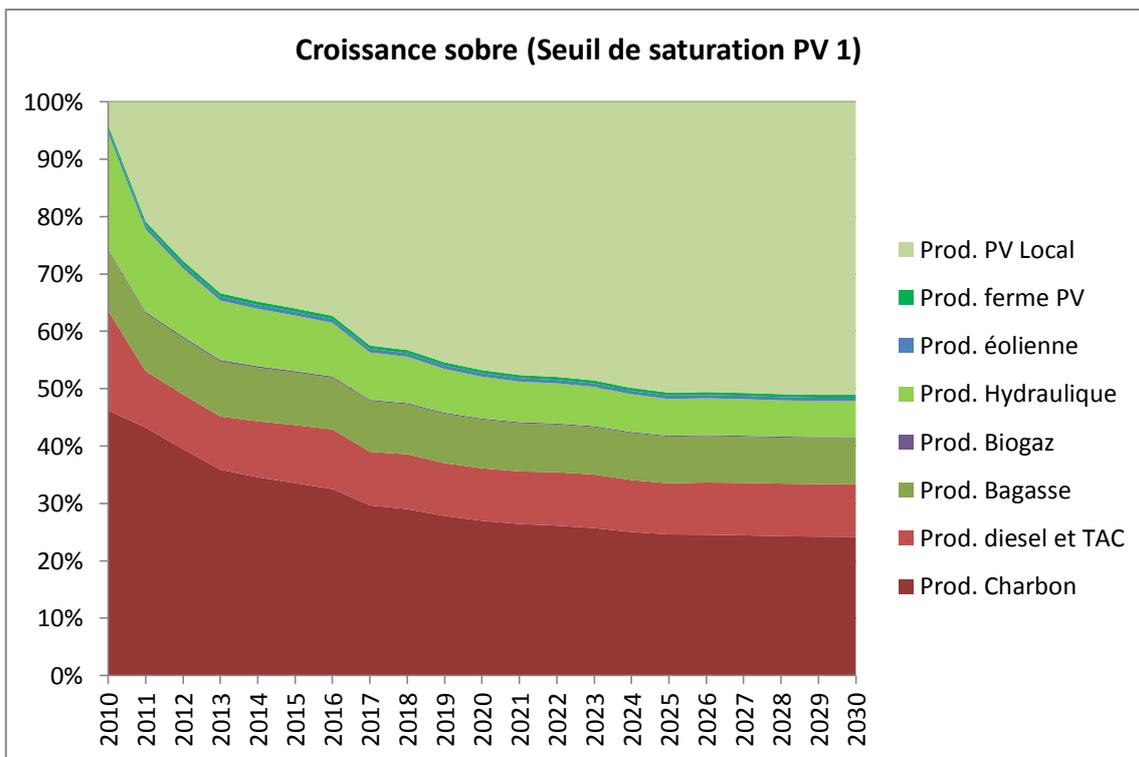
Les proportions des productions calculées par type de ressource énergétique, pour chacun des trois projections de croissance, à des seuils de saturation PV de 1 et de 0,3, sont représentées par les figures ci-dessous. Etant donné qu'à un seuil de saturation PV de 0,3, il n'y a que dans le scénario de croissance sobre que le taux de couverture du PV soit inférieur à 100 % en 2030, nous ne montrons ci-dessous que ce scénario, pour un seuil de saturation PV à 0,3.



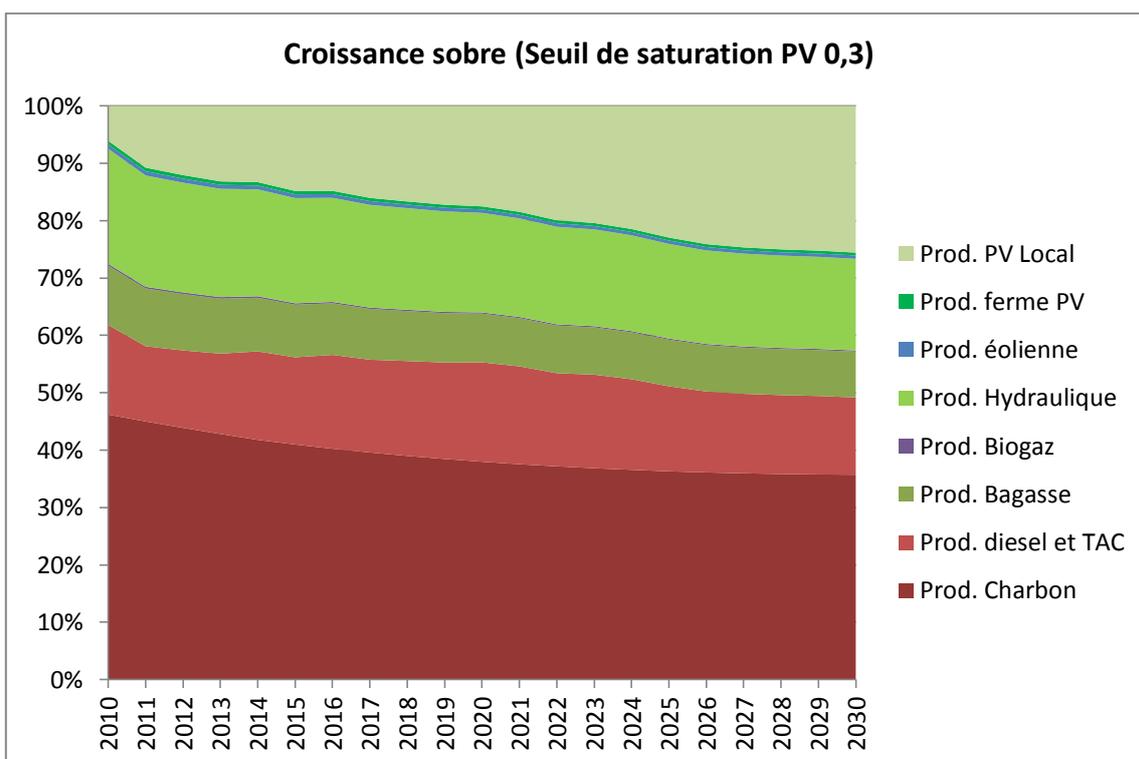
**Figure 107 : proportions des productions par type de ressource énergétique : seuil de saturation PV 1, cas croissance débridée**



**Figure 108 : proportions des productions par type de ressource énergétique : seuil de saturation PV 1, cas croissance moyenne**



**Figure 109 : proportions des productions par type de ressource énergétique : seuil de saturation PV 1, cas croissance sobre**



**Figure 110 : proportions des productions par type de ressource énergétique : seuil de saturation PV 0,3, cas croissance sobre**

Quels que soient le seuil de saturation PV et le scénario de croissance adopté, on observe un remplacement des productions fossiles (représentées en dégradé de rouge), notamment le charbon, par celles des renouvelables, en l'occurrence le photovoltaïque. L'effet de remplacement est le plus marqué pour un seuil de saturation PV de 1, quelles que soient les projections de croissance de la demande : par exemple, pour le scénario d'une croissance moyenne, entre 2010 et 2030, les productions fossiles en valeur absolue diminuent de 448 GWh (soit 23 %), malgré une croissance de la consommation de 794 GWh (soit 54 %).

Ceci s'explique par une amélioration du taux de valorisation de la production photovoltaïque avec un seuil de saturation PV plus grand. Avec un seuil de saturation PV à 0,3, à un niveau de couverture du photovoltaïque à 10 %, seuls 45 % de la production photovoltaïque sont valorisés. Avec un seuil de saturation PV à 1, toutes choses égales par ailleurs, le taux de valorisation de la production photovoltaïque peut atteindre les 89 % (733 GWh), soit deux fois plus qu'avec un seuil de saturation PV à 0,3.

Cependant, à un seuil de saturation PV de 1, la production hydraulique en valeur absolue baisse progressivement. Ceci s'explique par la fonction de dispatching un peu trop simpliste, définie dans le modèle, et par la manière dont la production hydraulique est limitée dans la simulation référentielle pour corriger ce manque de complexité. En effet, nous attribuons au départ une relativement grande capacité de production hydraulique dans les heures de pointe (de 9h à 20h), et une plus petite pour les autres heures. Cependant avec un taux croissant d'introduction du PV et un seuil de saturation PV très élevé, la production hydraulique dans les heures de pointe est de moins en moins sollicitée, car remplacée par la production PV.

De ce fait, à un seuil de saturation PV de 1, ce sont les productions diesel + TAC, censées être remplacées en premier par la production locale PV, qui finalement compensent en quelque sorte la production hydraulique devenue moins efficace.

L'intérêt du stockage est qu'il permet une plus grande valorisation du PV, toutes choses égales par ailleurs, ce qui permet une consommation plus grande. Comme le montre le test de sensibilité, avec le seuil de saturation PV de 0,3, même avec une très haute pénétration photovoltaïque (près de 100 %), sans stockage, la consommation satisfaite se limite à environ 2 700 GWh. Une grande partie de la production photovoltaïque est tout simplement perdue. Avec un stockage local équivalant à 20 % de la puissance installée du photovoltaïque, avec 20 % de couverture du photovoltaïque et avec un seuil de saturation PV de 0,3, plus de 500 GWh de consommation supplémentaire peuvent être satisfaits.

La production photovoltaïque locale valorisée étant soustraite directement de la demande totale d'un IRIS, même si la demande totale augmente, la demande au niveau des PS n'augmente pas forcément. Ainsi, lorsque la consommation n'est pas très élevée, avec un seuil de saturation PV de 0,3, il y a même parfois une diminution des flux sur les lignes. Sur les lignes reliant deux postes sources, nous observons une variation des flux comprise entre -17 % et 25 % par rapport à la simulation référentielle, comme le montre le Tableau 32. Cependant avec un seuil de saturation PV de 1, dans certaines lignes, les flux deviennent beaucoup plus importants que ceux dans la simulation référentielle.

cons. GWh	configuration			évolution flot max sur branche				
	PV	stockage	saturation	1	8	13	17	24
2698	10%	0%	0,3	-11%	4%	6%	6%	10%
2708	24%	0%	0,3	-14%	10%	8%	16%	13%
2718	77%	0%	0,3	-13%	11%	8%	25%	13%
2938	10%	20%	0,3	-17%	12%	6%	12%	11%
3238	20%	20%	0,3	-12%	-1%	4%	-3%	7%
3358	30%	20%	0,3	-6%	-1%	4%	1%	8%
2888	10%	20%	1,0	18%	25%	24%	79%	46%
3038	20%	20%	1,0	24%	29%	28%	89%	55%
3318	30%	20%	1,0	25%	39%	35%	101%	59%
2858	10%	0%	1,0	16%	23%	28%	64%	45%

**Tableau 32 : énumération exhaustive des lignes électriques reliant les postes sources qui dans au moins une des configurations enregistrent un flux maximum supérieur à 20 % du flux de la simulation référentielle**

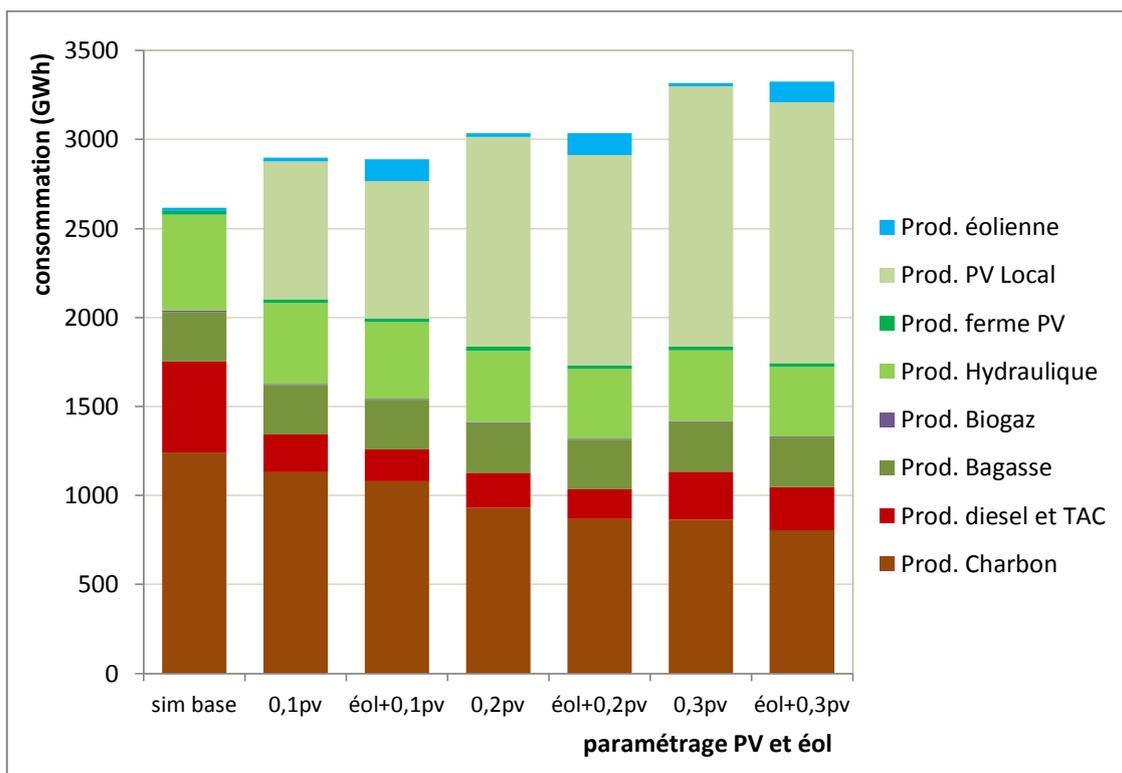
Avec un stockage de 50 % de la puissance installée du PV et avec un seuil de saturation PV de 1, pour différents niveaux de consommation, les lignes électriques où les flux électriques maximaux augmentent le plus sont énumérées dans le Tableau 33 :

configuration		évolution flux max sur ligne							
cons. GWh	Conv MW	5	6	13	17	22	23	24	25
2900	265	0%	1%	31%	56%	-4%	-1%	50%	-9%
3100	265	17%	15%	32%	52%	7%	16%	54%	2%
3300	265	26%	25%	35%	71%	14%	23%	60%	2%
3500	265	37%	36%	40%	71%	24%	33%	66%	14%
3700	265	56%	55%	53%	67%	37%	50%	78%	28%
3900	265	74%	75%	42%	68%	54%	67%	70%	40%
4100	265	76%	75%	46%	62%	59%	70%	76%	55%
4300	265	85%	83%	57%	74%	61%	77%	81%	58%
4500	265	82%	82%	64%	69%	63%	75%	90%	64%

**Tableau 33 : lignes électriques reliant les postes sources où les flux électriques maximaux augmentent le plus (stockage de 50 % de la puissance installée du PV, seuil de saturation PV de 1)**

Nous remarquons que les lignes 1 et 8 du Tableau 32 ne sont pas dans le Tableau 33, du fait de leurs croissances du flux relativement faibles selon ces nouveaux paramétrages. En effet, selon les paramétrages (consommation, seuil de saturation PV, taux de couverture du PV, stockage), ce ne sont pas forcément les mêmes lignes qui enregistrent les plus grandes augmentations du flux.

Dans ce Tableau 33, comme dans le Tableau 30 pour le scénario conservateur, nous retrouvons les mêmes lignes (numéros 5, 6, 22, 23, 25) connectées au PS des centrales diesel + TAC. Néanmoins les augmentations des flux dans ces lignes sont beaucoup moins importantes. Les lignes 13 et 17 sont assez éloignées de ces lignes.



**Figure 111 : production éolienne combinée avec production photovoltaïque, avec le seuil de saturation PV à 1 et la puissance du stockage à 20 % de la puissance PV**

La Figure 111 montre quelques paramétrages de la puissance installée du PV local et de l'éolien, et la production par type d'énergie avec ces paramétrages. Par exemple, la deuxième colonne (0,1pv) représente une couverture du photovoltaïque à 10 % sans évolution de la puissance installée éolienne ; la troisième colonne (éol+0,1pv) représente une couverture du photovoltaïque à 10 % avec 74 MW d'éolienne supplémentaire installés.

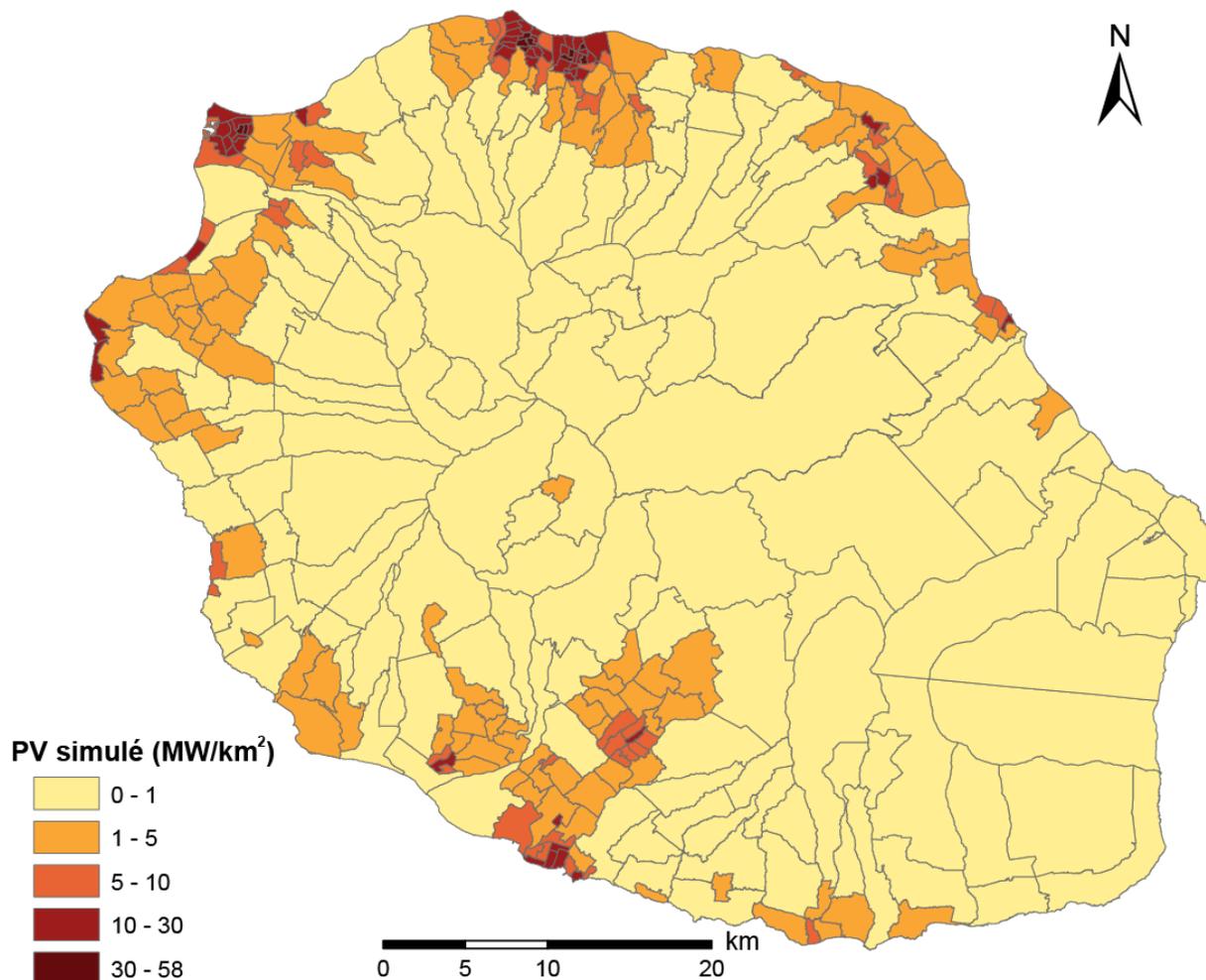
Relativement peu de puissance éolienne a été ajoutée par rapport à la simulation référentielle ; la consommation satisfaite n'a donc quasiment pas augmenté.

configuration				évolution flot max sur branche								
cons. GWh	PV	stockage	Eol MW	1	2	7	8	13	15	16	17	24
2888	10%	20%	90,2	20%	63%	47%	25%	27%	38%	15%	78%	43%
3038	20%	20%	90,2	29%	64%	43%	31%	35%	34%	18%	107%	56%
3318	30%	20%	90,2	35%	52%	48%	40%	40%	34%	27%	94%	70%
2678	0%	0%	90,2	9%	-1%	37%	2%	8%	25%	1%	48%	10%
2858	10%	0%	90,2	30%	63%	43%	25%	27%	40%	18%	83%	44%

**Tableau 34 : énumération exhaustive des lignes électriques reliant les postes sources qui dans au moins l'une des configurations enregistrent un flux maximum supérieur à 20 % du flux de la simulation référentielle, avec le seuil de saturation PV à 1**

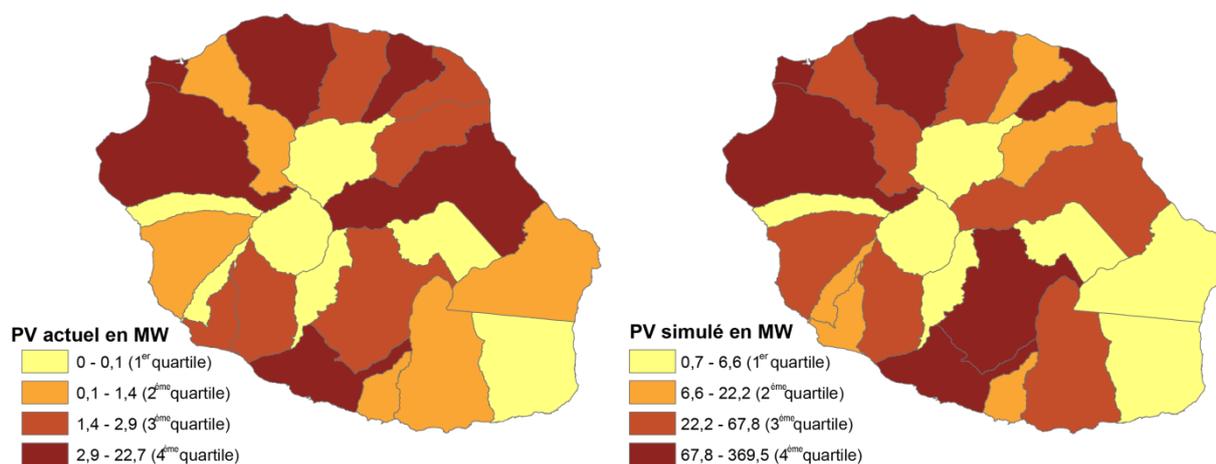
Nous observons, dans le Tableau 34, les mêmes lignes électriques (lignes 1, 8, 13, 17 et 24) que dans le Tableau 32, ainsi que les lignes numéros 2, 7, 15, 16, qui enregistrent une augmentation importante du flux maximum par rapport à la simulation référentielle.

Dans les analyses précédentes, l'augmentation du taux de couverture du PV est homogène sur toute La Réunion. Néanmoins, étant donné que ni la courbe de la consommation, ni celle du rayonnement solaire n'est identique pour chaque IRIS, il se trouve que dans certains IRIS le taux de valorisation de la production PV est un peu plus élevé que dans autres IRIS. Afin de privilégier le développement du PV dans ces IRIS, nous faisons augmenter le taux de couverture du PV seulement lorsque le taux de valorisation de la production PV d'un IRIS est supérieur à la moyenne ; à un niveau de demande de 3 500 GWh, nous obtenons une carte (Figure 112) de la répartition de la puissance installée par kilomètre carré pour chaque IRIS.



**Figure 112 : puissance installée du PV en MW par kilomètre carré pour une demande annuelle de 3500 GWh (seuil de saturation PV de 1, stockage de 50 % de la puissance installée du PV)**

Ce résultat correspond approximativement au potentiel de réceptivité énergétique de rayonnement annuel global horizontal à 12 m du sol (cf. Figure 74). Toutefois, sur cette carte, nous observons que les IRIS d'activité (ceux au Port et à St Pierre) ont une puissance installée relativement plus élevée. Ceci s'explique, d'une part, par leur consommation annuelle relativement importante, demandant donc une plus grande production de PV ; d'autre part, par leur profil de charge (cf. Figure 60) qui coïncide avec le profil de rayonnement solaire (augmentation le matin, pic vers midi, diminution l'après-midi), ce qui facilite une plus grande valorisation de cette production.



**Figure 113 : comparaison entre les rangs des communes, observés et simulés, en termes de puissance installée de PV (méthode des quartiles)**

La Figure 113 est une comparaison entre les rangs des communes, observés et simulés, en termes de puissance installée de PV. Toutes deux excluent la ferme solaire à Ste Rose (15 MW).

Les communes sont réparties en classe d'effectif égal. Sur les deux cartes, nous retrouvons à peu près les mêmes communes qui ont les plus grandes puissances installées et les plus faibles puissances installées.

Un taux de couverture du PV différencié en fonction de la valorisation de la production permet en quelque sorte d'optimiser la diffusion du PV. Néanmoins, la simulation devient alors très longue pour trouver un taux de couverture optimisé pour chaque niveau de consommation. Dans les analyses qui suivent, le taux de couverture du PV pour chaque IRIS reste donc homogène.

Les quatre figures ci-dessous représentent les coûts de production moyens du PV local, du stockage, du PV local plus stockage<sup>70</sup>, ainsi que les coûts de production toute énergie confondue, dans les trois projections de croissance de la demande. Le coût moyen de stockage, très élevé au départ (plus de 0,5 euro/kWh), diminue rapidement, et se stabilise

<sup>70</sup> le coût moyen du PV et celui du stockage additionnés ensemble n'est pas le même que celui du (PV + stockage) : il faut multiplier le coût moyen de PV (en euro/kWh) par sa production (en kWh), pour avoir le coût total de cette production (noté  $C_1$ ). De même pour le calcul du coût total du stockage (noté  $C_2$ ), et de même pour le coût PV+ stockage (noté  $C_3$ ). Et on a :  $C_1 + C_2 = C_3$ .

finalement à environ 0,1 euro/kWh. Ceci s'explique par son facteur de production, extrêmement petit au départ, qui grandit rapidement et qui se stabilise ensuite.

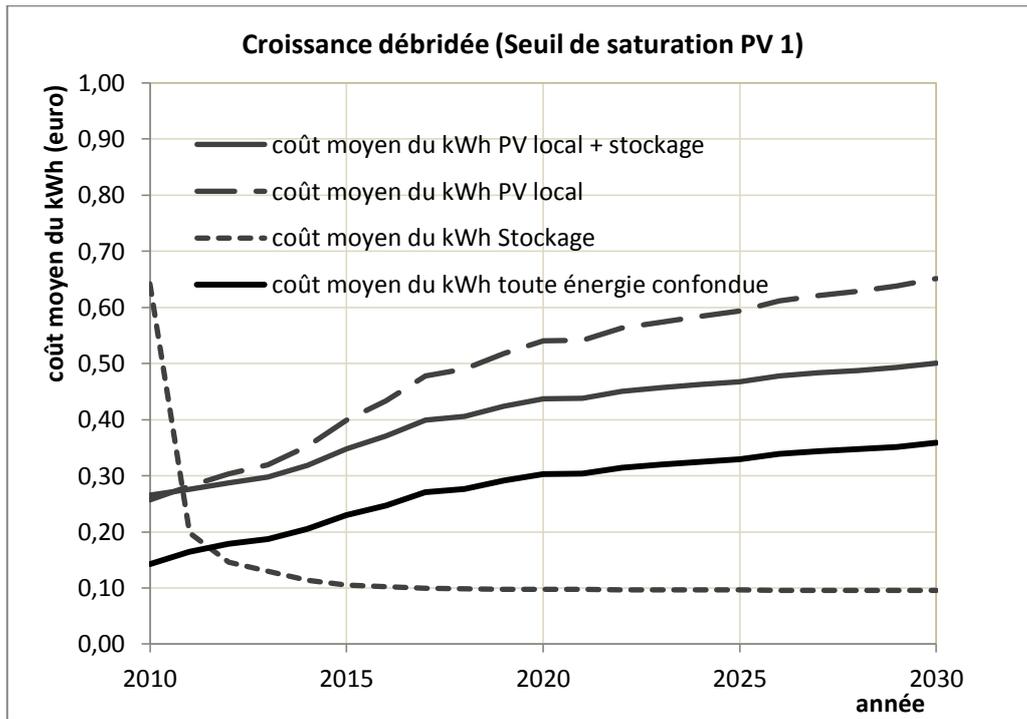


Figure 114 : coûts moyens des productions (croissance débridée, seuil de saturation PV 1, stockage 0,5 de la puissance installée du PV)

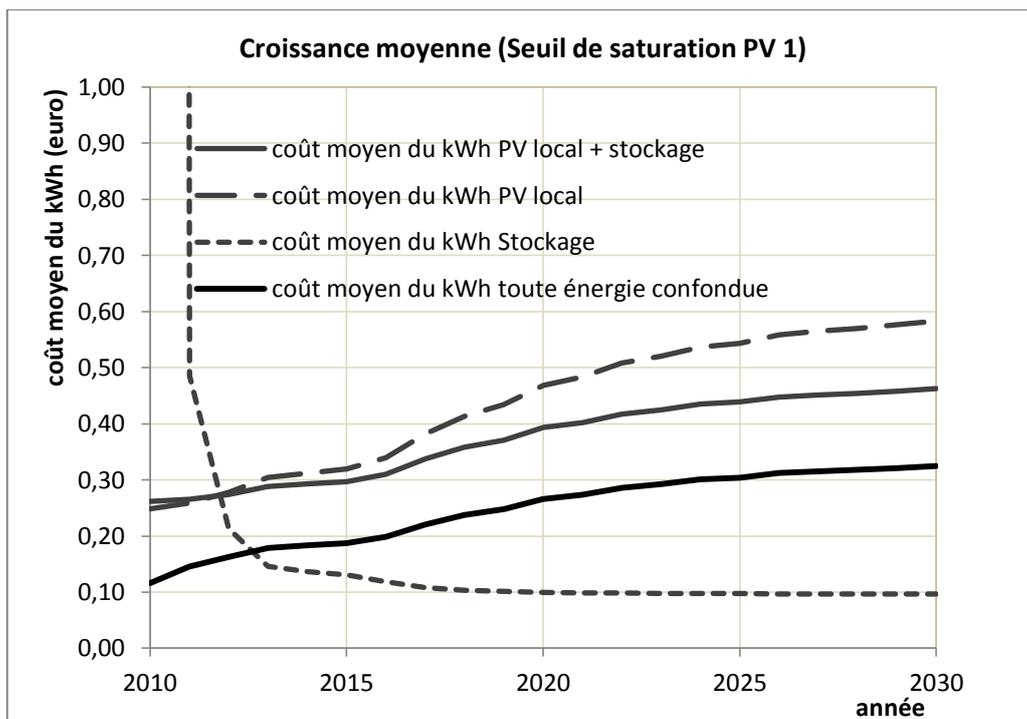
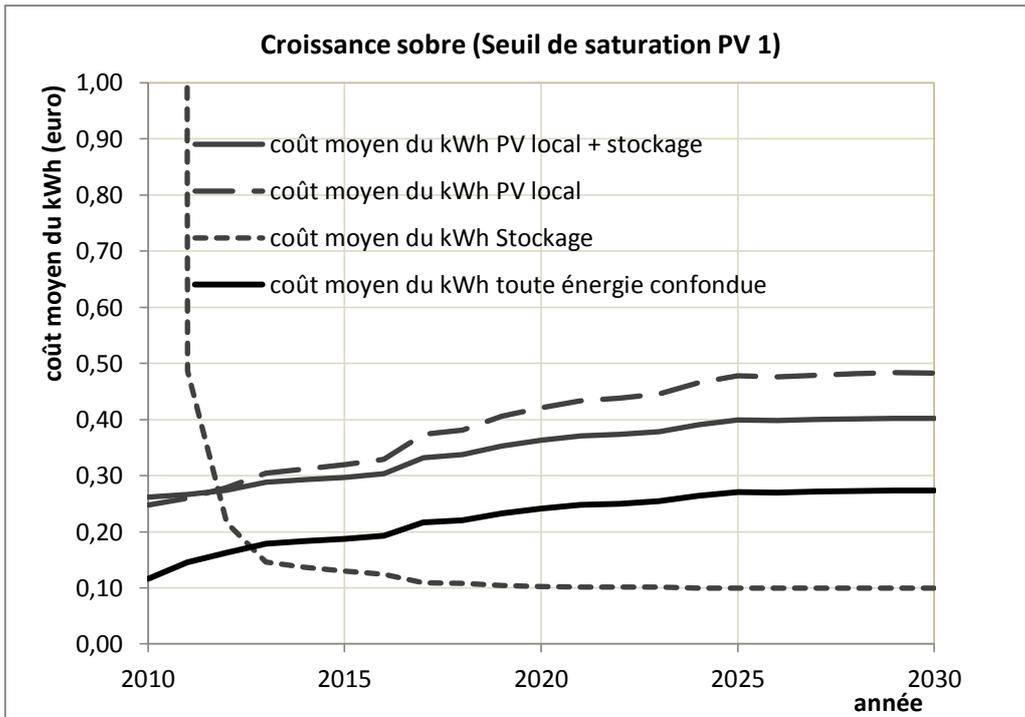
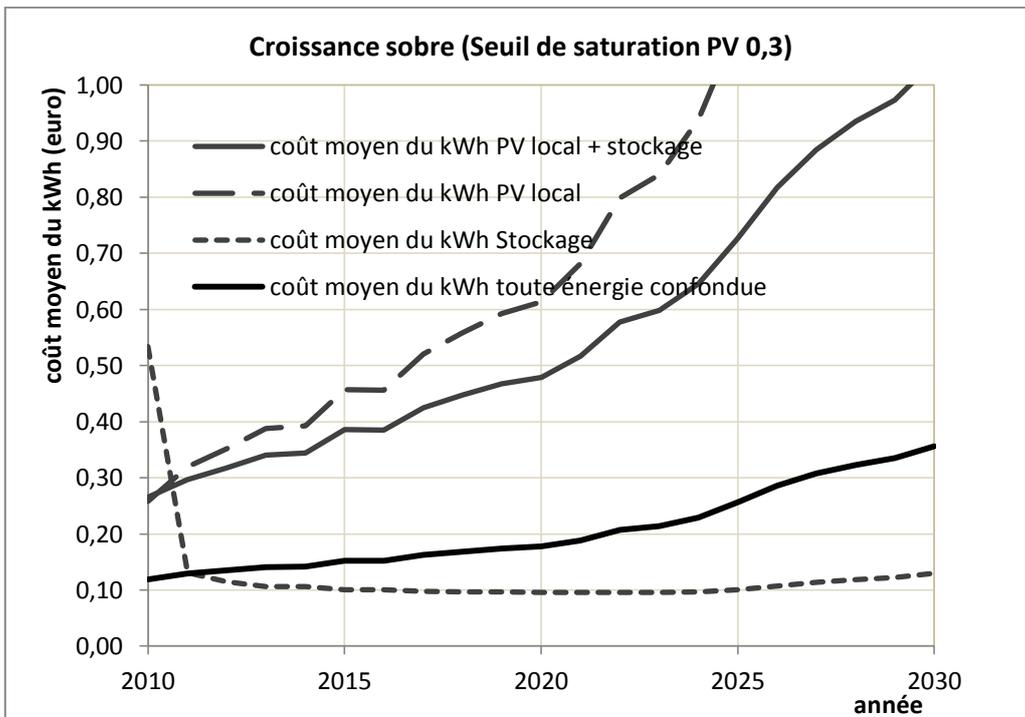


Figure 115 : coûts moyens des productions (croissance moyenne, seuil de saturation PV 1, stockage 0,5 de la puissance installée du PV)



**Figure 116 : coûts moyens des productions (croissance sobre, seuil de saturation PV 1, stockage 0,5 de la puissance installée du PV)**



**Figure 117 : coûts moyens des productions (croissance sobre, seuil de saturation PV 0,3, stockage 0,5 de la puissance installée du PV)**

Pour calculer le coût moyen du kWh des énergies fossiles, nous adoptons l'hypothèse moyenne<sup>71</sup>. La production PV étant extrêmement chère, et sa proportion étant relativement grande dans le mix énergétique, les coûts moyens du kWh toute énergie confondue deviennent assez élevés. En 2030, dans le cas d'une croissance débridée, ces coûts représentent 242 % des coûts dans le scénario conservateur ; ce chiffre est de 227 % pour une croissance moyenne et de 203 % pour une croissance sobre.

Pour le scénario de croissance sobre (Figure 116 et Figure 117), nous observons que, avec un seuil de saturation PV de 1, les coûts moyens de productions sont toujours inférieurs à ceux avec un seuil de saturation PV de 0,3 jusqu'en 2025, malgré un coût moyen du PV plus élevé dès le début. Ceci s'explique par une production beaucoup moins importante du PV avec un seuil de saturation PV de 0,3 (cf. Figure 109 et Figure 110). Ainsi, si la priorité est une maîtrise du prix de production, un seuil de saturation PV à 0,3 est plus avantageux jusqu'en 2025 ; en revanche si la priorité est une plus grande production renouvelable, alors c'est un seuil de saturation PV à 1 qui est plus avantageux.

Malgré la croissance de la consommation, les émissions de CO<sub>2</sub> n'augmenteront pas en 2030, comparées à celles de 2010. Avec un seuil d'IRIS de 0,3, les émissions de CO<sub>2</sub> sont supérieures qu'avec un seuil d'IRIS de 1, même si la croissance est sobre. Ceci s'explique par le fait que, avec un seuil de saturation PV à 0,3, le remplacement de la production fossile par la production renouvelable est bien moindre (cf. Figure 110). Dans ce scénario du développement PV 1 (seuil de saturation PV à 1), les émissions de CO<sub>2</sub> en 2030 pour les trois projections de croissance ne sont que de 43 % (croissance débridée), de 46 % (croissance moyenne) et de 52 % (croissance sobre) des émissions obtenues dans le scénario conservateur.

---

<sup>71</sup> de même pour les scénarios du développement PV 2 et 3

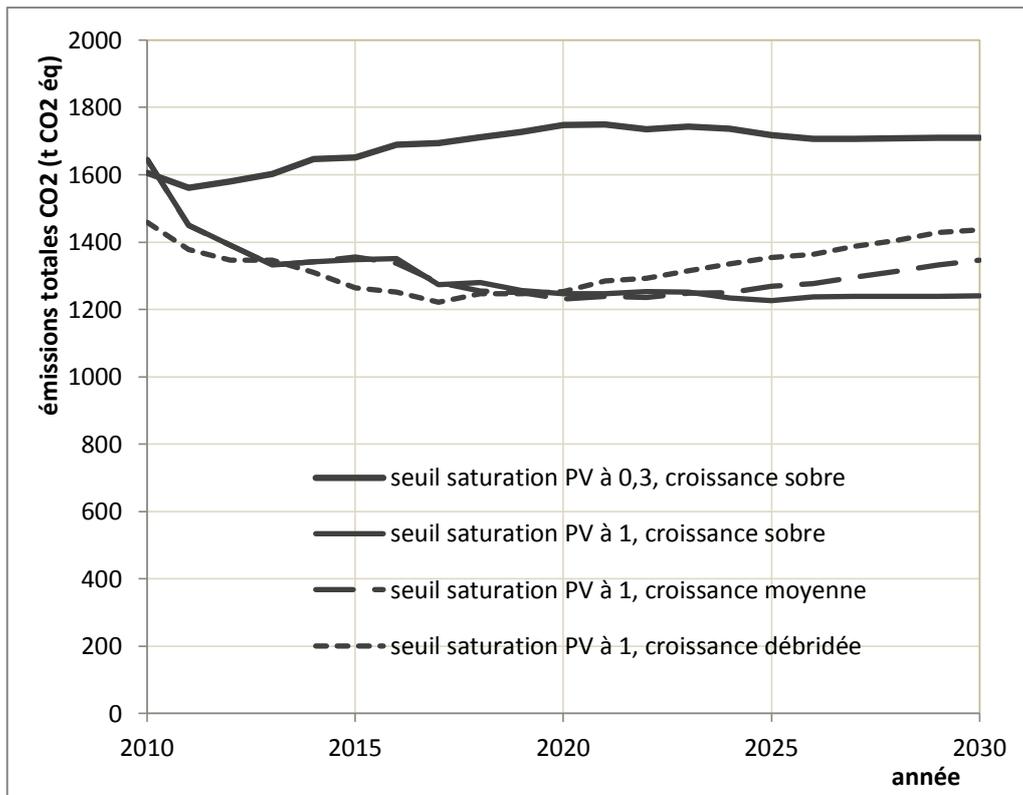


Figure 118 : émissions totales de CO<sub>2</sub> (en tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent)

### 13.4. Scénario développement PV avec conventionnel moindre

Dans ce scénario de développement PV (scénario PV 2), la puissance installée des centrales conventionnelles (diesel + TAC) diminue progressivement, au rythme de 5 MW par an à partir de 2011. Ainsi, en 2030, la puissance installée des centrales conventionnelles baissera de 100 MW par rapport à l'état actuel (265 MW), pour atteindre 165 MW. En revanche la puissance installée du PV augmente pour satisfaire la demande.

Les taux de couverture nécessaires pour satisfaire la consommation, selon les projections de croissance (stockage à 50 % de la puissance installée du PV), sont représentés par la Figure 119 :

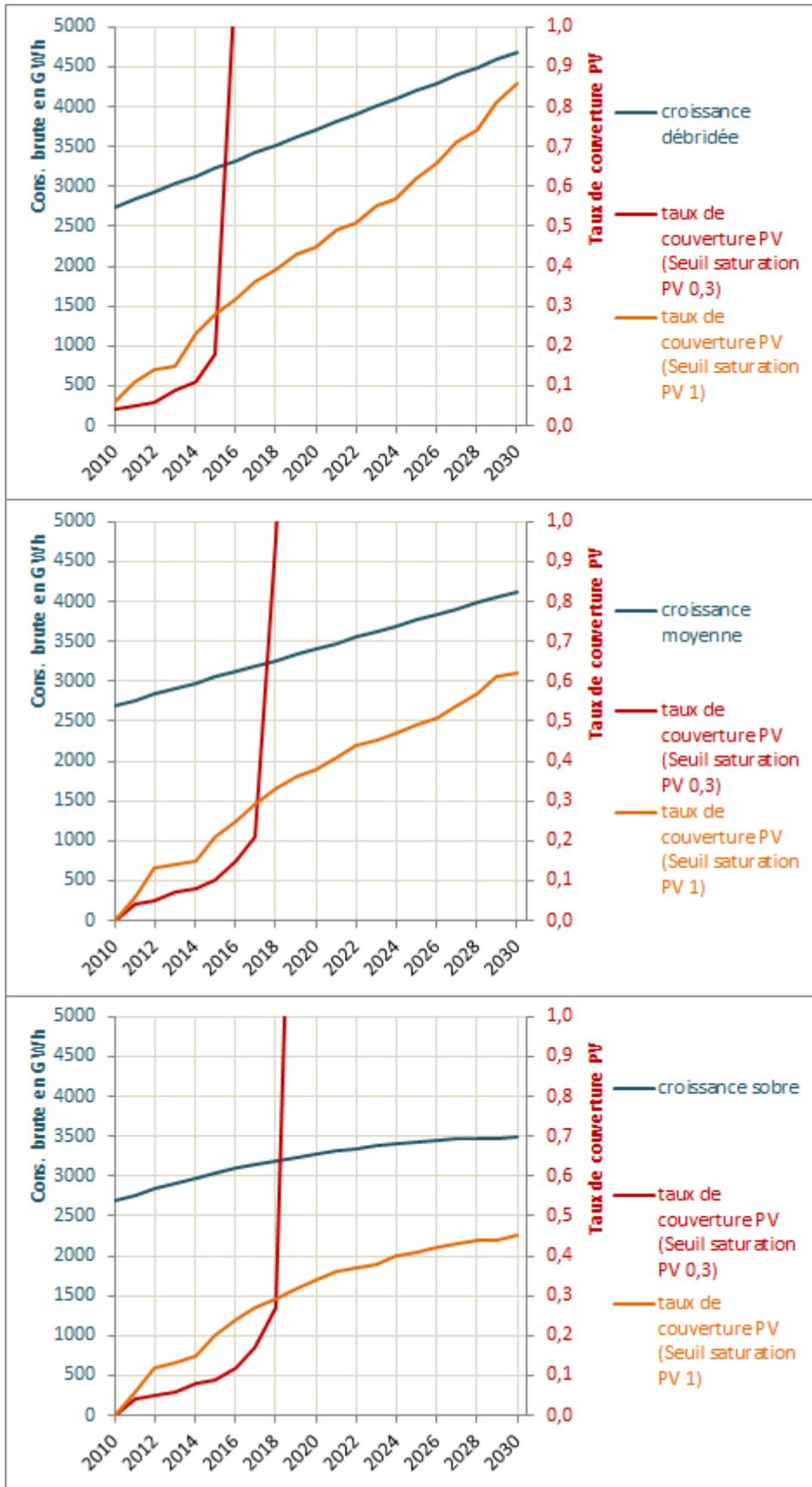


Figure 119 : taux de couverture nécessaire pour satisfaire la consommation, selon les projections de croissance (stockage de 50 % de la puissance installée du PV)

On observe dans cette figure que, à un seuil de saturation PV de 0,3, aucun des trois projections de croissance de la demande ne tiendra jusqu'à 2030. A un seuil de saturation PV de 1, les productions par type d'énergie pour les trois scénarios sont représentées par les figures suivantes :

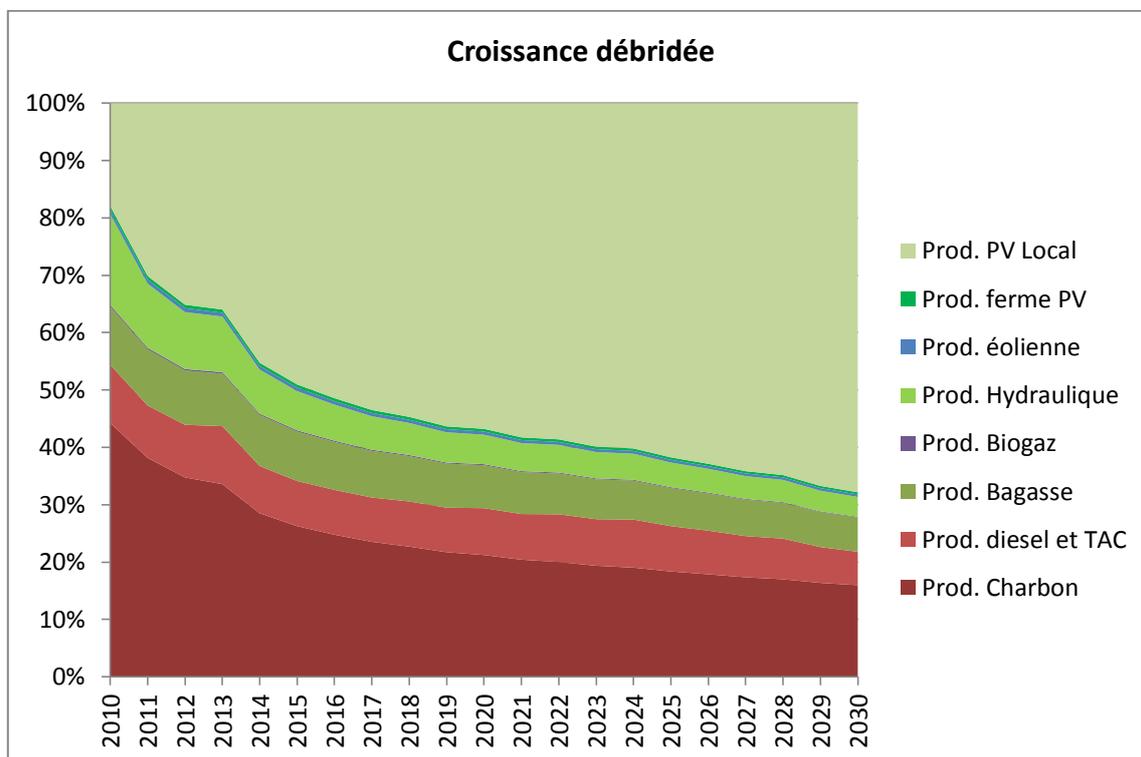
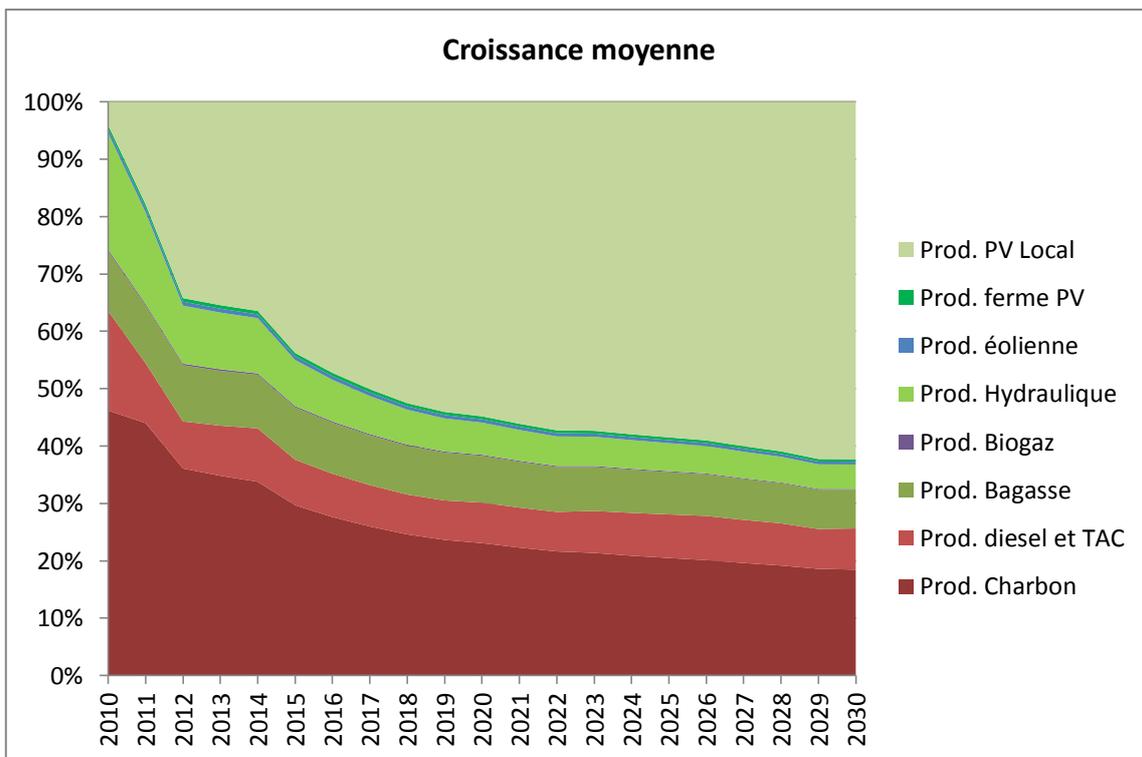
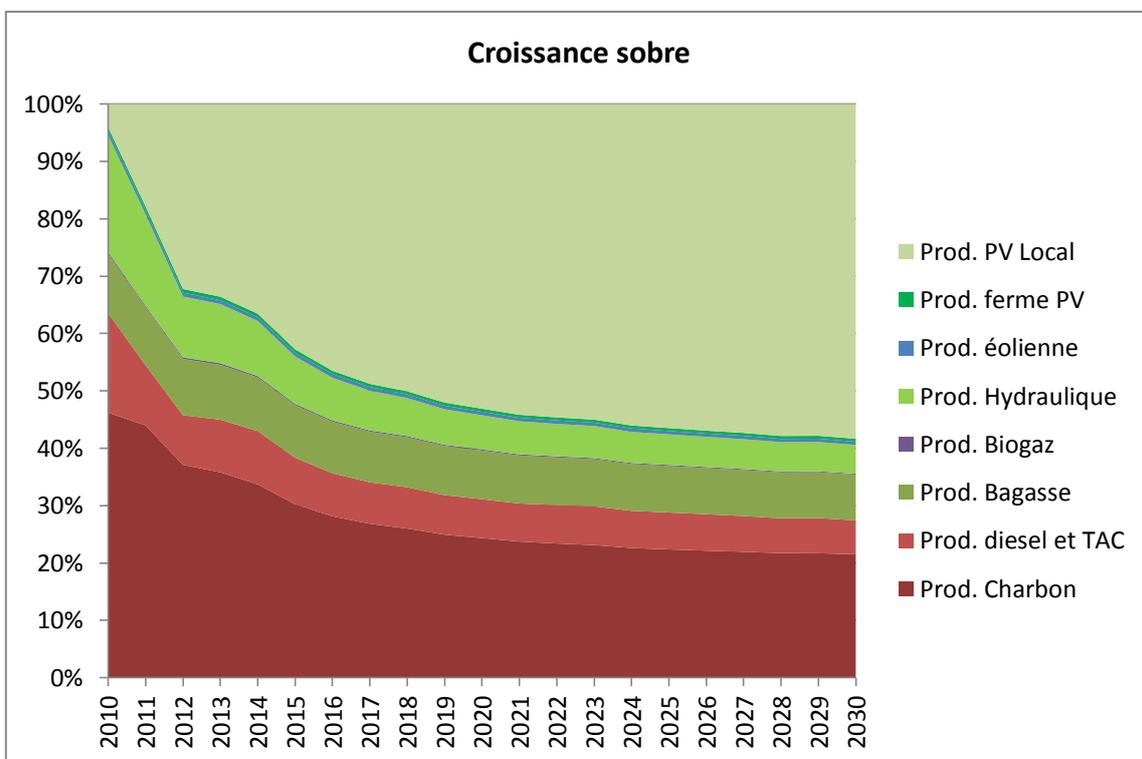


Figure 120 : proportions des productions par type de ressource énergétique : cas croissance débridée



**Figure 121 : proportions des productions par type de ressource énergétique : cas croissance moyenne**



**Figure 122 : proportions des productions par type de ressource énergétique : cas croissance sobre**

Une baisse progressive de la puissance installée des productions conventionnelles (diesel + TAC) fait diminuer sa production, néanmoins cette baisse de production n'est pas identique

pour les trois projections de croissance : en 2030, par rapport au scénario PV 1, les productions du conventionnel sont de 52 % (croissance débridée), de 58 % (croissance moyenne) et de 64 % (croissance sobre).

Le Tableau 35 présente les lignes électriques reliant les postes sources où les flux électriques maximaux augmentent le plus. Dans ce scénario, les lignes 5, 6 et 25, présentes dans le Tableau 33 pour le scénario PV 1, ne figurent plus dans ce tableau ci-dessous. Ces trois lignes sont assez proches des centrales diesel + TAC.

configuration		évolution flux max sur ligne						
cons. GWh	Conv MW	7	13	15	17	22	23	24
2900	255	13%	30%	31%	51%	-4%	-1%	45%
3100	245	13%	32%	32%	71%	7%	16%	53%
3300	235	12%	39%	35%	62%	14%	23%	63%
3500	225	17%	41%	40%	61%	24%	33%	69%
3700	215	15%	47%	53%	59%	37%	50%	69%
3900	205	19%	49%	42%	78%	54%	67%	73%
4100	195	33%	49%	46%	70%	59%	70%	72%
4300	185	74%	56%	57%	86%	61%	77%	79%
4500	175	109%	56%	64%	118%	63%	75%	80%

**Tableau 35 : lignes électriques reliant les postes sources où les flux électriques maximaux augmentent le plus (stockage de 50 % de la puissance installée du PV, seuil de saturation PV de 1)**

Les deux tableaux ci-dessous montrent que, pour une consommation donnée (ici 3 500 GWh), avec ou sans une puissance installée supplémentaire de 74 MW d'éolien, on n'observe quasiment aucune variation du taux de couverture du PV et de la puissance du conventionnel (diesel + TAC). Néanmoins, le réseau doit évoluer pour s'adapter à la production éolienne.

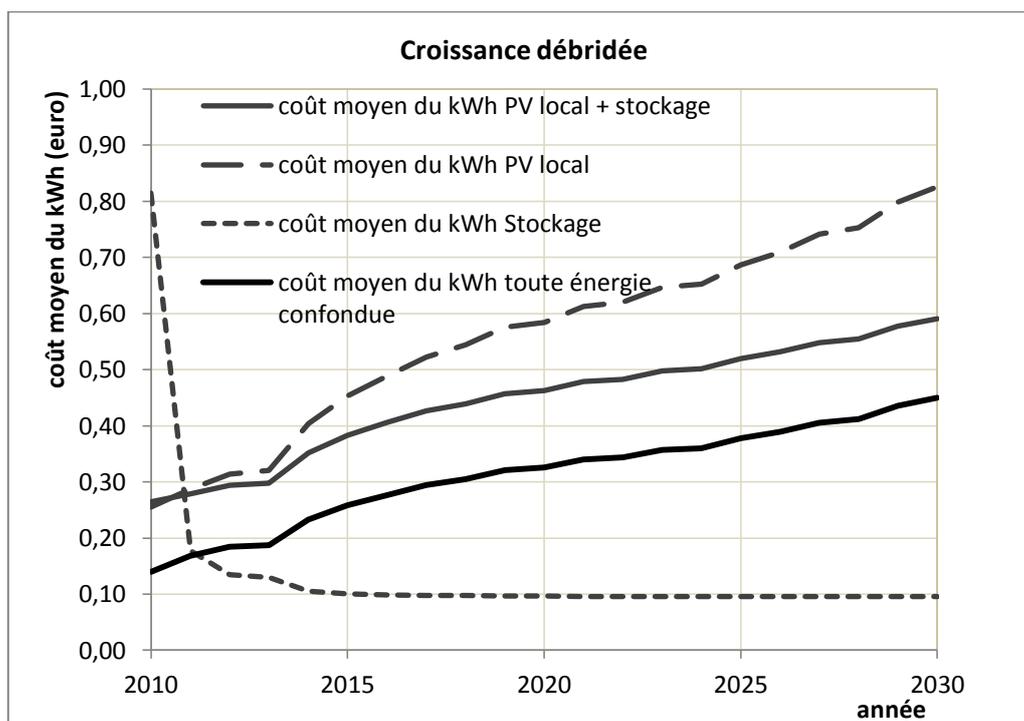
configuration				évolution flux max sur ligne	
cons. GWh	PV	Eol MW	Conv MW	17	24
3500	16%	16,5	265	31%	22%
3500	19%	16,5	245	28%	20%
3500	22%	16,5	225	21%	27%
3500	32%	16,5	205	25%	22%
3500	42%	16,5	185	18%	24%

**Tableau 36 : cas sans éolien supplémentaire : énumération exhaustive des lignes électriques, reliant les postes sources, qui dans au moins une des configurations enregistrent au minimum une augmentation de flux de 20 % par rapport à la simulation référentielle (stockage de 50 % de la puissance installée du PV, seuil de saturation PV de 0,5)**

configuration				évolution flux max sur ligne								
cons. GWh	PV	Eol MW	Conv MW	2	5	6	7	8	13	15	17	24
3500	16%	90,2	265	25%	24%	24%	47%	20%	26%	27%	50%	36%
3500	18%	90,2	245	18%	13%	13%	47%	23%	30%	26%	49%	39%
3500	22%	90,2	225	32%	14%	13%	51%	19%	21%	30%	56%	34%
3500	32%	90,2	205	38%	7%	7%	43%	11%	23%	30%	57%	32%
3500	42%	90,2	185	27%	6%	8%	48%	11%	20%	27%	46%	28%

**Tableau 37 : cas avec éolien supplémentaire : énumération exhaustive des lignes électriques reliant les postes sources qui dans au moins une des configurations enregistrent au minimum une augmentation de flux de 20 % par rapport à la simulation référentielle (stockage de 50 % de la puissance installée du PV, seuil de saturation PV de 0,5)**

Les coûts moyens de production pour les trois projections de croissance de la demande sont représentés dans les figures ci-dessous :



**Figure 123 : coûts moyens des productions : croissance débridée**

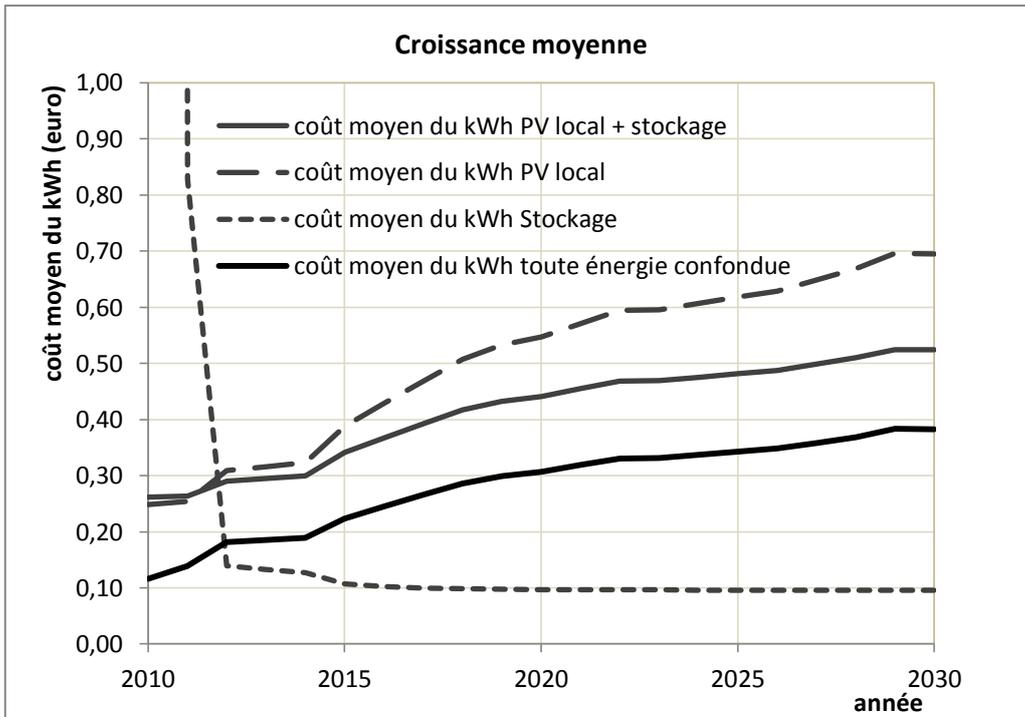


Figure 124 : coûts moyens des productions : croissance moyenne

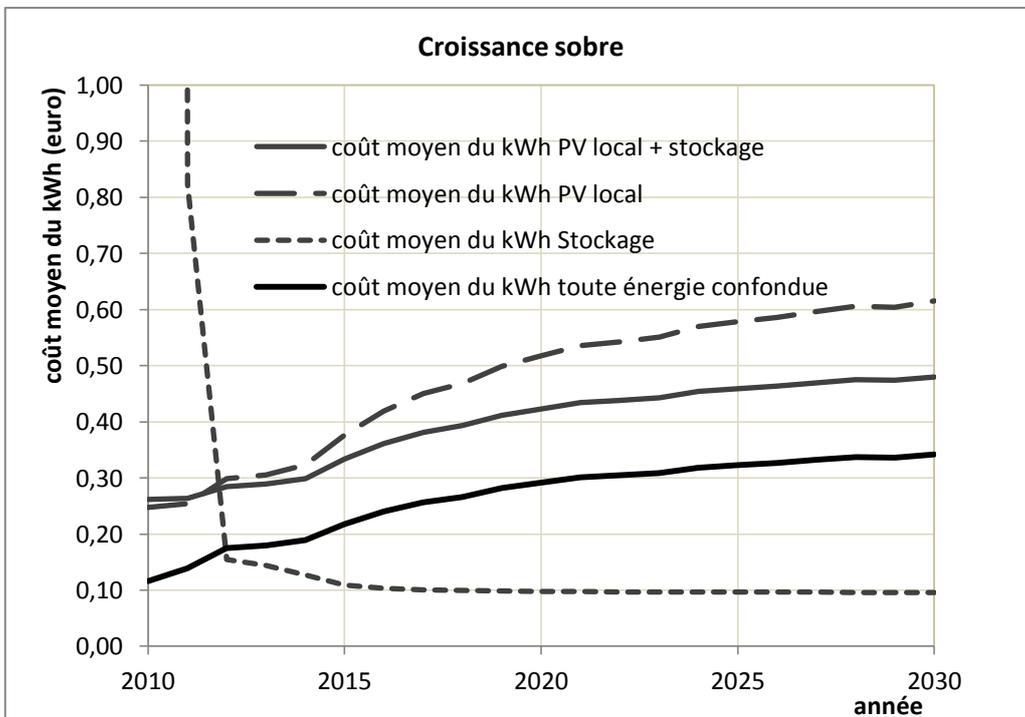


Figure 125 : coûts moyens des productions : croissance sobre

Les coûts moyens du PV local sont plus élevés comparativement à ceux du scénario PV 1. Ceci s'explique par un facteur de production du PV moins élevé que dans le scénario PV 1.

Les émissions de CO<sub>2</sub> sont représentées par la figure ci-dessous. Les émissions en 2030, qui varient entre 1 000 et 1 200 tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent selon les projections de croissance de la demande, sont inférieures par rapport à celles du scénario PV 1 (entre 1 200 et 1 500 tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent pour un seuil de saturation PV de 1).

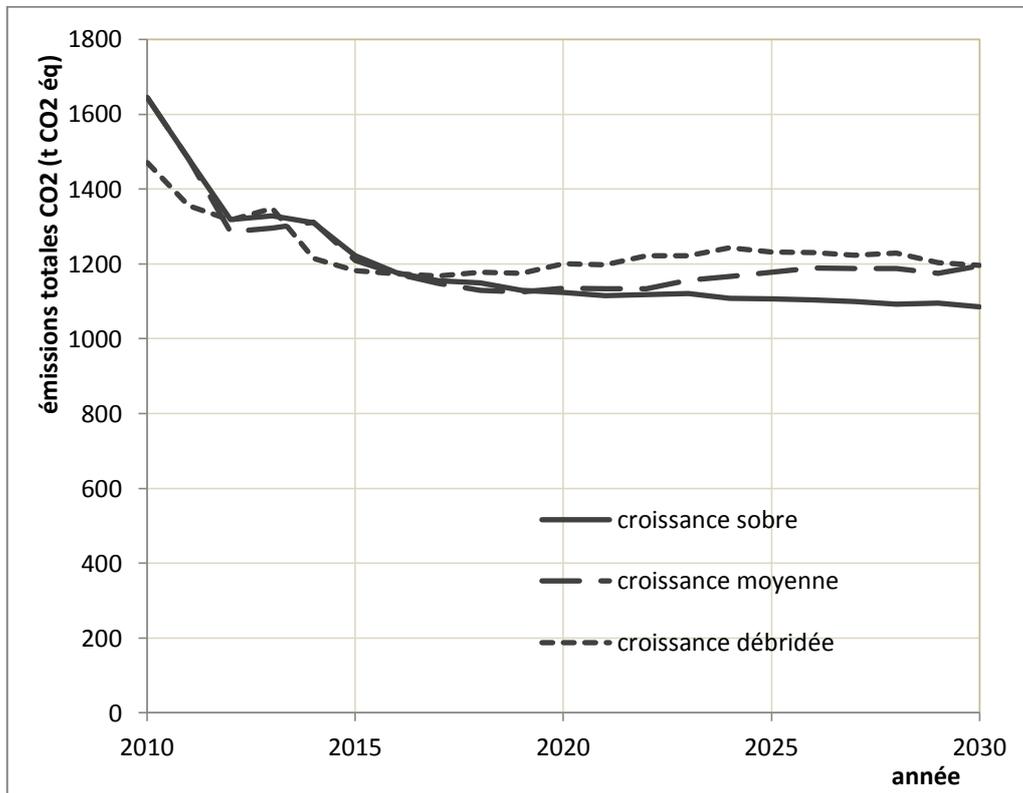
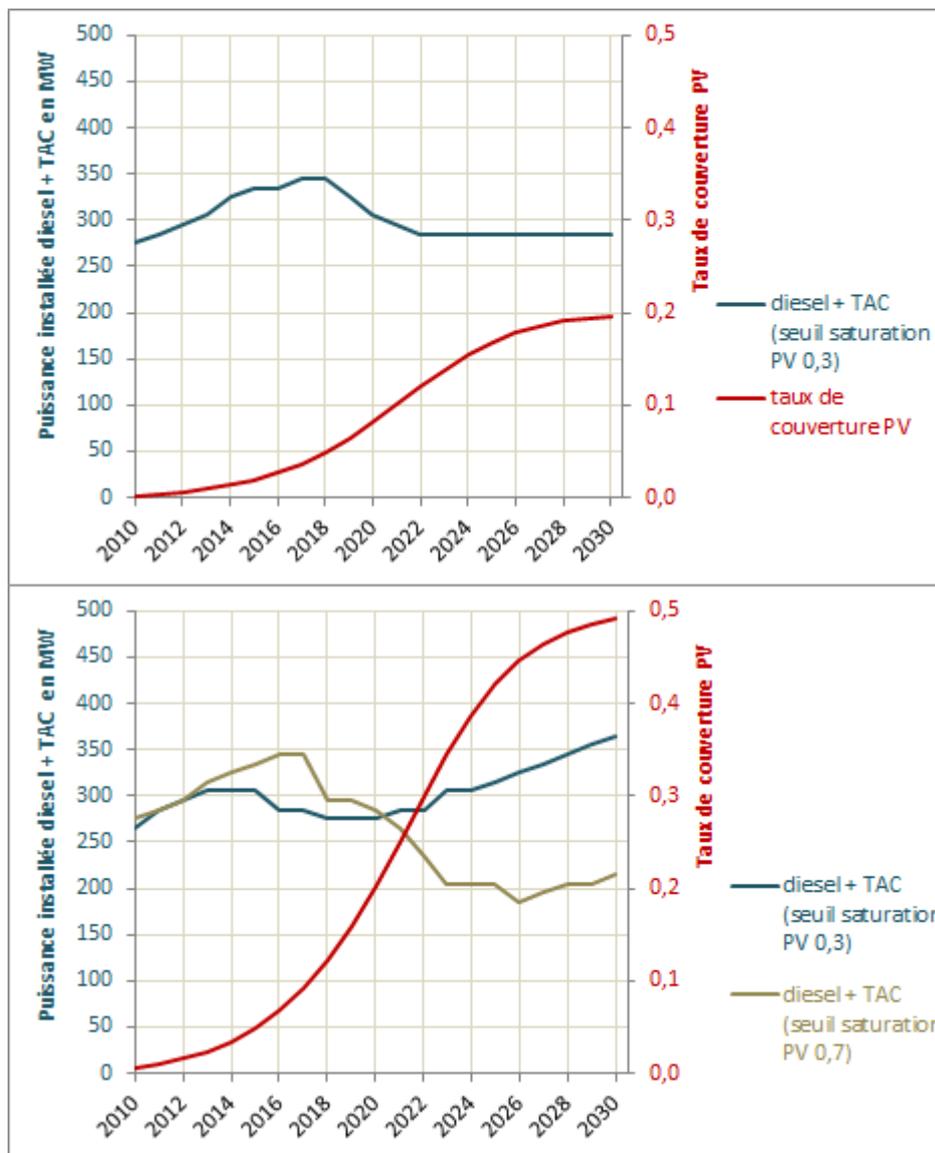


Figure 126 : émissions totales de CO<sub>2</sub> (en tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent) pour les trois projections de croissance

### 13.5. Scénario développement PV avec conventionnel adaptatif

Les deux scénarios du développement PV décrits ci-dessus, avec stabilité du conventionnel et avec conventionnel moindre, sont basés sur un objectif politique volontariste (sans nouvelle puissance installée pour les centrales à moteur diesel et à TAC ; décroissance régulière de leur puissance installée). Ces objectifs déterminent alors en quelque sorte le taux de couverture du PV afin d'adapter la production à la demande. Cependant, le processus de propagation du PV peut être vu comme une diffusion spatiale, pouvant suivre une courbe classique de diffusion en S de type logistique (Daudé and Langlois 2006).

Nous présentons deux courbes de croissance du PV, au terme desquelles les taux de couverture du PV atteindront respectivement 20 % et 50 % des toitures réunionnaises en 2030, comme le montrent les axes de droite des deux graphiques de la Figure 127 ci-dessous.



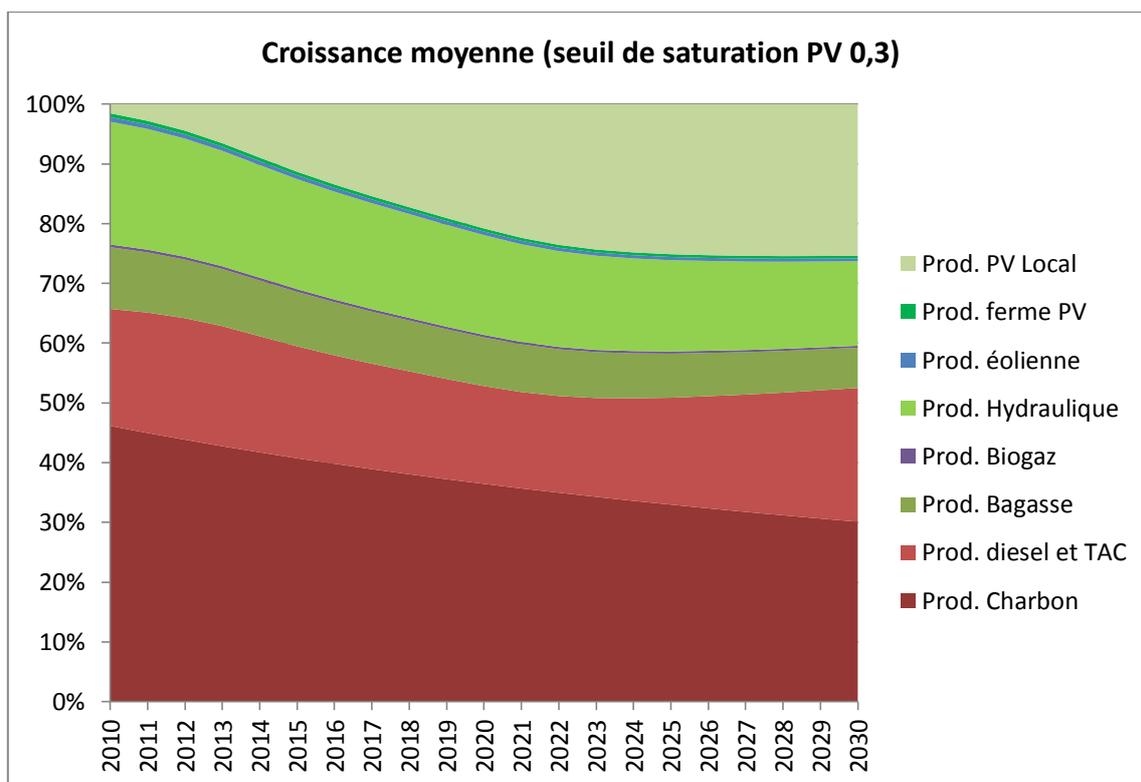
**Figure 127 : évolution de la puissance installée en fonction du taux de couverture du PV. En haut : cas d'une croissance sobre de la consommation conjuguée à un lent accroissement du taux de couverture PV (seuil de saturation PV de 0,3, stockage de 50 % de la puissance installée du PV). En bas : cas d'une croissance moyenne de la consommation conjuguée à un rapide accroissement du taux de couverture PV (seuil de saturation PV de 0,3 et de 0,7, stockage de 50 % de la puissance installée du PV).**

Le graphique du haut correspond à une croissance de la consommation sobre, où le seuil de saturation PV est de 0,3, et où le taux de couverture PV atteindra les 20 % en 2030. Nous choisissons le seuil de saturation PV de 0,3 car comme le montre la Figure 93, à un taux de couverture du PV de moins de 20 %, un seuil de saturation PV de 0,3 est plus avantageux que d'autres seuils de saturation PV testés. Pour le graphique du bas, le taux de couverture PV atteindra les 50 % en 2030, la croissance de la consommation est une croissance moyenne. Nous testons les seuils de saturation PV de 0,3 et de 0,7.

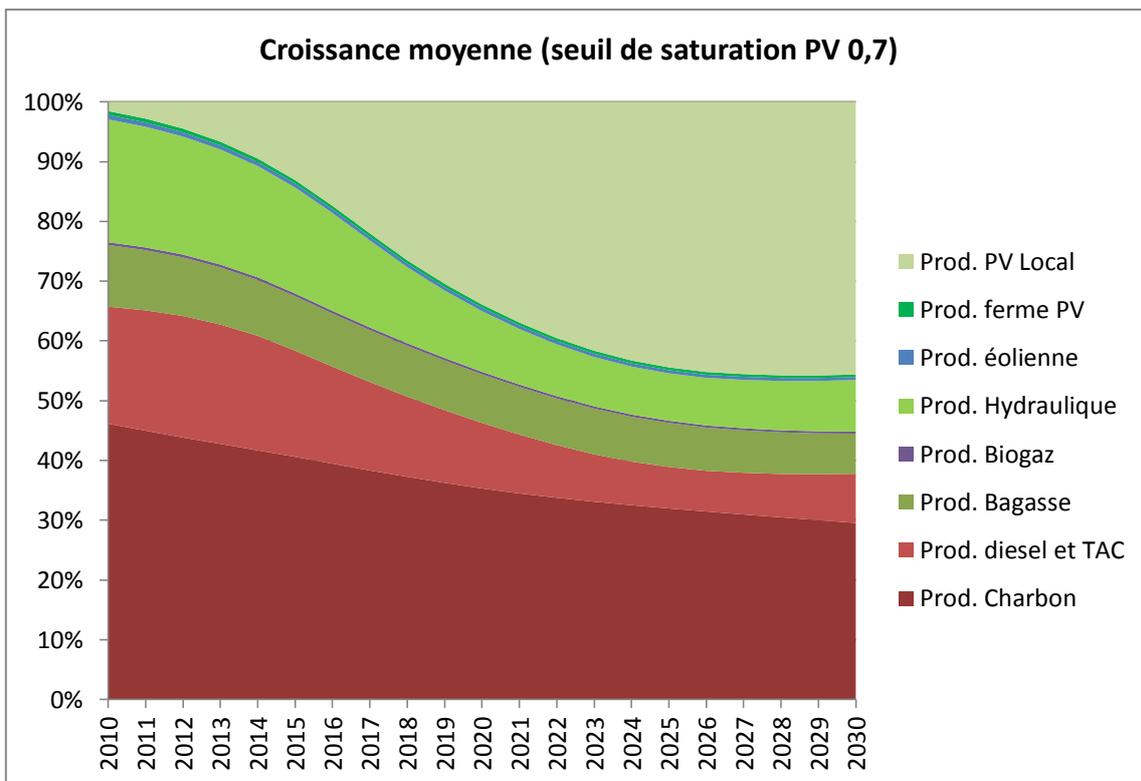
Les puissances installées des centrales TAC et à moteurs diesel, qui correspondent aux configurations décrites ci-dessus, sont représentées par les axes de gauche des deux graphiques. Dans la phase de décollage du PV, la puissance installée du diesel + TAC augmente. Elle redescend lorsque le taux de couverture du PV connaît une assez forte croissance.

Dans la phase où le taux de couverture tend à se stabiliser à nouveau, pour le scénario de croissance sobre, la croissance de la consommation tend à se stabiliser aussi ; la puissance installée du diesel + TAC reste donc invariable. Pour le scénario de croissance moyenne, la croissance de la consommation est toujours constante. Avant 2020, un seuil de saturation PV de 0,3 est plus avantageux qu'un seuil de saturation PV de 0,7, car la puissance nécessaire du diesel + TAC est moindre. À partir de 2020, à un seuil de saturation PV de 0,3, la puissance installée du diesel + TAC doit augmenter constamment, pour atteindre plus de 350 MW en 2030. A ce stade, un seuil de saturation PV à 0,7 est beaucoup plus avantageux : on voit que la puissance installée du diesel + TAC continue à baisser, pour se stabiliser à un niveau de 200 MW, même si vers 2030 elle connaît une légère augmentation.

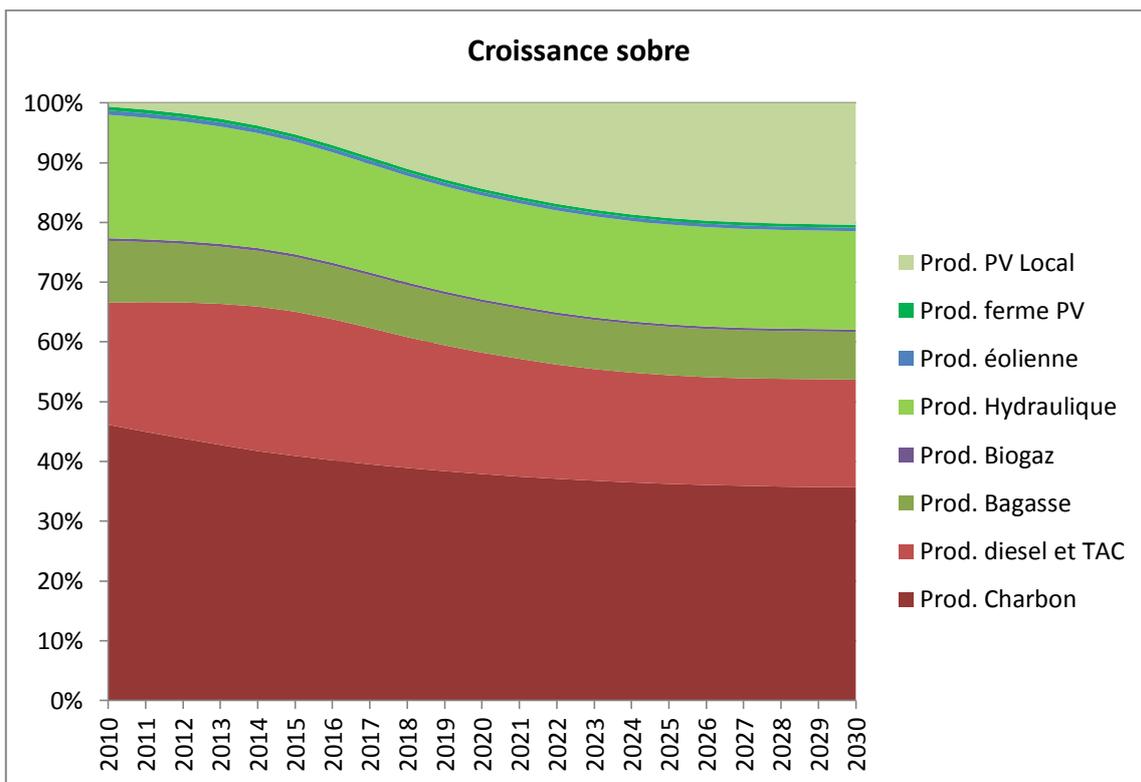
Les productions par type d'énergie sont représentées par les figures suivantes :



**Figure 128 : proportions des productions par type de ressource énergétique : cas croissance moyenne (seuil de saturation PV 0,3)**



**Figure 129 : proportions des productions réelles par type de ressource énergétique : scénario croissance moyenne (seuil de saturation PV 0,7)**



**Figure 130 : proportions des productions par type de ressource énergétique : cas croissance sobre**

Les coûts moyens de production pour les trois scénarios sont représentés par les figures ci-dessous :

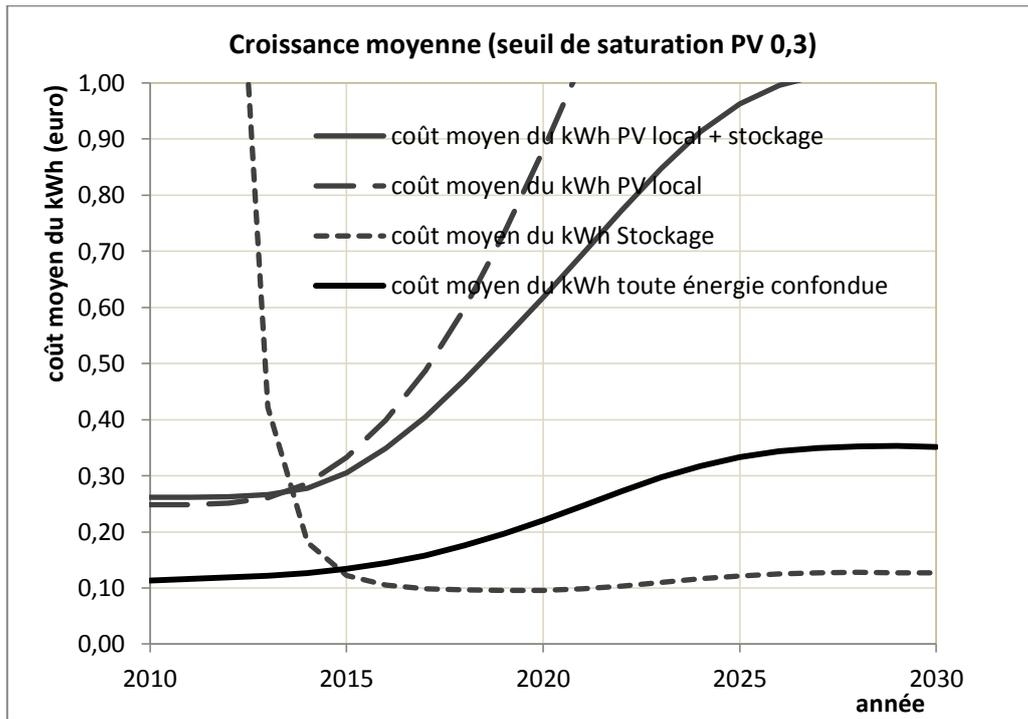


Figure 131 : coûts moyens des productions : croissance moyenne (seuil de saturation PV 0,3)

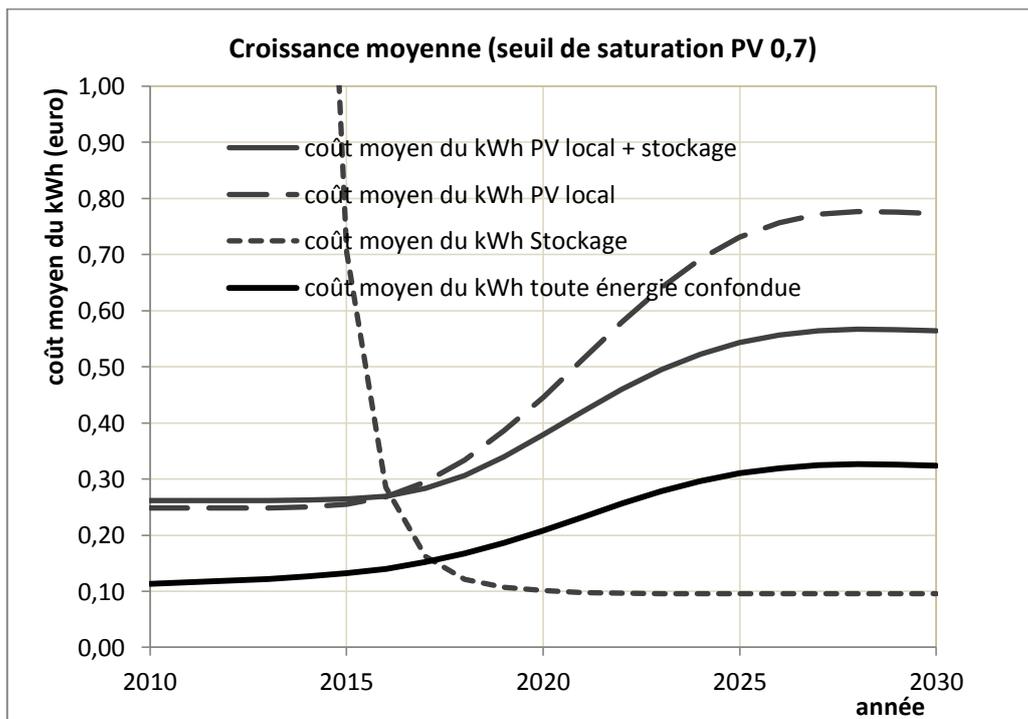


Figure 132 : coûts moyens des productions : croissance moyenne (seuil de saturation PV 0,7)

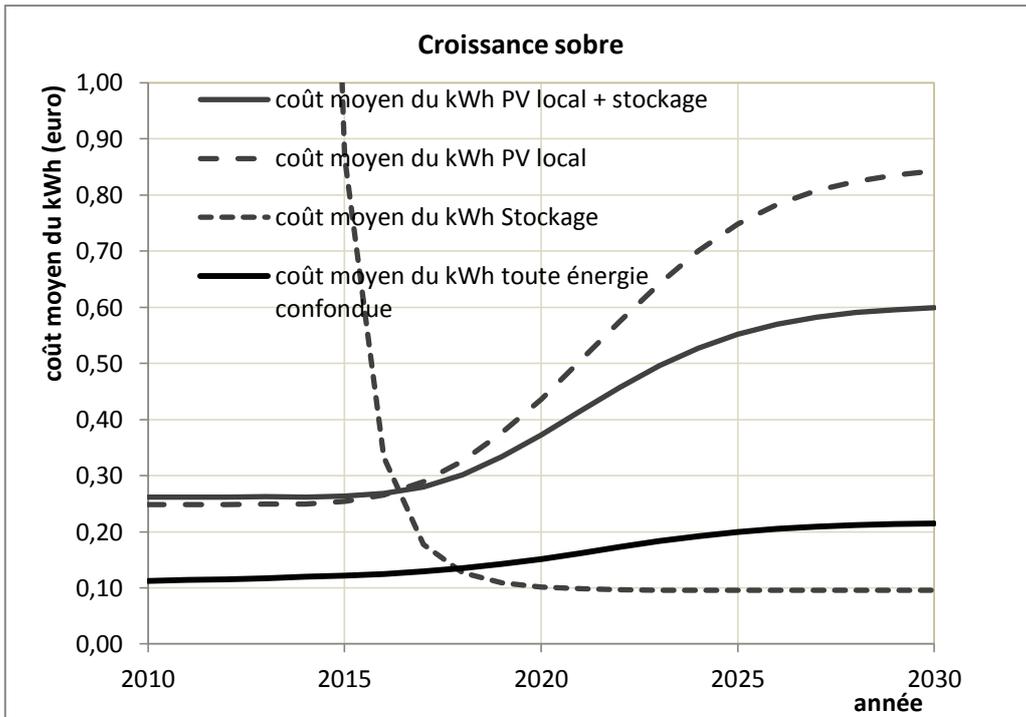


Figure 133 : coûts moyens des productions : croissance sobre

Les émissions de CO<sub>2</sub> sont représentées par la figure ci-dessous :

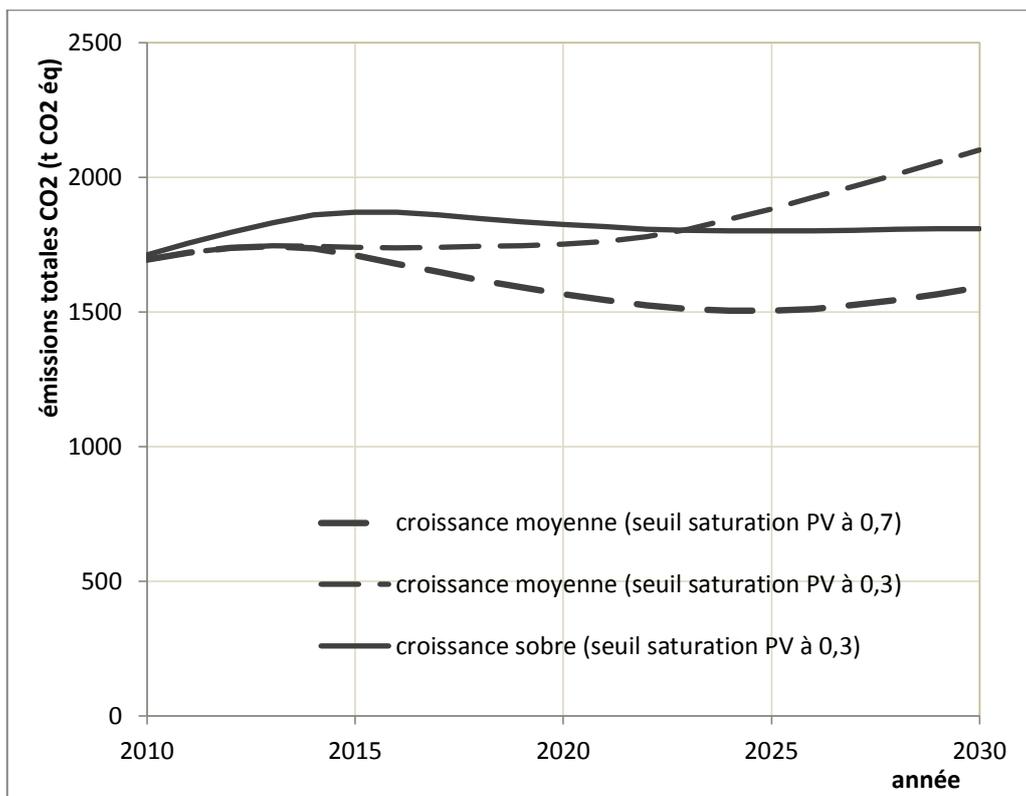


Figure 134 : émissions totales de CO<sub>2</sub> (en tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent) pour les trois projections de croissance

## **Conclusion**

Ce travail de recherche, qui porte sur la modélisation prospective de la transition d'un système énergétique territorial, a été initié dans le cadre d'une collaboration entre l'EIFER (groupe N° 45) et notre laboratoire UMR-IDEES. Il s'inscrit dans le projet smart-grid « Millener » d'EDF à La Réunion, et complète les travaux réalisés par EIFER pour ce projet. Face à un système énergétique de plus en plus dépendant du territoire, l'EIFER avait besoin de nos compétences en analyse géographique (cartes, SIG) afin de caractériser le territoire, et de nos compétences en modélisation et en simulation des systèmes complexes en géographie, aboutissant à une perspective d'évolution du système prenant en compte des spécificités du territoire. De notre côté, cette collaboration a permis de bénéficier de la compétence d'EIFER en matière d'énergie, notamment en ce qui concerne le fonctionnement du système électrique, ainsi qu'en modélisation informatique (MatLab, Anylogic, etc.). De plus, travailler au sein du projet Millener nous a donné accès à certaines données de courbes de charge qui sont indispensables pour la modélisation.

Dans ce mémoire, nous nous sommes interrogés sur l'évolution des SET, notamment la possibilité d'une transition énergétique vers un SET intégrant une proportion de plus en plus grande des énergies renouvelables intermittentes décentralisées, provenant en occurrence des panneaux solaires sur les toitures. En effet, d'un système électrique où il y n'a que quelques producteurs puissants dont la production est parfaitement maîtrisable par un contrôle centralisé, on s'acheminerait vers un nouveau système ayant une structure distribuée constituée de milliers voire millions de petits producteurs plus ou moins auto-organisés et dont la production serait difficilement gérable par un contrôle centralisé.

Une approche systémique par la modélisation et la simulation spatialisée a été adoptée pour traiter cette problématique d'ordre prospective. Grâce à une double temporalité emboîtée, nous avons pu simuler l'évolution du SET à l'horizon de plusieurs dizaines d'années avec un intervalle annuel, tout en gardant la complexité d'adaptation horaire de la production à la demande.

Un modèle multi-agent a donc été réalisé dans l'environnement SIG de la plateforme Anylogic. Ce modèle prend bien en compte la forte variabilité spatiale et temporelle du SET, liée notamment à l'hétérogénéité de la distribution géographique des ressources et de la

population, ainsi qu'aux facteurs socio-économiques et climatiques qui influencent la production et la demande. Ainsi, dans notre modèle :

- Les composants du système énergétique, comme les centrales, les postes sources et le réseau, sont localisés individuellement à une échelle très fine, alors que la population et les bâtiments sont envisagés sous un point de vue agrégé à l'IRIS.
- La consommation annuelle d'un IRIS est estimée en fonction de ses caractéristiques socio-économiques et géographiques. Le profil de charge est désagrégé en deux secteurs (résidentiel et professionnel) en fonction du type d'IRIS, du jour-type et du mois.
- La modélisation et la simulation des productions sont présentées par types de ressource. Entre autres, nous avons mis l'accent sur deux types de production intermittente : photovoltaïque et éolienne. C'est notamment sur les hypothèses de la production photovoltaïque que se dessinent les scénarios de production.

Nous simulons cette transition énergétique par scénarios. Pour la demande, nous avons fait trois projections de croissance annuelles jusqu'en 2030 : croissance débridée, croissance moyenne, et croissance sobre. Pour faire face à la croissance de la demande, nous avons fait quatre scénarios d'évolution de la production : conservateur, développement du PV avec stabilité de la puissance du TAC + diesel (turbine à combustion et groupe diesel), développement du PV avec décroissance de la puissance du TAC + diesel, et développement du PV avec adaptation de la puissance du TAC + diesel à la puissance installée du PV.

L'observation des différents scénarios nous montre que le processus de transition énergétique ne se réalisent que lorsque la demande croît raisonnablement pour ensuite se stabiliser, et que le PV se développe conjointement. De plus, il est à remarquer que :

- Une hausse du prix énergétique est le résultat de tous les scénarios.
- Il faut compter beaucoup plus de puissance installée de PV que de diesel + TAC pour satisfaire le même niveau de demande.
- L'éolien peut faire augmenter significativement le flux électrique maximal dans plusieurs lignes, bien que sa contribution à la demande soit assez limitée.
- Les lignes qui connaissent une importante augmentation du flux électrique ne sont pas toujours les mêmes ; cela dépend du scénario choisi et des paramètres du système.
- Le seuil de saturation PV, le PV, le stockage et la consommation étant en interaction, ils doivent être pris en compte collectivement. De manière générale, il est souhaitable

que l'augmentation du seuil de saturation PV se fasse conjointement à l'augmentation du taux de couverture du PV.

- Les objectifs de remplacement du fossile par du renouvelable et de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> semblent toujours compatibles ; cependant, un remplacement du fossile par du renouvelable va à l'encontre de l'objectif d'une production moins chère.

Cette recherche a mobilisé des connaissances très diverses, concernant à la fois le territoire, le système énergétique et la modélisation. Cette interdisciplinarité est un atout pour étudier la problématique énergétique territoriale posée, et peut devenir aujourd'hui ou demain un champ de recherche particulièrement fécond. Néanmoins, elle constituait également une faiblesse, car l'effort consacré à chaque domaine fut relativement limité, compte tenu de l'expérience, du temps et du financement. Quelques lacunes à souligner :

- Les analyses sont basées sur des statistiques et des descriptions disponibles. N'ayant pas fait de terrain, il se peut qu'il y ait des erreurs dans les données et dans les interprétations. Entre autre, il nous manque toujours des éléments pour construire la structure de base du système (configuration du réseau, localisation des lignes de départ, variation saisonnière des débits pour les centrales hydrauliques...).
- Sur le réseau de transport, dans ce modèle, nous nous contentons d'examiner les flux simulés et d'en faire le bilan sur chaque ligne après qu'une simulation soit terminée. Or, nous aurions dû faire en sorte que la capacité du réseau exerce une contrainte de manière dynamique sur la production. Nous ne savons pas si cela est faisable techniquement sans une sophistication majeure du modèle.
- Modéliser un système énergétique demande une connaissance non seulement des différents composants du système, mais aussi du fonctionnement de l'ensemble du système. La fonction de dispatching est primordiale. Or, dans notre modèle, elle est très simplifiée, avec seulement un ordre de dispatching selon le type d'énergie.

Plusieurs perspectives de recherche sur le SET sont intéressantes à exploiter :

- Nous pouvons intégrer le secteur des transports dans notre modèle, à travers les véhicules hybrides ou électriques, pourquoi pas avec le « V2G ». Quels sont les potentiels de ces technologies ? Quels sont les aspects intéressants à étudier (comportement des utilisateurs selon IRIS, distribution des stations de recharge, etc.) ?
- La complexité de la production décentralisée se manifeste surtout dans le réseau de distribution. Or, le niveau d'observation relativement large de notre modélisation ne

descend pas au-dessous du poste source. Faute de données, le réseau de distribution basse tension n'est pas modélisé directement mais est agrégé, et son fonctionnement est résumé à travers un paramètre technique qui est le « **seuil de saturation du PV** » qui indique quelle est la part de production intermittence locale (ici le PV) au-delà de laquelle le réseau est trop instable pour être opérationnel. Dans le futur, nous pouvons envisager de modéliser le fonctionnement du réseau électrique local basse tension au niveau du poste de ligne de départ (toujours avec un pas de temps horaire), quitte à restreindre le cadre d'observation géographique (p. ex. sur les deux communes St-Pierre et Le Tampon).

- A une échelle géographique et temporelle encore plus fine (p. ex. pour un seul IRIS, avec un pas de temps réel), le fonctionnement réel d'un réseau de distribution intelligent peut être simulé, intégrant le fonctionnement réel des appareils ménager, des installations PV individuelles, des stockages ...
- D'autres pistes incluent, par exemple : quel est le niveau d'acceptabilité du territoire et de ses habitants face au changement et à la complexification des modes de production électrique ? Quelles sont les manières dont le PV est diffusé spatialement dans le territoire ? Cette diffusion va-t-elle créer de nouvelles disparités socio-spatiales ?

## **Annexe**

Le CV se trouve sur le site de UMR-IDEES : <http://www.umr-idees.fr/spip.php?article199>

Le modèle de simulation NetLogo se trouve sur le site : <http://mag.hypotheses.org/>

Les résultats de simulation du modèle Anylogic se trouvent également sur ce site.

## **Glossaire**

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

**AIE** Agence Internationale de l'Énergie

**CC** Courant Continu

**CA** Courant Alternatif

**EIFER** *European Institute for Energy Research*

**EnR** Énergie Renouvelable

**GIEC** Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat

**IRIS** Ilots Regroupés pour des Indicateurs Statistiques

**IRIS A** IRIS d'Activité

**IRIS D** IRIS Divers

**IRIS H** IRIS d'Habitation

**MDE** Maitrise de la Demande d'Électricité

**OCDE** Organisation de Coopération et de Développement Économiques

**PAC** Pompe à Chaleur

**PETREL** Plan Economique de Transition et de Relance via des Énergies 100 % Locales à La Réunion

**PS** Poste Source

**PV** PhotoVoltaïque

**SEI** Système Énergétique Insulaire

**SET** Système Énergétique Territorial

**SRREN** *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*

**STEP** 1) Station de Transfert d'Énergie par Pompage, 2) STation d'ÉPuration

**TAC** Turbines à Combustion

**V2G** Vehicle to Grid

## Symboles et conversions entre les unités de mesures

BT : Basse Tension (230/400 V à La Réunion)

MT : Moyenne Tension (15 000 V à La Réunion)

HT : Haute Tension (63 000 V à La Réunion)

kW : Kilowatt (1 000 W)

kWh : Kilowattheure (1 000 W en 1 h)

MW : Mégawatt (1 000 kW)

MWh : Mégawattheure (1 000 kWh)

GW : Gégawatt (1 000 MW)

GWh : Gégawattheure (1 000 MWh)

TW : Térawatt (1 000 GW)

TWh : Térawattheure (1 000 GWh)

M<sup>3</sup>/s : Mètre cube par seconde

### Conversions entre les unités de mesures

1...équivalent à :	GL	tep	MBtu	kWh *****	m3 de gaz*	Baril de pétrole*
<b>1 GL</b>	1	0,0238***	0,948	278	23,89	0,1751
<b>1 tep</b>	41,855**	1	39,68	11 628	1000	7,33
<b>1 MBtu</b>	1,0551	0,0252	1	293,1	25,2	0,185
<b>1 kWh</b>	0,0036	8,6E-5 *****	3,41E-03	1	0,086	6,30E-04
<b>1 m3 de gaz</b>	0,041855	0,001	0,03968	11,628	1	7,33E-03
<b>1 Baril de pétrole*</b>	5,7	0,1364	5,4	1 580	136,4	1

\* conventions puisque le m3 de gaz et le baril de pétrole ne sont pas des unités officielles d'énergie

\*\* Arrondi par convention à 42

\*\*\* Soit 1/42 arrondi

\*\*\*\* Equivalence à l'utilisation (et non à la production)

\*\*\*\*\* pour l'électricité, voir le tableau ci-dessous

(Mérenne-Schoumaker 1993)

### Équivalences énergétiques de l'électricité primaire selon son mode de production

Énergie électrique	GWh	tep
Production nucléaire	1	0,26
Production fossile	1	0,086
Production géothermique	1	0,86
Production autres renouvelables	1	0,086

Source: Observatoire de l'énergie

## ***Index***

### ***A***

au vent ..... 138

### ***C***

capacité de crédit ..... 49

compensation de la variation ..... 92

compteur électrique ..... 51

couplé structurellement ..... 42

courant alternatif triphasé ..... 47

courbe de charge ..... 49

coût moyen actualisé de l'énergie ..... 75

### ***D***

dispatching ..... 50

dynamique de la variation ..... 92

### ***E***

effacement de la pointe ..... 111

énergie ..... 36

énergie électrique ..... 48

énergie finale ..... 42

énergie fossile ..... 39

énergie renouvelable ..... 39

énergie utile ..... 40

évolution du système ..... 44

### ***F***

facteur de production ..... 48

filière d'énergie ..... 42

Forme d'énergie ..... 36

### ***L***

l'évolution du système ..... 28

les Hauts ..... 135

### ***M***

maillon énergétique ..... 41

marge de fonctionnement ..... 244

marge de réserve ..... 245

marge de réserve référentielle ..... 246

modèle ..... 29

modèle dynamique ..... 29

modèle prospectif territorial ..... 54

modèle spatialisé ..... 33

### ***O***

ordre de dispatching ..... 50

### ***P***

pas de temps ..... 34

poste d'interconnexion ..... 51

poste de répartition ..... 51

poste HTA/BT ..... 51

poste source ..... 51

production décentralisée ..... 99

profil de charge ..... 49

prospectif ..... 54

prospective ..... 54

puissance électrique ..... 48

puissance installée ..... 48

### ***R***

réseau de distribution ..... 51

réseau de transport ..... 51

Ressource d'énergie ..... 39

### ***S***

scénario social ..... 54

scénario technique ..... 55, 264

seuil de saturation PV ..... 233

simuler ..... 28

*Smart Grid* ..... 111

sous le vent ..... 138

système électrique ..... 50

système énergétique ..... 42

système énergétique territorial ..... 42

système ouvert ..... 28

## ***Bibliographie***

Photo sur la couverture autorisée par Hervé Douris (<http://www.photoslareunion.com/>)

Actu-Environnement. 2010. Déchets fermentescibles de cantine : le compostage fait son entrée dans les établissements scolaires. *Actu-Environnement* 29 Septembre 2010.

Adelard, L. & F. Garde (1997) Weather sequences for predicting HVAC system behaviour in residential units located in tropical climates.

Adoue, C. 2004. Méthodologie d'identification de synergies éco-industrielles réalisables entre entreprises sur le territoire français. In *Etudes Environnementales*, 224. Troyes: Université de technologie de Troyes.

Äepin, M. 2011. *Assessment of Power System Reliability: Methods and Applications*. Springer Verlag.

Aguet, M. & M. Lanoz. 1993. *Traité d'électricité, volume XXIIe siècle. Haute tension*. Presses Polytechniques et Universitaires Romandes (PPUR).

Allemand, S. (2007) On ne peut compter sur les énergies renouvelables pour s'en sortir. *L'Économie Politique*, 2007/1, 18-26.

Amic, É., G. Darmois & J. P. Favennec. 2006. *L'énergie à quel prix: les marchés de l'énergie*. Technip.

Andersen, P. H., J. Mathews & Morten Rask (2009) Integrating private transport into renewable energy policy : The strategy of creating intelligent recharging grids for electric vehicles. *Energy Policy*, 2009, 2481–2486.

Andrews, D. 2008. The potential contribution of emergency diesel standby generators in dealing with the variability of renewable energy sources. In *Renewable electricity and the grid: the challenge of variability*, ed. G. Boyle, 143-150. Earthscan.

Anylogic. 2010. Java for AnyLogic users. ed. X. Technologies.

ARER. 2002. L'atlas éolien au service des investisseurs. ARER.

---. 2009. Confort thermique d'hiver et d'été dans les habitations des hauts de l'île. 14. ARER.

---. 2010. Bilan énergétique 2009 de l'île de La Réunion. ARER.

---. 2011. Bilan énergétique 2010 de l'île de La Réunion. ARER.

Arrêté. 2010. Arrêté du 12 janvier 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000. In *NOR: DEVE0930803A*, ed. R. Française.

Baina, A., M. Shenoy, W. Ashton & M. Chertow (2010) Industrial symbiosis and waste recovery in an Indian industrial area. *Resources, Conservation and Recycling*, 54, 1278–1287.

Bairoch, P. 1974. *Révolution industrielle et sous-développement*. Mouton.

Barbier, C. 2011. Des projets de grandes centrales annulés en Amazonie. *Le Monde*.

Barbier, G., C.-L. Campion, S. Desmarescaux, G. Fischer, A. Gournac, J.-M. Juilhard, V. Létard, A.-M. Payet, G. Printz, C. Procaccia, P. Schillinger & L. Souvet. 2005. La France et l'Océan indien : répondre à ses besoins pour valoriser ses atouts. In *Rapport d'information du Sénat No 140*, ed. C. d. a. sociales.

- Barrett, M. 2008. A renewable electricity system for the UK. In *Renewable electricity and the grid: the challenge of variability*, ed. G. Boyle, 157-180. Earthscan.
- Bartels, M., C. Gatzert, M. Peek, W. Schulz, R. Wissen, A. Jansen, J. P. Molly, B. Neddermann, H.-P. Gerch, E. Grebe, Y. Saßnick & W. Winter (2006) Planning of the Grid Integration of Wind Energy in Germany Onshore and Offshore up to the Year 2020. *International Journal of Global Energy*, 25, 257 - 275.
- Bell, R., A. MacGowan & J. Grumberg. 2007. *La bulle verte: la ruée vers l'or des énergies renouvelables*. Scali.
- Billinton, R. & R. N. Allan. 1984. *Reliability evaluation of power systems*. Pitman Publishing.
- Bioalgostral. 2010. Brochure Bioalgostral.
- Bochet, B., J.-B. Gay & G. Pini. 2004. La ville dense et durable : un modèle européen pour la ville ? In *Géoconfluences*. Lausanne.
- Bolliet, A., G. Bellec, J.-G. d. Chalvron, T. Cazenave, T. Sartre & N. Clouet. 2009. Rapport sur la fixation des prix des carburants dans les départements d'outre-mer. Inspection générale des Finances, Conseil Général de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies, Inspection générale de l'Administration.
- Borgne, J. L. 1987. *Climatologie du Sud-Ouest de l'océan Indien*. ORSTOM.
- Box, G. E. P. 1979. Robustness in the Strategy of Scientific Model Building. Wisconsin Univ-Madison Mathematics Research Center.
- Box, G. E. P., G. M. Jenkins & G. C. Reinsel. Revised ed. 1994. *Time series analysis: forecasting and control*. Prentice Hall.
- BP. 2008. BP Statistical Review of World Energy. British Petroleum.
- Brace, N., R. Kemp & R. Snelgar. 2006. *Chapter 7, Multiple regression, in: SPSS for psychologists: a guide to data analysis using SPSS for Windows (versions 12 and 13)*. L. Erlbaum Assoc.
- Braly, J.-P. (2009) L'énergie éolienne est-elle vraiment "verte" ? *La Recherche*, N° 436 - Décembre 2009, 45-47.
- Breuer, W., D. Povh, D. Retzmann, C. Urbanke & M. Weinhold. 2007. Prospects of Smart Grid Technologies for a Sustainable and Secure Power Supply. In *the 20th World Energy Congress & Exhibition*. Rome, Italie.
- Brodeur, C., D. Crowley, X. Desmeules, S. Pigeon & R.-M. St-Arnaud. 2008. La biométhanisation à la ferme. Centre de référence en agriculture et agroalimentaire du Québec (CRAAO).
- Carlou, J.-P. 2010. Le salaire de la dette. France.
- CECP. 2007. Regional resource synergies for sustainable development in heavy industrial areas: an overview of opportunities and experiences. Centre of Excellence in Cleaner Production, Curtin University of Technology.
- CEPP. 2009. China electric power yearbook 2009. 791. China Electric Power Press.
- CEREN. 2009. Consommation totale d'énergie des secteurs résidentiel et tertiaire, par usage, de 1990 à 2008.
- Cheng, J. 2009. *Biomass to Renewable Energy Processes*. CRC Press.
- Chertow, M. R. (2000) Industrial symbiosis: literature and taxonomy. *Annual Review of Energy and Environment*, 25, 313-337.

- Cheyland, J.-P., D. Gautier, S. Lardon, T. Libourel, H. Mathian, S. Motet & L. Sanders (1999) Les mots du traitement de l'information spatio-temporelle. *Revue internationale de géomatique*, 9.
- Chiss, J.-L. (1995) structuralisme linguistique. *Encyclopaedia Universalis*.
- Clément, D. & P. Papon. 2010. *Vers une énergie durable ?* : Le Pommier.
- Cliff, A. D. & J. K. Ord. 1973. *Spatial autocorrelation*. Pion.
- CME. 2005. Intégration régionale de l'énergie en Afrique. Conseil Mondial de l'Énergie.
- CNIL. 2010. Les compteurs électriques intelligents en questions.
- CNN (2007) All About: Cities and energy consumption. *CNN*, Déc 31, 2007.
- Collectif (2011a) Dossier : Le biogaz monte en puissance. *Energie Plus*, 1er juillet 2011, 10-26.
- Collectif (2011b) Einstein Dépassé ! *Science & Vie*, 2011, 60-71.
- Collectif (2011c) Stockage d'électricité dans des batteries sodium-soufre. *Energie Plus*, 15 juillet 2011.
- COM. 1997. énergie pour l'avenir: les sources d'énergie renouvelables. Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires. In *COM(97) 599*, ed. C. d. c. européennes.
- . 2007. Feuille de route pour les sources d'énergie renouvelables. Les sources d'énergie renouvelables au 21e siècle: construire un avenir plus durable. In *COM(2006) 848*, ed. C. d. c. européennes.
- . 2011. énergies renouvelables : progrès accomplis pour atteindre l'objectif de 2020. In *COM(2011) final*, ed. C. d. l. c. a. p. e. e. a. conseil.
- Corotis, R. B., A. B. Sigl & J. Klein (1978) Probability models of wind velocity magnitude and persistence. *Solar Energy*, 20, 483-493
- Couturier, C. 2008. Note pour les comités opérationnels 10 (Energies renouvelables) et 15 (agriculture). Comité de Liaison Energies Renouvelables (CLER).
- Dalmedico, A. D. & D. Pestre (1998) Comment parler des sciences aujourd'hui ? *Science Tribune*, 1998.
- Daudé, E. & P. Langlois. 2006. Les formes de la diffusion In *GéoPoint '04*, 171-175. Avignon.
- David, D. 2010. Prospective territoriale par simulation orientée agent. In *Informatique et Mathématiques*. Université de La Réunion.
- David, M., L. Adelard, P. Lauret & F. Garde (2010) A method to generate Typical Meteorological Years from raw hourly climatic databases. *Building and Environment*, 2010, 1722-1732.
- David, P. 2005. Adoption du schéma régional éolien. *Témoignage* 1er avril 2005.
- David, P. (2007) Et si La Réunion se passait de la centrale thermique de EDF ? *Témoignage*.
- DEA. 2010. Danish Energy Authority : Energy Statistics 2009. Danish Energy Agency (DEA).
- Deublein, D. & A. Steinhauser. 2010. *Biogas from Waste and Renewable Resources: An Introduction*. John Wiley & Sons.
- DIREN. 2008. Note d'évaluation du potentiel hydroélectrique du bassin réunion. Comité de Bassin - La Réunion.
- DOE. 2004. SMART GRID: an introduction. U.S. Departement of Energy (DOE).
- Drouineau, M., N. Maïzi, V. Mazauric & E. Assoumou. 2010. Long-term planning tools and reliability needs: Focusing on the Reunion Island. In *33rd IAAE International Conference*. Rio.

- Duic, N. & M. d. G. Carvalho (2004) Increasing renewable energy sources in island energy supply: case study Porto Santo. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2004, 383-399.
- Durisch, W., B. Bitnar, J.-C. Mayor, H. Kiess, K.-h. Lam & J. Close (2007) efficiency model for pv modules and demonstration of its application to energy yield estimation. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2007, 79-84.
- E. Denny, M. O. M. (2006) Wind Generation, Power System Operation and Emissions Reduction. *IEEE Transactions on power systems*, 21.
- EDF. 2007. EDF Livret : les sites de production en France. ed. EDF.
- . 2009a. EDF Livret : l'énergie hydraulique. ed. EDF.
- . 2009b. Etude sur l'équipement en chauffe-eau solaire sen 2008. EDF.
- . 2009c. La Réunion : Bilan previsionnel pluriannuel investissements en production. EDF.
- . 2009d. Réseaux et systèmes électriques intelligents intégrant les énergies renouvelables. ed. L. f. A. d. innovations.
- . 2010a. Bilan 2009 & perspectives 2010 pour le système électrique réunionnais. EDF.
- . 2010b. Le prix de l'électricité. ed. EDF.
- . 2010c. Port Est : une nouvelle centrale électrique pour la Réunion.
- EDF. 2011. EDF installe une ligne haute-tension offshore au large des côtes réunionnaises. *EDF à La Réunion, actualité*.
- EDFSEI. 2009. Projets hydroélectriques EDF sur l'île de La réunion. EDFSEI.
- Ehrlich, P. R. 1972. *Population, ressources, environnement: problèmes d'écologie humaine Population, resources, environment. Traduit de l'américain par Michel Carrière*. Fayard.
- El-Guedri, M. 2009. Caratérisation aveugle de la courbe de charge électrique : détection, classification et estimation des usages dans les secteurs résidentiel et tertiaire. In *Physique*. Paris: Université Paris Sud (Paris XI)
- Ela, E. & B. Kirby. 2008. ERCOT Event on February 26, 2008: Lessons Learned. Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- Eponline. 2011. Wind Power Buildout Could Kill Millions of Birds, Conservation Group Says. *Environmental protection* 07 fév 2011.
- ERDF. 2008. Description physique du réseau public. ERDF.
- Erickson, W. P., G. D. Johnson & D. P. Y. Jr. (2005) A summary and comparison of bird mortality from anthropogenic causes with an emphasis on collisions. *USDA Forest Service Gen. Tech. Rep.* , 2005, 1029-1042.
- EUFORES. 2012. Préparer le terrain pour 2020. Directives et document d'appui pour la phase d'élaboration des PANER.
- Eurostat. 2010. Déchets générés par catégories de déchets. In *Base de données Eurostat*.
- Everett, J. M. 2006. *The People's Chronology*. Thomson Gale.
- EWEA. 2004. Wind energy: the facts - an analysis of wind energy in the EU-25. Brussels: EWEA (European Wind Energy Association).
- . 2009. Integrating wind: developing europe's power market for the large-scale integration of wind power. 104. European Wind Energy Association (EWEA) TradeWind Consortium.

- Figaro, L. 2012. Energie: EDF fera face au pic de demande
- Flety, Y. & M.-H. de Sède-Marceau. 2009. Vers une géo-ontologie pour les Systèmes Energétiques Territoriaux. In *XVI rencontres de Rochebrune*. Megève.
- Forrester, J. W. 1971. *World dynamics*. Wright-Allen Press.
- Foster, R., M. Ghassemi & A. Cota. 2009. *Solar energy: renewable energy and the environment*. CRC Press.
- Fouquet, R. 2008. *Heat, power and light: revolutions in energy services*. Edward Elgar.
- Fox, B., D. Flynn, L. Brynas, N. Jankins, D. Miborrow, M. O'Malley, R. Watson & O. Anaya-Lara. 2007. *Wind power integration: connection and system operational aspects*. Institution of Engineering and Technology.
- Freris, L. L. & D. G. Infield. 2008. *Renewable energy in power systems*. John Wiley & Sons.
- Frosch, R. A. & N. E. Gallopoulos (1989) Strategies for Manufacturing. *Scientific American*, 261, 144–152.
- Fukuoka, M., L. Korn, W. Berry & F. M. Lappe. 2009. *The One-Straw Revolution: An Introduction to Natural Farming*. New York Review of Books.
- Fumagalli, E., L. L. Schiavo & F. Delestre. 2007. *Service quality regulation in electricity distribution and retail*. Springer.
- Gauld, R. 2004. Stromness renewable energy project. 41. Orkney: Orkney Sustainable Energy Ltd.
- Gautret, L. 2007. Les énergies renouvelables en milieu insulaire : le cas de l'île de la Réunion. Université Antilles Guyane.
- Gaye, A. (2007) Access to Energy and Human Development. *New York: United Nations Development Program, Human Development Reports*.
- GERRI. 2011a. Ferme éolienne de La Perrière (AEROWATT) - Sainte-Suzanne.
- . 2011b. GERRI – Grenelle de l'Environnement à La Réunion – Réussir l'Innovation.
- Gibbs, D. & P. Deutz (2005) Implementing industrial ecology ? Planning for eco-industrial parks in the USA. *Geoforum*, 2005, 452–464.
- Gilboire, G. 2010. état de l'énergie solaire à la Réunion actualisation avec les chiffres 2007. ARER.
- Gouadec, D. & B. Fox. 2009. *Energie éolienne et intégration au réseau*. Dunod.
- Grondin, L. 2010. En attendant la nouvelle centrale, toujours de l'amiante à EDF Port Ouest. *Zinfos974* Jeudi 14 Octobre 2010.
- Grubb, M. J. (1991) Value of variable sources on power systems. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings*, 138, 149 - 165.
- Guardian. 2010. Germany targets switch to 100% renewables for its electricity by 2050. *Guardian* Thursday 8 July 2010:p16 of the Main section.
- Hadjsaïd, N. 2010. *La distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée*. Hermes Science Publications.
- Hagen, E. (1972) Limits to Growth Reconsidered. *International Development Review*, 14, 10-15.
- Harrison, R. M. 2001. *Pollution: causes, effects and control*. Royal Society of Chemistry.
- Hoarau, M. 2009. Note d'opportunités sur l'énergie osmotique avec l'utilisation du rejet d'eau de la centrale hydroélectrique de Sainte Rose. ARER.

- Hommelberg, M., C. Warmer, I. Kamphuis, J. Kok & G. Schaeffer. 2007. Distributed Control Concepts using Multi-Agent technology and Automatic Markets: An indispensable feature of smart power grids. 1-7. IEEE.
- Hubbert, K. (1956) Nuclear energy and the fossil fuels. *Drilling and Production Practice (1956) American Petroleum Institute & Shell Development Co.* .
- IBD. 2008. 2002 Benchmark Input-Output Accounts. Industry Benchmark Division (IBD), Bureau of Economic Analysis, U.S. Department of Commerce.
- Ibrahim, K. & M.-H. de Sède-Marceau. 2005. Modèle d'analyse locorégional des systèmes énergétiques. In *Septième Rencontres de Théo Quant*. Besançon.
- IEA. 2006a. *Energy technology perspectives: scenarios & strategies to 2050 : in support of the G8 Plan of Action*. OECD/IEA.
- . 2006b. International Energy Annual 2006. ed. W. C. o. P. E. b. E. T. a. S. C. Groups.
- . 2009. World Energy Outlook 2009. ed. I. E. A. (IEA), 696.
- . 2010. IEA International Energy Statistics: Population.
- . 2011a. IEA Annual Energy Outlook 2011, with projections to 2035. 235. U.S. Energy Information Administration.
- . 2011b. Table: RD&D Budgets.
- . 2011c. Table: Renewables Electric Generation by Type (Billion Kilowatthours) in year 2008.
- . 2011d. Table: Renewables Electric Generation by Type, Year 2009.(Billion Kilowatthours).
- . 2011e. Table: Total Biofuels Production of year 2009 (Thousand Barrels Per Day).
- . 2011f. Table: Total Electricity Net Consumption (Billion Kilowatthours) in year 2008.
- . 2011g. Table: Total Primary Energy Consumption (Quadrillion Btu) 1980-2008.
- . 2011h. Table: Total Primary Energy Consumption per Capita (Quadrillion Btu per Person) 1980-2008.
- IGL (1982) Introduction à SADT.
- IMAZPRESS. 2010. La centrale hydroélectrique s'agrandit. *IMAZPRESS* 11 juillet 2010.
- Imbert, P. (2011) Simulation des impacts de la Maîtrise de la Demande en Électricité: amélioration de la résolution des paramètres d'entrée à l'échelle locale.
- INSEE. 2009. Définition de l'IRIS.
- (2011a) Dossier Réunion TER 2010.
- . 2011b. La Réunion : Évolution et structure de la population. INSEE.
- IPCC. 2011. Special report on renewable energy sources and climate change mitigation. 1544. IPCC.
- Jarvis, A., H. I. Reuter, A. Nelson & E. Guevara. 2008. Hole-filled seamless SRTM data V4. International Centre for Tropical Agriculture (CIAT).
- Juin-Riolland, C. 2003. *Initiation à la géographie: devenir géographe*. Vuibert.
- Kahn, H., W. Brown & L. Martel. 1976. *Scénario pour 200 ans*. A. Michel.
- Kempton, W. & S. Letendre (2007) Electric vehicles as a new power source for electric utilities. *Transpn Res.-D*, 2, 157-175.

- Keppler, J. H. 2007. Causality and cointegration between energy consumption and economic growth in developing countries. In *The econometrics of energy systems*, eds. J. H. Keppler, R. Bourbonnais & J. Girod. Palgrave Macmillan.
- Krewitt, W., A. Trukenmüller, T. M. Bachmann & T. Heck (2001) Country specific damage factors for air pollutants. A step towards site dependent Life Cycle Impact Assessment. *LCA Methodology*, 6, 199-210.
- Kristiansen, T. (2003) Utilizing MATPOWER in Optimal Power Flow. *Modeling, Identification and Control*, 24, 49-59.
- Labouret, A., J. P. Braun, P. Cumunel & B. Faraggi. 2010. *Cellules solaires: Les bases de l'énergie photovoltaïque*. Dunod.
- Lacona, E., J. Taine & B. Tamain. 2009. *Les enjeux de l'énergie: de la géopolitique au citoyen*. Dunod.
- Laherrère, J. 2007. La si difficile évaluation des ressources et réserves entre technologie, marché et géopolitique. In *La planète en mal d'énergies. Festival International de Géographie (FIG) 2007*. Saint-Dié-des-Vosges.
- Lajoie, G. (2004) Évolutions socio-économique et démographiques à la Réunion : quelques conséquences en aménagement du territoire. *Travaux et Documents n°21, Université de La Réunion*, 77-100.
- Lajoie, G. 2005. Modélisation et prospective territoriale : Jeux et enjeux de la modélisation du système spatial de l'île de La Réunion. In *Modélisations en géographie: déterminismes et complexités*, ed. Y. Guermond. Hermès Science Publications.
- Lange, B., K. Rohrig, F. Schlögl, Ü. Cali & R. Jursa. 2008. Wind power forecasting. In *Renewable electricity and the grid: the challenge of variability*, ed. G. Boyle, 95-120. Earthscan.
- Langlois, P. 2009a. De l'équation différentielle au modèle distribué In *MAPS*. Paris.
- Langlois, P. 2009b. Une ontologie formelle pour la modélisation de systèmes complexes en géographie : Le modèle AOC. In *Rochebrune 2009 : Ontologie et dynamique des systèmes complexes, perspectives interdisciplinaires*. Rochebrune.
- Langlois, P. 2010. *Simulation des systèmes complexes en géographie: Fondements théoriques et applications*. Hermès science.
- Laughton, M. 2008. Variable Renewables and the Grid: An Overview. In *Renewable electricity and the grid: the challenge of variability*, ed. G. Boyle, 1-30. Earthscan.
- Lemire, L. 2005. France 2, émission spéciale pour la centième de Campus. France.
- Léon, O. (2010) La population des régions en 2040 : les écarts de croissance démographique pourraient se resserrer. *INSEE Premiers*, N° 1326 - Décembre 2010.
- Leontief, W. (1936) Quantitative input and output relations in the economic system of the United States. *The review of Economic Statistics*, 18, 105-125.
- Lescaroux, F. (2010) Dynamics of final sectoral energy demand and aggregate energy intensity. *Energy policy*.
- Leung, C. S. & P. Meisen (2005) How electricity consumption affects social and economic development by comparing low, medium and high human development countries. *Global Network Institute > Global Issues > Quality of Life webpage Retrieved July, 21, 2007*.
- Liebenthal, A., S. Mathur & H. Wade. 1994. Solar energy. Lessons from the Pacific Island experience. ed. T. W. Bank. Washington, D.C.

- LOI. 2005. Loi du 13 juillet 2005 d'orientation sur l'énergie. In *ECOX0400059L*, ed. République Française.
- . 2010. Projet de loi portant engagement national pour l'environnement. In *texte adopté n°504 «Petite loi»*, ed. Assemblée Nationale.
- Lovins, A. B. (1976) Energy Strategy: The road not taken. *Foreign Affairs*, 1976.
- Lovins, A. B. 1977. *Soft energy paths: toward a durable peace*. Friends of the Earth International.
- Lund, H. 2009. *Renewable Energy Systems: The Choice and Modeling of 100% Renewable Solutions*. Academic.
- Lund, H. & W. Kempton (2008) Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G. *Energy Policy*, 2008, 3578– 3587.
- Ma, K. (2010) La Normandie à la traîne pour les énergies renouvelables. *Etudes Normandes*, 2010.
- Magdelaine, C. 2010. Non ! "Le ciel ne va pas nous tomber sur la tête", Colloque de la société de géographie.
- Marcus, G. H. 1981. Soft versus hard energy paths: an analysis of the debate. Congressional Research Service.
- Mathew, S. 2006. *Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics*. Springer. Mathieu, N. & Y. Guermond. 2011. *La ville durable, du politique au scientifique*. Quae éditions. Maturana, H. R., F. J. Varela & F. C. Jullien. 1994. *L'arbre de la connaissance*. Addison-Wesley France. Maugard, A. 2006. Le bâtiment à énergie positive. In *Club Mines-énergie*.
- Maupu, J.-L. 2007. Ville en creux, ville durable : quels agencements pour demain ? In *La planète en mal d'énergies. Festival International de Géographie (FIG) 2007*. Saint-Dié-des-Vosges.
- Mayer, P. C. (2000) Reliability economies of scale for tropical island electric power. *Energy Economics*, 2000, 319-330.
- Meadows, D. H., C. o. Rome & P. Associates. 1974. *The Limits to growth: a report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind*. Universe Books.
- Mendonc, M., S. Lacey & F. Hvelplund (2009) Stability, participation and transparency in renewable energy policy: Lessons from Denmark and the United States. *Policy and Society*.
- Mendonça, M., D. Jacobs & B. K. Sovacool. 2009. *Powering the green economy: the feed-in tariff handbook*. Earthscan.
- Mérenne-Schoumaker, B. 1993. *Géographie de l'énergie*. Nathan université.
- Mérenne-Schoumaker, B. 2011. *Géographie de l'énergie: Acteurs, lieux et enjeux*. Belin.
- Météo-France. 2010. *Bulletin climatologique annuel 2009*. Sainte Clotilde: Météo France.
- METEONORM. 2010. METEONORM Version 6.0 Handbook.
- Milligan, M., M. Schwartz & Y. Wan (2003) Statistical Wind Power Forecasting Models: Results for U.S. Wind Farms. *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*.
- Mitchell, M. 2011. *Complexity: A Guided Tour*. Oxford Univ Pr.
- Moigne, J. L. L. 1977. *La théorie du système général: théorie de la modélisation*. Presses universitaires de France.
- Moigne, J. L. L. 1995. *Les épistémologies constructivistes*. Presses universitaires de France.

- Morin, E. 1986. *La connaissance de la connaissance*. Éditions de Seuil.
- Morin, E. 1990. *Introduction à la pensée complexe*. ESF.
- Morin, E. & J. L. L. Moigne. 1999. *L'intelligence de la complexité*. L'Harmattan.
- Murray, J. 2010. Fast charger promises to re-fuel electric cars within 15 minutes. *Business Green*.
- Nahapetian, N. (2002) Dossier écologie. Cas d'étude: l'écologie industrielle: la symbiose industrielle de Kalundborg. *Alternatives économiques*.
- Nakićenović, N., A. Grübler & A. McDonald. 1998. *Global energy: perspectives*. Cambridge University Press.
- NERC. 2010. Reliability Assessment Guidebook. ed. N. A. E. R. C. (NERC). Princeton.
- Newman, P. & J. R. Kenworthy. 1999. *Sustainability and Cities: Overcoming Automobile Dependence*. Island Press.
- Ngô, C. 2008. *L'énergie: ressources, technologies et environnement*. Dunod.
- Noin, D. 1988. *La transition démographique dans le monde*. Presses universitaires de France.
- Notton, G., L. Stoyanov, M. Ezzat, V. Lararov, S. Diaf & C. Cristofari (2011) Integration limit of renewable energy systems in small electrical grid. *Energy Procedia*, 6, 651-665.
- Nowak, M. A. & R. M. May (1992) Evolutionary games and spatial chaos. *Nature*, 359, 826-829.
- O'Mahony, M. 2004. (ESB Power Generation). Personal communication. ed. E. S. Board. Dublin.
- O'Rourke, D., L. Connelly & C. P. Koshland (1996) Industrial ecology: a critical review. *International Journal of Environment and Pollution*, 6, 89-112.
- OCDE. 2002. Tableaux d'Entrées-Sorties de l'OCDE par pays. OCDE.
- Oil, W. 2008. In *World Oil*.
- ONU. 2008. Communauté de presse du 22 avril 2008.
- P.R. 2007. Sainte Rose : les éoliennes toujours décriées.
- Pacca, S. & A. Horvath (2002) Greenhouse gas emissions from building and operating electric power. *Environmental Science & Technology*, 2002, 3194-3200.
- Parmentier, B. 2009. *Nourrir l'humanité: les grands problèmes de l'agriculture mondiale au XXIe siècle*. La Découverte.
- Patel, M. R. 1999. *Wind and solar power systems*. CRC Press.
- Payne, J. E. (2010) A survey of the electricity consumption-growth literature. *Applied Energy*, 87, 723-731.
- PBS. 2006. qui a tué la voiture électrique ? (Who Killed the Electric Car?).
- PCSD. 1996. Eco-efficiency task force report. Washington, DC. : U.S. President's Council on Sustainable Development (U.S. PCSD).
- Petersona, S. B., J. F. Whitacrea & J. Apt (2010) The economics of using plug-in hybrid electric vehicle battery packs for grid storage. *Journal of Power Sources*, 2010, 2377-2384.
- PETREL. 2009. PETREL - île de La Réunion. ARER.
- Phan, D. & F. Amblard. 2007. *Agent-Based Modelling and Simulation in the Social and Human Sciences*. Bardwell Press.
- Pierrard, V. (2011) L'écologie Industrielle dans le monde. Zoom sur Rotterdam. *Lettre d'information*

- de l'association ecologie Industrielle estuaire, 2011, 2.*
- Pinard, M., J. Porritt, L. Freris & D. Infield. 2009. *Les énergies renouvelables pour la production d'électricité*. Dunod.
- Pipattanasomporn, M., H. Feroze & S. Rahman. 2009. Multi-agent systems in a distributed smart grid: Design and implementation. 1-8. IEEE.
- PRERURE. 2008. Plan Régional des énergies renouvelables et de l'utilisation rationnelle de l'énergie (PRERURE). Région Réunion, ARER, EDF, ADEME, SIDELEC Réunion, Département de La Réunion.
- RAC-F. 2011. Plan climat-énergie territorial, l'engagement des territoires dans la lutte contre les changements climatiques. ed. R. A. C. France.
- Ramchurn, S., P. Vytelingum, A. Rogers & N. Jennings (2011) Agent-Based Control for Decentralised Demand Side Management in the Smart Grid.
- Rousseau, A. 2009. Schéma Birecteur Biomasse Energie Phase 1, état des lieux des ressources et perspectives de développement à l'horizon 2015-2020-2030. ed. ARER. ARER.
- RTE. 2009. Statistiques RTE 2008.
- . 2011. Statistiques de l'énergie électrique en France en 2010.
- Sabonnadière, J.-C. 2007a. Nouvelles technologies de l'énergie 1 : Les énergies renouvelables. Hermès science publications / Lavoisier.
- Sabonnadière, J.-C. 2007b. Nouvelles technologies de l'énergie : Tome 1, Les énergies renouvelables. Hermès science publications / Lavoisier.
- Sabonnadière, J. C. 2006. *Nouvelles technologies de l'énergie: Tome 2, Stockage et technologie à émission réduite*. Hermes Science Publications.
- Sabonnadière, J. C. 2007c. *Nouvelles technologies de l'énergie : Tome 4, Gestion de l'énergie et efficacité énergétique*. Hermes Science Publications.
- SAR. 1995. Projet Schéma d'Aménagement Régional (SAR) de la Réunion, rapport. ed. C. R. d. L. Réunion.
- . 2010. Projet Schéma d'Aménagement Régional (SAR) de la Réunion, rapport. ed. C. R. d. L. Réunion.
- Scherer, A. 1990. *La Réunion*. Paris: Presses Universitaires de France.
- Schlueter, R. A. & A. C. G. Sigari (1986) Wind Array Power Prediction for Improved Operating Economics and Reliability. *Power Systems, PWRS-1*.
- Schlueter, R. A., G. L. Park, R. Bouwmeester, L. Shu, M. Lotfalian, P. Rastgoufard & A. Shayanfar (1984) Simulation and Assessment of Wind Array Power Variations Based on Simultaneous Wind Speed Measurements. *Power Apparatus and Systems, PAS-103, 1008-1016*.
- Schneider, S. 2010. Grande histoire des océans. Allemagne.
- SEI, C. (2009) ENR aléatoires intermittentes dans les SEI, pourquoi un taux maximal de 30%. *EDF CCP SEI*.
- Şen, Z. 2008. *Solar energy fundamentals and modeling techniques: atmosphere, environment, climate change and renewable energy*. Springer.
- SEOR. 2008. Société d'études ornithologiques de la Réunion.
- Sialleli, J. & S. Roy. 2010. L'utilisation des micro-algues pour la production de biocarburants en Allemagne. Ambassade de France en Allemagne.

- Sinden, G. 2008. Renewable resource characteristics and network integration. In *Renewable electricity and the grid: the challenge of variability*, ed. G. Boyle, 55-72. Earthscan.
- Sliz-Szkliniarz, B. & J. Vogt (2011) GIS-based approach for the evaluation of wind energy potential: A case study for the Kujawsko-Pomorskie Voivodeship. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 1696-1707.
- smartgridavenir.fr. 2011. Le projet MILLENER au service du projet énergétique insulaire. *SmartGrid Avenir* 27 juin 2011.
- SOeS. 2009a. production et traitement des déchets en France en 2006. In *Etudes et documents*. Service de l'observation et des statistiques.
- . 2009b. Structure sectorielle de la consommation énergétique finale (corrigée du climat) en %.
- . 2010. Repères : Le rapport sur l'environnement 2010 : quelques réponses du Grenelle de l'environnement. ed. C. G. a. D. Durable.
- Soobadar, A. 2009. Impacts agronomiques et environnementaux de l'épandage de vinasse et de cendre de charbon/bagasse sur les terres agricoles de l'île Maurice. In *Chimie Agricole*. Avignon: Docteur en Sciences.
- Sørensen, B. 2007. *Renewable energy conversion, transmission, and storage*. Elsevier/Academic Press.
- Soubdhan, T., R. Emilion & R. Calif. 2008. Classification of daily solar radiation distributions using a mixture of Dirichlet distributions. ed. HAL. hal-00289567.
- Thiberge, C. 2003. *La ville en creux*. Ed. du Linteau.
- Thierry, C. 2010. Etude du parc de bâtiments construits de l'île de la Réunion et approche des gisements de Maîtrise de la Demande en Energie (MDE). 139. Karlsruhe: EIFER.
- Toutchkov, H. 2009. Le plus grand parc éolien d'Europe bientôt en Suède ?
- toutelareunion.net. 2010. Des solutions pour une autonomie énergétique à La Réunion ? *ToutelaReunion.net*.
- Tröster, E., R. Kuwahata & T. Ackermann. 2011. European Grid Study 2030/2050. energynautics GmbH, Germany.
- UE. 2007. Conclusions de la Présidence - Bruxelles, les 8 et 9 mars 2007. In *7224/1/07 REV 1 CONCL 1*, ed. C. d. L. U. Européenne.
- Ulleberg, Ø., T. Nakken & A. Ete (2010) The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35, 1841-1852.
- VERGNET. 2011. Brochure Vergnet GEV MP 32R 200/275 kW. ed. G. Vergnet.
- Veynandt, A. & E. Kremers. 2010. Vérification de l'outil Anylogic/Java pour la méthode SIMPACT. In *EIFER technical paper*. Karlsruhe: EIFER.
- Viejo, P. & E. Kremers. 2009. Simulation of energy system scenarios for regional planning decision-making using agent-based modeling. In *11th International Conference on Computers in Urban Planning and Urban Management CUPUM*. Hong Kong.
- Viinikainen, S. & S. Soimakallio. 2007. *Energy use: visions and technology opportunities in Finland*. VTT.
- Vinard, M., F. A. Shakarchi & L. Gautret. 2009. Schéma Directeur Stockage Réunion. ARER.

- Vytelingum, P., T. Voice, S. Ramchurn, A. Rogers & N. Jennings. 2010. Intelligent agents for the smart grid. 1649-1650. International Foundation for Autonomous Agents and Multiagent Systems.
- WADE & ICEED. 2009. More for less: how decentralised energy can deliver cleaner, cheaper and more efficient energy in Nigeria. World Alliance for Decentralized Energy (WADE), Christian Aid and the International Centre for Environment and Energy Development (ICEED).
- Weisbuch, G. 1989. *Dynamique des systèmes complexes: une introduction aux réseaux d'automates*. InterEditions.
- Weisser, D. (2004) On the economics of electricity consumption in small island developing states: a role for renewable energy technologies? *Energy policy*, 2004, 127-140.
- Weron, R. 2006. *Modeling and forecasting electricity loads and prices: a statistical approach*. John Wiley & Sons.
- Whitehead, L. 2010. Paroles d'ouverture de la conférence. In *Métropoles dans les Amériques : l'énergie, l'environnement et l'économie*. Paris.
- Wilensky, U. (1999) NetLogo User manual. *Center for Connected Learning and Computer-Based Modeling. Northwestern University, Evanston, IL.* .
- Williams, R., S. Gero, L. Bejder, J. Calambokidis, S. D. Kraus, D. Lusseau, A. J. Read & J. Robbins (2011) Underestimating the damage: interpreting cetacean carcass recoveries in the context of the Deepwater Horizon/BP incident. *Conservation Letters*, 4, 228-233.
- WMO, W. M. O. 2008. CIMO Guide 7th Edition. In *Chapter 5: Measurement of surface wind*.
- Wolfram, S. 2002. *A new kind of science*. Wolfram Media.
- Wood, A. J. & B. F. Wollenberg. 1996. *Power generation, operation, and control*. J. Wiley & Sons.
- Yang, P. P.-J. & O. B. Lay (2004) Applying ecosystem concepts to the planning of industrial areas: a case study of Singapore's Jurong Island. *Journal of Cleaner Production* 2004, 1011–1023.
- Zeigler, B. P., H. Praehofer & T. G. Kim. 2000. *Theory of modeling and simulation: integrating discrete event and continuous complex dynamic systems*. Academic Press.
- Zimmerman, R. D. & C. E. Murillo-Sanchez. 2011. MatPower 4.0 User's Manual. ed. P. S. E. R. C. (Pserc).
- Zonooz, M. R. F. (2009) A Review of MARKAL Energy Modeling. *European Journal of Scientific Research*, 26, 352-361.
- Zwirn, H. 2006. *Les systèmes complexes: mathématiques et biologie*. O. Jacob.